

MR-5766

621.31
Р64

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

(прізвище та ініціали)

Галяс О.С.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

(прізвище та ініціали)

Нетребський В.В.

(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2024 р.

Опонент:

Накоко О.М. к.т.н., доц. каф. КЕМСК

(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2024 р.

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

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 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.

18.03 2024 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Галяс Ользі Станіславівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2024 року

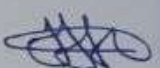
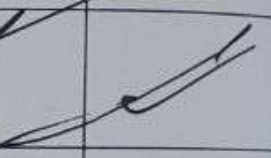
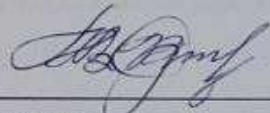
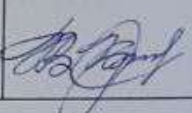
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5600 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 542 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 20 км за рік

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110кВ. 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

Додатки.

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

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В. к.т.н., доц. кафедри ЕСС	 16.01.24	 10.06.24
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	25.01.24	вик.
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	26.01.24	10.03.23	вик.
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	11.03.24	05.04.24	вик.
4	Аналіз особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання	06.04.24	30.04.24	вик.
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.24	10.05.24	вик.
6	Техніко-економічна частина	11.05.24	16.05.24	вик.
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.24	25.05.24	вик.
8	Оформлення презентації	26.05.24	30.05.24	вик.

Студент

(підпис)

Галас

Керівник роботи

(підпис)

Нетребський

АНОТАЦІЯ

Галяс Ольга Станіславівна «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2024 – 105 с./ На укр. мові. рис.18, табл.20, бібліогр.27.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено дослідження особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує комутаційне електрообладнання.

ANNOTATION

Galjas Olga « Development of a fragment of the electrical network with an analysis of the features of operation of switching electrical equipment ». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2024- 105 p. fig. 18, table 20, bibl. 27

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

A study of the peculiarities of the operation of switching electrical equipment was carried out.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel servicing the switching electrical equipment was carried out.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1	12
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ	12
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	13
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	15
РОЗДІЛ 2	17
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	17
2.1 Лінеаризація цільової функції	17
2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод.....	20
РОЗДІЛ 3	25
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	25
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	25
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	28
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	30
РОЗДІЛ 4	32
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	32
РОЗДІЛ 5	34
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	34
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	35
5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції.....	35
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій	37
РОЗДІЛ 6	41
БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ	41
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	41
РОЗДІЛ 7	43
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	43
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	43
7.4. Регулювання напруги у електромережі	44
РОЗДІЛ 8.....	48
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	48
РОЗДІЛ 9	67
ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ	67
9.1 Вакуумні вимикачі	67
9.2 Елегазові вимикачі	77
РОЗДІЛ 10.....	84
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	84
10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	85
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та	

обслуговуванням електрообладнання на ВРУ	89
10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Визначення області працездатності фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	94
ВИСНОВКИ	101
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	103
Додаток А	107
Показники звіту подібності Unichек	107
Додаток Б. Технічне завдання МКР	108
ДОДАТОК В.....	114
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ	114
ДОДАТОК Г	118
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів	118
ДОДАТОК Д.....	123
Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ ...	123
ДОДАТОК Ж.....	127
Результати розрахунку післяаварійного режиму	127
після розвитку ЕМ.....	127
ДОДАТОК Л.....	143
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	143

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

В даний час вимикачі з вакуумними та елегазовими дугогасильними пристроями (ДП) починають усе більше витіснити оливні, електромагнітні і повітряні вимикачі. Вакуумні і елегазові ДП не вимагають ремонту принаймні протягом 20 років, у той час як у масляних вимикачах масло при відключеннях забруднюється частками вільного вуглецю і, крім того, ізоляційні властивості масла знижуються через потрапляння до нього вологи і повітря. Електрична дуга при відключеннях у вакуумі чи в елегазі практично не знижує властивостей дугогасильного і ізолюючого середовища [1,2,7].

Сучасні вимикачі повинні мати комутаційні і механічні ресурси, що забезпечують міжремонтний період в експлуатації 15—20 років. Ці умови важко здійснити при традиційних методах гасіння дуги в оливі чи повітрі. Можливості подальшого істотного удосконалення вимикачів із традиційними способами гасіння дуги практично вичерпані [7,8].

Зусилля розробників спрямовані на скорочення повного часу вимкнення вимикача і обмеження комутаційних перенапруг, на підвищення параметрів апаратів по напрузі, по номінальному струму і по їх комутаційній здатності, на збільшення надійності і поліпшення техніко-економічних показників. Кількість конструктивних рішень при побудові різних типів вимикачів високої напруги надзвичайно велике.

Доля електроустаткування, що найбільше потребують ремонту і заміни в мережах напругою 6-10 кВ, досягає 60-70 відсотків. Світова тенденція розвитку електротехнічного устаткування така, що раніше поширені оливні і малооливні вимикачі на напругу 6-10 кВ повсюдно замінюються на вакуумні вимикачі. Співвідношення між різними типами вимикачів, що продаються в світі на середню напругу, складає у відсотках: малооливні - 6-10 , елегазові - 20-25, вакуумні - 65-70. В Україні на даний момент прослідковується аналогічна тенденція. Кількість вакуумних вимикачів у нашій країні складає близько 40% від інших типів. Вакуумні комутаційні апарати мають найбільшу динаміку розвитку і

є найбільш перспективними в розподільчих установках середньої номінальної напруги [8,9].

Вакуумні дугогасильні пристрої мають виключно високу надійність і зносостійкість. Вимикач може вимикати номінальний струм вимкнення в циклі УВ до 50 разів. Мала маса рухомого контакту, малий хід контактів і невелика швидкість вимкнення значно спрощують вимоги до механізму приводу вимикача. Тим часом відмови в роботі вакуумних вимикачів найчастіше виникають через несправність механізму і інших другорядних причин. Тому при конструюванні вимикача значна увага приділяється питанням надійності механізму приводу [9].

Слід зазначити, що вакуумні дугогасильні камери можуть використовуватися не тільки як комутуючі пристрої кіл змінного струму. Вони можуть застосовуватися як струмообмежуючі вимикачі, що вимикають аварійний струм при його наростанні, не чекаючи природного нуля струму. Вакуумні дугогасильні камери можуть застосовуватися як керовані розрядники для швидкого увімкнення різних пристроїв і обмеження перенапруг. Керуюча напруга такого розрядника складає 1% напруги на контактах, а струм вимкнення досягає десятків кА [9].

Вакуумні вимикачі мають великі перспективи при модернізації комплектних розподільчих установок (КРУ) напругою 6-10 кВ. Розподільчі пристрої середньої напруги створювались з використанням шаф КСО, КРУ-10, К-III тощо, а також КРУН різноманітних виконань. Оптимальними для того часу вважались малооливні вимикачі ВМП, ВМПП, ВМПЭ, ВКЕ тощо з найрізноманітнішими приводами та схемами релейного захисту та автоматики. За 30-50 років експлуатації ці електроустановки, поза сумнівом, досягли граничного зношення. При цьому зростає аварійність з перериваннями в електропостачанні споживачів. Аналіз стану шаф КРУ свідчить, що у більшості випадків немає потреби замінювати шафи, оскільки за цим повинна відбуватись реконструкція будівельної частини. У таких випадках здійснюють заміну малооливних вимикачів застарілих типів на сучасні вакуумні. [2,9].

Отже, в час відновлення енергетики, дослідження питання модернізації та розвитку сучасного вакуумного та елегазового обладнання є надзвичайно важливою та **актуальною науково-прикладною задачею**.

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

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

- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено дослідження особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу, що обслуговує комутаційне обладнання.

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

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

Методи дослідження. Для аналізу і розв'язку поставленої задачі були використані загально прийняті методи математичного моделювання. Реалізація обрахунків в цій роботі забезпечена використанням відомих прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110» [14].

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспективного розвитку комутаційного електрообладнання.

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

РОЗДІЛ 1

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

звідки $a' = -2718,5$; $b' = 1,3939$, таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 1,3939T - 2718,5$$

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

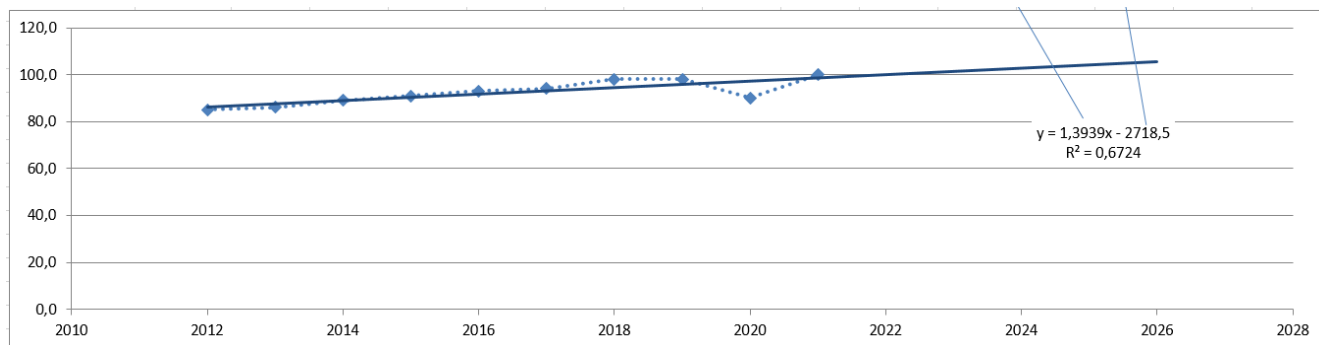


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 105,5 %, що на 5,5 % більше проектованої потужності електромереж. Таким чином, необхідно здійснити заходи що до забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання.

1.1 Розрахунок режиму заданої мережі

Результати проведеного розрахунку для режиму максимальних навантажень існуючої мережі (дивись додаток A2) враховуючи прогнозу показують, що напруги для всіх вузлів відповідають визначеним обмеженням, або можуть бути введені в них завдяки наявних регулювальних пристроїв.

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

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

- в дільницях електропередачі – 4.87 МВт;
- в силових трансформаторах - 0.92 МВт з них холостого ходу 0.53 МВт та навантажувальні 0.39 МВт.

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

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

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

Таблиця 1.2– Напруги у перспективних вузлах приєднання

Вузли	11	10	9
Напруга вузла,кВ	106,84	105,54	104,05

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

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанцій, які розташовано у районі нового будівництва (табл. 1.2), всі вони забезпечують приєднання додаткового збільшеного навантаження по стороні ВН. Тому,

визначення перспективних вузлів приєднання нових ЛЕП будемо здійснювати виходячи із економічних міркувань, наразі використовуючи симплекс-метод.

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруги у перспективних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У фрагменті електромережі, де планується розвиток, лінії електропередачі мають достатній запас за пропускною здатністю щоб транспортувати електроенергію новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 11 - Глибочок з рівнем напруги 106,84 кВ; вузол № 10 - Сумівка з рівнем напруги 105,54 кВ; вузол № 9 - Бершадь з рівнем напруги 104,05 кВ.

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

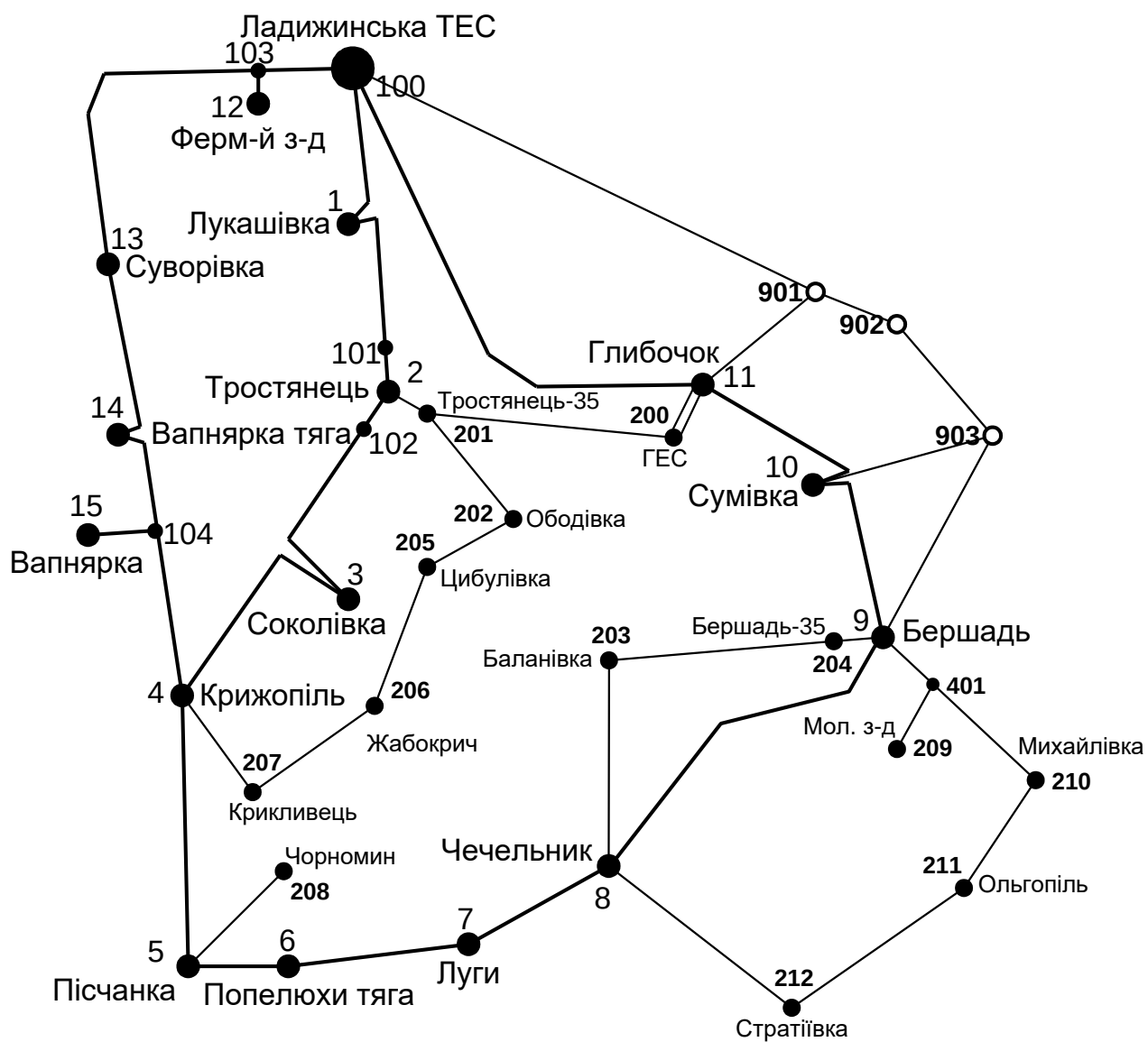


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

РОЗДІЛ 2

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач розвитку електричних мереж необхідно забезпечити найкращий варіанту проекту з точки зору найменших капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Також повинні виконуватись різні технічні вимоги до електроживлення споживачів. Тому техніко-економічне обґрунтування проекту має передбачати вибір конфігурації та напруги мережі. А також параметрів усіх елементів щоб забезпечити визначену якість електричної енергії, запас стійкості та координацію керування.

Одночасне вирішення всіх цих питань для однієї математичної моделі виглядає неможливим. Саме тому увесь процес проектування буде розбито на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі будуть прийматися з використанням ряду математичних моделей. Для знаходження оптимальних схем за економічними показниками гарно зарекомендували себе методи лінійного програмування, наприклад симплекс-метод. Але його використання обмежує постановку задачі, зокрема, у формі представлення цільової функції та її обмежень.

2.1 Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі потрібно визначити критерій оптимальності. В нашому випадку критерієм будуть дисконтовані витрати на розвиток електромережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними приймемо потужності P_i , які протікають ділянками мережі.

У загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Саме тому функція мети, яка відтворює розвиток електромережі, подається у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . У випадку

застосування симплекс-методу, цільова функція лінеаризується відносно вибраних змінних.

В загальному випадку для кожної i -тої лінії дисконтовані витрати B_i записують у вигляді:

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на побудову 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом проводу на i -тій ділянці лінії; E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, що враховують втрати електричної енергії та залежні від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї лінії в км; P_i - потужність i -ї лінії.

Після лінеаризації функція витрат матиме наступний вид:

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

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції, який отримано під час лінеаризації; b_i' - питомі затрати, що залежать від потоку потужності P_i в лініях.

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

Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (приймаємо 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 годин/рік для $T_{нб} = 5200$ годин/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії прийнято 2,65 гривень/кВт·год; r_{0i} – активний опір, що залежить від перерізу проводу (зокрема для проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів представлено у таблиці 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капітало-вклад, тис. грн/км	Питом опір, Ом/км	Коеф. а, тисяч гривень	Коеф. b, тисяч грн/МВт	Дисконт. витрати для ЛЕП при умови макс. Потужн. 10 МВт, тис. грн
11	901	1,8	9	110	1573,680	0,131	4532,2	1,306	4662,8
10	903	2,3	11,5	110	1573,680	0,131	5791,1	1,669	5958,1
9	903	2,9	14,5	110	1573,680	0,131	7301,9	2,105	7512,4
100	901	6,4	32	110	1573,680	0,131	16114,5	4,645	16579,0
901	902	1,1	5,5	110	1573,680	0,131	2769,7	0,798	2849,5
902	903	1,8	9	110	1573,680	0,131	4532,2	1,306	4662,8

Після процесу лінеаризації, значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, тому що вони не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i' зросли (таблиця 2.2).

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн
11-901	1,8	10,4	4672,2	4621,8	4733,7	4532,2	13,522	4672,2	4644,2	4700,1
10-903	2,3	10,4	5970,0	5905,6	6048,7	5791,1	17,278	5970,0	5934,2	6005,7
9-903	2,9	10,4	7527,4	7446,2	7626,6	7301,9	21,786	7527,4	7482,3	7572,5
100-901	6,4	10,4	16612,1	16433,0	16831,1	16114,5	48,079	16612,1	16512,6	16711,6
901-902	1,1	10,4	2855,2	2824,4	2892,8	2769,7	8,264	2855,2	2838,1	2872,3
902-903	1,8	10,4	4672,2	4621,8	4733,7	4532,2	13,522	4672,2	4644,2	4700,1

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

Таблиця 2.3 – Вартісні коефіцієнти що до лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $B_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	До в-жи на, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
11-901	1,8	10,4	4672,2	4645,6	4701,5	451,4	4672,2	4204,9	5139,4
10-903	2,3	10,4	5970,0	5936,0	6007,5	576,8	5970,0	5373,0	6567,0
9-903	2,9	10,4	7527,4	7484,5	7574,7	727,3	7527,4	6774,6	8280,1
100-901	6,4	10,4	16612,1	16517,6	16716,6	1605,0	16612,1	14950,9	18273,3
901-902	1,1	10,4	2855,2	2839,0	2873,2	275,9	2855,2	2569,7	3140,7
902-903	1,8	10,4	4672,2	4645,6	4701,5	451,4	4672,2	4204,9	5139,4

2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод

Симплекс-метод використовується для розв'язання задач лінійного програмування. В ньому здійснюється скерований рух по опорних планах до визначення оптимального розв'язку. Ще симплекс-метод називають як метод поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв, а також параметрів що потрібно оптимізувати з огляду на математику задача оптимізації сформулюється наступним чином:

мінімізувати

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

при таких обмеженнях:

$$\left. \begin{aligned} & a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n = b_1 \\ & a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n = b_2 \\ & \\ & a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n = b_m, \\ & x_i \geq 0; i = \overline{1, n}; n > m. \end{aligned} \right\} \quad (2.4)$$

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

- I-ий етап виглядає у приведенні системи обмежувальних рівнянь та цільової функції до визначеного канонічного вигляду;
- II-ий етап виглядає в оптимізації цільової функції, яка отримана в результаті попереднього етапу, використовуючи Симплекс-алгоритму (СА).

Застосування СМ що до розв'язку задачі вибору най оптимальної схеми ЕМ має певні особливості:

1. Змінними x_i , які оптимізуються, є потужності в дільницях мережі;
2. Вільними членами у системі (2.4) приймаються потужності навантажень, які завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для мережі – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_i функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ будуть питомими витратами для транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Так як створення моделі здійснювалось із врахуванням заданих напрямків потужності у схемі максимального графу мережі, то певна частина змінних вірогідно в кінцевому рахунку прийме від’ємне значення. Останнє протиріччя можливо усунути за допомогою введення додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі в такому вигляді набуде виду, поданого на рис. 2.2.

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		11-901	10-903	9-903	100-901	901-902	902-901	902-903	903-902	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	901	1	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	17,73	32,05
	902	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,65	-5,66
	903	0	1	1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	13,19	-19,17
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		507,1	369,8	534,9	1927,0	334,2	760,7	811,4	811,4	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		19339,826
Потужності ЛЕП		0	16,70198	15,66459	0	14,31598	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		0,000	5791,143	7301,876	0,000	2769,677	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		15862,696
Змінні складові витрат		0,000	465,690	516,499	0,000	163,632	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1145,820
Дисконтовані витрати, тис. грн																	17008,516

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

Скориставшись у Microsoft Excel надбудовою «Пошук рішень» отримано розв’язок симплекс таблиці , що показана на рисунку 2.2.

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		11-901	10-903	9-903	100-901	901-902	902-901	902-903	903-902	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	901	1	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	17,73	0,00
	902	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,65	0,00
	903	0	1	1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	13,19	0,00
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		526,8	374,6	499,1	1873,1	204,9	321,9	526,8	526,8	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		20615,237
Потужності ЛЕП		26,38535	13,19268	0	0	8,654395	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		4532,199	5791,143	0,000	0,000	2769,677	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		13093,019
Змінні складові витрат		909,560	290,554	0,000	0,000	59,800	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1259,914
Дисконтовані витрати, тис. грн																	14352,932

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

У таблиці на рисунку 2.2 приведена схема мережі, для якої забезпечується найменші витрати. Її графічне представлення наведено на рисунку 2.3.

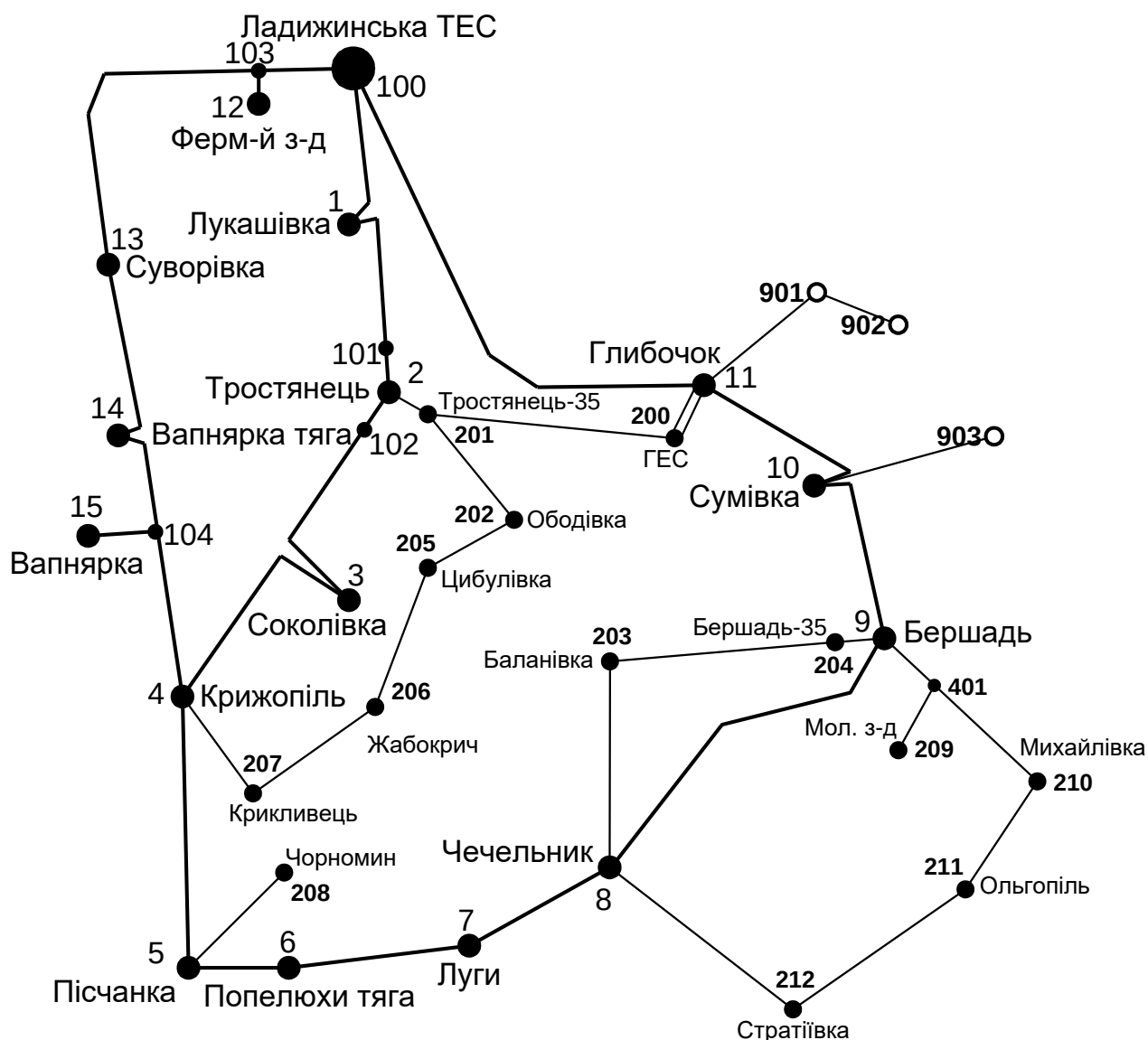


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

Втім отримана схема не забезпечує для нових споживачів відповідну задану категорію по надійності. Наразі необхідно додатково встановлювати дво ланцюгові ЛЕП або ж споруджувати додаткові лінії задля утворення замкнутих контурів.

Отже, було вирішено побудувати додаткову лінії між вузлами 902-903. Таким чином забезпечив живлення кожного нового споживача від двох незалежних джерел.

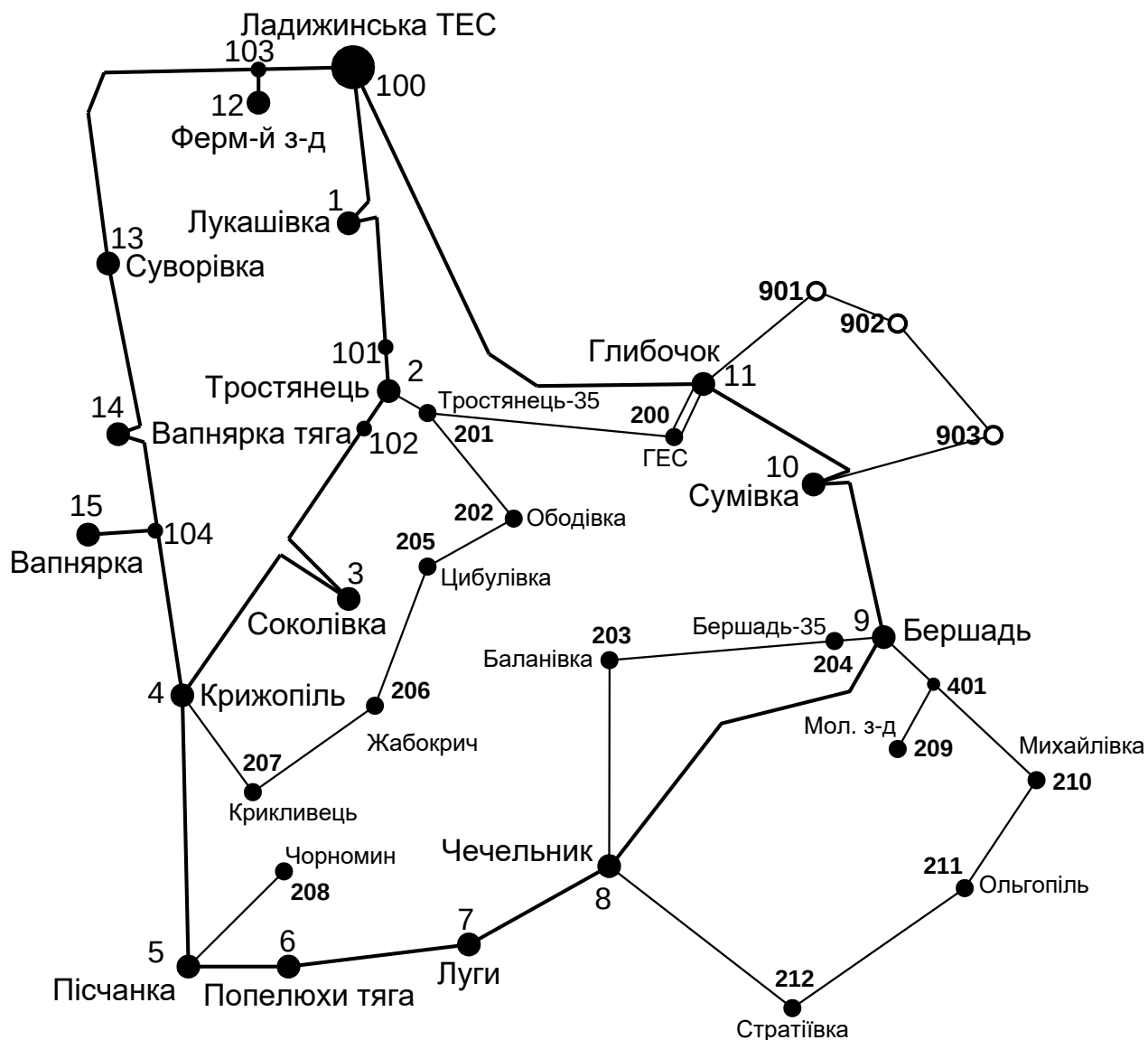


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема електромережі із забезпеченням споживачів першою категорією за надійністю електропостачання

Отримана конфігурація мережі дозволяє забезпечити електроенергією всіх споживачів враховуючи їх категорію по надійності. Для виконання визначеного завданням рівня надійності електроживлення споживачів першої категорії запропоновано прокласти додаткову ЛЕП 902-903 довжиною 9 км. Вказане рішення підсилить існуючу електромережу 110 кВ та розвантажить наявні лінії.

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, поряд із методами лінійної і нелінійної оптимізації також може бути використано метод динамічного програмування.

Динамічне програмування приналежить до методів нелінійного програмування. Такий метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. У випадку застосування динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків, причому у кожному з них оптимізується функція тільки однієї змінної.

3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі

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

Цільова функція такої оптимізації буде мати наступний вигляд:

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

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

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

T – термін спорудження, років.

Значення B_t що до кожного із років буде розв'язуватись як:

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

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

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

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

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

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

Але оскільки у попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, тому отриманий розв'язок буде приблизно наближеним і вимагає уточнення.

На другому етапі мають рухатись від останнього року до 1-го. Та уточнюють параметри електромережі і траєкторію її оптимального спорудження за критерієм (3.3).

Для постановки задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), однак функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Застосовано наступні обмеження:

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

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

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

Тоді, для оптимізації електричної мережі враховуючи отримане завдання:

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

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

Проводимо перший крок. За три роки необхідно забезпечити енергоживлення нових споживачів 901, 902, 903. Через те, що за 1 рік немає можливості вводити більше ніж 20 км повітряних ліній, безсумнівно, що під час 1-го року розвитку буде виконано спорудження ліній включно для одного або ж двох нових споживачів, а під час другого року будівництва – до інших, а на третьому році завершити спорудження енергоживлення усіх нових споживачів.

Варіант №1

Перший рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 11-901, 901-902. Тоді загальне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{11-901} + \Delta L_{901-902} = 9 + 5,5 = 14,5 \text{ (км)},$$

наразі не перевищує обмежень по введенню нових ліній.

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

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку споруджуємо одноланцюгові лінії 902-903, 903-10. Результати обрахунків приведено в таблиці 3.2.

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

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	11-901	9	26,4	14,5	16427,04	26157,4	21797,83	21797,83
		901-902	5,5	8,6		9730,36			
	2	11-901	9	26,4	20,5	16427,04	36876,13	30730,11	30730,11
		903-10	11,5	13,2		20449,09			
	3	902-903	9	8,8	20,5	15925,23	36374,31	30311,93	30311,93
		903-10	11,5	13,2		20449,09			

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

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
2	11	902-903	9	8,8	20,5	15925,23	36374,31	30311,93	47057,77
		903-10	11,5	13,2		20449,09			
	21	901-902	5,5	8,6	14,5	9730,36	25655,59	21379,65	48476,79
		902-903	9	8,8		15925,23			
	31	11-901	9	26,4	14,5	16427,04	26157,4	21797,83	48546,48
		901-902	5,5	8,6		9730,36			

3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По В_Σ з таблиці 3.2 обрали варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення обрахунків вартості спорудження мережі визначили умовно оптимальний варіант 21. Після уточнення поточкорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

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

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

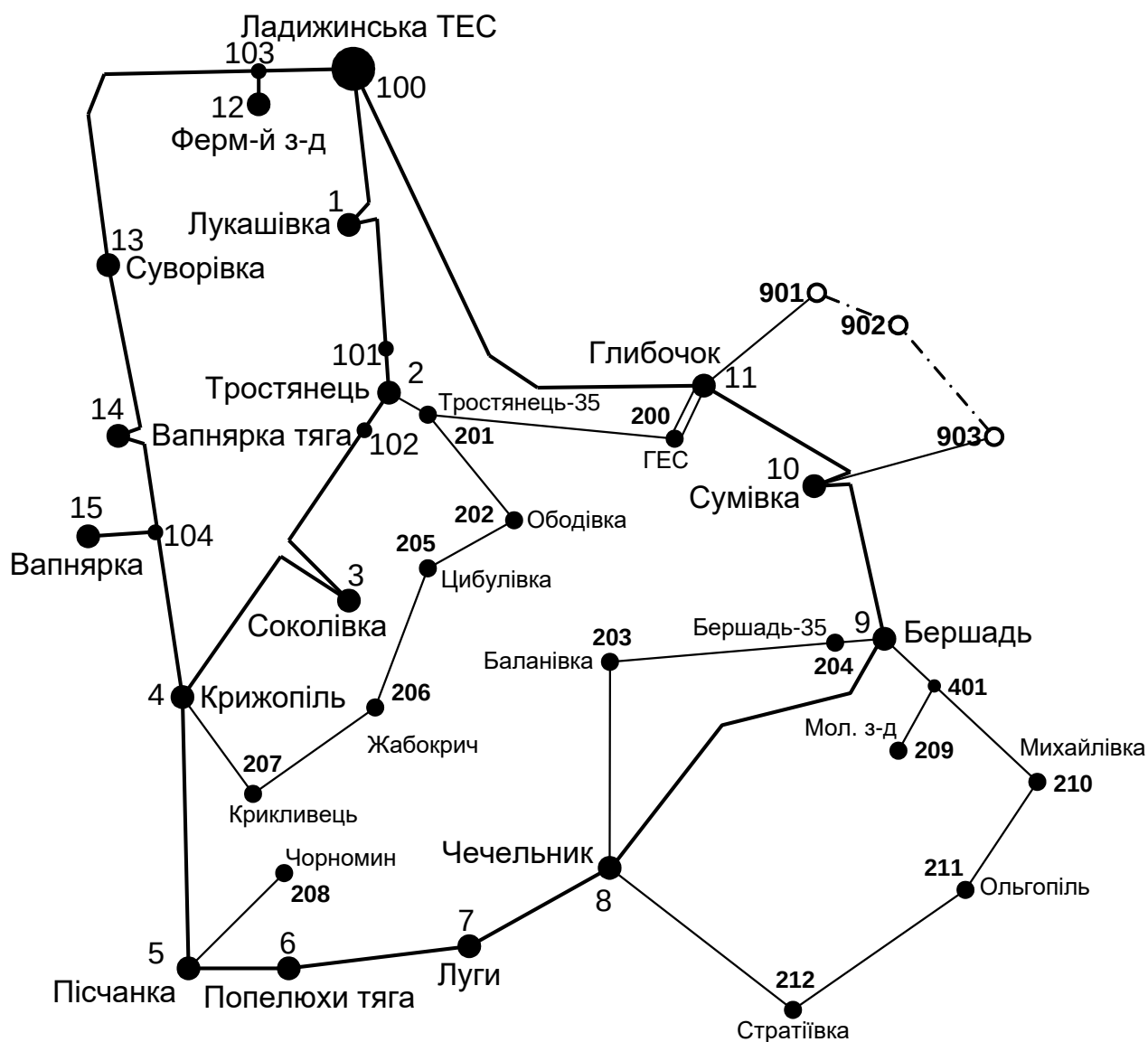


Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{\text{розр}11-901} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_L} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6.844}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 37.718 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}903-10} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2.461}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 13.56 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}901-902} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{26.086}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 143.762 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}902-903} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{16.343}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 90.065 \text{ (A)}.$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5600$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

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

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

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

1й – розрив лінії 11-901;

2й – розрив лінії 10-903;

3й – розрив лінії 11-901 та відсутня генерація на СЕС (901);

4й – розрив лінії 10-903 та відсутня генерація на СЕС (901);

5й – розрив лінії 901-902;

6й – розрив лінії 902-903.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів у ПА

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} ,А max	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
11-901	0	28.8	0	137.7	108.4	55.1	137.7	390	37.7	АС-150/19
10-903	28.3	0	137.3	0	137.6	83.4			13.6	АС-150/19
901-902	108.4	137.4	0.4	137.5	0	53.9			143.8	АС-150/19
902-903	54.8	83.4	53.5	83.5	53.9	0			90.1	АС-150/19

Відповідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується виконувати проводом АС 240/32, але допускається АС-150/19.

Після порівняння отриманих результатів обрахунків струмів у аварійних ситуаціях з максимально допустимим струмом для АС-150/19, вирішено використовувати провід АС-150/19, оскільки він повністю задовольняє вимогам нормативних вимог.

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Згідно із досвідом проектування потужність силового трансформаторного обладнання на понижуючих електропідстанціях вибирається за умовами допустимого перевантаження у після аварійних режимах на 40% на час не більше шести годин за добу протягом не більше п'яти діб.

Вибір силових трансформаторів проводиться врахувавши наступні критерії:

1. У випадку підключення до підстанції споживачів 1-ої категорії встановлюється не менше 2 трансформаторів.
2. На підстанціях, що здійснюють електроживлення споживачів II-ої та III-ої категорій, допускається установа 1-го силового трансформатора, при існуванні в електромережі централізованого пересувного трансформаторного резерву.

Вибір силових трансформаторів здійснюється наступним чином:

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

де n_T - кількість однотипних силових трансформаторів, що будуть встановлені на нових підстанціях;

Для 901 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{16.8}{1.4 \cdot 0.9} = 13.333 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних силових трансформатора з номінальною потужністю 16 МВА.

У вузлах 902, 903 також встановлюємо по два силових трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Межі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
901	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
902	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
903	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється наступним чином:

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

Тоді для нових вузлів перевірка матиме вигляд:

$$K_{з1.па} = \frac{18.667}{(2 - 1) \cdot 16} = 1.167 \leq 1.4$$

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

$$K_{з3.па} = \frac{14.368}{(2 - 1) \cdot 16} = 0.898 \leq 1.4$$

Перевірка на перевантаження вибраного силового трансформатора у нових вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , тобто повністю задовольняє технічним умовам що до експлуатації. Проведені обрахунки вказують, що силові трансформатори вибраної потужності можуть не тільки забезпечити надійне електроживлення споживачів, але ще забезпечать розвиток споживання електроенергії. Вибір силових трансформаторів на інших нових підстанціях виконувався аналогічно, результати приведені в таблиці 4.1.

РОЗДІЛ 5

ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

Проводячи вибір схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань та їх призначення. А також роль та положення підстанції в електромережі заданої енергосистеми.

З огляду функцій підстанції в електричній мережі електричне коло повинно:

- забезпечити надійне електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та після аварійному режимах згідно до визначених категорій надійності електропостачання приймачів і з врахуванням присутності автономних резервних джерел живлення;

- забезпечити надійність пропускання електроенергії по підстанції у штатному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до її значення для конкретної ділянки мережі;

- враховувати поетапність розвитку ПС, динаміку зміни навантаження на мережу і інше. Принцип поетапності розвитку підстанції та її головної схеми слід дотримуватися, виходячи з найпростішого та найекономічнішого розвитку підстанції без значних робіт з реконструкції існуючих об'єктів та з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для підстанцій нової споруди напругою від 6 кВ до 750 кВ необхідно передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в таблицях 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих ланцюгів комутаційними елементами та насичення їх додатковими елементами, що сприяють підвищенню надійності роботи та безпеки обслуговування підстанції, повинно здійснюватися згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Принципові схеми розподільні електроустановки напругою від 6 кВ і до 750 кВ електропідстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на нових підстанціях 901, 902, 903 будемо встановлювати по 2 трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ обираємо схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах силових трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку силових трансформаторів (дивись рисунок 5.1).

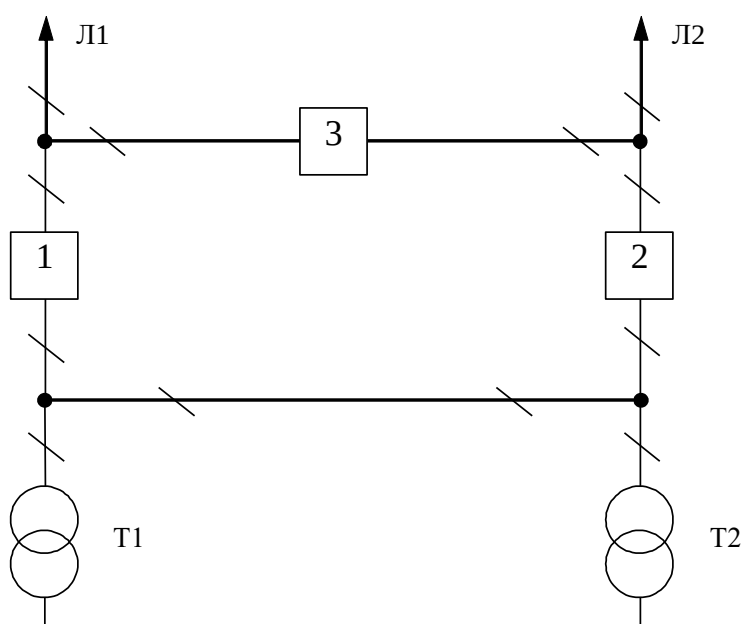


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою для нових вузлів 901, 902, 903

Така схема може забезпечувати транзит електричної енергії у випадку відмови, або виходу в ремонт одного із елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

5.2 Вибір електричної схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з вузлів для електропостачання обрали ПС «Носківці». Тому, опісля реконструкції ця підстанція з прохідної перейде на відгалужувальну. Для розподільного пристрою

110 кВ відгалужувальної підстанції ПС «Сумівка» (вузол 10) тип існуючої схеми нас не влаштовує. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендуємо замінити. Таким чином, для вказаної підстанції приймаємо схему розподільного пристрою 110 кВ 110-6 – Одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідною системою шин (рисунок 5.2).

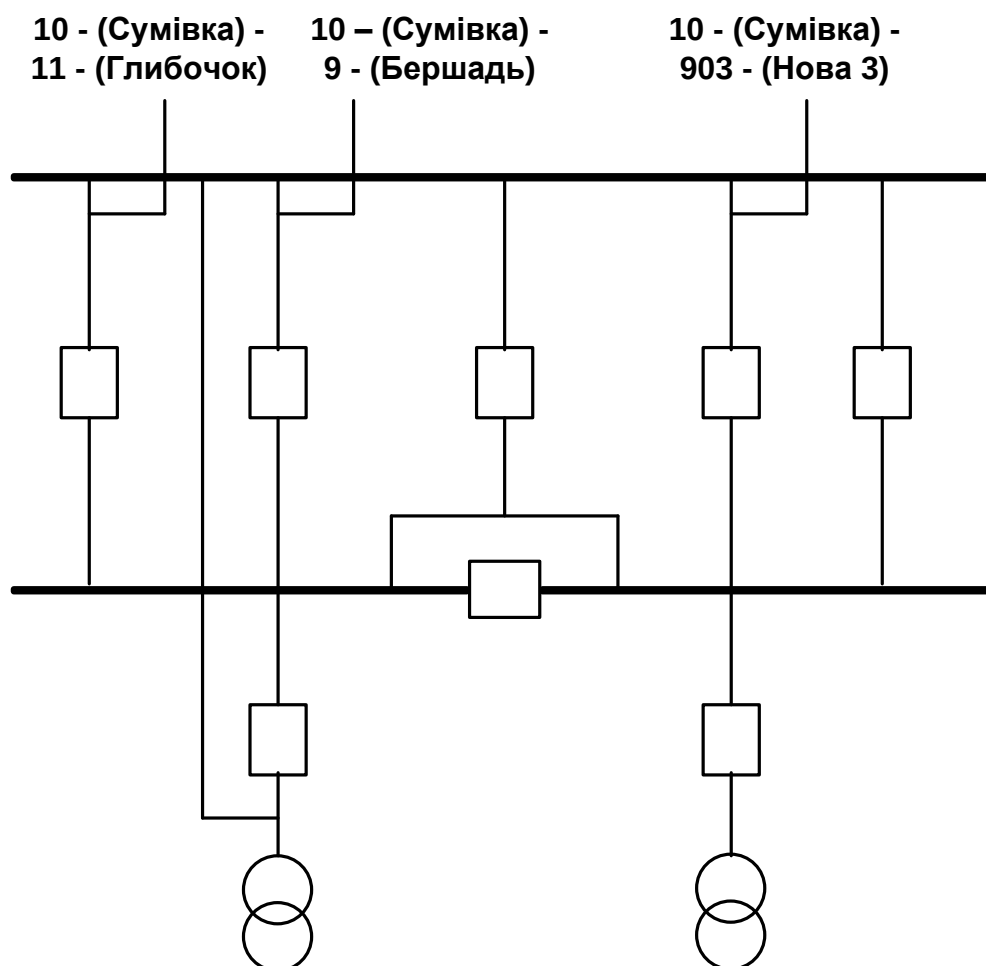


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідна система шин

Одним із вузлів електроживлення нових споживачів приймаємо вузол 11, який є місцем з'єднання проводів марки АС-150 та АС-120 ліній «Ладижинська ТЕС - Глибочок» та «Глибочок - Сумівка», тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опори. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Таке рішення не

приведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Ладизинська ТЕС - Глибочок» та «Глибочок - Сумівка» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-2» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій

Розрахунок надійності електричних схем розподільчих пристроїв (РП) складається із визначення математичних очікувань кількості відключень елементів, які комутуються в РП, і розподілення РП на гальванічно непов'язані частини. Також враховується тривалість вимушеного простою елементів, які відключились. Або ж роботи з розділенням РП як наслідок відмов вимикачів РП, так відмов і самих комутуючих елементів як в нормальному так і в ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми прохідної підстанції СЕС (вузол 901).

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

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

Для нормального режиму роботи розподільчого пристрою приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму буде дорівнювати:

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

де n – кількість вимикачів в РП.

Згідно із (5.4) для вибраних варіантів схеми вузлової електропідстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 4 \cdot 0,0003 = 0,9988$$

Для кожного сполучення i, j оцінюємо наслідки від відмов i -го елементу у j -му режимі, тобто, знайдемо ті елементи, які відключаються. Надалі обрахуємо математичне очікування від такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Зокрема:

$$\omega_{1,2} = 0,016 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 4,8 \cdot 10^{-5} \text{ 1/рік.}$$

Час запланового простою вимикача, який відмовив, та вимикача, що знаходиться в заплановому ремонті буде визначено наступним чином:

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тому:

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

Використавши розрахункову програму «Надійність», що дає можливість визначити надійність електричної схеми заданої конфігурації, будемо мати розрахункову таблицю наступного вигляду (таблиця 5.1).

Опісля оцінювання наслідків відмов елементів схеми РП сформуємо вибірку характеристик надійності схеми електропідстанції. До вибірки вносяться лише наслідки відмов, які призводять до втрати електроживлення споживачів (таблиця 5.2).

Таблиця 5.1 – Показники відмов і ремонтів елементів схеми РП

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикамчі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23
			D(AT2,Л2)- 40		Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40	Л2, АТ2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23		ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40		ЛЗ, Л1, D(AT1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(AT1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)-23		ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			ЛЗ-40	ЛЗ D(AT1,Л1), D(AT2,Л2)- 40	G2,G1, D(W1,W2)-40		ЛЗ,Л2, D (АТ1АТ2,Л1) – 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, АТ2 – 23	Л2, АТ2-23	Л2,Л1, АТ2, D(AT1,Л3) – 23	ЛЗ,Л2,АТ2, D(AT1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(AT1, АТ2, ЛЗ) - 40	ЛЗ, Л2, D(AT1, АТ2, Л1) - 40	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми електропідстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
ЛЗ,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(AT1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(AT1, АТ2,Л3)	2	5,2	0,00029955	5,99E-04

Імовірність відключення окремого приєднання визначено як сума імовірностей, які розраховані для різних подій.

Для обрахунку збитку від недовідпущення електричної енергії (5.5), необхідно знайти обсяг електричної енергії за рік (5.6) та недовідпущення електроенергії (5.7).

Питомий збиток, що пов'язаний із недовідпущенням електричної енергії споживачам, згідно завдання становить ($Z_0 = 542$ гривень/кВт·год.);

$$M_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot Z_0 \quad (5.5)$$

$$M_{зб} = 1731,4 \cdot 542 = 938418,8 \text{ (тис. грн.)},$$

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

$$W_{рїк} = 5700 \cdot 18,75 = 101250 \text{ (МВт·год)},$$

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

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

Результат обрахунку покажемо у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпущення електричної енергії

W _{рїк} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	M _{зб} , грн.
101250	1731,4	938418,8

З обрахунків видно, що схема дає значний рівень збитку, проте забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому ця схема не потребує значної дорогої реконструкції, а тому можливо здешевити даний проект.

РОЗДІЛ 6

БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення

Джерела електропостачання в будь-який момент часу повинні передавати в мережу стільки електричної енергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі, відповідно врахувавши втрати на передачу. Тому баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{ном}$ для нових вузлів 901, 902, 903 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 20,7 + 0,05 \cdot 20,7 = 19,665 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 19,665 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 19,665 \cdot 0,34 = 6,686 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – це бажаний коеф. потужності на існуючих шинах живлячих підстанцій враховуючи економічність експлуатації.

Реактивна потужність, що споживається по заданому району в цілому визначається по додаванню відповідних навантажень в окремих пунктах із урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень приблизно рівного 0.95.

Обрахунок генерації реактивної потужності для ділянки ЛЕП:

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

Обрахунок генерації реактивної потужності для відрізка ділянки ЛЕП -11-901

$$Q_{\text{ЛЕП11-901}} = 106,41^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 9) = 0,29 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,29 + 0,177 + 0,287 + 0,364 = 1,118 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність для компенсуючого пристрою буде:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Ні}} = 0,95 \cdot 11,51 = 10,934 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 10,934 = 1,093 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПі}} = 10,934 + 1,093 - 6,686 - 1,118 = 4,223 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 10,934 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 4,223 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4500-450 УЗ на 4,5 МВАр у вузлі з мінімальною напругою, а саме у вузлі 903.

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Обрахунок усталеного режиму електромережі буде проводитись використовуючи програмного комплексу «Втрати “RVM – Hign”». За допомогою його при заданих параметрах ліній, зокрема це довжина, марки проводів; та заданих параметрів вузлів - номінальна напруга, трансформатори можемо провести розрахунки усталеного нормального режиму електромережі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А2 у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

- Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та після аварійний режими роботи мережі.
- Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 110кВ.
- Після аварійний режим – це режим роботи енергосистеми, що припускає планове відключення навантаження частини споживачів щоб зберегти

належну надійність та якість електропостачання тих споживачів, які залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуючих вузлах будемо приймати рівною 121кВ.

- Проаналізувавши отриманий результат, ми переконались, що напруга для всіх вузлів є допустимою, а саме не виходить за межі $\pm 10\% U_{\text{ном.}}$.

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

7.4. Регулювання напруги у електромережі

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

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

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

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

Номер вузла у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
901	100,99	95,53	106,2
902	100,44	95,05	105,78
903	99,96	94,53	105,33

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

Номер вузла у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
901	7,87	6,63	9,27
902	8,47	7,44	8,71
903	7,79	6,49	9,01

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

Дійсна напруга у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (7.1)$$

де $\Delta U'_T$ – втрати напруги в силових трансформаторах, що приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (7.2)$$

де U_{BH} – обрахована величина робочої напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна та реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації будемо знаходити з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної електропідстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо що U_{HH6} дорівнює 10,5 кВ, задля компенсації спаду напруг у мережі 10 кВ).

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

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

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

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

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

Згідно формулі (7.2) знайдемо втрати напруги в трансформаторах, що приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T901} = \frac{((17,73) \cdot (4,38 / 2)) + ((8,59) \cdot (86,7 / 2))}{106,2} = 3,872 \text{ кВ}$$

За (7.3) розрахуємо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T9016} = \frac{106,2 + 3,872}{10,5} = 10,483$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T901d} = 10,483$, що відповідає 8-й відпайці.

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

$$U_{\text{HH701д}} = \frac{106,2 + 3,872}{10,483} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К _{Г6}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Такі ж самі розрахунки зробимо для інших нових вузлів споживачів схеми і заносимо їх до таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків враховуючи регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
901	3,872	10,483	10,5	8	10,611	0,09
902	3,393	10,397	10,5	9	10,455	0,096
903	3,325	10,348	10,5	9	10,455	0,093

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

РОЗДІЛ 8

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

В попередніх розділах ми виконали розрахунки по вибору оптимального варіанту розвитку електромережі 110 кВ, також проведено вибір електричних схем вузлової та споживальних електропідстанцій. Вибрали основне обладнання підстанцій та електромереж. Провели аналіз режиму максимальних навантажень та застосували регулювання напруги. Перераховані вище дії дозволили отримати достатньо інформації для проведення аналізу економічної ефективності розвитку електромережі в цій роботі.

Наразі щоб оцінити економічну ефективність проекту в електроенергетичній галузі знаходять показник рентабельності капіталовкладень, який враховує будівництво протягом трьох років, та має наступний вигляд:

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тисяч гривень; $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у в. о.); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році при порівнянні із попереднім t , тисяч гривень.

Значення Π_t що до кожного року визначимо як:

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

де: Π_T – середньозважений тариф на електроенергію в приведеній у завданні енергосистемі, $\Pi_T = 2,65$ гривень/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, яка припадає на електромережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0,12$ [2]); W_t –

додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене будівництвом нового енергетичного об'єкту, МВт·годин; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тисяч гривень.

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

де K_t – капітальні вкладення, тисяч гривень; c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності; ΔW_t – втрати електроенергії в електромережі, кВт·годин:

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

де P_i – активна потужність, яка передається по i -ій ділянці ЛЕП, МВт; U_H – номінальна напруга електромережі, $U_H = 110$ (кВ); r_{0i} – це питомий опір для проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – це час максимальних втрат (3633 годин); ΔL_i – довжина i -ої лінії, кілометрів.

Такий розрахунок можна замінити якщо використати ПК «ВТРАТИ», якщо використати схему до розвитку, та на кожному році її розвитку. При порівнянні будемо мати дані для кожного кроку зміни, в результаті знайдемо ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати складаються із двох складових:

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

де $K_{П/СТ}$ – одночасні капітальні вкладення на побудову нових електростанцій, тисяч гривень;

$K_{\text{ЛЕП}}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередачі, тисяч гривень.

Збільшення навантаження, при обрахунку прогнозу навантаження не призводить збільшення потужностей силових трансформаторів.

У відповідності з кінцевим варіантом розвитку електромережі планується спорудження наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- зведення ліній електропередач: : Глибочок (вузол 11) – 901 та 903 – Сумівка (вузол 10);
- спорудження споживальної електропідстанції 110/10 кВ у пунктах 901, 903;
- розвиток відгалуджувальної електропідстанції пункту Сумівка (вузол 10).

На другому році:

- зведення лінії електропередачі: 901-902 та 902-903;
- спорудження споживальних електропідстанцій 110/10 кВ у пункті 902;
- спорудження відгалуджувальної опори в ПЛ «Ладизинська ТЕС - Глибочок» та «Глибочок - Сумівка».

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

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 901)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проект у	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- тов. площа, під облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 16МВА	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 901)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера для лінії 10 кВ із вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,70	121,08	135,87	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 901)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резерв захисту для лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель тр-рів напруги 110кВ (одна панель на 2секції 110кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10кВ та секц-го 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 заземл-го реактора (одна панель до 2секції 10кВ)	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

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 903):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн площа, під облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 16МВА	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 903)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,08	135,87	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 903)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового тр-ра (4 панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резерв захисту лінії 110кВ із вимикачем (2 панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110кВ (1 панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель тр-рів напруги 110кВ (1 панель на 2 секції 110кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10кВ та секц-го вимикача 10кВ (1панель на 2 вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземл-го реактора (1 панель на 2 секції 10кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 903)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			58 177,167						

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 902):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	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

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 902):

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
2.5	Приєднання лінії 110кВ із вимикачем із вбудованими тр-ми струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими тр-рами 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
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 902):

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Таблиця 8.5 – Вартість реконструкції підстанції Сумівка (вузол 10):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
Всього ВРУ 110 кВ			224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998	
Загальна кошторисна вартість			4276,998						

Таблиця 8.6 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ «Ладизинська ТЕС - Глибочок» та «Глибочок - Сумівка» (вузол 11):

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
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23	100
Загальна кошторисна вартість			586,23						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 51640,477 тис. грн

Капітальні витрати на будівництво ліній електропередачі визначають як:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тисяч гривень.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 20,5 = 23\,725,34 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 14,5 = 16\,781,338 \text{ (тис.грн.)}.$$

Обрахунок одночасних капітальних витрат K :

$$K_1 = 120\,631,332 + 23\,725,34 = 144\,356,34 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_2 = 51\,640,477 + 16\,781,338 = 68\,421,815 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються так:

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

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{tL} + \Delta W_{t\Pi}; \quad (8.8)$$

де ΔW_{tL} , $\Delta W_{t\Pi}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та силових трансформаторах підстанцій, кВт×годин.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та також і ремонт підстанцій:

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

де $P_P\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та також і обслуговування електротехнічного устаткування ПС (3,0%).

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$V_{L1} = (23\,725,34 \cdot 0,3)/100 = 71,176 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{L2} = (16\,781,338 \cdot 0,3)/100 = 50,344 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{P1} = (120\,631,332 \cdot 3)/100 = 3618,94 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{P2} = (51\,640,477 \cdot 3)/100 = 1549,214 \text{ (тис.грн.)}.$$

Використовуючи результати розрахунку режиму макс. навантажень ЕМ після виконання її покрокового розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках приведена в таблиці 8.6:

Таблиця 8.6 – Зміна втрат потужності та електроенергії у нових під'єднаннях:

Рік будів- ництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 11-901, 903-10 П/ст: 702, 703	+680	-	5,11
2	ЛЕП: 902-903,	-	-	5,11

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 71,176 + 3618,94 + 5,11 \cdot 1,65 = 3698,547 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 50,344 + 1549,214 + 5,11 \cdot 1,65 = 1607,99 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 39,6 \cdot 5400 = 213840 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(\Sigma)} = 17,4 \cdot 5400 = 93960 \text{ МВт·год}.$$

Використовуючи (8.2) зміна прибутку за роками визначається так:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 213840 - 3698,547 = 38641,773 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 93960 - 1607,99 = 16996,09 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = 0,262$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,262 = 3,8 \text{ років}.$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	57
Тривалість використання максимального навантаження що до нових споживачів	год	5600
Загальна електроенергія, що відпущена новим п/с	МВт*год	304 800
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	212 778,487
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	3,8
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	МВт	5,11
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	%	2,20
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1109,91
Очікувані втрати для активної електроенергії в електромережі після проведення розвитку	МВт*год	24,42

По отриманим результатам, констатуємо що мережа є економічно доцільною, та її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від побудови нових споживачів. Рентабельність проекту загалом задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у в.о.) ($E_{ан} = 0,2$)). Термін окупності 3,8 років підтверджують ефективність.

РОЗДІЛ 9

ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

9.1 Вакуумні вимикачі

Забезпечення надійної роботи електростанцій, підстанцій і систем електропостачання промислових підприємств в значній мірі визначається безвідмовною роботою вимикачів високої напруги. Вимикачі - основні комутаційні апарати в електричних установках і служать для включення і відключення струмових ланцюгів. Унікальною особливістю вимикачів є те, що вони повинні надійно виконувати свої функції, знаходячись як у включеному, так і у відключеному стані, а також одночасно бути постійно готовими до миттєвого виконання комутаційних операцій в будь-яких режимах роботи, включаючи аварійні ситуації. Мета роботи - ознайомитись з питаннями переваг застосування нового, для більшості мережових і генеруючих компаній, класу комутаційних апаратів - вакуумних вимикачів.

Масштабні структурні перетворення, що здійснювались в енергетиці країни, відбуваються в умовах, коли знос устаткування в середньому по галузі досяг величини 57,3 %. Темпи зростання зношеного електроустаткування складають 2-6 % у рік від загальної кількості.

Збільшення об'ємів електроустаткування, що спрацювало свій ресурс, не дивлячись на значне збільшення інвестицій в технічне переобладнання енергоблоків за останні два роки, поки що перевищує темпи його заміни на нове. Таке положення справ може привести в найближчих 10 років до подальшого зростання рівня зносу основних фондів енергетики до 70 %. Якщо не зупинити процес збільшення зносу основних фондів, то енергетика може втратити свою працездатність із-за виникнення масових відмов електроустаткування [2].

У мережах середньої напруги 6-35 кВ проблема зношування устаткування виділяється особливо. Це пов'язано із великою загальною протяжністю мереж 6 (10) кВ, що знаходяться в експлуатації. В даний час з розрахунку на 100 км. довжини ліній 6 (10) кВ відбувається в середньому 26 відключень в рік. В результаті за рік відбувається до 5-6 відключень споживачів (у технічно розвинених зарубіжних країнах - 1-2). Приблизно 15 % трансформаторних підстанцій 6 (10) /0,4 кВ мають незадовільний стан. Більше 40 % повітряних і кабельних ліній, а також 30 % підстанцій знаходяться в експлуатації довше нормативного терміну служби. Близько 70 % всіх порушень електропостачання відбувається саме в мережах 6 (10) кВ. До найбільш зношеного устаткування на підстанціях відносяться, як правило, вимикачі.

Причинами пошкоджень електроустаткування в мережах 6 (10) кВ є старіння конструкцій і матеріалів при експлуатації (18 %), кліматичні дії (вітер, ожеледь і їх поєднання) вище розрахункових значень (19 %), грозові перенапруження (13 %), недоліки експлуатації (6 %), сторонні дії (16 %) і невияснені причини пошкоджень (28 %).

Частина кількості відмов конструктивних елементів від загальної кількості відмов масляних вимикачів розподіляється таким чином: дугогасильної камери - 18 %, привод - 26 %, управління - 42 %, опорна ізоляція і вводи - 14 %.

Середній час відновлення однієї відмови мереж 6 (10) кВ складає більше 3 годин. Якщо витрати на відновлення прийняти за одиницю, то збиток, включаючи недовідпуск електричної енергії, може досягати 2 одиниць. Крім того, для електроустаткування, відпрацьованого більше 30 років, витрати на ремонт перевищують середні показники по галузі в 3 рази. У найбільш зношеного електроустаткування витрати на технічне обслуговування і ремонт за термін служби в 2,5-3,5 разу перевершують витрати, необхідні для установки нового електроустаткування. Тому особливої актуальності набуває необхідність забезпечення надійності мереж 6-35 кВ, зокрема на основі заміни зношених і морально застарілих вимикачів [1,2].

Для генеруючих компаній підвищення вимог до безпеки, надійності і економічності енергоблоків теплових і атомних електростанцій супроводжується вимогами, що ростуть, і до забезпечення надійності системи електропостачання власних потреб (СЕВП) 6 кВ. Вирішення проблеми забезпечення надійної і ефективної роботи СЕВП також нерозривно пов'язане з високим ступенем зносу працюючого устаткування, зокрема оливних і електромагнітних вимикачів 6 кВ, встановлених в КРУ.

Разом з фізичним зносом устаткування відбувається його моральне старіння. Середній технічний рівень встановленого станційного і підстанції комутаційного устаткування відповідає устаткуванню, яке експлуатувалося в провідних країнах світу 30 років тому. Разом з тим тенденції розвитку високовольтних вимикачів 6-35 кВ, показують стійке зростання застосування в світі вакуумних вимикачів.

Розвиток вакуумних вимикачів пов'язаний з тим, що вакуум є ідеальним ізоляційним середовищем, оскільки іонізація молекул газу шляхом зіткнення з ними електронів надзвичайно мала, а значить, практично виключено лавиноподібне наростання кількості заряджених частинок із-за вельми низької щільності газу. Тому електрична міцність ізоляційного міжконтактного проміжку у вакуумі значно вища, а довжина дуги значно менша, ніж в масляних, елегазових і повітряних вимикачах. Це дозволяє істотно понизити габарити дугогасильної камери вакуумного вимикача. Порівняння розрядної імпульсної пробивної напруги $U_{пр}$ залежно від величини міжконтактного проміжку S в різних дугогасильних середовищах приведена на рис.9.2

Розрядна імпульсна пробивна напруга $U_{пр}$ в залежності від величини міжконтактного проміжку S в різних дугогасильних середовищах

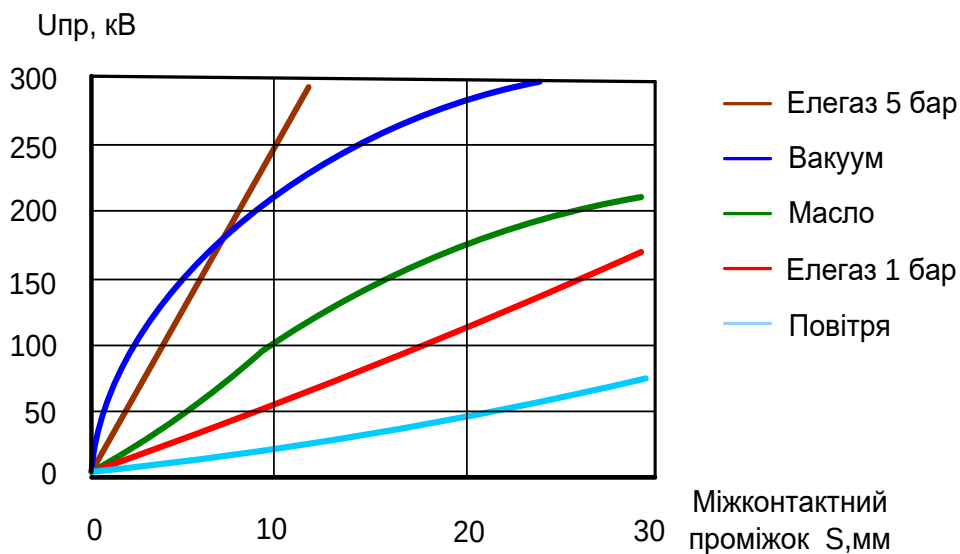


Рисунок 9.2 - Розрядна імпульсна пробивна напруга $U_{пр}$ в залежності від величини міжконтактного проміжку S в різних дугогасильних середовищах

Залежність пробивної напруги $U_{пр}$ від міжелектронної відстані S для газової і вакуумної ізоляції приведена на рис. 9.3

Залежність пробивної напруги $U_{пр}$ від міжелектронного проміжку S для вакуумної і газової ізоляції

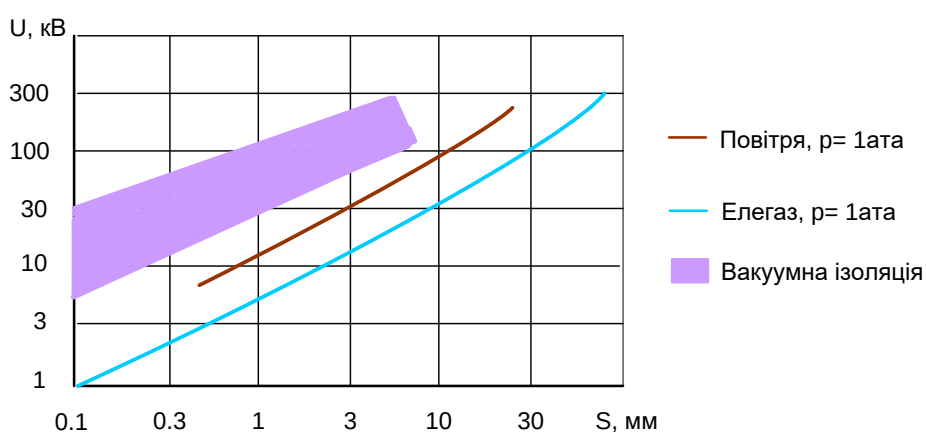


Рисунок 9.3 - Залежність пробивної напруги $U_{пр}$ від міжелектродного проміжку S для вакуумної і газової ізоляції

У останнє десятиріччя в області розробки і виробництва високовольтних вакуумних вимикачів у світі і в Україні успішно працюють наступні компанії: «РЗВА «Високовольтний Союз» (Рівно), ABB, Siemens, Alstom (Areva), Schneider Electric та інші.

У мережах середнього класу напруги 6-35 кВ найближчими роками домінуючим типом комутаційного апарату стане вакуумний вимикач. Так, частка вакуумних вимикачів в загальній кількості апаратів, що випускаються, в Європі і США перевищує 70 %, у Японії - 100 %. В Україні останніми роками ця частка має постійну тенденцію до зростання.

Елегазові вимикачі на напругу 6-35 кВ по своїх технічних характеристиках рівноцінні вакуумним і можуть скласти їм конкуренцію. Проте елегазові вимикачі в 1,5 разу дорожче, а в електроустановках з частими комутаціями вакуумні вимикачі надійніші.

Широкому застосуванню вакуумних вимикачів сприяють приведені нижче конструктивні і експлуатаційні переваги перед традиційними комутаційними апаратами на напругу 6-35 кВ (оливними, електромагнітними, повітряними).

Конструктивні переваги вакуумних вимикачів:

висока швидкодія, відключення струму при першому переході його через нуль після розведення контактів;

висока швидкість відновлення електричної міцності міжконтактного проміжку у вакуумі після згасання дуги;

високий комутаційний і механічний ресурс, визначуваний високою зносостійкістю контактів при комутації номінальних струмів і струмів короткого замикання;

- вибухо і пожежобезпечні, навіть при роботі в агресивних середовищах;
- широкий діапазон робочих температур;
- підвищена стійкість до ударних і вібраційних навантажень;
- малі габарити і маса дають перевагу при виконанні монтажу;
- можливість довільного просторового розташування ВДК без погіршення якісних параметрів вимикача, що створює додаткові зручності при монтажі.

Експлуатаційні переваги вакуумних вимикачів:

- висока надійність - менше інтенсивність відмов, час відновлення, частота і тривалість ремонтів;
- безшумність, відсутність викидів, продуктів горіння дуги і зовнішніх ефектів при відключенні струмів короткого замикання, відсутність забруднення навколишнього середовища (екологічність);
- мала обслуговуваність при експлуатації дозволяє скоротити перерви в електропостачанні, пов'язані з виконанням регламентних робіт;
- відсутність необхідності в проведенні поточного, середнього і капітального ремонту;
- низькі експлуатаційні витрати визначаються відсутністю необхідності змісту масляного і компресорного господарств, крім того, вакуумні дугогасильні камери не вимагають:
 - поповнення дугогасильного середовища;
 - живлення від мережі постійного, випрямленого і змінного оперативного струму в широкому діапазоні напруги;
 - мале споживання потужності по ланцюгу оперативного живлення;
 - сумісність з будь-якими існуючими типами осередків КРУ і КСО.

У таблиці.9.1 представлені добре відомі за довідковими даними показники надійності електроустаткування 6-10 кв. З таблиці виходить, що найбільш надійним устаткуванням є вакуумні вимикачі. Проте як би не були надійні вакуумні вимикачі, необхідно зважати на можливі випадки відмови їх в роботі і пошкодження вузлів і деталей, зокрема вакуумних дугогасильних камер.

Таблиця 4.1 - Показники надійності електрообладнання

Вид електрообладнання		Номинальна напруга U _{ном} , кВ	Параметр потoku відмов ω 1/рік.	Час відновле- ння, Тв, год.	Частота КР, μ 1/рік.	Термін КР Тп, год.
Вимикачі	Елегазові	6-10	0.022	11	0.2	24.2
	Вакуумні	10	0.004	8	-	15
	маломастяні	10	0.009	20	0.14	20
Трансфор- матори	S _{ном} , до 2.5МВА	6-20	0.016	50	0.25*	6*
	S _{ном} , 2.5-7.5МВА	6-20	0.008	120	0.25*	8*
Роз'єднувачі		6-10	0.01	7	0.166	3.7
Збірні шини		6(10)	0.03	5(7)	0.166	5
Електродвигуни		6	0.05-0.2	50-160	0.2-0.4	50-384
Повітряні лінії		6-10	7.6	5	0.17	8
Кабельні лінії		6-10	7.5	16	1	2

До найбільш серйозних дефектів в роботі вакуумних вимикачів відносяться збільшення перехідного опору контактів і розгерметизація ВДК. З досвіду експлуатації відомо, що це події маловірогідні. Так, за даними кращих виробників, надійність ВДК при сучасній технології виробництва дуже висока. У науковій літературі приведені причини розгерметизації ВДК вимикачів 6 (10) кВ в % від загального числа причин (таблиця.9.2) [2].

Таблиця 9.2 - причина розгерметизації ВДК вимикачів 6(10) кВ

Причина розгерметизації в % від загального числа причин	Остаточний ресурс ВДК вимикача(кількість комутацій)	
	Від 1000	До 1000
Деформація в сильфоні	35.2	75.4
Мікротріщини в містях пайки	48.9	23.7
Порушення в технології вакумізації	9.1	0.5
Деформація монтажу і налашки	6.8	0.4

В даний час, в розподільчих мережах, до вакуумних вимикачів нового покоління пред'являються вимоги мінімізації робіт по технічному обслуговуванню, і можливості експлуатації без ремонту протягом всього терміну служби (25 років). У таблиці.9.3 приведено порівняння системи організації і термінів проведення технічного обслуговування і ремонту (Тпр) вимикачів малооливних серії ВК-10 і вакуумних вимикачів ВВ/TEL-10 ПГ «Тавріда Електрик» [10].

Таблиця 9.3 - Термін проведення технічного обслуговування і ремонту вимикачів

Операції ТО і Р	Тип вимикача	
	ВК-10	ВВ/TEL
Заміна або поповнення дугогасильного середовища	Після 10 операцій "0" струму 20 кА-заміна масла	Не потрібно

Продовження таблиці 9.3

Технічне обслуговування (ТО)	Після 2000 циклів операцій "ВО"-ТО привода або ТО не менше 2 раз в рік	1 ТО-через 2 роки після встановлення;ТО-до закінчення гарантійного терміну-7 років; Подальше ТО-раз в 5 років
Поточний ремонт	1 раз в рік	Не потрібно
Середній ремонт	Не частіше 1 раз в 4 роки	Не потрібно
Капітальний ремонт	Після 3000 операцій "ВО"	Не потрібно

З приведених в таблиці 9.3 даних виходить, що за термін служби (25 років) вимикачу ВК-10 буде проведено 6 середніх або капітальних ремонтів, 24 поточних ремонтів і не менше 50 операцій технічного обслуговування. У разі виявлення дефектів і виникнення відмов для ВК-10 буде потрібно виконання

непланових і аварійних ремонтів. Застосовуючи методи розрахунку економічної ефективності, можна підрахувати ремонтно-експлуатаційні витрати за термін служби з урахуванням дисконтування витрат, а також термін окупності при впровадженні вакуумних вимикачів.

Якщо вирішувати задачу визначення оптимальних міжремонтних періодів малооливних вимикачів при різних стратегіях $T_{пр}$, то і в цьому випадку застосування вакуумних вимикачів буде доцільніше.

Не менш важливим завданням є визначення граничного часу продовження експлуатації $T_{пр}$ і відповідних середньорічних витрат $Z_{ср}$ для оливних і повітряних вимикачів класу напруги 6-35 кВ.

Для визначення $T_{пр}$ був розроблений спеціальний метод [3] ухвалення обґрунтованих рішень по наднормативній експлуатації устаткування, і виконані розрахунки, зокрема для оливних і повітряних вимикачів 6-35 кВ, результати яких представлені в таблиці.9.3.

Розроблений метод заснований на порівнянні функцій середньорічних витрат на експлуатацію електроустаткування у разі продовження його експлуатації $Z1_{ср}$ або заміни на нове $Z2_{ср}$ [2]. Вибір варіанту заміни або продовження терміну служби ЕО здійснюється на основі критерію мінімуму середньорічних дисконтованих витрат. Використовується модель зміни витрат в часі, що враховує зниження ресурсу ЕО при продовженні його терміну служби. Запропонований метод дозволяє визначити оптимальний термін продовження ресурсу устаткування і відповідний йому рівень середньорічних приведених витрат з урахуванням технічного стану, що економічно характеризується коефіцієнтом відносного щорічного приросту витрат від погіршення технічного стану устаткування при його наднормативній експлуатації.

Ухвалення рішення здійснюється на основі наступних співвідношень витрат:

$Z1_{ср} > Z2_{ср}$, - варіант заміни устаткування на нове;

$Z1_{ср} < Z2_{ср}$, - вигідний варіант продовження терміну служби;

$Z1_{ср} = Z2_{ср}$, - визначається граничне значення терміну продовження $T_{пр}$.

Проблема визначення спрацьованого ресурсу вимикачів залежно від умов і режимів експлуатації також вельми актуальна. Зібрані статистичні дані в системах електропостачання різних енергооб'єктів про кількість комутацій, виконаних вимикачами за термін служби, дозволяють стверджувати, що ресурсні характеристики вакуумних вимикачів істотно вищі за реальну кількість

комутацій, здійснюваних на електростанціях і підстанціях. У таблиці 9.4 приведений приклад розрахунку, кількості комутацій вимикачів КРУ 6 кВ системи електропостачання власних потреб (СЕВП) енергоблока однієї з ГЕС за 26 років експлуатації.

Таблиця 9.4 - Розрахунок кількості комутацій вимикачів КРУ 6 кВ СЕСН енергоблока ГЕС за 26 років експлуатації

Розрахунок кількості комутацій вимикачів 6 кВ енергоблока	
Енерго блок за 26 років напрацював	140856 годин
Середнє напрацювання годин в рік	$140856/25=5418$ [годин/рік]
Кількість діб роботи	$140856/24=5869$ [діб]
Кількість відпрацьованих років	$5869/365=16$ [років]
Максимальна кількість комутацій вимикачами КРУ 6 кВ СЕВП на добу	1-2[комутації/добу]
Максимальна кількість комутацій за 26 років роботи	$5869 \cdot 2=11738$ [комутацій]
Максимальна кількість комутацій за 26 років роботи з врахуванням випробувань	Не більше 13000 циклів ВО
Кількість КЗ за 26 років роботи на 176 різних підключеннях 6 кВ СЕСН 5 блоків	33 випадки КЗ.
Показники вимикача ВВ/TEL-10-20/1000	
Механічний ресурс, циклів "ВО"	50000
Комутаційний ресурс,циклів "ВО" при $I_{ном}=1000$ А	50000
Комутаційний ресурс,циклів "ВО"при $I_{о.ном}=20$ кА	100

Для порівняння з реальною кількістю комутацій в таблиці 9.4 приведені показники довговічності (ресурсу) вимикача ВВ/TEL-10-20/1000. Видно, що нормативне значення комутаційного ресурсу цього вимикача в 3,5 разу перевершує реальну кількість виконаних комутацій за термін експлуатації.

Комутаційний ресурс сучасних вакуумних вимикачів складає 20 000 - 50 000 циклів «ВО» номінального струму і 50 - 150 циклів «ВО» номінального струму відключення. При таких значеннях комутаційного ресурсу і відповідного механічного ресурсу, очевидно, що повністю ресурс вакуумних вимикачів не може бути вичерпаний протягом 25 років. Отже, протягом цього терміну відпадає необхідність в ремонтах вакуумних вимикачів, встановлених на приєднаннях з нормальним числом комутацій. У мережах з частими комутаціями повинні застосовуватися вакуумні вимикачі спеціального виконання, комутаційний ресурс яких по ГОСТ 183-97 повинен складати не менше 120 000 циклів «ВО» номінального струму. Наприклад, для пилувугільних енергоблоків кількість комутацій в добу для механізмів паливоподача може досягати 25-30. Тоді при середньому напруцюванні 6000 год /рік, за 25 років експлуатації максимальна кількість комутацій вимикачами СЕВП 6 кВ складе $(6000/24) \cdot 25 \cdot 30 = 187\,500$ циклів «ВО». Таким чином, необхідно контролювати ресурс вимикачів різних приєднань.

Для вирішення цього завдання розроблені моделі оцінки технічного ресурсу і прогнозування надійності високовольтних вимикачів [4]. На основі розроблених моделей проведені розрахунки ресурсу і показників надійності високовольтних вимикачів.

Набуті значення спрацьованого ресурсу і вірогідності безвідмовної роботи високовольтних вимикачів можуть бути використані для ухвалення рішень і планування заходів за призначенням ремонту, відключенню, заміні або експлуатації вимикачів без обмежень.

9.2 Елегазові вимикачі

У закордонній практиці енергетичного будівництва часто застосовуються

вимикачі навантаження, використання яких, як відзначається в ряді робіт, виправдується як економічними, так і чисто технічними міркуваннями. Область застосування цих апаратів у мережах високої й надвисокої напруг надзвичайно велика.

Вимикачі навантаження використовуються для керування роботою трансформаторів і підключення їх до збірних шин. У розгалужених електричних мережах їх застосовують замість вимикачів, які залишаються лише у вузлових точках і виконують тільки функції захисту, для секціонованих збірних шин і т.д.

Вони застосовуються також для підключення реакторів, що компенсують, і гальмівних опорів, необхідних для збереження стійкості при раптових короткочасних скиданнях навантаження. Застосування вимикачів навантаження в сполученні з короткозамикачем аналогічно використанню у вітчизняній практиці роз'єднувачів і короткозамикачів на підстанціях без вимикачів на стороні вищої напруги. Але вимикач навантаження використовується також і як оперативний апарат, внаслідок чого менше зношуються вимикачі. Можна відзначити доцільність застосування вимикачів навантаження, об'єднаних з роз'єднувачами, замість простих роз'єднувачів, тому що помилкові операції з ними призведуть до аварій і нещасних випадків.

Вимикачі навантаження можуть здійснювати наступні операції: 1) відключати ненавантажені лінії електропередачі, кабелі й трансформатори при номінальній напрузі системи; 2) відключати номінальний струм при номінальній напрузі системи й коефіцієнті потужності, що відповідає робочому навантаженню; 3) включатися на існуюче в ланцюзі коротке замикання без пошкоджень, що перешкоджають подальшій справній роботі апарата й пропускати струм короткого замикання до відключенні лінії електропередачі вимикачем.

Елегазові вимикачі навантаження багато в чому нагадують конструкцію відділювачів. Проте з метою успішного вимкнення струму в них передбачаються пристрої для обертання дуги в елегазі. До рухомого і нерухомого контактів вмонтовані постійні магніти з фериту, які створюють магнітні поля, спрямовані назустріч одне одному. При розмиканні контактів утворюється дуга, струм якої

взаємодіє з радіальним магнітним полем, у результаті чого створюється сила, яка переміщає дугу по кільцевих електродах. Обертання дуги в елегазі сприяє швидкому її гасінню. Чим більший струм, що вимикається, тим більша швидкість переміщення дуги. Це захищає контакти від надмірного обгоряння при гасінні дуги.

Історично першим елегазовим апаратом, випущеним фірмою «Вестингауз» в 1953 р., був вимикач навантаження. Цей апарат являє собою роз'єднувач із рухом ножа у вертикальній площині, доповнений дугогасильною камерою 3, що установлена на колонці з нерухомим контактом. У включеному положенні апарата камера шунтована головним струмоведучим ножом роз'єднувача 4. При відключенні спочатку розмикаються головні контакти й струм починає протікати через дугогасильну камеру й допоміжний ніж. При подальшому русі головного ножа він своїм кінцем повертає важіль 2, викликаючи тим самим спрацювання автопневматичного дугогасильного пристрою, виконаного по мал. 36, б. Подальший рух уже після загасання дуги ніж 4 робить спільно з допоміжним ножом 1. У повністю відключеному положенні між контактами апарата утвориться повітряний проміжок необхідної довжини. При включенні ніж 4 повертає важіль 2 униз, здійснюючи звід вимикаючої пружини.

Дугогасильна камера має об'єм порядку декількох десятків літрів і наповнена елегазом при $P_{из} = 2 \text{ кг/см}^2$. За даними фірми, вимикач повністю зберігає свою працездатність при тиску до $P_{из} = 1 \text{ кг/см}^2$. Додавання елегазу стає необхідним приблизно наприкінці п'ятирічного терміну служби апарата. Вимикач здатний відключати струми навантаження до 600 А при коефіцієнті потужності 0,5-1, а також ємнісні й індуктивні струми ($\cos\phi \leq 0,1$) до 100 А при напрузі мережі 138 кВ [11,12].

Англійською фірмою «Інгліш Електрик» розроблена серія вимикачів навантаження, основним елементом якої є дугогасильна камера, змонтована усередині фарфорового ізолятора, заповненого елегазом при $P_{аб} = 4,5 \text{ кг/см}^2$.

У апараті на 245 кВ утримується дві таких послідовно з'єднаних камери, змонтованих у покриттях 5, взаємне розташування яких показано на рис. 3.1. У

конструктивному відношенні камери ідентичні. У них використаний автопневматичний принцип гасіння дуги у виконанні, що представляє собою комбінацію основних варіантів.

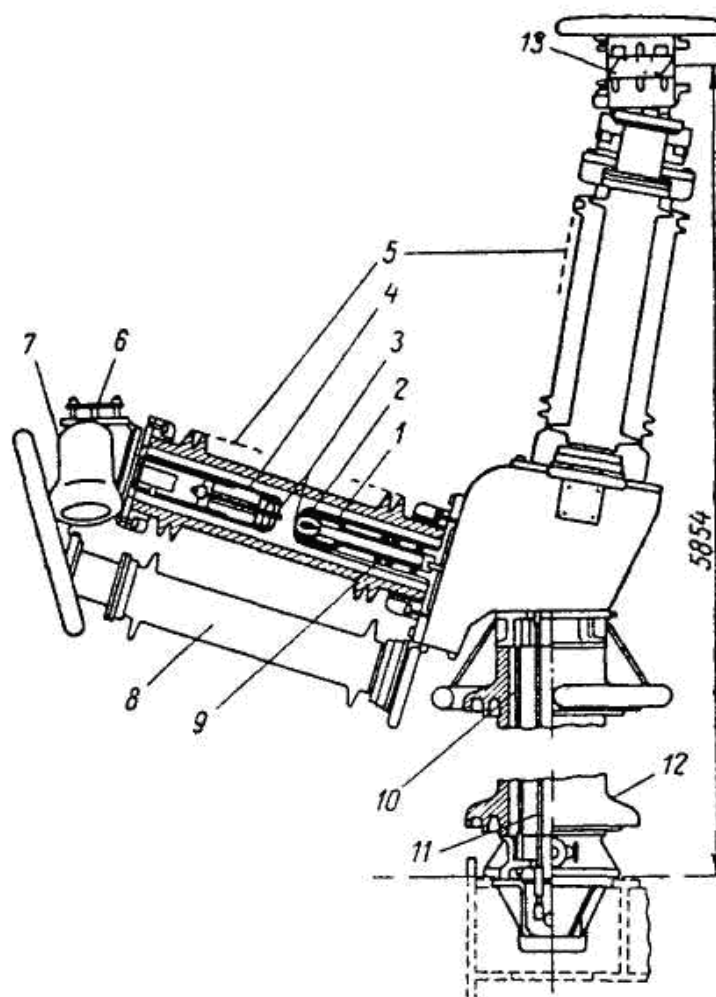


Рисунок 9.4 – Дугогасильна камера вимикача навантаження

На головному рухливому контакті 2 закріплений поршень 9. При відключенні стиснений газ через внутрішню порожнину трубчастого контакту надходить у проміжний об'єм, з якого випливає через ізоляційне сопло, обдуваючи й гасячи дугу, що горить між дугогасильними наконечниками 3, рухливого контакту 2 і нерухомого 4. Комутаційна здатність і необхідний рівень ізоляції дугогасильних камер забезпечуються при зниженні тиску $P_{аб} = 3,5 \text{ кг/см}^2$. На виводі 6 установлений нерухомий контакт 7 заземлювача, а на виводі другої камери встановлений нерухомий контакт 13 ножа роз'єднувача. Камери встановлені на опорній ізоляційній колонці 12, зібраній з порожніх ізоляторів.

Керування рухливими контактами здійснюється за допомогою тяги 11, одна з яких працює на відключення, а інша на включення.

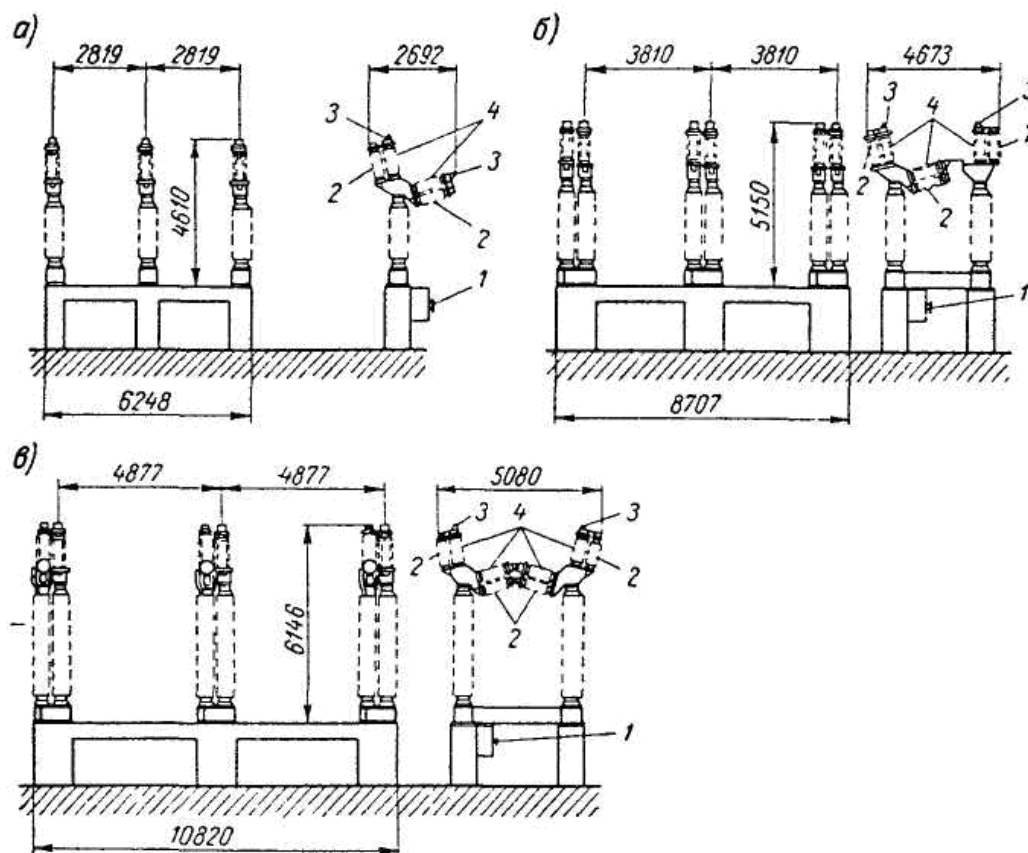


Рисунок 9.5 – Серія вимикачів навантаження: а – 245 кВ; б – 300 кВ; в – 420 кВ

Внутрішні порожнини дугогасильних камер з'єднуються із внутрішнім об'ємом опорної колонки через фільтри, що поглинають продукти розкладання елегазу дугою. Для підвищення механічної міцності верхній і нижній фланці опорної колонки стягнуті ізоляційними стрижнями 10. Сприятливий розподіл напруги по камерах забезпечується шунтувальними конденсаторами 5.

Ізоляційні тяги й стержні виконані із просоченої спеціальним компаундом склотканини. Ізоляція відносно землі залишається цілком достатньою при зниженні тиску газу до атмосферного. Передбачається, що витік газу буде досить незначної й виразиться в падінні тиску менш чим на 1 кг/см^2 за три роки. Саме через цей період і рекомендується робити ревізію апарата.

На рис. схематично зображена серія вимикачів навантаження, що укомплектовуються з вищеописаних елементів із вказівкою габаритних розмірів.

На середній поворотній колонці закріплений ніж роз'єднувача, що

приводиться у рух гідравлічним приводом 1. Рухливі контакти дугогасильної камери управляються пневматичним приводом 2, а для заземлювача передбачений привід 3.

Для оперативних включень і відключень великих генераторів потужністю до 250 МВт і напругою до 24 кВ фірмою “Делль” сконструйований спеціальний генераторний вимикач навантаження на номінальну напругу 24 кВ, номінальний струм 10000 А й амплітудне значення струму включення 165000 А. Апарат містить дві паралельно включені контактні системи - струмоведучу й дугогасильну. Обидві системи поміщені в герметичний об'єм, заповнений елегазом, і приводяться в дію маслопневматичним приводом. При відключенні спочатку розмикаються контакти струмоведучої системи, потім контакти дугогасильної. Дугогасильний пристрій забезпечує відключення номінального струму при частоті напруги, що відновлюється, до 50 кГц. При випробуваннях цей апарат, заповнений елегазом при $P_{из} = 3 \text{ кг/см}^2$, відключав струм 14 500 А при напрузі 22,3 кВ і частоті власних коливань 45 кГц.

На сьогоднішній день існує дуже багато фірм, які випускають елегазові вимикачі. Їхній асортимент значно різниться між собою, має різну вартість, якість і розрахований на різні класи напруг. Наприклад “Уралелектротяжмаш”, випускають елегазові вимикачі на номінальні напруги: 6, 10, 35, 110, 220, 330, 500 кВ. Закордонні фірми, наприклад “Siemens”, випускають вимикачі на напруги: 72,5, 126, 145, 363, 420.

Слід зауважити, що для підвищення номінальної напруги вимикачі можна об'єднувати, тобто з'єднувати послідовно необхідну кількість модулів. На одній фазі може бути два, три, чотири і більше таких модулів. Усі модулі фази можуть бути змонтовані на опорних ізоляційних колонах, встановлених у свою чергу на зварній рамі полюса. Як правило, в нижній частині рами розміщується пневматичний привід, зв'язаний системою ричагів з усіма ізоляційними керуючими штангами фази. Через ці ж порожнини проходять товстостінна ізоляційна трубка для подачі газу у резервуар високого тиску і чотири з'єднувальних стержня з пружинами, які стягують ізолятори опорної колонки і

ущільнюючі прокладки.



Рисунок 9.6 – Елегазовий вимикач на Вінницькій ПС 750 кВ

Для прикладу, можна проілюструвати елегазовий вимикач фірми “ABB” що встановлений на Вінницькій ПС 750 кВ. На рисунку 9.6 можна побачити що у нього на кожній фазі змонтовано по два модуля, які розраховані на напругу 420 кВ. Завдяки цьому вимикач працює при номінальній напрузі 750 кВ.

Дана особливість елегазових вимикачів є досить корисною і дозволяє значно розширити межі їх застосування.

РОЗДІЛ 10

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

В цьому розділі магістерської роботи запропоновано заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час обслуговування комутаційного електрообладнання. Аналізування потенційних небезпек проведемо за [1, 2] для електротехнічного персоналу. Під час обслуговування комутаційного електрообладнання необхідно передбачати заходи із запобігання впливу на працівників таких шкідливих виробничих факторів: фізичних, хімічних і трудового процесу.

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

У розділі охорони праці потрібно дослідити такі питання як технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць, електробезпека, мікроклімат, склад повітря робочої зони, виробниче освітлення, виробничий шум, виробничі вібрації, психофізіологічні фактори, безпека в надзвичайних ситуаціях для працівників і для об'єкта проектування в цілому під час будівництва та після прийняття його в експлуатацію.

10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

10.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Працівники, які обслуговують електроустановки, повинні вивчити ці Правила відповідно до вимог своєї посади або роботи, яку вони виконують, пройти навчання безпечним прийомам праці на робочому місці під керівництвом досвідченого працівника, перевірку знань та присвоєння групи з електробезпеки (далі - групи) відповідно до додатка 1 до цих Правил. Працівнику, який пройшов перевірку знань цих Правил, видається посвідчення встановленої форми, яке він повинен мати при собі під час виконання робіт.

Забороняється допуск до роботи працівників, які не пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці. Працівники, які виконують роботи, зазначені у ДНАОП 0.00-8.02-93 "Перелік робіт з підвищеною небезпекою", повинні мати відповідний запис у посвідченні про перевірку знань. Забороняється допуск працівників, молодших 18 років, до робіт, зазначених у ДНАОП 0.03-8.07-94 "Перелік важких робіт і робіт зі шкідливими і небезпечними умовами праці, на яких забороняється застосування праці неповнолітніх".

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають їхні схеми, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи обладнання і пройшли навчання та перевірку знань.

В електроустановках понад 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, а також старші в зміні повинні мати групу IV, решта - групу III. В електроустановках до 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, повинні мати групу III.

Забороняється в електроустановках наближення людей, механізмів та вантажопідіймальних машин до неогороджених струмовідних частин, що перебувають під напругою, на відстань, меншу 0.6 – 2.5 м в залежності від

напруги (0.4 – 330 кВ). Виняток становлять роботи з використанням електрозахисних засобів.

Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі технічні заходи:

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації, підігрівання та ін.) і силові кола приводу;

- зачинити засувки на трубопроводі подавання повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи та випустити в атмосферу повітря, яке в них містилось; у цьому разі спускні пробки (клапани) залишаються у відкритому положенні;

- привести в неробоче положення вмикальний вантаж або вмикальні пружини;

- вивісити плакати "Не вмикати! Працюють люди" - на ключах дистанційного керування і "Не відкривати! Працюють люди" - на закритих засувках.

Для пробних вмикань і вимикань комутаційного апарата без подавання робочої напруги під час його налагоджування та регулювання допускається тимчасове вмикання допоміжних і силових кіл приводу, а також подавання повітря в привод та на вимикач. У цьому разі слід зняти плакати "Не вмикати! Працюють люди" та "Не відкривати! Працюють люди". Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат під час його випробовування дозволяється оперативним та оперативно-виробничим працівникам, якщо це обумовлено нарядом в "Окремих вказівках. Після випробування, у разі необхідності продовження роботи на комутаційному апараті, черговий або з його дозволу керівник робіт повинен виконувати вимоги цих Правил.

Підніматись на повітряний вимикач, що перебуває під робочим тиском, дозволяється тільки під час випробування та виконання налагоджувальних робіт (регулювання демпферів, знімання віброграм, під'єднання провідників до вимірювальних приладів або їх від'єднання, визначення місць витікання повітря тощо). Забороняється підніматись на вимкнений повітряний вимикач з повітронаповненим віддільником, якщо віддільник перебуває під робочим тиском.

Перед підніманням на повітряний вимикач для проведення випробувань та налагодження необхідно:

- вимкнути кола керування;
- заблокувати кнопку місцевого керування та пускові клапани (наприклад, від'єднати повітровідні трубки, замкнути шафи тощо) або поставити біля вимикача проінструктованого члена бригади, який допускав би до оперування вимикачем (після вмикання кіл керування) за вказівкою керівника робіт тільки одного працівника. У разі перебування працівників на повітряному вимикачі, що знаходиться під тиском, слід припинити усі роботи в шафах керування і розподільчих.

Забороняється перебування працівників біля повітряних вимикачів під час їх вимикання і вмикання, налагодження та випробування. Команду на виконання операцій повітряним вимикачем у разі проведення випробних і налагоджувальних робіт керівник робіт (або уповноважений ним член бригади) повинен подавати тільки після того, як всі члени бригади будуть відведені від вимикача на безпечну відстань або в укриття.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;
- зачинити на замок шторку відсіку, в якому струмовідні частини залишились під напругою та вивісити плакат "Стій! Напруга";
- вивісити плакат "Працювати тут" у відсіку, де треба буде працювати.

У разі виконання роботи поза КРУ на підімкненому до нього обладнанні або на ПЛ і КЛ, що відходять, візок з вимикачем необхідно викотити з комірки; шторку або дверці зачинити на замок та вивісити на них плакат "Не вмикати! Працюють люди" або "Не вмикати! Робота на лінії". У цьому разі допускається:

- за наявності блокіровки (блоківки) між заземлювальними ножами та візком з вимикачем - встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;
- за відсутності такої блокіровки або заземлювальних ножів в комірках КРУ - встановлювати візок в проміжне положення між контрольним та викоченим за

умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні. Встановлювати заземлення в комірці КРУ у разі виконання роботи на ПЛ, що відходять, необхідно з урахуванням вимог цих Правил.

10.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

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

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

10.2.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату для робіт категорії важкості Пб в виробничих приміщеннях [6], які монтуються, наведено в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення потрібних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [7]: утеплення фасаду будівлі; встановлення вентиляції приміщень.

10.2.2. Склад повітря робочої зони

В умовах, що розглядаються в роботі, можливим забруднювачем повітря може бути пил нетоксичний [6]. Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення наведені в таблиці 10.2

Таблиця 10.2 – Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення

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

Для забезпечення складу повітря робочої зони в роботі передбачені такі рішення [7]: робочі місця, де можливе виділення пилу та, обладнані вентиляційними пристроями, які повинні бути постійно готовими до роботи; будь-які порушення у системі вентиляції відображаються попереджувальними сигнальними пристроями; механічні вентиляційні установки під час їх роботи не повинні створювати для працівників протягів.

10.2.3 Виробниче освітлення

Штучне освітлення в будівлі запроектоване загальне, освітлення, за якого світильники розміщуються рівномірно у верхній зоні приміщення (загальне рівномірне освітлення). Нормовані значення виробничого освітлення наведені в таблиці 10.3.

Характеристика зорових робіт – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [8] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г».

Для забезпечення нормованого значення освітлення в проекті передбачено: використання природного та штучного освітлення; штучне освітлення повинне бути рівномірне та достатньо інтенсивне; світло не повинне створювати різких тіней на місцях роботи, значних контрастів між освітленим робочим місцем і навколишньою обстановкою; штучне світло не створює зайвих відблисків у полі зору працівника.

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

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

Характеристика зорових робіт – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [9] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г».

Для забезпечення нормованого значення освітлення у проекті передбачено:

- використання природного та штучного освітлення;
- штучне освітлення повинне бути рівномірне та достатньо інтенсивне;
- світло не повинне створює різких тіней на місцях роботи, значних контрастів між освітленим робочим місцем і навколишньою обстановкою;
- штучне світло не створює зайвих відблисків у полі зору працівника.

10.2.4 Виробничий шум

Джерелами шуму, що розглядаються в роботі, для працівників є шум будівельних машин і механізмів. Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму наведено в таблиці 10.4

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено: раціональне розташування робочих місць; постійний контроль режиму праці і відпочинку працівників; обмеження застосування обладнання та використання робочих місць, що не відповідають санітарно-гігієнічним вимогам.

Таблиця 10.4 Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах зі середньгеометричними частотами (Гц)									Допустимий рівень звуку, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Основні виробничі приміщення	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено:

- раціональне розташування робочих місць;
- постійний контроль режиму праці і відпочинку працівників;
- обмеження застосування обладнання та використання робочих місць, що не відповідають санітарно-гігієнічним вимогам.

10.2.5 Виробнича вібрація

На робочих місцях присутня вібрація типу – За [10]. Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються вентиляційне обладнання, під'йомники, транспорт тощо, які відносяться до типу загальної вібрації.

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

Таблиця 10.5 Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

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

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

10.2.6 Психофізіологічні фактори

Робота електротехнічного персоналу є достатньо складною і потребує різних навичок та характеристик працюючого, тому і впливи від робіт різні і визначаються за Державними санітарними нормами та правилами «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу» [1].

Важкість праці визначається за дод. 15 [1], звідки видно, що даний вид робіт за показниками важкості умов праці характеризується як допустимі умови праці.

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

- загальні енергозатрати організму, Вт - до 290;

- робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість

зміни взаєморозташування різних частин тіла відносно одна одної);

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

Напруженість праці визначається за дод. 16 [1], робота відноситься до інтелектуальної, і має наступні характеристики:

- зміст роботи: відсутня необхідність прийняття рішення;
- сенсорні навантаження : 51-75;
- розмір об'єкта розрізнення (при відстані від очей працюючого до об'єкта розрізнення не більше 0,5 м), мм, % часу зміни: 5,0-1,1 мм більше 50% часу;
- тривалість робочого дня, год. – 8 годин;
- змінність роботи - однозмінна робота (без нічної зміни).

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

10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Визначення області працездатності фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

В системі електропостачання можливе виникнення надзвичайних ситуацій як техногенного так і природного характеру, що можуть нести негативний вплив на роботу електричної системи. Найбільш небезпечною для електричної системи може бути дія електромагнітних імпульсів та сейсмічних хвиль.

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

Результатом дії сейсмічних хвиль є землетрус, що призводить до руйнування будівель, трансформаторних підстанцій, ліній електропередач, електричних апаратів і машин, комутаційних апаратів, тощо. Це може призвести до великих аварій в електричних мережах як району так і країни. У зв'язку з чим

порушується постачання електроенергією важливих промислових та цивільних об'єктів. Щоб запобігти шкідливим наслідкам, виконують розрахунки по стійкості роботи об'єктів чи обладнання, визначають коефіцієнт захисту цього об'єкта.

ЕМІ можуть поширюватися на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях, дійснюючи вплив на об'єкти там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають свої значення як вражаючі фактори. Можуть виникнути збої в роботі ліній зв'язку, енергопостачання, систем обчислювальних машин, тощо. ЕМІ призводить до пробою ізоляції елементів апаратури і пристроїв, підключених до повітряних і підземних ліній. Ступінь пошкоджень залежить від потужності наведеного імпульсу і електричної міцності обладнання

10.3.1 Визначення області працездатності елементів електричних мереж в умовах дії сейсмічних хвиль

До основних елементів належить: трансформатори, генератори, відкриті розподільчі пристрої, релейний захист та автоматика, повітряні та кабельні лінії електропередачі, електричні апарати. По таблиці (6.4) для кожного елемента визначаємо границю стійкості при яких він отримає середні руйнування. Дані запишемо в таблицю 10.6

Таблиця 10.6- Граничні значення фрагменту електричної мережі

№	ЕЛЕМЕНТИ ЕМ	$\Delta P_{\text{ФПГРАН, КПА}}$	$\Delta P_{\text{ФПГРАН, КПА}}$
1	ОПОРИ ПЛ	10	10
2	ПОРТАЛЬНІ ОПОРИ	10	
3	КАБЕЛЬНА МЕРЕЖА	30	
4	ВИМИКАЧІ	15	
5	РОЗ'ЄДНУВАЧІ, РОЗРЯДНИКИ,	15	
6	ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ	20	
7	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА	50	
8	ГЕНЕРАТОРИ	40	
9	СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ	20	
10	ВІДКРИТІ РОЗПОДІЛЬЧІ ПРИСТРОЇ	35	

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

Прийmemo що електрична мережа знаходиться на відстані від епіцентру землетрусу $R = 170$ км, $h = 180$ км. В інших випадках значення магнітуди буде інше. Допустима потужність землетрусу, балів:

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

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

$$M = (7,3 + 3,5 \lg \sqrt{160^2 + 170^2} + 3) / 1,5 = 5,8(6);$$

Електрична система буде стійко працювати в діапазоні зміни магнітуди від 0 до 5,8 балів за шкалою Ріхтера.

10.3.1 Визначення області працездатності фрагменту ЕМ в умовах дії ЕМІ

Електричний імпульс ЕМІ – вражаючий фактор ядерної зброї, а також будь-яких інших джерел ЕМІ (наприклад блискавки, спеціальної електромагнітної зброї, короткого замикання в обладнанні тощо).

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

Дані про елементи ЕС наведені в таблиці 10.7

Таблиця 10.7 – Дані про елементи електричних мереж

Елемети ЕМ	$U_{ж}, В$	$Li, м$	$N, \%$
Вимикач	12	0,4	10
Вимірювальний трансформатор	48	0,25	15
Силовий трансформатор	24	0,3	15

Визначаємо допустиму напругу:

$$U_{д} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N;$$

$$U_{д1} = 12 + \frac{12}{100} \cdot 10 = 13,3(В);$$

$$U_{д2} = 48 + \frac{48}{100} \cdot 15 = 55,2(В);$$

$$U_{д3} = 24 + \frac{24}{100} \cdot 15 = 27,6(В);$$

Як показник стійкості фрагменту мережі до дії електромагнітного імпульсу використовується коефіцієнт безпеки, який визначається відношенням гранично

допустимої напруги U_D до наведеної, тобто створеної ЕМІ в даних умовах U_E , який вимірюється у децибелах:

$$K_B = 20 \cdot \lg \frac{U_D}{U_E} (\text{дБ});$$

Для нормальної роботи елементів необхідно, щоб виконувалася умова:

$$K_B \geq 40(\text{дБ});$$

$$U_{\Gamma} = \frac{U_D}{10^{\frac{K}{20}}} (\text{дБ});$$

$$U_{\Gamma 1} = \frac{13,2}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,132(\text{дБ});$$

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

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

Знаходимо напруженість електричного поля для вертикальної складової :

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

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

$$E_B = \frac{U_1}{L_{\Gamma}};$$

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

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

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

Отже в результаті розрахунків отримали мінімальне граничне значення напруги наводки від 0 до 0,33 (В/м).

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

Основними напрямками по підвищенню стійкості роботи фрагменту електричної мережі є:

1. Встановлення анкерних опор в сейсмічно небезпечних зонах, які сприймають навантаження від поперечних складових тяжіння проводів і тросів.

2. Встановлення захисних екранів й захисних пристроїв, які значною мірою знижують параметри електромагнітного імпульсу в екранованій області.
3. Використання захисних іскрових розрядників і плавких запобіжників.
4. Встановлення грозозахисних пристроїв – блискавковідводів, які складаються з блискавкоприймачів і струмовідвідних спусків; встановлення спеціальних пристроїв захисту від імпульсних перенапруг.
5. Використання симетричних двопровідних ліній в електричних мережах.
6. Встановлення на електричних станціях сучасних систем захисту і попередження аварійних ситуацій.

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

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

Висновки до розділу 10

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

1.) В умовах дії сейсмічних хвиль електрична мережа буде нормально працювати в діапазоні зміни магнітуди від 0 до 5,8 балів за шкалою Ріхтера.

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

Також у цій частині розділу нами проаналізовані вплив факторів сейсмічних коливань та ЕМІ та можливі наслідки їх дії на електричну мережу, розроблені методи по підвищенню стійкості роботи фрагменту ЕМ в умовах НС.

ВИСНОВКИ

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

Надійність обладнання нових ПС та вузлів, що розвиваються перевіряємо за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності. Так для ПС Бершадь (вузол 9) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин»

Для нових п/с 901, 902, 903 обрали схему РП типу: “ місток із вимикачами у колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Також для вузла 8 п/с Чечельник, пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,51 МВт при сумарній отриманій активній потужності 112,12 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 213 594,067 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність оскільки $E(0.094)$ близький до $E_a'(0.2)$, та термін окупності 10,7 років.

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

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

В розділі ” Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях“ були вирішені питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує електричні мережі, з врахуванням правил техніки безпеки і безпечної експлуатації електроустановок, з дотриманням норм, які забезпечують нормальну і безпечну роботу, як для обслуговуючого персоналу, так і для електротехнічного обладнання. Для цього були запропоновані технічні рішення щодо безпечної експлуатації підстанції, технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії, а також технічні рішення системи запобігання пожежі і системи протипожежного захисту.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Буряк В.М., Дейнеко Н.А. Експлуатація високовольтних вимикачів. / В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко. – Харків: ХНУМГ, 2016. –51 с
3. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс : навчальний посібник. – Х. : Точка, 2012. – 340 с. – ISBN 978-617-669-015-3..
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. Лежнюк П.Д. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с
8. Лежнюк П.Д. Електричні апарати розподільчих установок. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2004. –128 с.
9. Лежнюк П.Д. Електрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2010. –137 с.
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. Михайлюк Р. І., Мисенко С. В., Кутін В. М., Рубаненко О. Є. Досвід та перспективи експлуатації елегазових вимикачів у Південно-Західній енергетичній системі. Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 3. –С. 34–37.
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. Поліщук І. С. Використання вакуумних вимикачів у програмі ретрофіт [Електронний ресурс] / І. С. Поліщук, В. В. Нетребський, В. О. Лесько // Матеріали І науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 10-12 березня 2021 р. – Електрон. текст. дані. – 2021. – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2021/paper/view/12882>.
14. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.
15. Янчук О., Цибульська І., Юзвак С., Лесько В., Нетребський В. Порівняння характеристик елегазових, масляних і повітряних вимикачів. Матеріали ІІ науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 21-23 червня 2023 р. 2023. URI: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18423>.
16. Електричні системи і мережі. Частина І [Текст] : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с.
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. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
19. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
20. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок.

URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

21. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

22. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

23. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

24. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

25. Гаврилюк Б. В., Нетребський В. В. Особливості застосування різних типів вимикачів. Матеріали LIII науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 20-22 березня 2024 р. Електрон. текст. дані. 2024. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2024/paper/view/19833>.

26. Аніпченко Д. О. Дослідження заміни застарілого комутаційного обладнання вакуумними вимикачами [Електронний ресурс] / Д. О. Аніпченко, В. В. Нетребський // Матеріали XLVIII науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 13-15 березня 2019 р. – Електрон. текст. дані. – 2019. – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2019/paper/view/7277>.

27. Ольга Галяс, Анастасія Гармідер, Ольга Кушер, Ірина Московчук «ЗАСТОСУВАННЯ ПРИНЦИПУ ГАМІЛЬТОНА ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ». Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН2024)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка", Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. [Електронний ресурс]. URL1: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/21595/17853>

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Галяс О.С.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Нетребський В.В.
(прізвище, ініціали)

Додаток Б. Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

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

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОМУТАЦІЙНОГО
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ**

08-21.МКР.006.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Нетребський В.В.

Магістрант групи ЕСМ-22 мз

_____ Галяс О.С.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

б) наказ № 81 від 11 березня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливості експлуатації комутаційного електрообладнання;

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	17.01.24	25.01.24	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	26.01.24	10.03.23	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	11.03.24	05.04.24	
4	Аналіз особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання	06.04.24	30.04.24	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.24	10.05.24	
6	Техніко-економічна частина	11.05.24	16.05.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.24	25.05.24	
8	Оформлення презентації	26.05.24	30.05.24	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, 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 1:50000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

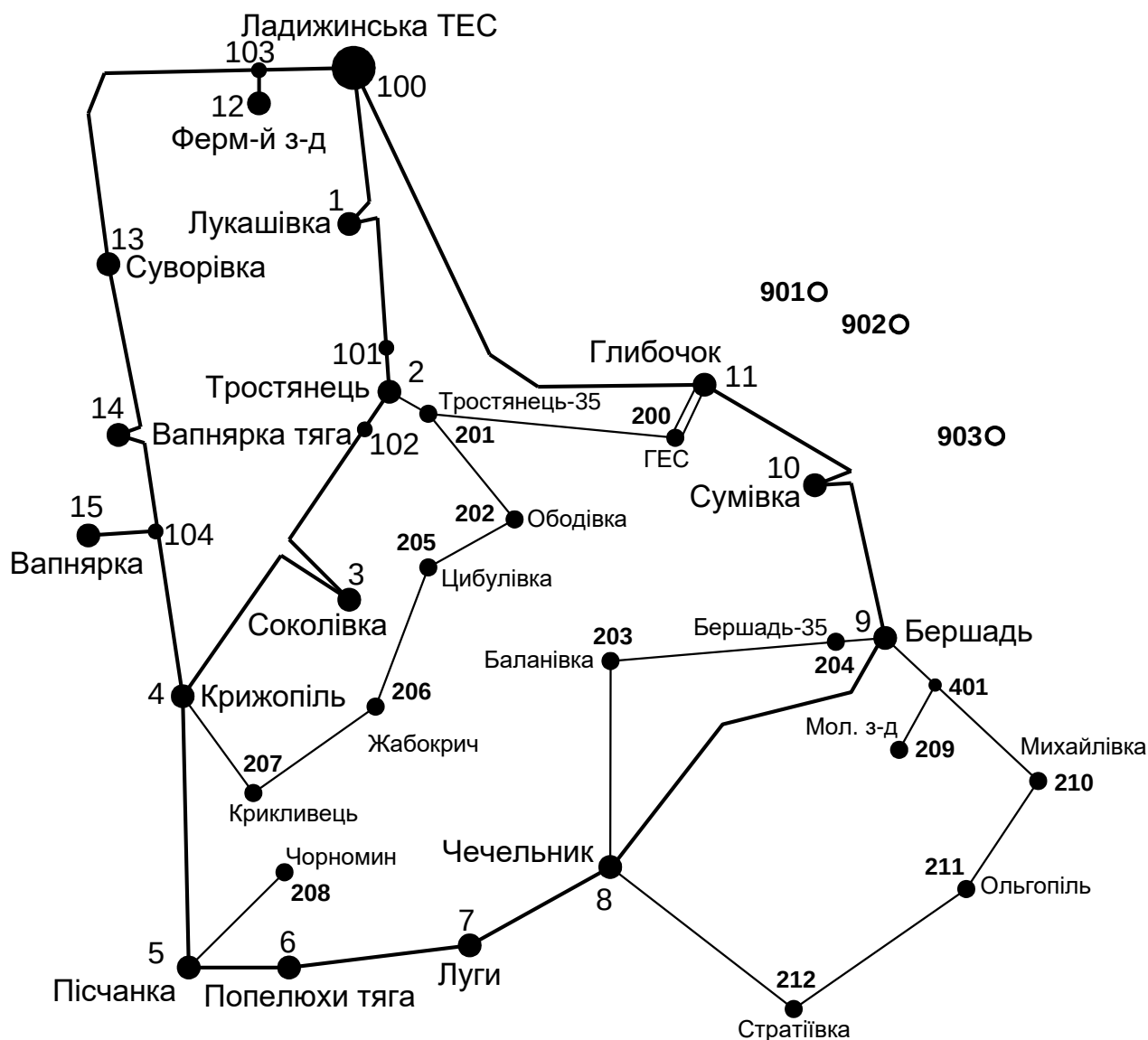


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

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 5600 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 542 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 20 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (901)	Нова 2 (902)	СЕС 3 (903)
Навантаження, МВт	16,8	8,2	12,5
cos φ	0,9	0,88	0,87
Категорія споживачів	I	I	II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	85	86	89	91	93	94	98	98	90	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	1	Ладизинська ТЕС – Лукашівка	8,36	АС-150
1	101	Лукашівка – 101	29,77	АС-150
101	2	101 – Тростянець	0,5	АС-120
2	102	Тростянець – 102	0,5	АС-120
102	3	102 – Соколівка	27,91	АС-150
3	4	Соколівка – Крижопіль	15,8	АС-150
4	5	Крижопіль – Піщанка	25,9	АС-150
5	6	Піщанка – Попелюхи тяга	11,69	АС-150
6	7	Попелюхи тяга – Луги	26,26	АС-150
7	8	Луги – Чечельник	12,05	АС-150
8	9	Чечельник – Бершадь	38,4	АС-150
100	11	Ладизинська ТЕС – Глибочок	27,0	АС-150
11	10	Глибочок – Сумівка	10,4	АС-120
10	9	Сумівка – Бершадь	13,6	АС-120
100	103	Ладизинська ТЕС – 103	2,3	АС-150
103	12	103 – Ферментний завод	0,8	АС-95
103	13	103 – Суворівка	37,46	АС-150
13	14	Суворівка – Вапнярка тяга	15,7	АС-150
14	104	Вапнярка тяга – 104	7,4	АС-150
104	15	104 – Вапнярка	0,015	АС-150
104	4	104 – Крижопіль	18,4	АС-150
11	200	Глибочок – Глибочок ГЕС	2×0,3	АС-95
200	201	Глибочок ГЕС – Тростянець–35	17	АС-95
2	201	Тростянець – Тростянець–35	5,31	АС-95
201	202	Тростянець–35 – Ободівка	10,79	АС-95
202	205	Ободівка – Цибулівка	9,4	АС-95
205	206	Цибулівка – Жабокрич	18	АС-95
206	207	Жабокрич – Крикливець	11,41	АС-95
4	207	Крижопіль – Крикливець	22,4	АС-95
9	204	Бершадь – Бершадь–35	7,93	АС-120
203	204	Баланівка – Бершадь–35	19,59	АС-120
8	203	Чечельник – Баланівка	22,8	АС-95
5	208	Піщанка – Чорномин	12,3	АС-95
9	401	Бершадь – 401	4,44	АС-120
401	209	401 – Молокозавод	0,03	АС-70
401	210	401 – Михайлівка	11,2	АС-150
211	210	Ольгопіль – Михайлівка	13,9	АС-95
212	211	Стратіївка – Ольгопіль	11,6	АС-95
8	212	Чечельник – Стратіївка	14,3	АС-95

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_n , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Ладизинська ТЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Лукашівка	0,89	$2,2 + j1,13$	ТМН-6300/110/10	1
2	Тростянець	0,88	$4,7 + j2,54$	ТДТН-10000/110/35/10	2
3	Соколівка	0,87	$2,8 + j1,59$	ТМН-6300/110/10	1
4	Крижопіль	0,88	$4,6 + j2,48$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
5	Піщанка	0,86	$4,5 + j2,67$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
6	Попелюхи тяга	0,85	$13,0 + j8,06$	ТДТН-40000/110/27/10	2
7	Луки	0,89	$2,2 + j1,13$	ТМН-6300/110/10	1
8	Чечельник	0,88	$5,7 + j3,08$	ТДТН-16000/110/35/10	1
9	Бершадь	0,9	$4,1 + j1,99$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
10	Сумівка	0,87	$3,1 + j1,76$	ТМН-6300/110/10	1
11	Глибочок	0,89	$3,0 + j1,54$	ТМТН-6300/110/35/10 ТДТН-10000/110/35/10	2
12	Ферм. З-д	0,88	$8,7 + j4,7$	ТРДН-25000/110/10	1
13	Суворівка	0,87	$2,8 + j1,59$	ТМТН-6300/110/35/10	1
14	Вапнярка тяга	0,85	$12,4 + j7,68$	ТДТН-40000/110/27/10	2
15	Вапнярка	0,87	$2,7 + j1,53$	ТМН-6300/110/10	1
200	Глибочок ГЕС	0,9	$-6,4 - j3,1$		
201	Тростянець-35	0,87	$1,6 + j0,91$	ТМН-4000/35/10	2
202	Ободівка	0,89	$1,5 + j0,77$	ТМН-4000/35/10 ТМН-6300/35/10	2
203	Баланівка	0,88	$1,1 + j0,59$	ТМН-2500/35/10	2
204	Бершадь-35	0,87	$2,5 + j1,42$	ТМН-6300/35/10	2
205	Цибулівка	0,86	$1,9 + j1,13$	ТМН-4000/35/10	1
206	Жабокрич	0,85	$1,8 + j1,12$	ТМН-4000/35/10	1
207	Крикливець	0,89	$1,2 + j0,61$	ТМН-2500/35/10	2
208	Чорномин	0,88	$1,6 + j0,86$	ТМН-4000/35/10	1
209	Молокозавод	0,89	$1,5 + j0,77$	ТМН-4000/35/10	1
210	Михайлівка	0,9	$1,2 + j0,58$	ТМН-4000/35/10 ТМН-1600/35/10	2
211	Ольгопіль	0,85	$1,4 + j0,87$	ТМН-2500/35/10	2
212	Стратіївка	0,88	$1,3 + j0,7$	ТМН-4000/35/10	1

ДОДАТОК В

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5600.0 ГОД

ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 128.301 МВт / 1123.914 МЛН.КВТ*Г

ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 121.630 МВт / 1065.479 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 5.788 МВт / 24.998 МЛН.КВТ*Г

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

СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 5.788 МВт / 24.998 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.516 МВт / 4.524 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.408 МВт / 1.763 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.925 МВт / 6.287 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 6.713 МВт / 31.285 МЛН.КВТ*Г (2.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ЛАДИЖИНСЬКА ТЕС	-116.901	-72.997	110.000	0.00
1	ЛУКАШІВКА	0.000	0.000	108.970	-0.29
2	ТРОСТЯНЕЦЬ	0.000	0.000	105.480	-1.28
3	СОКОЛІВКА	0.000	0.000	103.084	-2.04
4	КРИЖОПІЛЬ	0.000	0.000	101.934	-2.41
5	ПІЩАНКА	0.000	0.000	99.730	-3.11
6	ПОПЕЛЮХИ ТЯГА	0.000	0.000	99.072	-3.32
7	ЛУТИ	0.000	0.000	99.289	-3.28
8	ЧЕЧЕЛЬНИК	0.000	0.000	99.489	-3.21
9	БЕРШАДЬ	-5.000	-3.000	101.353	-2.58
11	ГЛИВОЧОК	0.000	0.000	104.835	-1.67
10	СУМІВКА	0.000	0.000	102.623	-2.25
12	ФЕРМ З-Д	0.000	0.000	109.589	-0.11
13	СУВОРІВКА	0.000	0.000	104.907	-1.48
14	ВАПНЯРКА ТЯГА	0.000	0.000	103.117	-2.02
15	ВАПНЯРКА	0.000	0.000	102.716	-2.15
200	ГЛИВОЧОК ГЕС	-6.400	-3.100	34.954	-2.45
201	ТРОСТЯНЕЦЬ-35	0.000	0.000	33.838	-3.58
202	ОВОДІВКА	0.000	0.000	33.013	-4.08
205	ЦИБУЛІВКА	0.000	0.000	32.544	-4.37
206	ЖАБОКРИЧ	0.000	0.000	32.300	-4.57
207	КРИКЛИВЕЦЬ	0.000	0.000	32.547	-4.48
204	БЕРШАДЬ-35	0.000	0.000	36.315	-7.15
203	БАЛАНІВКА	0.000	0.000	36.028	-7.43
208	ЧОРНОМИН	0.000	0.000	32.232	-5.29
401		0.000	0.000	36.466	-7.04
209	МОЛОКОЗАВОД	0.000	0.000	36.466	-7.04
210	МИХАЙЛІВКА	0.000	0.000	36.089	-7.41
211	ОЛЬГОПІЛЬ	0.000	0.000	35.748	-7.61
212	СТРАТІІВКА	0.000	0.000	35.745	-7.63
110		2.310	1.190	10.146	-2.73
21101		0.000	0.000	101.745	-3.65
2351		0.000	0.000	34.050	-3.62
2101		4.930	2.670	9.612	-4.75
21102		0.000	0.000	101.745	-3.65
2352		0.000	0.000	34.050	-3.62
2102		0.000	0.000	9.613	-4.75
310		2.940	1.670	9.443	-5.56
41101		0.000	0.000	100.114	-4.00
4101		4.830	2.600	9.508	-4.66
4351		0.000	0.000	33.506	-3.99
41102		0.000	0.000	100.108	-4.00
4352		0.000	0.000	33.506	-3.99
4102		0.000	0.000	9.508	-4.66
51101		0.000	0.000	97.486	-5.10

5351	0.000	0.000	32.596	-5.06
5101	4.720	2.800	9.295	-5.18
51102	0.000	0.000	97.315	-5.23
5352	0.000	0.000	32.596	-5.06
5102	0.000	0.000	9.296	-5.19
61101	0.000	0.000	97.425	-4.70
6351	0.000	0.000	32.616	-4.70
6101	13.650	8.460	9.221	-5.58
61102	0.000	0.000	97.425	-4.70
6352	0.000	0.000	32.616	-4.70
6102	0.000	0.000	9.222	-5.58
710	2.310	1.190	9.189	-6.23
8110	0.000	0.000	108.120	-7.15
835	0.000	0.000	36.045	-7.47
810	5.980	3.230	10.327	-7.10
91101	0.000	0.000	110.016	-6.91
9351	0.000	0.000	36.724	-6.83
9101	4.300	2.090	10.553	-6.39
91102	0.000	0.000	110.476	-6.42
9352	0.000	0.000	36.724	-6.83
9102	0.000	0.000	10.554	-6.39
1010	3.250	1.850	9.347	-6.19
111101	0.000	0.000	104.346	-2.42
11351	0.000	0.000	34.949	-2.45
11101	3.150	1.850	9.883	-3.24
111102	0.000	0.000	104.347	-2.42
11352	0.000	0.000	34.949	-2.45
11102	0.000	0.000	9.883	-3.24
1210	9.130	4.930	9.743	-2.54
13110	0.000	0.000	100.343	-5.02
1310	2.940	1.670	9.351	-7.19
1335	0.000	0.000	33.593	-5.02
141101	0.000	0.000	101.622	-3.24
14101	13.020	8.060	9.631	-4.00
141102	0.000	0.000	101.622	-3.24
14102	0.000	0.000	9.632	-4.00
1510	2.830	1.610	9.422	-5.55
201101	1.680	0.960	10.509	-4.50
201102	0.000	0.000	10.509	-4.50
202101	1.570	0.810	10.291	-4.79
202102	0.000	0.000	10.291	-4.79
203101	1.150	0.620	11.211	-8.18
203102	0.000	0.000	11.211	-8.18
204101	2.620	1.490	11.300	-7.94
204102	0.000	0.000	11.300	-7.94
20510	1.990	1.190	9.895	-6.75
20610	1.890	1.180	9.821	-6.86
207101	1.260	0.640	10.099	-5.50
207102	0.000	0.000	10.099	-5.50
20810	1.680	0.900	9.873	-7.34
20910	1.570	0.640	11.292	-8.55
210101	1.260	0.640	11.230	-8.23
210102	0.000	0.000	11.230	-8.23
211101	1.470	0.910	11.073	-8.58
211102	0.000	0.000	11.073	-8.58
21210	1.360	0.730	11.049	-8.97
14271	0.000	0.000	24.300	-3.24
14272	0.000	0.000	24.300	-3.24
101	0.000	0.000	105.538	-1.27
102	0.000	0.000	105.438	-1.30
103	0.000	0.000	109.628	-0.11
104	0.000	0.000	102.716	-2.15
903	13.190	7.480	101.807	-2.67
902	8.650	4.670	101.558	-2.79

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QP,МВАР	PK,МВТ	QK,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I, КА	DU, KB
100	1	29.501	19.172	29.322	18.843	0.179	0.327	0.184	1.031
1	101	26.994	18.080	26.438	17.063	0.554	1.013	0.172	3.457
101	2	26.438	17.525	26.429	17.507	0.009	0.017	0.173	0.059
2	102	19.963	11.893	19.958	11.884	0.005	0.009	0.127	0.042
102	3	19.958	12.316	19.668	11.786	0.289	0.528	0.128	2.393
3	4	16.704	10.439	16.582	10.217	0.121	0.221	0.110	1.175
4	5	19.130	12.186	18.860	11.693	0.268	0.491	0.128	2.260
5	6	12.376	7.852	12.323	7.755	0.053	0.097	0.085	0.677
6	7	-1.405	-1.358	-1.407	-1.362	0.002	0.004	-0.011	-0.220
7	8	-3.735	-2.247	-3.740	-2.256	0.005	0.009	-0.025	-0.206
8	9	-11.042	-6.487	-11.175	-6.731	0.133	0.243	-0.074	-1.917
9	10	-18.923	-11.100	-19.095	-11.349	0.171	0.248	-0.125	-1.294
10	11	-44.300	-25.054	-44.991	-26.054	0.688	0.997	-0.286	-2.247

11	100	-46.688	-26.191	-48.168	-28.897	1.473	2.694	-0.294	-5.210
11	111101	0.645	0.206	0.644	0.197	0.000	0.009	0.004	0.538
111101	11351	-0.575	-0.541	-0.575	-0.541	0.000	0.000	-0.004	-0.046
11351	200	-1.486	-1.401	-1.486	-1.402	0.000	0.000	-0.034	-0.005
200	201	4.910	1.727	4.785	1.577	0.124	0.149	0.086	1.150
201	2351	-1.467	-2.174	-1.477	-2.186	0.010	0.013	-0.045	-0.210
21101	2351	0.740	1.087	0.739	1.087	0.001	0.000	0.007	0.035
2	21101	3.215	2.714	3.207	2.487	0.008	0.225	0.023	3.914
21101	2101	2.467	1.400	2.463	1.336	0.004	0.064	0.016	1.387
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.168	-0.000
21102	2102	2.468	1.397	2.464	1.332	0.004	0.064	0.016	1.384
2	21102	3.216	2.714	3.207	2.487	0.008	0.225	0.023	3.914
21102	2352	0.739	1.091	0.738	1.091	0.001	0.000	0.007	0.035
2352	2351	0.738	1.091	0.738	1.091	0.000	0.000	0.022	0.000
201	202	4.558	2.739	4.470	2.633	0.088	0.105	0.091	0.843
202	205	2.886	1.752	2.854	1.712	0.032	0.039	0.059	0.480
205	206	0.846	0.408	0.841	0.402	0.005	0.006	0.017	0.252
206	207	-1.065	-0.881	-1.072	-0.889	0.007	0.008	-0.025	-0.251
207	4351	-2.343	-1.553	-2.398	-1.619	0.055	0.066	-0.050	-0.976
41101	4351	0.616	0.405	0.616	0.405	0.000	0.000	0.004	0.031
4	41101	2.045	1.256	2.042	1.177	0.003	0.078	0.014	1.974
41101	4101	1.425	0.772	1.424	0.750	0.001	0.022	0.009	0.791
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.403	-1.848	0.000	0.000	-0.235	-0.000
41102	4102	3.406	1.900	3.403	1.848	0.002	0.052	0.022	0.782
4	41102	5.193	3.281	5.188	3.079	0.005	0.201	0.035	1.980
41102	4352	1.782	1.179	1.782	1.179	0.001	0.000	0.012	0.025
4352	4351	1.782	1.179	1.782	1.179	0.000	0.000	0.037	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.461
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.461
202	202101	0.612	0.320	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.298
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.061	-0.000
202	202102	0.959	0.516	0.958	0.500	0.002	0.016	0.019	0.298
201	201101	0.842	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.017	0.435
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.053	-0.000
201	201102	0.842	0.499	0.840	0.480	0.002	0.019	0.017	0.435
11351	11352	0.911	0.862	0.911	0.862	0.000	0.000	0.021	0.000
111102	11352	-0.910	-0.862	-0.911	-0.862	0.001	0.000	-0.007	-0.044
11	111102	1.024	0.328	1.023	0.313	0.001	0.015	0.006	0.536
111102	11102	1.933	1.174	1.931	1.136	0.002	0.039	0.012	1.090
11102	11101	1.931	1.136	1.931	1.136	0.000	0.000	0.131	0.000
111101	11101	1.219	0.738	1.217	0.713	0.002	0.024	0.008	1.091
9	91101	5.322	3.232	5.302	2.695	0.020	0.535	0.035	5.139
91101	9351	6.658	3.023	6.635	3.023	0.023	0.000	0.038	0.301
9351	9352	-1.701	-1.502	-1.701	-1.502	0.000	0.000	-0.036	-0.000
91102	9352	1.702	1.525	1.701	1.502	0.001	0.023	0.012	0.867
9	91102	7.384	4.627	7.364	3.954	0.020	0.670	0.050	4.640
91102	9102	5.663	2.430	5.654	2.430	0.008	0.000	0.032	0.132
9102	9101	5.654	2.430	5.654	2.430	0.000	0.000	0.336	0.001
91101	9101	-1.356	-0.328	-1.356	-0.341	0.001	0.013	-0.007	-0.430
9351	401	4.463	2.372	4.441	2.340	0.023	0.033	0.079	0.272
401	210	2.860	1.640	2.841	1.605	0.019	0.035	0.052	0.404
210	211	1.569	0.927	1.558	0.913	0.012	0.014	0.029	0.354
211	212	0.074	-0.042	0.074	-0.042	0.000	0.000	0.001	0.004
212	835	-1.295	-0.806	-1.304	-0.817	0.009	0.010	-0.025	-0.310
8110	835	1.273	0.853	1.272	0.842	0.001	0.011	0.008	0.528
8	8110	7.281	4.778	7.260	4.081	0.021	0.694	0.050	4.926
203	203101	0.576	0.321	0.575	0.310	0.002	0.011	0.011	0.415
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.034	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.002	0.011	0.011	0.415
835	203	-0.032	0.093	-0.032	0.093	0.000	0.000	-0.002	0.013
203	204	-1.193	-0.523	-1.200	-0.533	0.007	0.010	-0.021	-0.307
204	9351	-3.840	-2.130	-3.872	-2.176	0.031	0.045	-0.070	-0.431
204	204101	1.311	0.771	1.309	0.745	0.003	0.025	0.024	0.420
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.077	-0.000
204	204102	1.312	0.770	1.309	0.744	0.003	0.025	0.024	0.420
211	211101	0.737	0.474	0.734	0.455	0.003	0.019	0.014	0.592
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.045	-0.000
211	211102	0.737	0.474	0.735	0.455	0.003	0.019	0.014	0.592
210	210101	0.859	0.468	0.857	0.451	0.002	0.017	0.016	0.422
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.023	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.008	0.007	0.422
6	61102	6.833	4.617	6.827	4.377	0.006	0.240	0.048	1.810
61102	6102	6.836	4.358	6.831	4.209	0.006	0.148	0.048	1.137
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.501	0.001
61101	6101	6.817	4.394	6.811	4.245	0.006	0.148	0.048	1.145
6	61101	6.832	4.617	6.826	4.376	0.006	0.240	0.048	1.809
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	51101	2.427	1.524	2.422	1.407	0.004	0.117	0.017	2.483
51101	5101	0.200	0.344	0.200	0.342	0.000	0.001	0.002	0.315
5101	5102	-4.517	-2.456	-4.517	-2.456	0.000	0.000	-0.319	-0.000
51102	5102	4.525	2.456	4.517	2.456	0.008	0.000	0.030	0.119

5	51102	4.021	2.601	4.014	2.391	0.006	0.209	0.028	2.673
51102	5352	-0.511	-0.065	-0.511	-0.066	0.000	0.001	-0.003	-0.075
5352	5351	-0.511	-0.066	-0.511	-0.066	0.000	0.000	-0.009	-0.000
51101	5351	2.222	1.063	2.219	1.063	0.003	0.000	0.015	0.115
141101	14101	6.502	4.169	6.497	4.045	0.005	0.124	0.044	1.009
14101	14102	-6.515	-4.010	-6.515	-4.010	0.000	0.000	-0.458	-0.001
141102	14102	6.520	4.134	6.515	4.010	0.005	0.124	0.044	1.002
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14272	14271	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14	141101	6.515	4.352	6.511	4.151	0.005	0.200	0.044	1.594
14	141102	6.516	4.352	6.511	4.152	0.005	0.200	0.044	1.594
4	104	-9.826	-5.895	-9.875	-5.984	0.049	0.089	-0.065	-0.800
104	14	-12.728	-7.516	-12.760	-7.574	0.032	0.059	-0.083	-0.409
14	13	-25.860	-16.364	-26.151	-16.895	0.289	0.529	-0.171	-1.818
13	103	-29.121	-18.253	-29.966	-19.798	0.841	1.539	-0.189	-4.756
103	100	-39.146	-24.771	-39.232	-24.929	0.086	0.157	-0.244	-0.373
104	15	2.853	1.904	2.853	1.904	0.000	0.000	0.019	0.000
15	1510	2.844	1.850	2.828	1.609	0.016	0.240	0.019	4.594
206	20610	1.902	1.296	1.889	1.179	0.013	0.116	0.041	1.169
903	902	8.655	4.566	8.645	4.535	0.011	0.031	0.055	0.260
205	20510	2.003	1.314	1.989	1.189	0.014	0.124	0.042	1.182
401	209	1.581	0.730	1.581	0.730	0.000	0.000	0.028	0.001
209	20910	1.575	0.691	1.569	0.640	0.006	0.051	0.027	0.658
7	710	2.319	1.350	2.309	1.189	0.011	0.160	0.016	3.620
212	21210	1.364	0.774	1.359	0.730	0.005	0.044	0.025	0.699
10	1010	3.269	2.171	3.248	1.849	0.021	0.321	0.022	5.394
8110	810	5.987	3.228	5.976	3.228	0.011	0.000	0.036	0.139
5351	208	1.708	1.015	1.693	0.996	0.015	0.018	0.035	0.375
208	20810	1.688	0.984	1.679	0.899	0.009	0.084	0.035	0.936
10	903	21.927	11.990	21.837	11.738	0.089	0.251	0.140	0.846
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.452	9.124	4.927	0.024	0.523	0.056	2.986
13	13110	2.959	2.095	2.949	1.826	0.010	0.269	0.020	4.913
13110	1310	2.949	1.826	2.938	1.669	0.010	0.156	0.020	2.957
13110	1335	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	310	2.955	1.927	2.938	1.669	0.017	0.257	0.020	4.757
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.132	0.014	3.009

ДОДАТОК Г

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕМ ПІСЛЯ ПРИЄДНАННЯ НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 127.270 МВт / 1114.886 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.630 МВт / 1065.479 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.755 МВт / 20.539 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.755 МВт / 20.539 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.473 МВт / 4.143 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.446 МВт / 1.927 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.919 МВт / 6.071 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.675 МВт / 26.609 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-98.140	-63.432	105.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	103.989	-0.29
2	Тростянець	0.000	0.000	100.581	-1.29
3	Соколівка	0.000	0.000	98.252	-2.05
4	Крижопіль	0.000	0.000	97.152	-2.41
5	Піщанка	0.000	0.000	95.233	-3.03
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	94.722	-3.20
7	Луги	0.000	0.000	95.354	-3.01
8	Чечельник	0.000	0.000	95.752	-2.88
9	Вершадь	-5.000	-3.000	98.272	-2.02
11	Глибочок	0.000	0.000	101.125	-1.22
10	Сумівка	0.000	0.000	99.852	-1.61
12	Ферм З-д	0.000	0.000	104.585	-0.12
13	Суворівка	0.000	0.000	99.943	-1.51
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	98.186	-2.06
15	Вапнярка	0.000	0.000	97.823	-2.18
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	33.574	-2.31
201	Тростянець-35	0.000	0.000	32.246	-3.63
202	Ободівка	0.000	0.000	31.369	-4.19
205	Цибулівка	0.000	0.000	30.868	-4.51
206	Жабокрич	0.000	0.000	30.602	-4.74
207	Крикливець	0.000	0.000	30.860	-4.67
204	Вершадь-35	0.000	0.000	34.984	-6.97
203	Баланівка	0.000	0.000	34.653	-7.28
208	Чорномин	0.000	0.000	30.661	-5.43
401		0.000	0.000	35.148	-6.86
209	Молокозавод	0.000	0.000	35.147	-6.86
210	Михайлівка	0.000	0.000	34.740	-7.26
211	Ольгопіль	0.000	0.000	34.362	-7.48
212	Стратіївка	0.000	0.000	34.341	-7.51
110		2.310	1.190	9.655	-2.98
21101		0.000	0.000	96.884	-3.72
2351		0.000	0.000	32.426	-3.69
2101		4.930	2.670	9.141	-4.93

21102	0.000	0.000	96.884	-3.72
2352	0.000	0.000	32.426	-3.69
2102	0.000	0.000	9.141	-4.94
310	2.940	1.670	8.956	-5.94
41101	0.000	0.000	95.220	-4.16
4101	4.830	2.600	9.036	-4.89
4351	0.000	0.000	31.867	-4.15
41102	0.000	0.000	95.214	-4.16
4352	0.000	0.000	31.867	-4.15
4102	0.000	0.000	9.037	-4.89
51101	0.000	0.000	92.861	-5.22
5351	0.000	0.000	31.046	-5.18
5101	4.720	2.800	8.852	-5.32
51102	0.000	0.000	92.684	-5.36
5352	0.000	0.000	31.046	-5.18
5102	0.000	0.000	8.852	-5.32
61101	0.000	0.000	92.987	-4.72
6351	0.000	0.000	31.131	-4.72
6101	13.650	8.460	8.792	-5.68
61102	0.000	0.000	92.987	-4.72
6352	0.000	0.000	31.131	-4.72
6102	0.000	0.000	8.793	-5.68
710	2.310	1.190	8.798	-6.23
8110	0.000	0.000	103.833	-7.03
835	0.000	0.000	34.630	-7.34
810	5.980	3.230	9.916	-6.99
91101	0.000	0.000	106.145	-6.71
9351	0.000	0.000	35.422	-6.63
9101	4.300	2.090	10.187	-6.14
91102	0.000	0.000	106.654	-6.17
9352	0.000	0.000	35.422	-6.63
9102	0.000	0.000	10.187	-6.14
1010	3.250	1.850	9.066	-5.79
111101	0.000	0.000	100.244	-2.29
11351	0.000	0.000	33.571	-2.31
11101	3.150	1.850	9.486	-3.18
111102	0.000	0.000	100.245	-2.29
11352	0.000	0.000	33.571	-2.31
11102	0.000	0.000	9.487	-3.18
1210	9.130	4.930	9.272	-2.79
13110	0.000	0.000	95.058	-5.43
1310	2.940	1.670	8.831	-7.86
1335	0.000	0.000	31.824	-5.43
141101	0.000	0.000	96.605	-3.40
14101	13.020	8.060	9.147	-4.25
141102	0.000	0.000	96.605	-3.40
14102	0.000	0.000	9.147	-4.25
1510	2.830	1.610	8.930	-5.95
201101	1.680	0.960	10.002	-4.63
201102	0.000	0.000	10.002	-4.63
202101	1.570	0.810	9.770	-4.97
202102	0.000	0.000	9.770	-4.97
203101	1.150	0.620	10.775	-8.10
203102	0.000	0.000	10.775	-8.10
204101	2.620	1.490	10.877	-7.83
204102	0.000	0.000	10.878	-7.83
20510	1.990	1.190	9.348	-7.17
20610	1.890	1.180	9.267	-7.31
207101	1.260	0.640	9.561	-5.80
207102	0.000	0.000	9.561	-5.80
20810	1.680	0.900	9.365	-7.71
20910	1.570	0.640	10.871	-8.48
210101	1.260	0.640	10.801	-8.15
210102	0.000	0.000	10.802	-8.15
211101	1.470	0.910	10.631	-8.53
211102	0.000	0.000	10.631	-8.53
21210	1.360	0.730	10.600	-8.96
14271	0.000	0.000	23.100	-3.40
14272	0.000	0.000	23.100	-3.40
101	0.000	0.000	100.638	-1.27
102	0.000	0.000	100.541	-1.30

103	0.000	0.000	104.625	-0.11
104	0.000	0.000	97.824	-2.18
903	13.190	7.480	99.962	-1.64
902	8.650	4.670	100.443	-1.45
901	-17.730	-8.590	100.890	-1.26

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	27.390	18.124	27.218	17.810	0.171	0.313	0.180	1.013
1	101	24.891	16.983	24.366	16.022	0.523	0.957	0.167	3.374
101	2	24.366	16.442	24.357	16.426	0.009	0.016	0.168	0.057
2	102	18.329	11.128	18.324	11.119	0.005	0.009	0.123	0.041
102	3	18.324	11.512	18.052	11.015	0.271	0.495	0.124	2.325
3	4	15.087	9.587	14.977	9.386	0.109	0.200	0.105	1.123
4	5	15.714	10.195	15.512	9.825	0.202	0.368	0.111	1.967
5	6	9.026	5.912	8.995	5.855	0.031	0.057	0.065	0.525
6	7	-4.730	-3.347	-4.751	-3.385	0.021	0.038	-0.035	-0.648
7	8	-7.079	-4.320	-7.098	-4.355	0.019	0.035	-0.050	-0.409
8	9	-14.229	-8.499	-14.471	-8.941	0.241	0.440	-0.100	-2.580
9	10	-22.408	-13.669	-22.670	-14.049	0.261	0.378	-0.154	-1.602
10	11	-26.013	-13.206	-26.253	-13.554	0.239	0.346	-0.168	-1.289
11	100	-32.612	-19.704	-33.418	-21.177	0.802	1.467	-0.217	-3.898
11	111101	0.851	0.370	0.850	0.351	0.001	0.019	0.005	0.938
111101	11351	-0.369	-0.389	-0.369	-0.389	0.000	0.000	-0.003	-0.031
11351	200	-0.953	-1.008	-0.953	-1.009	0.000	0.000	-0.024	-0.003
200	201	5.443	2.117	5.273	1.913	0.169	0.204	0.100	1.365
201	2351	-1.035	-1.878	-1.043	-1.888	0.008	0.009	-0.038	-0.177
21101	2351	0.523	0.938	0.522	0.938	0.001	0.000	0.006	0.025
2	21101	2.998	2.564	2.990	2.345	0.008	0.218	0.023	3.875
21101	2101	2.467	1.407	2.463	1.336	0.005	0.071	0.017	1.465
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.177	-0.000
21102	2102	2.469	1.404	2.464	1.332	0.005	0.071	0.017	1.462
2	21102	2.998	2.564	2.990	2.345	0.008	0.218	0.023	3.876
21102	2352	0.521	0.942	0.521	0.942	0.001	0.000	0.006	0.025
2352	2351	0.521	0.942	0.521	0.942	0.000	0.000	0.019	0.000
201	202	4.615	2.777	4.516	2.657	0.099	0.119	0.096	0.897
202	205	2.933	1.777	2.896	1.733	0.037	0.044	0.063	0.513
205	206	0.887	0.413	0.881	0.405	0.006	0.007	0.018	0.275
206	207	-1.027	-0.894	-1.034	-0.903	0.007	0.009	-0.026	-0.261
207	4351	-2.305	-1.570	-2.365	-1.643	0.060	0.072	-0.052	-1.025
41101	4351	0.608	0.413	0.607	0.413	0.000	0.000	0.004	0.032
4	41101	2.036	1.274	2.033	1.187	0.003	0.087	0.014	2.097
41101	4101	1.425	0.774	1.424	0.750	0.002	0.024	0.010	0.837
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.247	-0.000
41102	4102	3.406	1.906	3.404	1.848	0.002	0.058	0.024	0.827
4	41102	5.171	3.327	5.165	3.104	0.006	0.222	0.036	2.103
41102	4352	1.759	1.198	1.758	1.198	0.001	0.000	0.013	0.026
4352	4351	1.758	1.198	1.758	1.198	0.000	0.000	0.038	0.000
207	207101	0.632	0.337	0.630	0.320	0.002	0.017	0.013	0.490
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.043	-0.000
207	207102	0.632	0.337	0.630	0.320	0.002	0.017	0.013	0.490
202	202101	0.612	0.321	0.611	0.309	0.001	0.011	0.013	0.315
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.064	-0.000
202	202102	0.960	0.518	0.958	0.500	0.002	0.018	0.020	0.315
201	201101	0.842	0.501	0.839	0.480	0.002	0.021	0.018	0.459
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.056	-0.000
201	201102	0.842	0.501	0.840	0.480	0.002	0.021	0.018	0.458
11351	11352	0.584	0.620	0.584	0.620	0.000	0.000	0.015	0.000
111102	11352	-0.584	-0.620	-0.584	-0.620	0.000	0.000	-0.005	-0.029
11	111102	1.351	0.588	1.350	0.557	0.001	0.030	0.008	0.937
111102	11102	1.933	1.177	1.931	1.135	0.003	0.042	0.013	1.134
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.136	0.000
111101	11101	1.219	0.740	1.217	0.714	0.002	0.026	0.008	1.135
11	901	4.131	5.694	4.125	5.677	0.006	0.016	0.040	0.237
901	902	21.844	14.472	21.796	14.335	0.048	0.136	0.150	0.455
902	903	13.151	9.877	13.119	9.787	0.032	0.089	0.094	0.489
903	10	-0.062	2.604	-0.063	2.601	0.001	0.003	-0.015	0.108

9	91101	5.409	3.376	5.387	2.777	0.022	0.596	0.037	5.444
91101	9351	6.788	3.140	6.762	3.140	0.026	0.000	0.041	0.318
9351	9352	-1.756	-1.573	-1.756	-1.573	0.000	0.000	-0.038	-0.000
91102	9352	1.757	1.599	1.756	1.573	0.001	0.027	0.013	0.937
9	91102	7.488	4.813	7.466	4.067	0.022	0.744	0.052	4.899
91102	9102	5.709	2.467	5.699	2.467	0.009	0.000	0.034	0.138
9102	9101	5.699	2.467	5.699	2.467	0.000	0.000	0.351	0.001
91101	9101	-1.401	-0.363	-1.402	-0.378	0.001	0.015	-0.008	-0.476
9351	401	4.552	2.465	4.526	2.428	0.026	0.037	0.084	0.289
401	210	2.945	1.725	2.923	1.684	0.022	0.040	0.056	0.435
210	211	1.652	1.005	1.638	0.988	0.014	0.017	0.032	0.391
211	212	0.155	0.031	0.155	0.031	0.000	0.000	0.003	0.024
212	835	-1.215	-0.738	-1.223	-0.748	0.008	0.010	-0.024	-0.300
8110	835	1.103	0.706	1.102	0.697	0.000	0.009	0.007	0.459
8	8110	7.112	4.650	7.090	3.934	0.021	0.714	0.051	4.946
203	203101	0.576	0.321	0.575	0.310	0.002	0.012	0.011	0.431
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.035	-0.000
203	203102	0.576	0.321	0.575	0.310	0.002	0.012	0.011	0.431
835	203	-0.121	0.012	-0.121	0.011	0.000	0.000	-0.002	-0.027
203	204	-1.282	-0.608	-1.291	-0.621	0.009	0.013	-0.024	-0.352
204	9351	-3.930	-2.218	-3.966	-2.270	0.036	0.051	-0.074	-0.460
204	204101	1.312	0.773	1.309	0.745	0.003	0.028	0.025	0.436
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.080	-0.000
204	204102	1.312	0.772	1.309	0.744	0.003	0.028	0.025	0.436
211	211101	0.737	0.476	0.734	0.455	0.003	0.021	0.015	0.616
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.047	-0.000
211	211102	0.738	0.475	0.735	0.455	0.003	0.021	0.015	0.616
210	210101	0.859	0.469	0.857	0.451	0.002	0.018	0.016	0.438
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.024	-0.000
210	210102	0.404	0.197	0.402	0.188	0.001	0.008	0.007	0.438
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.837	4.373	6.831	4.209	0.006	0.163	0.050	1.195
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.526	0.001
61101	6101	6.818	4.409	6.811	4.245	0.006	0.163	0.050	1.203
6	61101	6.833	4.656	6.827	4.391	0.006	0.264	0.050	1.902
6	61102	6.834	4.656	6.828	4.391	0.006	0.264	0.050	1.902
51101	5351	2.225	1.071	2.221	1.071	0.004	0.000	0.015	0.121
5351	5352	0.511	0.063	0.511	0.063	0.000	0.000	0.010	0.000
51102	5352	-0.510	-0.061	-0.511	-0.063	0.000	0.002	-0.003	-0.078
51102	5102	4.527	2.458	4.518	2.458	0.008	0.000	0.032	0.125
5102	5101	4.518	2.458	4.518	2.458	0.000	0.000	0.335	0.000
51101	5101	0.199	0.342	0.199	0.340	0.000	0.001	0.002	0.329
5	51101	2.429	1.542	2.424	1.413	0.005	0.129	0.017	2.623
5	51102	4.023	2.629	4.016	2.397	0.007	0.231	0.029	2.822
14	141102	6.517	4.388	6.512	4.165	0.005	0.222	0.046	1.688
141102	14102	6.521	4.148	6.515	4.010	0.005	0.137	0.046	1.061
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.482	0.001
141101	14101	6.502	4.182	6.497	4.045	0.005	0.137	0.046	1.069
14	141101	6.516	4.387	6.511	4.165	0.005	0.221	0.046	1.688
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	104	-7.981	-4.855	-8.016	-4.921	0.036	0.065	-0.055	-0.687
104	14	-10.870	-6.509	-10.896	-6.557	0.026	0.048	-0.075	-0.370
14	13	-23.992	-15.409	-24.270	-15.918	0.277	0.507	-0.167	-1.786
13	103	-27.242	-17.395	-28.065	-18.901	0.820	1.499	-0.186	-4.717
103	100	-37.245	-23.972	-37.332	-24.131	0.086	0.158	-0.244	-0.375
7	710	2.320	1.365	2.309	1.189	0.012	0.175	0.016	3.781
401	209	1.581	0.731	1.581	0.731	0.000	0.000	0.029	0.001
209	20910	1.575	0.695	1.569	0.640	0.006	0.055	0.028	0.682
5351	208	1.710	1.025	1.694	1.005	0.017	0.020	0.037	0.396
208	20810	1.689	0.993	1.679	0.899	0.010	0.094	0.037	0.994
205	20510	2.004	1.329	1.989	1.189	0.016	0.139	0.045	1.261
8110	810	5.988	3.228	5.976	3.228	0.012	0.000	0.038	0.145
10	1010	3.271	2.192	3.248	1.849	0.023	0.342	0.023	5.514
21210	1.365	0.778	1.359	0.730		0.005	0.048	0.026	0.729
206	20610	1.903	1.310	1.889	1.179	0.015	0.131	0.044	1.249
13	13110	2.961	2.147	2.950	1.845	0.012	0.301	0.021	5.278
13110	1335	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

13110	1310	2.950	1.845	2.938	1.669	0.012	0.175	0.021	3.174
104	15	2.854	1.926	2.854	1.926	0.000	0.000	0.020	0.000
15	1510	2.846	1.877	2.828	1.609	0.018	0.267	0.020	4.889
103	12	9.180	5.679	9.177	5.676	0.003	0.003	0.059	0.040
12	1210	9.151	5.506	9.124	4.927	0.026	0.577	0.059	3.158
3	310	2.957	1.956	2.938	1.669	0.019	0.286	0.021	5.057
1	110	2.318	1.335	2.309	1.189	0.010	0.145	0.015	3.183

ДОДАТОК Д

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 127.995 МВт / 1121.234 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.630 МВт / 1065.479 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.466 МВт / 23.608 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 5.466 МВт / 23.608 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.419 МВт / 3.673 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.510 МВт / 2.204 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.930 МВт / 5.877 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.396 МВт / 29.485 млн.кВт*г (2.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-98.865	-66.587	100.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	98.905	-0.32
2	Тростянець	0.000	0.000	95.219	-1.41
3	Соколівка	0.000	0.000	92.703	-2.25
4	Крижопіль	0.000	0.000	91.517	-2.64
5	Піщанка	0.000	0.000	89.440	-3.34
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	88.885	-3.52
7	Луги	0.000	0.000	89.554	-3.31
8	Чечельник	0.000	0.000	89.979	-3.16
9	Вершадь	-5.000	-3.000	92.699	-2.20
11	Глибочок	0.000	0.000	95.786	-1.33
10	Сумівка	0.000	0.000	94.411	-1.76
12	Ферм З-д	0.000	0.000	99.554	-0.13
13	Суворівка	0.000	0.000	94.539	-1.65
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	92.647	-2.26
15	Вапнярка	0.000	0.000	92.251	-2.39
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	31.752	-2.56
201	Тростянець-35	0.000	0.000	30.336	-4.03
202	Ободівка	0.000	0.000	29.393	-4.66
205	Цибулівка	0.000	0.000	28.852	-5.02
206	Жабокрич	0.000	0.000	28.565	-5.28
207	Крикливець	0.000	0.000	28.844	-5.20
204	Вершадь-35	0.000	0.000	32.664	-7.83
203	Баланівка	0.000	0.000	32.307	-8.19
208	Чорномин	0.000	0.000	28.626	-6.07
401		0.000	0.000	32.839	-7.69
209	Молокозавод	0.000	0.000	32.838	-7.70
210	Михайлівка	0.000	0.000	32.400	-8.16
211	Ольгопіль	0.000	0.000	31.992	-8.41
212	Стратіївка	0.000	0.000	31.969	-8.44
110		2.310	1.190	9.151	-3.30
21101		0.000	0.000	91.226	-4.14
2351		0.000	0.000	30.531	-4.10
2101		4.930	2.670	8.592	-5.51
21102		0.000	0.000	91.226	-4.14
2352		0.000	0.000	30.531	-4.10
2102		0.000	0.000	8.592	-5.51
310		2.940	1.670	8.392	-6.64
41101		0.000	0.000	89.433	-4.63
4101		4.830	2.600	8.478	-5.45
4351		0.000	0.000	29.929	-4.61
41102		0.000	0.000	89.427	-4.63
4352		0.000	0.000	29.929	-4.61
4102		0.000	0.000	8.479	-5.45

51101	0.000	0.000	86.879	-5.83
5351	0.000	0.000	29.040	-5.79
5101	4.720	2.800	8.278	-5.94
51102	0.000	0.000	86.692	-6.00
5352	0.000	0.000	29.040	-5.79
5102	0.000	0.000	8.278	-5.94
61101	0.000	0.000	87.017	-5.26
6351	0.000	0.000	29.132	-5.26
6101	13.650	8.460	8.214	-6.35
61102	0.000	0.000	87.017	-5.26
6352	0.000	0.000	29.132	-5.26
6102	0.000	0.000	8.214	-6.35
710	2.310	1.190	8.218	-6.98
8110	0.000	0.000	96.851	-7.90
835	0.000	0.000	32.280	-8.25
810	5.980	3.230	9.248	-7.85
91101	0.000	0.000	99.336	-7.53
9351	0.000	0.000	33.135	-7.44
9101	4.300	2.090	9.539	-6.87
91102	0.000	0.000	99.892	-6.91
9352	0.000	0.000	33.135	-7.44
9102	0.000	0.000	9.540	-6.87
1010	3.250	1.850	8.510	-6.47
111101	0.000	0.000	94.801	-2.54
11351	0.000	0.000	31.749	-2.56
11101	3.150	1.850	8.960	-3.53
111102	0.000	0.000	94.802	-2.54
11352	0.000	0.000	31.749	-2.56
11102	0.000	0.000	8.960	-3.53
1210	9.130	4.930	8.796	-3.09
13110	0.000	0.000	89.239	-6.07
1310	2.940	1.670	8.255	-8.83
1335	0.000	0.000	29.876	-6.07
141101	0.000	0.000	90.958	-3.77
14101	13.020	8.060	8.600	-4.73
141102	0.000	0.000	90.958	-3.77
14102	0.000	0.000	8.601	-4.73
1510	2.830	1.610	8.366	-6.66
201101	1.680	0.960	9.393	-5.17
201102	0.000	0.000	9.393	-5.17
202101	1.570	0.810	9.142	-5.55
202102	0.000	0.000	9.142	-5.55
203101	1.150	0.620	10.028	-9.12
203102	0.000	0.000	10.028	-9.12
204101	2.620	1.490	10.140	-8.81
204102	0.000	0.000	10.140	-8.81
20510	1.990	1.190	8.685	-8.09
20610	1.890	1.180	8.598	-8.25
207101	1.260	0.640	8.917	-6.50
207102	0.000	0.000	8.918	-6.50
20810	1.680	0.900	8.703	-8.70
20910	1.570	0.640	10.132	-9.56
210101	1.260	0.640	10.057	-9.18
210102	0.000	0.000	10.057	-9.18
211101	1.470	0.910	9.873	-9.62
211102	0.000	0.000	9.873	-9.62
21210	1.360	0.730	9.839	-10.12
14271	0.000	0.000	21.750	-3.77
14272	0.000	0.000	21.750	-3.77
101	0.000	0.000	95.280	-1.39
102	0.000	0.000	95.175	-1.42
103	0.000	0.000	99.597	-0.12
104	0.000	0.000	92.252	-2.39
903	13.190	7.480	94.535	-1.79
902	8.650	4.670	95.050	-1.59
901	-17.730	-8.590	95.528	-1.37

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	27.593	19.033	27.396	18.672	0.197	0.359	0.193	1.096
1	101	25.068	17.780	24.464	16.676	0.602	1.100	0.179	3.652
101	2	24.464	17.052	24.454	17.033	0.010	0.019	0.180	0.062
2	102	18.406	11.621	18.401	11.611	0.005	0.010	0.132	0.044
102	3	18.401	11.963	18.089	11.393	0.311	0.568	0.133	2.514
3	4	15.122	9.867	14.996	9.636	0.125	0.229	0.112	1.212
4	5	15.756	10.549	15.522	10.122	0.233	0.425	0.119	2.132

5	6	9.033	6.106	8.997	6.040	0.036	0.066	0.070	0.570
6	7	-4.725	-3.300	-4.748	-3.342	0.023	0.042	-0.037	-0.687
7	8	-7.077	-4.354	-7.099	-4.394	0.022	0.040	-0.053	-0.439
8	9	-14.229	-8.722	-14.507	-9.229	0.276	0.506	-0.107	-2.788
9	10	-22.472	-14.270	-22.775	-14.709	0.302	0.437	-0.166	-1.736
10	11	-26.132	-13.785	-26.407	-14.183	0.274	0.397	-0.180	-1.393
11	100	-32.789	-20.729	-33.720	-22.430	0.927	1.695	-0.233	-4.240
11	111101	0.861	0.394	0.860	0.372	0.001	0.022	0.006	1.052
111101	11351	-0.359	-0.372	-0.359	-0.372	0.000	0.000	-0.003	-0.031
11351	200	-0.928	-0.963	-0.928	-0.963	0.000	0.000	-0.024	-0.003
200	201	5.468	2.160	5.275	1.929	0.192	0.231	0.107	1.460
201	2351	-1.053	-1.925	-1.062	-1.936	0.009	0.011	-0.042	-0.192
21101	2351	0.532	0.963	0.532	0.963	0.001	0.000	0.007	0.027
2	21101	3.010	2.630	3.000	2.379	0.009	0.250	0.024	4.202
21101	2101	2.468	1.416	2.463	1.336	0.005	0.080	0.018	1.579
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.188	-0.000
21102	2102	2.469	1.413	2.464	1.332	0.005	0.080	0.018	1.576
2	21102	3.010	2.630	3.001	2.379	0.009	0.250	0.024	4.202
21102	2352	0.531	0.966	0.530	0.966	0.001	0.000	0.007	0.027
2352	2351	0.530	0.966	0.530	0.966	0.000	0.000	0.021	0.000
201	202	4.635	2.835	4.521	2.698	0.114	0.137	0.103	0.965
202	205	2.939	1.819	2.896	1.767	0.043	0.051	0.068	0.554
205	206	0.886	0.424	0.879	0.416	0.007	0.008	0.020	0.298
206	207	-1.031	-0.906	-1.040	-0.916	0.009	0.010	-0.028	-0.283
207	4351	-2.310	-1.590	-2.380	-1.674	0.070	0.084	-0.056	-1.106
41101	4351	0.612	0.422	0.612	0.422	0.000	0.000	0.005	0.034
4	41101	2.041	1.299	2.037	1.200	0.004	0.099	0.015	2.278
41101	4101	1.425	0.778	1.423	0.750	0.002	0.027	0.010	0.904
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.263	-0.000
41102	4102	3.407	1.914	3.404	1.848	0.003	0.065	0.025	0.893
4	41102	5.183	3.392	5.176	3.137	0.007	0.254	0.039	2.284
41102	4352	1.769	1.224	1.768	1.224	0.001	0.000	0.014	0.028
4352	4351	1.768	1.224	1.768	1.224	0.000	0.000	0.041	0.000
207	207101	0.632	0.340	0.630	0.320	0.003	0.020	0.014	0.533
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.046	-0.000
207	207102	0.633	0.339	0.630	0.320	0.003	0.020	0.014	0.533
202	202101	0.613	0.322	0.611	0.309	0.001	0.013	0.014	0.341
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.068	-0.000
202	202102	0.960	0.520	0.958	0.500	0.002	0.020	0.021	0.341
201	201101	0.842	0.504	0.839	0.480	0.003	0.024	0.019	0.494
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.059	-0.000
201	201102	0.842	0.504	0.840	0.480	0.003	0.024	0.019	0.494
11351	11352	0.569	0.592	0.569	0.592	0.000	0.000	0.015	0.000
111102	11352	-0.568	-0.592	-0.569	-0.592	0.000	0.000	-0.005	-0.030
11	111102	1.367	0.626	1.365	0.591	0.001	0.035	0.009	1.051
111102	11102	1.934	1.183	1.931	1.135	0.003	0.047	0.014	1.210
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.144	0.000
111101	11101	1.219	0.743	1.217	0.714	0.002	0.030	0.009	1.212
11	901	4.130	5.975	4.123	5.956	0.007	0.019	0.044	0.260
901	902	21.842	14.729	21.787	14.575	0.055	0.154	0.159	0.486
902	903	13.143	10.094	13.107	9.993	0.036	0.101	0.100	0.525
903	10	-0.075	2.779	-0.076	2.775	0.001	0.004	-0.017	0.122
9	91101	5.425	3.487	5.399	2.799	0.026	0.686	0.040	5.969
91101	9351	6.806	3.174	6.776	3.174	0.030	0.000	0.044	0.337
9351	9352	-1.762	-1.594	-1.762	-1.594	0.000	0.000	-0.041	-0.000
91102	9352	1.763	1.624	1.762	1.594	0.002	0.031	0.014	1.024
9	91102	7.506	4.963	7.480	4.106	0.025	0.854	0.056	5.364
91102	9102	5.717	2.482	5.706	2.482	0.011	0.000	0.036	0.146
9102	9101	5.706	2.482	5.706	2.482	0.000	0.000	0.376	0.001
91101	9101	-1.408	-0.375	-1.409	-0.393	0.001	0.018	-0.008	-0.535
9351	401	4.563	2.497	4.534	2.455	0.029	0.043	0.090	0.313
401	210	2.952	1.744	2.927	1.697	0.026	0.047	0.060	0.471
210	211	1.656	1.016	1.640	0.996	0.016	0.020	0.035	0.423
211	212	0.157	0.033	0.157	0.033	0.000	0.000	0.003	0.026
212	835	-1.213	-0.745	-1.222	-0.756	0.009	0.011	-0.026	-0.324
8110	835	1.098	0.722	1.098	0.712	0.000	0.010	0.008	0.508
8	8110	7.113	4.774	7.088	3.950	0.024	0.821	0.055	5.423
203	203101	0.577	0.323	0.575	0.310	0.002	0.013	0.012	0.471
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.038	-0.000
203	203102	0.577	0.323	0.575	0.310	0.002	0.013	0.012	0.471
835	203	-0.125	0.010	-0.125	0.010	0.000	0.000	-0.002	-0.031
203	204	-1.285	-0.616	-1.295	-0.631	0.010	0.015	-0.025	-0.382
204	9351	-3.934	-2.230	-3.975	-2.289	0.041	0.059	-0.080	-0.496
204	204101	1.312	0.777	1.309	0.745	0.003	0.032	0.027	0.476
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.086	-0.000
204	204102	1.313	0.776	1.309	0.744	0.003	0.032	0.027	0.476
211	211101	0.738	0.479	0.734	0.455	0.003	0.024	0.016	0.675
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.050	-0.000
211	211102	0.738	0.479	0.735	0.455	0.003	0.024	0.016	0.674
210	210101	0.859	0.472	0.857	0.451	0.002	0.021	0.017	0.480

210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.025	-0.000
210	210102	0.404	0.198	0.402	0.188	0.002	0.010	0.008	0.480
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.838	4.397	6.831	4.209	0.007	0.187	0.054	1.298
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.563	0.001
61101	6101	6.819	4.433	6.811	4.245	0.007	0.187	0.054	1.306
6	61101	6.835	4.718	6.828	4.415	0.007	0.302	0.054	2.065
6	61102	6.836	4.719	6.829	4.415	0.007	0.302	0.054	2.066
51101	5351	2.229	1.084	2.224	1.084	0.004	0.000	0.016	0.128
5351	5352	0.510	0.057	0.510	0.057	0.000	0.000	0.010	0.000
51102	5352	-0.510	-0.055	-0.510	-0.057	0.000	0.002	-0.003	-0.083
51102	5102	4.529	2.462	4.520	2.462	0.010	0.000	0.034	0.133
5102	5101	4.520	2.462	4.519	2.462	0.000	0.000	0.358	0.001
51101	5101	0.198	0.338	0.198	0.337	0.000	0.002	0.003	0.349
5	51101	2.432	1.571	2.427	1.422	0.006	0.148	0.019	2.858
5	51102	4.027	2.672	4.019	2.407	0.008	0.265	0.031	3.070
14	141102	6.519	4.435	6.513	4.183	0.006	0.251	0.049	1.814
141102	14102	6.522	4.166	6.516	4.010	0.006	0.155	0.049	1.141
14102	14101	6.516	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.513	0.001
141101	14101	6.503	4.200	6.497	4.045	0.006	0.155	0.049	1.149
14	141101	6.518	4.435	6.512	4.183	0.006	0.250	0.049	1.814
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.001	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	104	-8.016	-5.112	-8.058	-5.188	0.042	0.076	-0.060	-0.751
104	14	-10.914	-6.846	-10.944	-6.901	0.030	0.055	-0.080	-0.404
14	13	-24.036	-15.839	-24.354	-16.422	0.317	0.580	-0.179	-1.925
13	103	-27.328	-18.039	-28.273	-19.765	0.941	1.720	-0.200	-5.096
103	100	-37.453	-24.943	-37.552	-25.123	0.098	0.180	-0.260	-0.404
7	710	2.322	1.391	2.309	1.189	0.013	0.201	0.017	4.116
401	209	1.581	0.735	1.581	0.735	0.000	0.000	0.031	0.001
209	20910	1.576	0.703	1.569	0.640	0.007	0.063	0.030	0.750
5351	208	1.714	1.041	1.695	1.018	0.019	0.023	0.040	0.427
208	20810	1.691	1.008	1.679	0.899	0.012	0.108	0.040	1.090
205	20510	2.007	1.351	1.989	1.189	0.018	0.161	0.048	1.379
8110	810	5.990	3.228	5.976	3.228	0.013	0.000	0.040	0.154
10	1010	3.274	2.238	3.248	1.849	0.026	0.388	0.024	5.958
212	21210	1.365	0.785	1.359	0.730	0.006	0.056	0.028	0.802
206	20610	1.906	1.332	1.889	1.179	0.017	0.152	0.047	1.368
13	13110	2.965	2.216	2.951	1.870	0.013	0.345	0.023	5.762
13110	1335	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.951	1.870	2.938	1.669	0.013	0.200	0.023	3.461
104	15	2.856	1.958	2.856	1.958	0.000	0.000	0.022	0.000
15	1510	2.849	1.914	2.828	1.609	0.020	0.304	0.021	5.297
103	12	9.181	5.728	9.177	5.724	0.003	0.004	0.063	0.043
12	1210	9.154	5.571	9.124	4.927	0.029	0.641	0.062	3.355
3	310	2.960	1.996	2.938	1.669	0.022	0.326	0.022	5.477
1	110	2.319	1.352	2.309	1.189	0.011	0.162	0.016	3.386

ДОДАТОК Ж

Результати розрахунку післяаварійного режиму після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 127.270 МВт / 1114.886 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.630 МВт / 1065.479 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.755 МВт / 20.539 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.755 МВт / 20.539 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.473 МВт / 4.143 млн.кВт*г
Втрати на в. в трансформаторах: 0.446 МВт / 1.927 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.919 МВт / 6.071 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.675 МВт / 26.609 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-98.140	-63.432	105.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	103.989	-0.29
2	Тростянець	0.000	0.000	100.581	-1.29
3	Соколівка	0.000	0.000	98.252	-2.05
4	Крижопіль	0.000	0.000	97.152	-2.41
5	Піщанка	0.000	0.000	95.233	-3.03
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	94.722	-3.20
7	Луги	0.000	0.000	95.354	-3.01
8	Чечельник	0.000	0.000	95.752	-2.88
9	Вершадь	-5.000	-3.000	98.272	-2.02
11	Глибочок	0.000	0.000	101.125	-1.22
10	Сумівка	0.000	0.000	99.852	-1.61
12	Ферм З-д	0.000	0.000	104.585	-0.12
13	Суворівка	0.000	0.000	99.943	-1.51
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	98.186	-2.06
15	Вапнярка	0.000	0.000	97.823	-2.18
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	33.574	-2.31
201	Тростянець-35	0.000	0.000	32.246	-3.63
202	Ободівка	0.000	0.000	31.369	-4.19
205	Цибулівка	0.000	0.000	30.868	-4.51
206	Жабокрич	0.000	0.000	30.602	-4.74
207	Крикливець	0.000	0.000	30.860	-4.67
204	Вершадь-35	0.000	0.000	34.984	-6.97
203	Баланівка	0.000	0.000	34.653	-7.28
208	Чорномин	0.000	0.000	30.661	-5.43
401		0.000	0.000	35.148	-6.86
209	Молокозавод	0.000	0.000	35.147	-6.86
210	Михайлівка	0.000	0.000	34.740	-7.26
211	Ольгопіль	0.000	0.000	34.362	-7.48
212	Стратіївка	0.000	0.000	34.341	-7.51
110		2.310	1.190	9.655	-2.98
21101		0.000	0.000	96.884	-3.72
2351		0.000	0.000	32.426	-3.69
2101		4.930	2.670	9.141	-4.93
21102		0.000	0.000	96.884	-3.72
2352		0.000	0.000	32.426	-3.69
2102		0.000	0.000	9.141	-4.94
310		2.940	1.670	8.956	-5.94
41101		0.000	0.000	95.220	-4.16
4101		4.830	2.600	9.036	-4.89
4351		0.000	0.000	31.867	-4.15
41102		0.000	0.000	95.214	-4.16
4352		0.000	0.000	31.867	-4.15
4102		0.000	0.000	9.037	-4.89

51101	0.000	0.000	92.861	-5.22
5351	0.000	0.000	31.046	-5.18
5101	4.720	2.800	8.852	-5.32
51102	0.000	0.000	92.684	-5.36
5352	0.000	0.000	31.046	-5.18
5102	0.000	0.000	8.852	-5.32
61101	0.000	0.000	92.987	-4.72
6351	0.000	0.000	31.131	-4.72
6101	13.650	8.460	8.792	-5.68
61102	0.000	0.000	92.987	-4.72
6352	0.000	0.000	31.131	-4.72
6102	0.000	0.000	8.793	-5.68
710	2.310	1.190	8.798	-6.23
8110	0.000	0.000	103.833	-7.03
835	0.000	0.000	34.630	-7.34
810	5.980	3.230	9.916	-6.99
91101	0.000	0.000	106.145	-6.71
9351	0.000	0.000	35.422	-6.63
9101	4.300	2.090	10.187	-6.14
91102	0.000	0.000	106.654	-6.17
9352	0.000	0.000	35.422	-6.63
9102	0.000	0.000	10.187	-6.14
1010	3.250	1.850	9.066	-5.79
111101	0.000	0.000	100.244	-2.29
11351	0.000	0.000	33.571	-2.31
11101	3.150	1.850	9.486	-3.18
111102	0.000	0.000	100.245	-2.29
11352	0.000	0.000	33.571	-2.31
11102	0.000	0.000	9.487	-3.18
1210	9.130	4.930	9.272	-2.79
13110	0.000	0.000	95.058	-5.43
1310	2.940	1.670	8.831	-7.86
1335	0.000	0.000	31.824	-5.43
141101	0.000	0.000	96.605	-3.40
14101	13.020	8.060	9.147	-4.25
141102	0.000	0.000	96.605	-3.40
14102	0.000	0.000	9.147	-4.25
1510	2.830	1.610	8.930	-5.95
201101	1.680	0.960	10.002	-4.63
201102	0.000	0.000	10.002	-4.63
202101	1.570	0.810	9.770	-4.97
202102	0.000	0.000	9.770	-4.97
203101	1.150	0.620	10.775	-8.10
203102	0.000	0.000	10.775	-8.10
204101	2.620	1.490	10.877	-7.83
204102	0.000	0.000	10.878	-7.83
20510	1.990	1.190	9.348	-7.17
20610	1.890	1.180	9.267	-7.31
207101	1.260	0.640	9.561	-5.80
207102	0.000	0.000	9.561	-5.80
20810	1.680	0.900	9.365	-7.71
20910	1.570	0.640	10.871	-8.48
210101	1.260	0.640	10.801	-8.15
210102	0.000	0.000	10.802	-8.15
211101	1.470	0.910	10.631	-8.53
211102	0.000	0.000	10.631	-8.53
21210	1.360	0.730	10.600	-8.96
14271	0.000	0.000	23.100	-3.40
14272	0.000	0.000	23.100	-3.40
101	0.000	0.000	100.638	-1.27
102	0.000	0.000	100.541	-1.30
103	0.000	0.000	104.625	-0.11
104	0.000	0.000	97.824	-2.18
903	13.190	7.480	99.962	-1.64
902	8.650	4.670	100.443	-1.45
901	-17.730	-8.590	100.890	-1.26

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	27.390	18.124	27.218	17.810	0.171	0.313	0.180	1.013
1	101	24.891	16.983	24.366	16.022	0.523	0.957	0.167	3.374
101	2	24.366	16.442	24.357	16.426	0.009	0.016	0.168	0.057
2	102	18.329	11.128	18.324	11.119	0.005	0.009	0.123	0.041
102	3	18.324	11.512	18.052	11.015	0.271	0.495	0.124	2.325
3	4	15.087	9.587	14.977	9.386	0.109	0.200	0.105	1.123
4	5	15.714	10.195	15.512	9.825	0.202	0.368	0.111	1.967

5	6	9.026	5.912	8.995	5.855	0.031	0.057	0.065	0.525
6	7	-4.730	-3.347	-4.751	-3.385	0.021	0.038	-0.035	-0.648
7	8	-7.079	-4.320	-7.098	-4.355	0.019	0.035	-0.050	-0.409
8	9	-14.229	-8.499	-14.471	-8.941	0.241	0.440	-0.100	-2.580
9	10	-22.408	-13.669	-22.670	-14.049	0.261	0.378	-0.154	-1.602
10	11	-26.013	-13.206	-26.253	-13.554	0.239	0.346	-0.168	-1.289
11	100	-32.612	-19.704	-33.418	-21.177	0.802	1.467	-0.217	-3.898
11	111101	0.851	0.370	0.850	0.351	0.001	0.019	0.005	0.938
111101	11351	-0.369	-0.389	-0.369	-0.389	0.000	0.000	-0.003	-0.031
11351	200	-0.953	-1.008	-0.953	-1.009	0.000	0.000	-0.024	-0.003
200	201	5.443	2.117	5.273	1.913	0.169	0.204	0.100	1.365
201	2351	-1.035	-1.878	-1.043	-1.888	0.008	0.009	-0.038	-0.177
21101	2351	0.523	0.938	0.522	0.938	0.001	0.000	0.006	0.025
2	21101	2.998	2.564	2.990	2.345	0.008	0.218	0.023	3.875
21101	2101	2.467	1.407	2.463	1.336	0.005	0.071	0.017	1.465
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.177	-0.000
21102	2102	2.469	1.404	2.464	1.332	0.005	0.071	0.017	1.462
2	21102	2.998	2.564	2.990	2.345	0.008	0.218	0.023	3.876
21102	2352	0.521	0.942	0.521	0.942	0.001	0.000	0.006	0.025
2352	2351	0.521	0.942	0.521	0.942	0.000	0.000	0.019	0.000
201	202	4.615	2.777	4.516	2.657	0.099	0.119	0.096	0.897
202	205	2.933	1.777	2.896	1.733	0.037	0.044	0.063	0.513
205	206	0.887	0.413	0.881	0.405	0.006	0.007	0.018	0.275
206	207	-1.027	-0.894	-1.034	-0.903	0.007	0.009	-0.026	-0.261
207	4351	-2.305	-1.570	-2.365	-1.643	0.060	0.072	-0.052	-1.025
41101	4351	0.608	0.413	0.607	0.413	0.000	0.000	0.004	0.032
4	41101	2.036	1.274	2.033	1.187	0.003	0.087	0.014	2.097
41101	4101	1.425	0.774	1.424	0.750	0.002	0.024	0.010	0.837
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.247	-0.000
41102	4102	3.406	1.906	3.404	1.848	0.002	0.058	0.024	0.827
4	41102	5.171	3.327	5.165	3.104	0.006	0.222	0.036	2.103
41102	4352	1.759	1.198	1.758	1.198	0.001	0.000	0.013	0.026
4352	4351	1.758	1.198	1.758	1.198	0.000	0.000	0.038	0.000
207	207101	0.632	0.337	0.630	0.320	0.002	0.017	0.013	0.490
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.043	-0.000
207	207102	0.632	0.337	0.630	0.320	0.002	0.017	0.013	0.490
202	202101	0.612	0.321	0.611	0.309	0.001	0.011	0.013	0.315
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.064	-0.000
202	202102	0.960	0.518	0.958	0.500	0.002	0.018	0.020	0.315
201	201101	0.842	0.501	0.839	0.480	0.002	0.021	0.018	0.459
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.056	-0.000
201	201102	0.842	0.501	0.840	0.480	0.002	0.021	0.018	0.458
11351	11352	0.584	0.620	0.584	0.620	0.000	0.000	0.015	0.000
111102	11352	-0.584	-0.620	-0.584	-0.620	0.000	0.000	-0.005	-0.029
11	111102	1.351	0.588	1.350	0.557	0.001	0.030	0.008	0.937
111102	11102	1.933	1.177	1.931	1.135	0.003	0.042	0.013	1.134
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.136	0.000
111101	11101	1.219	0.740	1.217	0.714	0.002	0.026	0.008	1.135
11	901	4.131	5.694	4.125	5.677	0.006	0.016	0.040	0.237
901	902	21.844	14.472	21.796	14.335	0.048	0.136	0.150	0.455
902	903	13.151	9.877	13.119	9.787	0.032	0.089	0.094	0.489
903	10	-0.062	2.604	-0.063	2.601	0.001	0.003	-0.015	0.108
9	91101	5.409	3.376	5.387	2.777	0.022	0.596	0.037	5.444
91101	9351	6.788	3.140	6.762	3.140	0.026	0.000	0.041	0.318
9351	9352	-1.756	-1.573	-1.756	-1.573	0.000	0.000	-0.038	-0.000
91102	9352	1.757	1.599	1.756	1.573	0.001	0.027	0.013	0.937
9	91102	7.488	4.813	7.466	4.067	0.022	0.744	0.052	4.899
91102	9102	5.709	2.467	5.699	2.467	0.009	0.000	0.034	0.138
9102	9101	5.699	2.467	5.699	2.467	0.000	0.000	0.351	0.001
91101	9101	-1.401	-0.363	-1.402	-0.378	0.001	0.015	-0.008	-0.476
9351	401	4.552	2.465	4.526	2.428	0.026	0.037	0.084	0.289
401	210	2.945	1.725	2.923	1.684	0.022	0.040	0.056	0.435
210	211	1.652	1.005	1.638	0.988	0.014	0.017	0.032	0.391
211	212	0.155	0.031	0.155	0.031	0.000	0.000	0.003	0.024
212	835	-1.215	-0.738	-1.223	-0.748	0.008	0.010	-0.024	-0.300
8110	835	1.103	0.706	1.102	0.697	0.000	0.009	0.007	0.459
8	8110	7.112	4.650	7.090	3.934	0.021	0.714	0.051	4.946
203	203101	0.576	0.321	0.575	0.310	0.002	0.012	0.011	0.431
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.035	-0.000
203	203102	0.576	0.321	0.575	0.310	0.002	0.012	0.011	0.431
835	203	-0.121	0.012	-0.121	0.011	0.000	0.000	-0.002	-0.027
203	204	-1.282	-0.608	-1.291	-0.621	0.009	0.013	-0.024	-0.352
204	9351	-3.930	-2.218	-3.966	-2.270	0.036	0.051	-0.074	-0.460
204	204101	1.312	0.773	1.309	0.745	0.003	0.028	0.025	0.436
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.080	-0.000
204	204102	1.312	0.772	1.309	0.744	0.003	0.028	0.025	0.436
211	211101	0.737	0.476	0.734	0.455	0.003	0.021	0.015	0.616
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.047	-0.000
211	211102	0.738	0.475	0.735	0.455	0.003	0.021	0.015	0.616
210	210101	0.859	0.469	0.857	0.451	0.002	0.018	0.016	0.438

210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.024	-0.000
210	210102	0.404	0.197	0.402	0.188	0.001	0.008	0.007	0.438
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.837	4.373	6.831	4.209	0.006	0.163	0.050	1.195
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.526	0.001
61101	6101	6.818	4.409	6.811	4.245	0.006	0.163	0.050	1.203
6	61101	6.833	4.656	6.827	4.391	0.006	0.264	0.050	1.902
6	61102	6.834	4.656	6.828	4.391	0.006	0.264	0.050	1.902
51101	5351	2.225	1.071	2.221	1.071	0.004	0.000	0.015	0.121
5351	5352	0.511	0.063	0.511	0.063	0.000	0.000	0.010	0.000
51102	5352	-0.510	-0.061	-0.511	-0.063	0.000	0.002	-0.003	-0.078
51102	5102	4.527	2.458	4.518	2.458	0.008	0.000	0.032	0.125
5102	5101	4.518	2.458	4.518	2.458	0.000	0.000	0.335	0.000
51101	5101	0.199	0.342	0.199	0.340	0.000	0.001	0.002	0.329
5	51101	2.429	1.542	2.424	1.413	0.005	0.129	0.017	2.623
5	51102	4.023	2.629	4.016	2.397	0.007	0.231	0.029	2.822
14	141102	6.517	4.388	6.512	4.165	0.005	0.222	0.046	1.688
141102	14102	6.521	4.148	6.515	4.010	0.005	0.137	0.046	1.061
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.482	0.001
141101	14101	6.502	4.182	6.497	4.045	0.005	0.137	0.046	1.069
14	141101	6.516	4.387	6.511	4.165	0.005	0.221	0.046	1.688
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	104	-7.981	-4.855	-8.016	-4.921	0.036	0.065	-0.055	-0.687
104	14	-10.870	-6.509	-10.896	-6.557	0.026	0.048	-0.075	-0.370
14	13	-23.992	-15.409	-24.270	-15.918	0.277	0.507	-0.167	-1.786
13	103	-27.242	-17.395	-28.065	-18.901	0.820	1.499	-0.186	-4.717
103	100	-37.245	-23.972	-37.332	-24.131	0.086	0.158	-0.244	-0.375
7	710	2.320	1.365	2.309	1.189	0.012	0.175	0.016	3.781
401	209	1.581	0.731	1.581	0.731	0.000	0.000	0.029	0.001
209	20910	1.575	0.695	1.569	0.640	0.006	0.055	0.028	0.682
5351	208	1.710	1.025	1.694	1.005	0.017	0.020	0.037	0.396
208	20810	1.689	0.993	1.679	0.899	0.010	0.094	0.037	0.994
205	20510	2.004	1.329	1.989	1.189	0.016	0.139	0.045	1.261
8110	810	5.988	3.228	5.976	3.228	0.012	0.000	0.038	0.145
10	1010	3.271	2.192	3.248	1.849	0.023	0.342	0.023	5.514
212	21210	1.365	0.778	1.359	0.730	0.005	0.048	0.026	0.729
206	20610	1.903	1.310	1.889	1.179	0.015	0.131	0.044	1.249
13	13110	2.961	2.147	2.950	1.845	0.012	0.301	0.021	5.278
13110	1335	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.950	1.845	2.938	1.669	0.012	0.175	0.021	3.174
104	15	2.854	1.926	2.854	1.926	0.000	0.000	0.020	0.000
15	1510	2.846	1.877	2.828	1.609	0.018	0.267	0.020	4.889
103	12	9.180	5.679	9.177	5.676	0.003	0.003	0.059	0.040
12	1210	9.151	5.506	9.124	4.927	0.026	0.577	0.059	3.158
3	310	2.957	1.956	2.938	1.669	0.019	0.286	0.021	5.057
1	110	2.318	1.335	2.309	1.189	0.010	0.145	0.015	3.183

ДОДАТОК 3

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 126.702 МВт / 1109.908 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.630 МВт / 1065.479 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.186 МВт / 18.077 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.186 МВт / 18.077 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.529 МВт / 4.633 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.395 МВт / 1.705 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.924 МВт / 6.338 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.109 МВт / 24.415 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-97.572	-60.715	110.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	109.060	-0.27
2	Тростянець	0.000	0.000	105.891	-1.19
3	Соколівка	0.000	0.000	103.722	-1.88
4	Крижопіль	0.000	0.000	102.694	-2.21
5	Піщанка	0.000	0.000	100.909	-2.77
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	100.434	-2.92
7	Луги	0.000	0.000	101.035	-2.76
8	Чечельник	0.000	0.000	101.409	-2.63
9	Вершадь	-5.000	-3.000	103.759	-1.85
11	Глибочок	0.000	0.000	106.413	-1.13
10	Сумівка	0.000	0.000	105.228	-1.48
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.611	-0.11
13	Суворівка	0.000	0.000	105.289	-1.39
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	103.647	-1.88
15	Вапнярка	0.000	0.000	103.313	-2.00
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.372	-2.10
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.121	-3.28
202	Ободівка	0.000	0.000	33.299	-3.79
205	Цибулівка	0.000	0.000	32.831	-4.08
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.583	-4.29
207	Крикливець	0.000	0.000	32.824	-4.22
204	Вершадь-35	0.000	0.000	37.238	-6.26
203	Баланівка	0.000	0.000	36.930	-6.54
208	Чорномин	0.000	0.000	32.642	-4.90
401		0.000	0.000	37.392	-6.16
209	Молокозавод	0.000	0.000	37.391	-6.16
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.011	-6.52
211	Ольгопіль	0.000	0.000	36.658	-6.71
212	Стратіївка	0.000	0.000	36.638	-6.74
110		2.310	1.190	10.155	-2.71
21101		0.000	0.000	102.442	-3.36
2351		0.000	0.000	34.287	-3.34
2101		4.930	2.670	9.680	-4.45
21102		0.000	0.000	102.442	-3.36
2352		0.000	0.000	34.287	-3.34
2102		0.000	0.000	9.680	-4.45
310		2.940	1.670	9.507	-5.35
41101		0.000	0.000	100.890	-3.77
4101		4.830	2.600	9.583	-4.41
4351		0.000	0.000	33.766	-3.76
41102		0.000	0.000	100.884	-3.77
4352		0.000	0.000	33.766	-3.76
4102		0.000	0.000	9.583	-4.41
51101		0.000	0.000	98.696	-4.71

5351	0.000	0.000	33.002	-4.68
5101	4.720	2.800	9.411	-4.80
51102	0.000	0.000	98.526	-4.84
5352	0.000	0.000	33.002	-4.68
5102	0.000	0.000	9.412	-4.80
61101	0.000	0.000	98.812	-4.27
6351	0.000	0.000	33.081	-4.27
6101	13.650	8.460	9.355	-5.12
61102	0.000	0.000	98.812	-4.27
6352	0.000	0.000	33.081	-4.27
6102	0.000	0.000	9.356	-5.12
710	2.310	1.190	9.362	-5.61
8110	0.000	0.000	110.610	-6.32
835	0.000	0.000	36.909	-6.59
810	5.980	3.230	10.566	-6.28
91101	0.000	0.000	112.775	-6.03
9351	0.000	0.000	37.649	-5.96
9101	4.300	2.090	10.818	-5.52
91102	0.000	0.000	113.246	-5.56
9352	0.000	0.000	37.649	-5.96
9102	0.000	0.000	10.819	-5.53
1010	3.250	1.850	9.610	-5.22
111101	0.000	0.000	105.616	-2.08
11351	0.000	0.000	35.369	-2.10
11101	3.150	1.850	10.006	-2.88
111102	0.000	0.000	105.617	-2.08
11352	0.000	0.000	35.369	-2.10
11102	0.000	0.000	10.006	-2.88
1210	9.130	4.930	9.745	-2.53
13110	0.000	0.000	100.748	-4.90
1310	2.940	1.670	9.391	-7.05
1335	0.000	0.000	33.729	-4.90
141101	0.000	0.000	102.160	-3.09
14101	13.020	8.060	9.683	-3.85
141102	0.000	0.000	102.160	-3.09
14102	0.000	0.000	9.684	-3.85
1510	2.830	1.610	9.482	-5.36
201101	1.680	0.960	10.599	-4.18
201102	0.000	0.000	10.599	-4.18
202101	1.570	0.810	10.381	-4.48
202102	0.000	0.000	10.382	-4.48
203101	1.150	0.620	11.497	-7.26
203102	0.000	0.000	11.497	-7.26
204101	2.620	1.490	11.593	-7.02
204102	0.000	0.000	11.593	-7.02
20510	1.990	1.190	9.988	-6.42
20610	1.890	1.180	9.914	-6.54
207101	1.260	0.640	10.187	-5.22
207102	0.000	0.000	10.187	-5.22
20810	1.680	0.900	10.006	-6.90
20910	1.570	0.640	11.587	-7.59
210101	1.260	0.640	11.522	-7.30
210102	0.000	0.000	11.522	-7.30
211101	1.470	0.910	11.363	-7.63
211102	0.000	0.000	11.364	-7.63
21210	1.360	0.730	11.335	-8.01
14271	0.000	0.000	24.429	-3.09
14272	0.000	0.000	24.429	-3.09
101	0.000	0.000	105.944	-1.17
102	0.000	0.000	105.853	-1.20
103	0.000	0.000	109.650	-0.10
104	0.000	0.000	103.313	-2.00
903	13.190	7.480	105.326	-1.50
901	-17.730	-8.590	106.197	-1.16
902	8.650	4.670	105.777	-1.34

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	27.232	17.338	27.080	17.061	0.151	0.276	0.169	0.941
1	101	24.753	16.299	24.291	15.454	0.460	0.841	0.157	3.137
101	2	24.291	15.919	24.283	15.905	0.008	0.014	0.158	0.054
2	102	18.270	10.695	18.265	10.688	0.004	0.008	0.115	0.038
102	3	18.265	11.123	18.026	10.686	0.238	0.436	0.116	2.164
3	4	15.062	9.350	14.965	9.172	0.097	0.177	0.099	1.048
4	5	15.684	9.894	15.507	9.570	0.177	0.323	0.104	1.827
5	6	9.023	5.746	8.995	5.696	0.027	0.050	0.061	0.488

6	7	-4.734	-3.392	-4.753	-3.426	0.018	0.034	-0.033	-0.615
7	8	-7.080	-4.288	-7.097	-4.319	0.017	0.031	-0.047	-0.384
8	9	-14.231	-8.303	-14.444	-8.692	0.212	0.388	-0.094	-2.403
9	10	-22.361	-13.158	-22.590	-13.491	0.229	0.331	-0.144	-1.488
10	11	-25.917	-12.707	-26.129	-13.013	0.211	0.305	-0.158	-1.200
11	100	-32.475	-18.811	-33.181	-20.101	0.703	1.285	-0.203	-3.607
11	111101	0.843	0.350	0.843	0.334	0.001	0.017	0.005	0.846
111101	11351	-0.376	-0.404	-0.377	-0.404	0.000	0.000	-0.003	-0.030
11351	200	-0.972	-1.046	-0.973	-1.046	0.000	0.000	-0.023	-0.003
200	201	5.423	2.083	5.272	1.901	0.151	0.181	0.095	1.283
201	2351	-1.021	-1.840	-1.028	-1.848	0.007	0.008	-0.036	-0.164
21101	2351	0.515	0.918	0.514	0.918	0.001	0.000	0.006	0.024
2	21101	2.989	2.511	2.982	2.317	0.007	0.193	0.021	3.602
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.063	0.016	1.368
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.167	-0.000
21102	2102	2.468	1.396	2.464	1.332	0.004	0.063	0.016	1.365
2	21102	2.989	2.511	2.982	2.317	0.007	0.193	0.021	3.602
21102	2352	0.514	0.921	0.513	0.921	0.001	0.000	0.006	0.024
2352	2351	0.513	0.921	0.513	0.921	0.000	0.000	0.018	0.000
201	202	4.599	2.730	4.512	2.625	0.087	0.105	0.090	0.839
202	205	2.928	1.743	2.895	1.704	0.032	0.039	0.059	0.478
205	206	0.888	0.402	0.883	0.396	0.005	0.006	0.017	0.256
206	207	-1.024	-0.885	-1.030	-0.893	0.006	0.008	-0.024	-0.244
207	4351	-2.301	-1.556	-2.354	-1.619	0.053	0.063	-0.049	-0.958
41101	4351	0.604	0.405	0.604	0.405	0.000	0.000	0.004	0.030
4	41101	2.032	1.254	2.029	1.177	0.003	0.077	0.013	1.946
41101	4101	1.425	0.772	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.780
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.403	-1.848	0.000	0.000	-0.233	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.403	1.848	0.002	0.051	0.022	0.771
4	41102	5.162	3.275	5.156	3.078	0.005	0.196	0.034	1.951
41102	4352	1.751	1.179	1.750	1.179	0.001	0.000	0.012	0.025
4352	4351	1.750	1.179	1.750	1.179	0.000	0.000	0.036	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.455
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.454
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.293
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.516	0.958	0.500	0.002	0.016	0.019	0.293
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.017	0.429
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.053	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.017	0.429
11351	11352	0.596	0.643	0.596	0.643	0.000	0.000	0.014	0.000
111102	11352	-0.596	-0.643	-0.596	-0.643	0.000	0.000	-0.005	-0.029
11	111102	1.339	0.557	1.338	0.530	0.001	0.026	0.008	0.845
111102	11102	1.933	1.173	1.931	1.135	0.002	0.038	0.012	1.068
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.129	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.024	0.008	1.069
11	901	4.135	5.445	4.130	5.432	0.005	0.014	0.037	0.217
901	902	21.849	14.249	21.806	14.127	0.043	0.122	0.142	0.427
902	903	13.161	9.691	13.133	9.611	0.028	0.079	0.089	0.458
903	10	-0.049	2.460	-0.049	2.457	0.001	0.002	-0.013	0.097
9	91101	5.398	3.287	5.378	2.759	0.020	0.526	0.035	5.013
91101	9351	6.774	3.112	6.751	3.112	0.023	0.000	0.038	0.301
9351	9352	-1.752	-1.556	-1.752	-1.556	0.000	0.000	-0.036	-0.000
91102	9352	1.753	1.579	1.752	1.556	0.001	0.023	0.012	0.865
9	91102	7.475	4.693	7.456	4.035	0.020	0.656	0.049	4.517
91102	9102	5.702	2.455	5.694	2.455	0.008	0.000	0.032	0.130
9102	9101	5.694	2.455	5.694	2.455	0.000	0.000	0.330	0.001
91101	9101	-1.396	-0.353	-1.397	-0.367	0.001	0.013	-0.007	-0.429
9351	401	4.543	2.439	4.521	2.406	0.022	0.032	0.079	0.270
401	210	2.940	1.709	2.920	1.673	0.019	0.035	0.052	0.404
210	211	1.649	0.996	1.636	0.981	0.012	0.015	0.030	0.365
211	212	0.153	0.028	0.153	0.028	0.000	0.000	0.002	0.021
212	835	-1.217	-0.734	-1.224	-0.743	0.007	0.009	-0.022	-0.280
8110	835	1.106	0.693	1.106	0.685	0.000	0.007	0.007	0.419
8	8110	7.112	4.552	7.093	3.921	0.019	0.628	0.048	4.557
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.398
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.033	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.398
835	203	-0.118	0.014	-0.118	0.014	0.000	0.000	-0.002	-0.024
203	204	-1.280	-0.600	-1.287	-0.611	0.008	0.011	-0.022	-0.326
204	9351	-3.929	-2.209	-3.960	-2.254	0.031	0.045	-0.070	-0.429
204	204101	1.311	0.769	1.309	0.745	0.002	0.024	0.024	0.403
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.075	-0.000
204	204102	1.312	0.768	1.309	0.744	0.002	0.024	0.024	0.402
211	211101	0.737	0.473	0.734	0.455	0.003	0.018	0.014	0.568
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.044	-0.000
211	211102	0.737	0.473	0.735	0.455	0.003	0.018	0.014	0.568
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.016	0.015	0.404
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000

210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.404
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.354	6.831	4.209	0.006	0.144	0.047	1.110
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.494	0.001
61101	6101	6.817	4.390	6.811	4.245	0.006	0.144	0.047	1.117
6	61101	6.832	4.606	6.826	4.372	0.006	0.233	0.047	1.766
6	61102	6.833	4.606	6.827	4.372	0.006	0.233	0.047	1.766
51101	5351	2.222	1.061	2.218	1.061	0.003	0.000	0.014	0.114
5351	5352	0.511	0.067	0.511	0.067	0.000	0.000	0.009	0.000
51102	5352	-0.511	-0.066	-0.511	-0.067	0.000	0.001	-0.003	-0.073
51102	5102	4.525	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.119
5102	5101	4.517	2.455	4.517	2.455	0.000	0.000	0.315	0.000
51101	5101	0.200	0.344	0.200	0.343	0.000	0.001	0.002	0.311
5	51101	2.426	1.520	2.422	1.405	0.004	0.114	0.016	2.428
5	51102	4.020	2.594	4.014	2.389	0.006	0.204	0.027	2.616
14	141102	6.516	4.349	6.511	4.150	0.005	0.198	0.044	1.579
141102	14102	6.520	4.133	6.515	4.010	0.005	0.122	0.044	0.994
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.455	0.001
141101	14101	6.502	4.168	6.497	4.045	0.005	0.122	0.044	1.000
14	141101	6.515	4.349	6.511	4.150	0.005	0.198	0.044	1.579
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	104	-7.954	-4.631	-7.985	-4.688	0.031	0.057	-0.052	-0.632
104	14	-10.838	-6.212	-10.861	-6.254	0.023	0.041	-0.070	-0.341
14	13	-23.961	-15.037	-24.207	-15.487	0.245	0.448	-0.157	-1.667
13	103	-27.177	-16.835	-27.903	-18.162	0.723	1.322	-0.175	-4.391
103	100	-37.083	-23.135	-37.159	-23.276	0.076	0.140	-0.230	-0.350
7	710	2.319	1.344	2.309	1.189	0.010	0.155	0.015	3.502
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.027	0.001
209	20910	1.574	0.688	1.569	0.640	0.005	0.048	0.026	0.627
5351	208	1.708	1.012	1.693	0.995	0.015	0.018	0.035	0.369
208	20810	1.688	0.982	1.679	0.899	0.009	0.082	0.034	0.916
205	20510	2.002	1.311	1.989	1.189	0.014	0.122	0.042	1.164
8110	810	5.987	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.137
10	1010	3.268	2.154	3.248	1.849	0.020	0.304	0.021	5.138
212	21210	1.364	0.772	1.359	0.730	0.005	0.042	0.025	0.670
206	20610	1.902	1.294	1.889	1.179	0.013	0.114	0.041	1.152
13	13110	2.959	2.092	2.948	1.824	0.010	0.266	0.020	4.878
13110	1335	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.948	1.824	2.938	1.669	0.010	0.155	0.020	2.936
104	15	2.853	1.902	2.853	1.902	0.000	0.000	0.019	0.000
15	1510	2.844	1.847	2.828	1.609	0.016	0.237	0.019	4.546
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.452	9.124	4.927	0.024	0.523	0.056	2.985
3	310	2.955	1.924	2.938	1.669	0.017	0.254	0.020	4.704
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.005

ДОДАТОК К

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 118.057 МВт / 1034.181 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.980 МВт / 989.705 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.186 МВт / 18.081 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.186 МВт / 18.081 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.530 МВт / 4.642 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.393 МВт / 1.697 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.923 МВт / 6.339 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.109 МВт / 24.420 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-88.927	-56.326	110.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	109.071	-0.27
2	Тростянець	0.000	0.000	105.942	-1.16
3	Соколівка	0.000	0.000	103.771	-1.84
4	Крижопіль	0.000	0.000	102.742	-2.16
5	Піщанка	0.000	0.000	100.961	-2.70
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	100.487	-2.84
7	Луки	0.000	0.000	101.090	-2.65
8	Чечельник	0.000	0.000	101.465	-2.52
9	Вершадь	-5.000	-3.000	103.816	-1.71
11	Глибочок	0.000	0.000	107.210	-0.83
10	Сумівка	0.000	0.000	105.288	-1.33
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.613	-0.11
13	Суворівка	0.000	0.000	105.314	-1.37
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	103.681	-1.86
15	Вапнярка	0.000	0.000	103.351	-1.96
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.563	-1.94
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.217	-3.16
202	Ободівка	0.000	0.000	33.386	-3.67
205	Цибулівка	0.000	0.000	32.909	-3.96
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.642	-4.19
207	Крикливець	0.000	0.000	32.872	-4.14
204	Вершадь-35	0.000	0.000	37.261	-6.12
203	Баланівка	0.000	0.000	36.952	-6.40
208	Чорномин	0.000	0.000	32.660	-4.83
401		0.000	0.000	37.415	-6.02
209	Молокозавод	0.000	0.000	37.414	-6.02
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.034	-6.38
211	Ольгопіль	0.000	0.000	36.680	-6.57
212	Стратіївка	0.000	0.000	36.660	-6.60
110		2.310	1.190	10.156	-2.70
21101		0.000	0.000	102.648	-3.24
2351		0.000	0.000	34.358	-3.22
2101		4.930	2.670	9.700	-4.32
21102		0.000	0.000	102.648	-3.24
2352		0.000	0.000	34.358	-3.22
2102		0.000	0.000	9.700	-4.32
310		2.940	1.670	9.512	-5.31
41101		0.000	0.000	100.954	-3.71
4101		4.830	2.600	9.589	-4.35
4351		0.000	0.000	33.788	-3.69
41102		0.000	0.000	100.949	-3.70
4352		0.000	0.000	33.788	-3.69
4102		0.000	0.000	9.589	-4.35
51101		0.000	0.000	98.749	-4.64
5351		0.000	0.000	33.020	-4.61

5101	4.720	2.800	9.417	-4.73
51102	0.000	0.000	98.580	-4.77
5352	0.000	0.000	33.020	-4.61
5102	0.000	0.000	9.417	-4.73
61101	0.000	0.000	98.866	-4.19
6351	0.000	0.000	33.099	-4.19
6101	13.650	8.460	9.361	-5.04
61102	0.000	0.000	98.866	-4.19
6352	0.000	0.000	33.099	-4.19
6102	0.000	0.000	9.361	-5.04
710	2.310	1.190	9.368	-5.50
8110	0.000	0.000	110.674	-6.19
835	0.000	0.000	36.930	-6.46
810	5.980	3.230	10.572	-6.15
91101	0.000	0.000	112.845	-5.89
9351	0.000	0.000	37.672	-5.82
9101	4.300	2.090	10.825	-5.38
91102	0.000	0.000	113.315	-5.41
9352	0.000	0.000	37.672	-5.82
9102	0.000	0.000	10.825	-5.38
1010	3.250	1.850	9.616	-5.06
111101	0.000	0.000	106.199	-1.92
11351	0.000	0.000	35.560	-1.94
11101	3.150	1.850	10.062	-2.71
111102	0.000	0.000	106.199	-1.92
11352	0.000	0.000	35.560	-1.94
11102	0.000	0.000	10.062	-2.71
1210	9.130	4.930	9.745	-2.53
13110	0.000	0.000	100.775	-4.88
1310	2.940	1.670	9.394	-7.03
1335	0.000	0.000	33.738	-4.88
141101	0.000	0.000	102.195	-3.06
14101	13.020	8.060	9.687	-3.82
141102	0.000	0.000	102.195	-3.06
14102	0.000	0.000	9.687	-3.82
1510	2.830	1.610	9.486	-5.32
201101	1.680	0.960	10.630	-4.05
201102	0.000	0.000	10.630	-4.05
202101	1.570	0.810	10.409	-4.35
202102	0.000	0.000	10.409	-4.35
203101	1.150	0.620	11.504	-7.12
203102	0.000	0.000	11.504	-7.12
204101	2.620	1.490	11.600	-6.88
204102	0.000	0.000	11.601	-6.88
20510	1.990	1.190	10.014	-6.30
20610	1.890	1.180	9.933	-6.44
207101	1.260	0.640	10.202	-5.13
207102	0.000	0.000	10.202	-5.13
20810	1.680	0.900	10.011	-6.83
20910	1.570	0.640	11.595	-7.45
210101	1.260	0.640	11.530	-7.16
210102	0.000	0.000	11.530	-7.16
211101	1.470	0.910	11.371	-7.49
211102	0.000	0.000	11.371	-7.49
21210	1.360	0.730	11.342	-7.87
14271	0.000	0.000	24.437	-3.06
14272	0.000	0.000	24.437	-3.06
101	0.000	0.000	105.994	-1.15
102	0.000	0.000	105.904	-1.17
103	0.000	0.000	109.651	-0.10
104	0.000	0.000	103.351	-1.96
903	13.190	7.480	104.802	-1.56
901	-17.730	-8.590	107.673	-0.59

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	26.815	17.179	26.668	16.910	0.147	0.268	0.167	0.930
1	101	24.341	16.148	23.892	15.328	0.447	0.817	0.154	3.097
101	2	23.892	15.793	23.884	15.779	0.008	0.014	0.156	0.053
2	102	18.124	10.797	18.120	10.789	0.004	0.008	0.115	0.038
102	3	18.120	11.226	17.882	10.791	0.237	0.433	0.116	2.165
3	4	14.918	9.456	14.822	9.280	0.096	0.175	0.098	1.048
4	5	15.350	10.045	15.176	9.728	0.173	0.316	0.103	1.821
5	6	8.692	5.905	8.666	5.856	0.027	0.048	0.060	0.485
6	7	-5.064	-3.230	-5.084	-3.266	0.020	0.036	-0.034	-0.618
7	8	-7.411	-4.128	-7.429	-4.160	0.018	0.032	-0.048	-0.385

8	9	-14.543	-8.145	-14.761	-8.543	0.217	0.397	-0.095	-2.403
9	10	-22.697	-13.005	-22.931	-13.343	0.232	0.336	-0.145	-1.490
10	11	-39.421	-22.398	-39.942	-23.153	0.519	0.751	-0.248	-1.939
11	100	-24.819	-15.139	-25.236	-15.902	0.416	0.760	-0.156	-2.801
11	111101	0.977	0.452	0.976	0.429	0.001	0.023	0.006	1.060
111101	11351	-0.243	-0.308	-0.243	-0.308	0.000	0.000	-0.002	-0.019
11351	200	-0.628	-0.798	-0.628	-0.798	0.000	0.000	-0.016	-0.002
200	201	5.768	2.332	5.596	2.125	0.171	0.206	0.101	1.377
201	2351	-0.771	-1.649	-0.776	-1.655	0.005	0.006	-0.031	-0.139
21101	2351	0.389	0.821	0.389	0.821	0.000	0.000	0.005	0.018
2	21101	2.863	2.397	2.856	2.220	0.007	0.176	0.020	3.436
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.063	0.016	1.361
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.166	-0.000
21102	2102	2.468	1.396	2.464	1.332	0.004	0.063	0.016	1.358
2	21102	2.863	2.397	2.856	2.220	0.007	0.176	0.020	3.436
21102	2352	0.388	0.825	0.388	0.825	0.000	0.000	0.005	0.018
2352	2351	0.388	0.825	0.388	0.825	0.000	0.000	0.015	0.000
201	202	4.674	2.762	4.584	2.654	0.089	0.107	0.091	0.848
202	205	3.000	1.772	2.966	1.732	0.034	0.041	0.060	0.487
205	206	0.959	0.431	0.953	0.423	0.006	0.007	0.018	0.275
206	207	-0.953	-0.857	-0.959	-0.864	0.006	0.007	-0.023	-0.231
207	4351	-2.230	-1.527	-2.280	-1.587	0.050	0.060	-0.047	-0.931
41101	4351	0.583	0.396	0.583	0.396	0.000	0.000	0.004	0.029
4	41101	2.011	1.243	2.008	1.168	0.003	0.075	0.013	1.926
41101	4101	1.425	0.771	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.778
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.403	-1.848	0.000	0.000	-0.233	-0.000
41102	4102	3.406	1.900	3.403	1.848	0.002	0.051	0.022	0.769
4	41102	5.108	3.247	5.103	3.054	0.005	0.192	0.034	1.931
41102	4352	1.698	1.154	1.697	1.154	0.001	0.000	0.012	0.024
4352	4351	1.697	1.154	1.697	1.154	0.000	0.000	0.035	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.453
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.453
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.292
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.516	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.291
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.427
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.426
11351	11352	0.385	0.490	0.385	0.490	0.000	0.000	0.010	0.000
111102	11352	-0.385	-0.490	-0.385	-0.490	0.000	0.000	-0.003	-0.018
11	111102	1.550	0.718	1.549	0.682	0.001	0.036	0.009	1.059
111102	11102	1.933	1.173	1.931	1.135	0.002	0.037	0.012	1.058
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.128	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.024	0.008	1.059
9	91101	5.407	3.285	5.387	2.757	0.020	0.526	0.035	4.991
91101	9351	6.787	3.109	6.764	3.109	0.023	0.000	0.038	0.302
9351	9352	-1.759	-1.555	-1.759	-1.555	0.000	0.000	-0.036	-0.000
91102	9352	1.760	1.579	1.759	1.555	0.001	0.023	0.012	0.863
9	91102	7.486	4.692	7.467	4.033	0.020	0.656	0.049	4.498
91102	9102	5.706	2.454	5.698	2.454	0.008	0.000	0.032	0.131
9102	9101	5.698	2.454	5.698	2.454	0.000	0.000	0.330	0.001
91101	9101	-1.400	-0.352	-1.401	-0.365	0.001	0.013	-0.007	-0.425
9351	401	4.553	2.437	4.530	2.404	0.022	0.033	0.079	0.269
401	210	2.949	1.707	2.930	1.671	0.019	0.036	0.052	0.404
210	211	1.658	0.994	1.646	0.979	0.012	0.015	0.030	0.365
211	212	0.162	0.026	0.162	0.026	0.000	0.000	0.003	0.022
212	835	-1.208	-0.736	-1.215	-0.745	0.007	0.008	-0.022	-0.278
8110	835	1.087	0.697	1.087	0.690	0.000	0.007	0.007	0.418
8	8110	7.092	4.553	7.073	3.925	0.019	0.625	0.048	4.542
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.397
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.033	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.397
835	203	-0.128	0.016	-0.128	0.016	0.000	0.000	-0.002	-0.026
203	204	-1.290	-0.598	-1.298	-0.609	0.008	0.011	-0.022	-0.327
204	9351	-3.939	-2.206	-3.970	-2.252	0.031	0.045	-0.070	-0.429
204	204101	1.311	0.769	1.309	0.745	0.002	0.024	0.024	0.401
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.075	-0.000
204	204102	1.312	0.768	1.309	0.744	0.002	0.024	0.024	0.401
211	211101	0.737	0.473	0.734	0.455	0.003	0.018	0.014	0.567
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.044	-0.000
211	211102	0.737	0.473	0.735	0.455	0.003	0.018	0.014	0.567
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.016	0.015	0.403
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.403
6	61102	6.833	4.606	6.827	4.372	0.006	0.233	0.047	1.762
61102	6102	6.836	4.354	6.831	4.209	0.006	0.144	0.047	1.107
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.494	0.001
61101	6101	6.817	4.390	6.811	4.245	0.006	0.144	0.047	1.115
6	61101	6.832	4.605	6.826	4.372	0.006	0.233	0.047	1.761

61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	51102	4.020	2.594	4.014	2.389	0.006	0.203	0.027	2.610
51102	5102	4.525	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.119
5102	5101	4.517	2.455	4.517	2.455	0.000	0.000	0.315	0.000
51101	5101	0.200	0.344	0.200	0.343	0.000	0.001	0.002	0.310
5	51101	2.426	1.519	2.422	1.405	0.004	0.114	0.016	2.423
51101	5351	2.222	1.061	2.218	1.061	0.003	0.000	0.014	0.114
5351	5352	0.511	0.067	0.511	0.067	0.000	0.000	0.009	0.000
51102	5352	-0.511	-0.066	-0.511	-0.067	0.000	0.001	-0.003	-0.073
141101	14101	6.502	4.168	6.497	4.045	0.005	0.122	0.044	0.999
14101	14102	-6.515	-4.010	-6.515	-4.010	0.000	0.000	-0.455	-0.001
141102	14102	6.520	4.133	6.515	4.010	0.005	0.122	0.044	0.993
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14272	14271	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14	141101	6.515	4.348	6.511	4.150	0.005	0.197	0.044	1.578
14	141102	6.516	4.349	6.511	4.150	0.005	0.198	0.044	1.578
4	104	-7.689	-4.635	-7.718	-4.689	0.029	0.054	-0.050	-0.621
104	14	-10.571	-6.213	-10.593	-6.253	0.022	0.040	-0.068	-0.337
14	13	-23.694	-15.036	-23.935	-15.478	0.241	0.440	-0.156	-1.657
13	103	-26.906	-16.826	-27.620	-18.133	0.712	1.302	-0.174	-4.367
103	100	-36.800	-23.106	-36.876	-23.245	0.076	0.138	-0.228	-0.349
104	15	2.853	1.902	2.853	1.902	0.000	0.000	0.019	0.000
15	1510	2.844	1.846	2.828	1.609	0.016	0.236	0.019	4.541
206	20610	1.902	1.293	1.889	1.179	0.013	0.114	0.041	1.148
10	903	13.213	7.383	13.182	7.295	0.031	0.087	0.083	0.497
205	20510	2.002	1.311	1.989	1.189	0.014	0.121	0.042	1.159
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.027	0.001
209	20910	1.574	0.688	1.569	0.640	0.005	0.048	0.026	0.624
7	710	2.319	1.344	2.309	1.189	0.010	0.154	0.015	3.491
212	21210	1.364	0.772	1.359	0.730	0.005	0.042	0.025	0.667
11	901	-17.679	-8.621	-17.719	-8.733	0.040	0.111	-0.106	-0.468
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.137
5351	208	1.708	1.012	1.693	0.995	0.015	0.018	0.035	0.369
208	20810	1.688	0.982	1.679	0.899	0.009	0.082	0.034	0.914
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.452	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.985
10	1010	3.268	2.154	3.248	1.849	0.020	0.304	0.021	5.117
13	13110	2.959	2.092	2.948	1.824	0.010	0.266	0.020	4.874
13110	1335	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.948	1.824	2.938	1.669	0.010	0.155	0.020	2.934
3	310	2.955	1.924	2.938	1.669	0.017	0.254	0.020	4.697
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.004

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 126.702 МВт / 1109.908 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.630 МВт / 1065.479 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.186 МВт / 18.077 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.186 МВт / 18.077 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.529 МВт / 4.633 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.395 МВт / 1.705 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.924 МВт / 6.338 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.109 МВт / 24.415 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-97.572	-60.715	110.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	109.060	-0.27
2	Тростянець	0.000	0.000	105.891	-1.19
3	Соколівка	0.000	0.000	103.722	-1.88
4	Крижопіль	0.000	0.000	102.694	-2.21
5	Піщанка	0.000	0.000	100.909	-2.77
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	100.434	-2.92
7	Луги	0.000	0.000	101.035	-2.76
8	Чечельник	0.000	0.000	101.409	-2.63
9	Бершадь	-5.000	-3.000	103.759	-1.85
11	Глибочок	0.000	0.000	106.413	-1.13
10	Сумівка	0.000	0.000	105.228	-1.48
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.611	-0.11
13	Суворівка	0.000	0.000	105.289	-1.39
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	103.647	-1.88
15	Вапнярка	0.000	0.000	103.313	-2.00
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.372	-2.10
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.121	-3.28
202	Ободівка	0.000	0.000	33.299	-3.79
205	Цибулівка	0.000	0.000	32.831	-4.08
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.583	-4.29
207	Крикливець	0.000	0.000	32.824	-4.22
204	Вершадь-35	0.000	0.000	37.238	-6.26
203	Баланівка	0.000	0.000	36.930	-6.54
208	Чорномин	0.000	0.000	32.642	-4.90
401		0.000	0.000	37.392	-6.16
209	Молокозавод	0.000	0.000	37.391	-6.16
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.011	-6.52
211	Ольгопіль	0.000	0.000	36.658	-6.71
212	Стратіївка	0.000	0.000	36.638	-6.74
110		2.310	1.190	10.155	-2.71
21101		0.000	0.000	102.442	-3.36
2351		0.000	0.000	34.287	-3.34
2101		4.930	2.670	9.680	-4.45
21102		0.000	0.000	102.442	-3.36
2352		0.000	0.000	34.287	-3.34
2102		0.000	0.000	9.680	-4.45
310		2.940	1.670	9.507	-5.35
41101		0.000	0.000	100.890	-3.77
4101		4.830	2.600	9.583	-4.41
4351		0.000	0.000	33.766	-3.76
41102		0.000	0.000	100.884	-3.77
4352		0.000	0.000	33.766	-3.76
4102		0.000	0.000	9.583	-4.41
51101		0.000	0.000	98.696	-4.71
5351		0.000	0.000	33.002	-4.68
5101		4.720	2.800	9.411	-4.80
51102		0.000	0.000	98.526	-4.84
5352		0.000	0.000	33.002	-4.68
5102		0.000	0.000	9.412	-4.80
61101		0.000	0.000	98.812	-4.27

6351	0.000	0.000	33.081	-4.27
6101	13.650	8.460	9.355	-5.12
61102	0.000	0.000	98.812	-4.27
6352	0.000	0.000	33.081	-4.27
6102	0.000	0.000	9.356	-5.12
710	2.310	1.190	9.362	-5.61
8110	0.000	0.000	110.610	-6.32
835	0.000	0.000	36.909	-6.59
810	5.980	3.230	10.566	-6.28
91101	0.000	0.000	112.775	-6.03
9351	0.000	0.000	37.649	-5.96
9101	4.300	2.090	10.818	-5.52
91102	0.000	0.000	113.246	-5.56
9352	0.000	0.000	37.649	-5.96
9102	0.000	0.000	10.819	-5.53
1010	3.250	1.850	9.610	-5.22
111101	0.000	0.000	105.616	-2.08
11351	0.000	0.000	35.369	-2.10
11101	3.150	1.850	10.006	-2.88
111102	0.000	0.000	105.617	-2.08
11352	0.000	0.000	35.369	-2.10
11102	0.000	0.000	10.006	-2.88
1210	9.130	4.930	9.745	-2.53
13110	0.000	0.000	100.748	-4.90
1310	2.940	1.670	9.391	-7.05
1335	0.000	0.000	33.729	-4.90
141101	0.000	0.000	102.160	-3.09
14101	13.020	8.060	9.683	-3.85
141102	0.000	0.000	102.160	-3.09
14102	0.000	0.000	9.684	-3.85
1510	2.830	1.610	9.482	-5.36
201101	1.680	0.960	10.599	-4.18
201102	0.000	0.000	10.599	-4.18
202101	1.570	0.810	10.381	-4.48
202102	0.000	0.000	10.382	-4.48
203101	1.150	0.620	11.497	-7.26
203102	0.000	0.000	11.497	-7.26
204101	2.620	1.490	11.593	-7.02
204102	0.000	0.000	11.593	-7.02
20510	1.990	1.190	9.988	-6.42
20610	1.890	1.180	9.914	-6.54
207101	1.260	0.640	10.187	-5.22
207102	0.000	0.000	10.187	-5.22
20810	1.680	0.900	10.006	-6.90
20910	1.570	0.640	11.587	-7.59
210101	1.260	0.640	11.522	-7.30
210102	0.000	0.000	11.522	-7.30
211101	1.470	0.910	11.363	-7.63
211102	0.000	0.000	11.364	-7.63
21210	1.360	0.730	11.335	-8.01
14271	0.000	0.000	24.429	-3.09
14272	0.000	0.000	24.429	-3.09
101	0.000	0.000	105.944	-1.17
102	0.000	0.000	105.853	-1.20
103	0.000	0.000	109.650	-0.10
104	0.000	0.000	103.313	-2.00
903	13.190	7.480	105.326	-1.50
901	-17.730	-8.590	106.197	-1.16
902	8.650	4.670	105.777	-1.34

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	27.232	17.338	27.080	17.061	0.151	0.276	0.169	0.941
1	101	24.753	16.299	24.291	15.454	0.460	0.841	0.157	3.137
101	2	24.291	15.919	24.283	15.905	0.008	0.014	0.158	0.054
2	102	18.270	10.695	18.265	10.688	0.004	0.008	0.115	0.038
102	3	18.265	11.123	18.026	10.686	0.238	0.436	0.116	2.164
3	4	15.062	9.350	14.965	9.172	0.097	0.177	0.099	1.048
4	5	15.684	9.894	15.507	9.570	0.177	0.323	0.104	1.827
5	6	9.023	5.746	8.995	5.696	0.027	0.050	0.061	0.488
6	7	-4.734	-3.392	-4.753	-3.426	0.018	0.034	-0.033	-0.615
7	8	-7.080	-4.288	-7.097	-4.319	0.017	0.031	-0.047	-0.384
8	9	-14.231	-8.303	-14.444	-8.692	0.212	0.388	-0.094	-2.403
9	10	-22.361	-13.158	-22.590	-13.491	0.229	0.331	-0.144	-1.488
10	11	-25.917	-12.707	-26.129	-13.013	0.211	0.305	-0.158	-1.200
11	100	-32.475	-18.811	-33.181	-20.101	0.703	1.285	-0.203	-3.607

11	111101	0.843	0.350	0.843	0.334	0.001	0.017	0.005	0.846
111101	11351	-0.376	-0.404	-0.377	-0.404	0.000	0.000	-0.003	-0.030
11351	200	-0.972	-1.046	-0.973	-1.046	0.000	0.000	-0.023	-0.003
200	201	5.423	2.083	5.272	1.901	0.151	0.181	0.095	1.283
201	2351	-1.021	-1.840	-1.028	-1.848	0.007	0.008	-0.036	-0.164
21101	2351	0.515	0.918	0.514	0.918	0.001	0.000	0.006	0.024
2	21101	2.989	2.511	2.982	2.317	0.007	0.193	0.021	3.602
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.063	0.016	1.368
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.167	-0.000
21102	2102	2.468	1.396	2.464	1.332	0.004	0.063	0.016	1.365
2	21102	2.989	2.511	2.982	2.317	0.007	0.193	0.021	3.602
21102	2352	0.514	0.921	0.513	0.921	0.001	0.000	0.006	0.024
2352	2351	0.513	0.921	0.513	0.921	0.000	0.000	0.018	0.000
201	202	4.599	2.730	4.512	2.625	0.087	0.105	0.090	0.839
202	205	2.928	1.743	2.895	1.704	0.032	0.039	0.059	0.478
205	206	0.888	0.402	0.883	0.396	0.005	0.006	0.017	0.256
206	207	-1.024	-0.885	-1.030	-0.893	0.006	0.008	-0.024	-0.244
207	4351	-2.301	-1.556	-2.354	-1.619	0.053	0.063	-0.049	-0.958
41101	4351	0.604	0.405	0.604	0.405	0.000	0.000	0.004	0.030
4	41101	2.032	1.254	2.029	1.177	0.003	0.077	0.013	1.946
41101	4101	1.425	0.772	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.780
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.403	-1.848	0.000	0.000	-0.233	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.403	1.848	0.002	0.051	0.022	0.771
4	41102	5.162	3.275	5.156	3.078	0.005	0.196	0.034	1.951
41102	4352	1.751	1.179	1.750	1.179	0.001	0.000	0.012	0.025
4352	4351	1.750	1.179	1.750	1.179	0.000	0.000	0.036	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.455
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.454
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.293
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.516	0.958	0.500	0.002	0.016	0.019	0.293
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.017	0.429
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.053	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.017	0.429
11351	11352	0.596	0.643	0.596	0.643	0.000	0.000	0.014	0.000
111102	11352	-0.596	-0.643	-0.596	-0.643	0.000	0.000	-0.005	-0.029
11	111102	1.339	0.557	1.338	0.530	0.001	0.026	0.008	0.845
111102	11102	1.933	1.173	1.931	1.135	0.002	0.038	0.012	1.068
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.129	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.024	0.008	1.069
11	901	4.135	5.445	4.130	5.432	0.005	0.014	0.037	0.217
901	902	21.849	14.249	21.806	14.127	0.043	0.122	0.142	0.427
902	903	13.161	9.691	13.133	9.611	0.028	0.079	0.089	0.458
903	10	-0.049	2.460	-0.049	2.457	0.001	0.002	-0.013	0.097
9	91101	5.398	3.287	5.378	2.759	0.020	0.526	0.035	5.013
91101	9351	6.774	3.112	6.751	3.112	0.023	0.000	0.038	0.301
9351	9352	-1.752	-1.556	-1.752	-1.556	0.000	0.000	-0.036	-0.000
91102	9352	1.753	1.579	1.752	1.556	0.001	0.023	0.012	0.865
9	91102	7.475	4.693	7.456	4.035	0.020	0.656	0.049	4.517
91102	9102	5.702	2.455	5.694	2.455	0.008	0.000	0.032	0.130
9102	9101	5.694	2.455	5.694	2.455	0.000	0.000	0.330	0.001
91101	9101	-1.396	-0.353	-1.397	-0.367	0.001	0.013	-0.007	-0.429
9351	401	4.543	2.439	4.521	2.406	0.022	0.032	0.079	0.270
401	210	2.940	1.709	2.920	1.673	0.019	0.035	0.052	0.404
210	211	1.649	0.996	1.636	0.981	0.012	0.015	0.030	0.365
211	212	0.153	0.028	0.153	0.028	0.000	0.000	0.002	0.021
212	835	-1.217	-0.734	-1.224	-0.743	0.007	0.009	-0.022	-0.280
8110	835	1.106	0.693	1.106	0.685	0.000	0.007	0.007	0.419
8	8110	7.112	4.552	7.093	3.921	0.019	0.628	0.048	4.557
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.398
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.033	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.398
835	203	-0.118	0.014	-0.118	0.014	0.000	0.000	-0.002	-0.024
203	204	-1.280	-0.600	-1.287	-0.611	0.008	0.011	-0.022	-0.326
204	9351	-3.929	-2.209	-3.960	-2.254	0.031	0.045	-0.070	-0.429
204	204101	1.311	0.769	1.309	0.745	0.002	0.024	0.024	0.403
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.075	-0.000
204	204102	1.312	0.768	1.309	0.744	0.002	0.024	0.024	0.402
211	211101	0.737	0.473	0.734	0.455	0.003	0.018	0.014	0.568
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.044	-0.000
211	211102	0.737	0.473	0.735	0.455	0.003	0.018	0.014	0.568
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.016	0.015	0.404
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.404
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.354	6.831	4.209	0.006	0.144	0.047	1.110
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.494	0.001

61101	6101	6.817	4.390	6.811	4.245	0.006	0.144	0.047	1.117
6	61101	6.832	4.606	6.826	4.372	0.006	0.233	0.047	1.766
6	61102	6.833	4.606	6.827	4.372	0.006	0.233	0.047	1.766
51101	5351	2.222	1.061	2.218	1.061	0.003	0.000	0.014	0.114
5351	5352	0.511	0.067	0.511	0.067	0.000	0.000	0.009	0.000
51102	5352	-0.511	-0.066	-0.511	-0.067	0.000	0.001	-0.003	-0.073
51102	5102	4.525	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.119
5102	5101	4.517	2.455	4.517	2.455	0.000	0.000	0.315	0.000
51101	5101	0.200	0.344	0.200	0.343	0.000	0.001	0.002	0.311
5	51101	2.426	1.520	2.422	1.405	0.004	0.114	0.016	2.428
5	51102	4.020	2.594	4.014	2.389	0.006	0.204	0.027	2.616
14	141102	6.516	4.349	6.511	4.150	0.005	0.198	0.044	1.579
141102	14102	6.520	4.133	6.515	4.010	0.005	0.122	0.044	0.994
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.455	0.001
141101	14101	6.502	4.168	6.497	4.045	0.005	0.122	0.044	1.000
14	141101	6.515	4.349	6.511	4.150	0.005	0.198	0.044	1.579
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	104	-7.954	-4.631	-7.985	-4.688	0.031	0.057	-0.052	-0.632
104	14	-10.838	-6.212	-10.861	-6.254	0.023	0.041	-0.070	-0.341
14	13	-23.961	-15.037	-24.207	-15.487	0.245	0.448	-0.157	-1.667
13	103	-27.177	-16.835	-27.903	-18.162	0.723	1.322	-0.175	-4.391
103	100	-37.083	-23.135	-37.159	-23.276	0.076	0.140	-0.230	-0.350
7	710	2.319	1.344	2.309	1.189	0.010	0.155	0.015	3.502
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.027	0.001
209	20910	1.574	0.688	1.569	0.640	0.005	0.048	0.026	0.627
5351	208	1.708	1.012	1.693	0.995	0.015	0.018	0.035	0.369
208	20810	1.688	0.982	1.679	0.899	0.009	0.082	0.034	0.916
205	20510	2.002	1.311	1.989	1.189	0.014	0.122	0.042	1.164
8110	810	5.987	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.137
10	1010	3.268	2.154	3.248	1.849	0.020	0.304	0.021	5.138
212	21210	1.364	0.772	1.359	0.730	0.005	0.042	0.025	0.670
206	20610	1.902	1.294	1.889	1.179	0.013	0.114	0.041	1.152
13	13110	2.959	2.092	2.948	1.824	0.010	0.266	0.020	4.878
13110	1335	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.948	1.824	2.938	1.669	0.010	0.155	0.020	2.936
104	15	2.853	1.902	2.853	1.902	0.000	0.000	0.019	0.000
15	1510	2.844	1.847	2.828	1.609	0.016	0.237	0.019	4.546
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.452	9.124	4.927	0.024	0.523	0.056	2.985
3	310	2.955	1.924	2.938	1.669	0.017	0.254	0.020	4.704
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.005

ДОДАТОК Л
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОМУТАЦІЙНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

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

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

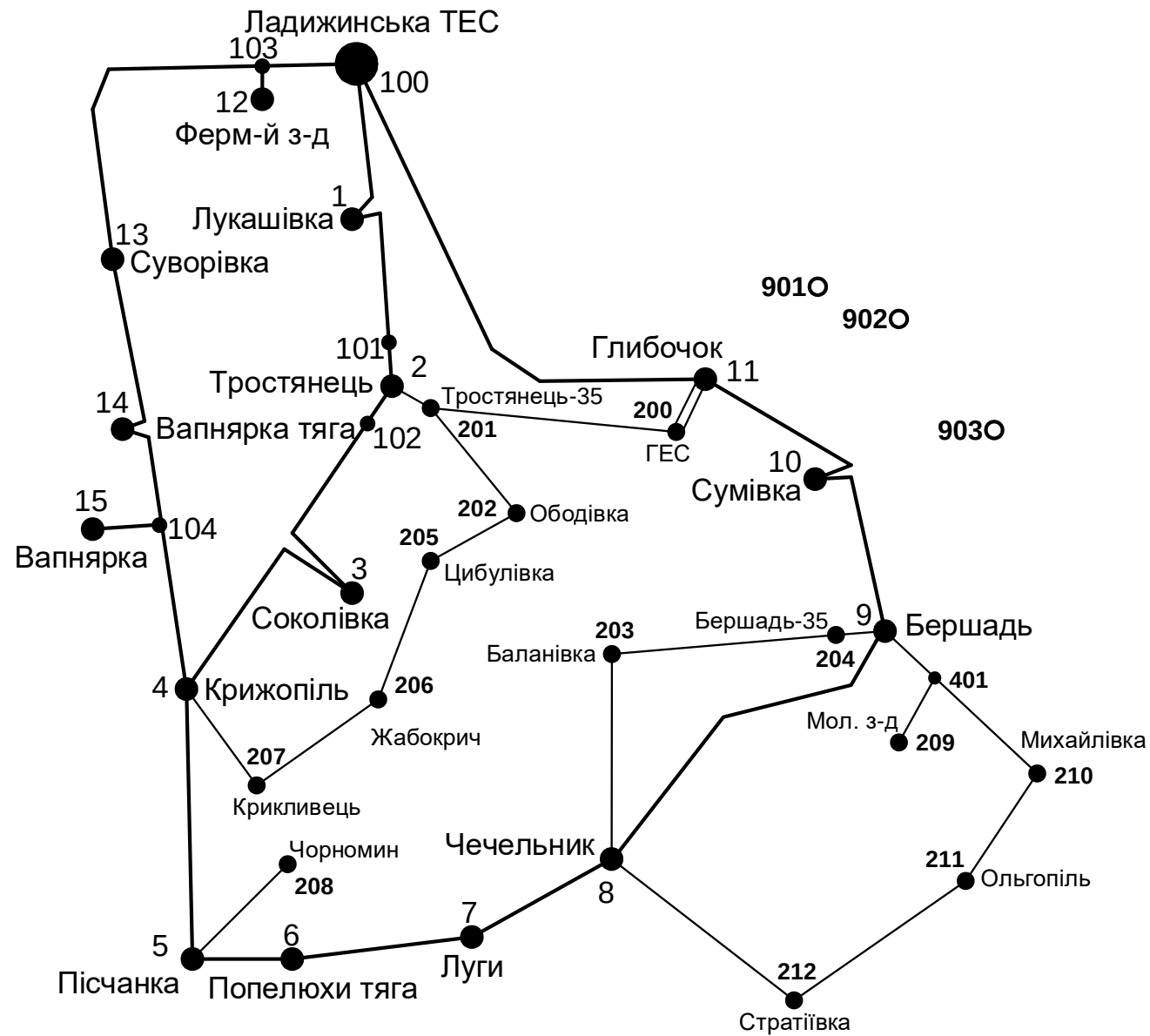
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено дослідження особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання;
- розв’язано питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу, що обслуговує комутаційне обладнання.

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

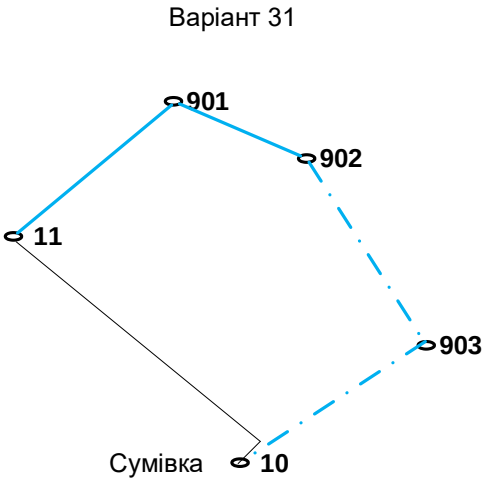
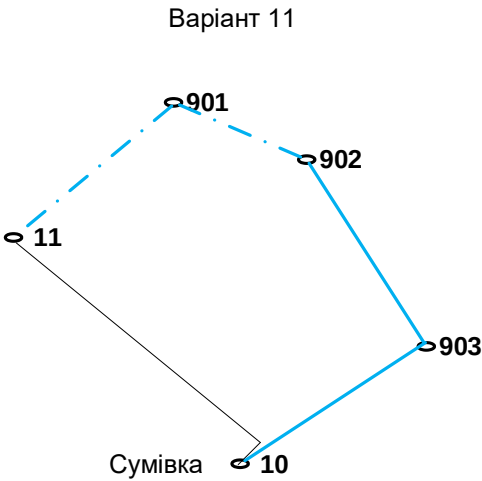
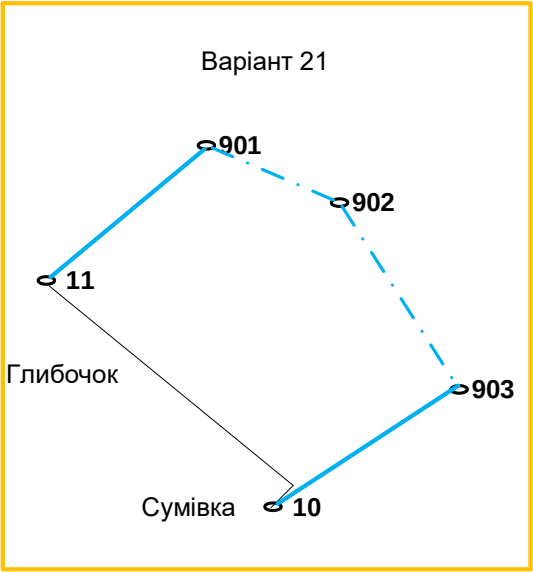
Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

Методи дослідження. Для аналізу і розв’язку поставленої задачі були використані загально прийняті методи математичного моделювання. Реалізація обрахунків в цій роботі забезпечена використанням відомих прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110».

СХЕМА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗТАШУВАННЯ НОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ

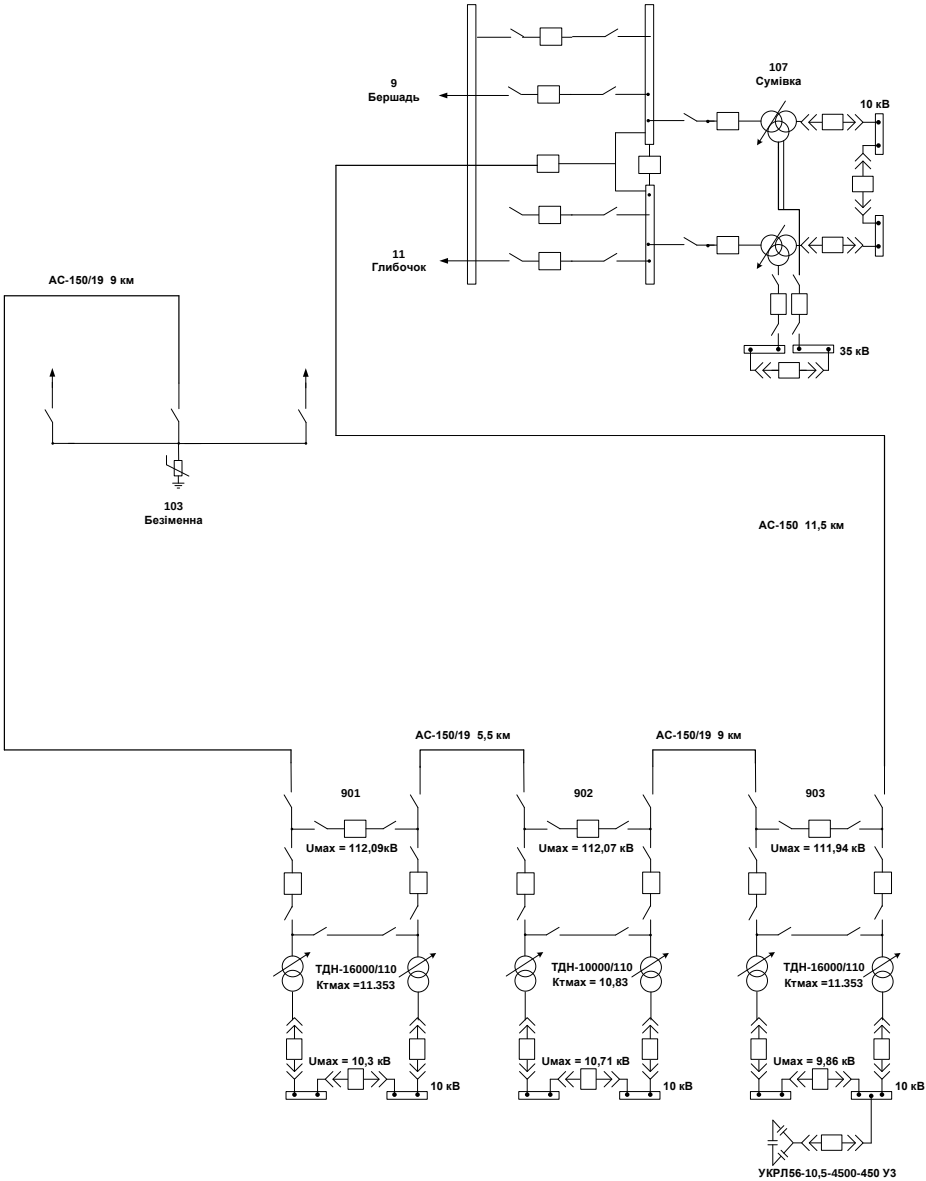


ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



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

ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ



Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	57
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5600
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	304 800
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	212 778,487
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	3,8
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	5,11
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,20
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1109,91
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	24,42