

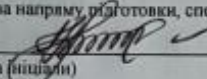
1

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

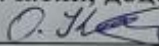
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**«Розвиток районної електричної мережі 110 кВ та аналіз засобів
блискавкозахисту»**

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


Бученко І.А.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Казьмірук О.І.
(прізвище та ініціали)

« 30 » 05 2023 р.

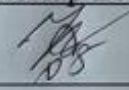
Опонент:


Горбунів О.В.
(прізвище та ініціали)

« 2 » 06 2023 р.

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

(прізвище та ініціали)


« 30 » 05 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

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

20.03 2023 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Бученко Ірині Анатоліївни

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток районної електричної мережі 110 кВ та аналіз засобів блискавкозахисту

керівник роботи к.т.н., доцент, каф. ЕСС Казьмірук О. І.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2023 року № 68

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2023 року

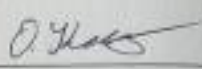
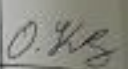


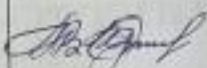

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 120 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 20 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 розвитку ЕМ. 2. Максимальний граф схеми. 3. Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності. 4. Схема підключення генеруючої електромережі.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 14 березня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент _____

Бучен

Керівник роботи _____

Казьмірук

(підпис)

(підпис)

3.

4. АНОТАЦІЯ

Бученко Ірина Анатоліївна «Розвиток районної електричної мережі 110 кВ та аналіз засобів блискавкозахисту». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023 – 104 с./ На укр. мові. рис.21, табл.19, бібліогр.18.

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

Buchenko Iryna «Development of the 110 kV district electric network and analysis of lightning protection means». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2023- 104 p. fig. 21, table 19, bibl. 18

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.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	9
ВСТУП.....	10
РОЗДІЛ 1	13
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	13
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	15
1.2 Формування максимального графу фрагменту електромережі.....	16
РОЗДІЛ 2	17
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	17
З ВИКОРИСТАННЯМ СИМПЛЕКС-МЕТОДУ	17
РОЗДІЛ 3	23
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	23
3.1 Формування варіантів розвитку схеми електричної мережі	23
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі.....	28
РОЗДІЛ 4	31
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ	31
4.1 Вибір трансформаторів.....	31
4.2 Визначення конструктивних перерізів ЛЕП	32
РОЗДІЛ 5	35
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ	35
РОЗДІЛ 6	46
ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	46
РОЗДІЛ 7	49
РОЗРАХУНОК ТА АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ	49
7.1 Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних	49
7.2 Виконання розрахунків.....	50
7.3 Аналіз та виведення результатів розрахунків	51
7.4. Регулювання напруги у мережі.....	52
РОЗДІЛ 8.....	56
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	56
РОЗДІЛ 9	73
ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ГРОЗОЗАХИСТУ ПЛЕП	73
9.1 Сучасний грозозахист розподільчих повітряних ліній 6, 10 кВ довго-іскровими розрядниками (РДІ)	73
9.2 Ізолятори-розрядники з мультикамерною системою (ІРМК).....	81
РОЗДІЛ 10	84
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	84
10.1 Задачі розділу.....	84
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ	85

10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електроустановках.....	86
10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	88
10.4.1 Мікроклімат	88
10.4.2 Склад повітря робочої зони.....	88
10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення	89
10.4.4 Штучне освітлення.....	89
10.4.5 Виробничий шум	90
10.4.6 Виробнича вібрація	91
10.5 Розрахунок захисного заземлення	91
10.6 Пожежна безпека.....	97
ВИСНОВКИ.....	102
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	104
Додаток А.....	Ошибка! Закладка не определена.
Додаток А1. Технічне завдання МКР.....	Ошибка! Закладка не определена.
ДОДАТОК А2.....	115
ДОДАТОК Б	119
ДОДАТОК В	124
ДОДАТОК Г	129

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;

АТ – автотрансформатор;

БТ – блочний трансформатор;

ВДЕ – відновлюване джерело енергії;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВП – власні потреби;

ГАЕС – гідроакумулююча електрична станція;

ГЕС – гідравлічна електрична станція;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕРС – електрорушійна сила;

ЕС – електрична станція;

ЗП – заземлювальний пристрій;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;

ОЕС – об'єднана електроенергетична система;

ПС – підстанція;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

РУ – розподільна установка

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;

ТЕС – теплова електрична станція;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Блискавкозахист будівель і споруд, розподільчих станцій та підстанції – це комплекс технічних рішень і спеціальних пристосувань для забезпечення безпеки будівлі, а також майна і людей тих, що знаходяться в них та гарантії стабільного електропостачання.

Наявність грозо активності в Україні суттєвим чином впливає ефективну роботу системи електропостачання в цілому.

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. 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 само відновлюваною 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 троси або опори цих ліній. Для захисту ліній електропередачі та устаткування підстанцій від перенапруги використовують троси і заземлення опор на лініях, рогові розрядники, трубчасті розрядники на контактній мережі, конденсатори для зниження грозових перенапруг. 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 їх роботи були визначені недоліки і переваги перед різними блискавко захисними пристроями [11].

На переважній частині території України грозова діяльність з часом посилюється, що підтверджує актуальність прийняття заходів із посилення грозостійкості об'єктів електроенергетики. Грозова діяльність на території України змінюється нерівномірно: найбільш інтенсивно грозова діяльність зростає на територіях Західної, Південно-Західної, Південної, Дніпровської і Північної електроенергетичних систем

Отже, вдосконалення 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 сучасних 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» [14].

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспектив використання існуючих засобів та методів захисту від удару блискавки.

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

РОЗДІЛ 1

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

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

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

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

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

де $P_{\max,i}$ – максимальна потужність в i -тому році, що виконується шляхом розв'язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial \Pi}{\partial b'} = 0; \quad (1.3)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3) отримаємо крайній варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.4)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1. завдання в систему (1.4) остання буде мати наступний вигляд:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 932, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1877633. \end{cases}$$

звідки $a' = 0,4848$, $b' = -881,51$ таким чином регресійна функція набуває вигляд:

$$P'_{\max} = 0,4848 \cdot T - 881,51.$$

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

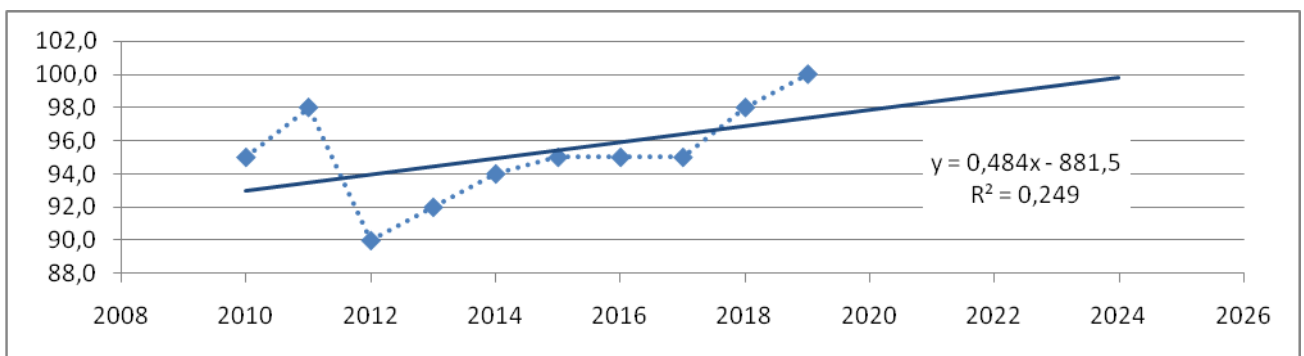


Рисунок 1.1 – Графіки таблицьно-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2024-й рік зменшиться до 99,7 %, що на 0,03 % менше проекрованої потужності електромереж. Таким чином, приймаємо, що максимальна потужність у вказаних електричних мережах залишається практично незмінною.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень для існуючої мережі (див. додаток А1) враховуючи прогноз показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

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

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

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Вітки	300-115	115-27	17-16
Марка проводу	АС-185	АС-185	АС-120
Допустимий струм, А	390	390	390
Сила струм, А	510	510	10

Таблиця 1.2– Напруги у перспективних вузлах приєднання

Вузли	300	17	27
Напруга вузла, кВ	115	109,66	112,76

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

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

1.2 Формування максимального графу фрагменту електромережі

Проаналізувавши місце розташування нових споживацьких підстанцій та наближеність їх до існуючої мережі сформовано максимальний граф фрагменту мережі рис.1.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових споживачів.

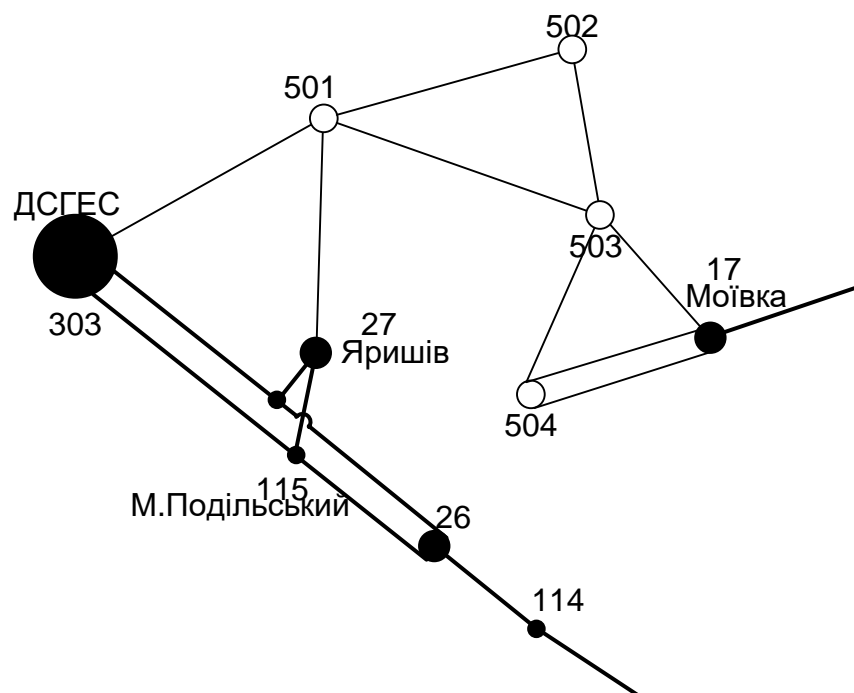


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2. Вільними членами у системі (2.2) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;

3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.2) для електричних мереж – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень. У цьому випадку коефіцієнти a_{ij} набувають лише трьох значень: +1, -1 та 0;

4. Коефіцієнти c_i функції (2.1) – для задачі оптимізації схеми електричних мереж є питомими витратами на транспортування потужності лініями;

5. Через те що створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може приймати від'ємне значення. Така ситуація не відповідає канонам симплекс-методу. Тому потужності в лініях, які відносяться до хорд максимального графу, замінюються двома змінними, одна з яких обов'язково набуде нульового значення.

Оскільки критерієм оптимальності схеми електромережі є дисконтовані витрати, то цільова функція виявляється нелінійною по відношенню до потужності ліній електропередачі. Коефіцієнти цільової функції для ліній електропередачі при максимальному графу подані у табл. 2.1. Для їх розрахунку використовувались укрупнені показники вартості з СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011.

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

Вітки	Орієнтовна потужність P, що передається по ЛЕП, МВт	Коефіцієнт а, тис.грн	Коефіцієнт b, грн/МВт ²	Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн
300-501	21,0	9668,7	2,053	9874,0
27-501	21,0	6647,2	1,412	6788,4
17-503	21,0	4834,3	1,027	4937,0
17-504	21,0	6647,2	1,412	6788,4
501-502	21,0	8460,1	1,797	8639,8
501-503	21,0	8460,1	1,797	8639,8
502-503	21,0	6042,9	1,283	6171,3
503-504	21,0	7251,5	1,540	7405,5

Через те що симплекс-метод забезпечує суто оптимізацію лінійних функцій, то наразі виконано їх лінеаризацію використовуючи метод січних. Коефіцієнти лінеаризованої цільової функції показано у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат $V_d = a_1 + b_1 \cdot P$

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт a_1 , тис.грн	Коефіцієнт b_1 , грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
300-501	10569,9	9668,7	43,015	10389,6
27-501	7266,8	6647,2	29,573	7142,9
17-503	5284,9	4834,3	21,508	5194,8
17-504	7266,8	6647,2	29,573	7142,9
501-502	9248,6	8460,1	37,638	9090,9
501-503	9248,6	8460,1	37,638	9090,9
502-503	6606,2	6042,9	26,884	6493,5
503-504	7927,4	7251,5	32,261	7792,2

До недоліка такого подання функції відноситься наступне: вартісні коефіцієнти b_i , які мають використовуватися у постановці задачі оптимізації враховують лише залежність щорічних видатків від потужностей ЛЕП. А це може призводити до хибних рішень щодо доцільності їх будівництва. Тому, для адекватного відтворення дисконтованих витрат у лінеаризованому вигляді, розраховали вартісні коефіцієнти, які враховують щорічні витрати та капіталовкладення. Значення вартісних коефіцієнтів подано у табл. 2.3.

Саме ці коефіцієнти використали для формування постановки задачі оптимізації (2.1), (2.2).

Для виконання розрахунків використали табличний процесор Microsoft Excel. Вигляд симплекс-таблиці для задачі оптимізації схеми приєднання нових споживачів згідно технічного завдання до магістерської роботи подано на рис. 2.1.

Використавши надбудову «Пошук рішення», отримано частковий розв'язок оптимізаційної задачі, що подано на рис. 2.2. Проте вказаний розв'язок не є остаточним через залежність вартісних коефіцієнтів c_i від потужності ліній електропередачі.

Таблиця 2.3 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат $V_{д=с \cdot P}$

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція),тис.грн	Коефіцієнт с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція),тис.грн
300-501	10569,9	504,5	10569,9
27-501	7266,8	346,9	7266,8
17-503	5284,9	252,3	5284,9
17-504	7266,8	346,9	7266,8
501-502	9248,6	441,5	9248,6
501-503	9248,6	441,5	9248,6
502-503	6606,2	315,3	6606,2
503-504	7927,4	378,4	7927,4

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
		300-501	27-501	17-503	17-504	501-502	502-501	501-503	503-501	502-503	503-502	503-504	504-503	0-0	0-0					
	501	1	1	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	17,97	17,97	
	502	0	0	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,48	8,48	
	503	0	0	1	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-8,00	-8,00	
	504	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	9,67	9,67	
Коефіцієнти цільової функції		1389,944	955,586	694,972	1333,852	1216,201	1216,201	1216,201	1216,201	868,715	868,715	1042,458	1042,458	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	
Дисконтовані витрати, тис. грн																				0,000

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

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
		300-501	27-501	17-503	17-504	501-502	502-501	501-503	503-501	502-503	503-502	503-504	504-503	0-0	0-0					
	501	1	1	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	17,97	0,00	
	502	0	0	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,48	0,00	
	503	0	0	1	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-8,00	0,00	
	504	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	9,67	0,00	
Коефіцієнти цільової функції		1389,944	955,586	694,972	955,586	1216,201	1216,201	1216,201	1216,201	868,715	868,715	1042,458	1042,458	0,000	0,000				34107,447	
Потужності ЛЕП		0	17,97	0,476642	9,67	0	0	0	0	0	8,476642	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат		0,000	6647,225	4834,345	6647,225	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		24171,727	
Змінні складові витрат		0,000	455,832	0,233	131,996	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	92,207	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		680,269	
Дисконтовані витрати, тис. грн																				24551,996

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

Опісля перерахунку коефіцієнтів цільової функції згідно із зміною перетоків по лініям, уточнюються коефіцієнти симплекс-таблиці рис. 2.3 і виконується повторний розрахунок. Його результати показані на рис. 2.4.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	300-501	27-501	17-503	17-504	501-502	502-501	501-503	503-501	502-503	503-502	503-504	504-503	0-0	0-0			
501	1	1	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	17,97	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	8,48	0,00
503	0	0	1	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	0	-8,00	0,00	
504	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	9,67	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	1389,944	395,273	10142,998	701,057	1216,201	1216,201	1216,201	1216,201	868,715	723,770	1042,458	1042,458	0,000	0,000		20440,534	
Потужності ЛЕП	0	18,44664	0	9,67	0,476642	0	0	0	0	8	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	6647,225	0,000	6647,225	8460,104	0,000	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000		27797,486	
Змінні складові витрат	0,000	480,334	0,000	131,996	0,408	0,000	0,000	0,000	0,000	82,129	0,000	0,000	0,000	0,000		694,867	
Дисконтовані витрати, тис грн																28492,353	

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по ЛЕП.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	300-501	27-501	17-503	17-504	501-502	502-501	501-503	503-501	502-503	503-502	503-504	504-503	0-0	0-0		
501	1	1	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	17,97	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	0	8,48	0,00
503	0	0	1	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	0	-8,00	0,00
504	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	9,67	0,00
Коефіцієнти цільової функції	1389,944	386,388	694,972	701,057	17750,246	1216,201	1216,201	1216,201	868,715	765,633	1042,458	1042,458	0,000	0,000		20543,858
Потужності ЛЕП	0	17,97	0,476642	9,67	0	0	0	0	0	8,476642	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	6647,225	4834,345	6647,225	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000		24171,727
Змінні складові витрат	0,000	455,832	0,233	131,996	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	92,207	0,000	0,000	0,000	0,000		680,269
Дисконтовані витрати, тис грн																24851,996

Рисунок 2.4 – Друга ітерація пошуку рішення

Згідно повторного уточнення коефіцієнтів цільової функції результати розрахунку на змінилися. Наразі, в таблиці, що подана на рис. 2.4 наведено оптимальні значення потужності по лініям. Будівництво цих ліній забезпечить живлення новим споживачам з мінімальними дисконтованими витратами. Графічне представлення розв'язку подано на рис. 2.5.

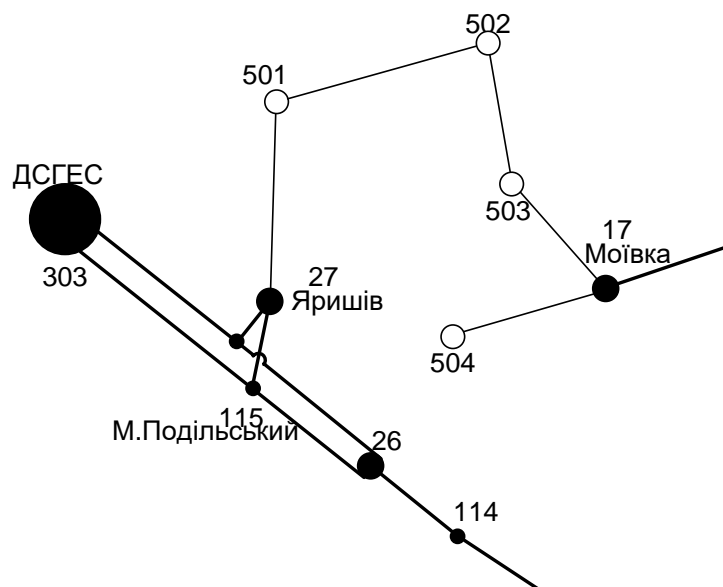


Рисунок 2.5 – Граф оптимальної схеми електромережі за симплекс-методом

Втім отримана схема (рис. 2.5) згідно до ПУЕ [1] не надає новим споживачам визначений рівень надійності електропостачання, якій відповідає заданій категорії. Тому необхідно забезпечити резервування живлення. Отже, було вирішено застосувати дволанцюгові лінії на відрізку 17-504, тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел. Додаткові витрати на забезпечення надійності були обчислені за допомогою електронної таблиці (рис. 2.6). Розрахункова вартість електричної схеми зростає на 11179,431 тис.грн., у порівнянні з схемою отриманою після розрахунку симплекс-методом.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	300-501	27-501	17-503	17-504	501-502	502-501	501-503	503-501	502-503	503-502	503-504	504-503	0-0	0-0			
501	1	1	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	17,97	5,80
502	0	0	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	8,48	-5,80
503	0	0	1	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	0	0	-8,00	0,00
504	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	9,67	0,00
Коефіцієнти цільової функції	1389,944	386,388	694,972	701,057	17750,246	1216,201	1216,201	1216,201	868,715	765,633	1042,458	1042,458	0,000	0,000			123495,282
Потужності ЛЕП	0	17,97	0,476642	9,67	5,8	0	0	0	0	8,476642	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	6647,225	4834,345	9306,115	8460,104	0,000	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000			35290,721
Змінні складові витрат	0,000	455,832	0,233	131,996	60,437	0,000	0,000	0,000	0,000	92,207	0,000	0,000	0,000	0,000			740,705
Дисконтовані витрати, тис. грн																	
36031,427																	

Рисунок 2.6 – Коригування схеми з урахуванням категорій надійності споживачів

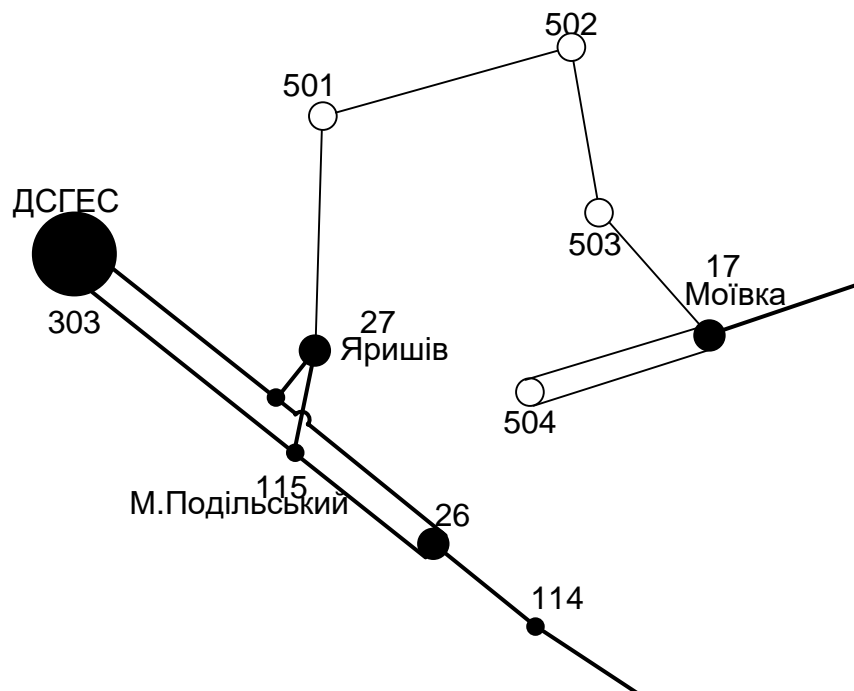


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема електромережі із забезпеченням споживачів першою категорією за надійності електропостачання

РОЗДІЛ 3

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Оскільки спорудження енергетичних об'єктів у значних обсягах може тривати більше одного року, то необхідно планувати послідовність їх проектування та спорудження. Для вирішення вказаної задачі оптимізації 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. Під час застосування динамічного програмування процес реалізації проекту розбивається на низку послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

3.1 Формування варіантів розвитку схеми електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі трьох років (вузли 501, 502, 503, 504). Для їх електропостачання згідно рис. 2.7 було прийнято два опорних центри живлення 27 та 17.

Цільова функція оптимізації має вигляд:

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

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

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

T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

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

Значення дисконтованих витрат на спорудження окремих ЛЕП були визначені з використанням вартісних коефіцієнтів з табл. 2.1.

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 оптимальний 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 дисконтованих витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

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

3) Обмеження на параметри: $P_{ли} \leq P_{max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з табл. 2.1. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{max} \leq 30$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 30 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 – планується будівництво одноланцюгової лінії до вузла 501. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає 13,2 км, що не перевищує обмежень по введенню ліній. За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії. Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

Кожен наступний крок формуються з врахуванням розвитку електропостачання на попередньому кроці. І так само для кожного варіанту враховується обмеження по введеній довжині лінії.

2-ий рік – планується будівництво одноланцюгової лінії 17-503 та дволанцюгової 17-504. Дволанцюгові ЛЕП використовуються для забезпечення надійності електропостачання споживачів. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

3-ий рік – планується будівництво одноланцюгових ліній 502-503 та 501-502.

Результати розрахунків подано в табл. 3.3.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

Варіант	ЛЕП	L _i , км	L _Σ , км	P _i , мВт	V _i , тис.грн	V _Σ , тис.грн	’ тис.грн
1	27-501	13,2	13,2	17,97	6647,225	6647,225	9572,004
2	17-503	9,6	9,6	-8	4834,345	4834,345	6961,456
3	17-504	13,2	13,2	9,67	9306,115	9306,115	13828,486
4	27-501	13,2	22,8	17,97	6647,225	11481,570	16533,460
	17-503	9,6		-8	4834,345		
5	27-501	13,2	26,4	17,97	6647,225	15953,340	22972,809
	17-504	13,2		9,67	9306,115		
6	17-503	9,6	22,8	-8	4834,345	14338,160	20646,950
	17-504	13,2		9,67	9306,115		

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого року

Варіант	ЛЕП	L _i , км	L _Σ , км	P _i , мВт	V _i , тис.грн	V _Σ , тис.грн	B, тис.грн
1,1	17-504	13,2	22,8	9,67	9306,115	14338,160	17205,792
	17-503	9,6		-8	4834,345		
1,2	501-502	16,8	26,4	26,45	8460,104	13294,450	15953,34
	17-503	9,6		-8	4834,345		
1,3	17-504	13,2	30	9,67	9306,115	17766,219	21319,4628
	501-502	16,8		26,45	8460,104		
2,1	17-504	13,2	26,4	9,67	9306,115	15953,34	19144,008
	27-501	13,2		17,97	6647,225		
2,2	503-502	12	25,2	8	6042,932	12690,157	15228,1884
	27-501	13,2		17,97	6647,225		
2,3	17-504	13,2	25,2	9,67	9306,115	15953,34	19144,008
	503-502	12		8	6647,225		
3,1	17-503	9,6	22,8	-8	4834,345	11481,57	13777,884
	27-501	13,2		17,97	6647,225		
3,2	17-503	9,6	21,5	0,48	4834,345	10876,737	13052,0844
	503-502	12		8	6042,932		
3,3	27-501	13,2	30	17,97	6647,225	15107,329	18128,7948
	501-502	16,8		26,45	8460,104		

Продовження табл. 3.2

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	B , тис.грн
4,1	17-504	13,2	13,2	9,67	9306,115	9306,115	11167.338
4,2	17-504	13,2	30	9,67	9306,115	17766,219	21319.4628
	501-502	16,8		26,45	8460,104		
4,3	17-504	13,2	25,2	9,67	9306,115	15349,047	18418.8564
	503-502	12		0,48	6042,932		
5,1	17-503	9,6	21,6	0,48	4834,345	10877,277	13052.7324
	503-502	12		8	6042,932		
5,2	17-503	9,6	9,6	-8	4834,345	4834,345	5801.214
5,3	17-503	9,6	22,4	0,48	4262,748	14517,619	17421.1428
	501-502	16,8		26,45	8460,104		
6,1	27-501	13,2	13,2	16,45	8963,518	8963,518	10756.2216
6,2	27-501	13,2	30	17,97	6647,225	15107,329	18128.7948
	501-502	16,8		26,45	8460,104		
6,3	27-501	13,2	25,2	17,97	6647,225	12690,148	15228.1776
	503-502	12		8	6042,932		

Таблиця 3.3 - Варіанти розвитку електричної мережі для третього року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	B , тис.грн	B_{Σ} , тис.грн
1,1,1	502-503	12	28,8	7,24	6042,932	14503,036	14503,036	41281,102
	501-502	16,8		15,79	8460,104			
1,2,1	17-504	13,2	25,2	6,11	9306,115	15349,047	15349,047	38215,501
	502-503	12		7,24	6042,932			
1,3,1	17-503	9,6	22,6	11,49	4834,345	10877,277	10877,277	41768,743
	503-502	12		7,24	6042,932			
2,1,1	502-503	12	28,8	7,24	6042,932	14503,036	14503,036	40608,5
	501-502	16,8		15,79	8460,104			
2,2,1	17-504	13,2	30	6,11	9306,115	17766,219	17766,219	38505,4
	501-502	16,8		15,79	8460,104			

Продовження табл. 3.3

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , МВт	B_i , тис.грн	B_{Σ} , тис.грн	B , тис.грн	B_{Σ} , тис.грн
2,3,1	27-501	13,2	30	34	6647,225	16902,092	16902,092	35242.376
	501-502	16,8		15,79	10254,871			
3,1,1	502-503	12	28,8	7,24	6042,932	14503,036	14503,036	42109.406
	501-502	16,8		15,79	8460,104			
3,2,1	27-501	13,2	30	34	6647,225	15107,329	15107,329	41987.899
	501-502	16,8		15,79	8460,104			
3,3,1	502-503	12	21,6	7,24	6042,932	10877,277	10877,277	42834.5578
	17-503	9,6		11,49	4834,345			
4,1,1	501-502	16,8	30	15,79	8460,104	17766,219	17766,219	45467.017
	17-504	13,2		6,11	9306,115			
4,2,1	502-503	12	12	7,24	6042,932	6042,932	6042,932	43895.8548
4,3,1	501-502	16,8	16,8	15,79	8460,104	8460,104	8460,104	43412.4204
5,1,1	502-503	12	12	7,24	6042,932	6042,932	6042,932	42068.4734
5,2,1	501-502	16,8	28,8	15,79	8460,104	14503,036	14503,036	43277.059
	502-503	12		7,24	6042,932			
5,3,1	501-502	16,8	16,8	15,79	8460,104	8460,104	8460,104	48854.0558
6,1,1	502-503	12	28,8	7,24	6042,932	14503,036	14503,036	45906.207
	501-502	16,8		15,79	8460,104			
Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , МВт	B_i , тис.грн	B_{Σ} , тис.грн	B , тис.грн	B_{Σ} , тис.грн
6,2,1	502-503	12	12	7,24	6042,932	6042,932	6042,932	44818.6768
6,3,1	501-502	16,8	16,8	15,79	8460,104	8460,104	8460,104	44335.231

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

За мінімальним значенням сумарних дисконтованих витрат з табл. 3.3 було обрано умовно-оптимальний варіант (варіант 2.3.1). Далі було уточнено потоки потужності в ЛЕП та вартість будівництва по роках.

Оскільки для варіанту 2.3.1 приєднання підстанцій 17-503, 503-502, 27-501 та 501-502 призводить до зміни перетоків у ЛЕП, що споруджені на першому році, то необхідно уточнити витрати по даному варіанту, що показано в табл. 3.4. Значення перетоків потужності біли взяті з додатку Б.

Таблиця 3.4 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	$V_{ізх}$, тис.грн	$V_{\Sigmaзх}$, тис.грн	$V_{зх}$, тис.грн
2,3,1	27-501	13,2	30	34	6647,225	16902,092	16902,092
	501-502	16,8		15,79	10254,871		
2,3	17-504	13,2	25,2	6,11	9306,115	15953,34	19144.008
	503-502	12		7,24	6647,225		

Продовження таблиці 3.4

2	17-503	9,6	9,6	11,49	4834,345	4834,345	6961,456
						$V_{зх\Sigma}$	35290,721

Після уточнення сумарні дисконтовані витрати за 3 роки збільшилися до 35290,721 тис. грн.. Однак обраний варіант залишився оптимальним. Тому для подальших розрахунків буде використовуватися схема зображена на рис. 3.1 з урахуванням визначеної послідовності будівництва.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та другої категорії, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам струмів для ЛЕП.

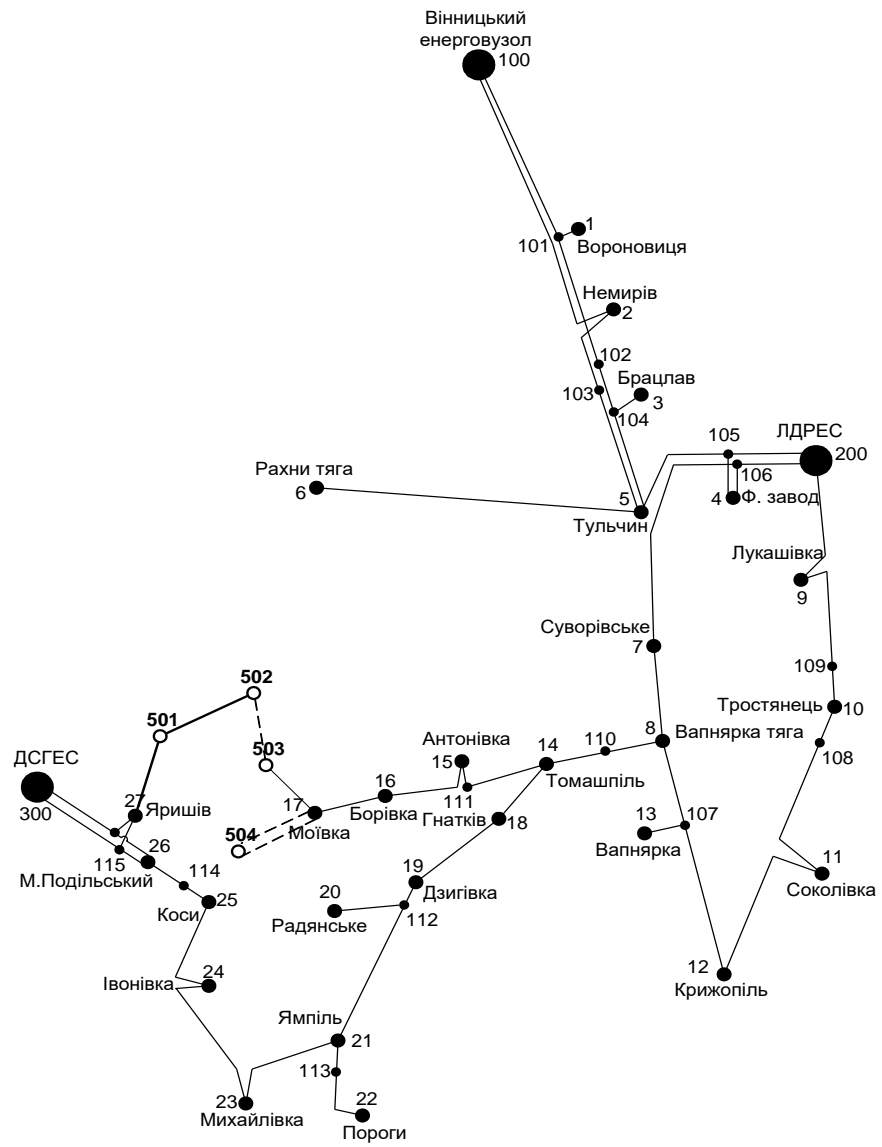


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ

4.1 Вибір трансформаторів

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:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{наб}}}{n_m \cdot k_1}, \quad (4.1)$$

де n_m - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;

k_1 - коефіцієнт завантаження, який приймаємо по ДЕСТу 60 - 80%.

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_r \geq \frac{17,97}{2 \cdot 0.7} = 12,9 \text{ МВА.}$$

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

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 4.1.

У вузлах 501, 502, 503 та 504 встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
501	ТДН- 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
502	ТДН- 10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
503	ТМН- 6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11,5	0.8	14.7	220.4	50.4
504	ТДН- 10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70

4.2 Визначення конструктивних перерізів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (4.2) :

$$I_{розрп} = \alpha_I \alpha_T \frac{|I_{л}|}{n_{л}} ; \quad (4.2)$$

$$I_{розр17-503} = \alpha_I \alpha_T \frac{I_{17-503}}{n_{л}} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{67}{1} = 70,35 \text{ (A)};$$

$$I_{розр17-504} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{48}{2} = 25,2 \text{ (A)};$$

$$I_{розр503-502} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{49}{1} = 51,45 \text{ (A)};$$

$$I_{розр501-502} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{99}{1} = 103,95 \text{ (A)};$$

$$I_{розр27-501} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{207}{1} = 217,35 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5400$ (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 – одно ланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;

Таблиця 4.2 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	$I_{розр}$, А	I_E , А	Марка проводу
17-503	11,49	70,35	135	АС-120/19
503-502	7,24	25,2	135	АС-120/19
17-504	6,11	51,45	135	АС-120/19
502-501	15,79	103,95	135	АС-120/19
27-501	34	217,35	370	АС-240/39

Згідно ПУЕ [1] мережу 110 кВ 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 дволінійній 17-504 , а також пошкодження найбільш завантажених віток 27-501, 17-503 та 501-502. Були показані струми у нових вітках після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19 та АС-240/39.

Таблиця 4.3 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП Аварії на ЛЕП	17-503	17-504	502- 501	27-501	$I_{па,мах}, А$	$I_{доп}, А$	Марка Проводу
Струми	А	А	А	А	А	А	
17-503	0	63	33	163	163	390	АС-120/19
503-502	17	45	52	186	186	390	АС-120/19
17-504	(32x2)	(44x2)	(-49x2)	(-58x2)	-58	390	АС-120/19
502-501	-44	93	0	128	128	390	АС-120/19
27-501	-143	194	101	0	194	605	АС-240/39

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19 та АС-240/39, було прийняте рішення використати провід АС-120/19, а для лінії 27-501 провід АС-240/39 .

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.

З огляду на експлуатаційні якості електрична схема РУ повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами 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. 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». Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні вищої напруги підстанції.

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 502 та 503 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонується схема місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

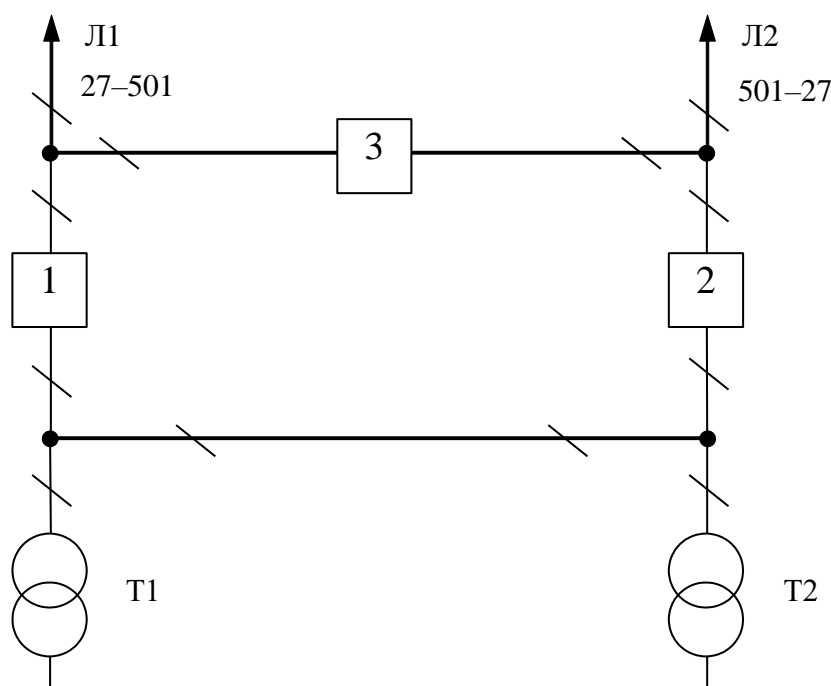


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502 та 503.

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 відгалужувальної підстанції Яришів (вузол 27) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми: розширити схему місток та замінити дійсні короткозамикачі на вимикачі навантаження

варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.2).

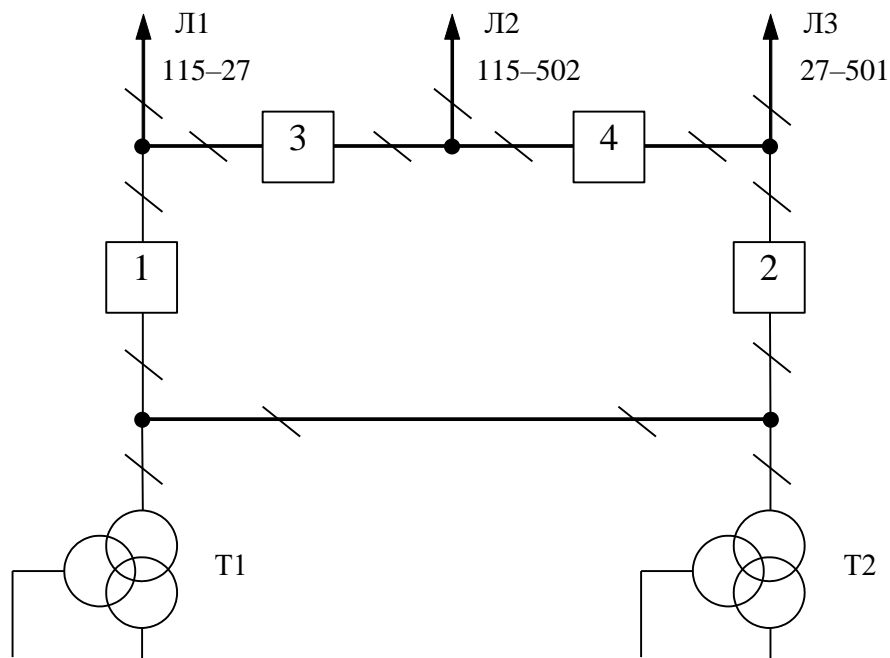


Рисунок 5.2 – Схема вузлової підстанції Яришів (вузол 27) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

5.3 Вибір схеми вузлової підстанції

Так як до підстанції Моївка (вузол 17) підходять дві ЛЕП існуючої мігістралі та два ланцюги ЛЕП, що живлять тупикову підстанцію, то для вказаного вузла пропонується два варіанта схеми: I варіант – розширеного містка з вимикачами в колах трансформаторів (рис 5.3); II варіант – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин (рис 5.4).

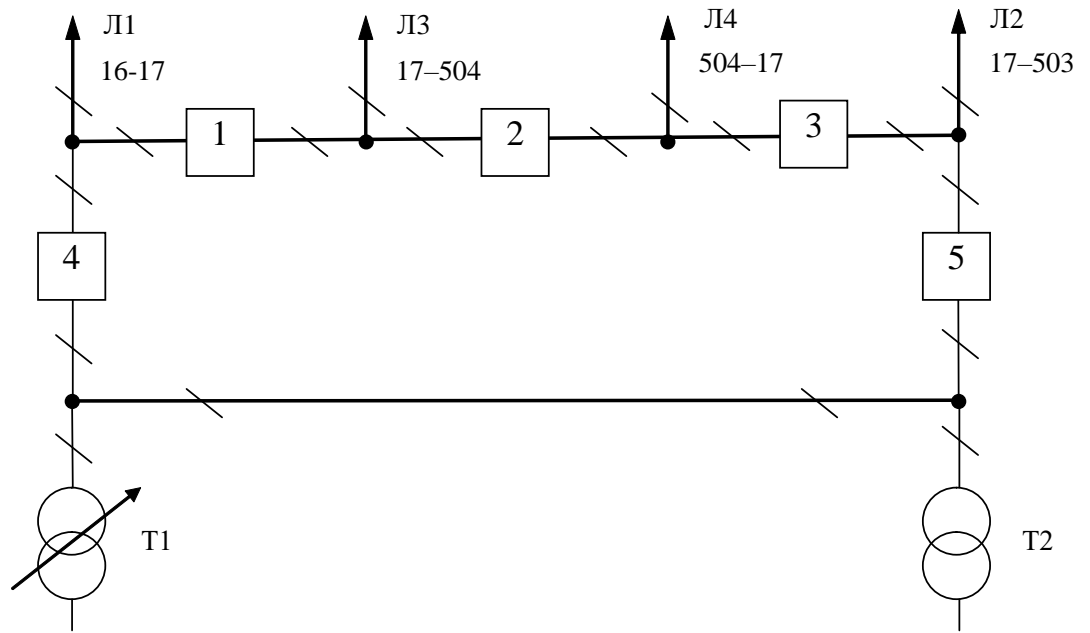


Рисунок 5.3 – Варіант I схеми вузлової підстанції Моївка (вузол 17) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

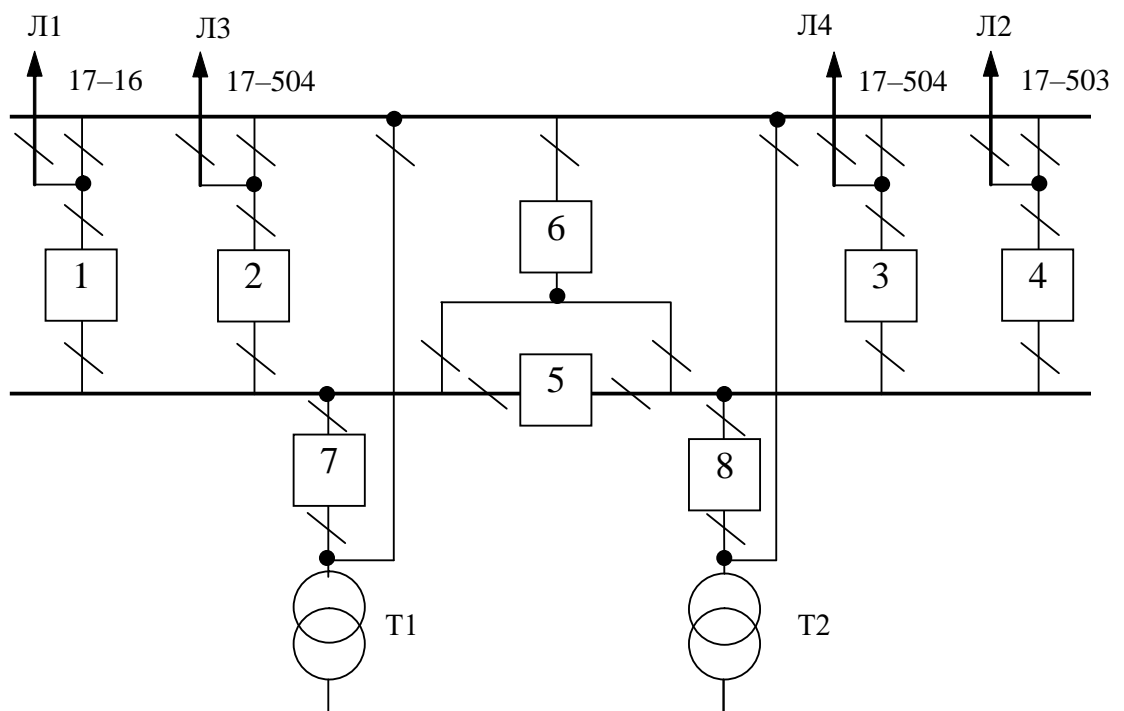


Рисунок 5.4 – Варіант II схеми вузлової підстанції Моївка (вузол 17) – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин.

5.4 Визначення укрупнених витрат для варіантів схем вузлових підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

$$Z = E_H \cdot K + B_{\text{АРО}} + Z_6 \quad (5.1)$$

де K – капіталовкладення на спорудження підстанції;

B – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування;

Z_6 – збиток від перерв електропостачання.

Укрупнені капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = \sum n_B \cdot C_0, \quad (5.2)$$

де n_B – кількість вузлів у схемі підстанції;

C_0 – вартість одного вузла зі встановленням;

Для схеми вузлової підстанції розширений місток необхідно встановити та приєднати такі типові вузли:

- приєднання 110кВ силового трансформатора з вимикачем – 2шт;
- приєднання лінії 110кВ з вимикачем – 3шт;
- приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем – 1шт;
- приєднання ремонтної перемички – 1шт.

Для схеми вузлової підстанції одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин необхідно встановити та приєднати такі типові вузли:

- приєднання 110кВ силового трансформатора з вимикачем – 2шт;
- приєднання лінії 110кВ з вимикачем – 4шт;
- приєднання секційного вимикача 110кВ – 2шт.

У відповідності з (5.2) для варіантів підстанції (вузол 17) (рис.5.3 – 5.4) маємо:

$$K_I = 2763,455 \cdot 2 + 2565,607 \cdot 3 + 372,645 + 378,001 = 13974,377 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_{II} = 2763,455 \cdot 2 + 2565,607 \cdot 4 + 2382,626 \cdot 2 = 20554,590 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

$$B_{APO} = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (5.3)$$

де P_a , P_o – відрахування на амортизацію і обслуговування (для силового електрообладнання і розподільчих пристроїв до 150 кВ: $P_a = 18\%$, $P_o = 3\%$).

У відповідності з (5.3) для варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 9) маємо:

$$B_{APOI} = \frac{18+3}{100} \cdot 13974,377 = 2934,619 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{APOII} = \frac{18+3}{100} \cdot 20554,590 = 4316,464 \text{ (тис.грн.)}.$$

У відповідності з (5.1) щорічні приведені витрати без врахування недовідпуску для варіантів схеми підстанції вузла 17:

$$Z_I = 0.12 \cdot 13974,377 + 2934,619 = 4611,544 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II} = 0.12 \cdot 20554,590 + 4316,464 = 6783,015 \text{ (тис.грн.)}.$$

5.5 Оцінювання надійності схем вузлової 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.

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, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_R (год.).

В даному випадку розрахунок надійності виконується для двох варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 17) (рис.5.3 – 5.4).

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 , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{\Pi} = 17,1 \cdot 10^{-3}$ (відн.од.).

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:

Для I варіанту:

$$K_0^I = 1 - 5 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.9143.$$

Для II варіанту:

$$K_{II}^0 = 1 - 8 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.8630.$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елементу 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: $\omega_{1,2} = 0.0248 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 4,2 \cdot 10^{-4}$ 1/рік.

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

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

де $T_{PI} = 500$ год;

$$\text{Тоді } T_{B2PI} = 250 - (250)^2 / 2 \cdot 500 = 187,5 \text{ год.}$$

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$З_б = \Sigma T_{н.б.} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (5.5)$$

де y_0 – питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачем ($y_0 = 120$ грн./кВт·год.);

$T_{н.б.}$ – час максимальних навантажень ($T_{н.б.} = 5400$ год).

Відповідно до (5.5) збитки від перерви електропостачання для варіантів схем вузлової підстанції будуть мати такі значення:

$$З_{бI} = (0,0001 + 0,0044 + 0,0022 + 0,0044 + 0,0022 + 0,0051 + 0,0051 + 0,0051 + 0,0051 + 0,8269 + 1,9020) \cdot 85 = 264,661 \text{ (тис.грн.);}$$

$$З_{бII} = 0,098 \text{ (тис.грн.).}$$

Таблиця 5.1 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант I)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов $\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнті режиму K_r					
			$K_0 = 0.9143$	B_1	B_2	B_3	B_4	B_5
			Для порядкового номеру режиму K_r					
			0	1	2	3	4	5
1	B_1	0,0248	Л1,Л2,Т1 0,0227 1	–	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2,Л3 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,004 1; 187,5	Л1,Л2,Т1; Т2 0,0004 1; 187,5
2	B_2	0,0248	Л2,Л3 0,0227 1	Л2,Л3 0,0004 187,5; 1	–	Л2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2,Л3; Т1 0,0004 1; 187,5	Л2,Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5
3	B_3	0,0248	Л3,Л4,Т2 0,0227 1	Л2,Л3; Т2,Л4 0,0004 187,5; 1	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	–	Л3,Л4,Т2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л3; Л4,Т2 0,0004 1; 187,5
4	B_4	0,024	Л1; Т1 0,0219 1; 187,5	Л1,Т1 0,0004 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1; Т1 0,0004 1; 187,5	–	Л1; Т1,Т2 0,0004 1; 187,5
5	B_5	0,024	Л4; Т2 0,0219 1; 187,5	Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2 0,0004 187,5	Л4; Т1,Т2 0,0004 1; 187,5	–

Таблиця 5.2 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант II)

№ Відмов Елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов $\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнті режиму K_r								
			$K_0 = 0.8630$	B_1	B_2	B_3	B_4	B_5	B_6	B_7	B_8
			Для порядкового номеру режиму K_r								
			0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	B_1	0,0248	Л1,Л2,Т1 0,0214 1	–	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	
2	B_2	0,0248	Л1,Л2,Т1 0,0214 1	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	–	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	
3	B_3	0,0248	Л3,Л4,Т2 0,0214 1	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	–	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	
4	B_4	0,0248	Л3,Л4,Т2 0,0214 1	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	–	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	
5	B_5	0,0248	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	–	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	
6	B_6	0,0248	–	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	–	–	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	

Продовження таблиці 5.2

7	В7	0,024	Л1,Л2,Т1 0,0207 1	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	-	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5
8	В8	0,024	Л3,Л4,Т2 0,0207 1	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	-

Таблиця 5.3 – Вибірка характеристик надійності варіанту I схеми вузлової підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Л2,Л3	1	9,67	1		2		0,000186
Л2,Л3,Л4; Т2	1	9,67			2		0,008202
Л2,Л3,Л4; Т2	1	9,67			1		0,004101
Л1,Л2,Л3; Т1	1	9,67			2		0,008202
Л1,Л2,Л3; Т1	1	9,67			1		0,004101
Л3,Л4,Т2; Т1	1	4			1		0,001696
Л4,Т1; Т2	1	4			1		0,001696
Л1,Л2,Т1; Т2	1	4			1		0,001696
Л1,Т1; Т2	1	4			1		0,001696
Л2,Л3	187,5	9,67			2		1,537820
Т1,Т2	187,5	4			2		0,636120
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							2,205516
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							120
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							264,661977

Таблиця 5.4 – Вибірка характеристик надійності варіанту II схеми вузлової підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Т1,Т2,Л1,Л2,Л3,Л4	1	13,67		1		7	0,000813385
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							0,000813385
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							120
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							0,097606

Щорічні витрати на спорудження схем вузлової підстанції згідно запропонованих варіантів визначаються за формулою (5.1):

$$Z_I^{\Sigma} = 0.12 \cdot 13974,377 + 2934,619 + 264,661 = 4876,205 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II}^{\Sigma} = 0.12 \cdot 20554,590 + 4316,464 + 0,098 = 6783,112 \text{ (тис.грн.)}.$$

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів для двох варіантів є незначним. Таким чином виходячи з розрахованих приведених витрат для вузлової підстанції (вузол 17) обираємо варіант I схеми (рисунок 5.4) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

РОЗДІЛ 6

ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{ном}$ для вузлів 501, 502, 503 записуємо так:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 26,75 + 0,05 \cdot 26,75 = 25,41 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{ні}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_M = 0.05 \cdot \sum P_{ні}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{ні}$; $K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Повна потужність генерування:

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}}; \quad (6.2)$$

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

$$S_{\Gamma} = \frac{25,41}{0,95} = 26,75 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

$$Q_r = \sqrt{S_r^2 - P_r^2}; \quad (6.3)$$

$$Q_r = \sqrt{26,75^2 - 25,41^2} = 7,4 \text{ (МВАр)}.$$

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.

$$Q_{СП} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{Hi}; \quad (6.4)$$

$$Q_{СП} = 13 \text{ (МВАр)};$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot Q_{СП}; \quad (6.5)$$

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot 13 = 1,3 \text{ (МВАр)};$$

Генерація реактивної потужності лініями ЛЕП:

$$Q_{ЛЕП} = \sum_{i=1}^k U^2 \cdot (b_0 \cdot l_{ЛЕП}); \quad (6.6)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 17–501.

$$Q_{ЛЕП104-502} = 112,48^2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 13,2) = 0,4 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{ЛЕП} = 0,4 + 0,6 + 0,4 + 0,3 = 1,7 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{КП i} = Q_{СП} + \Delta Q_{ЛЕП,ТР} - Q_r - Q_{ЛЕП}; \quad (6.7)$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{КП} = 13 + 1,3 - 7,4 - 1,7 = 5,2 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужність споживачів 13 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 7,4 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5400-450 УЗ на 5,2 МВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 17.

Також розрахуємо необхідність встановлення компенсуючого пристрою у вузлі 504 відповідно до формул (7.1–7.7):

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 9,67 + 0,05 \cdot 9,67 = 9,18 \text{ (МВт)};$$

$$S_{\Gamma} = \frac{9,18}{0,95} = 9,67 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{9,67^2 - 9,18^2} = 3,03 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Hi}} = 0,95 \cdot 5,22 = 4,96 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot 4,96 = 0,49 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{\text{ЛЕП2-501}} = 108,41^2 \cdot (2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6}) \cdot 13,2) = 0,8 \text{ (МВАр)};$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 4,96 + 0,49 - 3,03 - 0,8 = 1,62 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживача 9,67 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 3,03 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-1800-450 УЗ на 1,62 МВАр на низькій стороні вузла 504.

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК ТА АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – High”. 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 Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних

Введення та редагування інформації про вузли

Для введення або редагування інформації про вузли електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вузли" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вузли".

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

У відповідних полях необхідно увести “N вузла”, “Назва вузла”, "U_n, кВ", "P_n, МВт", "Q_n, МВАр".

Після закінчення редагування інформації про вузли необхідно натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо у початкові дані вносились зміни, то здійснюється перевірка введених значень і за відсутності помилок здійснюється вихід з режиму редагування. Після введення за зазначеним вище алгоритмом інформації для всіх вузлів електричної мережі був отриманий файл вхідних даних. Інформація про вузли з файла вхідних даних представлена в додатку Б.

Введення та редагування інформації про вітки

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш ←↑↓→ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

У поля “Нпочат” та “Нкінця” вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі “Тип” задається тип вітки. Якщо задано тип вітки "Одноланцюгова ЛЕП" або "Дволанцюгова ЛЕП", то у полі "Ун/Марка" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати марку проводу із доступного переліку, а у полі "L, км" ввести довжину лінії.

Якщо задана трансформаторна вітка, то у полі "Тип трансформатора" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати тип трансформатора із доступного переліку. Для закінчення введення чи редагування інформації про вітки необхідно натиснути кнопку “Закінчити зміну інформації”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і наявності помилок, видається відповідне повідомлення.

За наведеною схемою була введена інформація для всіх наявних віток електричної мережі. Інформація про вітки з файла вхідних даних представлена в додатку А.

7.2 Виконання розрахунків

Після введення всіх необхідних вхідних даних необхідно перевірити їх коректність. Для цього передбачено модуль тестування схеми на наявність помилок.

Для виклику модуля тестування даних необхідно натиснути на кнопку “Аналіз схеми” головного вікна програми. При цьому на екран виводиться вікно модуля тестування, вигляд якого залежить від наявності чи відсутності помилок у

схемі мережі. Якщо в результаті тестування помилок не було виявлено, то можна переходити до розрахунків. Натискання кнопки “Завершити” забезпечує активізацію розрахункових функцій програми.

У разі знаходження помилок у схемі у вікно тестування додаються поля у яких виводяться помилки схеми та найімовірніші методи їх виправлення.

При натисненні на кнопку "Розрахунок" виконується перевірка вхідних даних. Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку. У даному вікні відображається проходження процесу розрахунку режиму мережі.

Якщо розрахунок виконаний коректно то у нижній частині вікна засвічується поле “Виконано”. У даному випадку зачинення вікна “Розрахунок режиму” шляхом натискання кнопки “Готово” призводить до відкриття вікна результатів розрахунків.

7.3 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.

- Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою.
- Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 4,173 МВт або 1,8% від потужності генерації.

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

7.4. 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, 7.2):

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
501	111	108,46	116,74
502	109,68	107,99	115,06
503	109,17	107,79	114,28
504	108,42	107,56	114

- Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути
-

$$(0.95 \div 1.05) U_{\text{НОМ}} = 9.5 \div 10.5 \text{ кВ}$$

На шинах високої напруги рівні напруги обумовлені параметрами існуючої мережі і визначаються в результаті розрахунку режиму максимальних навантажень (додаток Б).

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
501	10,22	10,23	10,79
502	10,20	10,22	10,72
503	10,48	10,28	10,86
504	9,99	10,02	10,54

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:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{11} = 10.45 \quad (7.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки. А коефіцієнт трансформації для ЕОМ є величиною, зворотною до дійсного коефіцієнту трансформації.

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

$$\Delta U_{T501} = \frac{9,02 \cdot 4,38 + 5,21 \cdot 86,7}{111} = 4,41 \text{ кВ.}$$

За (8.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{111 - 4,41}{10,5} = 10,15$$

Ближчий за табл. 7.2 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{т501д} = 10,141$, що відповідає одинадцятій відпайці.

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

$$U_{нн501д} = \frac{111 - 4,41}{10,141} = 10,51 \text{ кВ} .$$

Таблиця 7.2 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 7.3.

Таблиця 7.3 – 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
501	4,41	10,15	10,51	11	10,141	0,099
502	3,25	10,13	10,5	11	10,141	0,099
503	1,02	10,3	10,5	10	10,298	0,097
504	4,18	9,92	10,51	11	10,141	0,099

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504 (додаток Е). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.

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; $E = E_{ан} = 0.16$ – 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 Π_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; γ – 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; ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

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

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; τ – час максимальних втрат (5400 год); ΔL_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: 17-503;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пункті 503;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 17.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 17-504 та 503-502;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 504,502.

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 27-501 та 501-502;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 501.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 27.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 73048,455 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.1–8.2. У відповідності укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 106400,378 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.3–8.5. У відповідності укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 85471,155 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.6–8.7.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 17):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 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	4 од.	746,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096	820,0

Продовження табл. 8.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	224,730	8128,254	333,933	222,861	3,648	8913,426	375,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	4 од.	152,304	4088,204	234,772	116,440	4,176	4595,896	288,0
2.10	Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
2.11	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 5,2 МВА	1 компл						1658,7	
Всього ВРУ 110 кВ			1265,189	26098,062	1164,062	741,626	15,926	30944,143	1868,0

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 503)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,430	14843,022	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,905	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження таблиці 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	4 од.	154,464	1379,908	37,265	41,808	4,000	1617,436	27,6
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	2 од.	77,232	275,736	12,844	10,476	2,000	378,288	13,8
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			463,392	3563,343	105,338	109,892	12,000	4253,964	78
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	100кВ·А	2 од.	27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
Всього			27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотирипанелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (двіпанелі)	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 двісекції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

Продовження таблиці 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	Іншіпанелізагального користування (центральної сигналізації, керування шиннимиапаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцевіпанелі – всього чотирипанелі)								
Всього ЗПК			1296,994	5874,770	300,057	207,699	9,186	7688,705	252,0
Загальнакошториснавартість			42104,312						

Таблиця 8.3 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 504):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельніроботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднаннялінії 110 кВ з вимикачеміз вбудованимитрансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднаннясекційного вимикача 110 кВіз вбудованимитрансформаторами 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

Продовження таблиці 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	14 од.	540,624	4829,678	130,396	146,328	14,000	5661,029	96,6
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			926,784	7288,849	211,322	224,888	24,000	8675,842	160,8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.2.2	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
4.2.3	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 1,62 МВА	1 компл						1057	
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	3457,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотирипанелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (двіпанелі)	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

Продовження таблиці 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.8	Панелі вводи 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			54133,048						

Таблиця 8.4 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 502):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0

Продовження таблиці 8.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	12 од.	463,392	4139,724	111,769	125,424	12,000	4852,308	82,8
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			849,522	6598,895	192,694	203,984	22,000	7867,124	147
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, Резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотирипанелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (двіпанелі)	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 таблиці 8.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводи 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл.	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			52267,33						

Таблиця 8.5 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 501):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,376	734,56	601,984	4,916	24509,718	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

Продовження таблиці 8.5

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 110 кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			665,905	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	26 од.	1004,016	8969,425	242,164	271,752	26,000	10513,334	179,4
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			1391,176	11428,573	323,09	350,312	36,000	13528,15	243,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
4.10	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 4.05 МВА	1 компл						1358,000	
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	3758,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								

Продовження таблиці 8.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем і з вбудованими трансформаторами струму	3 од.	559,962	8235,786	344,904	239,700	3,723	9384,072	615,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ з вбудованими трансформаторами струму	2 од.	149,820	5418,836	222,622	148,574	2,432	5942,284	250,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			965,549	19621,913	879,090	558,329	12,425	22037,303	1466,0
Загальна кошторисна вартість			22037,303						

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..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1431,052 \cdot 9,6 = 13738,1 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1431,052 \cdot 12 + 2072,337 \cdot 13,2 = 44527,459 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1445,069 \cdot 13,2 + 1431,052 \cdot 16,8 = 43116,585 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 73048,455 + 13738,1 = 86786,555 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 106400,378 + 44527,459 = 150927,837 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 85471,155 + 43116,585 = 128587,74 \text{ (тис.грн.)}$$

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_{Π} – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (8.9)$$

де $P_L\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування повітряних ліній (0,3%).

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{Л1} = (13738,099 \cdot 0,3)/100 = 41,2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л2} = (44527,459 \cdot 0,3)/100 = 133,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л3} = (43116,584 \cdot 0,3)/100 = 129,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П1} = (73048,455 \cdot 3)/100 = 2191,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П2} = (106400,378 \cdot 3)/100 = 3192 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П3} = (85471,155 \cdot 3)/100 = 2564,1 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подання в табл. 8.8.

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

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:17–503 П/ст:13,503	20	39	583.2
2	ЛЕП:17–504,503–502 П/ст:503,504,502	60	170	2251
3	ЛЕП:27–501,501–502 П/ст:27,501	290	284	5609

Річні видатки було розраховано за виразом (8.7).

$$V_1 = 41,2 + 2191,5 + 583,2 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2233,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 133,6 + 3192 + 2251 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 3329,31 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 129,6 + 2564,1 + 5609 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2702,9 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = (-8) \cdot 1200 = -9600 \text{ МВт} \times \text{ГОД};$$

$$W_2 = (9,67 + 8,48) \cdot 5400 = 98010 \text{ МВт} \times \text{ГОД};$$

$$W_3 = 17,97 \cdot 5400 = 97038 \text{ МВт} \times \text{ГОД};$$

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

$$\Pi_1 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 9600 - 2233,6 = 3756,8 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 98010 - 3329,31 = 16076,67 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 97038 - 2702,9 = 16510,6 \text{ тис.грн.}$$

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

$$E'_a = \frac{3756,8 / (1 + 0.16) + 16076,67 / (1 + 0.16)^2 + 16510,6 / (1 + 0.16)^3}{86786,5 / (1 + 0.16) + 150927,837 / (1 + 0.16)^2 + 128587,74 / (1 + 0.16)^3} = 0,104$$

З результатів розрахунків можна зробити висновок, про достатню ефективність розробленого проекту розвитку ЕМ, що підтверджується достатньо високою рентабельністю капітальних затрат.

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,104 = 9,6 \text{ років.}$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	44,12
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	343492
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	366302
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	9,6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	5
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,66
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	4,023
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	22

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) ($E_{ан} = 0,16$)). Терміни окупності (8,6 років) підтверджують ефективність.

РОЗДІЛ 9

ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ГРОЗОЗАХИСТУ ПЛЛ

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 перебиття та руйнування ізоляторів, і супроводжуються дуговими замиканнями, із відповідним пошкодженням обладнання та відімкненням ліній [11].

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 перебиття 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 [11].

Наявний 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 [11].

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 пробією 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 [11].

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 дуго захисні «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 [11].

Ця умовно звана «фінська» система дуго захисту 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 дуго захисних «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. Дугові 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 справедливість вищенаведеної критики [11].

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 [11].

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 пробую 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.

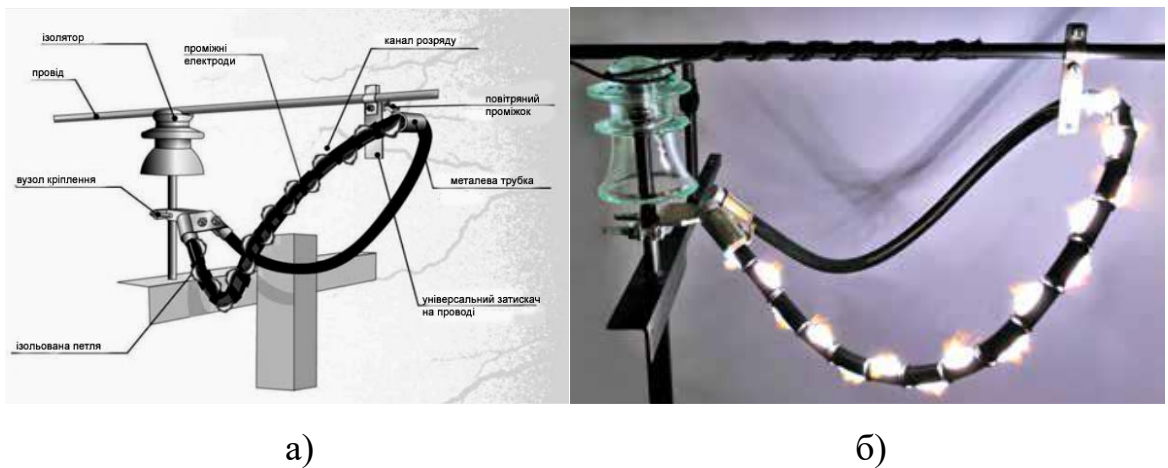


Рисунок 9.1 – Конструктивний ескіз (а); фотографія випробувань на макеті (б)

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

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 перекидаються і напівпровідниковий 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 (рисунок 9.3).

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

РДІ-ІТ захищає ПЛ як від індукованих, так і від прямих ударів блискавки в провід. ІРД (ізолятор-розрядник, рисунок 9.3) забезпечує довгий шлях проходження імпульсного перебиття 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 перебиття дуже малий, що запобігає виникненню силової дуги.

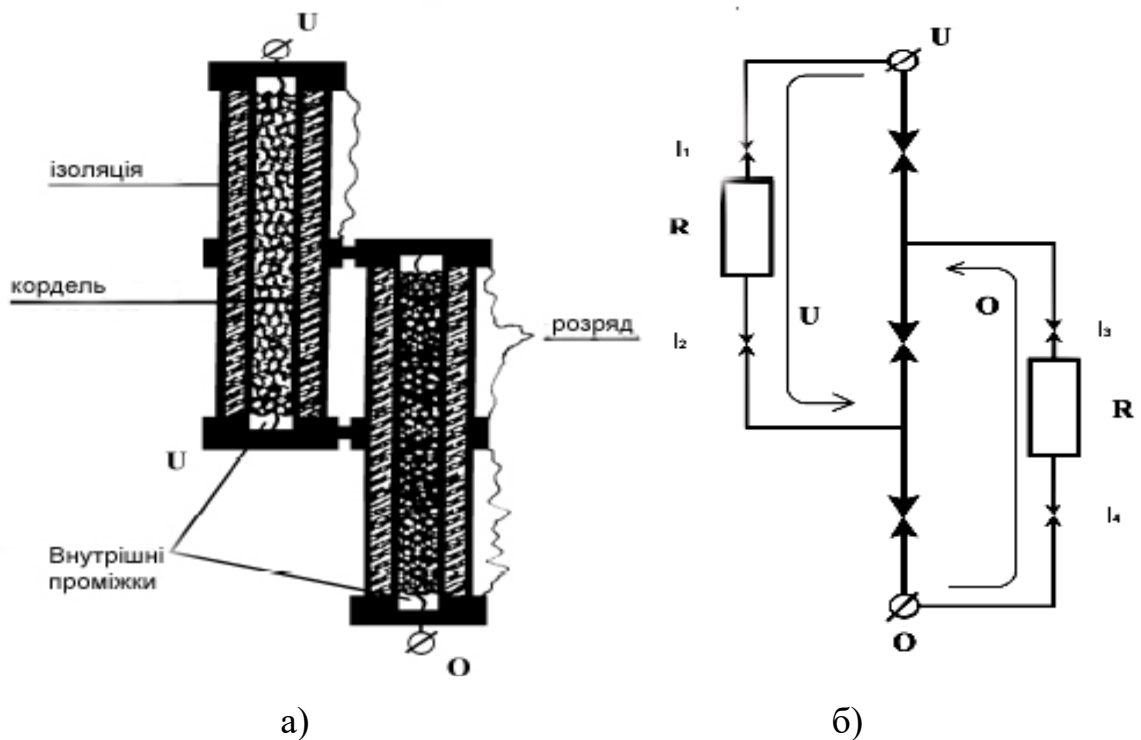


Рисунок 9.2 – Конструкція розрядника РДІ-М (а); схема заміщення (б)

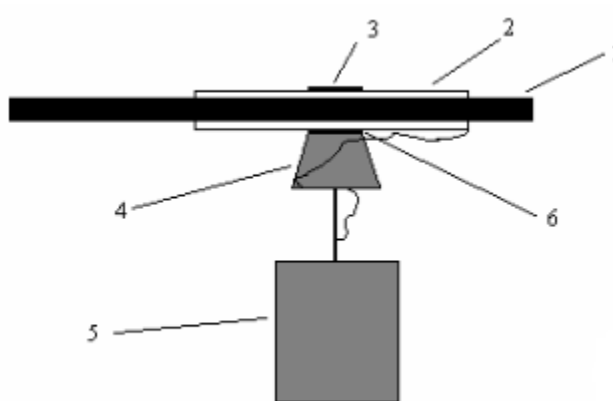


Рисунок 9.3 – Розрядник РДІ-ІТ: 1 – провід; 2 – ізоляція, 3 – металева трубка; 4 – ізолятор, 5 – заземлена опора; 6 – іскровий проміжок

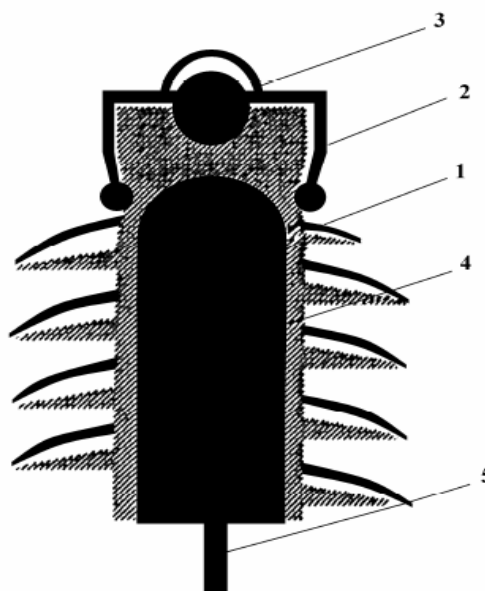


Рисунок 9.4 – Схема ізолятора-розрядника: 1 – внутрішній електрод; 2 – кріплення, 3 – провід, 4 – корпус, 5 – заземлений електрод

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 .

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].

Основа 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 видуються назовні в навколишнє повітря (рисунок 9.6).



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, видувують 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 недовипуску 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. 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 [15].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток районної електричної мережі 110 кВ та аналіз засобів блискавкозахисту», найголовнішим при експлуатації ліній електропередачі є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи

електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток районної електричної мережі 110 кВ та аналіз засобів блискавкозахисту» 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.

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 районної електричної мережі 110 кВ та аналіз засобів блискавкозахисту» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

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

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

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).
- підвищений рівень статичної електрики [15].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих 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 [28].

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним

струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.4.1 Мікроклімат

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

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт 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°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 [15].

10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

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

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [15]:

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

де e_n – 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 [15]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

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

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

10.4.5 Виробничий шум

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

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі [24].

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

Робочі місця	Рівні звукового тиску, дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								Рівень звуку, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	79	70	63	58	55	52	50	49	60

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	$\frac{1,3}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$

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

10.5 Розрахунок захисного заземлення

Як зазначалось в розділі 10.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно

заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_z \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

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

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

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

Виконуємо загальне заземлення для всієї площі території підстанції 110/10, площа якої становить $116 \times 78 \text{ м}^2$.

Приймаємо заземлюючий пристрій розміром 116×78 м.

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

Таблиця 10.5 – Питомі опори ґрунтів

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

Таблиця 10.6 – Кліматичні зони

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

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

внутрішніх провідників з контурним. Уточнюємо відстань між горизонтальними

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

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

$\frac{116}{7} = 16,57$

м. На рисунку 10.1 зображена схема заземлення.

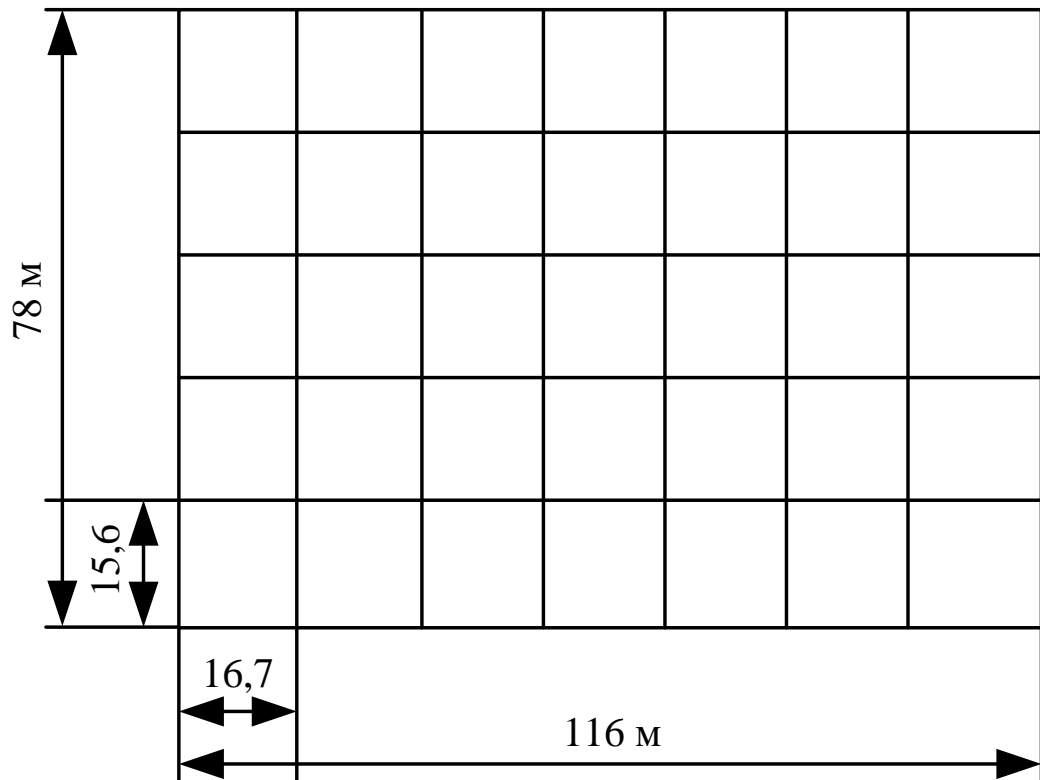


Рисунок 10.1 Схема заземлення ВРП 110 кВ.

Загальна довжина горизонтальних провідників:

$$L_{\Gamma} = 116 \cdot 6 + 78 \cdot 8 = 1320 \text{ (м)}.$$

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

$$LB = lB \cdot nB, \text{ (м)}.$$

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

Середня відстань між вертикальними провідниками

$$\alpha = P / nB, \text{ (м)}.$$

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

Визначаємо опір заземлювача

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

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

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

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

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

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

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

$$\Delta = 0,43 \frac{h_1 - t}{l_B} + 0,27 \lg \frac{a}{l_B},$$

$$\Delta = 0,43 \frac{2 - 0,7}{15} + 0,27 \lg \frac{22,2}{15} = 0,09,$$

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

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

Опір заземлювального пристрою, включаючи природні заземлювачі:

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

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

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

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

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

Таблиця 10.7 – Найбільша допустима напруга дотику

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

Розраховуємо напругу, яка прикладена до людини:

$$U_L = I_{П0}^{(1)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta, \text{ (В)}.$$

де α – коефіцієнт розподілу потенціалу по поверхні землі

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

З таблиці 10.8 визначаємо параметр М.

Таблиця 10.8 – Відношення опору верхнього шару ґрунту до нижнього

ρ_1/ρ_2	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	10
М	0,36	0,50	0,62	0,69	0,72	0,75	0,77	0,79	0,80	0,82

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$U_L > U_{ДОТ. ДОП}.$$

Для зменшення напруги дотику застосуємо підсипку шару гра вія товщиною 0,2 м по всій території ВРУ. Питомий опір верхнього шару при цьому $\rho_{в.ш.} = 5000$ Ом·м, тоді

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

Підсіпка гравієм не впливає на розтікання струму із заземлювального пристрою, так як глибина закладення заземлювачів 0,7 м більше товщини шару гравію, тому співвідношення ρ_1/ρ_2 і величина M залишаються незмінними, тоді напругу дотику

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

$$U_{\text{д}} < U_{\text{ДОТ. ДОП.}}$$

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

10.6 Пожежна безпека

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

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

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

Приміщення 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 x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [29].

Ящик для піску має місткість 3 м³ 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 [7,9].

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

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

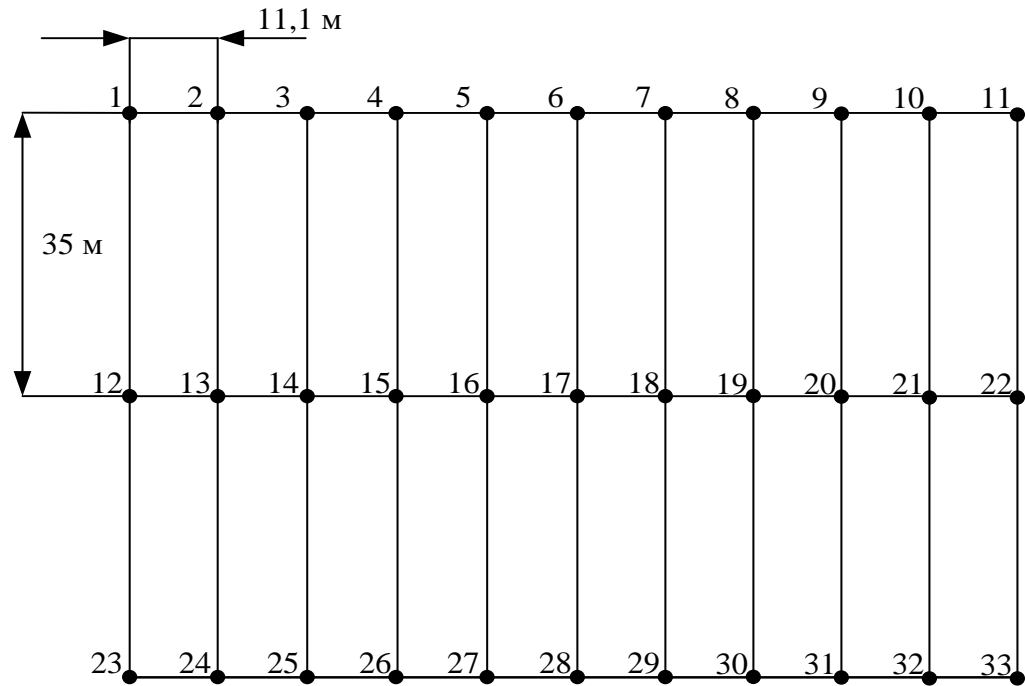


Рисунок 10.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРУ 110 кВ

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 [13].

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

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

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

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

Таблиця 10.5 – Розрахунки отриманих величин

	L_1 , м	L_2 , м	L_3 , м
r_x , м	7,125	7,125	7,125
h_0 , м	18,614	20,76	18,379
b_x , м	7	13,35	6,387

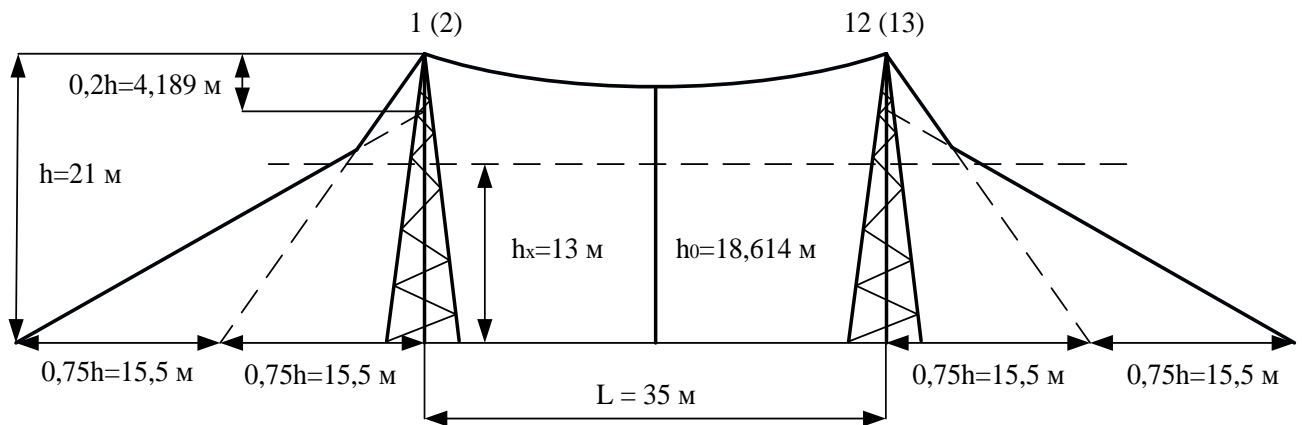


Рисунок 10.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

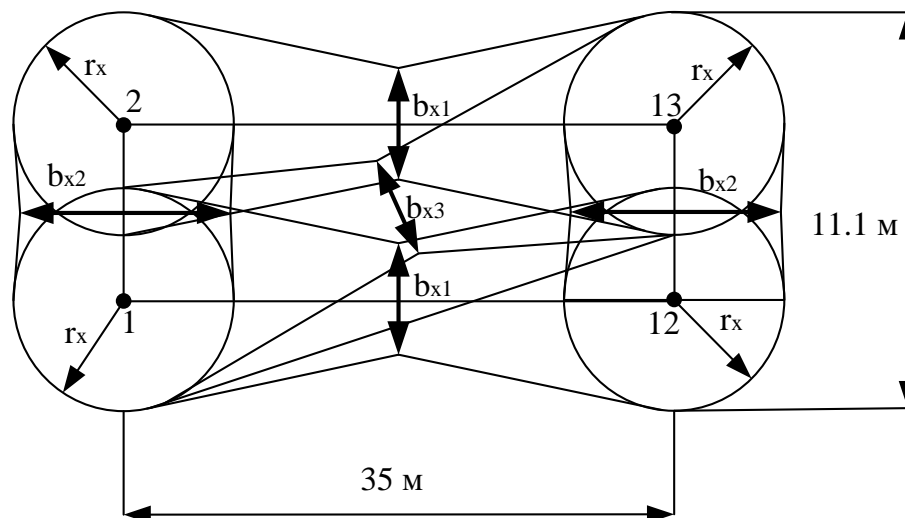


Рисунок 10.4 – Зони захисту ВРУ 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

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

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі було спроектовано розвиток фрагменту електричних мереж ПАТ “Вінницяобленерго”. До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №501, 502 та 504) та СЕС (вузол №503). Було задано, що до пунктів 501, 502, 503 та 504 під’єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одно ланцюгових лініям від двох джерел або двох ланцюговими від одного джерела і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для діючої вузлової підстанції Моївка (вузол 17) було порівняно два варіанти схеми РП. Для кожного з варіантів було визначено математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності на базі яких була вибрана краща схема типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Для ще одної діючої підстанції Яришів (вузол 27) було розраховано проведення реконструкції РП ВН, в результаті вибрано схему типу «розширений 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, для підстанцій вузлів 501, 502, 503 та 504 було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів ”.

Для спроектованої мережі були проведені розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (5 років) та перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність

використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання робочого рівня напруги. Мінімальний та після аварійний режими у якому розмикається найбільше завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 5,095 МВт при сумарній активній потужності генерації 147,460 МВт. Загальні витрати на мережу складають 366302,1 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність оскільки E близький до E_a , та відносно швидкий термін окупності 9,6 років.

В процесі аналізу блискавкозахисту електромережі були розглянуті питання, щодо забезпечення захисту електроустаткування від перенапруги, та забезпеченню безперебійного постачання електроенергії до споживачів, що, зокрема, сприяє підвищенню безпеки експлуатації електрообладнання.

Переважно досліджувалось питання блискавкозахисту повітряних ліній електропередачі. Як правило, захист від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою заземлених тросів. Наразі, в умовах, коли традиційні заходи блискавкозахисту не дають бажаного ефекту і число грозових відключень є неприпустимо великим, виникає необхідність відмовитися від застосування грозозахисних тросів. Саме для цього застосовують нові типи розрядників, зокрема це РДІ і ІРМК. В роботі визначили недоліки та переваги різних інших блискавко захисних пристроїв.

Для захисту обладнання підстанції від прямих ударів блискавки використовується система блискавковідводів. Необхідна кількість і висота блискавковідводів вибирається відповідно до нормованих рекомендацій. Розрахункове значення надійності захисту станцій і ПС від прямих ударів блискавки вибирають в залежності від ступеня відповідальності об'єкта, 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. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Ochrona przed piorunowym impulsem elektromagnetycznym. Zasady ogólne. 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. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва.
5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
7. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (IEC 62305:2006, NEQ): ДСТУ Б В.2.5-38:2008. – Введений 01.01.2009. - Київ: Держстандарт України, 2008. - 65 с.
8. Ліщак І. В. Оцінка надійності схем грозозахисту повітряних ліній електропередавання / І. В. Ліщак, Т. В. Бінкевич // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2014. – № 785 : Електроенергетичні та електромеханічні системи. – С. 39-45.
9. ДСТУ EN 62305:2012 “Захист від блискавки”.
10. СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 липня 2012 року № 515.
11. 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.
12. 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

13. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf

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

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

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

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

18. Нетребський, В.; Казьмірук, О.; Бученко, І.; Фурман, А.. ОСОБЛИВОСТІ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ. НТКП ВНТУ. Факультет електроенергетики та електромеханіки, Ukraine, may. 2023. Available at: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18174>>. Date accessed: 25 May. 2023.

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток районної електричної мережі 110 кВ та аналіз засобів
обліскавкозахисту

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

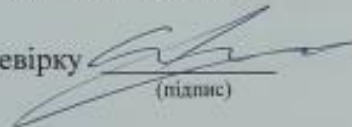
Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 84,5 % Схожість 15,5 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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


Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

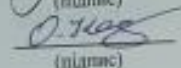
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Бученко І.А.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Казьмірук О.І.
(прізвище, ініціали)


Додаток А1. Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

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



(підпис)

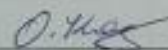
"20" "03" 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

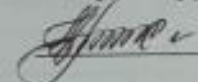
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
**РОЗВИТОК РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ ТА АНАЛІЗ
ЗАСОБІВ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ**

08-13.МКР.003.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

 Казьмірук О.І.

Магістрант групи ЕСМ-21 мз

 Бученко І.А.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та дослідження сучасних засобів захисту від удару 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	14.03.23	16.03.23	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	17.03.23	18.03.23	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	19.03.23	05.04.23	
4	Дослідження системи захисту від блискавки	06.04.23	30.04.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.23	10.05.23	
6	Техніко-економічна частина	11.05.23	16.05.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	
8	Оформлення презентації	26.05.23	30.05.23	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

8. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:120000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

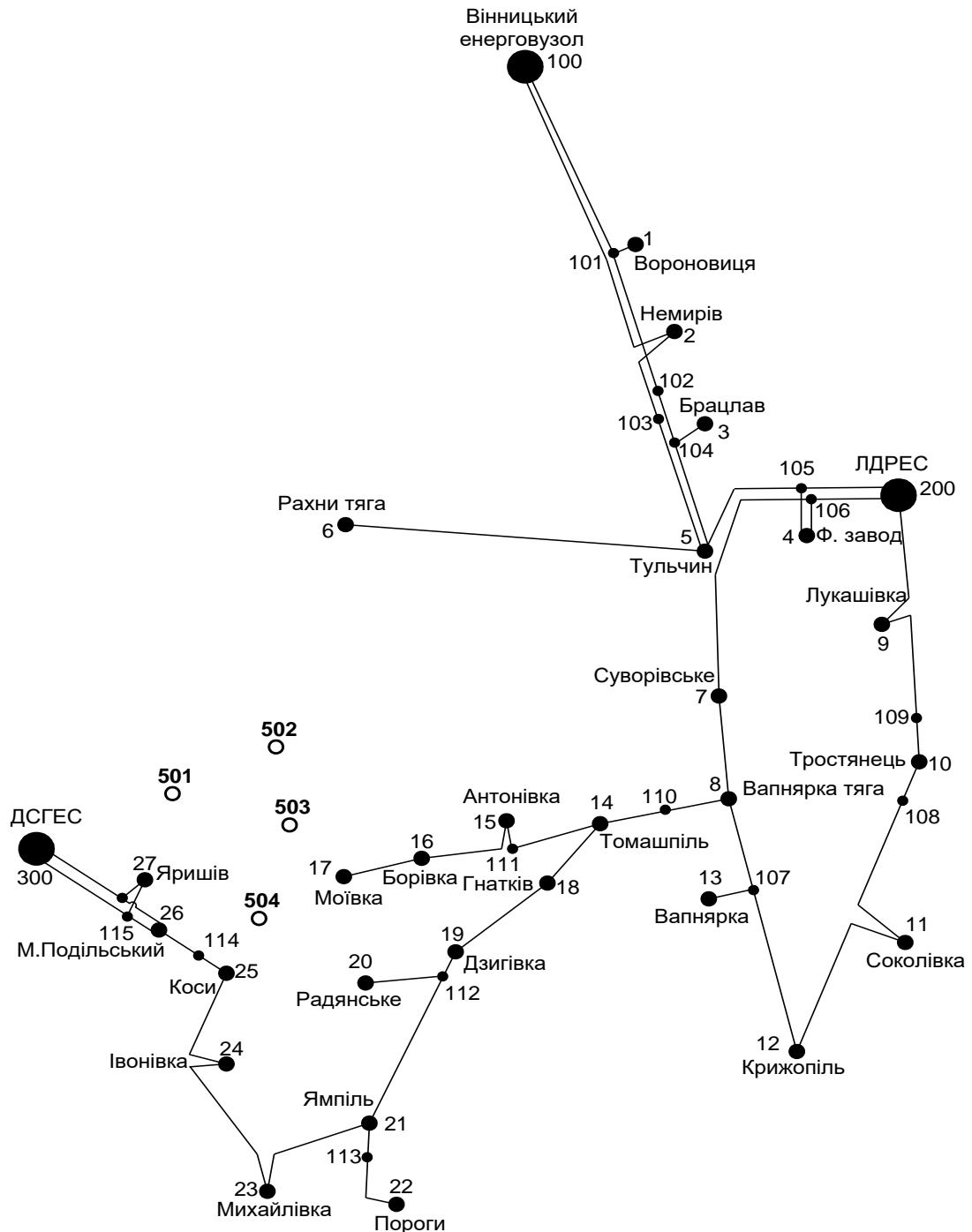


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

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 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 120 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 20 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	СЕС 3 (503)	Нова 4 (504)
Навантаження, МВт	18,4	8,5	-8,0	9,7
cos φ	0,9	0,9	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	98	90	92	94	95	95	95	98	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	101	Вінницький енерговузол – 101	14,08	АС-185
101	1	101 – Вороновиця	7,55	АС-95
101	102	101 – 102	23,82	АС-185
102	104	102 – 104	14,2	АС-150
104	3	104 – Брацлав	5,1	АС-95
104	5	104 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	103	Немирів – 103	4	АС-185
103	5	103 – Тульчин	28,6	АС-150
5	6	Тульчин – Рахни тяга	37,53	АС-120
105	5	105 – Тульчин	24,8	АС-150
105	4	105 – Ферментний завод	0,8	АС-95
106	4	106 – Ферментний завод	0,8	АС-95
200	105	Ладжинська ТЕС – 105	2,3	АС-150
200	106	Ладжинська ТЕС – 106	2,3	АС-150
106	7	106 – Суворівське	37,46	АС-150
7	8	Суворівське – Вапнярка тяга	15,7	АС-150
200	9	Ладжинська ТЕС – Лукашівка	8,36	АС-150
9	109	Лукашівка – 109	29,77	АС-150
109	10	109 – Тростянець	0,5	АС-120
10	108	Тростянець – 108	0,5	АС-120
108	11	108 – Соболівка	27,91	АС-150
12	11	Крижопіль – Соболівка	15,8	АС-150
107	12	107 – Крижопіль	18,4	АС-150
107	13	107 – Вапнярка	0,015	АС-150
8	107	Вапнярка тяга – 107	7,4	АС-150
8	110	Вапнярка тяга – 110	5	АС-150
110	14	110 – Томашпіль	13	АС-120
14	111	Томашпіль – 111	21,67	АС-120
111	15	111 – Антонівка	0,07	АС-150
15	16	Антонівка – Борівка	14,7	АС-120
16	17	Борівка – Моївка	8,25	АС-120
14	18	Томашпіль – Гнатків	16,48	АС-120
18	19	Гнатків – Дзигівка	18,3	АС-120
112	19	112 – Дзигівка	2,8	АС-120
112	20	112 – Радянське	8,9	АС-120
21	112	Ямпіль – 112	10,4	АС-120
21	113	Ямпіль – 113	0,38	АС-95

113	22	113 – Пороги	4,9	АС-150
23	21	Михайлівка – Ямпіль	18,37	АС-150
24	23	Івонівка – Михайлівка	12	АС-120
25	24	Коси – Івонівка	22,4	АС-120
114	25	114 – Коси	4	АС-95
26	114	Мог.Подільський – 114	18,6	АС-120
115	26	115 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
115	27	115 – Яришів	2×1,65	АС-185
300	115	Дністровська ГЕС – 115	2×16,6	АС-185

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

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

ДОДАТОК 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.: 114.697 МВт / 1004.748 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 111.340 МВт / 975.338 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.367 МВт / 10.225 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.367 МВт / 10.225 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.737 МВт / 6.460 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.310 МВт / 1.339 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.047 МВт / 7.799 млн.кВт*г

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

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

100021	0.000	0.000	111.877	-1.46
1002355	0.000	0.000	37.102	-2.06
1002100	0.000	0.000	10.482	-2.59
100210	6.180	3.170	10.482	-2.60
1003	2.390	1.360	10.586	-2.77
10041	9.170	4.350	10.258	-2.29
10042	0.000	0.000	10.481	-0.08
10051	0.000	0.000	112.560	-1.45
10053	0.000	0.000	37.668	-1.44
100510	4.390	2.240	10.734	-1.65
1051	0.000	0.000	112.325	-1.67
1053	0.000	0.000	37.668	-1.44
10510	0.000	0.000	10.735	-1.65
10061	0.000	0.000	109.922	-2.22
10063	0.000	0.000	26.285	-2.22
100610	14.160	7.640	10.436	-2.93
1061	0.000	0.000	109.922	-2.22
1063	0.000	0.000	26.285	-2.22
10610	0.000	0.000	10.436	-2.94
1071	2.590	1.260	10.376	-4.13
10081	0.000	0.000	108.673	-3.39
10083	0.000	0.000	25.986	-3.39
100810	15.960	9.050	10.301	-4.21
1081	0.000	0.000	108.673	-3.39
1083	0.000	0.000	25.986	-3.39
10810	0.000	0.000	10.301	-4.21
1091	2.190	1.190	10.689	-2.32
100103	0.000	0.000	37.243	-2.33
100101	0.000	0.000	111.245	-2.33
1001010	4.190	2.020	10.557	-3.11
10101	0.000	0.000	111.245	-2.33
10103	0.000	0.000	37.243	-2.33
101010	0.000	0.000	10.558	-3.11
1011	2.390	1.020	10.422	-3.97
100121	0.000	0.000	110.161	-2.47
1001210	3.590	1.740	10.496	-2.88
10121	0.000	0.000	110.164	-2.47
101213	0.000	0.000	36.881	-2.47
101210	0.000	0.000	10.496	-2.88
100131	2.490	1.420	10.235	-4.58
100141	0.000	0.000	108.432	-3.51
100143	0.000	0.000	36.301	-3.51
1001410	2.390	1.300	10.305	-4.09
10141	0.000	0.000	108.432	-3.51
10143	0.000	0.000	36.301	-3.51
101410	0.000	0.000	10.305	-4.09
10151	2.490	1.200	10.160	-5.53
10161	2.190	1.250	10.143	-5.41
10171	0.000	0.000	105.591	-5.97
10173	0.000	0.000	35.350	-5.97
101710	3.990	2.150	9.912	-7.64
10181	2.490	1.210	10.181	-5.21
10191	2.190	1.250	10.176	-4.90
10201	1.990	0.970	10.231	-4.71
10211	3.490	1.970	10.199	-4.86
10221	0.000	0.000	106.379	-5.18
10223	0.000	0.000	35.614	-5.18
102210	3.790	1.940	10.006	-6.74
10231	2.290	1.300	10.228	-4.65
100241	2.390	1.160	10.440	-3.29
10241	0.000	0.000	10.440	-3.29
10251	2.190	1.190	10.409	-3.82
100261	0.000	0.000	111.508	-2.25
10026	0.000	0.000	37.331	-2.25
1002610	3.590	2.030	10.584	-2.92
10261	0.000	0.000	111.507	-2.25
10263	0.000	0.000	37.331	-2.25
102610	0.000	0.000	10.584	-2.92
100271	0.000	0.000	113.931	-0.88
100273	0.000	0.000	38.129	-0.88
1002710	3.790	1.830	10.871	-1.05
10271	0.000	0.000	113.741	-1.07
10273	0.000	0.000	38.129	-0.88
102710	0.000	0.000	10.872	-1.05
100123	0.000	0.000	36.881	-2.47
1151	0.000	0.000	114.805	-0.08
1152	0.000	0.000	114.147	-0.47

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

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

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

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

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

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

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

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

1002100	0.000	0.000	10.463	-2.30
100210	6.180	3.170	10.463	-2.30
1003	2.390	1.360	10.586	-2.76
10041	9.170	4.350	10.258	-2.29
10042	0.000	0.000	10.481	-0.07
10051	0.000	0.000	112.560	-1.43
10053	0.000	0.000	37.668	-1.43
100510	4.390	2.240	10.734	-1.63
1051	0.000	0.000	112.325	-1.65
1053	0.000	0.000	37.668	-1.43
10510	0.000	0.000	10.735	-1.63
10061	0.000	0.000	109.922	-2.21
10063	0.000	0.000	26.285	-2.21
100610	14.160	7.640	10.436	-2.92
1061	0.000	0.000	109.922	-2.21
1063	0.000	0.000	26.285	-2.21
10610	0.000	0.000	10.436	-2.92
1071	2.590	1.260	10.366	-3.89
10081	0.000	0.000	108.530	-3.03
10083	0.000	0.000	25.952	-3.03
100810	15.960	9.050	10.287	-3.85
1081	0.000	0.000	108.530	-3.03
1083	0.000	0.000	25.952	-3.03
10810	0.000	0.000	10.288	-3.86
1091	2.190	1.190	10.688	-2.29
100103	0.000	0.000	37.228	-2.21
100101	0.000	0.000	111.200	-2.21
1001010	4.190	2.020	10.553	-2.99
10101	0.000	0.000	111.200	-2.21
10103	0.000	0.000	37.228	-2.21
101010	0.000	0.000	10.553	-2.99
1011	2.390	1.020	10.414	-3.75
100121	0.000	0.000	110.056	-2.20
1001210	3.590	1.740	10.486	-2.61
10121	0.000	0.000	110.059	-2.20
101213	0.000	0.000	36.846	-2.20
101210	0.000	0.000	10.486	-2.61
100131	2.490	1.420	10.222	-4.26
100141	0.000	0.000	108.232	-2.96
100143	0.000	0.000	36.234	-2.96
1001410	2.390	1.300	10.286	-3.54
10141	0.000	0.000	108.232	-2.96
10143	0.000	0.000	36.234	-2.96
101410	0.000	0.000	10.286	-3.54
10151	2.490	1.200	10.134	-4.63
10161	2.190	1.250	10.111	-4.26
10171	0.000	0.000	105.223	-4.68
10173	0.000	0.000	35.227	-4.68
101710	3.990	2.150	9.876	-6.36
10181	2.490	1.210	10.163	-4.75
10191	2.190	1.250	10.159	-4.53
10201	1.990	0.970	10.214	-4.36
10211	3.490	1.970	10.183	-4.56
10221	0.000	0.000	106.204	-4.89
10223	0.000	0.000	35.556	-4.89
102210	3.790	1.940	9.989	-6.45
10231	2.290	1.300	10.214	-4.40
100241	2.390	1.160	10.428	-3.07
10241	0.000	0.000	10.428	-3.07
10251	2.190	1.190	10.400	-3.67
100261	0.000	0.000	111.438	-2.16
10026	0.000	0.000	37.308	-2.16
1002610	3.590	2.030	10.577	-2.83
10261	0.000	0.000	111.438	-2.16
10263	0.000	0.000	37.308	-2.16
102610	0.000	0.000	10.577	-2.83
100271	0.000	0.000	111.610	-1.67
100273	0.000	0.000	37.352	-1.66
1002710	3.790	1.830	10.649	-1.84
10271	0.000	0.000	111.417	-1.86
10273	0.000	0.000	37.352	-1.66
102710	0.000	0.000	10.649	-1.85
100123	0.000	0.000	36.846	-2.20
1151	0.000	0.000	112.710	-0.77
1152	0.000	0.000	114.119	-0.43
501	0.000	0.000	111.003	-1.44
502	0.000	0.000	109.677	-1.70
503	0.000	0.000	109.170	-1.76
504	0.000	0.000	108.418	-1.92
501110	17.970	8.890	10.214	-5.11

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.544	3.567	8.529	3.532	0.015	0.034	0.046	0.343
101	102	6.120	3.144	6.105	3.111	0.015	0.032	0.035	0.464
102	104	6.105	3.802	6.093	3.781	0.012	0.022	0.036	0.342
104	5	3.684	2.900	3.679	2.890	0.005	0.009	0.024	0.240
5	103	-1.332	0.370	-1.332	0.369	0.001	0.002	-0.007	-0.036
103	2	-1.332	0.947	-1.333	0.947	0.000	0.000	-0.008	0.004
2	100	-8.525	-5.879	-8.584	-6.011	0.059	0.131	-0.053	-1.357
2	10021	4.877	5.025	4.866	4.680	0.010	0.344	0.036	4.166
10021	100235	-2.253	-2.119	-2.256	-2.162	0.002	0.043	-0.016	-1.138
100235	1002355	-2.256	-2.162	-2.256	-2.162	0.000	0.000	-0.049	-0.000
100021	1002355	2.258	2.205	2.256	2.162	0.002	0.043	0.016	1.138
2	100021	2.260	2.277	2.258	2.205	0.002	0.072	0.016	1.889
12	100121	1.012	0.506	1.012	0.491	0.001	0.015	0.006	0.733
100121	100123	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.000	-0.002
100123	101213	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.001	-0.000
10121	101213	0.049	0.012	0.049	0.012	0.000	0.000	0.000	0.001
12	10121	2.579	1.318	2.578	1.280	0.001	0.038	0.015	0.730
10121	101210	2.529	1.267	2.528	1.244	0.001	0.023	0.015	0.460
101210	1001210	2.528	1.244	2.528	1.244	0.000	0.000	0.155	0.000
100121	1001210	1.061	0.504	1.060	0.494	0.001	0.009	0.006	0.459
10	100101	2.098	1.109	2.096	1.046	0.002	0.063	0.012	1.538
100101	100103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
100103	10103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10101	10103	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10101	2.098	1.109	2.096	1.046	0.002	0.063	0.012	1.538
10101	101010	2.097	1.045	2.094	1.008	0.002	0.037	0.012	0.934
101010	1001010	2.094	1.008	2.094	1.008	0.000	0.000	0.127	0.000
100101	1001010	2.096	1.048	2.093	1.011	0.002	0.037	0.012	0.936
10021	100210	7.120	6.799	7.098	6.799	0.022	0.000	0.052	0.169
100210	1002100	0.922	3.631	0.922	3.631	0.000	0.000	0.206	0.000
21	1002100	-0.918	-3.631	-0.922	-3.631	0.003	0.000	-0.020	-0.019
21	112	1.904	2.936	1.901	2.931	0.003	0.004	0.018	0.158
112	19	-0.105	2.301	-0.105	2.300	0.000	0.000	-0.012	0.022
19	18	-2.312	1.203	-2.315	1.199	0.003	0.004	-0.014	-0.034
18	14	-4.823	0.336	-4.832	0.323	0.009	0.013	-0.026	-0.188
14	110	-10.446	-4.534	-10.484	-4.589	0.038	0.055	-0.060	-0.558
110	8	-10.484	-4.295	-10.495	-4.316	0.011	0.020	-0.059	-0.180
8	107	-4.163	-2.881	-4.166	-2.887	0.003	0.006	-0.026	-0.135
107	12	-6.675	-4.098	-6.695	-4.133	0.019	0.036	-0.041	-0.505
10	109	-17.113	-8.324	-17.117	-8.329	0.004	0.006	-0.097	-0.035
109	9	-17.117	-7.803	-17.291	-8.122	0.174	0.317	-0.096	-1.761
9	200	-19.498	-8.805	-19.559	-8.917	0.061	0.112	-0.108	-0.548
8	7	-22.385	-11.311	-22.556	-11.624	0.170	0.312	-0.131	-1.316
7	106	-25.165	-12.200	-25.661	-13.107	0.494	0.903	-0.145	-3.406
106	4	0.359	0.706	0.359	0.706	0.000	0.000	0.004	0.003
4	105	-8.889	-4.501	-8.891	-4.504	0.002	0.002	-0.050	-0.033
105	200	-22.890	-10.889	-22.913	-10.932	0.023	0.043	-0.127	-0.180
105	5	13.999	6.888	13.903	6.712	0.096	0.175	0.078	1.208
106	200	-26.021	-13.082	-26.052	-13.139	0.031	0.057	-0.146	-0.210
8	10081	7.987	4.931	7.981	4.678	0.006	0.251	0.049	1.689
10081	10083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
10083	1083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.001	0.000
1081	1083	-0.010	0.021	-0.010	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1081	7.988	4.931	7.982	4.679	0.006	0.251	0.049	1.689
1081	10810	7.992	4.657	7.986	4.501	0.006	0.156	0.049	1.064
10810	100810	7.986	4.501	7.985	4.501	0.000	0.000	0.514	0.001
10081	100810	7.971	4.700	7.965	4.543	0.006	0.156	0.049	1.072
14	111	3.190	4.116	3.177	4.096	0.013	0.019	0.027	0.490
111	15	3.177	4.443	3.177	4.443	0.000	0.000	0.029	0.002
15	16	0.669	3.267	0.665	3.262	0.004	0.005	0.018	0.194
16	17	-1.542	2.190	-1.543	2.189	0.001	0.002	-0.014	0.030
17	503	-11.702	-6.291	-11.741	-6.347	0.039	0.056	-0.070	-0.505
503	502	-7.450	-6.647	-7.477	-6.686	0.027	0.039	-0.053	-0.511
502	501	-16.010	-11.049	-16.153	-11.256	0.142	0.206	-0.102	-1.339
501	27	-34.226	-21.387	-34.455	-22.031	0.228	0.642	-0.210	-1.501
27	1151	-38.296	-23.969	-38.341	-24.069	0.045	0.100	-0.231	-0.230

1151	300	-38.341	-23.743	-38.793	-24.745	0.450	0.998	-0.231	-2.300
27	100271	1.300	0.650	1.299	0.626	0.001	0.024	0.007	0.907
100271	100273	0.822	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.004	0.039
100273	10273	0.821	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.013	0.000
10271	10273	-0.821	-0.278	-0.821	-0.281	0.000	0.003	-0.004	-0.167
27	10271	2.494	1.265	2.492	1.208	0.002	0.056	0.014	1.112
10271	102710	3.313	1.486	3.310	1.486	0.003	0.000	0.019	0.079
102710	1002710	3.310	1.486	3.310	1.486	0.000	0.000	0.196	0.000
100271	1002710	0.478	0.345	0.478	0.343	0.000	0.002	0.003	0.288
501	501110	9.016	5.212	8.977	4.448	0.039	0.761	0.054	4.605
501110	5011102	-8.982	-4.436	-8.983	-4.436	0.000	0.000	-0.565	-0.001
501	5011102	9.021	5.201	8.983	4.436	0.039	0.761	0.054	4.596
502	502110	4.252	2.327	4.237	2.055	0.015	0.270	0.025	3.399
502110	5021102	-4.238	-2.052	-4.238	-2.052	0.000	0.000	-0.266	-0.000
502	5021102	4.253	2.323	4.238	2.052	0.015	0.270	0.025	3.394
503	503110	-2.155	0.259	-2.161	0.172	0.006	0.087	-0.011	0.099
503110	5031102	5.834	0.172	5.834	0.172	0.000	0.000	0.323	0.001
503	5031102	-2.155	0.262	-2.161	0.175	0.006	0.087	-0.011	0.105
504	5031102	-3.664	-0.188	-3.673	-0.347	0.009	0.158	-0.020	-0.656
504	17	-6.121	-6.476	-6.133	-6.493	0.012	0.017	-0.047	-0.256
10141	10143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10143	100143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100143	100143	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100141	1001410	0.924	0.514	0.923	0.502	0.001	0.012	0.006	0.753
1001410	101410	-1.465	-0.797	-1.465	-0.797	0.000	0.000	-0.093	-0.000
10141	101410	1.466	0.817	1.465	0.797	0.001	0.020	0.009	0.751
14	10141	1.468	0.852	1.466	0.818	0.001	0.034	0.009	1.242
14	100141	0.925	0.536	0.924	0.514	0.001	0.021	0.006	1.242
24	100241	1.196	0.613	1.194	0.580	0.002	0.033	0.007	1.457
100241	10241	-1.194	-0.579	-1.194	-0.579	0.000	0.000	-0.073	-0.000
24	10241	1.197	0.612	1.194	0.579	0.002	0.033	0.007	1.456
26	100261	1.798	1.092	1.796	1.043	0.002	0.049	0.011	1.500
100261	10026	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10026	10263	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10261	10263	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	10261	1.798	1.093	1.796	1.043	0.002	0.049	0.011	1.501
10261	102610	1.796	1.042	1.794	1.013	0.002	0.029	0.011	0.906
102610	1002610	1.794	1.013	1.794	1.013	0.000	0.000	0.112	0.000
100261	1002610	1.795	1.044	1.793	1.016	0.002	0.029	0.011	0.908
21	23	-8.324	-3.343	-8.350	-3.390	0.026	0.047	-0.047	-0.526
23	24	-10.657	-4.388	-10.693	-4.439	0.036	0.051	-0.060	-0.513
24	25	-13.106	-5.227	-13.205	-5.371	0.098	0.143	-0.074	-1.157
25	114	-15.411	-6.300	-15.441	-6.335	0.029	0.035	-0.086	-0.276
114	26	-15.441	-5.957	-15.551	-6.116	0.110	0.159	-0.085	-1.100
26	1152	-19.186	-7.811	-19.315	-8.096	0.128	0.284	-0.106	-1.257
1152	300	-19.315	-7.381	-19.407	-7.586	0.092	0.204	-0.104	-0.884
10051	100510	0.550	0.417	0.550	0.413	0.000	0.003	0.004	0.341
100510	10510	-3.837	-1.825	-3.837	-1.825	0.000	0.000	-0.228	-0.000
1051	10510	3.841	1.825	3.837	1.825	0.004	0.000	0.022	0.092
1051	1053	-0.954	-0.346	-0.954	-0.351	0.000	0.004	-0.005	-0.202
1053	10053	-0.954	-0.351	-0.954	-0.351	0.000	0.000	-0.016	-0.000
10051	10053	0.955	0.351	0.954	0.351	0.000	0.000	0.005	0.044
5	10051	1.507	0.799	1.505	0.767	0.001	0.032	0.009	1.087
5	1051	2.889	1.555	2.887	1.479	0.002	0.076	0.017	1.333
1061	1063	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1063	10063	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10061	10063	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
10061	100610	7.072	3.953	7.067	3.836	0.004	0.116	0.042	0.878
100610	10610	-7.084	-3.799	-7.084	-3.799	0.000	0.000	-0.444	-0.001
1061	10610	7.089	3.916	7.084	3.799	0.004	0.116	0.042	0.871
6	1061	7.085	4.123	7.081	3.935	0.004	0.188	0.042	1.381
6	10061	7.084	4.123	7.080	3.934	0.004	0.188	0.042	1.381
1	1001	2.397	1.283	2.388	1.159	0.008	0.124	0.014	2.791
101	1	2.409	1.222	2.408	1.221	0.001	0.002	0.014	0.084
4	10041	9.185	4.800	9.164	4.347	0.021	0.451	0.052	2.533
4	10042	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
504	504110	9.757	6.906	9.664	5.217	0.093	1.682	0.064	9.938
504110	5041102	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
16	10161	2.197	1.375	2.189	1.249	0.008	0.125	0.014	3.228
15	10151	2.498	1.349	2.488	1.199	0.010	0.149	0.015	3.236
10171	101710	3.998	2.308	3.987	2.149	0.010	0.159	0.025	2.256
9	1091	2.196	1.299	2.189	1.189	0.007	0.109	0.013	2.799
21	113	3.826	2.258	3.826	2.257	0.000	0.000	0.023	0.008
113	22	3.826	2.344	3.824	2.341	0.002	0.003	0.024	0.078
22	10221	3.805	2.312	3.796	2.076	0.009	0.235	0.023	3.384
10221	10223	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10221	102210	3.796	2.076	3.788	1.939	0.009	0.137	0.023	2.042
11	1011	2.397	1.145	2.388	1.019	0.008	0.125	0.014	2.689
11	108	-12.779	-6.207	-12.874	-6.382	0.095	0.174	-0.074	-1.291
18	10181	2.498	1.359	2.488	1.209	0.010	0.149	0.015	3.258

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

ДОДАТОК 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.: 52.777 МВт / 462.327 млн.кВт*г

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

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.368 МВт / 1.587 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.368 МВт / 1.587 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.809 МВт / 7.091 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.060 МВт / 0.259 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.869 МВт / 7.350 млн.кВт*г

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

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

1002355	0.000	0.000	36.440	-0.78
1002100	0.000	0.000	10.375	-0.97
100210	2.160	1.109	10.375	-0.97
1003	0.830	0.474	10.389	-1.06
10041	3.210	1.550	9.958	-0.87
10042	0.000	0.000	10.038	-0.03
10051	0.000	0.000	109.263	-0.58
10053	0.000	0.000	36.574	-0.57
100510	1.530	0.780	10.439	-0.65
1051	0.000	0.000	109.179	-0.66
1053	0.000	0.000	36.574	-0.57
10510	0.000	0.000	10.440	-0.65
10061	0.000	0.000	108.359	-0.87
10063	0.000	0.000	25.911	-0.87
100610	4.950	2.673	10.337	-1.12
1061	0.000	0.000	108.359	-0.87
1063	0.000	0.000	25.911	-0.87
10610	0.000	0.000	10.337	-1.12
1071	0.907	0.439	10.326	-1.50
10081	0.000	0.000	108.067	-1.21
10083	0.000	0.000	25.841	-1.21
100810	5.580	3.165	10.304	-1.50
1081	0.000	0.000	108.067	-1.21
1083	0.000	0.000	25.841	-1.21
10810	0.000	0.000	10.304	-1.50
1091	0.767	0.415	10.416	-0.87
100103	0.000	0.000	36.446	-0.88
100101	0.000	0.000	108.864	-0.88
1001010	1.460	0.708	10.383	-1.16
10101	0.000	0.000	108.864	-0.88
10103	0.000	0.000	36.446	-0.88
101010	0.000	0.000	10.383	-1.16
1011	0.837	0.429	10.330	-1.46
100121	0.000	0.000	108.567	-0.91
1001210	1.256	0.607	10.370	-1.06
10121	0.000	0.000	108.568	-0.91
101213	0.000	0.000	36.347	-0.91
101210	0.000	0.000	10.370	-1.06
100131	0.872	0.495	10.283	-1.64
100141	0.000	0.000	108.023	-1.21
100143	0.000	0.000	36.164	-1.21
1001410	0.837	0.453	10.309	-1.41
10141	0.000	0.000	108.023	-1.21
10143	0.000	0.000	36.164	-1.21
101410	0.000	0.000	10.309	-1.41
10151	0.872	0.422	10.257	-1.79
10161	0.767	0.436	10.247	-1.66
10171	0.000	0.000	107.009	-1.80
10173	0.000	0.000	35.825	-1.80
101710	1.396	0.753	10.172	-2.36
10181	0.872	0.422	10.272	-1.84
10191	0.767	0.436	10.272	-1.76
10201	0.698	0.338	10.291	-1.70
10211	1.221	0.691	10.279	-1.76
10221	0.000	0.000	107.431	-1.88
10223	0.000	0.000	35.966	-1.88
102210	1.326	0.680	10.219	-2.40
10231	0.802	0.453	10.290	-1.71
100241	0.837	0.404	10.360	-1.24
10241	0.000	0.000	10.360	-1.24
10251	0.767	0.415	10.345	-1.44
100261	0.000	0.000	108.991	-0.86
10026	0.000	0.000	36.488	-0.86
1002610	1.256	0.712	10.396	-1.10
10261	0.000	0.000	108.991	-0.86
10263	0.000	0.000	36.488	-0.86
102610	0.000	0.000	10.396	-1.10
100271	0.000	0.000	108.987	-0.66
100273	0.000	0.000	36.482	-0.66
1002710	1.326	0.642	10.415	-0.72
10271	0.000	0.000	108.918	-0.73
10273	0.000	0.000	36.482	-0.66
102710	0.000	0.000	10.415	-0.72
100123	0.000	0.000	36.347	-0.91
1151	0.000	0.000	109.361	-0.32
1152	0.000	0.000	109.806	-0.19
501	0.000	0.000	108.684	-0.57
502	0.000	0.000	108.356	-0.70
503	0.000	0.000	108.263	-0.75
504	0.000	0.000	108.022	-0.87

501110	6.290	3.110	10.260	-1.87
5011102	0.000	0.000	10.260	-1.88
502110	2.966	1.430	10.264	-1.69
5021102	0.000	0.000	10.264	-1.69
503110	-2.800	0.000	10.370	0.75
5031102	0.000	0.000	10.370	0.75
504110	3.380	1.820	10.205	-2.00
5041102	0.000	0.000	10.205	-2.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

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

27	1151	-13.179	-5.485	-13.184	-5.496	0.005	0.011	-0.075	-0.065
1151	300	-13.184	-5.188	-13.232	-5.293	0.047	0.105	-0.075	-0.641
27	100271	0.454	0.221	0.454	0.218	0.000	0.003	0.003	0.314
100271	100273	0.287	0.098	0.287	0.098	0.000	0.000	0.002	0.014
100273	10273	0.287	0.098	0.287	0.098	0.000	0.000	0.005	0.000
10271	10273	-0.287	-0.098	-0.287	-0.098	0.000	0.000	-0.002	-0.057
27	10271	0.872	0.431	0.871	0.424	0.000	0.007	0.005	0.385
10271	102710	1.159	0.521	1.158	0.521	0.000	0.000	0.007	0.029
102710	1002710	1.158	0.521	1.158	0.521	0.000	0.000	0.070	0.000
100271	1002710	0.167	0.120	0.167	0.120	0.000	0.000	0.001	0.101
501	501110	3.147	1.649	3.142	1.556	0.005	0.092	0.019	1.469
501110	5011102	-3.144	-1.552	-3.144	-1.552	0.000	0.000	-0.197	-0.000
501	5011102	3.149	1.645	3.144	1.552	0.005	0.092	0.019	1.466
502	502110	1.484	0.748	1.482	0.715	0.002	0.033	0.009	1.087
502110	5021102	-1.482	-0.714	-1.482	-0.714	0.000	0.000	-0.092	-0.000
502	5021102	1.484	0.747	1.482	0.714	0.002	0.033	0.009	1.085
503	503110	-1.397	0.036	-1.399	-0.000	0.002	0.037	-0.007	-0.153
503110	5031102	1.399	-0.000	1.399	-0.000	0.000	0.000	0.078	0.000
503	5031102	-1.397	0.037	-1.399	0.000	0.002	0.037	-0.007	-0.151
504	504110	1.691	0.955	1.689	0.910	0.002	0.045	0.010	1.380
504110	5041102	-1.689	-0.909	-1.689	-0.909	0.000	0.000	-0.108	-0.000
504	5041102	1.692	0.954	1.689	0.909	0.002	0.045	0.010	1.379
10141	10143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10143	100143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100141	100143	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100141	1001410	0.323	0.176	0.323	0.175	0.000	0.002	0.002	0.248
1001410	101410	-0.513	-0.278	-0.513	-0.278	0.000	0.000	-0.033	-0.000
10141	101410	0.513	0.280	0.513	0.278	0.000	0.002	0.003	0.248
14	10141	0.513	0.285	0.513	0.280	0.000	0.004	0.003	0.408
14	100141	0.324	0.179	0.324	0.176	0.000	0.003	0.002	0.408
24	100241	0.418	0.206	0.418	0.202	0.000	0.004	0.002	0.486
100241	10241	-0.418	-0.202	-0.418	-0.202	0.000	0.000	-0.026	-0.000
24	10241	0.419	0.206	0.418	0.202	0.000	0.004	0.002	0.485
26	100261	0.628	0.366	0.628	0.359	0.000	0.006	0.004	0.512
100261	10026	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10026	10263	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10261	10263	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	10261	0.628	0.366	0.628	0.359	0.000	0.006	0.004	0.512
10261	102610	0.628	0.359	0.628	0.355	0.000	0.004	0.004	0.310
102610	1002610	0.628	0.355	0.628	0.355	0.000	0.000	0.040	0.000
100261	1002610	0.628	0.360	0.627	0.356	0.000	0.004	0.004	0.310
21	23	-2.883	-0.972	-2.886	-0.977	0.003	0.006	-0.016	-0.168
23	24	-3.699	-1.021	-3.703	-1.026	0.004	0.006	-0.020	-0.156
24	25	-4.559	-1.014	-4.570	-1.030	0.011	0.016	-0.025	-0.340
25	114	-5.348	-1.100	-5.351	-1.104	0.003	0.004	-0.029	-0.081
114	26	-5.351	-0.743	-5.363	-0.760	0.012	0.018	-0.029	-0.299
26	1152	-6.657	-1.030	-6.671	-1.062	0.014	0.032	-0.035	-0.316
1152	300	-6.671	-0.401	-6.682	-0.424	0.010	0.023	-0.035	-0.194
10051	100510	0.192	0.144	0.192	0.144	0.000	0.000	0.001	0.120
100510	10510	-1.337	-0.636	-1.337	-0.636	0.000	0.000	-0.082	-0.000
1051	10510	1.338	0.636	1.337	0.636	0.000	0.000	0.008	0.033
1051	1053	-0.332	-0.121	-0.332	-0.121	0.000	0.001	-0.002	-0.070
1053	10053	-0.332	-0.121	-0.332	-0.121	0.000	0.000	-0.006	-0.000
10051	10053	0.332	0.121	0.332	0.121	0.000	0.000	0.002	0.016
5	10051	0.524	0.270	0.524	0.266	0.000	0.004	0.003	0.378
5	1051	1.006	0.525	1.005	0.515	0.000	0.010	0.006	0.463
1061	10610	2.477	1.344	2.476	1.329	0.001	0.014	0.015	0.293
10610	100610	2.476	1.329	2.476	1.329	0.000	0.000	0.157	0.000
10061	100610	2.471	1.357	2.471	1.342	0.001	0.014	0.015	0.295
10061	10063	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
10063	1063	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
1061	1063	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	1061	2.475	1.374	2.474	1.350	0.001	0.023	0.015	0.464
6	10061	2.474	1.374	2.474	1.350	0.001	0.023	0.015	0.463
17	504	3.412	1.671	3.410	1.668	0.002	0.003	0.020	0.097
4	10041	3.211	1.608	3.208	1.549	0.003	0.059	0.019	0.888
4	10042	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
12	11	-3.643	-1.448	-3.648	-1.456	0.004	0.008	-0.021	-0.194
16	10161	0.768	0.451	0.767	0.436	0.001	0.015	0.005	1.046
15	10151	0.873	0.440	0.871	0.422	0.001	0.018	0.005	1.040
11	108	-4.495	-1.252	-4.506	-1.272	0.011	0.020	-0.025	-0.369
11	1011	0.838	0.445	0.836	0.429	0.001	0.017	0.005	1.031
107	13	0.882	0.575	0.882	0.575	0.000	0.000	0.006	0.000
21	113	1.346	0.667	1.346	0.667	0.000	0.000	0.008	0.003
113	22	1.346	0.752	1.346	0.751	0.000	0.000	0.008	0.026
22	10221	1.327	0.723	1.326	0.696	0.001	0.028	0.008	1.042
10221	102210	1.326	0.696	1.325	0.680	0.001	0.016	0.008	0.633
10221	10223	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
23	10231	0.803	0.469	0.801	0.453	0.001	0.016	0.005	1.084
18	10181	0.873	0.440	0.871	0.422	0.001	0.018	0.005	1.040

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

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО РЕЖИМУ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

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

1002355	0.000	0.000	39.133	-1.84
1002100	0.000	0.000	11.063	-2.31
100210	6.180	3.170	11.063	-2.31
1003	2.390	1.360	11.184	-2.50
10041	9.170	4.350	10.819	-2.07
10042	0.000	0.000	11.030	-0.07
10051	0.000	0.000	118.701	-1.31
10053	0.000	0.000	39.725	-1.30
100510	4.390	2.240	11.323	-1.49
1051	0.000	0.000	118.479	-1.51
1053	0.000	0.000	39.725	-1.30
10510	0.000	0.000	11.324	-1.49
10061	0.000	0.000	116.219	-2.00
10063	0.000	0.000	27.790	-2.00
100610	14.160	7.640	11.042	-2.64
1061	0.000	0.000	116.219	-2.00
1063	0.000	0.000	27.790	-2.00
10610	0.000	0.000	11.043	-2.64
1071	2.590	1.260	10.967	-3.68
10081	0.000	0.000	114.751	-2.99
10083	0.000	0.000	27.439	-2.99
100810	15.960	9.050	10.887	-3.72
1081	0.000	0.000	114.750	-2.99
1083	0.000	0.000	27.439	-2.99
10810	0.000	0.000	10.888	-3.72
1091	2.190	1.190	11.278	-2.08
100103	0.000	0.000	39.295	-2.08
100101	0.000	0.000	117.374	-2.08
1001010	4.190	2.020	11.148	-2.78
10101	0.000	0.000	117.374	-2.08
10103	0.000	0.000	39.295	-2.08
101010	0.000	0.000	11.148	-2.78
1011	2.390	1.020	11.014	-3.54
100121	0.000	0.000	116.229	-2.18
1001210	3.590	1.740	11.078	-2.55
10121	0.000	0.000	116.232	-2.19
101213	0.000	0.000	38.912	-2.19
101210	0.000	0.000	11.079	-2.55
100131	2.490	1.420	10.827	-4.06
100141	0.000	0.000	114.358	-3.06
100143	0.000	0.000	38.285	-3.06
1001410	2.390	1.300	10.876	-3.57
10141	0.000	0.000	114.358	-3.06
10143	0.000	0.000	38.285	-3.06
101410	0.000	0.000	10.876	-3.57
10151	2.490	1.200	10.709	-4.79
10161	2.190	1.250	10.672	-4.62
10171	0.000	0.000	111.048	-5.09
10173	0.000	0.000	37.177	-5.09
101710	3.990	2.150	10.444	-6.60
10181	2.490	1.210	10.767	-4.60
10191	2.190	1.250	10.770	-4.35
10201	1.990	0.970	10.823	-4.18
10211	3.490	1.970	10.797	-4.33
10221	0.000	0.000	112.666	-4.61
10223	0.000	0.000	37.719	-4.61
102210	3.790	1.940	10.618	-6.00
10231	2.290	1.300	10.828	-4.15
100241	2.390	1.160	11.031	-2.94
10241	0.000	0.000	11.031	-2.94
10251	2.190	1.190	11.007	-3.43
100261	0.000	0.000	117.649	-2.02
10026	0.000	0.000	39.387	-2.02
1002610	3.590	2.030	11.176	-2.62
10261	0.000	0.000	117.649	-2.02
10263	0.000	0.000	39.387	-2.02
102610	0.000	0.000	11.176	-2.62
100271	0.000	0.000	117.480	-1.79
100273	0.000	0.000	39.318	-1.79
1002710	3.790	1.830	11.211	-1.95
10271	0.000	0.000	117.296	-1.97
10273	0.000	0.000	39.318	-1.79
102710	0.000	0.000	11.212	-1.95
100123	0.000	0.000	38.912	-2.19
1151	0.000	0.000	118.550	-0.95
1152	0.000	0.000	120.175	-0.43
501	0.000	0.000	116.738	-1.79
502	0.000	0.000	115.061	-2.31
503	0.000	0.000	114.284	-2.58
504	0.000	0.000	114.004	-2.65

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.663	3.295	8.649	3.264	0.014	0.031	0.044	0.316
101	102	6.240	2.985	6.227	2.955	0.013	0.029	0.033	0.433
102	104	6.227	3.722	6.216	3.702	0.011	0.020	0.035	0.324
104	5	3.806	2.902	3.802	2.894	0.005	0.009	0.023	0.231
5	103	-0.997	0.387	-0.998	0.386	0.000	0.001	-0.005	-0.015
103	2	-0.998	1.028	-0.998	1.028	0.000	0.000	-0.007	0.007
2	100	-9.000	-5.719	-9.057	-5.844	0.056	0.125	-0.051	-1.296
2	10021	5.428	5.009	5.418	4.662	0.010	0.345	0.036	3.958
10021	100235	-2.506	-2.108	-2.508	-2.151	0.002	0.043	-0.016	-1.082
100235	1002355	-2.508	-2.151	-2.508	-2.151	0.000	0.000	-0.049	-0.000
100021	1002355	2.510	2.194	2.508	2.151	0.002	0.043	0.016	1.082
2	100021	2.512	2.267	2.510	2.194	0.002	0.072	0.016	1.793
12	100121	1.012	0.504	1.011	0.491	0.000	0.013	0.006	0.692
100121	100123	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.000	-0.002
100123	101213	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.001	-0.000
10121	101213	0.049	0.012	0.049	0.012	0.000	0.000	0.000	0.001
12	10121	2.579	1.311	2.578	1.277	0.001	0.034	0.014	0.689
10121	101210	2.529	1.265	2.528	1.244	0.001	0.020	0.014	0.434
101210	1001210	2.528	1.244	2.528	1.244	0.000	0.000	0.147	0.000
100121	1001210	1.061	0.503	1.060	0.494	0.001	0.008	0.006	0.434
10	100101	2.098	1.099	2.096	1.042	0.002	0.056	0.011	1.447
100101	100103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
100103	10103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10101	10103	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10101	2.098	1.099	2.096	1.042	0.002	0.056	0.011	1.447
10101	101010	2.096	1.041	2.094	1.008	0.002	0.033	0.011	0.879
101010	1001010	2.094	1.008	2.094	1.008	0.000	0.000	0.120	0.000
100101	1001010	2.095	1.044	2.093	1.011	0.002	0.033	0.011	0.881
10021	100210	7.924	6.770	7.902	6.770	0.022	0.000	0.052	0.179
100210	1002100	1.726	3.602	1.726	3.602	0.000	0.000	0.208	0.000
21	1002100	-1.722	-3.602	-1.726	-3.602	0.003	0.000	-0.020	-0.037
21	112	3.749	2.703	3.745	2.697	0.004	0.006	0.023	0.189
112	19	1.739	2.128	1.738	2.127	0.000	0.001	0.014	0.032
19	18	-0.469	1.076	-0.469	1.075	0.001	0.001	-0.006	0.044
18	14	-2.978	0.285	-2.981	0.281	0.003	0.004	-0.015	-0.106
14	110	-14.373	-3.703	-14.431	-3.787	0.058	0.084	-0.074	-0.620
110	8	-14.431	-3.460	-14.448	-3.491	0.017	0.031	-0.074	-0.195
8	107	-5.482	-2.674	-5.486	-2.682	0.004	0.008	-0.030	-0.142
107	12	-7.995	-3.833	-8.018	-3.874	0.022	0.041	-0.044	-0.509
10	109	-18.451	-7.893	-18.454	-7.898	0.004	0.006	-0.097	-0.034
109	9	-18.454	-7.314	-18.629	-7.633	0.174	0.318	-0.096	-1.697
9	200	-20.836	-8.239	-20.897	-8.350	0.061	0.111	-0.107	-0.525
8	7	-25.025	-10.607	-25.206	-10.937	0.180	0.328	-0.135	-1.292
7	106	-27.815	-11.402	-28.330	-12.344	0.513	0.938	-0.147	-3.320
106	4	-0.509	0.928	-0.509	0.928	0.000	0.000	-0.005	0.001
4	105	-9.762	-4.278	-9.764	-4.280	0.002	0.002	-0.051	-0.033
105	200	-23.953	-10.312	-23.976	-10.353	0.022	0.041	-0.124	-0.171
105	5	14.190	6.589	14.102	6.429	0.087	0.159	0.075	1.133
106	200	-27.821	-12.462	-27.852	-12.519	0.031	0.056	-0.145	-0.203
8	10081	7.986	4.887	7.980	4.661	0.005	0.224	0.046	1.591
10081	10083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
10083	1083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
1081	1083	-0.010	0.021	-0.010	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1081	7.987	4.887	7.981	4.662	0.005	0.224	0.046	1.591
1081	10810	7.991	4.641	7.986	4.501	0.005	0.139	0.046	1.002
10810	100810	7.986	4.501	7.985	4.501	0.000	0.000	0.485	0.001
10081	100810	7.971	4.683	7.965	4.543	0.005	0.139	0.046	1.010
14	111	8.965	3.325	8.925	3.267	0.040	0.058	0.048	0.717
111	15	8.925	3.652	8.925	3.652	0.000	0.000	0.048	0.002
15	16	6.417	2.511	6.402	2.490	0.014	0.021	0.035	0.358
16	17	4.195	1.464	4.192	1.460	0.003	0.005	0.022	0.127
17	503	-9.584	-6.250	-9.584	-6.250	0.000	0.000	-0.058	-0.000
503	502	-17.637	-6.723	-17.725	-6.851	0.088	0.128	-0.095	-0.800
502	501	-26.258	-11.133	-26.537	-11.536	0.278	0.402	-0.143	-1.713
501	27	-44.606	-21.480	-44.917	-22.356	0.310	0.873	-0.244	-1.606

27	1151	-48.763	-24.288	-48.822	-24.420	0.059	0.131	-0.265	-0.247
1151	300	-48.822	-24.059	-49.417	-25.379	0.593	1.315	-0.265	-2.467
27	100271	1.300	0.647	1.299	0.626	0.001	0.021	0.007	0.864
100271	100273	0.821	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.004	0.037
100273	10273	0.821	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.013	0.000
10271	10273	-0.821	-0.278	-0.821	-0.281	0.000	0.003	-0.004	-0.159
27	10271	2.493	1.259	2.492	1.208	0.002	0.051	0.014	1.060
10271	102710	3.313	1.486	3.310	1.486	0.003	0.000	0.018	0.075
102710	1002710	3.310	1.486	3.310	1.486	0.000	0.000	0.187	0.000
100271	1002710	0.478	0.345	0.478	0.343	0.000	0.002	0.003	0.274
501	501110	9.012	5.133	8.977	4.448	0.035	0.683	0.051	4.360
501110	5011102	-8.982	-4.436	-8.983	-4.436	0.000	0.000	-0.535	-0.001
501	5011102	9.017	5.122	8.983	4.436	0.035	0.683	0.051	4.351
502	502110	4.250	2.301	4.237	2.055	0.013	0.244	0.024	3.260
502110	5021102	-4.238	-2.052	-4.238	-2.052	0.000	0.000	-0.253	-0.000
502	5021102	4.252	2.297	4.238	2.052	0.013	0.244	0.024	3.256
503	503110	4.016	0.275	3.998	0.001	0.018	0.272	0.020	1.392
503110	5031102	-3.997	0.001	-3.998	0.001	0.000	0.000	-0.212	-0.000
503	5031102	4.016	0.273	3.998	-0.001	0.018	0.272	0.020	1.388
504	504110	4.850	2.955	4.831	2.610	0.019	0.343	0.029	4.188
504110	5041102	-4.833	-2.606	-4.833	-2.606	0.000	0.000	-0.300	-0.000
504	5041102	4.852	2.951	4.833	2.606	0.019	0.343	0.029	4.183
10141	10143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10143	100143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100141	100143	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100141	1001410	0.924	0.513	0.923	0.502	0.001	0.011	0.005	0.713
1001410	101410	-1.465	-0.797	-1.465	-0.797	0.000	0.000	-0.088	-0.000
10141	101410	1.466	0.815	1.465	0.797	0.001	0.018	0.008	0.711
14	10141	1.467	0.846	1.466	0.816	0.001	0.030	0.008	1.176
14	100141	0.925	0.532	0.924	0.513	0.001	0.019	0.005	1.176
24	100241	1.196	0.609	1.194	0.580	0.002	0.029	0.007	1.373
100241	10241	-1.194	-0.579	-1.194	-0.579	0.000	0.000	-0.069	-0.000
24	10241	1.196	0.609	1.194	0.579	0.002	0.029	0.007	1.372
26	100261	1.797	1.084	1.795	1.040	0.002	0.044	0.010	1.413
100261	10026	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10026	10263	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10261	10263	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	10261	1.797	1.084	1.796	1.040	0.002	0.044	0.010	1.413
10261	102610	1.796	1.039	1.794	1.013	0.002	0.026	0.010	0.854
102610	1002610	1.794	1.013	1.794	1.013	0.000	0.000	0.106	0.000
100261	1002610	1.795	1.041	1.793	1.016	0.002	0.026	0.010	0.855
21	23	-9.366	-3.022	-9.394	-3.073	0.028	0.051	-0.049	-0.515
23	24	-11.701	-4.005	-11.738	-4.058	0.037	0.053	-0.061	-0.501
24	25	-14.153	-4.789	-14.252	-4.933	0.099	0.143	-0.074	-1.120
25	114	-16.459	-5.807	-16.488	-5.842	0.029	0.035	-0.085	-0.267
114	26	-16.488	-5.420	-16.597	-5.578	0.108	0.157	-0.085	-1.055
26	1152	-20.236	-7.201	-20.360	-7.477	0.124	0.275	-0.104	-1.183
1152	300	-20.360	-6.685	-20.450	-6.882	0.089	0.197	-0.103	-0.828
10051	100510	0.550	0.416	0.550	0.413	0.000	0.003	0.003	0.323
100510	10510	-3.837	-1.825	-3.837	-1.825	0.000	0.000	-0.216	-0.000
1051	10510	3.841	1.825	3.837	1.825	0.003	0.000	0.021	0.087
1051	1053	-0.954	-0.346	-0.954	-0.350	0.000	0.004	-0.005	-0.190
1053	10053	-0.954	-0.350	-0.954	-0.350	0.000	0.000	-0.015	-0.000
10051	10053	0.955	0.350	0.954	0.350	0.000	0.000	0.005	0.042
5	10051	1.506	0.795	1.505	0.767	0.001	0.029	0.008	1.026
5	1051	2.888	1.547	2.886	1.479	0.002	0.068	0.016	1.259
1061	10610	7.088	3.903	7.084	3.799	0.004	0.104	0.040	0.817
10610	100610	7.084	3.799	7.084	3.799	0.000	0.000	0.420	0.001
10061	100610	7.071	3.941	7.067	3.836	0.004	0.104	0.040	0.824
10061	10063	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
10063	1063	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
1061	1063	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	1061	7.084	4.091	7.080	3.922	0.004	0.168	0.040	1.295
6	10061	7.083	4.090	7.079	3.922	0.004	0.168	0.040	1.295
17	504	9.750	5.664	9.732	5.638	0.017	0.025	0.057	0.286
4	10041	9.183	4.755	9.164	4.347	0.019	0.406	0.049	2.386
4	10042	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
12	11	-11.662	-5.371	-11.702	-5.445	0.040	0.073	-0.063	-0.623
16	10161	2.196	1.362	2.189	1.249	0.007	0.112	0.013	3.083
15	10151	2.497	1.333	2.488	1.199	0.009	0.134	0.014	3.075
11	108	-14.109	-5.822	-14.208	-6.003	0.099	0.180	-0.075	-1.259
11	1011	2.396	1.132	2.388	1.019	0.007	0.112	0.013	2.527
107	13	2.509	1.631	2.509	1.631	0.000	0.000	0.015	0.000
21	113	3.826	2.208	3.826	2.207	0.000	0.000	0.022	0.007
113	22	3.826	2.304	3.824	2.301	0.002	0.003	0.022	0.073
22	10221	3.803	2.269	3.795	2.060	0.008	0.208	0.022	3.149
10221	102210	3.795	2.060	3.788	1.939	0.008	0.121	0.022	1.902
10221	10223	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
23	10231	2.296	1.418	2.289	1.299	0.008	0.119	0.013	3.131
18	10181	2.497	1.342	2.488	1.209	0.009	0.133	0.014	3.064

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

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

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

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

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

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

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

ДОДАТОК Е

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

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

ДОДАТОК Є

Результати розрахунку режимів максимальних навантажень
з урахуванням етапності розвитку ЕМ

1 рік розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
17		-8.967	7.089	109.700	0.00
503		0.000	0.000	110.104	-0.02
503110		-8.000	0.000	10.715	4.14
5031102		0.000	0.000	10.715	4.14

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Р _п , МВт	Q _п , МВАр	Р _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
503	17	4.805	8.524	4.785	8.495	0.020	0.030	0.051	0.404
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049
503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.215	0.000

2 рік розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
17		-8.967	7.089	109.700	0.00
503		0.000	0.000	110.104	-0.02
503110		-8.000	0.000	10.715	4.14
5031102		0.000	0.000	10.715	4.14
502		0.000	0.000	110.391	-0.22

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

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

3 рік розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.490 МВт / 389.736 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 43.916 МВт / 384.128 млн.кВт*г

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

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.065 МВт / 0.573 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.218 МВт / 2.161 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.284 МВт / 2.734 млн.кВт*г

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
503	17	4.805	8.524	4.785	8.495	0.020	0.030	0.051	0.404
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049
503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.215	0.000

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

ДОДАТОК Г
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**РОЗВИТОК РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ
ТА АНАЛІЗ ЗАСОБІВ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ**

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

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

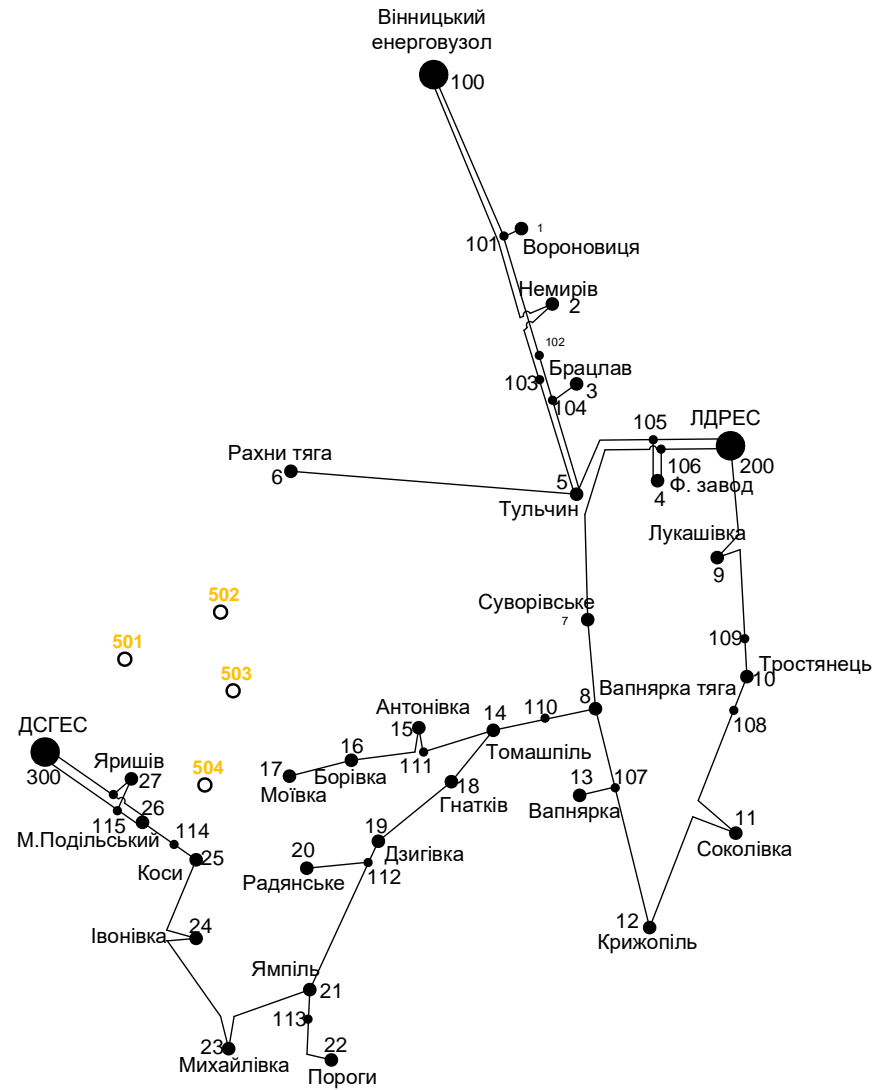
- проведено розрахунок та вибір моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проведено розрахунок та аналіз режимів оптимальної моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проведено аналіз засобів для захисту від ударів блискавки;
- розв'язано питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує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

Об'єктом дослідження є фрагмент електричних мереж.

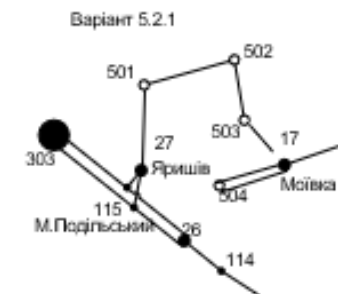
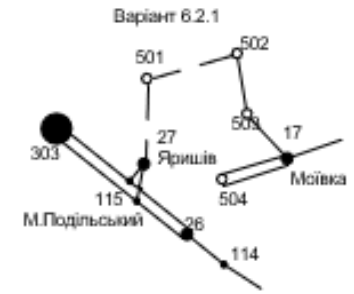
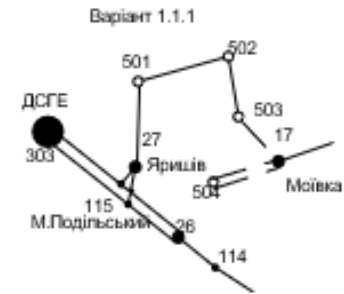
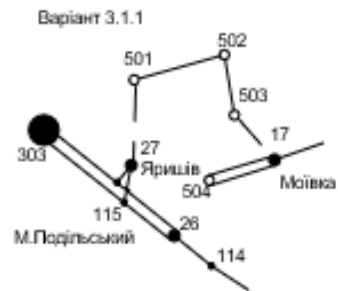
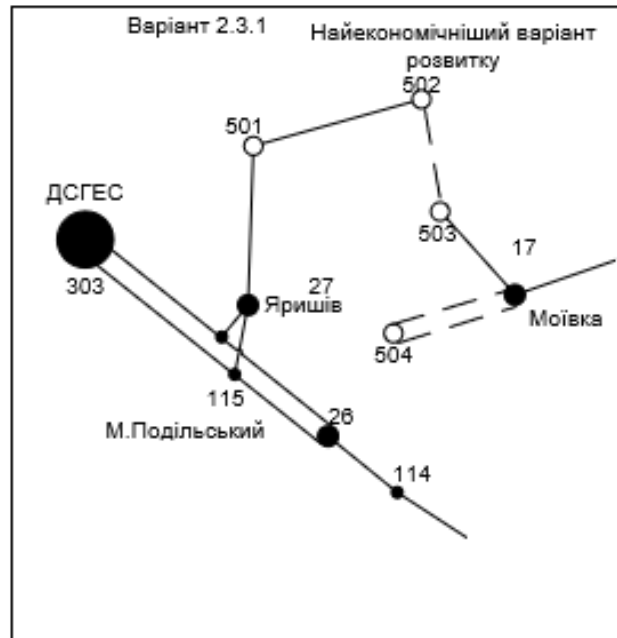
Предметом дослідження є методи розрахунку нормальних режимів ЕЕС.

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».

Схема існуючої мережі та
розташування нових пунктів живлення

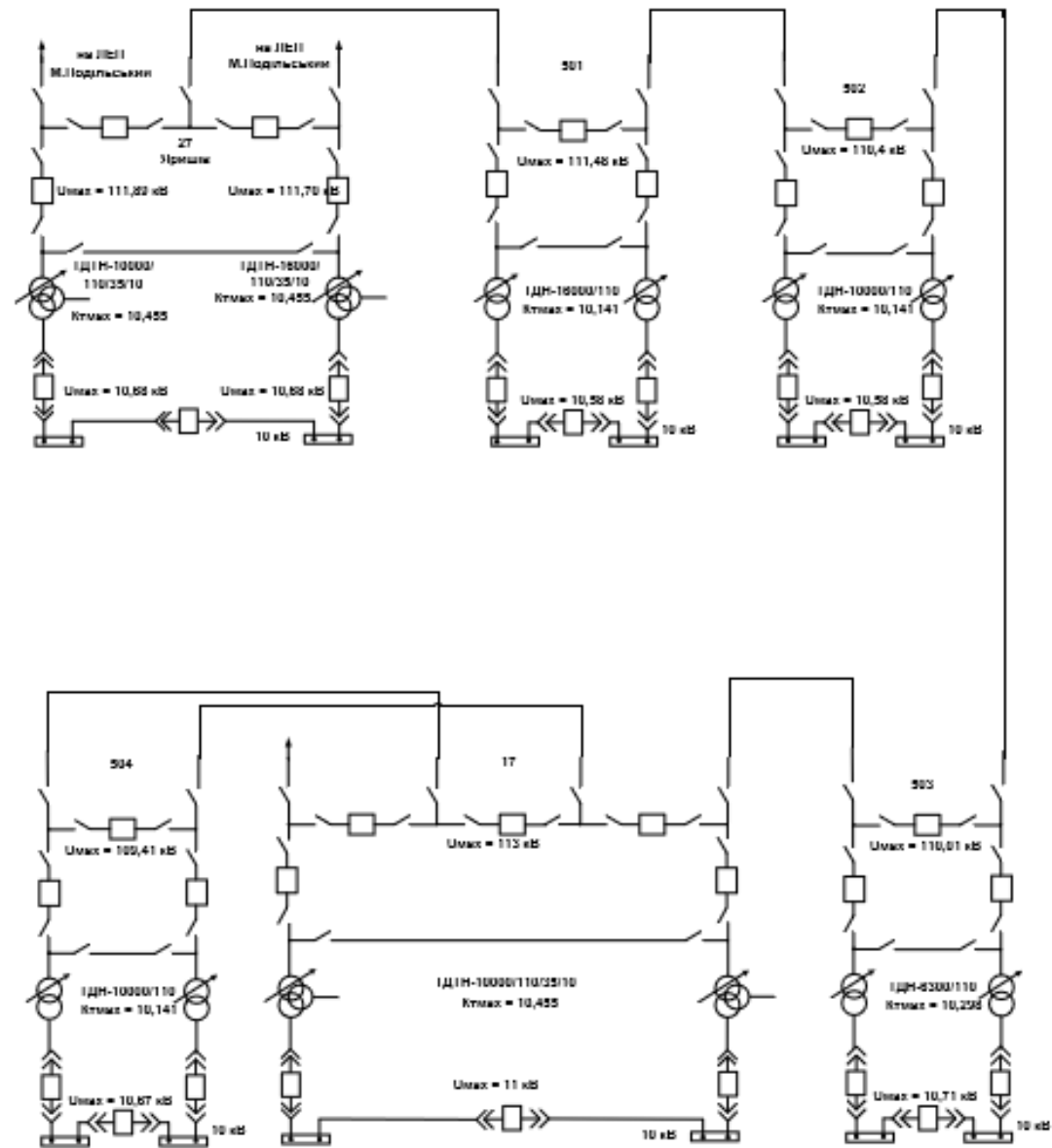


Варіанти розвитку існуючої мережі



Послідовність будівництва	
_____	ЛЕП яка будується на першому році
_____	ЛЕП яка будується на другому році
_____	ЛЕП яка будується на третьому році

Електрична схема оптимального варіанту



Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	44,12
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	343492
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	366302,13
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	9,6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	5
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,66
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	4,023
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	22



Грозозахисний трос



ОПН



Вентильний розрядник

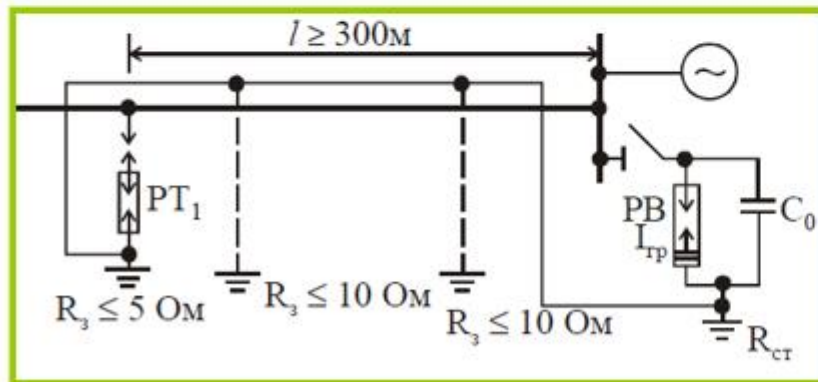
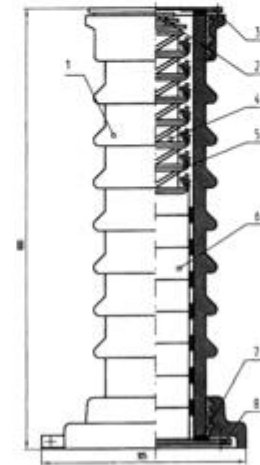


Рисунок –
Блискавкозахист підходів ПЛЕП
на залізобетонних опорах.



1- армована фарфорова покришка; 2- пружина; 3- кришка; 4- блок іскрової проміжки; 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
Посилений захищений 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