

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

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
**на тему:**  
**«РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ АКЦІОНЕРНОГО**  
**ТОВАРИСТВА «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» ІЗ ДОСЛІДЖЕННЯМ**  
**ЗАХИСТУ ВІД ДІЙ БЛИСКАВОК»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-20мз  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи та  
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Філіпчук В. С.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Поліщук А. Л.

(прізвище та ініціали)

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 р.

Опонент:

\_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 р.

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

(прізвище та ініціали)

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 р.

Вінниця ВНТУ - 2022 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.  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_ 2022 року

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

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток фрагменту електромереж Акціонерного товариства «Вінницяобленерго» із дослідженням захисту від дій блискавок

керівник роботи к.т.н., доцент. каф. ЕСС Поліщук А. Л.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.03.2022 року № 65

2. Строк подання студентом роботи 07 червня 2022 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 37 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік

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

ситуаціях. 7. Визначення оптимального варіанту розвитку ЕМ. Висновки.Список використаних джерел. Додатки.

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

#### 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Поліщук А. Л. к.т.н., доц. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Бондаренко Є. А. д.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 24 березня 2022 року

#### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.03.22	06.03.22	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	07.03.22	12.03.22	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	13.03.22	05.04.22	
4	Дослідження системи захисту від блискавки	06.04.22	30.04.22	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.22	10.05.22	
6	Техніко-економічна частина	11.05.22	16.05.22	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.22	25.05.22	
8	Оформлення презентації	26.05.22	30.05.22	

Студент \_\_\_\_\_ Філіпчук В. С. \_\_\_\_\_

( підпис )

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Поліщук А. Л. \_\_\_\_\_

( підпис )

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ .....	6
ANNOTATION.....	7
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1 .....	10
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	10
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	11
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	13
РОЗДІЛ 2 .....	15
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	15
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	15
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу .....	18
РОЗДІЛ 3 .....	23
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ.....	23
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	23
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі .....	27
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	28
РОЗДІЛ 4 .....	31
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ .....	31
РОЗДІЛ 5 .....	34
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ .....	34
5.1 Вибір схеми РП 110 кВ прохідних підстанцій .....	35
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції .....	35
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції.....	38
РОЗДІЛ 6 .....	42
ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	42
РОЗДІЛ 7 .....	44
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ..	44
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків .....	44
7.2 Регулювання напруги у мережі.....	45
РОЗДІЛ 8.....	49
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	49
РОЗДІЛ 9 .....	72
ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ГРОЗОЗАХИСТУ ПЛЕП.....	72
9.1 Сучасний грозозахист розподільчих повітряних ліній 6, 10 кВ довго-іскровими розрядниками (РДІ) .....	72
9.2 Ізолятори-розрядники з мультикамерною системою (ІРМК).....	80
РОЗДІЛ 10 .....	83
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	83
10.1 Задачі розділу.....	83

10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ .....	84
10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт в діючих електроустановках. ....	85
10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	87
10.4.1 Мікроклімат .....	87
10.4.2 Склад повітря робочої зони.....	87
10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення .....	88
10.4.4 Штучне освітлення .....	88
10.4.5 Виробничий шум.....	89
10.4.6 Виробнича вібрація .....	89
10.5 Розрахунок захисного заземлення .....	90
10.6 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж. ....	93
10.6.1 Дослідження безпеки роботи приладів на оперативному пункті управління ВРУ в умовах дії ЕМП.....	94
10.6.2 Пожежна безпека.....	96
ВИСНОВКИ.....	101
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	103
Додаток А.....	107
Додаток А1. Технічне завдання МКР.....	108
ДОДАТОК А2.....	114
ДОДАТОК Б .....	117
ДОДАТОК В .....	120
ДОДАТОК Г .....	123
ДОДАТОК Д.....	126

## АНОТАЦІЯ

Філіпчук Вадим Сергійович «Розвиток фрагменту електромереж Акціонерного товариства «Вінницяобленерго» із дослідженням захисту від дій блискавок». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2022 – 105 с./ На укр. мові. рис.21, табл.19, бібліогр.27.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено дослідження засобів захисту від прямих ударів блискавки.

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

## ANNOTATION

Filipchuk Vadim Sergiyovich «Development of a fragment of power grids of Vinnytsiaoblenerho Joint-Stock Company with research on lightning protection». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2022- 105 p. fig. 21, table 19, bibl. 27

The development of a fragment of electric networks is modeled in the work.

A study of means of protection against direct lightning strikes.

The analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel servicing open switchyards is carried out.

## ВСТУП

Удари блискавки в лінії електропередачі або поблизу них призводять до появи імпульсних перенапруг, небезпечних як для ізоляції самих ліній, так і для електрообладнання підстанцій. Значний матеріальний збиток пов'язаний і з непрямим впливом грозових розрядів. Він обумовлений порушеннями технологічних процесів внаслідок виходу з ладу систем технологічного управління, мікропроцесорних та комп'ютерних пристроїв управління, регулювання, вимірювання, сигналізації тощо [1,3].

Основною причиною виходу з ладу ізоляції об'єктів електроенергетики, перерв в електропостачанні і витрат на його відновлення до теперішнього часу є ураження блискавкою об'єктів електроенергетики [3].

Захисту об'єктів електроенергетики від прямих ударів блискавки і від перенапруг завжди приділялася велика увага. З метою такого захисту використовуються блискавковідводи, обмежувачі перенапруг, розрядники, відповідні системи заземлення. Блискавковідводами обладнуються також інші важливі об'єкти, такі як житлові і виробничі будівлі, склади і т.д. Мета цих заходів - запобігти безпосередні удари блискавки в захищені об'єкти і організувати протікання струмів блискавки по безпечному шляху [3].

Надійність захисту електричних станцій і підстанцій від грозових перенапруг повинна бути значно вища за надійність грозозахисту ліній електропередачі. Це визначається значно більшим збитком від грозових перенапруг на підстанціях, ніж на лініях. Внутрішня ізоляція силових трансформаторів і іншого устаткування підстанції має менші рівні ізоляції в порівнянні з ізоляцією лінії і не є самовідновлюваною після згасання дуги грозового перекриття [9].

Захист устаткування підстанцій від прямих ударів блискавки забезпечується стрижневими блискавковідводами. Крім того, необхідний захист від хвиль, що виникають на лініях та підходять до підстанції, при ударах блискавки в троти або опори цих ліній. Для захисту ліній електропередач та устаткування підстанцій від перенапруг використовують троти і заземлення опор на лініях, рокові розрядники, трубчасті розрядники на контактній мережі, конденсатори для зниження грозових перенапруг, ізолятори – розрядники, довго-іскрові розрядники [10, 27].



**Отже**, дослідження систем блискавкозахисту, оптимізація їх проектування є **актуальною науково-прикладною задачею**.

**Метою** даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та дослідження засобів захисту від удару блискавки.

**Задачі дипломної 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;
- проведено аналіз засобів для захисту від ударів блискавки;
- розв'язано питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує елементи ВРУ.

**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» [22].

**Наукова новизна** полягає у підтвердженні перспектив використання існуючих засобів та методів регулювання напруги.

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

## РОЗДІЛ 1

## ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

За допомогою методу найменших квадратів створимо аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою. 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.

Визначення відповідних числових коефіцієнтів  $a'$  та  $b'$  виконується 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 визначення 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:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 960 \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1933753. \end{cases}$$

звідки  $a' = -1527,9$   $b' = 0,8061$ , тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,8061 \cdot T - 1527,9.$$

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

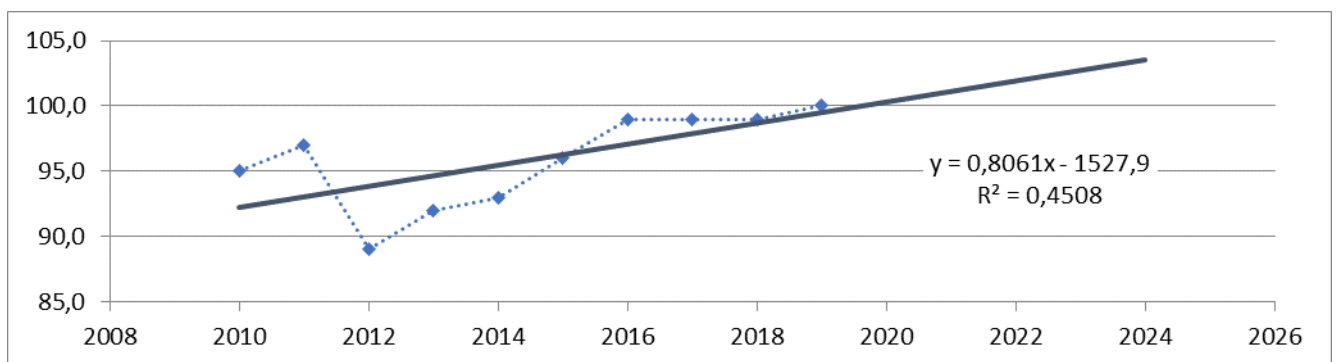


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої  $P'_{\max}(T)$  та регресійної  $P'_{\max}(T)$  залежностей максимального навантаження від часу  $T$

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 106,3 %, що на 6,3 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

### 1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають

обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток А1) 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 обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них.

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

- в лініях електропередач – 1.8МВт;
- в трансформаторах – 0.8 МВт з них холостого ходу 0.5 МВт та навантажувальні 0.5 МВт.

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

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

Вітки	5-204	4-204	203-4	14-15	100-15
Марка проводу	АС-95	АС-95	АС-95	АС-185	АС-185
Допустимий струм, А	95	95	95	185	185
Розрах.струм, А	27	35	49	9	44

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	5	4	14	15
Напруга вузла,кВ	110,6	110,81	113,66	113,69

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 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 у 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, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна здійснювати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

## 1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У 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 згідно варіанту є: вузол №4 – Кожухів з рівнем напруги 110,81 кВ; вузол № 14 – Сосонка тяга з рівнем напруги 113,66 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.

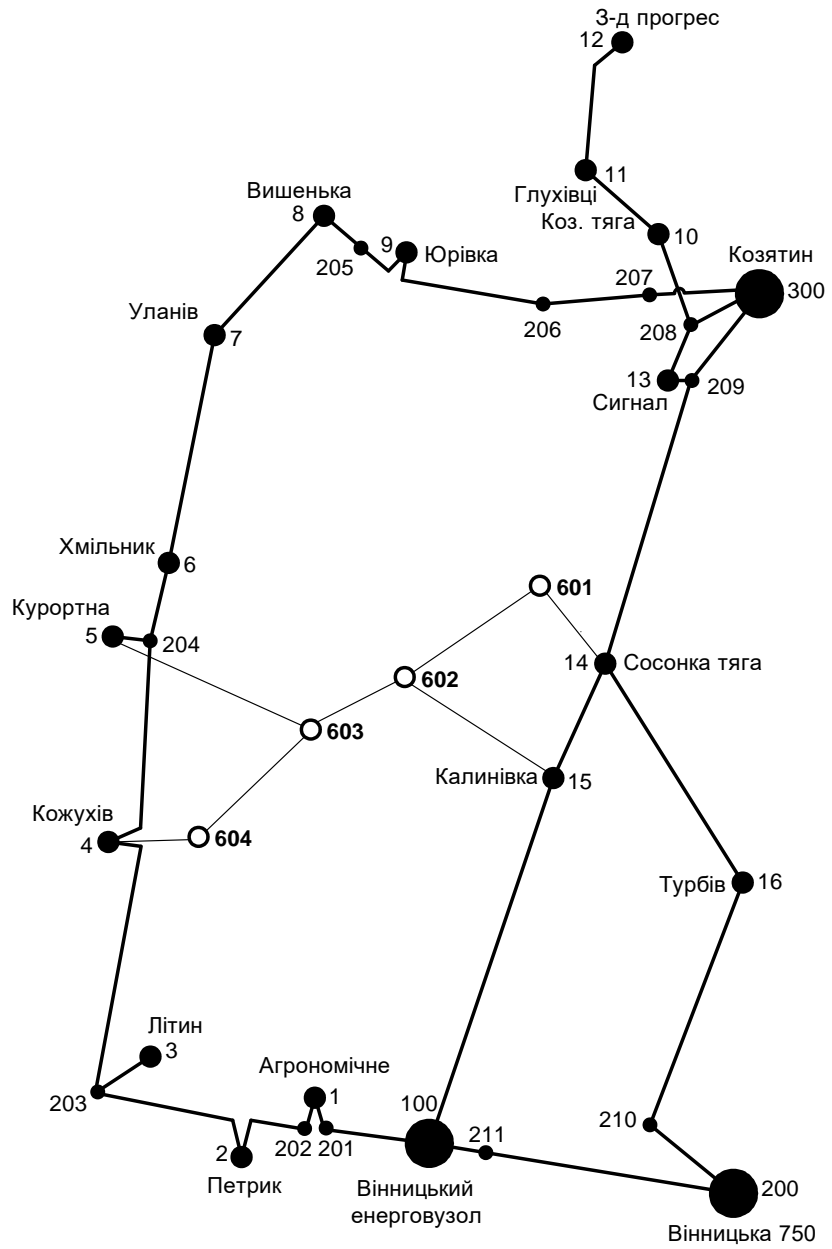


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

## РОЗДІЛ 2

### ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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  $V_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n V_i$ , а оптимізованими змінними прийняти потужності  $P_i$ , які протікають лініями.

В загальному випадку залежності  $V_i = f(P_i)$  нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку 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 ЛЕП дасконтовані витрати  $V_i$  можна записати:

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

де  $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$ ;  $K_{0i}$  - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на  $i$ -тій ЛЕП;  $E$  - коефіцієнт дисконту ( $E=0,12$ );  $\alpha$  - коефіцієнт нормативних відрахувань;  $b_i$  - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від  $P_i^2$ ;  $l_i$  - довжина  $i$ -ї ЛЕП в км;  $P_i$  - потужність  $i$ -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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

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

- Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км. Коефіцієнти  $a_i$  (2.1) з урахуванням  $E = 0,12$  та  $\alpha = 0,02$  приймають відповідно значення: 503.6 тис.грн/(МВт<sup>2</sup>·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 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 1,65 грн/кВт·год;  $r_{0i}$  – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240  $r_{0i} = 0,131$  Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
4	604	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	0,673	4297,4
5	603	2,8	19,6	110	1573,680	0,131	9870,1	1,570	10027,2
15	602	2,3	16,1	110	1573,680	0,131	8107,6	1,290	8236,6
14	601	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	0,729	4655,5
601	602	2,1	14,7	110	1573,680	0,131	7402,6	1,178	7520,4
602	603	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	0,841	5371,7
603	604	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	1,122	7162,3

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів  $a_i$  не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти  $b_i$  зросли (табл. 2.2).

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна потужність Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт
4-604	1,2	5,5	4250,3	4243,0	4259,2	4230,1	3,692
5-603	2,8	5,5	9917,4	9900,4	9938,2	9870,1	8,614
15-602	2,3	5,5	8146,4	8132,4	8163,5	8107,6	7,076
14-601	1,3	5,5	4604,5	4596,6	4614,1	4582,6	3,999
601-602	2,1	5,5	7438,0	7425,3	7453,6	7402,6	6,460
602-603	1,5	5,5	5312,9	5303,8	5324,0	5287,6	4,615
603-604	2	5,5	7083,8	7071,7	7098,7	7050,1	6,153

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 ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.3.

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. P, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
4-604	1,2	5,5	4250,3	4246,5	4254,6	774,9	4250,3	3825,3	4675,3
5-603	2,8	5,5	9917,4	9908,4	9927,3	1808,1	9917,4	8925,6	10909,1
15-602	2,3	5,5	8146,4	8139,0	8154,6	1485,2	8146,4	7331,8	8961,1
14-601	1,3	5,5	4604,5	4600,3	4609,1	839,5	4604,5	4144,0	5064,9
601-602	2,1	5,5	7438,0	7431,3	7445,5	1356,1	7438,0	6694,2	8181,8
602-603	1,5	5,5	5312,9	5308,1	5318,2	968,6	5312,9	4781,6	5844,2
603-604	2	5,5	7083,8	7077,4	7090,9	1291,5	7083,8	6375,5	7792,2

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

Симплекс-метод – метод розв'язання 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 формулюється таким чином:

Мінімізувати



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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	4-604	5-603	15-602	14-601	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603	0-0	0-0	0-0	0-0					
601	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,32	11,32	
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	16,14	16,14	
603	0	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-18,30	-18,30	
604	1	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	5,45	5,45	
Коефіцієнти цільової функції	392,916	916,805	753,089	425,659	687,603	687,603	491,145	491,145	654,860	654,860	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000	
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	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	
Дисконтровані витрати, тис. грн																			0,000

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	4-604	5-603	15-602	14-601	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603	0-0	0-0	0-0	0-0					
601	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,32	0,00	
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	16,14	0,00	
603	0	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-18,30	0,00	
604	1	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	5,45	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	392,916	916,805	753,089	425,659	687,603	687,603	491,145	491,145	654,860	654,860	0,000	0,000	0,000	0,000				15454,566	
Потужності ЛЕП	3,294568	0	0	11,321424	0	0	0	16,143512	2,156488	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	4230,052	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000	0,000	5287,565	7050,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		21150,261	
Змінні складові витрат	7,305	0,000	0,000	93,455	0,000	0,000	0,000	219,253	5,217	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		325,230	
Дисконтровані витрати, тис. грн																			21475,492

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).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	4-604	5-603	15-602	14-601	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603	0-0	0-0	0-0	0-0					
601	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,32	0,00	
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	16,14	0,00	
603	0	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-18,30	0,00	
604	1	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	5,45	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	1286,165	916,805	753,089	413,023	687,603	687,603	491,145	341,117	3271,664	654,860	0,000	0,000	0,000	0,000				18521,529	
Потужності ЛЕП	5,451056	0	0	9,164936	0	2,156488	0	18,3	0	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	4230,052	0,000	0,000	4582,557	0,000	7402,591	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		21502,765	
Змінні складові витрат	19,999	0,000	0,000	61,244	0,000	5,477	0,000	281,742	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		368,462	
Дисконтровані витрати, тис. грн																			21871,228

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

За результатами обчислень отримано розв'язок задачі, що характеризується найменшим значенням витрат:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП															Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	4-604	5-603	15-602	14-601	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603	0-0	0-0	0-0	0-0				
601	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,32	0,00
602	0	0	1	0	1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,14	0,00
603	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	1	0	0	0	0	0	0	-18,30	0,00
604	1	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	5,45	0,00
Коефіцієнти цільової функції	779,675	916,805	753,089	506,692	687,603	3435,247	491,145	304,334	654,860	654,860	0,000	0,000	0,000	0,000				14630,381
Потужності ЛЕП	3,294568	0	0	11,321424	0	0	0	16,143512	2,156488	0	0	0	0	0				
Постійні складові витрат	4230,052	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000	0,000	5287,565	7050,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				21150,261
Змінні складові витрат	7,305	0,000	0,000	93,455	0,000	0,000	0,000	219,253	5,217	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				325,230
Дисконтовані витрати, тис. грн																		21475,492

Рисунок 2.4 – Остаточний результат оптимізації схеми ЕМ за симплекс-методом

У таблиці на рис. 2.4 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.6.

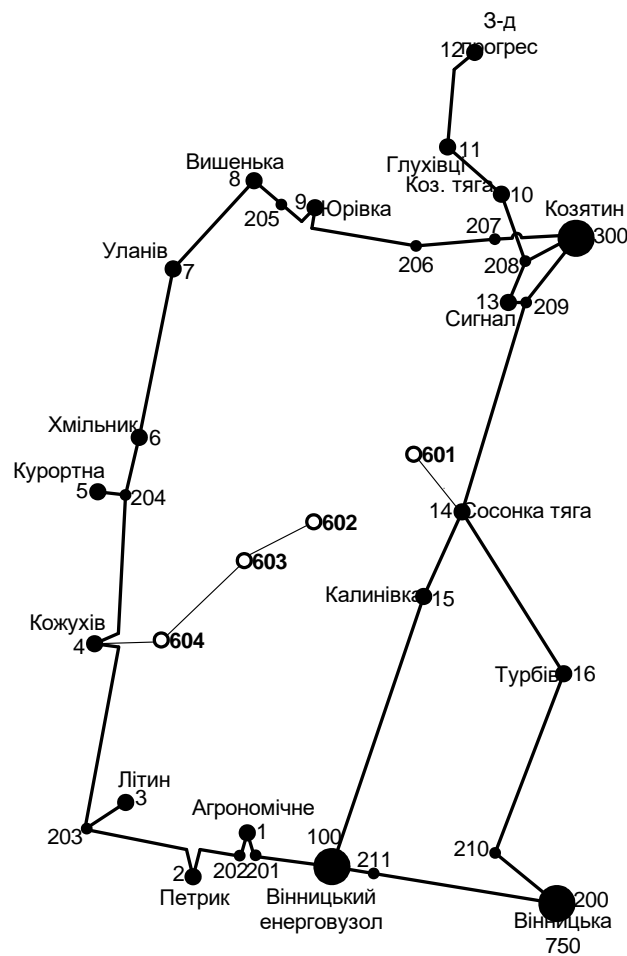


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 601-602 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

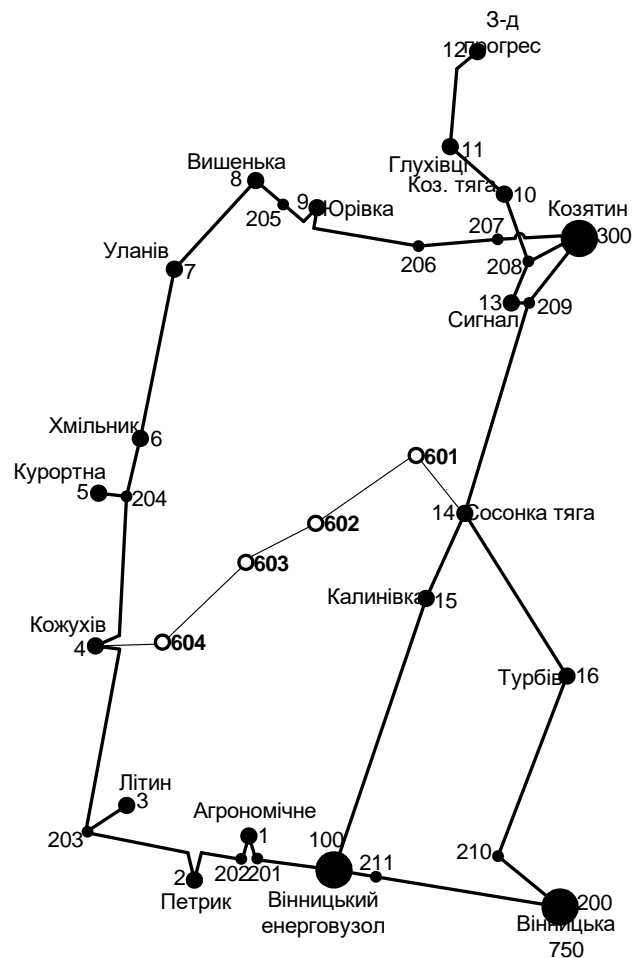


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отже, отримана оптимальна схема ЕМ із забезпеченням енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Прокладається додаткова ЛЕП між вузлами 601-602 довжиною 14 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить існуючі ЛЕП.

## РОЗДІЛ 3

**ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ  
ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО  
ПРОГРАМУВАННЯ**

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

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

### 3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 601, 602, 603, 604). Для нашого варіанту приймаємо 2 опорних пунктів живлення: 4 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 на параметри:  $P_{li} \leq P_{\max}$  ;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:



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

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

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 601, 602, 603, 604. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 25 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

#### Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 14-601, 601-602. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{14-601} + \Delta L_{601-602} = 9,1 + 14,7 = 23,8 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній. Дволанцюгові ЛЕП використовуються для забезпечення надійності електропостачання споживачів.

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

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 602-603, 603-604. Результати розрахунків подано в табл.3.2.

Третій крок. Для третього року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому та другому кроці. І так само для кожного варіанту третього року враховується обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будують одноланцюгову лінію 604-4. Результати розрахунків подано в табл.3.3.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві, <sub>сум</sub>	Вт	Вартість	
1	1	14-601	9,1	27,46	23,8	16656,32	42909,71	35758,09	35758,09	
		601-602	14,7	16,14		26253,39				
	2	4-604	8,4	12,85	22,4	14929,83	40026,79	33355,66	33355,66	
		603-604	14	18,3		25096,96				
	3	4	14-601	9,1	11,32	9,1	16143,7	16143,7	13453,08	13453,08
			4-604	8,4	5,45	8,4	14827,46	14827,46	12356,21	12356,21

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві, <sub>сум</sub>	Вт	Вартість
2	11	602-603	9,8	12,85	23,8	17418,14	42130,56	29257,34	65015,43
		603-604	14	5,45		24712,43			
	12	602-603	9,8	18,3	18,2	17567,87	32395,33	22496,76	58254,85
		604-4	8,4	5,45		14827,46			
	13	604-4	8,4	12,85	22,4	14929,83	40026,79	27796,38	75784,89
		604-603	14	18,3		25096,96			
	21	603-602	9,8	27,46	24,5	17937,57	44015,86	30566,57	63922,23
		602-601	14,7	11,32		26078,28			
	22	14-601	9,1	27,46	23,8	16656,32	42909,71	29798,41	63154,07
		601-602	14,7	16,14		26253,39			
	23	603-602	9,8	16,14	18,9	17502,26	33645,96	23365,25	56720,91
		14-601	9,1	11,32		16143,7			
	31	601-602	14,7	2,16	24,5	25914,92	43482,8	30196,39	43649,47
		602-603	9,8	18,3		17567,87			
	32	604-603	14	18,3	22,4	25096,96	40026,79	27796,38	41249,47
		604-4	8,4	12,85		14929,83			
	41	602-603	9,8	5,79	23,8	17302,07	41990,79	29160,27	41516,48
		603-604	14	3,3		24688,72			
42	14-601	9,1	27,46	23,8	16656,32	42909,71	29798,41	41662,08	
	601-602	14,7	16,14		26253,39				

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
3	111	604-4	8,4	2,26	8,4	14808,86	14808,86	8569,943	73585,37
	121	603-604	14	7,72	14	24750,09	24750,09	14322,97	72577,82
	131	602-603	9,8	10,56	9,8	17370,85	17370,85	10052,58	85837,46
	211	14-601	9,1	16,9	9,1	16272,66	16272,66	9417,051	73339,28
	221	603-602	9,8	10,56	9,8	17370,85	17370,85	10052,58	73206,65
	231	601-602	14,7	5,59	14,7	25950,09	25950,09	15017,41	71738,33
	311	603-604	14	7,72	22,4	24750,09	39558,96	22892,91	66542,38
		604-4	8,4	2,26		14808,86			
	321	601-602	14,7	5,59	24,5	25950,09	43320,95	25069,99	66319,46
		602-603	9,8	10,56		17370,85			
	412	14-601	9,1	16,9	23,8	16272,66	42222,76	24434,47	65950,95
		601-602	14,7	5,59		25950,09			
	422	602-603	9,8	10,56	23,8	17370,85	42120,95	24375,55	66037,63
		603-604	14	7,72		24750,09			

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По  $V_{\Sigma}$  з табл. 3.3 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 422. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 422 приєднання підстанцій 601, 602, 603, 604 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.4.

Після уточнення витрати на 3 році для оптимального варіанту зменшилися до сумарних витрат 66129.19 тис.грн. і залишилися найменшими серед всіх варіантів розвитку. Тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема розвитку, зображена на рис. 3.1.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів, а

потужності що в ній перетікають відповідають економічній експлуатації ЛЕП.

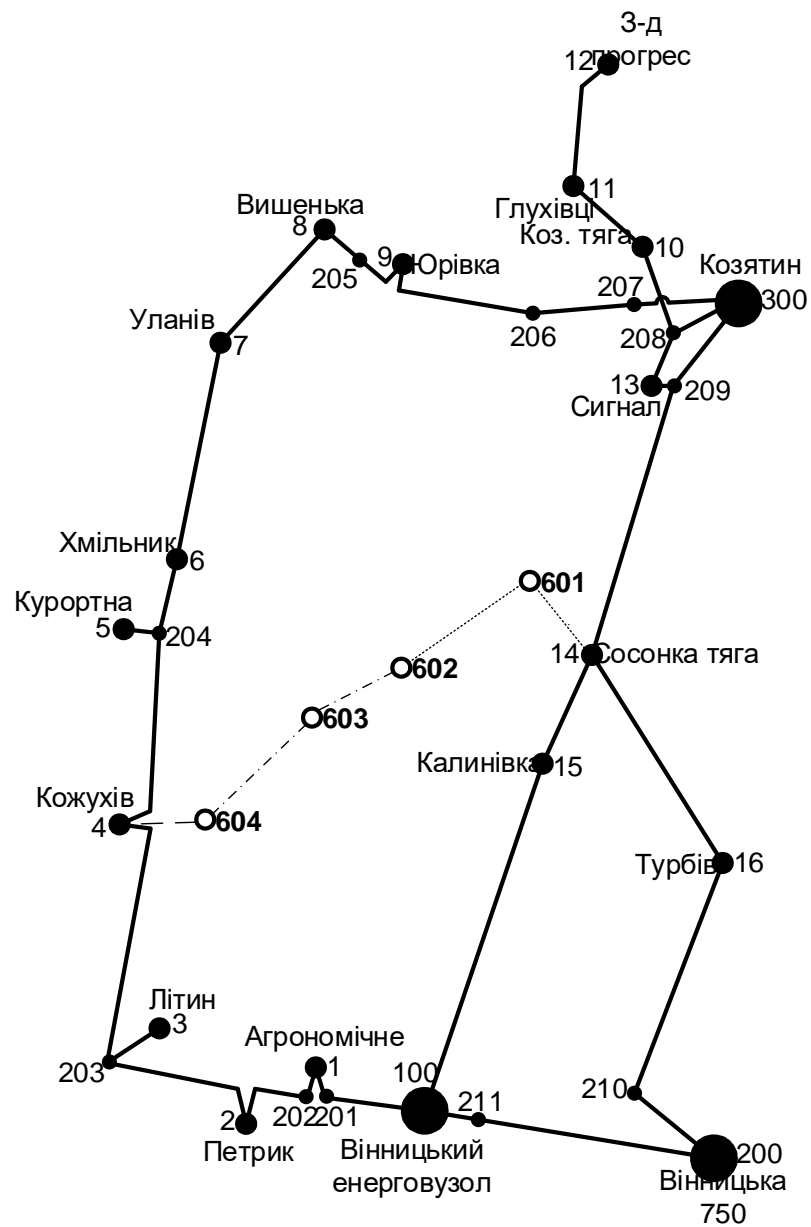


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

### 3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{розр14-601} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_T} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{17,67}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 97,39 \text{ (A)};$$

$$I_{розр601-602} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5,68}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 31,3 \text{ (A)};$$

$$I_{розр602-603} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{11,9}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 65,6 \text{ (A)};$$

$$I_{розр603-604} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,71}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 53,54 \text{ (A)};$$

$$I_{розр604-4} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,49}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 52,32 \text{ (A)};$$

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

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

1й- розрив лінії 14-601;

2й- розрив лінії 4-604;

3й- розрив лінії 14-601 та відсутня генерація на СЕС (603);

4й- розрив лінії 4-604 та відсутня генерація на СЕС (603);

5й- розрив лінії 602-603;

6й- розрив лінії 603-604;

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	I <sub>па1,А</sub>	I <sub>па2,А</sub>	I <sub>па3,А</sub>	I <sub>па4,А</sub>	I <sub>па5,А</sub>	I <sub>па6,А</sub>	I <sub>паМАХ,А</sub>	I <sub>паДОП,А</sub>	I <sub>роз,А</sub>	Марка
-----	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	----------------------	----------------------	--------------------	-------

										проводу
14-601	0	103,1	0	182,1	149,1	72,3	182,1	390	97,4	АС-120/19
4-604	105,7	0	190,2	0	68,3	33,3	190,2		52,3	АС-120/20
601-602	66,2	441	68,3	117,2	85	25,3	117,2		31,3	АС-120/21
602-603	152,3	67,4	156,4	33,2	0	92,1	156,4		65,6	АС-120/22
603-604	73,4	32,2	156,6	32,3	92,9	0	156,6		53,5	АС-120/23

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. Були проведені розрахунки у програмі «Втрати-110» після аварійного режиму (Додаток Г), з можливими виходом з ладу однієї з ліній на дволінійних лініях 2-504 та 501-8. Були показані струми у нових вітках після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для 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.

## РОЗДІЛ 4

## ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання 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 згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання 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, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$S_1 \geq \frac{P_{max}}{1,4 \times (n-1)} \quad (4.1)$$

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

Для 601 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{11,32}{1,4(2-1)} = 8,08 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 10.0 МВА.

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 601 в аварійному режимі показала, що коефіцієнт перевантаження складає 1.14, 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.

У вузлах 602, 603 та 604 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		u <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							
601	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.9	7.95	139.	70.
602	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
603	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
604	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	10	1	16,6	220	63.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

$$K_{3,na} = \frac{S_{наб}}{n_m \cdot S_n} \leq 0,7 - 0,9 \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{31,na} = \frac{12,72}{2 \cdot 10} = 0,635 \leq 0,7 - 0,9$$

$$K_{32,na} = \frac{16,643}{2 \cdot 16} = 0,502 \leq 0,7 - 0,9$$

$$K_{33,na} = \frac{18,3}{2 \cdot 16} = 0,57 \leq 0,7 - 0,9$$

$$K_{34,na} = \frac{6,19}{2 \cdot 6,3} = 0,49 \leq 0,7 - 0,9$$



Отже, умова виконується, тому трансформатори будуть експлуатуватися в економічному режимі, а також мають достатній резерв встановленої потужності.

## РОЗДІЛ 5

### ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Під час вибору схеми електричної підстанції потрібно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

З огляду на функції ПС в електричній мережі електрична схема повинна:

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;

- урахувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- урахувати 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 принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

### 5.1 Вибір схеми РП 110 кВ прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 601, 602, 603 та 604 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів було обрано схему «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис 5.1).

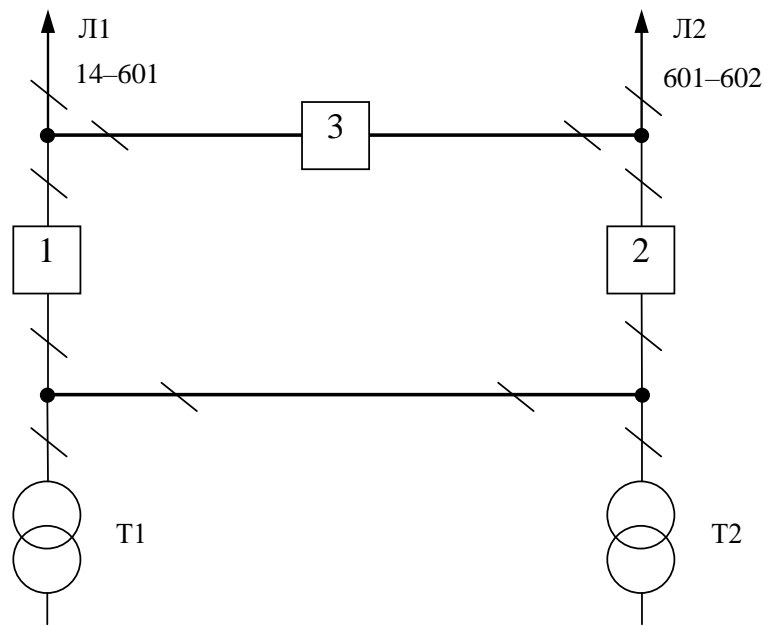


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 601, 602, 603 та 604

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі поломки одного з елементів РП на ВН

### 5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ вузлової підстанції Сосонка тяга (вузол 14) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми: розширити схему «одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин», приєднавши одну лінію (рис 5.2, 5.3).

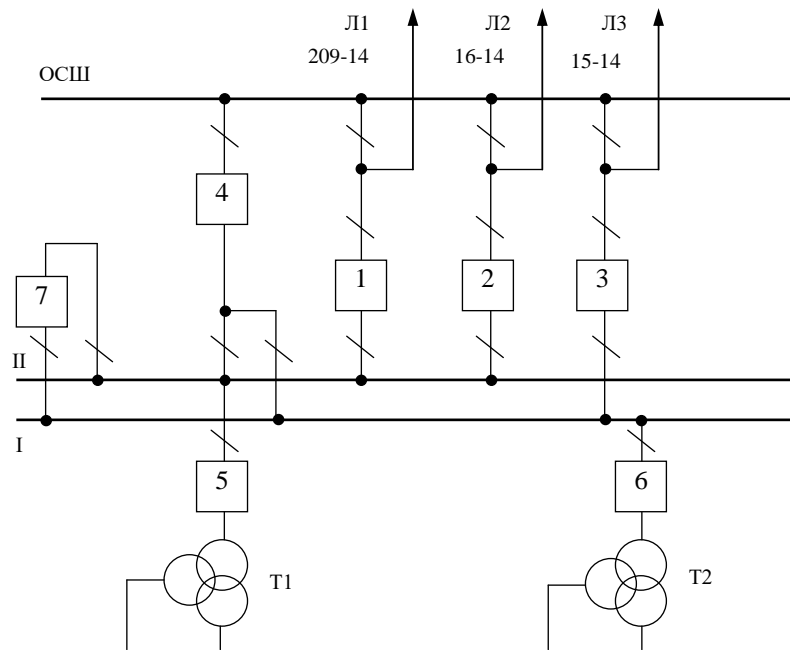


Рисунок 5.2 – Існуюча схема вузлової підстанції Сосонка тяга (вузол 14) – одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Сосонка-тяга (вузол 14) необхідно здійснити підключення ЛЕП-4. Підключення приєднання має бути виконане до першої секції робочих шин через один вимикач (Q8).

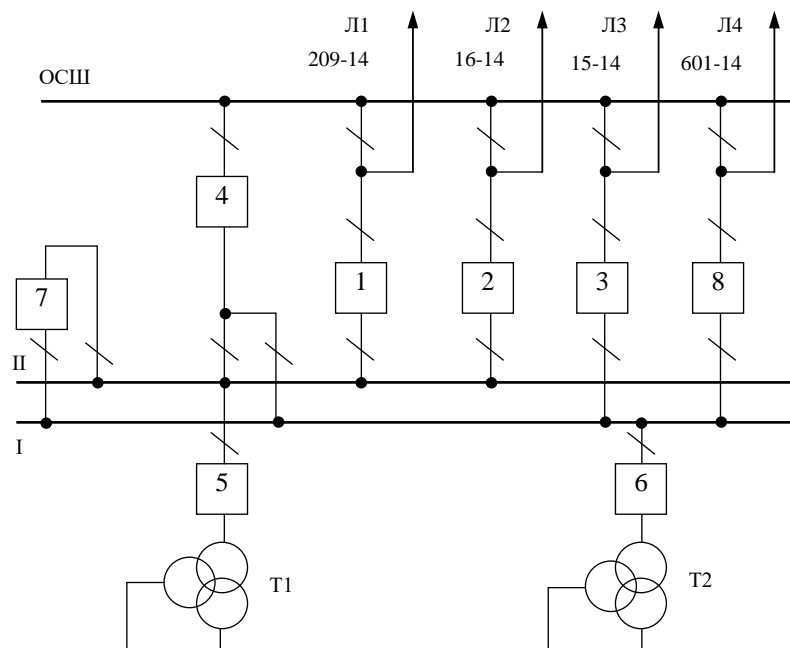


Рисунок 5.3– Реконструйована схема вузлової підстанції (вузол 14) – одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин

Для розподільчого пристрою 110 кВ вузлової підстанції Кожухів (вузол 4) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми: замінити схему «місток з короткозамикачем» на схему «одна робоча системи шин» (рис 5.4, 5.5).

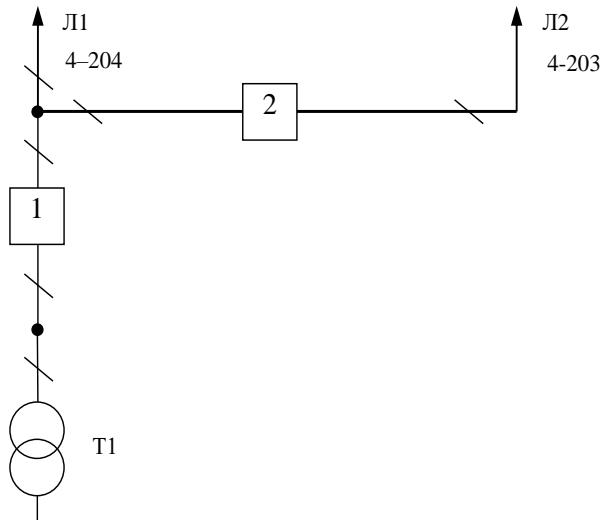


Рисунок 5.4– Існуюча схема вузлової підстанції (вузол 4) - місток з короткозамикачем

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Кожухів (вузол 4) необхідно замінити короткозамикачі на вимикачі та здійснити підключення ЛЕП-(4-601). Підключення приєднання має бути виконане до секції робочих шин через один вимикач (Q4).

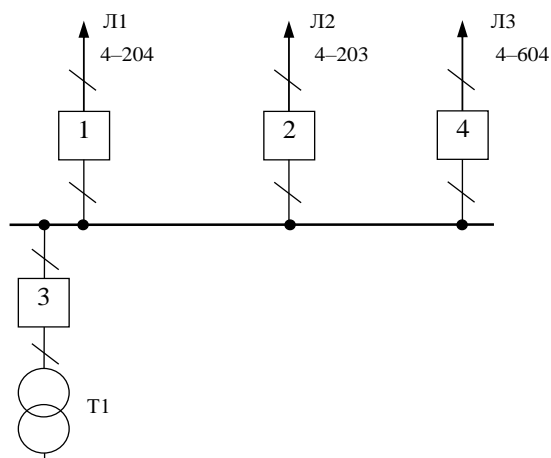


Рисунок 5.4– Реконструйована схема вузлової підстанції (вузол 4) - одна робоча системи шин

### 5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми підстанції з генеруванням 603.

Показники надійності визначаються формалізованим методом, що має назву табличного методу 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  $T_B$  (год.), періодичність  $m$  (1/рік), та тривалість планових ремонтів  $T_{\Pi}$  (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив,  $T_0$  (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача  $T_P$  (год.).

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:

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 5,3 \cdot 10^{-4} = 0.9984.$$

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:  $\omega_{1,2} = 0.0246 \cdot 5,3 \cdot 10^{-4} = 1,3 \cdot 10^{-5}$  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).

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 603)

Вимикач що відмовив	Параметр потоку відмов $w_i$	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті			
		$K_0=0.9984$	Q3	Q1	Q2
Q3	0,0246	T2,T1, W2,W1-0,5		T2,T1, W2,W1-0,5	T2,T1, W2,W1-0,5
		D(W1,T1), D(W2,T2)- 5,22		W1, D(W2,T1,T2)- 5,22	W2, D(W1,T1,T2)- 5,22
Q1	0,0246	W1,T1, D(W2,T2)- 0,5	W1,T1, D(W2,T2)-0,5		T2,T1, W2,W1-0,5
		T1-5,22	W1, D(W2,T1,T2)- 5,22		T1,T2 D(W2,W1),-5,22
Q2	0,0246	W2,T2, D(W1,T1)- 0,5	W2,T2, D(W1,T1)-0,5	T2,T1, W2,W1-0,5	
		T2-5,22	W2, D(W1,T1,T2)- 5,22	T1,T2 D(W2,W1),-5,22	

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

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Ремонтний	режим	$K_p=0,00053$		
T2,T1,W2,W1	4	0,5	0,000013	0,000052
W1,T1, D(W2,T2)	1	0,5	0,000013	0,000013
W2,T2,D(W1,T1)	1	0,5	0,000013	0,000013
W1,D(W2,T1,T2)	2	5,22	0,000013	0,000026
W2,D(W1,T1,T2)	2	5,22	0,000013	0,000026
T1,T2,D(W2,W1),	2	5.22	0,000013	0,000026
Нормальний	режим	$K_o=0.9984$		
T2,T1,W2,W1	1	0,5	0,0245	0,0245
W1,T1, D(W2,T2)	1	0,5	0,0245	0,0245
W2,T2,D(W1,T1)	1	0,5	0,0245	0,0245

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

Для обчислення 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 ( $Z_0= 1,65$  грн./кВт·год.);



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

$$W_{PIK} = P_{HB} \cdot T_{HB} \quad (5.6)$$

$$\Delta W_{HD} = K_{BcyM} \cdot W_{PIK} \quad (5.7)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W <sub>PIK</sub> , МВт·год	ΔW <sub>HD</sub> , МВт·год	Мзб, грн.
171132	26,69	4403,85

## РОЗДІЛ 6

### ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти  $f=f_{\text{ном}}$  для вузлів 601,602,603,604 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 32,91 + 0.05 \cdot 32,91 = 31,26(\text{МВт}),$$

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:

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

$$Q_{\Gamma} = 31,26 \cdot \text{tg}(\arccos 0.95) = 10,27 (\text{МВАр}).$$

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 ЛЕП – 14-601 .

$$Q_{\text{ЛЕП14-601}} = 113,43^2 \cdot (2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 9,1) = 0,311 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,311 + 0,502 + 0,33 + 0,476 + 0,284 = 1,903 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 12,79 = 12,15 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 12,15 = 1,215 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 12,15 + 1,215 - 10,27 - 1,903 = 1,192 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 12,15 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 10,27 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-1300-450 УЗ на 1300 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 604.

## РОЗДІЛ 7

### РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – Hign”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

#### 7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

Надалі розраховуються режими максимальних, мінімальних навантажень, та після аварійний режими роботи мережі.

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

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 балансуєчій вузлах приймаємо рівною 121 кВ.

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

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

## 7.2 Регулювання напруги у мережі

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

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів.

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

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
601	113,37	108,25	119,49
602	113,2	108,08	119,34
603	113,5	108,01	119,29
604	112,76	107,6	118,93

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
601	10,84	10,35	11,43
602	10,83	10,34	11,41
603	10,82	10,33	11,41
604	10,78	10,29	11,38

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 трансформаторах, 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 – 11 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 601.

$$\Delta U_{T601} = \frac{((11,32) \cdot (7,95/2)) + ((5,8) \cdot (139/2))}{113,37} = 3,95 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{113,37 + 3,95}{10,5} = 11,17$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації  $K_{T501d} = 11,239$ , що відповідає 4-й відпайці.

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

$$U_{НН501d} = \frac{113,37 + 3,95}{11,239} = 10,44 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К <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 і 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
601	3,952653	11,17359	10,43889	4	11,239	0,088976
602	3,050916	11,07152	10,49007	5	11,082	0,090236
603	-0,6409	10,74849	10,48097	7	10,768	0,092868
604	2,005575	10,93005	10,48087	6	10,925	0,091533

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 601, 602, 603, 604 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати що рівні напруги у вузлах відповідають рівню  $\pm 10\%$  напруги номінальної, тому задовольняє норми якості ЕЕ.



## РОЗДІЛ 8

### ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

У попередніх розділах було виконано розрахунки з вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору головних схем вузлової та споживальних підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. За рахунок вказаних дій було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

На сьогодні для оцінки економічної ефективності проекту в енергетичній галузі застосовують показник рентабельності капіталовкладень, який з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років набуває вигляду:

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

де  $K_t$  – капіталовкладення в  $t$ -ий рік, тис.грн;  $E = E_{\text{ан}} = 0.16$  – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях);  $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$  – зміна прибутку в наступному  $t+1$  році порівняно з роком  $t$ , тис.грн.

Значення  $\Pi_t$  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),  $C_T = 1,65$  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 ЛЕП, Ом/км;  $\tau$  – час максимальних втрат (5200 год);  $\Delta L_i$  – довжина  $i$ -ої лінії, км.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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 розвитку електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: 4-604;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пункті 604;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Кожухів 4.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 14-601 та 601-602;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 601, 602.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Сосонка тяга 14.

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 602-603 та 603-604;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 603.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 72977,285 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.1–8.2.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 604):

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

Продовження табл. 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 604):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	<b>Всього ВРУ 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 обладнання 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

Продовження табл. 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 604):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<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 устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
4.4.1	Вартість приєднання БСК	1 компл	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9
4.4.2	Вартість БСК							1028	
<b>Всього</b>			<b>174,04</b>	<b>2517,99</b>	<b>114,45</b>	<b>73,83</b>	<b>5,026</b>	<b>3913,29</b>	<b>90,9</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 604):

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<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>47280,76</b>						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції Кожухів (вузол 4):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,91	2709,42	111,311	74,287	1,216	2971,14	125
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>299,64</b>	<b>6476,731</b>	<b>284,972</b>	<b>183,297</b>	<b>3,501</b>	<b>7248,14</b>	
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>14496,28</b>						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 61 777,04 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.3–8.5.

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 601):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <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 ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	<b>Всього ВРУ 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>



Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>3</b>	<b>Вузли обладнання 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	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<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	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення 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 601)

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

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

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 будівництва підстанції (вузол 602)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 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
2.2	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. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.3	Приєднання	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

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

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<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
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

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

Таблиця 8.5 – Вартість реконструкції підстанції Сосонка тяга (вузол 14):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0

Продовження табл. 8.5 - Вартість будівництва підстанції Сосонка тяга (вузол 14)

2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>224,73</b>	<b>3767,313</b>	<b>173,661</b>	<b>109,01</b>	<b>2,285</b>	<b>4276,998</b>	
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>4276,998</b>						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 113508,4тис. грн

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

Таблиця 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 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
2.2	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. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.3	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
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,8</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>3</b>	<b>Вузли обладнання 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	15 од.	579,24	5174,655	139,71	156,78	15	6065,385	103,5
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>965,4</b>	<b>7633,826</b>	<b>220,636</b>	<b>235,31</b>	<b>25</b>	<b>9080,198</b>	<b>167,7</b>



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

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<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
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

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

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<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>59790,407</b>						

В загальному, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 59 790,407 тис. грн. розрахунок.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

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

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 8,4 = 9721,6 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (9,1 + 14,7) = 27544,54 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (14 + 9,8) = 27544,541 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати  $K$ :

$$K_1 = 61777,04 + 9721,6 = 71498,64 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 113508,4 + 27544,54 = 141052,94 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 59790,407 + 27544,541 = 87334,948 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (8.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{\text{Л1}} = (9721,6 \cdot 0,3)/100 = 29,16 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л2}} = (27544,54 \cdot 0,3)/100 = 82,63 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л3}} = (27544,54 \cdot 0,3)/100 = 82,63 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П1}} = (61777,04 \cdot 3)/100 = 1853,31 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П2}} = (113508,4 \cdot 3)/100 = 3405,25 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П3}} = (59790,407 \cdot 3)/100 = 1793,7 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.7:

Таблиця 8.7 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:4-604 П/ст:4,604	375	20	1788
2	ЛЕП:601-602,14-601 П/ст:601,602,14	773	61	3872
3	ЛЕП:603-602,604-603 П/ст:603	-1030	-202	-4029

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$V_1 = 29,16 + 1853,31 + 1788 \cdot 1,65 = 4832,67 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_2 = 82,63 + 3405,25 + 3872 \cdot 1,65 = 9876,68 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_3 = 82,63 + 1793,7 + (-4029) \cdot 1,65 = -4771,52 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = 5,45 \cdot 5200 = 28340 \text{ МВт} \times \text{год};$$

$$W_2 = (11,32 + 16,14) \cdot 5200 = 142792 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

$$W_{3(CEC)} = 18,3 \cdot 1200 = 21960 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 28340 - 4832,67 = 778,65 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 142792 - 9876,68 = 18396,136 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 5.2 \cdot 0,12 \cdot 21960 - (-4771,52) = 18474,56 \text{ тис.грн.}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (8.1):

$$E'_a = \frac{778,65/(1 + 0,2) + 18396,136/(1 + 0,2)^2 + 18474,56/(1 + 0,2)^3}{71498,64/(1 + 0,2) + 141052,94/(1 + 0,2)^2 + 87334,541/(1 + 0,2)^3} = 0,1159$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{\text{ок}} = 1 / E'_a = 1 / 0,1159 = 8,6 \text{ років.}$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	32,92
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	288 300
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	299 886,121
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	8
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,86
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,28
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1631
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	12369

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення  $E_{ан}$  (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ( $E_{ан} = 0,2$ )). Терміни окупності (8,6 років) підтверджують ефективність.

## РОЗДІЛ 9

### ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ГРОЗОЗАХИСТУ ПЛЕП

#### 9.1 Сучасний грозозахист розподільчих повітряних ліній 6, 10 кВ довго-іскровими розрядниками (РДІ)

Аналіз досвіду експлуатації розподільчих електричних мереж показує, що їх надійність нижча, ніж у мереж вищих класів напруги. Пошкодження в розподільних мережах становлять значну частину збитків, пов'язаних з перервами в електропостачанні споживачів.

Однією з основних причин аварій та пошкоджень повітряних ліній електропостачання (ПЛ) таких класів напруги є грозові перенапруги, що спричиняють імпульсні перекриття та руйнування ізоляторів, і супроводжуються дуговими замиканнями, із відповідним пошкодженням обладнання та відімкненням ліній [17].

Аварійні відімкнення ПЛ 6, 10 кВ через грозові перенапруги становлять до 40% від загальної кількості їх відключень. Через низьку імпульсну міцність, ізоляція розподільних мереж схильна до перекриття як від перенапруги під час прямих розрядів блискавки, так і від індукованих перенапруги при розрядах блискавки поблизу лінії. Останні є основною причиною грозових вимкнень і пошкоджень обладнання мереж 6, 10 кВ, становлячи в деяких випадках до 90%, а за проходження траси ПЛ у лісному масиві і до 100% від їх загальної кількості.

Отже, надійність електропостачання споживачів багато в чому залежить від ефективності грозозахисних заходів на таких лініях. Чинні сьогодні норми не передбачають спеціального захисту від грозових перенапруг ПЛ з неізольованими проводами напругою до 20 кВ, за винятком випадків захисту окремих точок ПЛ з ослабленою ізоляцією або з підвищеними вимогами до надійності. У цих місцях передбачається установка обмежувачів перенапруги нелінійних (ОПН), а також за наявності автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) іскрових проміжків [17].



Найявний досвід застосування розрядників та незначний досвід застосування ОПН для захисту ПЛ від грозових перенапруг, а також теоретичні дослідження показують, що їх технічні можливості не достатні для надійного захисту повітряних ліній від наслідків грозових розрядів. Іскрові ж повітряні проміжки призводять тільки до збільшення кількості відключень ПЛ, оскільки не здатні гасити дугу, яка виникає після перекриття.

Єдиним засобом, який, хоча і не захищає безпосередньо від грозових впливів, але зменшує наслідки, слугує АПВ, ефективність якого для розподільних мереж становить не більше ніж 50 %. Оскільки АПВ негативно впливає на комутуюче і високовольтне обладнання, його застосовують далеко не скрізь. Такий об'єктивний стан проблеми грозозахисту розподільних ПЛ змушував визнати неминучість їх грозових аварійних відключень і пошкоджень. До того ж здійснювана в останні роки в нашій країні технічна політика, спрямована на застосування на розподільних ПЛ захищених проводів, істотно сприяла необхідності вироблення та прийняття нових прогресивних технічних рішень у галузі блискавкозахисту. Повітряні лінії із захищеними проводами (ПЛЗ) мають відчутні експлуатаційно-технічні переваги перед ПЛ з неізолюваними проводами за рахунок меншої пошкоджуваності, менших габаритів, надійності електропостачання споживачів, безпеки. Та ПЛЗ вимагають спеціального вирішення проблеми їх грозозахисту [17].

Особливістю проблеми грозозахисту ПЛЗ є те, що за відсутності спеціальних заходів під час грозового перекриття ізолятора лінії, дуга промислової частоти не має можливості переміщуватися по дроту і горить у місці пробною ізоляції до моменту відімкнення лінії. Це може призвести до випалу ізоляції проводу, ізолятора лінії, а в разі великих струмів коротких замикань (К.З.) – до перепалення проводу. Оскільки на лінії з неізолюваними проводами дуга під впливом електродинамічних сил здатна переміщатися одним зі своїх кінців уздовж проводу, фактор пошкодження проводу внаслідок теплового впливу дуги був незначним і ніяк не впливав на концепцію грозозахисту ПЛ, у разі ж ПЛЗ запобігання перепалення проводу стає головною умовою, що визначає необхідність обов'язкового застосування тих чи інших грозозахисних заходів [17].

Найпрогресивніші рішення в галузі грозозахисту повітряних ліній, відомі у світовій практиці, пов'язані із застосуванням ОПН. Значного поширення для грозозахисту ПЛЗ ОПН набули в Японії, де на розподільчих ПЛ застосовуються тільки захищені проводи і діють жорсткі вимоги щодо надійності електропостачання споживачів. Встановлення ОПН, розрахованих на струм блискавки 2,5 кА, паралельно кожному ізолятору ПЛЗ з підключенням їх до проводу через іскровий проміжок не тільки ефективно запобігає дуговим замиканням, але й відімкненню лінії під час індукованих перенапруг. Але за прямого розряду блискавки в провід вони пошкоджуються і підлягають заміні.

Оскільки первинний досвід будівництва ПЛЗ в Україні був заснований на використанні того типу захищених проводів, які до цього довгі роки застосовувалися у Фінляндії, то і супутні технології, які забезпечували їх впровадження, були запозичені звідти ж. Зокрема і система захисту, призначена для запобігання перепалення проводів під час грозових перенапруг.

Сенс дії цієї системи за ідеальної реалізації повинен полягати в такому. Встановлювані на всі три проводи поблизу ізоляторів дугозахисні «роги» разом із спіральною арматурою, які повинні забезпечувати відвід від кожного з проводів палаючої після грозового перекриття дуги і сприяти переходу можливих однофазних дугових замикань, щонайменше, в двофазні. Отже, проводи повинні захищатися від перепалення за рахунок обгорання «рогів» і за рахунок того, що гарантується гасіння дуги після відімкнення лінії [17].

Ця умовно звана «фінська» система дугозахисту має істотні недоліки. Перешкоджаючи перегоранню проводів, вона не захищає ізоляцію від перенапруг і не виключає можливості виникнення коротких замикань і відімкнення лінії після грозових впливів. Більше того, вона розрахована на те, щоб за рахунок спеціального розташування дугозахисних «рогів» однофазні замикання переводити в багатофазні тільки для того, щоб добитися відімкнення лінії. Такий принцип її дії ніяк не узгоджується з основною ідеєю функціонування електричних мереж з ізольованою нейтраллю, для яких однофазне замикання не є аварійним режимом, що вимагає

обов'язкового відімкнення. У цьому разі одна проблема, пов'язана з захистом від перепалу проводів, вирішується за рахунок додавання інших проблем.

Під час захисту відбувається інтенсивне прогорання «рогів», що вимагає їх періодичної заміни. Але, крім завідомо очевидних проблем, є одна технічна обставина, з якої є сумнівною працездатність цієї системи навіть у початковому варіанті. Дюгові замикання можуть супроводжуватися струмами різної величини, а можливість виходу дуги на «роги», через електродинамічні закономірності і конструктивні параметри системи, з'являються лише за струмів, що перевершують 1–2 кА. Відповідно за менших струмів дуга не виходить на «роги», і це спричиняє небезпеку перепалу дроту. Така аварійна можливість з'являється, наприклад, навіть під час К.З., зумовленого одночасним перекриттям ізоляторів кількох фаз на одній опорі за прямого розряду блискавки в лінію, на віддалі декількох кілометрів від підстанції. Досвід експлуатації «фінської» системи показав справедливність вищенаведеної критики [17].

Чинні сьогодні нормативні вимоги щодо грозозахисту ПЛЗ в загальному вигляді закріплені в 7-му виданні глави 2.5 ПУЕ, де рекомендовано встановлювати пристрої захисту ізоляції проводів ПЛЗ 6–20 кВ під час грозових перекриттів, і конкретизовані в методичних вказівках щодо захисту розподільних електричних мереж напругою 0,4–10 кВ від грозових перенапруг. Відповідно до них на ПЛЗ 6, 10 кВ, що проходять населеною місцевістю і в зоні з грозовою діяльністю в середньому 20 грозових годин і більше, необхідно передбачати установлення для захисту від грозових перенапруг довго-іскрові розрядники (РДІ).

### Довго-іскрові розрядники

Довго-іскрові розрядники – особливий клас грозозахисних пристроїв, які за своїми конструктивними параметрами, технічними характеристиками і функціональними можливостями є особливим класом пристроїв грозозахисту. Вони не мають світових аналогів .

Принцип дії всіх видів РДІ полягає в обмеженні грозових перенапруг на ПЛЗ за рахунок іскрового перекриття по поверхні ізоляційного тіла розрядника з довжиною каналу розряду, в кілька разів більшою, ніж будівельна висота ізоляції, що захищається. Супроводжувальні струми промислової частоти гасяться при цьому за рахунок забезпеченого таким чином зниження величини середнього градієнта робочої напруги вздовж каналу грозового перекриття [17].

Головною відмінністю класу довго-іскрових розрядників є неможливість їх руйнувань і пошкоджень грозовими та дуговими струмами, оскільки вони протікають поза апаратами уздовж поверхні РДІ. Це унікальна для грозозахисних апаратів особливість поєднується з конструктивною простотою.

Розрядний проміжок РДІ в декілька разів довший, ніж будівельна висота ізоляції і має нижчу імпульсну електричну міцність, ніж міцність ізоляції. Це пояснюється особливостями “ковзного” розряду, який розвивається по поверхні ізоляційного проміжку. Напруга ковзного розряду слабо залежить від відстані між електродами, тому великі проміжки можуть бути перекриті порівняно низькими напругами. Цей ефект ковзного розряду покладено в основу конструкцій довго-іскрових розрядників.

Розрядник типу РДІ-П (петлевий) виконано (рисунок 9.1) з металевого стрижня покритого шаром поліетиленової ізоляції і зігнутого в петлю, який за допомогою затискача кріпиться до заземленого електроду опори. У середній частині петлі надіта металева трубка, а між нею і проводом лінії встановлено іскровий проміжок. Внаслідок великої ємності між металевою трубкою і стрижнем, вся напруга виявляється прикладеною між проводом та трубкою. Під час пробою іскрового проміжку перенапруга прикладається між трубкою та металевим стрижнем, внаслідок чого з трубки вздовж поверхні ізоляції розвивається ковзний розряд до замикання його через вузол кріплення на заземлення. Завдяки великій довжині  $L$  каналу перекриття по поверхні петлі, середня напруженість електричного поля в каналі розряду для напруги промислової частоти становить приблизно 7 кВ/м. Зокрема, за товщини поліетиленової ізоляції 4 мм і довжини петлі 80 см за дії грозового імпульсу напруга пробою розрядника становить  $U_{50\%} = 100$  кВ, а ізоляції –

$U_{50\%} = 130$  кВ. Для струмів  $I_{кз} < 300$  А силова дуга не виникає і лінія продовжує працювати без відімкнення. РДІ-П використовують для захисту ЛЕП 6, 10 кВ від індукованих грозових перенапруг, які найпоширеніші на таких лініях.

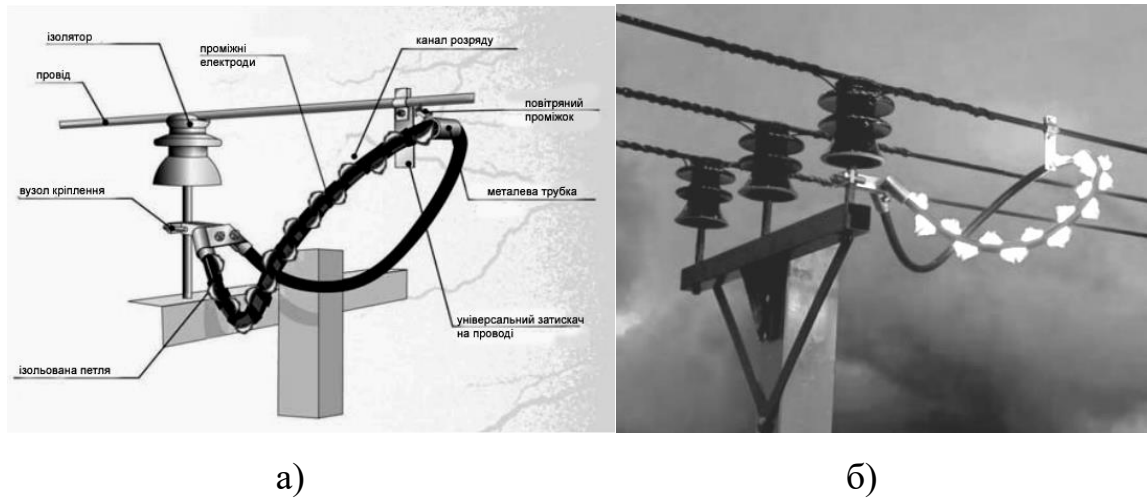


Рисунок 9.1 – Конструктивний ескіз (а); фотографія випробувань на макеті (б)

Різновидом такого розрядника є РДІ-М (модульний), який складається з двох відрізків кабелю з корделем, яким використано напівпровідниковий матеріал [18].

Відрізки кабелю з'єднані таким чином, що утворюють три розрядних модулі (рисунок 9.2). Відрізки напівпровідникового корделя приєднані до металевих електродів через внутрішні іскрові проміжки. За появи грозового імпульсу вони перекриваються і напівпровідниковій кордель верхнього відрізка кабелю, який має опір  $R$ , виносить високий потенціал  $U$  на поверхню нижнього відрізка кабелю в його середній частині. Аналогічно напівпровідниковий кордель нижнього відрізка кабелю виносить низький потенціал «0» на поверхню верхнього відрізка кабелю в його середній частині. Тому до кожного розрядного модуля одночасного прикладена повна напруга  $U$ , і для усіх трьох розрядних модулів створюються умови для одночасного розвитку ковзних розрядів, які утворюють єдиний довгий канал перекриття. Вольт-секундна характеристика РДІ-М розташована однозначно нижче ніж у РДІ-П, тому ефективність захисту розрядника модульного типу вища, ніж петлевого.

Розрядник типу РДІ-ІТ (ізоляційна трубка) виконано у вигляді ізоляційної трубки, що розташована на проводі лінії і утворює довгий проміжок для каналу ковзного розряду її поверхнею (рисунку 9.3).

Встановлення таких розрядників на проводах ПЛ підсилює основну ізоляцію лінії та підвищує надійність її роботи [18].

РДІ-ІТ захищає ПЛ як від індукованих, так і від прямих ударів блискавки в провід. ІРД (ізолятор-розрядник, рисунок 4.4) забезпечує довгий шлях проходження імпульсного перекриття спіральним каналом навколо тіла ізолятора зі спіральними ребрами завдяки наявності напрямного електрода, який створює високу напруженість електричного поля на початку каналу розряду, що сприяє розвитку ковзного розряду. Градієнт потенціалу в каналі перекриття дуже малий, що запобігає виникненню силової дуги.

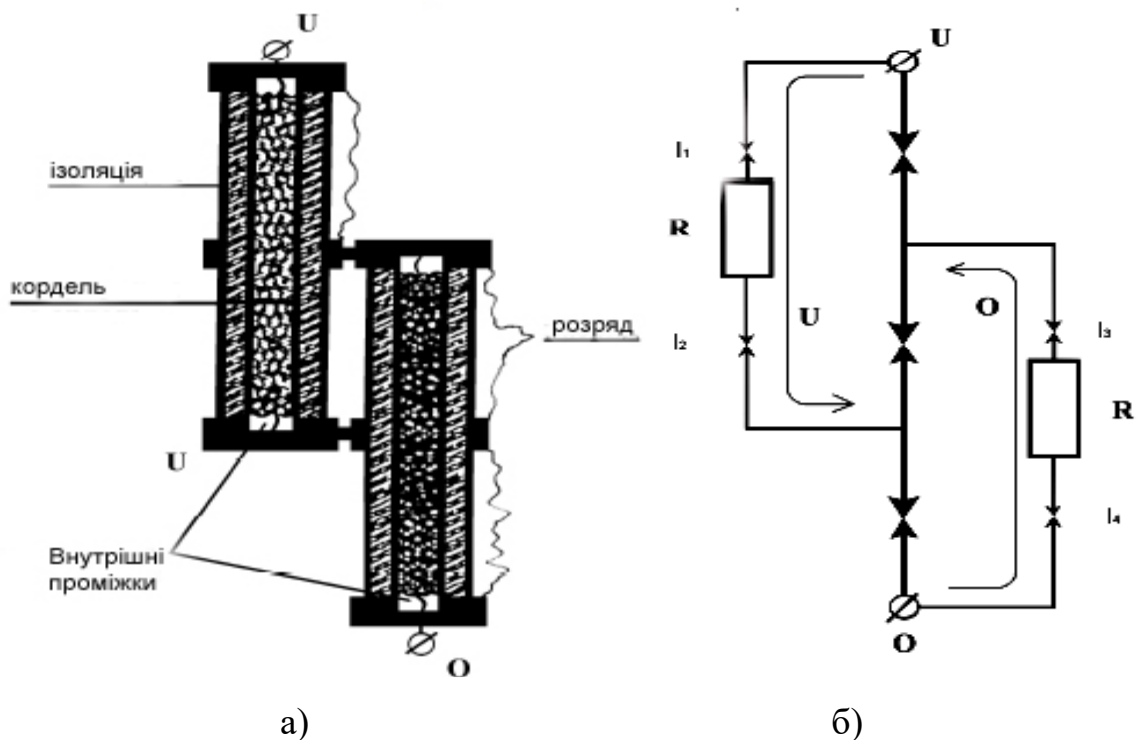


Рисунок 9.2 – Конструкція розрядника РДІ-М (а); схема заміщення (б)

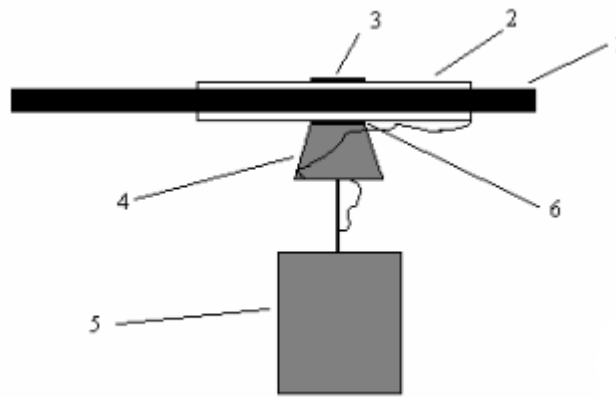


Рисунок 9.3 – Розрядник РДІ-ІТ: 1 – провід; 2 – ізоляція, 3 – металева трубка; 4 – ізолятор, 5 – заземлена опора; 6 – іскровий проміжок

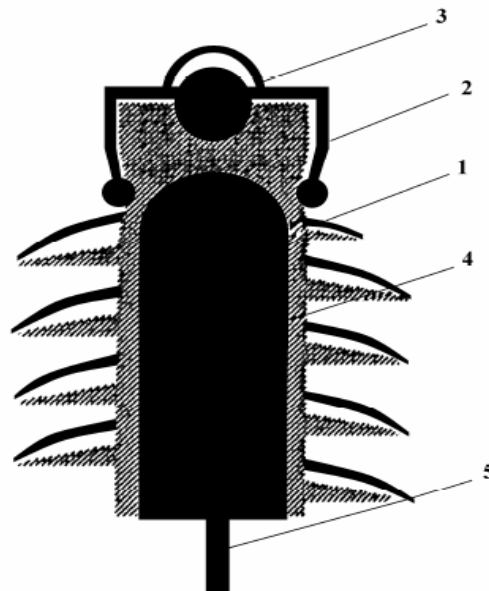


Рисунок 9.4 – Схема ізолятора-розрядника: 1 – внутрішній електрод; 2 – кріплення, 3 – провід, 4 – корпус, 5 – заземлений електрод

- При застосуванні довго-іскрових розрядників можна зробити певні висновки:
- грозозахист розподільних ПЛ, як дієву міру підвищення надійності електропостачання та зниження експлуатаційних витрат, можна здійснити за допомогою застосування довго-іскрових розрядників;
  - ПЛ 6, 10 кВ необхідно обов'язково захищати від грозових перенапруг і від перепалення проводів якнайбільше недопустимого з їх наслідків;

- установка петльових розрядників по одному на кожному опорі з послідовним чергуванням фаз дозволяє запобігти не тільки перепалення проводів за індукованого грозового впливу, а й аварійним вимкненням ПЛЗ [18].

## 9.2 Ізолятори-розрядники з мультикамерною системою (ІРМК)

Традиційно захист ліній електропередачі від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою заземлених тросів. Проте в умовах, коли традиційні заходи блискавкозахисту не дають бажаного ефекту (локально висока інтенсивність грозової активності, великі переходи через водоймища і інші великі перешкоди) і число грозових відключень є неприпустимо великим, з'являється необхідність відмовитися від застосування грозозахисних тросів. Одним з рішень для забезпечення блискавкозахисту ПЛЕП без застосування грозотросу є застосування ізоляторів-розрядників з мультикамерною системою (ІРМК) [19].

Розрядники ІРМК (ізолятори-розрядники мультикамерні) – принципово новий апарат, який поєднує в собі властивості ізолятора і розрядника одночасно (рисунок 9.5).



Рисунок 9.5 – Ізолятор-розрядник мультикамерною системою

При використанні розрядників ІРМК можливо забезпечити грозозахист повітряних ліній (ПЛ) будь-якого класу напруги, оскільки із збільшенням класу напруги зростає кількість ізоляторів в гірлянді і, відповідно, збільшується номінальна напруга і дугогасяча здатність пристрою [19].



Основу ІРМК складають звичайні ізолятори (скляні, фарфорові або полімерні), що масово випускаються, на яких спеціальним чином встановлена мультикамерна система (МКС), установка МКС не призводить до погіршення ізоляційних властивостей ізолятора, але завдяки ній він набуває властивість розрядника. Тому у разі застосування ІРМК на ПЛ не потрібно застосування грозозахисного тросу. При цьому знижується висота, маса і вартість опор, а також вартість усієї ПЛ в цілому, забезпечується надійний грозозахист ліній, різко скорочується число відключень ліній, зменшуються витрати від недовідпуску електроенергії і експлуатаційні витрати. Дуже перспективним представляється захист контактної мережі залізниць від прямих ударів блискавки за допомогою ІРМК.

Основним елементом ІРМК є МКС. МКС складається з великого числа електродів, вмонтованих в профіль з силіконової гуми. Між електродами виконані отвори, що виходять назовні профілю. Ці отвори утворюють мініатюрні газорозрядні камери. При дії на розрядник імпульсу грозової перенапруги пробиваються проміжки між електродами. Завдяки тому, що розряди між проміжними електродами відбуваються усередині камер, об'єми яких дуже малі, при розширенні каналу створюється високий тиск, під дією якого канали іскрових розрядів між електродами переміщуються до поверхні ізоляційного тіла і далі виводяться назовні в навколишнє повітря (рисунок 9.6) [19].

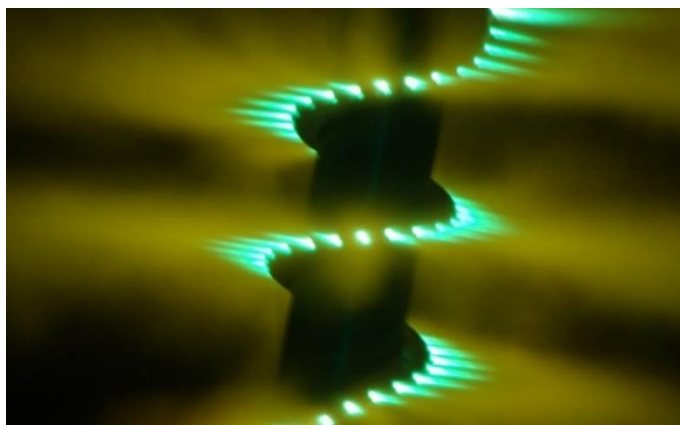


Рисунок 9.6 – Мультикамерна система (МКС) в роботі

Внаслідок виникаючого дугтя і подовження каналів між електродами канали розрядів охолоджуються, сумарний опір усіх каналів збільшується, т. ч. загальний

опір розрядника зростає, і відбувається обмеження імпульсного струму грозової перенапруги.

У розрядниках з МКС можливі два типи гасіння іскрового розряду:

- під час переходу супроводжуючого струму 50 Гц через нуль;
- без супроводжуючого струму мережі;

Механізм гасіння іскрового розряду в МКС нагадує механізм гасіння дугового розряду в трубчастому розряднику. Істотна відмінність полягає в тому, що всередині трубчастого розрядника достатньо довго (до 10 мс) горить дуга. Вона випалює стінки газогенеруючої трубки, і гази, що утворилися від теплового руйнування, видують канал розряду назовні. У разі "гасіння в нулі" МКС дуга починається в дугогасячих камерах, а потім велика її частина видувається назовні у відкритий простір. Матеріал камер не газогенерує, дугтя утворюється просто за рахунок розширення каналу розряду, тому ерозія стінок камер незначна [19].

У разі "гасіння в імпульсі", тривалість якого складає мікросекунди або десятки мікросекунд, ерозії практично немає навіть після багатократних спрацьовувань МКС.

МКС випробувані на електродинамічну стійкість імпульсами струму з максимальним значенням 100-110 кА. Зразки МКС витримали 10 дій вказаних імпульсів без руйнування. Таким чином, МКС можна застосовувати для захисту ПЛ від прямих ударів блискавки (ПУБ). Після закінчення імпульсу грозової перенапруги до розрядника залишається прикладеною напруга промислової частоти.

При використанні ІРМК для захисту від грозових перенапруг знижується висота, маса і вартість опор, а також вартість усієї ПЛ в цілому. ІРМК забезпечують надійну грозозахист ліній, тобто скорочення кількості відключень ліній, зменшення збитку від недовідпуску електроенергії, а також скорочення експлуатаційних витрат. ІРМК може забезпечити надійний захист ПЛ 3-35 кВ і вище як від індукованих перенапруг, так і від прямих ударів блискавки [19]. Дуже перспективним представляється впровадження ІРМК на території України.

## РОЗДІЛ 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 ВРУ.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках 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 [24].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток фрагменту електромереж Акціонерного товариства «Вінницяобленерго» із дослідженням захисту від дій блискавок», найголовнішим поняттям 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 фрагменту електромереж Акціонерного товариства «Вінницяобленерго» із дослідженням захисту від дій блискавок» 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 ВРУ 110 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення.
- Дослідити роботу фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробити превентивні заходи по підвищенню стійкості роботи електричних мереж.

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

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток фрагменту електромереж Акціонерного товариства «Вінницяобленерго» із дослідженням захисту від дій блискавок» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

### **а) фізичні:**

- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатність природного освітлення;

- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

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

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

### **10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт в діючих електроустановках.**

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

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- 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 електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

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

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

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки [24].

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

## 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	Швидкість руху, X
		Верхня межа	Нижня межа		
Холодний	Іб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при $27^{\circ}\text{C}$	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 [22].

### 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 [23]:

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

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

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

$N$  – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

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

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. Місьцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, концентруючи світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

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

Для забезпечення нормативного значення  $e_{\min}$  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  $m$  постійних робочих місцях.

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні вібрації  $m$  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,  $m/s 10^{-2}$ , 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 захисти від дій блискавок обладнання, що розташоване на території ВРУ. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.

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

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. З метою вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до

заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,7)м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:  $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$ ;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
 
$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$
- глибина закладення заземлення:  $t = 0,5 \text{ м}$ ;
- товщина верхнього шару ґрунту:  $h = 2 \text{ м}$ ;
- число вертикальних заземлювачів:  $n_g = 20 \text{ шт}$ ;
- довжина вертикальних заземлювачів:  $l_g = 5 \text{ м}$ .

Заземлюючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_g = 2 \cdot (20 + 36) / 20 = 5,6 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 600 / 60 = 10;$$

$$a / l_g = 5,6 / 5 = 1,12;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{720} = 26,83 \text{ м};$$

Опір заземлюючого пристрою [4, 5]:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (10.2)$$

де  $A$  – функція відношення  $\frac{l_g + t}{\sqrt{S}}$ ;

$\rho_{екв}$  – еквівалентний питомий опір ґрунта, Ом·м;

$L_z, L_g$  – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (10.3)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (10.4)$$

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{26,83} = 0,2 > 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,2 = 0,335;$$

$$\frac{h - t}{l_g} = \frac{2 - 0,5}{5} = 0,3.$$

$$L_z + L_g = (36 \cdot 5 + 22 \cdot 7) + 20 \cdot 5 = 434 \text{ м.}$$

З таблиці визначаємо, що  $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,5$ .

$$\rho_{екв} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

$$R_{uu} = 0,335 \cdot 90 / 26,83 + 90 / 434 = 1,331 \text{ Ом} > R_{з,дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори»  $R_{n1} = 1,5 \text{ Ом}$ ;

– фундаменти опор  $R_{n2} = 1,2 \text{ Ом}$ .

$$R'_3 = \frac{R_{uu} \cdot R_{n1} \cdot R_{n2}}{R_{uu} \cdot R_{n1} + R_{uu} \cdot R_{n2} + R_{n1} \cdot R_{n2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,331 \cdot 1,5 \cdot 1,2}{1,331 \cdot 1,5 + 1,331 \cdot 1,2 + 1,5 \cdot 1,2} = 0,444 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

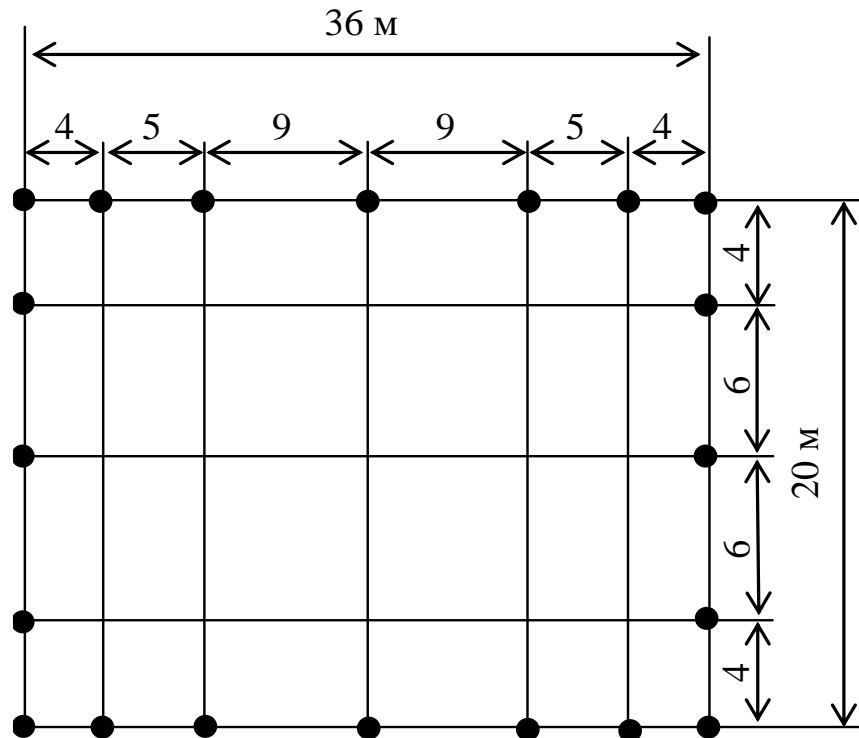


Рисунок 10.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

З наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам, а саме  $R'_z = 0,444 \text{ (Ом)} < R_{z \text{ допустиме}} = 0,5 \text{ (Ом)}$ . і може бути встановлений на ВРУ 110 кВ.

### **10.6 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж.**

У разі виникнення надзвичайної ситуації в об'єднаній енергетичній системі України, суб'єкти електроенергетики зобов'язані діяти відповідно до стандартів операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України та виконувати оперативні команди та розпорядження суб'єкта господарської діяльності, що здійснює диспетчерське (оперативно – технологічне) управління об'єднаною енергетичною системою України. Електроенергетика є однією з базових

галузей економіки України й одною з декількох природних монополій. Наявний виробничий потенціал повністю забезпечує тепловою й електричною енергією промислові підприємства й населення України.

Залежно від причин, що можуть зумовити виникнення надзвичайної ситуації на території України, розрізняють природного, техногенного, соціально-політичного та воєнного характеру.

### **10.6.1 Дослідження безпеки роботи приладів на оперативному пункті управління ВРУ в умовах дії ЕМІ**

За початковими даними необхідно дослідити стійкість приладів в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Початковими умовами оцінки стійкості є:

- прилади в основному виготовлено з напівпровідникових елементів, мікросхем, інтегральних схем, конденсаторів, резисторів, випрямлячів, магнітних матеріалів;
- висота та довжина незахищених провідників  $l_B = 2,5$  м,  $l_T = 1,6$  м;
- вертикальна складова напруженості електричного поля,  $E_B = 12,73$  кВ/м.
- напруга живлення мікропроцесорного терміналу  $U_{ж} = 220$  В.

Проведемо дослідження стійкості РЕА за наступним алгоритмом [30].

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_T = E_B \cdot 10^{-3}; \quad (10.5)$$

$$E_T = 12,73 \cdot 10^{-3} = 0,0127 \text{ (кВ / м)}$$

Визначаємо напругу, що наводиться в провідниках  $U_T$  та  $U_B$  :

$$U_T = E_B \cdot l_T; \quad (10.6)$$

$$U_B = E_T \cdot l_B; \quad (10.7)$$

$$U_T = 12,73 \cdot 1,6 = 20,37 \text{ (В)};$$

$$U_B = 0,0127 \cdot 2,5 = 0,0318 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустиму напругу живлення:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N; \quad (10.8)$$

$$U_{\text{доп}} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 1 = 222,2 \text{ (В)}$$

Визначаємо коефіцієнт безпеки:

$$K_{\text{б.г}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_{\text{г}}}; \quad (10.9)$$

$$K_{\text{б.в}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_{\text{в}}}; \quad (10.10)$$

$$K_{\text{б.г}} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{20,37} = 20,76 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\text{б.в}} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{0,0318} = 76,89 \text{ (дБ)}.$$

Оскільки  $K_{\text{б.г}} < 40$  дБ, то мікропроцесорні пристрої не стійкі в роботі і необхідно провести екранування.

Проведемо розрахунок екрану:

$$t = \frac{A_{\text{екр}}}{k \cdot \sqrt{F}}; \quad (10.11)$$

де  $k = 5,2$  для сталі

$F$  – частота,  $F = 15000$  Гц.

$$t = \frac{40 - 20,37}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,03 \text{ (см)}.$$

Виконаємо перевірку з використанням екрану товщиною 0,03 см.

$$E_{\text{в}} = \frac{E_{\text{в}}}{10 \cdot k \cdot t \cdot \sqrt{F} / 20}; \quad (10.12)$$

$$E_{\text{в}} = \frac{12,73}{10 \cdot 5,2 \cdot 0,03 \cdot \sqrt{15000} / 20} = 1,333 \text{ (кВ / м)}.$$

$$U_{\text{г}} = 1,333 \cdot 1,6 = 2,133 \text{ (кВ / м)};$$

$$K_{\text{б.г}} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{2,133} = 40,36 \text{ (дБ)}.$$

Для забезпечення коефіцієнта безпеки, що становить 40 дБ із відповідними довжинами струмопровідних частин, необхідно встановити сталевий екран товщиною 0,03 см. Так як мікропроцесорний термінал виконаний в сталевому корпусі з товщиною стінок 0,3 см та встановлений в панелі, виготовленій із сталі, використання додаткового екранування не вимагається.

### 10.6.2 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 ВРУ 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 [24].

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 ВРУ – 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 [24].

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.

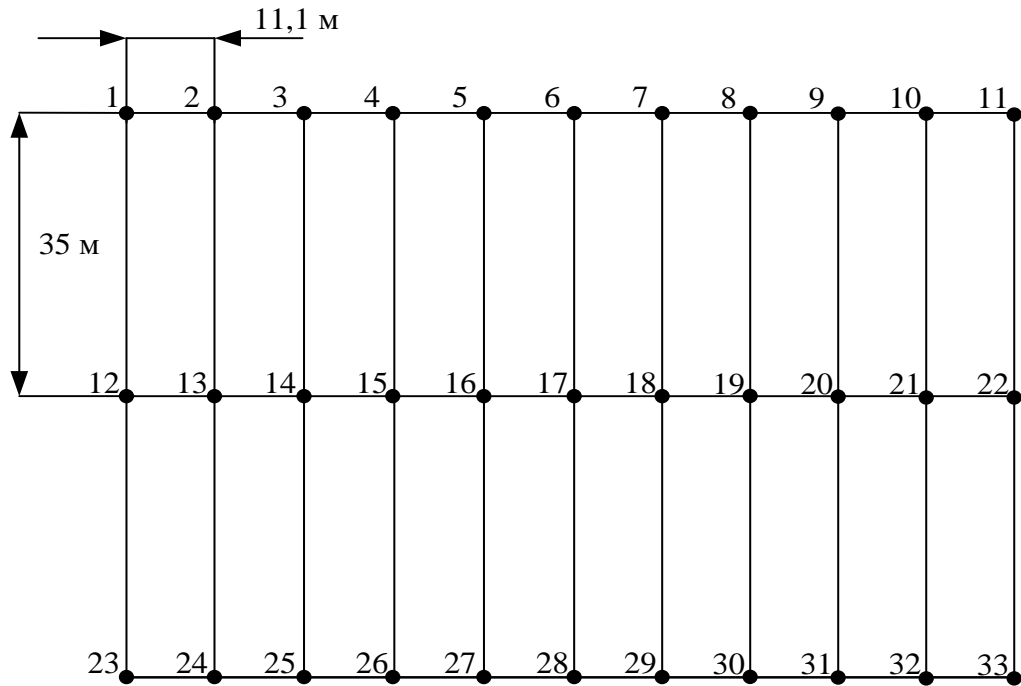


Рисунок 10.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРУ 110 кВ

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 [22].

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

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

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

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

Таблиця 10.5 – Розрахунки отриманих величин

	$L_1, \text{ м}$	$L_2, \text{ м}$	$L_3, \text{ м}$
$r_x, \text{ м}$	7,125	7,125	7,125
$h_0, \text{ м}$	18,614	20,76	18,379
$b_x, \text{ м}$	7	13,35	6,387

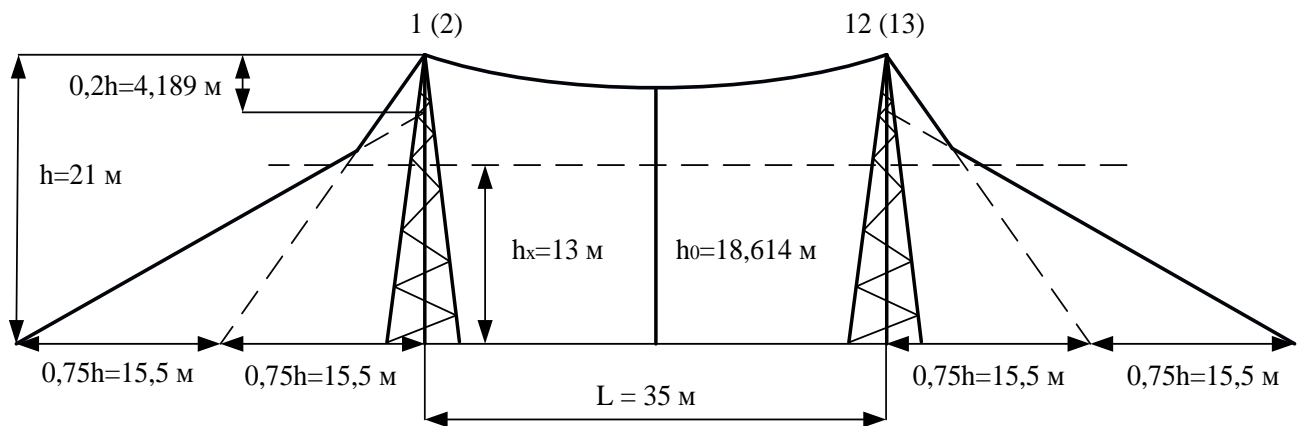


Рисунок 10.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

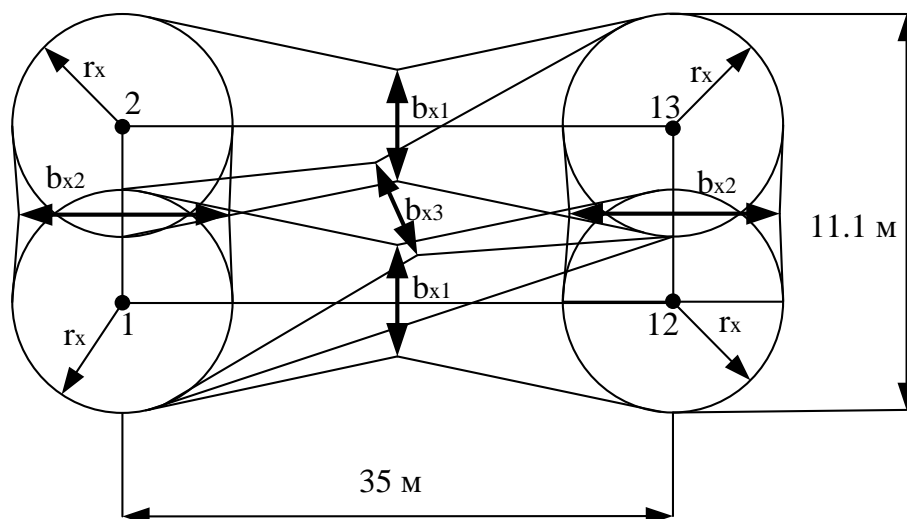


Рисунок 10.4 – Зони захисту ВРУ 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

Також в даному розділі було досліджено безпеку роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників, а саме пожежну безпеку приміщення оперативного пункту управління на підстанції та безпеку роботи приладів в умовах дії ЕМІ.

## ВИСНОВКИ

В магістерській роботі було спроектовано розвиток фрагменту електричних мереж ПАТ “Вінницяобленерго”.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 601, 602 та 604) та СЕС (вузол 603). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 4 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для ПС Кожухів (вузол 14) відбулося підключення нової лінії (схема ПС «одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин» дозволяє це зробити без реконструкції), а саме: здійснили приєднання до першої секції робочих шин через один вимикач (Q8), після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (601,602,603,604) 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 4, відбулася реконструкція, а саме: існуючу схему «місток з короткозамикачами» реконструювали на «одна робоча система шин».

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 – 2,86 МВт при сумарній активній потужності генерації 122 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 299886,121 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки  $E(0.112)$  близький до  $E_a'(0.2)$ , та швидкий термін окупності 8.6 років.

В процесі аналізу блискавкозахисту електричної мережі були розглянуті найважливіші питання, щодо захисту устаткування від перенапруги, забезпеченню безперебійного електропостачання споживачів і підвищенню безпеки експлуатації електроустаткування.

Основна увага була звернута на дослідження питання блискавкозахисту повітряних ліній електропередач. Як правило, захист від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою заземлених тросів. Проте в умовах, коли традиційні заходи блискавкозахисту не дають бажаного ефекту і число грозових відключень є неприпустимо великим, з'являється необхідність відмовитися від застосування грозозахисних тросів. Для цього було прийнято рішення застосовувати нові типи розрядників, такі як РДІ і ІРМК. У процесі їхньої роботи були визначені недоліки і переваги перед різними блискавкозахисними пристроями.

Для захисту обладнання підстанції від прямих ударів блискавки використовується система блискавковідводів. Необхідна кількість і висота блискавковідводів вибирається відповідно до рекомендацій. Розрахункове значення надійності захисту станцій і ПС від прямих ударів блискавки вибирають в залежності від ступеня відповідальності об'єкта, що захищається, від тяжкості збитків, що виникають при його поразці, інтенсивності грозової діяльності.

Здійснено розрахунок грозозахисту і заземлення ВРУ 110 кВ, задля забезпечення безпеки працюючого персоналу, і обладнання яке там знаходиться.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (IEC 62305:2006, NEQ): ДСТУ Б В.2.5-38:2008. – Введений 01.01.2009. - Київ: Держстандарт України, 2008. - 65 с.
2. Ochrona przed piorunowym impulsem elektromagnetycznym. Zasady ogolne. Ochrona przed piorunowym impulsem: PN-IEC 61312-1:2001.
3. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах: навчальний посібник/ В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін. – Вінниця: ВНТУ, 2010. – 145 с.
4. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
5. Справочник по проектированию электрических сетей и систем / Под ред. Рокотяна С.С. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
6. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
7. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. Грудинский П.Г. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций / П.Г. Грудинский, С.А. Мандрыкин, М.С.Улицкий – М., Энергия, 1974. – 576 с.
9. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (IEC 62305:2006, NEQ): ДСТУ Б В.2.5-38:2008. – Введений 01.01.2009. - Київ: Держстандарт України, 2008. - 65 с.
10. 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.
11. ДСТУ EN 62305:2012 “Захист від блискавки”.
12. Веников В. А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В. А. Веников, В. И. Идельчик, М. С. Лисеев – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 214 с.

13. Методика по оценке эффективности применения трансформаторов с РПН и автоматического регулирования напряжения в замкнутых электрических сетях. РД 34.46.504-90. / [В.Э. Воротницкий, П.Д. Лежнюк, И.А. Серова, В.В. Стан ] – М.: СПО Союзтехэнерго, 1990. – 36 с.

14 ГОСТ 16357-83 "Разрядники вентильные переменного тока на номинальные напряжения от 3,8 до 600 кВ. Общие технические условия"

15 Грабко В.В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН. Монографія. / В.В. Грабко – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. – 109 с.

16. СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 липня 2012 року № 515.

17. Ліщак І. В. Сучасний грозозахист розподільчих повітряних ліній 6, 10 кВ довго-іскровими розрядниками (РДІ) / І. В. Ліщак, Т. В. Бінкевич // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2012. – № 736 : Електроенергетичні та електромеханічні системи. - С. 75-80.

18. . Подпоркин Г.В., Сиваев А.Д. Новая грозозащита линий электропередачи с помощью длинно-искровых разрядников // Энергетик. -1997. - № 3. - С. 34-37

19. Басманов В.Г. Заземление и молниезащита: Учеб. пособие для вузов в двух частях. Часть 2 Молниезащита – Киров: Изд-во ВятГУ, 2010. – 215 с.

20 СОУ-Н ЕЕ 40.12-001100227-47:2011 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 110-750 кВ. Настанова щодо вибору та застосування", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 19 травня 2011 року № 124

21. 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)

22. 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.

23. Сакевич В.Ф., Поліщук О.В. С15 Цивільна оборона. Теоретичні основи. Навчальний посібник. – Вінниця : ВНТУ, – 2009. – 136 с.

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

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

26. 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.

27. Філіпчук, В.; Поліщук, А.; Нетребський, В.. ОСОБЛИВОСТІ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ІЗ ЗАХИЩЕНИМИ ПРОВОДАМИ. НТКП ВНТУ. Факультет електроенергетики та електромеханіки, Ukraine, may. 2022. Available at: <<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2022/paper/view/15805/13270>>. Date accessed: 13 Jun. 2022.

**ДОДАТКИ**

**Додаток А**

**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)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2022 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА  
«ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» ІЗ ДОСЛІДЖЕННЯМ ЗАХИСТУ ВІД ДІЙ БЛИСКАВОК**

08-13.МКР.002.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

\_\_\_\_\_ Поліщук А.Л.

Магістрант групи ЕСМ-20 мз

\_\_\_\_\_ Філіпчук В.С.

Вінниця 2022 р.

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

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

б) наказ № 65 від 24 березня 2022 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## 2. Мета і призначення МКР

а) мета – вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та аналіз систем захисту від ударів блискавки;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## 3. Вихідні дані для виконання МКР

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

## 4. Вимоги до виконання МКР

## 5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.03.22	06.03.22	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	07.03.22	12.03.22	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	13.03.22	05.04.22	
4	Дослідження системи захисту від блискавки	06.04.22	30.04.22	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.22	10.05.22	
6	Техніко-економічна частина	11.05.22	16.05.22	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.22	25.05.22	
8	Оформлення презентації	26.05.22	30.05.22	

## **6. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

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

## **7. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

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

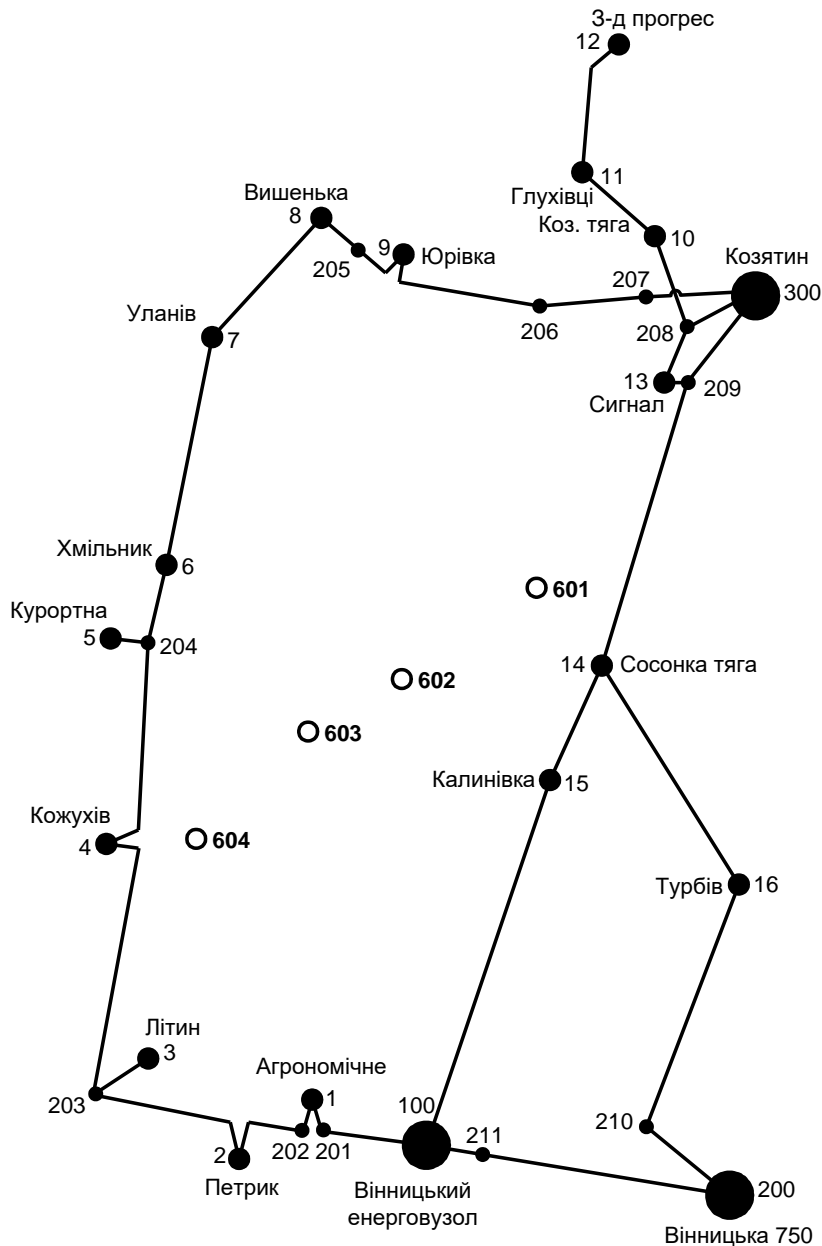
## **8. Вимоги до оформлення МКР**

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

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

Відсутні.

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



**Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі**

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 37 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (601)	Нова 2 (602)	СЕС 3 (603)	Нова 4 (604)
Навантаження, МВт	10,8	15,4	-18,3	5,2
cos φ	0,89	0,97	1,00	0,88
Категорія споживачів	I	I	II	I

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Макс. навантаж., %	95	97	89	92	93	96	99	99	99	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	201	Вінницький енерговузол – 201	12,7	АС-95
201	1	201 – Агрономічне	2,8	АС-120
1	202	Агрономічне – 202	2,8	АС-120
202	2	202 – Петрик	16,3	АС-95
2	203	Петрик – 203	14,8	АС-95
203	3	203 – Літин	0,43	АС-95
203	4	203 – Кожухів	17,7	АС-95
4	204	Кожухів – 204	5,97	АС-95
7	6	Уланів – Хмільник	22,5	АС-95
8	7	Вишенька – Уланів	22,4	АС-120
205	8	205 – Вишенька	10,3	АС-120
9	205	Юрівка – 205	6,6	АС-150
206	9	206 – Юрівка	20,8	АС-120
207	206	207 – 206	17,5	АС-150
300	207	Козятин – 207	3,1	АС-185
300	208	Козятин – 208	7,39	АС-185
208	10	208 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
208	13	208 – Сигнал	0,06	АС-185
209	13	209 – Сигнал	0,01	АС-185
300	209	Козятин – 209	7,45	АС-185
209	14	209 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
14	15	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	15	Вінницький енерговузол – Калинівка	53,1	АС-185
100	211	Вінницький енерговузол – 211	1,35	АС-150
211	200	211 – Вінницька 750	15,75	АС-150
200	210	Вінницька 750 – 210	5,2	АС-120
210	16	210 – Турбів	19,0	АС-120
16	14	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120



Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S <sub>н</sub> , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,9	3,2 + j1,55	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,89	3,3 + j1,69	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,87	3,7 + j2,1	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,88	2,5 + j1,35	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,88	4,4 + j2,37	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,89	6,8 + j3,48	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,89	2,6 + j1,33	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,87	3,1 + j1,76	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,88	3,2 + j1,73	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,91	16,0 + j7,29	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,89	4,7 + j2,41	ТДН-10000/110/10	2
12	Завод Прогрес	0,87	6,2 + j3,51	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,88	8,4 + j4,53	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,89	11,0 + j5,64	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,9	6,4 + j3,1	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,88	4,4 + j2,37	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

## ДОДАТОК А2

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 91.803 МВт / 804.197 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 89.900 МВт / 787.524 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.184 МВт / 5.113 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.184 МВт / 5.113 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.519 МВт / 4.545 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.250 МВт / 1.081 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.769 МВт / 5.625 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.486 МВт / 10.738 млн.кВт\*г (1.3%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-35.731	-14.908	115.000	0.00
201		0.000	0.000	113.909	-0.27
1		0.000	0.000	113.696	-0.34
202		0.000	0.000	113.522	-0.39
2		0.000	0.000	112.345	-0.68
203		0.000	0.000	111.501	-0.90
3		0.000	0.000	111.493	-0.90
4		0.000	0.000	110.809	-1.08
204		0.000	0.000	110.646	-1.13
5		0.000	0.000	110.604	-1.14
6		0.000	0.000	110.590	-1.17
7		0.000	0.000	111.219	-1.08
8		0.000	0.000	111.988	-0.90
205		0.000	0.000	112.474	-0.77
9		0.000	0.000	112.738	-0.69
206		0.000	0.000	113.989	-0.36
207		0.000	0.000	114.865	-0.06
300		-56.072	-28.431	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.508	-0.20
10		0.000	0.000	113.404	-0.63
11		0.000	0.000	113.102	-0.74
12		0.000	0.000	112.701	-0.89
13		0.000	0.000	114.509	-0.19
209		0.000	0.000	114.509	-0.19
14		0.000	0.000	113.661	-0.54
15		0.000	0.000	113.694	-0.53
211		0.000	0.000	114.969	-0.02
200		0.000	0.000	114.595	-0.20
210		0.000	0.000	114.441	-0.26
16		0.000	0.000	113.852	-0.46
3001		3.200	1.550	10.521	-3.46
3002		3.300	1.690	10.356	-3.99
3003		3.700	2.100	10.377	-3.20
4003		0.000	0.000	109.602	-2.35
5003		0.000	0.000	36.693	-2.35
6003		0.000	0.000	10.377	-3.20
3004		2.500	1.350	10.291	-3.64
3005		4.400	2.370	10.242	-4.01
1006		0.000	0.000	107.324	-4.11
2006		0.000	0.000	35.930	-4.11
3006		6.800	3.480	10.249	-4.07
3007		2.600	1.330	10.333	-3.72
3008		3.100	1.760	10.311	-4.02
1009		0.000	0.000	108.367	-4.01
2009		0.000	0.000	36.279	-4.01
3009		3.200	1.730	10.129	-6.03
10010		0.000	0.000	112.149	-1.87
20010		0.000	0.000	26.817	-1.87

30010	16.000	7.290	10.653	-2.64
40010	0.000	0.000	112.149	-1.87
50010	0.000	0.000	26.817	-1.87
60010	0.000	0.000	10.653	-2.64
30011	4.700	2.410	10.655	-2.19
60011	0.000	0.000	10.656	-2.19
30012	6.200	3.510	10.480	-3.31
10013	0.000	0.000	112.527	-1.87
20013	0.000	0.000	37.673	-1.87
30013	8.400	4.530	10.753	-1.84
40013	0.000	0.000	112.531	-1.87
50013	0.000	0.000	37.673	-1.87
60013	0.000	0.000	10.754	-1.84
10014	0.000	0.000	112.155	-1.89
20014	0.000	0.000	26.819	-1.89
30014	11.000	5.640	10.720	-1.87
40014	0.000	0.000	112.160	-1.89
50014	0.000	0.000	26.819	-1.89
60014	0.000	0.000	10.721	-1.87
10015	0.000	0.000	112.481	-1.71
20015	0.000	0.000	37.750	-1.38
30015	6.400	3.100	10.749	-1.69
40015	0.000	0.000	112.778	-1.38
50015	0.000	0.000	37.750	-1.38
60015	0.000	0.000	10.749	-1.69
10016	0.000	0.000	112.742	-1.40
20016	0.000	0.000	37.729	-1.39
30016	4.400	2.370	10.751	-1.59
40016	0.000	0.000	112.494	-1.61
50016	0.000	0.000	37.729	-1.39
60016	0.000	0.000	10.751	-1.59

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВТ	Qп, МВАр	Rк, МВТ	Qк, МВАр	dP, МВТ	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.302	1.411	2.294	1.282	0.009	0.129	0.014	3.162
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.090	-0.000
4003	6003	1.406	0.847	1.404	0.817	0.002	0.029	0.009	1.191
3	4003	1.408	0.897	1.406	0.847	0.002	0.050	0.009	1.970
100	201	19.496	8.684	19.351	8.510	0.144	0.173	0.107	1.092
201	1	19.351	8.778	19.325	8.739	0.026	0.038	0.108	0.214
1	202	16.101	6.990	16.083	6.964	0.018	0.026	0.089	0.175
202	2	16.083	7.291	15.953	7.134	0.130	0.156	0.090	1.182
203	4	8.820	3.657	8.777	3.605	0.043	0.051	0.049	0.699
4	204	6.258	2.423	6.251	2.415	0.007	0.009	0.035	0.165
204	6	1.822	-0.025	1.821	-0.026	0.001	0.001	0.009	0.057
6	7	-5.029	-3.602	-5.052	-3.630	0.023	0.028	-0.032	-0.632
7	8	-7.671	-4.444	-7.710	-4.500	0.038	0.055	-0.046	-0.774
8	205	-10.834	-6.013	-10.868	-6.063	0.034	0.049	-0.064	-0.489
205	9	-10.868	-5.773	-10.885	-5.804	0.017	0.030	-0.063	-0.267
9	206	-14.117	-7.556	-14.230	-7.720	0.113	0.163	-0.082	-1.257
206	207	-14.230	-7.046	-14.301	-7.176	0.071	0.130	-0.080	-0.879
207	300	-14.301	-6.802	-14.311	-6.824	0.010	0.022	-0.079	-0.135
11	30011	2.352	1.283	2.348	1.205	0.004	0.078	0.014	1.772
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.143	-0.000
11	60011	2.353	1.281	2.349	1.203	0.004	0.078	0.014	1.770
10	10010	8.005	3.993	8.000	3.776	0.005	0.215	0.045	1.308
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	40010	8.006	3.993	8.001	3.777	0.005	0.215	0.045	1.308
40010	60010	8.008	3.756	8.003	3.622	0.005	0.133	0.045	0.828
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.475	0.001
10010	30010	7.993	3.798	7.987	3.664	0.005	0.133	0.045	0.836
300	208	21.000	10.866	20.947	10.749	0.053	0.117	0.119	0.493
208	13	-6.301	-3.342	-6.301	-3.342	0.000	0.000	-0.036	-0.001
13	209	-14.772	-8.559	-14.772	-8.560	0.000	0.000	-0.086	-0.001
209	14	5.936	3.037	5.910	2.979	0.026	0.058	0.034	0.853
14	15	-1.328	-1.302	-1.328	-1.303	0.000	0.001	-0.009	-0.033
15	100	-7.792	-3.871	-7.845	-3.988	0.053	0.117	-0.044	-1.311
15	10015	2.942	1.457	2.940	1.382	0.002	0.076	0.017	1.258
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.515	0.000	0.010	-0.008	-0.295
20015	50015	-1.412	-0.515	-1.412	-0.515	0.000	0.000	-0.023	-0.000
40015	50015	1.413	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.008	0.018
15	40015	3.464	1.807	3.462	1.741	0.002	0.065	0.020	0.944
40015	60015	2.050	1.226	2.049	1.211	0.001	0.015	0.012	0.416
60015	30015	2.049	1.211	2.049	1.211	0.000	0.000	0.128	0.000

10015	30015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.024	0.104
14	10014	5.504	2.993	5.499	2.824	0.005	0.168	0.032	1.563
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.508	2.981	5.504	2.813	0.005	0.168	0.032	1.557
40014	60014	5.507	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.032	0.074
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.332	0.001
10014	30014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.032	0.074
14	16	-3.870	-1.049	-3.875	-1.057	0.005	0.007	-0.020	-0.193
16	210	-8.329	-3.250	-8.361	-3.296	0.032	0.046	-0.045	-0.591
210	200	-8.361	-2.870	-8.369	-2.882	0.008	0.012	-0.045	-0.154
200	211	-8.369	-2.507	-8.389	-2.542	0.019	0.035	-0.044	-0.375
211	100	-8.389	-2.233	-8.390	-2.236	0.002	0.003	-0.044	-0.031
16	10016	1.510	0.845	1.509	0.812	0.001	0.033	0.009	1.141
10016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	50016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.016	0.000
40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.004	-0.005	-0.214
16	40016	2.896	1.642	2.893	1.564	0.002	0.077	0.017	1.399
40016	60016	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.022	0.092
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.231	0.000
10016	30016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.003	0.004	0.354
209	300	-20.708	-10.624	-20.760	-10.740	0.052	0.116	-0.117	-0.491
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
50013	20013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
10013	30013	4.199	2.271	4.195	2.271	0.005	0.000	0.024	0.099
30013	60013	-4.200	-2.256	-4.200	-2.256	0.000	0.000	-0.256	-0.000
40013	60013	4.205	2.256	4.200	2.256	0.005	0.000	0.024	0.100
13	40013	4.208	2.425	4.204	2.261	0.005	0.163	0.024	2.037
13	10013	4.206	2.430	4.201	2.266	0.005	0.163	0.024	2.041
1	3001	3.213	1.779	3.198	1.549	0.015	0.229	0.019	3.901
204	5	4.429	2.734	4.428	2.733	0.001	0.002	0.027	0.042
208	10	27.248	14.460	27.093	14.117	0.154	0.342	0.155	1.110
10	11	10.999	5.999	10.982	5.961	0.017	0.038	0.064	0.305
11	12	6.246	3.690	6.234	3.661	0.013	0.029	0.037	0.405
12	30012	6.215	3.875	6.196	3.508	0.018	0.365	0.037	3.299
203	3	3.734	2.437	3.733	2.437	0.000	0.000	0.023	0.009
4003	5003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	203	12.627	5.641	12.553	5.552	0.074	0.089	0.071	0.849
9	1009	3.218	2.150	3.208	1.884	0.010	0.265	0.020	4.628
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	3.208	1.884	3.198	1.729	0.010	0.154	0.020	2.794
4	3004	2.509	1.503	2.498	1.349	0.010	0.153	0.015	3.413
8	3008	3.114	2.000	3.098	1.759	0.016	0.240	0.019	4.438
7	3007	2.609	1.490	2.598	1.329	0.011	0.160	0.016	3.393
6	1006	6.823	3.940	6.810	3.478	0.014	0.460	0.041	3.520
1006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	3006	6.810	3.478	6.796	3.478	0.014	0.000	0.041	0.165
5	3005	4.414	2.671	4.397	2.369	0.017	0.301	0.027	3.767
2	3002	3.315	1.947	3.298	1.689	0.017	0.257	0.020	4.330

---

## ДОДАТОК Б

## 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.: 124.964 МВт / 1094.684 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.810 МВт / 1075.816 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.304 МВт / 5.632 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.304 МВт / 5.632 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.647 МВт / 5.672 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.261 МВт / 1.126 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.908 МВт / 6.797 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.878 МВт / 12.429 млн.кВт\*г (1.1%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> ,МВт	Q <sub>нав</sub> ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-44.675	-6.278	115.000	0.00
201		0.000	0.000	114.227	-0.34
1		0.000	0.000	114.081	-0.42
202		0.000	0.000	113.973	-0.48
2		0.000	0.000	113.205	-0.86
203		0.000	0.000	112.732	-1.16
3		0.000	0.000	112.723	-1.16
4		0.000	0.000	112.480	-1.44
204		0.000	0.000	112.236	-1.47
5		0.000	0.000	112.195	-1.47
6		0.000	0.000	112.034	-1.46
7		0.000	0.000	112.338	-1.29
8		0.000	0.000	112.792	-1.04
205		0.000	0.000	113.133	-0.89
9		0.000	0.000	113.308	-0.78
206		0.000	0.000	114.265	-0.40
207		0.000	0.000	114.905	-0.06
300		-61.989	-23.596	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.486	-0.24
10		0.000	0.000	113.383	-0.67
11		0.000	0.000	113.080	-0.79
12		0.000	0.000	112.679	-0.93
13		0.000	0.000	114.487	-0.24
209		0.000	0.000	114.488	-0.24
14		0.000	0.000	113.396	-1.13
15		0.000	0.000	113.451	-1.07
211		0.000	0.000	114.965	-0.03
200		0.000	0.000	114.540	-0.37
210		0.000	0.000	114.357	-0.48
16		0.000	0.000	113.665	-0.88
3001		3.200	1.550	10.559	-3.52
3002		3.300	1.690	10.442	-4.12
3003		3.700	2.100	10.498	-3.42
4003		0.000	0.000	110.856	-2.58
5003		0.000	0.000	37.113	-2.58
6003		0.000	0.000	10.498	-3.42
3004		2.500	1.350	10.456	-3.92
3005		4.400	2.370	10.399	-4.26
1006		0.000	0.000	108.817	-4.33
2006		0.000	0.000	36.430	-4.33
3006		6.800	3.480	10.392	-4.28
3007		2.600	1.330	10.444	-3.87
3008		3.100	1.760	10.391	-4.11
1009		0.000	0.000	108.967	-4.07
2009		0.000	0.000	36.480	-4.07
3009		3.200	1.730	10.187	-6.07
10010		0.000	0.000	112.127	-1.91
20010		0.000	0.000	26.812	-1.91
30010		16.000	7.290	10.650	-2.69

40010	0.000	0.000	112.127	-1.91
50010	0.000	0.000	26.812	-1.91
60010	0.000	0.000	10.651	-2.69
30011	4.700	2.410	10.653	-2.23
60011	0.000	0.000	10.653	-2.23
30012	6.200	3.510	10.478	-3.36
10013	0.000	0.000	112.505	-1.91
20013	0.000	0.000	37.665	-1.91
30013	8.400	4.530	10.751	-1.88
40013	0.000	0.000	112.509	-1.91
50013	0.000	0.000	37.665	-1.91
60013	0.000	0.000	10.752	-1.89
10014	0.000	0.000	111.886	-2.49
20014	0.000	0.000	26.755	-2.49
30014	11.000	5.640	10.694	-2.47
40014	0.000	0.000	111.891	-2.49
50014	0.000	0.000	26.755	-2.49
60014	0.000	0.000	10.695	-2.47
10015	0.000	0.000	112.236	-2.25
20015	0.000	0.000	37.668	-1.92
30015	6.400	3.100	10.725	-2.23
40015	0.000	0.000	112.533	-1.92
50015	0.000	0.000	37.668	-1.92
60015	0.000	0.000	10.725	-2.23
10016	0.000	0.000	112.553	-1.83
20016	0.000	0.000	37.666	-1.82
30016	4.400	2.370	10.732	-2.02
40016	0.000	0.000	112.305	-2.05
50016	0.000	0.000	37.666	-1.82
60016	0.000	0.000	10.733	-2.02
604	5.450	-2.940	112.746	-1.46
603	-18.300	0.000	113.132	-1.33
602	16.140	-4.050	113.190	-1.53
601	11.320	-5.800	113.349	-1.40
300601	0.000	0.000	10.436	-1.40
600604	0.000	0.000	10.784	-1.46
600601	0.000	0.000	10.436	-1.40
300602	0.000	0.000	10.826	-1.53
600602	0.000	0.000	10.826	-1.53
300603	0.000	0.000	10.821	-1.33
600603	0.000	0.000	10.821	-1.33
300604	0.000	0.000	10.784	-1.46

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.302	1.408	2.294	1.282	0.008	0.126	0.014	3.141
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.089	-0.000
4003	6003	1.406	0.846	1.404	0.817	0.002	0.029	0.009	1.183
3	4003	1.408	0.895	1.406	0.846	0.002	0.049	0.009	1.957
100	201	17.854	2.834	17.750	2.709	0.103	0.124	0.091	0.775
201	1	17.750	2.978	17.732	2.951	0.019	0.027	0.091	0.147
1	202	14.508	1.203	14.495	1.185	0.012	0.018	0.074	0.109
202	2	14.495	1.515	14.407	1.409	0.088	0.105	0.074	0.777
203	4	7.301	-2.010	7.275	-2.042	0.026	0.032	0.039	0.264
4	204	6.937	5.827	6.924	5.812	0.013	0.015	0.046	0.245
204	6	2.495	3.388	2.490	3.382	0.005	0.006	0.022	0.201
6	7	-4.359	-0.172	-4.371	-0.186	0.011	0.013	-0.022	-0.311
7	8	-6.990	-0.982	-7.014	-1.017	0.024	0.034	-0.036	-0.464
8	205	-10.138	-2.520	-10.162	-2.555	0.024	0.034	-0.053	-0.346
205	9	-10.162	-2.262	-10.174	-2.283	0.012	0.021	-0.053	-0.178
9	206	-13.405	-4.027	-13.491	-4.151	0.085	0.124	-0.071	-0.964
206	207	-13.491	-3.473	-13.546	-3.573	0.054	0.100	-0.070	-0.643
207	300	-13.546	-3.199	-13.553	-3.216	0.008	0.017	-0.070	-0.095
2	203	11.082	-0.073	11.035	-0.129	0.047	0.056	0.056	0.483
4	604	-2.181	-8.885	-2.188	-8.906	0.007	0.020	-0.047	-0.266
604	603	-7.656	-5.694	-7.669	-5.731	0.013	0.037	-0.049	-0.392
603	602	10.582	-5.534	10.567	-5.575	0.014	0.040	0.061	-0.048
602	601	-5.601	-1.317	-5.606	-1.331	0.005	0.014	-0.029	-0.165
601	14	-16.962	4.469	-16.990	4.389	0.028	0.080	-0.089	-0.059
14	16	-8.756	0.837	-8.780	0.802	0.024	0.035	-0.045	-0.278
16	210	-13.234	-1.393	-13.304	-1.495	0.070	0.101	-0.067	-0.701
210	200	-13.304	-1.069	-13.323	-1.097	0.019	0.028	-0.067	-0.184
200	211	-13.323	-0.723	-13.368	-0.805	0.045	0.082	-0.067	-0.428
211	100	-13.368	-0.495	-13.372	-0.502	0.004	0.007	-0.067	-0.035
16	10016	1.510	0.845	1.509	0.812	0.001	0.033	0.009	1.156
10016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.045

20016	50016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.016	0.000
40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.004	-0.005	-0.218
16	40016	2.896	1.642	2.893	1.564	0.002	0.078	0.017	1.419
40016	60016	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.022	0.091
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.231	0.000
10016	30016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.003	0.004	0.357
14	10014	5.504	2.994	5.499	2.824	0.005	0.169	0.032	1.594
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.508	2.982	5.504	2.813	0.005	0.169	0.032	1.588
40014	60014	5.507	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.032	0.074
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.333	0.001
10014	30014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.032	0.074
13	10013	4.206	2.430	4.201	2.266	0.005	0.163	0.024	2.044
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
20013	50013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	0.000
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
13	40013	4.208	2.425	4.204	2.261	0.005	0.163	0.024	2.040
40013	60013	4.205	2.256	4.200	2.256	0.005	0.000	0.024	0.100
60013	30013	4.200	2.256	4.200	2.256	0.000	0.000	0.256	0.000
10013	30013	4.199	2.271	4.195	2.271	0.005	0.000	0.024	0.099
14	209	-12.491	-1.542	-12.585	-1.752	0.094	0.209	-0.064	-1.113
209	13	11.450	9.202	11.450	9.202	0.000	0.000	0.074	0.000
13	208	2.979	3.985	2.979	3.985	0.000	0.000	0.025	0.001
208	300	-24.269	-10.107	-24.336	-10.254	0.066	0.146	-0.132	-0.515
10	40010	8.006	3.993	8.001	3.777	0.005	0.215	0.045	1.310
40010	60010	8.008	3.756	8.003	3.622	0.005	0.133	0.045	0.829
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.475	0.001
10010	30010	7.993	3.798	7.987	3.664	0.005	0.133	0.045	0.837
10	10010	8.005	3.993	8.000	3.776	0.005	0.215	0.045	1.310
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	30011	2.352	1.283	2.348	1.205	0.004	0.078	0.014	1.775
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.143	-0.000
11	60011	2.353	1.281	2.349	1.203	0.004	0.078	0.014	1.773
209	300	-24.035	-9.981	-24.100	-10.127	0.065	0.145	-0.131	-0.513
40015	50015	1.413	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.008	0.018
50015	20015	1.412	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.023	0.000
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.515	0.000	0.010	-0.008	-0.302
10015	30015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.024	0.103
30015	60015	-2.049	-1.211	-2.049	-1.211	0.000	0.000	-0.128	-0.000
40015	60015	2.050	1.226	2.049	1.211	0.001	0.015	0.012	0.422
15	40015	3.464	1.807	3.462	1.742	0.002	0.066	0.020	0.962
15	10015	2.942	1.458	2.940	1.382	0.002	0.076	0.017	1.282
14	15	-6.851	-0.075	-6.855	-0.082	0.003	0.007	-0.035	-0.057
15	100	-13.319	-2.655	-13.448	-2.942	0.129	0.286	-0.069	-1.569
601	300601	-0.178	-3.207	-0.185	-3.318	0.006	0.111	-0.016	-3.942
300601	600601	-0.185	-3.318	-0.185	-3.318	0.000	0.000	-0.184	-0.000
601	600601	0.192	3.447	0.185	3.318	0.007	0.128	0.018	4.237
602	300602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300602	600602	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
603	300603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	300604	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300604	600604	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	600604	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	3006	6.809	3.478	6.796	3.478	0.013	0.000	0.040	0.163
4003	5003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	3.218	2.145	3.208	1.882	0.010	0.262	0.020	4.606
1009	3009	3.208	1.882	3.198	1.729	0.010	0.152	0.020	2.780
10	11	10.999	6.000	10.982	5.962	0.017	0.038	0.064	0.305
11	12	6.246	3.690	6.234	3.661	0.013	0.029	0.037	0.405
12	30012	6.215	3.875	6.196	3.508	0.018	0.365	0.037	3.304
8	3008	3.114	1.996	3.098	1.759	0.016	0.236	0.019	4.413
7	3007	2.609	1.487	2.598	1.329	0.010	0.157	0.015	3.370
6	1006	6.823	3.927	6.809	3.478	0.013	0.447	0.040	3.492
204	5	4.429	2.727	4.428	2.725	0.001	0.002	0.027	0.041
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.734	2.435	3.734	2.435	0.000	0.000	0.023	0.008
5	3005	4.413	2.662	4.397	2.369	0.016	0.292	0.026	3.733
208	10	27.248	14.461	27.093	14.117	0.154	0.343	0.155	1.111
4	3004	2.508	1.498	2.498	1.349	0.010	0.148	0.015	3.382
2	3002	3.315	1.943	3.298	1.689	0.017	0.253	0.020	4.308
1	3001	3.213	1.778	3.198	1.549	0.015	0.228	0.019	3.893

---

## ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ  
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 125.053 МВт / 1095.466 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.810 МВт / 1075.816 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.437 МВт / 6.206 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.437 МВт / 6.206 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.590 МВт / 5.172 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.273 МВт / 1.180 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.864 МВт / 6.352 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.908 МВт / 12.558 млн.кВт\*г (1.1%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-44.733	-6.886	110.000	0.00
201		0.000	0.000	109.176	-0.37
1		0.000	0.000	109.020	-0.45
202		0.000	0.000	108.905	-0.52
2		0.000	0.000	108.087	-0.93
203		0.000	0.000	107.583	-1.25
3		0.000	0.000	107.574	-1.26
4		0.000	0.000	107.313	-1.57
204		0.000	0.000	107.054	-1.59
5		0.000	0.000	107.011	-1.60
6		0.000	0.000	106.839	-1.58
7		0.000	0.000	107.155	-1.39
8		0.000	0.000	107.636	-1.12
205		0.000	0.000	107.998	-0.96
9		0.000	0.000	108.185	-0.85
206		0.000	0.000	109.206	-0.43
207		0.000	0.000	109.897	-0.07
300		-62.020	-24.406	110.000	0.00
208		0.000	0.000	109.457	-0.26
10		0.000	0.000	108.294	-0.73
11		0.000	0.000	107.975	-0.86
12		0.000	0.000	107.551	-1.02
13		0.000	0.000	109.459	-0.26
209		0.000	0.000	109.459	-0.26
14		0.000	0.000	108.303	-1.23
15		0.000	0.000	108.361	-1.16
211		0.000	0.000	109.962	-0.03
200		0.000	0.000	109.509	-0.40
210		0.000	0.000	109.316	-0.52
16		0.000	0.000	108.587	-0.96
3001		3.200	1.550	10.056	-3.86
3002		3.300	1.690	9.930	-4.52
3003		3.700	2.100	9.990	-3.74
4003		0.000	0.000	105.603	-2.82
5003		0.000	0.000	35.354	-2.82
6003		0.000	0.000	9.990	-3.74
3004		2.500	1.350	9.945	-4.30
3005		4.400	2.370	9.885	-4.67
1006		0.000	0.000	103.438	-4.75
2006		0.000	0.000	34.629	-4.75
3006		6.800	3.480	9.877	-4.70
3007		2.600	1.330	9.931	-4.25
3008		3.100	1.760	9.876	-4.51
1009		0.000	0.000	103.559	-4.47
2009		0.000	0.000	34.670	-4.47
3009		3.200	1.730	9.657	-6.69
10010		0.000	0.000	106.971	-2.09
20010		0.000	0.000	25.579	-2.09
30010		16.000	7.290	10.154	-2.94



40010	0.000	0.000	106.971	-2.09
50010	0.000	0.000	25.579	-2.09
60010	0.000	0.000	10.154	-2.95
30011	4.700	2.410	10.157	-2.44
60011	0.000	0.000	10.157	-2.44
30012	6.200	3.510	9.971	-3.69
10013	0.000	0.000	107.376	-2.09
20013	0.000	0.000	35.949	-2.09
30013	8.400	4.530	10.260	-2.06
40013	0.000	0.000	107.381	-2.10
50013	0.000	0.000	35.949	-2.09
60013	0.000	0.000	10.261	-2.06
10014	0.000	0.000	106.717	-2.72
20014	0.000	0.000	25.519	-2.72
30014	11.000	5.640	10.200	-2.70
40014	0.000	0.000	106.723	-2.72
50014	0.000	0.000	25.519	-2.72
60014	0.000	0.000	10.200	-2.70
10015	0.000	0.000	107.085	-2.46
20015	0.000	0.000	35.948	-2.09
30015	6.400	3.100	10.232	-2.44
40015	0.000	0.000	107.396	-2.10
50015	0.000	0.000	35.948	-2.09
60015	0.000	0.000	10.232	-2.44
10016	0.000	0.000	107.419	-2.00
20016	0.000	0.000	35.946	-1.99
30016	4.400	2.370	10.240	-2.21
40016	0.000	0.000	107.159	-2.24
50016	0.000	0.000	35.946	-1.99
60016	0.000	0.000	10.240	-2.21
604	5.450	-2.940	107.597	-1.58
603	-18.300	0.000	108.010	-1.44
602	16.140	-4.050	108.077	-1.67
601	11.320	-5.800	108.254	-1.53
300601	0.000	0.000	10.354	-1.53
600604	0.000	0.000	10.291	-1.58
600601	0.000	0.000	10.354	-1.53
300602	0.000	0.000	10.337	-1.67
600602	0.000	0.000	10.337	-1.67
300603	0.000	0.000	10.331	-1.44
600603	0.000	0.000	10.331	-1.44
300604	0.000	0.000	10.291	-1.58

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.303	1.421	2.294	1.282	0.009	0.139	0.014	3.326
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.094	-0.000
4003	6003	1.406	0.849	1.404	0.817	0.002	0.032	0.009	1.252
3	4003	1.408	0.904	1.406	0.849	0.002	0.054	0.009	2.073
100	201	17.905	3.141	17.790	3.003	0.114	0.137	0.095	0.827
201	1	17.790	3.248	17.770	3.218	0.021	0.030	0.095	0.157
1	202	14.545	1.445	14.531	1.425	0.014	0.020	0.077	0.117
202	2	14.531	1.726	14.434	1.609	0.097	0.116	0.077	0.828
203	4	7.323	-1.943	7.294	-1.978	0.029	0.035	0.041	0.284
4	204	6.948	5.983	6.933	5.965	0.014	0.017	0.049	0.261
204	6	2.504	3.488	2.498	3.482	0.006	0.007	0.023	0.214
6	7	-4.352	-0.154	-4.364	-0.169	0.012	0.015	-0.023	-0.325
7	8	-6.984	-1.045	-7.010	-1.083	0.026	0.038	-0.038	-0.492
8	205	-10.135	-2.655	-10.161	-2.693	0.026	0.038	-0.056	-0.367
205	9	-10.161	-2.427	-10.174	-2.450	0.013	0.024	-0.056	-0.191
9	206	-13.407	-4.276	-13.502	-4.414	0.095	0.137	-0.075	-1.030
206	207	-13.502	-3.795	-13.563	-3.906	0.060	0.110	-0.074	-0.694
207	300	-13.563	-3.564	-13.571	-3.583	0.009	0.019	-0.074	-0.103
2	203	11.108	0.059	11.056	-0.003	0.051	0.062	0.059	0.515
4	604	-2.172	-9.035	-2.180	-9.059	0.008	0.023	-0.050	-0.283
604	603	-7.646	-5.872	-7.661	-5.913	0.015	0.041	-0.052	-0.420
603	602	10.593	-5.734	10.577	-5.779	0.016	0.045	0.064	-0.055
602	601	-5.588	-1.540	-5.593	-1.555	0.006	0.016	-0.031	-0.184
601	14	-16.933	4.464	-16.964	4.376	0.031	0.088	-0.093	-0.063
14	16	-8.754	0.810	-8.780	0.771	0.026	0.038	-0.047	-0.293
16	210	-13.231	-1.461	-13.308	-1.573	0.077	0.111	-0.071	-0.739
210	200	-13.308	-1.184	-13.329	-1.214	0.021	0.030	-0.070	-0.195
200	211	-13.329	-0.872	-13.378	-0.962	0.049	0.090	-0.070	-0.456
211	100	-13.378	-0.679	-13.383	-0.686	0.004	0.008	-0.070	-0.038
16	10016	1.511	0.849	1.509	0.813	0.001	0.036	0.009	1.218
10016	20016	0.960	0.378	0.960	0.378	0.000	0.000	0.006	0.047
20016	50016	0.960	0.378	0.960	0.378	0.000	0.000	0.017	0.000
40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.378	0.000	0.005	-0.006	-0.230

16	40016	2.896	1.650	2.894	1.564	0.003	0.085	0.018	1.495
40016	60016	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.023	0.096
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.243	0.000
10016	30016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.004	0.004	0.376
14	10014	5.505	3.010	5.500	2.824	0.005	0.186	0.033	1.682
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.509	2.999	5.504	2.813	0.005	0.186	0.033	1.676
40014	60014	5.508	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.033	0.077
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.349	0.001
10014	30014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.033	0.077
13	10013	4.207	2.446	4.202	2.266	0.005	0.179	0.026	2.153
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
20013	50013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	0.000
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
13	40013	4.209	2.441	4.204	2.261	0.005	0.179	0.026	2.149
40013	60013	4.206	2.256	4.200	2.256	0.005	0.000	0.026	0.104
60013	30013	4.200	2.256	4.200	2.256	0.000	0.000	0.268	0.000
10013	30013	4.200	2.271	4.195	2.271	0.005	0.000	0.026	0.104
14	209	-12.472	-1.620	-12.576	-1.850	0.103	0.229	-0.067	-1.179
209	13	11.459	9.226	11.459	9.226	0.000	0.000	0.077	0.000
13	208	2.991	4.008	2.991	4.008	0.000	0.000	0.026	0.001
208	300	-24.269	-10.315	-24.342	-10.477	0.073	0.161	-0.139	-0.544
10	40010	8.007	4.028	8.002	3.790	0.006	0.237	0.048	1.386
40010	60010	8.009	3.769	8.003	3.622	0.006	0.147	0.048	0.877
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.499	0.001
10010	30010	7.993	3.811	7.987	3.664	0.006	0.147	0.048	0.885
10	10010	8.006	4.028	8.000	3.790	0.006	0.237	0.048	1.385
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.001	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	30011	2.353	1.291	2.348	1.205	0.005	0.085	0.014	1.872
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.150	-0.000
11	60011	2.354	1.289	2.349	1.203	0.005	0.085	0.014	1.870
209	300	-24.035	-10.187	-24.107	-10.347	0.072	0.159	-0.137	-0.542
40015	50015	1.413	0.516	1.413	0.516	0.000	0.000	0.008	0.019
50015	20015	1.413	0.516	1.413	0.516	0.000	0.000	0.024	0.000
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.413	-0.516	0.001	0.011	-0.008	-0.319
10015	30015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.026	0.108
30015	60015	-2.049	-1.211	-2.049	-1.211	0.000	0.000	-0.134	-0.000
40015	60015	2.050	1.228	2.049	1.211	0.001	0.017	0.013	0.445
15	40015	3.465	1.816	3.463	1.744	0.002	0.072	0.021	1.014
15	10015	2.943	1.465	2.940	1.382	0.002	0.083	0.017	1.353
14	15	-6.840	-0.087	-6.843	-0.095	0.004	0.008	-0.036	-0.060
15	100	-13.303	-2.744	-13.445	-3.059	0.141	0.313	-0.072	-1.661
601	300601	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300601	600601	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	600601	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	300602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
603	300603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	300604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300604	600604	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	600604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	3006	6.811	3.478	6.796	3.478	0.015	0.000	0.043	0.171
4003	5003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	3.220	2.192	3.209	1.899	0.011	0.292	0.021	4.929
1009	3009	3.209	1.899	3.198	1.729	0.011	0.170	0.021	2.973
10	11	11.001	6.106	10.982	6.063	0.019	0.042	0.067	0.323
11	12	6.248	3.750	6.234	3.718	0.014	0.032	0.039	0.429
12	30012	6.217	3.913	6.196	3.508	0.020	0.403	0.039	3.499
8	3008	3.116	2.021	3.098	1.759	0.017	0.262	0.020	4.685
7	3007	2.610	1.503	2.598	1.329	0.012	0.174	0.016	3.576
6	1006	6.825	3.975	6.811	3.478	0.015	0.495	0.043	3.715
204	5	4.430	2.753	4.428	2.751	0.001	0.002	0.028	0.043
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.733	2.445	3.733	2.444	0.000	0.000	0.024	0.009
5	3005	4.415	2.693	4.397	2.369	0.018	0.323	0.028	3.967
208	10	27.261	14.661	27.090	14.282	0.170	0.377	0.163	1.171
4	3004	2.509	1.514	2.498	1.349	0.011	0.164	0.016	3.588
2	3002	3.317	1.970	3.298	1.689	0.019	0.280	0.021	4.575
1	3001	3.215	1.801	3.198	1.549	0.017	0.251	0.019	4.125

## ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ  
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.858 МВт / 1093.755 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.810 МВт / 1075.816 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.166 МВт / 5.037 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.166 МВт / 5.037 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.719 МВт / 6.302 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.221 МВт / 0.955 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.941 МВт / 7.257 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.847 МВт / 12.295 млн.кВт\*г (1.1%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-44.593	-5.243	121.000	0.00
201		0.000	0.000	120.285	-0.31
1		0.000	0.000	120.150	-0.38
202		0.000	0.000	120.051	-0.44
2		0.000	0.000	119.341	-0.79
203		0.000	0.000	118.905	-1.06
3		0.000	0.000	118.897	-1.06
4		0.000	0.000	118.677	-1.32
204		0.000	0.000	118.448	-1.34
5		0.000	0.000	118.410	-1.35
6		0.000	0.000	118.260	-1.33
7		0.000	0.000	118.546	-1.18
8		0.000	0.000	118.968	-0.95
205		0.000	0.000	119.284	-0.81
9		0.000	0.000	119.446	-0.72
206		0.000	0.000	120.330	-0.37
207		0.000	0.000	120.915	-0.06
300		-61.965	-22.470	121.000	0.00
208		0.000	0.000	120.519	-0.22
10		0.000	0.000	119.479	-0.61
11		0.000	0.000	119.195	-0.72
12		0.000	0.000	118.818	-0.85
13		0.000	0.000	120.520	-0.22
209		0.000	0.000	120.521	-0.22
14		0.000	0.000	119.520	-1.03
15		0.000	0.000	119.570	-0.97
211		0.000	0.000	120.968	-0.03
200		0.000	0.000	120.580	-0.34
210		0.000	0.000	120.411	-0.44
16		0.000	0.000	119.768	-0.81
3001		3.200	1.550	11.160	-3.17
3002		3.300	1.690	11.052	-3.71
3003		3.700	2.100	11.105	-3.08
4003		0.000	0.000	117.139	-2.34
5003		0.000	0.000	39.216	-2.34
6003		0.000	0.000	11.105	-3.08
3004		2.500	1.350	11.066	-3.54
3005		4.400	2.370	11.014	-3.84
1006		0.000	0.000	115.236	-3.90
2006		0.000	0.000	38.579	-3.90
3006		6.800	3.480	11.007	-3.86
3007		2.600	1.330	11.055	-3.50
3008		3.100	1.760	11.006	-3.71
1009		0.000	0.000	115.399	-3.67
2009		0.000	0.000	38.634	-3.67
3009		3.200	1.730	10.817	-5.44
10010		0.000	0.000	118.296	-1.72
20010		0.000	0.000	28.287	-1.72
30010		16.000	7.290	11.244	-2.42

40010	0.000	0.000	118.296	-1.72
50010	0.000	0.000	28.287	-1.72
60010	0.000	0.000	11.245	-2.42
30011	4.700	2.410	11.247	-2.01
60011	0.000	0.000	11.247	-2.01
30012	6.200	3.510	11.083	-3.02
10013	0.000	0.000	118.645	-1.72
20013	0.000	0.000	39.721	-1.72
30013	8.400	4.530	11.339	-1.70
40013	0.000	0.000	118.649	-1.73
50013	0.000	0.000	39.721	-1.72
60013	0.000	0.000	11.339	-1.70
10014	0.000	0.000	118.092	-2.25
20014	0.000	0.000	28.239	-2.25
30014	11.000	5.640	11.288	-2.23
40014	0.000	0.000	118.097	-2.25
50014	0.000	0.000	28.239	-2.25
60014	0.000	0.000	11.289	-2.23
10015	0.000	0.000	118.420	-2.04
20015	0.000	0.000	39.733	-1.74
30015	6.400	3.100	11.317	-2.02
40015	0.000	0.000	118.702	-1.74
50015	0.000	0.000	39.734	-1.74
60015	0.000	0.000	11.317	-2.02
10016	0.000	0.000	118.715	-1.65
20016	0.000	0.000	39.730	-1.65
30016	4.400	2.370	11.324	-1.83
40016	0.000	0.000	118.480	-1.85
50016	0.000	0.000	39.730	-1.65
60016	0.000	0.000	11.324	-1.83
604	5.450	-2.940	118.928	-1.33
603	-18.300	0.000	119.291	-1.21
602	16.140	-4.050	119.342	-1.39
601	11.320	-5.800	119.486	-1.28
300601	0.000	0.000	11.429	-1.28
600604	0.000	0.000	11.375	-1.33
600601	0.000	0.000	11.429	-1.28
300602	0.000	0.000	11.415	-1.39
600602	0.000	0.000	11.415	-1.39
300603	0.000	0.000	11.410	-1.21
600603	0.000	0.000	11.410	-1.21
300604	0.000	0.000	11.375	-1.33

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.301	1.394	2.294	1.282	0.007	0.113	0.013	2.946
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.084	-0.000
4003	6003	1.406	0.843	1.404	0.817	0.002	0.026	0.008	1.109
3	4003	1.407	0.887	1.406	0.843	0.002	0.044	0.008	1.835
100	201	17.789	2.407	17.697	2.296	0.092	0.111	0.086	0.717
201	1	17.697	2.594	17.680	2.570	0.017	0.024	0.086	0.136
1	202	14.456	0.850	14.445	0.834	0.011	0.016	0.069	0.100
202	2	14.445	1.199	14.367	1.105	0.078	0.094	0.070	0.718
203	4	7.265	-2.161	7.242	-2.189	0.024	0.028	0.037	0.239
4	204	6.930	5.694	6.919	5.680	0.011	0.013	0.044	0.230
204	6	2.489	3.315	2.485	3.310	0.004	0.005	0.020	0.188
6	7	-4.364	-0.153	-4.375	-0.165	0.010	0.012	-0.021	-0.293
7	8	-6.994	-0.866	-7.015	-0.897	0.021	0.031	-0.034	-0.431
8	205	-10.139	-2.319	-10.160	-2.350	0.021	0.031	-0.050	-0.320
205	9	-10.160	-2.024	-10.171	-2.043	0.010	0.019	-0.050	-0.164
9	206	-13.401	-3.695	-13.478	-3.805	0.076	0.110	-0.067	-0.891
206	207	-13.478	-3.053	-13.526	-3.142	0.048	0.088	-0.066	-0.587
207	300	-13.526	-2.728	-13.533	-2.743	0.007	0.015	-0.066	-0.085
2	203	11.042	-0.299	11.000	-0.349	0.042	0.050	0.053	0.445
4	604	-2.207	-8.828	-2.214	-8.846	0.006	0.018	-0.044	-0.251
604	603	-7.684	-5.604	-7.695	-5.637	0.012	0.033	-0.046	-0.368
603	602	10.551	-5.418	10.538	-5.454	0.013	0.036	0.057	-0.043
602	601	-5.634	-1.173	-5.638	-1.186	0.004	0.013	-0.028	-0.150
601	14	-16.984	4.882	-17.010	4.809	0.026	0.073	-0.085	-0.044
14	16	-8.743	0.988	-8.765	0.956	0.022	0.032	-0.042	-0.255
16	210	-13.223	-1.194	-13.286	-1.286	0.063	0.091	-0.064	-0.652
210	200	-13.286	-0.814	-13.303	-0.839	0.017	0.025	-0.064	-0.170
200	211	-13.303	-0.424	-13.344	-0.498	0.040	0.073	-0.064	-0.390
211	100	-13.344	-0.155	-13.347	-0.161	0.003	0.006	-0.064	-0.032
16	10016	1.510	0.841	1.509	0.811	0.001	0.030	0.008	1.090
10016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.042
20016	50016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.015	0.000

40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.004	-0.005	-0.205
16	40016	2.895	1.634	2.893	1.564	0.002	0.070	0.016	1.337
40016	60016	3.852	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.021	0.087
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.219	0.000
10016	30016	0.549	0.434	0.549	0.432	0.000	0.003	0.003	0.337
14	10014	5.503	2.976	5.499	2.824	0.004	0.152	0.030	1.500
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.507	2.965	5.503	2.813	0.004	0.152	0.030	1.494
40014	60014	5.507	2.803	5.502	2.803	0.004	0.000	0.030	0.070
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.315	0.000
10014	30014	5.495	2.833	5.491	2.833	0.004	0.000	0.030	0.070
13	10013	4.205	2.413	4.201	2.266	0.004	0.147	0.023	1.928
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
20013	50013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	0.000
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
13	40013	4.207	2.408	4.203	2.261	0.004	0.147	0.023	1.924
40013	60013	4.205	2.256	4.200	2.256	0.004	0.000	0.023	0.095
60013	30013	4.200	2.256	4.200	2.256	0.000	0.000	0.242	0.000
10013	30013	4.199	2.271	4.195	2.271	0.004	0.000	0.023	0.094
14	209	-12.516	-1.291	-12.601	-1.480	0.085	0.188	-0.061	-1.019
209	13	11.439	9.268	11.439	9.268	0.000	0.000	0.070	0.000
13	208	2.964	4.045	2.964	4.045	0.000	0.000	0.024	0.001
208	300	-24.274	-9.795	-24.334	-9.926	0.059	0.131	-0.125	-0.482
10	40010	8.005	3.957	8.000	3.763	0.005	0.193	0.043	1.230
40010	60010	8.008	3.742	8.003	3.622	0.005	0.120	0.043	0.779
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.450	0.001
10010	30010	7.992	3.784	7.987	3.664	0.005	0.120	0.043	0.786
10	10010	8.004	3.957	7.999	3.763	0.005	0.193	0.043	1.230
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	30011	2.352	1.275	2.348	1.205	0.004	0.070	0.013	1.671
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.135	-0.000
11	60011	2.353	1.273	2.349	1.203	0.004	0.070	0.013	1.669
209	300	-24.040	-9.671	-24.098	-9.801	0.058	0.129	-0.124	-0.480
40015	50015	1.412	0.514	1.412	0.514	0.000	0.000	0.007	0.017
50015	20015	1.412	0.514	1.412	0.514	0.000	0.000	0.022	0.000
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.514	0.000	0.009	-0.007	-0.284
10015	30015	4.351	1.887	4.347	1.887	0.004	0.000	0.023	0.098
30015	60015	-2.049	-1.211	-2.049	-1.211	0.000	0.000	-0.121	-0.000
40015	60015	2.050	1.225	2.049	1.211	0.001	0.014	0.012	0.398
15	40015	3.464	1.798	3.462	1.739	0.002	0.059	0.019	0.906
15	10015	2.942	1.450	2.940	1.382	0.002	0.068	0.016	1.207
14	15	-6.868	0.068	-6.871	0.061	0.003	0.006	-0.033	-0.052
15	100	-13.341	-2.417	-13.457	-2.675	0.116	0.257	-0.065	-1.447
601	300601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
300601	600601	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	600601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
602	300602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
603	300603	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
603	600603	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
604	300604	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300604	600604	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	600604	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	3006	6.808	3.478	6.796	3.478	0.012	0.000	0.038	0.154
4003	5003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	3.216	2.098	3.207	1.865	0.009	0.232	0.019	4.274
1009	3009	3.207	1.865	3.198	1.729	0.009	0.135	0.019	2.582
10	11	10.998	5.881	10.983	5.847	0.015	0.034	0.060	0.286
11	12	6.245	3.624	6.234	3.598	0.012	0.026	0.035	0.380
12	30012	6.213	3.836	6.196	3.508	0.017	0.327	0.035	3.098
8	3008	3.112	1.970	3.098	1.759	0.014	0.211	0.018	4.128
7	3007	2.608	1.470	2.598	1.329	0.009	0.140	0.015	3.153
6	1006	6.820	3.878	6.808	3.478	0.012	0.399	0.038	3.259
204	5	4.429	2.702	4.428	2.701	0.001	0.001	0.025	0.039
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.735	2.428	3.735	2.428	0.000	0.000	0.022	0.008
5	3005	4.412	2.630	4.397	2.369	0.014	0.260	0.025	3.489
208	10	27.238	14.249	27.099	13.941	0.138	0.307	0.147	1.046
4	3004	2.507	1.482	2.498	1.349	0.009	0.132	0.014	3.166
2	3002	3.313	1.916	3.298	1.689	0.015	0.226	0.018	4.029
1	3001	3.212	1.754	3.198	1.549	0.014	0.204	0.018	3.649

## ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ  
ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН НА СПОЖИВАЛЬНИХ  
ПІДСТАНЦЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.950 МВт / 1094.560 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.810 МВт / 1075.816 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.303 МВт / 5.628 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.303 МВт / 5.628 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.648 МВт / 5.672 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.247 МВт / 1.069 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.895 МВт / 6.741 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.864 МВт / 12.369 млн.кВт\*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-44.662	-6.128	115.000	0.00
201		0.000	0.000	114.228	-0.34
1		0.000	0.000	114.083	-0.42
202		0.000	0.000	113.975	-0.48
2		0.000	0.000	113.209	-0.86
203		0.000	0.000	112.738	-1.16
3		0.000	0.000	112.730	-1.16
4		0.000	0.000	112.489	-1.45
204		0.000	0.000	112.244	-1.47
5		0.000	0.000	112.203	-1.47
6		0.000	0.000	112.042	-1.46
7		0.000	0.000	112.344	-1.29
8		0.000	0.000	112.796	-1.04
205		0.000	0.000	113.136	-0.89
9		0.000	0.000	113.311	-0.78
206		0.000	0.000	114.266	-0.40
207		0.000	0.000	114.905	-0.06
300		-61.988	-23.503	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.487	-0.24
10		0.000	0.000	113.384	-0.67
11		0.000	0.000	113.081	-0.79
12		0.000	0.000	112.680	-0.93
13		0.000	0.000	114.488	-0.24
209		0.000	0.000	114.489	-0.24
14		0.000	0.000	113.408	-1.13
15		0.000	0.000	113.462	-1.07
211		0.000	0.000	114.965	-0.03
200		0.000	0.000	114.543	-0.37
210		0.000	0.000	114.361	-0.48
16		0.000	0.000	113.674	-0.89
3001		3.200	1.550	10.559	-3.52
3002		3.300	1.690	10.442	-4.12
3003		3.700	2.100	10.498	-3.42
4003		0.000	0.000	110.862	-2.58
5003		0.000	0.000	37.115	-2.58
6003		0.000	0.000	10.499	-3.42
3004		2.500	1.350	10.457	-3.92
3005		4.400	2.370	10.400	-4.26
1006		0.000	0.000	108.824	-4.33
2006		0.000	0.000	36.433	-4.33
3006		6.800	3.480	10.393	-4.28
3007		2.600	1.330	10.444	-3.88
3008		3.100	1.760	10.392	-4.11
1009		0.000	0.000	108.970	-4.07
2009		0.000	0.000	36.481	-4.07
3009		3.200	1.730	10.188	-6.07
10010		0.000	0.000	112.128	-1.91

20010	0.000	0.000	26.812	-1.91
30010	16.000	7.290	10.651	-2.69
40010	0.000	0.000	112.128	-1.91
50010	0.000	0.000	26.812	-1.91
60010	0.000	0.000	10.651	-2.69
30011	4.700	2.410	10.653	-2.23
60011	0.000	0.000	10.653	-2.23
30012	6.200	3.510	10.478	-3.36
10013	0.000	0.000	112.506	-1.91
20013	0.000	0.000	37.666	-1.91
30013	8.400	4.530	10.751	-1.88
40013	0.000	0.000	112.510	-1.91
50013	0.000	0.000	37.666	-1.91
60013	0.000	0.000	10.752	-1.89
10014	0.000	0.000	111.898	-2.49
20014	0.000	0.000	26.758	-2.49
30014	11.000	5.640	10.696	-2.47
40014	0.000	0.000	111.903	-2.49
50014	0.000	0.000	26.758	-2.49
60014	0.000	0.000	10.696	-2.47
10015	0.000	0.000	112.246	-2.26
20015	0.000	0.000	37.671	-1.92
30015	6.400	3.100	10.726	-2.23
40015	0.000	0.000	112.543	-1.92
50015	0.000	0.000	37.671	-1.92
60015	0.000	0.000	10.726	-2.23
10016	0.000	0.000	112.561	-1.83
20016	0.000	0.000	37.669	-1.82
30016	4.400	2.370	10.733	-2.02
40016	0.000	0.000	112.313	-2.05
50016	0.000	0.000	37.669	-1.82
60016	0.000	0.000	10.734	-2.02
604	5.450	-2.940	112.757	-1.46
603	-18.300	0.000	113.145	-1.33
602	16.140	-4.050	113.204	-1.53
601	11.320	-5.800	113.366	-1.41
300601	0.000	0.000	10.087	-1.41
600604	0.000	0.000	10.321	-1.46
600601	0.000	0.000	10.087	-1.41
300602	0.000	0.000	10.215	-1.53
600602	0.000	0.000	10.215	-1.53
300603	0.000	0.000	10.508	-1.33
600603	0.000	0.000	10.508	-1.33
300604	0.000	0.000	10.321	-1.46

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.302	1.408	2.294	1.282	0.008	0.126	0.014	3.141
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.089	-0.000
4003	6003	1.406	0.846	1.404	0.817	0.002	0.029	0.009	1.183
3	4003	1.408	0.895	1.406	0.846	0.002	0.049	0.009	1.957
100	201	17.849	2.800	17.745	2.676	0.103	0.124	0.091	0.774
201	1	17.745	2.944	17.726	2.917	0.019	0.027	0.091	0.147
1	202	14.502	1.170	14.490	1.152	0.012	0.018	0.074	0.108
202	2	14.490	1.481	14.402	1.376	0.088	0.105	0.074	0.775
203	4	7.296	-2.043	7.270	-2.075	0.026	0.032	0.039	0.262
4	204	6.939	5.847	6.926	5.831	0.013	0.015	0.046	0.246
204	6	2.497	3.408	2.492	3.402	0.005	0.006	0.022	0.201
6	7	-4.358	-0.152	-4.369	-0.166	0.011	0.013	-0.022	-0.310
7	8	-6.988	-0.962	-7.012	-0.997	0.024	0.034	-0.036	-0.462
8	205	-10.136	-2.500	-10.160	-2.534	0.024	0.034	-0.053	-0.345
205	9	-10.160	-2.242	-10.172	-2.263	0.012	0.021	-0.053	-0.178
9	206	-13.403	-4.006	-13.489	-4.130	0.085	0.124	-0.071	-0.963
206	207	-13.489	-3.453	-13.544	-3.552	0.054	0.099	-0.070	-0.642
207	300	-13.544	-3.178	-13.551	-3.196	0.008	0.017	-0.070	-0.095
2	203	11.077	-0.106	11.030	-0.162	0.047	0.056	0.056	0.481
4	604	-2.188	-8.938	-2.195	-8.958	0.007	0.021	-0.047	-0.267
604	603	-7.663	-5.747	-7.676	-5.784	0.013	0.037	-0.049	-0.395
603	602	10.575	-5.587	10.560	-5.628	0.014	0.040	0.061	-0.049
602	601	-5.608	-1.370	-5.613	-1.384	0.005	0.014	-0.029	-0.168
601	14	-16.955	4.657	-16.984	4.576	0.029	0.081	-0.089	-0.054
14	16	-8.748	0.892	-8.772	0.857	0.024	0.035	-0.045	-0.275
16	210	-13.226	-1.338	-13.297	-1.439	0.070	0.101	-0.067	-0.697
210	200	-13.297	-1.014	-13.316	-1.042	0.019	0.028	-0.067	-0.183
200	211	-13.316	-0.667	-13.360	-0.749	0.045	0.082	-0.067	-0.424
211	100	-13.360	-0.440	-13.364	-0.447	0.004	0.007	-0.067	-0.035
16	10016	1.510	0.845	1.509	0.812	0.001	0.033	0.009	1.156
10016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.045

20016	50016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.016	0.000
40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.004	-0.005	-0.218
16	40016	2.896	1.642	2.893	1.564	0.002	0.078	0.017	1.419
40016	60016	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.022	0.091
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.231	0.000
10016	30016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.003	0.004	0.357
14	10014	5.504	2.993	5.499	2.824	0.005	0.169	0.032	1.594
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.508	2.982	5.504	2.813	0.005	0.169	0.032	1.588
40014	60014	5.507	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.032	0.074
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.333	0.001
10014	30014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.032	0.074
13	10013	4.206	2.430	4.201	2.266	0.005	0.163	0.024	2.044
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
20013	50013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	0.000
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
13	40013	4.208	2.425	4.204	2.261	0.005	0.163	0.024	2.040
40013	60013	4.205	2.256	4.200	2.256	0.005	0.000	0.024	0.100
60013	30013	4.200	2.256	4.200	2.256	0.000	0.000	0.256	0.000
10013	30013	4.199	2.271	4.195	2.271	0.005	0.000	0.024	0.099
14	209	-12.491	-1.470	-12.586	-1.679	0.094	0.209	-0.064	-1.102
209	13	11.449	9.238	11.449	9.238	0.000	0.000	0.074	0.000
13	208	2.978	4.021	2.978	4.021	0.000	0.000	0.025	0.001
208	300	-24.270	-10.071	-24.336	-10.218	0.066	0.146	-0.132	-0.514
10	40010	8.006	3.993	8.001	3.777	0.005	0.215	0.045	1.310
40010	60010	8.008	3.756	8.003	3.622	0.005	0.133	0.045	0.829
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.475	0.001
10010	30010	7.993	3.798	7.987	3.664	0.005	0.133	0.045	0.837
10	10010	8.005	3.993	8.000	3.776	0.005	0.215	0.045	1.310
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	30011	2.352	1.283	2.348	1.205	0.004	0.078	0.014	1.775
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.143	-0.000
11	60011	2.353	1.281	2.349	1.203	0.004	0.078	0.014	1.773
209	300	-24.035	-9.945	-24.101	-10.090	0.065	0.144	-0.131	-0.512
40015	50015	1.413	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.008	0.018
50015	20015	1.412	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.023	0.000
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.515	0.000	0.010	-0.008	-0.302
10015	30015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.024	0.103
30015	60015	-2.049	-1.211	-2.049	-1.211	0.000	0.000	-0.128	-0.000
40015	60015	2.050	1.226	2.049	1.211	0.001	0.015	0.012	0.422
15	40015	3.464	1.807	3.462	1.742	0.002	0.066	0.020	0.962
15	10015	2.942	1.458	2.940	1.382	0.002	0.076	0.017	1.282
14	15	-6.852	-0.015	-6.855	-0.022	0.003	0.007	-0.035	-0.056
15	100	-13.320	-2.594	-13.449	-2.881	0.129	0.285	-0.069	-1.558
601	300601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300601	600601	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	600601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
602	300602	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	600602	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
603	300603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	300604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300604	600604	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	600604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	3006	6.809	3.478	6.796	3.478	0.013	0.000	0.040	0.163
4003	5003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	3.218	2.145	3.208	1.882	0.010	0.262	0.020	4.606
1009	3009	3.208	1.882	3.198	1.729	0.010	0.152	0.020	2.780
10	11	10.999	6.000	10.982	5.962	0.017	0.038	0.064	0.305
11	12	6.246	3.690	6.234	3.661	0.013	0.029	0.037	0.405
12	30012	6.215	3.875	6.196	3.508	0.018	0.365	0.037	3.304
8	3008	3.114	1.996	3.098	1.759	0.016	0.236	0.019	4.413
7	3007	2.609	1.487	2.598	1.329	0.010	0.157	0.015	3.369
6	1006	6.823	3.927	6.809	3.478	0.013	0.447	0.040	3.492
204	5	4.429	2.727	4.428	2.725	0.001	0.002	0.027	0.041
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.734	2.435	3.734	2.435	0.000	0.000	0.023	0.008
5	3005	4.413	2.662	4.397	2.369	0.016	0.292	0.026	3.733
208	10	27.248	14.461	27.093	14.117	0.154	0.343	0.155	1.111
4	3004	2.508	1.498	2.498	1.349	0.010	0.148	0.015	3.382
2	3002	3.315	1.943	3.298	1.689	0.017	0.253	0.020	4.308
1	3001	3.213	1.778	3.198	1.549	0.015	0.228	0.019	3.893



## ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ  
ІРІК

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 97.647 МВт / 855.387 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 95.350 МВт / 835.266 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.559 МВт / 6.734 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.559 МВт / 6.734 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.537 МВт / 4.703 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.252 МВт / 1.089 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.789 МВт / 5.792 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.900 МВт / 12.526 млн.кВт\*г (1.5%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-39.430	-16.890	115.000	0.00
201		0.000	0.000	113.688	-0.32
1		0.000	0.000	113.432	-0.39
202		0.000	0.000	113.215	-0.46
2		0.000	0.000	111.757	-0.81
203		0.000	0.000	110.660	-1.09
3		0.000	0.000	110.651	-1.09
4		0.000	0.000	109.669	-1.35
204		0.000	0.000	109.565	-1.38
5		0.000	0.000	109.523	-1.39
6		0.000	0.000	109.615	-1.40
7		0.000	0.000	110.480	-1.27
8		0.000	0.000	111.460	-1.03
205		0.000	0.000	112.044	-0.88
9		0.000	0.000	112.364	-0.78
206		0.000	0.000	113.816	-0.41
207		0.000	0.000	114.841	-0.06
300		-58.217	-29.818	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.508	-0.20
10		0.000	0.000	113.404	-0.63
11		0.000	0.000	113.102	-0.74
12		0.000	0.000	112.701	-0.89
13		0.000	0.000	114.509	-0.19
209		0.000	0.000	114.509	-0.19
14		0.000	0.000	113.661	-0.54
15		0.000	0.000	113.694	-0.53
211		0.000	0.000	114.969	-0.02
200		0.000	0.000	114.595	-0.20
210		0.000	0.000	114.441	-0.26
16		0.000	0.000	113.852	-0.46
3001		3.200	1.550	10.495	-3.54
3002		3.300	1.690	10.297	-4.16
3003		3.700	2.100	10.294	-3.43
4003		0.000	0.000	108.744	-2.56
5003		0.000	0.000	36.406	-2.56
6003		0.000	0.000	10.294	-3.43
3004		2.500	1.350	10.178	-3.96
3005		4.400	2.370	10.134	-4.32
1006		0.000	0.000	106.315	-4.40
2006		0.000	0.000	35.592	-4.40
3006		6.800	3.480	10.152	-4.35
3007		2.600	1.330	10.260	-3.94
3008		3.100	1.760	10.258	-4.18
1009		0.000	0.000	107.973	-4.13
2009		0.000	0.000	36.148	-4.13
3009		3.200	1.730	10.090	-6.16
10010		0.000	0.000	112.149	-1.87

20010	0.000	0.000	26.817	-1.87
30010	16.000	7.290	10.653	-2.64
40010	0.000	0.000	112.149	-1.87
50010	0.000	0.000	26.817	-1.87
60010	0.000	0.000	10.653	-2.64
30011	4.700	2.410	10.655	-2.19
60011	0.000	0.000	10.656	-2.19
30012	6.200	3.510	10.480	-3.31
10013	0.000	0.000	112.527	-1.87
20013	0.000	0.000	37.673	-1.87
30013	8.400	4.530	10.753	-1.84
40013	0.000	0.000	112.531	-1.87
50013	0.000	0.000	37.673	-1.87
60013	0.000	0.000	10.754	-1.84
10014	0.000	0.000	112.155	-1.89
20014	0.000	0.000	26.819	-1.89
30014	11.000	5.640	10.720	-1.87
40014	0.000	0.000	112.160	-1.89
50014	0.000	0.000	26.819	-1.89
60014	0.000	0.000	10.721	-1.87
10015	0.000	0.000	112.481	-1.71
20015	0.000	0.000	37.750	-1.38
30015	6.400	3.100	10.749	-1.69
40015	0.000	0.000	112.778	-1.38
50015	0.000	0.000	37.750	-1.38
60015	0.000	0.000	10.749	-1.69
10016	0.000	0.000	112.742	-1.40
20016	0.000	0.000	37.729	-1.39
30016	4.400	2.370	10.751	-1.59
40016	0.000	0.000	112.494	-1.61
50016	0.000	0.000	37.729	-1.39
60016	0.000	0.000	10.751	-1.59
604	5.450	2.940	109.532	-1.41
600604	0.000	0.000	10.026	-1.41
300604	0.000	0.000	10.026	-1.41

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.302	1.413	2.294	1.282	0.009	0.131	0.014	3.205
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.091	-0.000
4003	6003	1.406	0.847	1.404	0.817	0.002	0.030	0.009	1.207
3	4003	1.408	0.899	1.406	0.847	0.002	0.051	0.009	1.997
100	201	23.194	10.666	22.988	10.417	0.206	0.248	0.128	1.314
201	1	22.988	10.683	22.950	10.629	0.037	0.054	0.129	0.257
1	202	19.726	8.878	19.699	8.838	0.027	0.040	0.110	0.218
202	2	19.699	9.163	19.500	8.925	0.197	0.237	0.111	1.466
203	4	12.317	5.370	12.231	5.267	0.086	0.103	0.070	1.001
4	204	4.243	1.289	4.239	1.285	0.003	0.004	0.023	0.106
204	6	-0.190	-1.165	-0.191	-1.166	0.000	0.000	-0.006	-0.049
6	7	-7.040	-4.757	-7.085	-4.811	0.044	0.053	-0.045	-0.871
7	8	-9.704	-5.636	-9.767	-5.726	0.062	0.090	-0.059	-0.989
8	205	-12.891	-7.247	-12.940	-7.318	0.049	0.071	-0.076	-0.589
205	9	-12.940	-7.031	-12.964	-7.075	0.024	0.044	-0.076	-0.322
9	206	-16.196	-8.833	-16.347	-9.052	0.151	0.218	-0.095	-1.460
206	207	-16.347	-8.380	-16.443	-8.555	0.095	0.174	-0.093	-1.028
207	300	-16.443	-8.181	-16.456	-8.211	0.013	0.030	-0.092	-0.159
604	300604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300604	600604	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	600604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100	15	7.845	3.988	7.792	3.871	0.053	0.117	0.044	1.311
15	14	1.328	1.303	1.328	1.302	0.000	0.001	0.009	0.033
14	16	-3.870	-1.049	-3.875	-1.057	0.005	0.007	-0.020	-0.193
16	210	-8.329	-3.250	-8.361	-3.296	0.032	0.046	-0.045	-0.591
210	200	-8.361	-2.870	-8.369	-2.882	0.008	0.012	-0.045	-0.154
200	211	-8.369	-2.507	-8.389	-2.542	0.019	0.035	-0.044	-0.375
211	100	-8.389	-2.233	-8.390	-2.236	0.002	0.003	-0.044	-0.031
16	10016	1.510	0.845	1.509	0.812	0.001	0.033	0.009	1.141
10016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	50016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.016	0.000
40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.004	-0.005	-0.214
16	40016	2.896	1.642	2.893	1.564	0.002	0.077	0.017	1.399
40016	60016	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.022	0.092
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.231	0.000
10016	30016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.003	0.004	0.354
14	10014	5.504	2.993	5.499	2.824	0.005	0.168	0.032	1.563
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003

20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.508	2.981	5.504	2.813	0.005	0.168	0.032	1.557
40014	60014	5.507	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.032	0.074
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.332	0.001
10014	30014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.032	0.074
14	209	-5.910	-2.979	-5.936	-3.037	0.026	0.058	-0.034	-0.853
209	300	-20.708	-10.624	-20.760	-10.740	0.052	0.116	-0.117	-0.491
13	40013	4.208	2.425	4.204	2.261	0.005	0.163	0.024	2.037
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
50013	20013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
13	10013	4.206	2.430	4.201	2.266	0.005	0.163	0.024	2.041
10013	30013	4.199	2.271	4.195	2.271	0.005	0.000	0.024	0.099
30013	60013	-4.200	-2.256	-4.200	-2.256	0.000	0.000	-0.256	-0.000
40013	60013	4.205	2.256	4.200	2.256	0.005	0.000	0.024	0.100
10	40010	8.006	3.993	8.001	3.777	0.005	0.215	0.045	1.308
40010	60010	8.008	3.756	8.003	3.622	0.005	0.133	0.045	0.828
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.475	0.001
10010	30010	7.993	3.798	7.987	3.664	0.005	0.133	0.045	0.836
10	10010	8.005	3.993	8.000	3.776	0.005	0.215	0.045	1.308
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	30011	2.352	1.283	2.348	1.205	0.004	0.078	0.014	1.772
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.143	-0.000
11	60011	2.353	1.281	2.349	1.203	0.004	0.078	0.014	1.770
209	13	14.772	8.560	14.772	8.559	0.000	0.000	0.086	0.001
13	208	6.301	3.342	6.301	3.342	0.000	0.000	0.036	0.001
208	300	-20.947	-10.749	-21.000	-10.866	0.053	0.117	-0.119	-0.493
40015	50015	1.413	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.008	0.018
50015	20015	1.412	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.023	0.000
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.515	0.000	0.010	-0.008	-0.295
10015	30015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.024	0.104
30015	60015	-2.049	-1.211	-2.049	-1.211	0.000	0.000	-0.128	-0.000
40015	60015	2.050	1.226	2.049	1.211	0.001	0.015	0.012	0.416
15	40015	3.464	1.807	3.462	1.741	0.002	0.065	0.020	0.944
15	10015	2.942	1.457	2.940	1.382	0.002	0.076	0.017	1.258
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	3.208	1.885	3.198	1.729	0.010	0.155	0.020	2.812
8	3008	3.114	2.002	3.098	1.759	0.016	0.242	0.019	4.477
7	3007	2.609	1.492	2.598	1.329	0.011	0.163	0.016	3.436
6	1006	6.824	3.948	6.810	3.478	0.014	0.469	0.041	3.581
1006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
10	11	10.999	5.999	10.982	5.961	0.017	0.038	0.064	0.305
1006	3006	6.810	3.478	6.796	3.478	0.014	0.000	0.041	0.167
5	3005	4.414	2.677	4.397	2.369	0.017	0.307	0.027	3.836
204	5	4.430	2.739	4.428	2.738	0.001	0.002	0.027	0.042
11	12	6.246	3.690	6.234	3.661	0.013	0.029	0.037	0.405
12	30012	6.215	3.875	6.196	3.508	0.018	0.365	0.037	3.299
4	604	5.470	2.929	5.466	2.919	0.004	0.010	0.033	0.141
1	3001	3.213	1.780	3.198	1.549	0.015	0.230	0.019	3.918
203	3	3.733	2.439	3.733	2.438	0.000	0.000	0.023	0.009
4003	5003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	203	16.175	7.424	16.051	7.275	0.123	0.148	0.092	1.105
2	3002	3.315	1.950	3.298	1.689	0.017	0.260	0.020	4.373
4	3004	2.509	1.506	2.498	1.349	0.010	0.156	0.015	3.478
208	10	27.248	14.460	27.093	14.117	0.154	0.342	0.155	1.110
9	1009	3.219	2.153	3.208	1.885	0.010	0.267	0.020	4.660

## 2 рік

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 125.927 МВт / 1103.122 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.810 МВт / 1075.816 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.332 МВт / 10.073 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.332 МВт / 10.073 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.597 МВт / 5.231 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.253 МВт / 1.094 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.850 МВт / 6.325 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.797 МВт / 16.398 млн.кВт\*г (1.5%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-57.064	-23.249	115.000	0.00
201		0.000	0.000	113.688	-0.32
1		0.000	0.000	113.432	-0.39
202		0.000	0.000	113.215	-0.46
2		0.000	0.000	111.757	-0.81
203		0.000	0.000	110.660	-1.09
3		0.000	0.000	110.651	-1.09
4		0.000	0.000	109.669	-1.35
204		0.000	0.000	109.565	-1.38
5		0.000	0.000	109.523	-1.39
6		0.000	0.000	109.615	-1.40
7		0.000	0.000	110.480	-1.27
8		0.000	0.000	111.460	-1.03
205		0.000	0.000	112.044	-0.88
9		0.000	0.000	112.364	-0.78
206		0.000	0.000	113.816	-0.41
207		0.000	0.000	114.841	-0.06
300		-68.864	-34.582	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.392	-0.25
10		0.000	0.000	113.287	-0.68
11		0.000	0.000	112.985	-0.80
12		0.000	0.000	112.583	-0.94
13		0.000	0.000	114.393	-0.25
209		0.000	0.000	114.393	-0.25
14		0.000	0.000	112.158	-1.24
15		0.000	0.000	112.322	-1.17
211		0.000	0.000	114.937	-0.03
200		0.000	0.000	114.187	-0.41
210		0.000	0.000	113.886	-0.53
16		0.000	0.000	112.763	-0.97
3001		3.200	1.550	10.495	-3.54
3002		3.300	1.690	10.297	-4.16
3003		3.700	2.100	10.294	-3.43
4003		0.000	0.000	108.744	-2.56
5003		0.000	0.000	36.406	-2.56
6003		0.000	0.000	10.294	-3.43
3004		2.500	1.350	10.178	-3.96
3005		4.400	2.370	10.134	-4.32
1006		0.000	0.000	106.315	-4.40
2006		0.000	0.000	35.592	-4.40
3006		6.800	3.480	10.152	-4.35
3007		2.600	1.330	10.260	-3.94
3008		3.100	1.760	10.258	-4.18
1009		0.000	0.000	107.973	-4.13
2009		0.000	0.000	36.148	-4.13
3009		3.200	1.730	10.090	-6.16
10010		0.000	0.000	112.031	-1.92
20010		0.000	0.000	26.789	-1.92
30010		16.000	7.290	10.641	-2.70
40010		0.000	0.000	112.031	-1.92
50010		0.000	0.000	26.789	-1.92
60010		0.000	0.000	10.642	-2.70
30011		4.700	2.410	10.644	-2.24
60011		0.000	0.000	10.644	-2.24
30012		6.200	3.510	10.469	-3.37
10013		0.000	0.000	112.408	-1.92
20013		0.000	0.000	37.633	-1.92
30013		8.400	4.530	10.742	-1.90
40013		0.000	0.000	112.412	-1.92
50013		0.000	0.000	37.633	-1.92
60013		0.000	0.000	10.742	-1.90
10014		0.000	0.000	110.630	-2.63
20014		0.000	0.000	26.454	-2.63
30014		11.000	5.640	10.574	-2.61
40014		0.000	0.000	110.635	-2.63
50014		0.000	0.000	26.454	-2.63
60014		0.000	0.000	10.575	-2.61
10015		0.000	0.000	111.094	-2.38
20015		0.000	0.000	37.287	-2.04
30015		6.400	3.100	10.616	-2.36
40015		0.000	0.000	111.394	-2.04
50015		0.000	0.000	37.287	-2.04
60015		0.000	0.000	10.616	-2.36

10016	0.000	0.000	111.641	-1.93
20016	0.000	0.000	37.360	-1.92
30016	4.400	2.370	10.645	-2.13
40016	0.000	0.000	111.391	-2.15
50016	0.000	0.000	37.360	-1.92
60016	0.000	0.000	10.645	-2.13
602	16.140	4.050	111.090	-1.98
601	11.320	5.800	111.569	-1.61
300601	0.000	0.000	9.927	-1.61
600601	0.000	0.000	9.927	-1.61
300602	0.000	0.000	10.024	-1.98
600602	0.000	0.000	10.024	-1.98
604	5.450	2.940	109.532	-1.41
600604	0.000	0.000	10.026	-1.41
300604	0.000	0.000	10.026	-1.41

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.302	1.413	2.294	1.282	0.009	0.131	0.014	3.205
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.091	-0.000
4003	6003	1.406	0.847	1.404	0.817	0.002	0.030	0.009	1.207
3	4003	1.408	0.899	1.406	0.847	0.002	0.051	0.009	1.997
100	201	23.194	10.666	22.988	10.417	0.206	0.248	0.128	1.314
201	1	22.988	10.683	22.950	10.629	0.037	0.054	0.129	0.257
1	202	19.726	8.878	19.699	8.838	0.027	0.040	0.110	0.218
202	2	19.699	9.163	19.500	8.925	0.197	0.237	0.111	1.466
203	4	12.317	5.370	12.231	5.267	0.086	0.103	0.070	1.001
4	204	4.243	1.289	4.239	1.285	0.003	0.004	0.023	0.106
204	6	-0.190	-1.165	-0.191	-1.166	0.000	0.000	-0.006	-0.049
6	7	-7.040	-4.757	-7.085	-4.811	0.044	0.053	-0.045	-0.871
7	8	-9.704	-5.636	-9.767	-5.726	0.062	0.090	-0.059	-0.989
8	205	-12.891	-7.247	-12.940	-7.318	0.049	0.071	-0.076	-0.589
205	9	-12.940	-7.031	-12.964	-7.075	0.024	0.044	-0.076	-0.322
9	206	-16.196	-8.833	-16.347	-9.052	0.151	0.218	-0.095	-1.460
206	207	-16.347	-8.380	-16.443	-8.555	0.095	0.174	-0.093	-1.028
207	300	-16.443	-8.181	-16.456	-8.211	0.013	0.030	-0.092	-0.159
604	300604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300604	600604	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	600604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100	15	16.763	7.951	16.528	7.429	0.234	0.519	0.093	2.701
15	14	10.064	4.840	10.056	4.820	0.009	0.019	0.057	0.167
14	16	-12.355	-3.070	-12.407	-3.146	0.052	0.075	-0.065	-0.616
16	210	-16.860	-5.347	-16.986	-5.530	0.126	0.182	-0.090	-1.135
210	200	-16.986	-5.108	-17.021	-5.157	0.034	0.049	-0.090	-0.303
200	211	-17.021	-4.785	-17.100	-4.930	0.079	0.145	-0.089	-0.752
211	100	-17.100	-4.621	-17.107	-4.633	0.007	0.012	-0.089	-0.063
16	10016	1.510	0.846	1.509	0.812	0.001	0.033	0.009	1.169
10016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	50016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.016	0.000
40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.005	-0.005	-0.220
16	40016	2.896	1.644	2.893	1.564	0.002	0.079	0.017	1.434
40016	60016	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.022	0.092
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.233	0.000
10016	30016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.003	0.004	0.361
14	10014	5.504	2.997	5.499	2.824	0.005	0.173	0.032	1.619
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.509	2.986	5.504	2.813	0.005	0.173	0.032	1.613
40014	60014	5.507	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.032	0.075
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.337	0.001
10014	30014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.032	0.074
14	209	-16.329	-7.233	-16.524	-7.665	0.194	0.430	-0.092	-2.260
209	300	-26.005	-12.943	-26.087	-13.124	0.081	0.180	-0.146	-0.608
13	40013	4.208	2.425	4.204	2.261	0.005	0.163	0.024	2.043
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
50013	20013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
13	10013	4.206	2.430	4.201	2.266	0.005	0.163	0.024	2.047
10013	30013	4.199	2.271	4.195	2.271	0.005	0.000	0.024	0.100
30013	60013	-4.200	-2.256	-4.200	-2.256	0.000	0.000	-0.256	-0.000
40013	60013	4.205	2.256	4.200	2.256	0.005	0.000	0.024	0.100
10	40010	8.006	3.994	8.001	3.777	0.005	0.216	0.046	1.312
40010	60010	8.008	3.756	8.003	3.622	0.005	0.134	0.046	0.830
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.476	0.001
10010	30010	7.993	3.798	7.987	3.664	0.005	0.134	0.046	0.838

10	10010	8.005	3.993	8.000	3.777	0.005	0.216	0.046	1.312
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	30011	2.352	1.283	2.348	1.205	0.004	0.078	0.014	1.777
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.143	-0.000
11	60011	2.353	1.281	2.349	1.203	0.004	0.078	0.014	1.775
209	13	9.482	6.249	9.482	6.248	0.000	0.000	0.057	0.000
13	208	1.011	1.031	1.011	1.031	0.000	0.000	0.007	0.000
208	300	-26.237	-13.064	-26.320	-13.247	0.082	0.182	-0.148	-0.609
602	300602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	300601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300601	600601	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	600601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	40015	3.464	1.809	3.462	1.742	0.002	0.067	0.020	0.975
40015	50015	1.413	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.008	0.019
50015	20015	1.412	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.023	0.000
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.515	0.000	0.010	-0.008	-0.307
15	10015	2.942	1.459	2.940	1.382	0.002	0.077	0.017	1.301
10015	30015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.025	0.104
30015	60015	-2.049	-1.211	-2.049	-1.211	0.000	0.000	-0.129	-0.000
40015	60015	2.050	1.227	2.049	1.211	0.001	0.016	0.012	0.428
10	11	10.999	6.002	10.982	5.963	0.017	0.038	0.064	0.306
1006	3006	6.810	3.478	6.796	3.478	0.014	0.000	0.041	0.167
5	3005	4.414	2.677	4.397	2.369	0.017	0.307	0.027	3.836
204	5	4.430	2.739	4.428	2.738	0.001	0.002	0.027	0.042
11	12	6.247	3.691	6.234	3.662	0.013	0.029	0.037	0.406
12	30012	6.215	3.875	6.196	3.508	0.019	0.366	0.037	3.308
4	604	5.470	2.929	5.466	2.919	0.004	0.010	0.033	0.141
14	601	27.633	9.929	27.552	9.699	0.081	0.229	0.151	0.607
601	602	16.210	4.139	16.167	4.017	0.043	0.122	0.086	0.501
203	3	3.733	2.439	3.733	2.438	0.000	0.000	0.023	0.009
4003	5003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	203	16.175	7.424	16.051	7.275	0.123	0.148	0.092	1.105
2	3002	3.315	1.950	3.298	1.689	0.017	0.260	0.020	4.373
4	3004	2.509	1.506	2.498	1.349	0.010	0.156	0.015	3.478
208	10	27.248	14.465	27.093	14.120	0.155	0.343	0.155	1.112
1	3001	3.213	1.780	3.198	1.549	0.015	0.230	0.019	3.918
9	1009	3.219	2.153	3.208	1.885	0.010	0.267	0.020	4.660
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	3.208	1.885	3.198	1.729	0.010	0.155	0.020	2.812
8	3008	3.114	2.002	3.098	1.759	0.016	0.242	0.019	4.477
7	3007	2.609	1.492	2.598	1.329	0.011	0.163	0.016	3.436
6	1006	6.824	3.948	6.810	3.478	0.014	0.469	0.041	3.581
1006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000

## Зрік

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.950 МВт / 1094.560 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.810 МВт / 1075.816 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.303 МВт / 5.628 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.303 МВт / 5.628 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.648 МВт / 5.672 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.247 МВт / 1.069 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.895 МВт / 6.741 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.864 МВт / 12.369 млн.кВт\*г (1.1%)

### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-44.662	-6.128	115.000	0.00
201		0.000	0.000	114.228	-0.34
1		0.000	0.000	114.083	-0.42
202		0.000	0.000	113.975	-0.48
2		0.000	0.000	113.209	-0.86

203	0.000	0.000	112.738	-1.16
3	0.000	0.000	112.730	-1.16
4	0.000	0.000	112.489	-1.45
204	0.000	0.000	112.244	-1.47
5	0.000	0.000	112.203	-1.47
6	0.000	0.000	112.042	-1.46
7	0.000	0.000	112.344	-1.29
8	0.000	0.000	112.796	-1.04
205	0.000	0.000	113.136	-0.89
9	0.000	0.000	113.311	-0.78
206	0.000	0.000	114.266	-0.40
207	0.000	0.000	114.905	-0.06
300	-61.988	-23.503	115.000	0.00
208	0.000	0.000	114.487	-0.24
10	0.000	0.000	113.384	-0.67
11	0.000	0.000	113.081	-0.79
12	0.000	0.000	112.680	-0.93
13	0.000	0.000	114.488	-0.24
209	0.000	0.000	114.489	-0.24
14	0.000	0.000	113.408	-1.13
15	0.000	0.000	113.462	-1.07
211	0.000	0.000	114.965	-0.03
200	0.000	0.000	114.543	-0.37
210	0.000	0.000	114.361	-0.48
16	0.000	0.000	113.674	-0.89
3001	3.200	1.550	10.559	-3.52
3002	3.300	1.690	10.442	-4.12
3003	3.700	2.100	10.498	-3.42
4003	0.000	0.000	110.862	-2.58
5003	0.000	0.000	37.115	-2.58
6003	0.000	0.000	10.499	-3.42
3004	2.500	1.350	10.457	-3.92
3005	4.400	2.370	10.400	-4.26
1006	0.000	0.000	108.824	-4.33
2006	0.000	0.000	36.433	-4.33
3006	6.800	3.480	10.393	-4.28
3007	2.600	1.330	10.444	-3.88
3008	3.100	1.760	10.392	-4.11
1009	0.000	0.000	108.970	-4.07
2009	0.000	0.000	36.481	-4.07
3009	3.200	1.730	10.188	-6.07
10010	0.000	0.000	112.128	-1.91
20010	0.000	0.000	26.812	-1.91
30010	16.000	7.290	10.651	-2.69
40010	0.000	0.000	112.128	-1.91
50010	0.000	0.000	26.812	-1.91
60010	0.000	0.000	10.651	-2.69
30011	4.700	2.410	10.653	-2.23
60011	0.000	0.000	10.653	-2.23
30012	6.200	3.510	10.478	-3.36
10013	0.000	0.000	112.506	-1.91
20013	0.000	0.000	37.666	-1.91
30013	8.400	4.530	10.751	-1.88
40013	0.000	0.000	112.510	-1.91
50013	0.000	0.000	37.666	-1.91
60013	0.000	0.000	10.752	-1.89
10014	0.000	0.000	111.898	-2.49
20014	0.000	0.000	26.758	-2.49
30014	11.000	5.640	10.696	-2.47
40014	0.000	0.000	111.903	-2.49
50014	0.000	0.000	26.758	-2.49
60014	0.000	0.000	10.696	-2.47
10015	0.000	0.000	112.246	-2.26
20015	0.000	0.000	37.671	-1.92
30015	6.400	3.100	10.726	-2.23
40015	0.000	0.000	112.543	-1.92
50015	0.000	0.000	37.671	-1.92
60015	0.000	0.000	10.726	-2.23
10016	0.000	0.000	112.561	-1.83
20016	0.000	0.000	37.669	-1.82
30016	4.400	2.370	10.733	-2.02
40016	0.000	0.000	112.313	-2.05
50016	0.000	0.000	37.669	-1.82
60016	0.000	0.000	10.734	-2.02
604	5.450	-2.940	112.757	-1.46
603	-18.300	0.000	113.145	-1.33
602	16.140	-4.050	113.204	-1.53
601	11.320	-5.800	113.366	-1.41
300601	0.000	0.000	10.087	-1.41
600604	0.000	0.000	10.321	-1.46

600601				0.000	0.000	10.087	-1.41
300602				0.000	0.000	10.215	-1.53
600602				0.000	0.000	10.215	-1.53
300603				0.000	0.000	10.508	-1.33
600603				0.000	0.000	10.508	-1.33
300604				0.000	0.000	10.321	-1.46

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.302	1.408	2.294	1.282	0.008	0.126	0.014	3.141
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.089	-0.000
4003	6003	1.406	0.846	1.404	0.817	0.002	0.029	0.009	1.183
3	4003	1.408	0.895	1.406	0.846	0.002	0.049	0.009	1.957
100	201	17.849	2.800	17.745	2.676	0.103	0.124	0.091	0.774
201	1	17.745	2.944	17.726	2.917	0.019	0.027	0.091	0.147
1	202	14.502	1.170	14.490	1.152	0.012	0.018	0.074	0.108
202	2	14.490	1.481	14.402	1.376	0.088	0.105	0.074	0.775
203	4	7.296	-2.043	7.270	-2.075	0.026	0.032	0.039	0.262
4	204	6.939	5.847	6.926	5.831	0.013	0.015	0.046	0.246
204	6	2.497	3.408	2.492	3.402	0.005	0.006	0.022	0.201
6	7	-4.358	-0.152	-4.369	-0.166	0.011	0.013	-0.022	-0.310
7	8	-6.988	-0.962	-7.012	-0.997	0.024	0.034	-0.036	-0.462
8	205	-10.136	-2.500	-10.160	-2.534	0.024	0.034	-0.053	-0.345
205	9	-10.160	-2.242	-10.172	-2.263	0.012	0.021	-0.053	-0.178
9	206	-13.403	-4.006	-13.489	-4.130	0.085	0.124	-0.071	-0.963
206	207	-13.489	-3.453	-13.544	-3.552	0.054	0.099	-0.070	-0.642
207	300	-13.544	-3.178	-13.551	-3.196	0.008	0.017	-0.070	-0.095
2	203	11.077	-0.106	11.030	-0.162	0.047	0.056	0.056	0.481
4	604	-2.188	-8.938	-2.195	-8.958	0.007	0.021	-0.047	-0.267
604	603	-7.663	-5.747	-7.676	-5.784	0.013	0.037	-0.049	-0.395
603	602	10.575	-5.587	10.560	-5.628	0.014	0.040	0.061	-0.049
602	601	-5.608	-1.370	-5.613	-1.384	0.005	0.014	-0.029	-0.168
601	14	-16.955	4.657	-16.984	4.576	0.029	0.081	-0.089	-0.054
14	16	-8.748	0.892	-8.772	0.857	0.024	0.035	-0.045	-0.275
16	210	-13.226	-1.338	-13.297	-1.439	0.070	0.101	-0.067	-0.697
210	200	-13.297	-1.014	-13.316	-1.042	0.019	0.028	-0.067	-0.183
200	211	-13.316	-0.667	-13.360	-0.749	0.045	0.082	-0.067	-0.424
211	100	-13.360	-0.440	-13.364	-0.447	0.004	0.007	-0.067	-0.035
16	10016	1.510	0.845	1.509	0.812	0.001	0.033	0.009	1.156
10016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	50016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.016	0.000
40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.004	-0.005	-0.218
16	40016	2.896	1.642	2.893	1.564	0.002	0.078	0.017	1.419
40016	60016	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.022	0.091
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.231	0.000
10016	30016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.003	0.004	0.357
14	10014	5.504	2.993	5.499	2.824	0.005	0.169	0.032	1.594
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.508	2.982	5.504	2.813	0.005	0.169	0.032	1.588
40014	60014	5.507	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.032	0.074
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.333	0.001
10014	30014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.032	0.074
13	10013	4.206	2.430	4.201	2.266	0.005	0.163	0.024	2.044
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
20013	50013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	0.000
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
13	40013	4.208	2.425	4.204	2.261	0.005	0.163	0.024	2.040
40013	60013	4.205	2.256	4.200	2.256	0.005	0.000	0.024	0.100
60013	30013	4.200	2.256	4.200	2.256	0.000	0.000	0.256	0.000
10013	30013	4.199	2.271	4.195	2.271	0.005	0.000	0.024	0.099
14	209	-12.491	-1.470	-12.586	-1.679	0.094	0.209	-0.064	-1.102
209	13	11.449	9.238	11.449	9.238	0.000	0.000	0.074	0.000
13	208	2.978	4.021	2.978	4.021	0.000	0.000	0.025	0.001
208	300	-24.270	-10.071	-24.336	-10.218	0.066	0.146	-0.132	-0.514
10	40010	8.006	3.993	8.001	3.777	0.005	0.215	0.045	1.310
40010	60010	8.008	3.756	8.003	3.622	0.005	0.133	0.045	0.829
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.475	0.001
10010	30010	7.993	3.798	7.987	3.664	0.005	0.133	0.045	0.837
10	10010	8.005	3.993	8.000	3.776	0.005	0.215	0.045	1.310
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	30011	2.352	1.283	2.348	1.205	0.004	0.078	0.014	1.775
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.143	-0.000



11	60011	2.353	1.281	2.349	1.203	0.004	0.078	0.014	1.773	
209	300	-24.035	-9.945	-24.101	-10.090	0.065	0.144	-0.131	-0.512	
40015	50015	1.413	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.008	0.018	
50015	20015	1.412	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.023	0.000	
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.515	0.000	0.010	-0.008	-0.302	
10015	30015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.024	0.103	
30015	60015	-2.049	-1.211	-2.049	-1.211	0.000	0.000	-0.128	-0.000	
40015	60015	2.050	1.226	2.049	1.211	0.001	0.015	0.012	0.422	
15	40015	3.464	1.807	3.462	1.742	0.002	0.066	0.020	0.962	
15	10015	2.942	1.458	2.940	1.382	0.002	0.076	0.017	1.282	
14	15	-6.852	-0.015	-6.855	-0.022	0.003	0.007	-0.035	-0.056	
15	100	-13.320	-2.594	-13.449	-2.881	0.129	0.285	-0.069	-1.558	
601	300601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
300601	600601	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
601	600601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
602	300602	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
300602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
602	600602	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
603	300603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
300603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
604	300604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
300604	600604	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
604	600604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
1006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
1006	3006	6.809	3.478	6.796	3.478	0.013	0.000	0.040	0.163	
4003	5003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
9	1009	3.218	2.145	3.208	1.882	0.010	0.262	0.020	4.606	
1009	3009	3.208	1.882	3.198	1.729	0.010	0.152	0.020	2.780	
10	11	10.999	6.000	10.982	5.962	0.017	0.038	0.064	0.305	
11	12	6.246	3.690	6.234	3.661	0.013	0.029	0.037	0.405	
12	30012	6.215	3.875	6.196	3.508	0.018	0.365	0.037	3.304	
8	3008	3.114	1.996	3.098	1.759	0.016	0.236	0.019	4.413	
7	3007	2.609	1.487	2.598	1.329	0.010	0.157	0.015	3.369	
6	1006	6.823	3.927	6.809	3.478	0.013	0.447	0.040	3.492	
204	5	4.429	2.727	4.428	2.725	0.001	0.002	0.027	0.041	
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
203	3	3.734	2.435	3.734	2.435	0.000	0.000	0.023	0.008	
5	3005	4.413	2.662	4.397	2.369	0.016	0.292	0.026	3.733	
208	10	27.248	14.461	27.093	14.117	0.154	0.343	0.155	1.111	
4	3004	2.508	1.498	2.498	1.349	0.010	0.148	0.015	3.382	
2	3002	3.315	1.943	3.298	1.689	0.017	0.253	0.020	4.308	
1	3001	3.213	1.778	3.198	1.549	1.549	0.015	0.228	0.019	3.893

**Метою даної роботи** є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та дослідження засобів для захисту від ударів блискавки.

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі **основні задачі**:

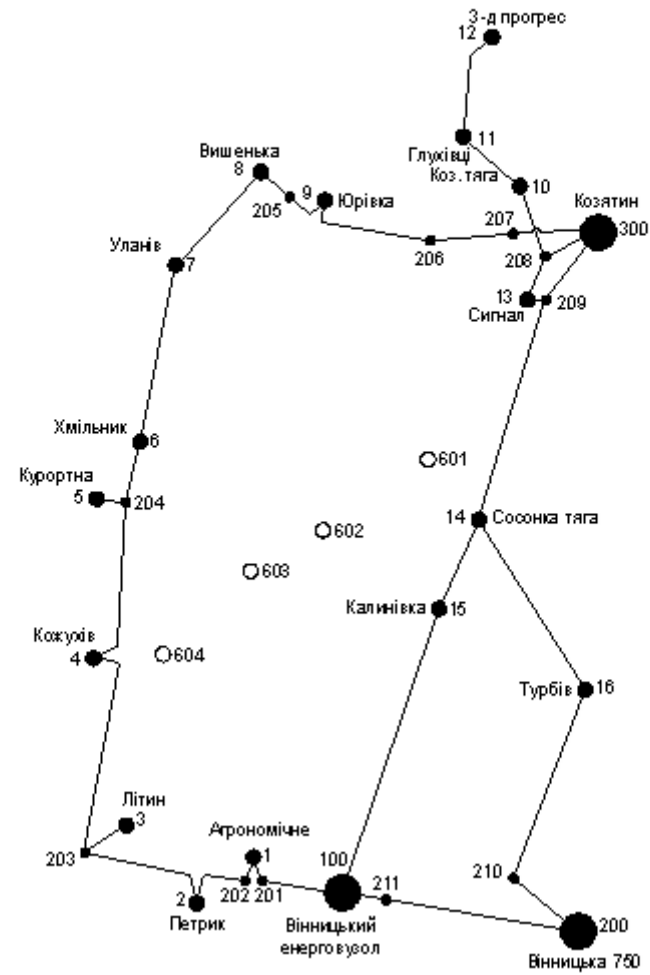
- проведено розрахунок та вибір моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проведено розрахунок та аналіз режимів оптимальної моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проведено аналіз засобів для захисту від ударів блискавки;
- розв'язано питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує елементи ВРУ.

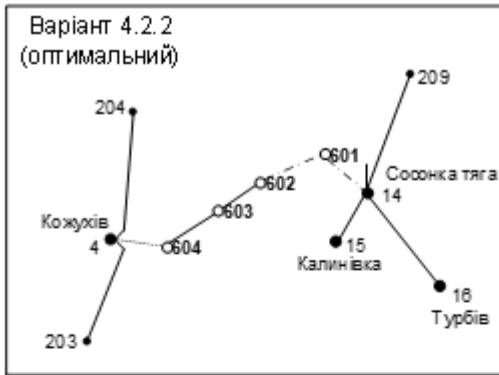
**Об'єктом дослідження** є фрагмент електричних мереж.

**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».

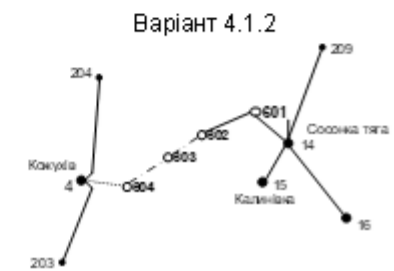
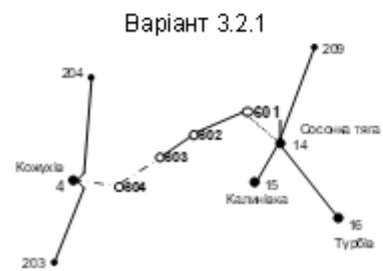
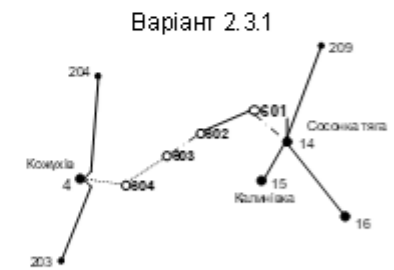
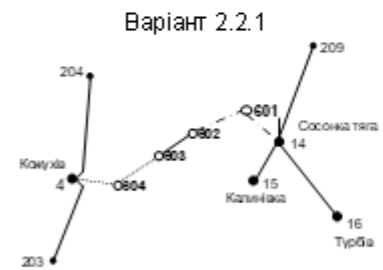
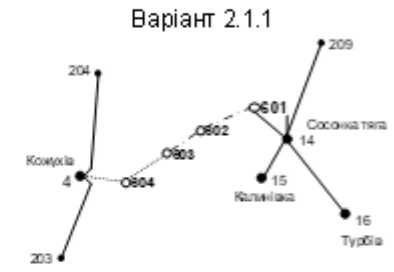
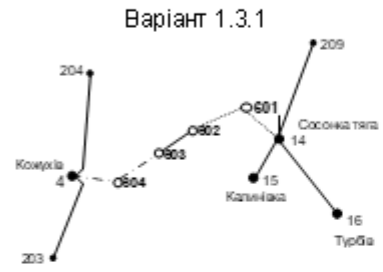
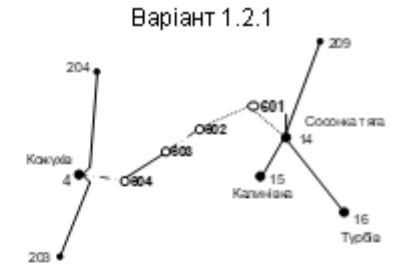
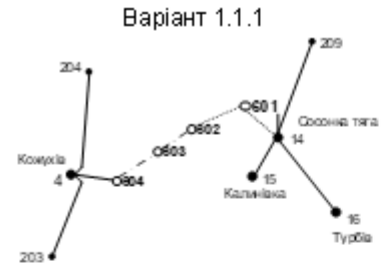
## Граф існуючого фрагменту мережі

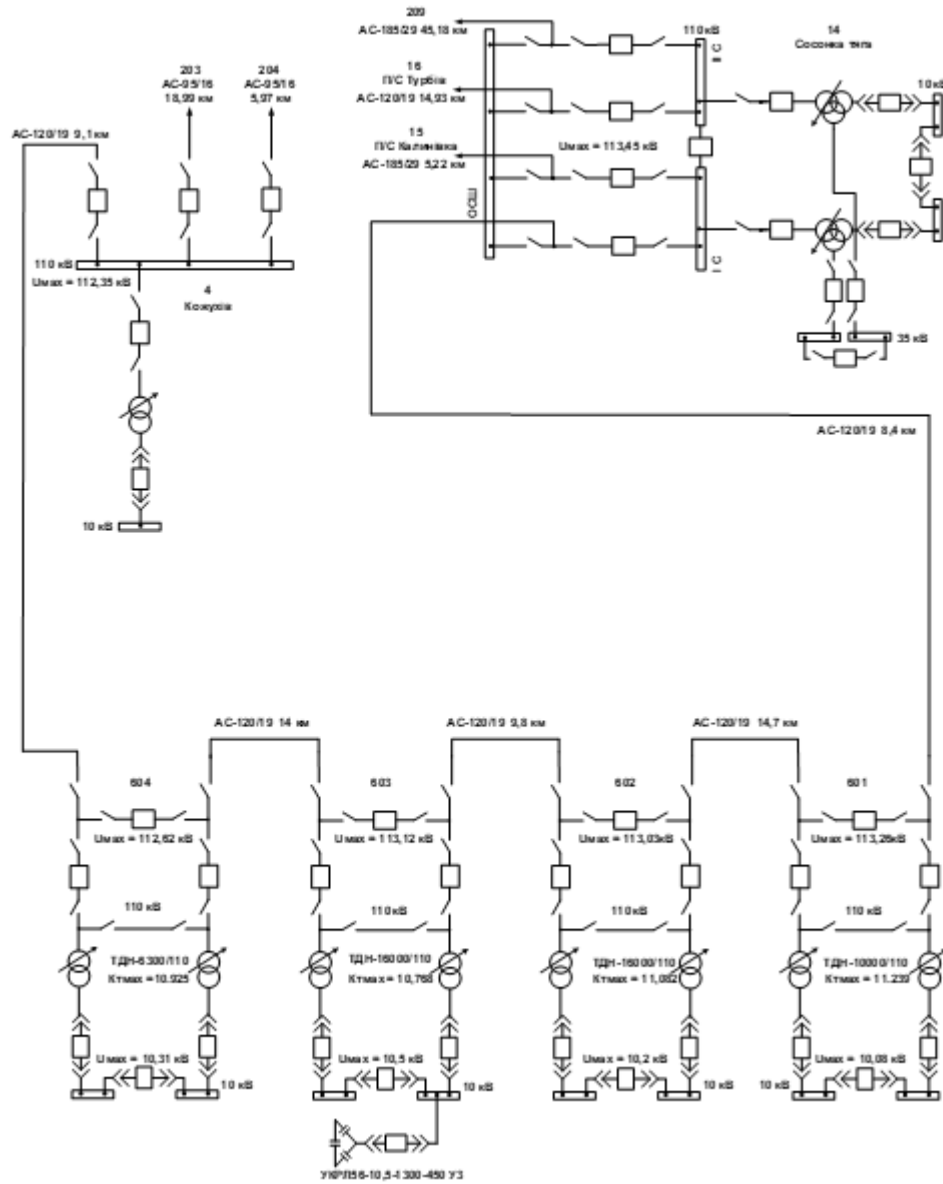




Послідовність будівництва	
.....	ЛЕП яка будується на першому році
-----	ЛЕП яка будується на другому році
-----	ЛЕП яка будується на третьому році

**Варіанти розвитку схеми**





**Схема оптимального  
варіанту**

Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	<b>МВт</b>	32,92
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	<b>год</b>	5200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	<b>Млн. кВт*год</b>	288,3
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	<b>Млн.грн.</b>	299,88
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	<b>рік</b>	9
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	<b>МВт</b>	2,86
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	<b>%</b>	2,28
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	<b>Млн. кВт*год</b>	1,631
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	<b>Млн. кВт*год</b>	12,369



Грозазахисний трос



ОПН



Вентильний розрядник

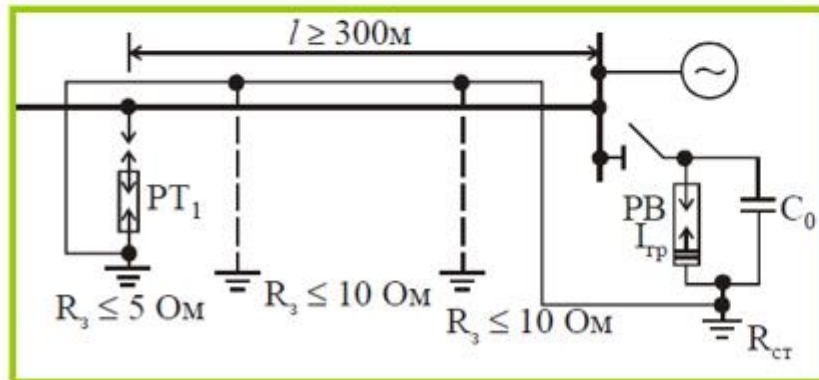
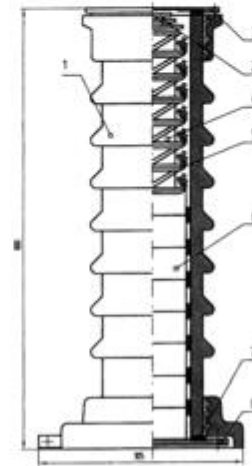


Рисунок –  
Блискавкозахист підходів ПЛЕП  
на залізобетонних опорах.



1- армована фарфорова покривка; 2- пружина; 3- кришка; 4- блок іскрового проміжку; 5- шунтуючий резистор; 6- робочий резистор; 7- прокладка; 8- диск.

## Порівняльна таблиця блискавкозахисного обладнання

Засоби	Функція	Вартість	Старі лінії	Нові лінії	Ефект	Обслуговування
Грозозахисний трос	Перехоплення прямого розряду блискавки, зменшення індукованої перенапруги	Висока	Важко	Легко	Середній	Нема
ОПН	Поглинання енергії блискавки і обмеження грозового перенапруження	Висока	Важко	Легко	Високий	Досить часто
ОПН із захисним тросом	Поглинання енергії блискавки і обмеження грозового перенапруження, зменшення кількості пошкоджень розрядників	Дуже висока	Важко	Легко	Дуже високий	Часто
РДІ	Збільшення шляху розряду, усунення горіння дуги	Низька	Легко	Легко	Висока	Практично нема
Часткове збільшення товщини ізоляції	Збільшення шляху розряду, усунення горіння дуги	Висока	Дуже важко	Важко	Середній	Нема
ІРМК	Усунення горіння дуги всередині камер	Низька	Легко	Легко	Висока	Практично нема
Ізоляційна система з каскадним з'єднанням елементів	Скорочення ушкоджень головної лінії за рахунок наявності місць зі слабкою ізоляцією	Середня	Неможливо	Можливо	Висока	Середні
Ізолятори з іскровими проміжками	Сприяння можливості горіння дуги і недопущення пошкодження проводу	Висока	Важко	Легко	Висока	Нема
Посилені захищені провід	Збільшення дугостійкості проводу	Висока	Неможливо	Легко	Середній	Нечасті
Часткова зачистка ізоляції і установка затиску	Сприяння можливості горіння дуги і недопущення пошкодження проводу	Низька	Важко	Важко	Високий	Практично нема