

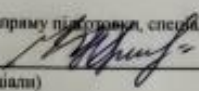
1

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

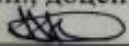
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
«Розвиток районної електромережі та аналіз експлуатації
обладнання електропідстанції»

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

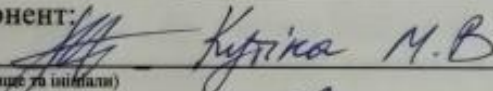

Крижановський О.І.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Нетребський В.В.
(прізвище та ініціали)

« 2 » 06 2023 р.


Опонент:


Куріка М.В.
(прізвище та ініціали)

« 2 » 06 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О. 

(прізвище та ініціали)

« 02 » 06 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Завідувач кафедри ЕСС
 д.т.н., професор Комар В. О.
20.03 2023 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Крижановському Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток районної електромережі та аналіз експлуатації обладнання електропідстанції

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2023 року № 68

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 305 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік


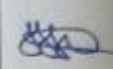


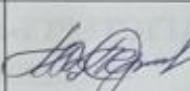

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110 кВ. 2. Вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ. 3. Вибір елементів ЕМ.

4. Розрахунок і аналіз ustalених режимів. 5. Аналіз втрат електричної енергії. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 7. Визначення

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

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

6. Консультанти розділів роботи

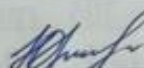
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконано прийнято
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В. к.т.н., доц. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О. Є. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра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

7. Дата видачі завдання 14 березня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

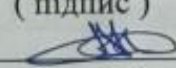
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		П. м.
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.03.23	16.03.23	б
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	17.03.23	18.03.23	б
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	19.03.23	05.04.23	б
4	Аналіз експлуатації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

Студент


(підпис)

Крижановський

Керівник роботи


(підпис)

Нетребський

АНОТАЦІЯ

Крижановський Олександр Ігорович «Розвиток районної електромережі та аналіз експлуатації обладнання електропідстанції». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023 – 100 с./ На укр. мові. рис.18, табл.20, бібліогр.16.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведений аналіз особливостей експлуатації обладнання електропідстанцій.

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

ANNOTATION

Kryzhanovskiy Oleksandr « Development of the district power grid and analysis of operation of substation equipment ». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2023- 100 p. fig. 18, table 20, bibl. 16

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

The analysis of the features of operation of the equipment of power substations was carried out.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel servicing the switchgear was carried out.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1	12
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ	12
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	13
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	15
РОЗДІЛ 2	17
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	17
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	17
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	20
РОЗДІЛ 3	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	30
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	32
РОЗДІЛ 4	34
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦЯХ	34
РОЗДІЛ 5	36
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	36
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	37
5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції.....	37
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій	39
РОЗДІЛ 6	43
БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	43
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	43
РОЗДІЛ 7	45
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	45
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	45
7.4. Регулювання напруги у електромережі	46
РОЗДІЛ 8.....	50
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	50
РОЗДІЛ 9	75
ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ	75
РОЗДІЛ 10	89
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	89
10.1 Задачі розділу.....	89
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ	90
10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт	

з трансформатором в діючих електроустановках.....	91
10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	93
10.4.1 Мікроклімат	93
10.4.2 Склад повітря робочої зони.....	93
10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення.....	94
10.4.4 Штучне освітлення.....	94
10.4.5 Виробничий шум.....	95
10.4.6 Виробнича вібрація	95
10.5 Розрахунок захисного заземлення.....	96
10.6 Пожежна безпека.....	102
ВИСНОВКИ.....	106
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	109
Додаток А.....	Ошибка! Закладка не определена.
Показники звіту подібності Unichesk.....	Ошибка! Закладка не определена.
Додаток А1. Технічне завдання МКР.....	Ошибка! Закладка не определена.
ДОДАТОК А2.....	119
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ.....	119
ДОДАТОК Б.....	122
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів	122
ДОДАТОК В.....	126
Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ...	126
ДОДАТОК Г.....	130
Результати розрахунку післяаварійного режиму.....	130
після розвитку ЕМ.....	130

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

При проектуванні нових та розвитку вже існуючих електричних мереж необхідно враховувати багато факторів: від надійного та якісного постачання до використання найновіших принципів побудови. Тобто дана задача вимагає комплексного підходу та контролю різних аспектів, які вказуватимуть на техніко-економічну доцільність даної мережі, відповідний рівень експлуатації, управління, при яких забезпечуються найменші затрати.

Водночас, побудова мережі завжди має певне призначення відповідно до якого і виконується прогноз майбутнього розвитку (побудови) мережі, що встановлює певні додаткові обмеження.

Попередньо перед будівництвом доцільно використати математичні методи визначення найдоцільніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

- симплекс-метод для визначення найменш вартісного варіанту схеми приєднання нових споживачів;
- метод динамічного програмування для визначення найкращої послідовності будівництва та уведення в експлуатацію нових підстанцій,

Після затвердження конфігурації та послідовності побудови мережі, наступними кроками визначається: номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють мережу наміченої конфігурації і тд.

При розробці проекту визначається відповідна кількість та вид обладнання, встановлюються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, визначається потужність джерел реактивної потужності, вибираються найбільш економічний розподіл цих джерел і необхідні засоби для регулювання напруги.

Використання сучасних методів експлуатації, заснованих на діагностиці технічного стану обладнання електричних підстанцій та якісне виконання ремонтних робіт, дозволяють забезпечити безперебійну роботу виробничих механізмів, зменшити витрати на їх експлуатацію та продовжити термін служби.

За останні роки були виконані наукові розробки в галузі вдосконалення експлуатації обладнання, а також створені технічні засоби для реалізації багатьох ідей в цій області. Однак, як показує досвід, ускладнення установок і взаємозв'язків між ними призводить до подальшого зростання числа проблем, у вирішенні яких повинен приймати участь експлуатаційний персонал.

Культура експлуатації електрообладнання - гарантія надійної роботи електроенергетики, гарантія якості електроенергії. Під словами «культура експлуатації» мається на увазі: кваліфікація персоналу, його висока теоретична підготовка, знання і виконання ним правил технічної експлуатації (ПТЕ) і місцевих інструкцій, знання технічних параметрів обладнання і заводських інструкцій.

Слід зазначити, що якість роботи обладнання ніде так не залежить від сумлінності і кваліфікації персоналу, як в електроенергетиці. Тому технічному навчанню держава приділяє величезну увагу.

Неприпустимо працювати в енергетиці без схем і креслень. Людину, що працює на панелі вторинної комутації без схеми, як правило, звільняють або строго карають.

Під культурою експлуатації мають на увазі також своєчасні і якісні поточний і капітальний ремонт та профілактичні випробування. Терміни, обсяги і склади ремонтів строго регламентовані заводськими і місцевими інструкціями. Однак і інструкції іноді переглядаються. Культура експлуатації - це і своєчасна реконструкція діючого обладнання, його модернізація.

Грамотна експлуатація обладнання передбачає ретельний догляд за ним і своєчасне усунення дрібних неполадок. Треба твердо пам'ятати, що в експлуатації електрообладнання немає дрібниць. Будь-яка дрібниця може обернутися мільйонними збитками і навіть людськими жертвами. Важливе місце в догляді за обладнанням відводиться його своєчасним профілактичним випробуванням.

Таким чином, постійне вдосконалення методів налагоджування, випробування обладнання і технічне навчання персоналу є основною умовою якісного виконання налагоджувальних робіт [2].

Отже, дослідження обладнання електропідстанції, оптимізація їх проектування є **актуальною науково-прикладною задачею**.

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та аналіз і перспективи розвитку обладнання електропідстанції.

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

провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;

обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;

проведено аналіз експлуатації обладнання електропідстанції;

вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу розподільчої установки.

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».

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспектив розвитку обладнання електропідстанції.

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

РОЗДІЛ 1

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

звідки $a' = -2814,6$, $b' = 1,4424$, таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 1,4424T - 2814,6$$

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

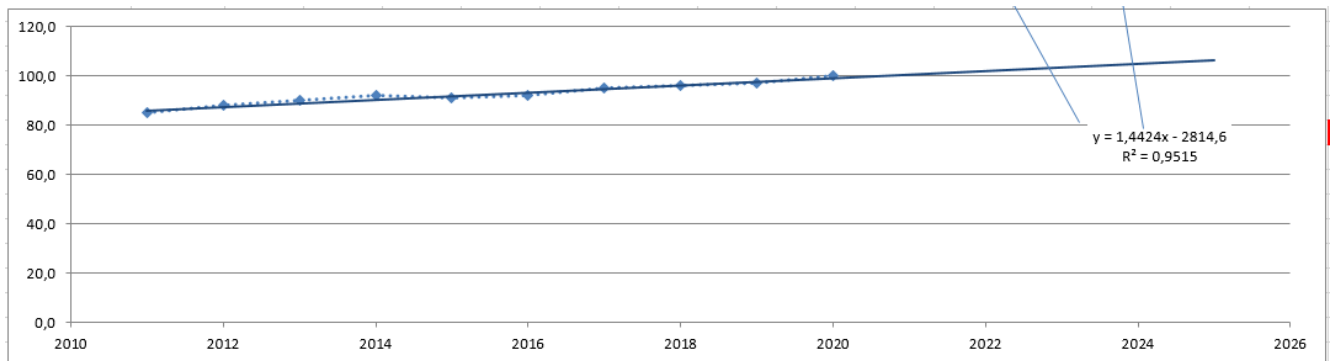


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P'_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2025-й рік збільшиться до 106,3 %, що на 6,3 % більше проєктованої потужності електромереж. Таким чином, необхідно здійснити заходи що до забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання.

1.1 Розрахунок режиму заданої мережі

Результати проведеного розрахунку для режиму максимальних навантажень існуючої мережі (дивись додаток А2) враховуючи прогнозу показують, що напруги для всіх вузлів відповідають визначеним обмеженням, або можуть бути введені в них завдяки наявних регулювальних пристроїв.

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

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

- в дільницях електропередачі – 0.73 МВт;
- в силових трансформаторах - 0.86 МВт з них холостого ходу 0.46 МВт та навантажувальні 0.4 МВт.

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Дільниця	2-201	2-14	300-203	204-8
Марка проводу	АС-185	АС-120	АС-185	АС-185
Допустимий струм, А	200	125	200	200
Розрах. струм, А	35	38	78	43

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	2	204	203	8
Напруга вузла,кВ	113,56	114,09	114,32	113,68

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 пропускну 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 № 2 – Сосонка тяга з рівнем напруги 113,56 кВ; вузол № 203 – з рівнем напруги 114,32 кВ; вузол № 204 – з рівнем напруги 114,09 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.

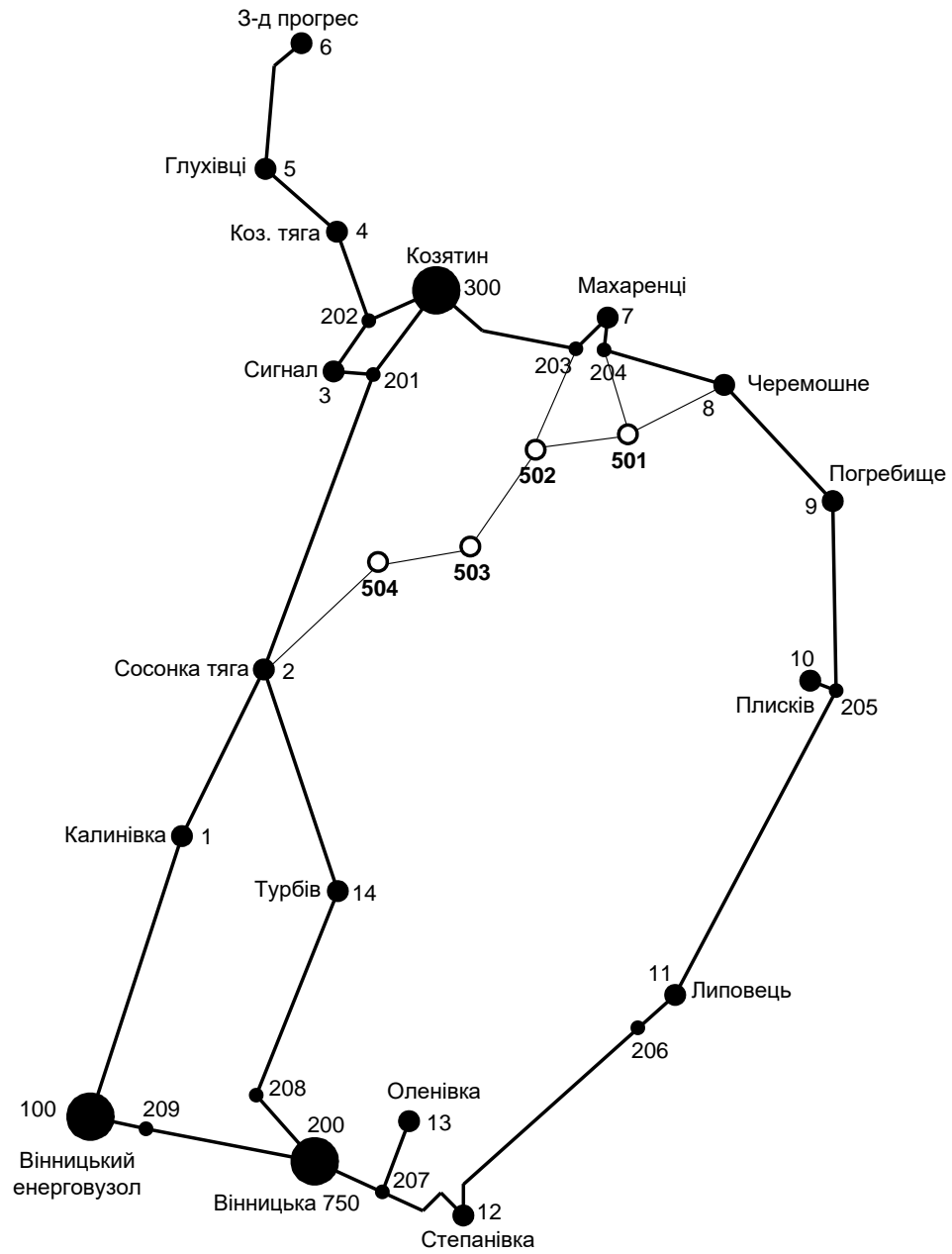


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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 потрібну якість електричної енергії, запас стійкості та координацію керування.

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

2.1 Лінеаризація цільової функції

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

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

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

Після лінеаризації функція витрат матиме наступний вид:

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

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

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

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

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (приймаємо 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 годин/рік для $T_{нб} = 5400$ годин/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії прийнято 1,65 гривень/кВт·год; r_{0i} – активний опір, що залежить від перерізу проводу (зокрема для проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів представлено у таблиці 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
8	501	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	0,949	5382,5
204	501	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	0,759	4306,0
203	502	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	0,949	5382,5
2	504	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	1,265	7176,6
501	502	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	0,823	4664,8
502	503	1,6	11,2	110	1573,680	0,131	5640,1	1,012	5741,3
503	504	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	0,823	4664,8

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

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

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
8-501	1,5	5,7	5317,9	5312,1	5324,2	941,2	5317,9	4786,1	5849,6
204-501	1,2	5,7	4254,3	4249,7	4259,4	753,0	4254,3	3828,9	4679,7
203-502	1,5	5,7	5317,9	5312,1	5324,2	941,2	5317,9	4786,1	5849,6
2-504	2	5,7	7090,5	7082,8	7099,0	1255,0	7090,5	6381,4	7799,5
501-502	1,3	5,7	4608,8	4603,8	4614,3	815,7	4608,8	4147,9	5069,7
502-503	1,6	5,7	5672,4	5666,2	5679,2	1004,0	5672,4	5105,1	6239,6
503-504	1,3	5,7	4608,8	4603,8	4614,3	815,7	4608,8	4147,9	5069,7

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

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

$$y(x) = c_1 x_1 + c_2 x_2 + c_3 x_3 + \dots + c_n x_n + b_{n+1} \quad (2.3)$$

при таких обмеженнях:

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

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

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

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

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	8-501	204-501	203-502	2-504	501-502	502-501	502-503	503-502	503-504	504-503	0-0	0-0	0-0	0-0				
501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,63	10,63
502	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	9,56	9,56
503	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	15,94	15,94
504	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	-10,63	-10,63
Коефіцієнти цільової функції	1711,1	4679,3	1584,3	2218,0	1077,3	1077,3	1077,3	1267,1	3339,2	1711,1	0,0	0,0	0,0	0,0				0,000
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
Дисконтовані витрати, тис. грн																		0,000

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	8-501	204-501	203-502	2-504	501-502	502-501	502-503	503-502	503-504	504-503	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,63	0,00
502	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	9,56	0,00
503	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	15,94	0,00
504	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	-10,63	0,00
Коефіцієнти цільової функції	3639,4	1329,4	1661,7	2215,6	1440,2	1440,2	1772,5	1669,6	1315,6	1440,2	0,0	0,0	0,0	0,0		63566,515	
Потужності ЛЕП	0	10,626	14,8764	0	0	0	5,313	0	0	10,626	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	4230,052	5287,565	0,000	0,000	0,000	5640,070	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000	0,000	0,000		19740,244	
Змінні складові витрат	0,000	85,727	210,032	0,000	0,000	0,000	28,576	0,000	0,000	92,871	0,000	0,000	0,000	0,000		417,207	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	20157,451

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

Після кінцевого уточнення маємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	8-501	204-501	203-502	2-504	501-502	502-501	502-503	503-502	503-504	504-503	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,63	0,00
502	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	9,56	0,00
503	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	15,94	0,00
504	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	-10,63	0,00
Коефіцієнти цільової функції	3639,4	1329,4	1661,7	2215,6	1440,2	1440,2	1772,5	1669,6	1315,6	1440,2	0,0	0,0	0,0	0,0		63566,515	
Потужності ЛЕП	0	10,626	14,8764	0	0	0	5,313	0	0	10,626	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	4230,052	5287,565	0,000	0,000	0,000	5640,070	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000	0,000	0,000		19740,244	
Змінні складові витрат	0,000	85,727	210,032	0,000	0,000	0,000	28,576	0,000	0,000	92,871	0,000	0,000	0,000	0,000		417,207	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	20157,451

Рисунок 2.5 – Остаточний варіант (четверта ітерація)

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

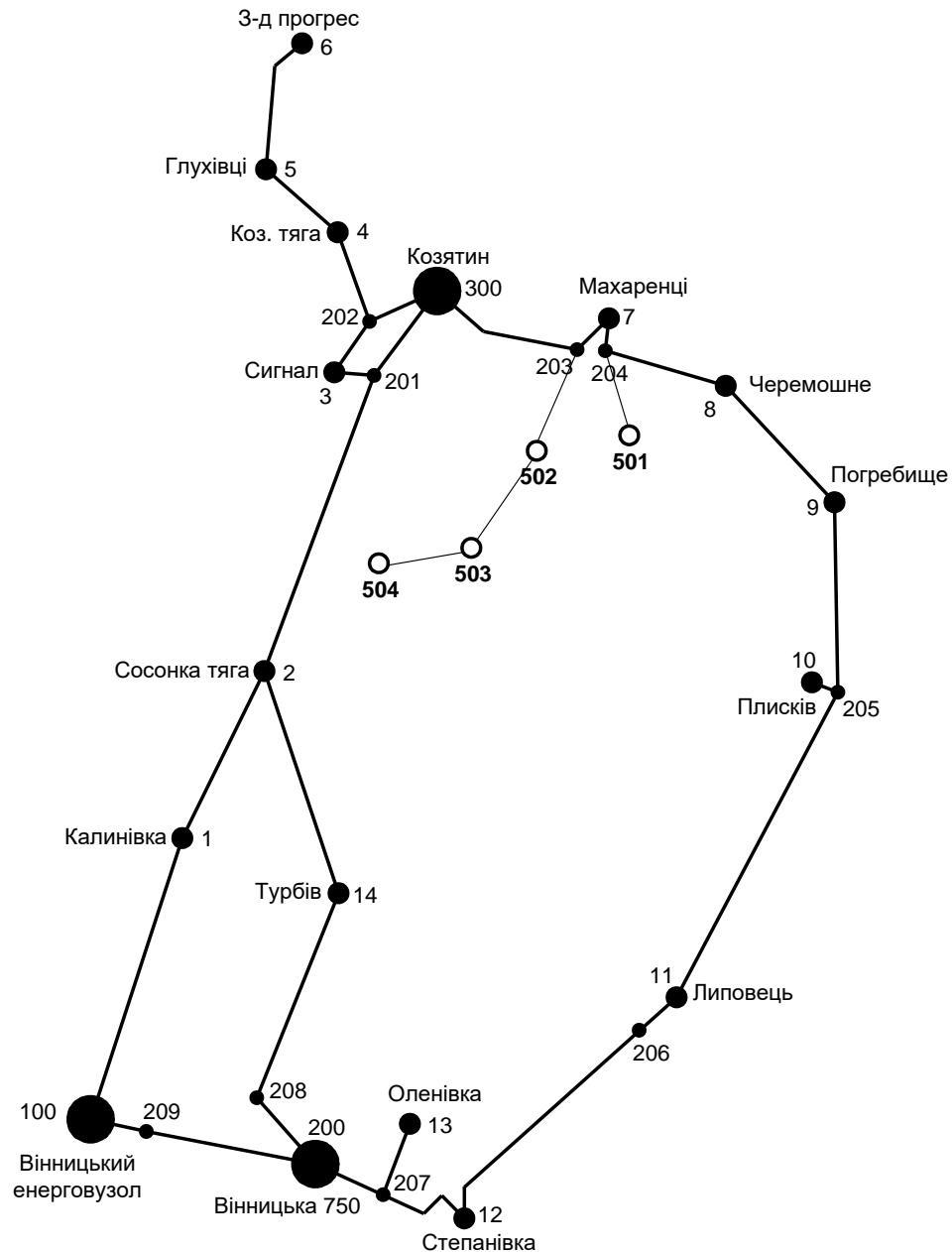


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

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 501-504. Таким чином забезпечив живлення кожного нового споживача від двох незалежних джерел.

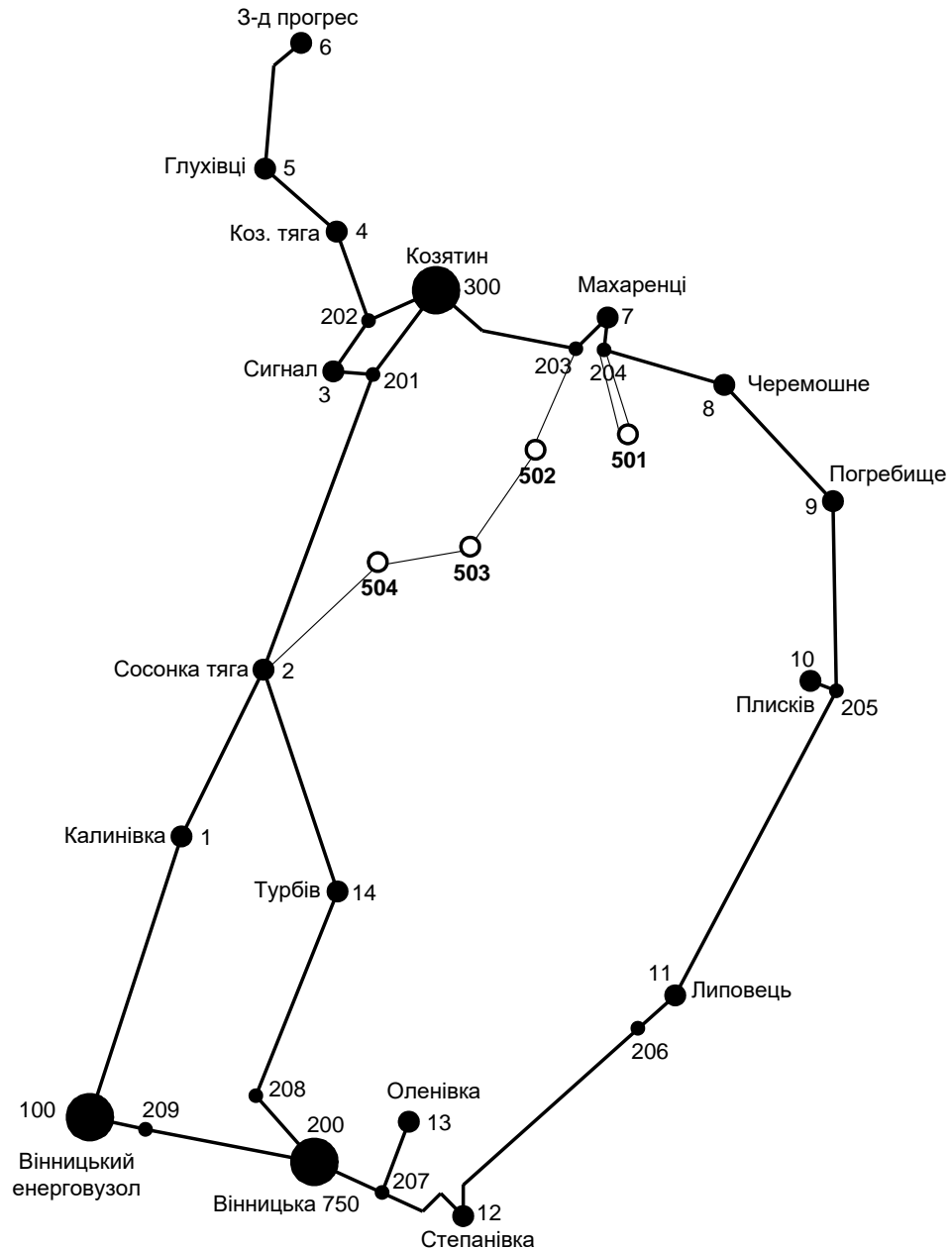


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема електромережі із забезпеченням споживачів першою категорією за надійністю електропостачання

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 2-504 довжиною 14 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 з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

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

3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі

Для існуючої схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток для електроживлення нових споживачів, які мають вводиться протягом 2-х років (це вузли 501, 502, 503, 504). У нашому випадку приймаємо три опорних центри живлення: 2, 13 та 14 відносно розглядатимуться варіанти схеми.

Цільова функція такої оптимізації буде мати наступний вигляд:

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

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

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

T – термін спорудження, років.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Застосовано наступні обмеження:

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

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

Тоді, для оптимізації електричної мережі враховуючи отримане завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i вибирають з Excel. Враховуються обмеження на найбільшу довжину ЛЕП, яка споруджується протягом року: $L_{\max} \leq 30$ км, а також обмеження балансу потужності.

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

Варіант №1

Перший рік – будуємо дволанцюгові лінію до пункту 2-503, 503-504. Тоді загальне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{2-503} + \Delta L_{503-504} = 14 + 9,1 = 23,1 \text{ (км)},$$

наразі не перевищує обмежень по введенню нових ліній.

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

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 203-502. Результати обрахунків приведено в таблиці 3.2.

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

Для варіанту 1 на третьому році розвитку споруджуємо дволанцюгову лінію 204-501. Результати розрахунків приведено в таблиці 3.3.

Четвертий рік. Для четвертого року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому, другому та третьому кроці. І так само для кожного варіанту четвертого року враховується обмеження по введених довжині лінії.

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 502-503. Результати розрахунків подано в табл.3.4.

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	204-501	16,8	10,6	16,8	29779,888	29779,89	24816,57	24816,57
		501-204				0			
	2	203-502	10,5	14,9	21,7	18716,049	38484,36	32070,3	32070,3
		502-503	11,2	5,3		19768,315			
	3	2-504	14	3,2	23,1	24687,902	40818,68	34015,56	34015,56
		504-503	9,1	10,6		16130,773			

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	203-502	10,5	14,9	21,7	18716,049	38484,36	26725,25	51541,83
		502-503	11,2	5,3		19768,315			
	12	2-504	14	3,2	23,1	24687,902	40818,68	28346,3	53162,88
		504-503	9,1	10,6		16130,773			
	13	203-502	10,5	14,9	10,5	18716,049	18716,05	12997,26	37813,83
	14	2-504	14	3,2	14	24687,902	24687,9	17144,38	41960,95
	21	204-501	16,8	10,6	16,8	29779,888	29779,89	20680,48	52750,78
		501-204							
22	2-504	14	3,2	23,1	24687,902	40818,68	28346,3	60416,61	
	504-503	9,1	10,6		16130,773				

	23	2-504	14	3,2	14	24687,902	24687,9	17144,38	49214,68
		204-501		10,6					
	31	501-204	16,8		16,8	29779,888	29779,89	20680,48	54696,04
		203-502	10,5	14,9		18716,049			
	32	502-503	11,2	5,3	21,7	19768,315	38484,36	26725,25	60740,82
	33	203-502	10,5	14,9	10,5	18716,049	18716,05	12997,26	47012,82

Таблиця 3.3 - Імовірні варіанти розвитку для третього року будівництва

t	Варіант	ЛЕП	L	P	L _{сум}	В _i	В _{i,сум}	В _t	Вартість
3	111	2-504	14	3,2	23,1	24687,902	40818,68	28346,3	79888,13
		504-503	9,1	10,6		16130,773			
	121	203-502	10,5	14,9	21,7	18716,049	38484,36	26725,25	79888,13
		502-503	11,2	5,3		19768,315			
	131	502-503	11,2	5,3	20,3	19768,315	35899,09	24929,92	62743,75
		504-503	9,1	10,6		16130,773			
	141	203-502	10,5	14,9	21,7	18716,049	38484,36	26725,25	68686,2
		502-503	11,2	5,3		19768,315			
	211	2-504	14	3,2	23,1	24687,902	40818,68	28346,3	81097,08
		504-503	9,1	10,6		16130,773			
	221	204-501	16,8	10,6	16,8	29779,888	29779,89	17233,73	77650,34
		501-204							
	231	504-503	9,1	10,6	9,1	16130,773	16130,77	11201,93	60416,61
	311	203-502	10,5	14,9	21,7	18716,049	38484,36	22271,04	76967,08
		502-503	11,2	5,3		19768,315			
	321	204-501	16,8	10,6	16,8	29779,888	29779,89	17233,73	77974,55
501-204									
331	204-501	16,8	10,6	16,8	29779,888	29779,89	17233,73	64246,55	
	501-204								

Таблиця 3.4 - Імовірні варіанти розвитку для четвертого року будівництва

t	Варіант	ЛЕП	L	P	L _{сум}	В _i	В _{i,сум}	В _t	Вартість
4	1311	2-504	14	3,2	14	24687,902	24687,9	14286,98	77030,73
	1411	504-503	9,1	10,6	9,1	16130,773	16130,77	9334,938	78021,14
	2311	204-501	16,8	10,6	16,8	29779,888	29779,89	17233,73	77650,34
		501-204							
	3311	502-503	11,2	5,3	11,2	19768,315	19768,31	11440	75686,55

3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з таблиці 3.3 обрали варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення обрахунків вартості спорудження мережі визначили умовно оптимальний варіант 3311. Після уточнення

потокорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 3311 приєднання нових підстанцій 501, 502, 503, 504 буде призводити до зміни перетоків потужності у лініях, які споруджені на першому та другому році розвитку. Тоді необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, як вказано в табл. 3.4.

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

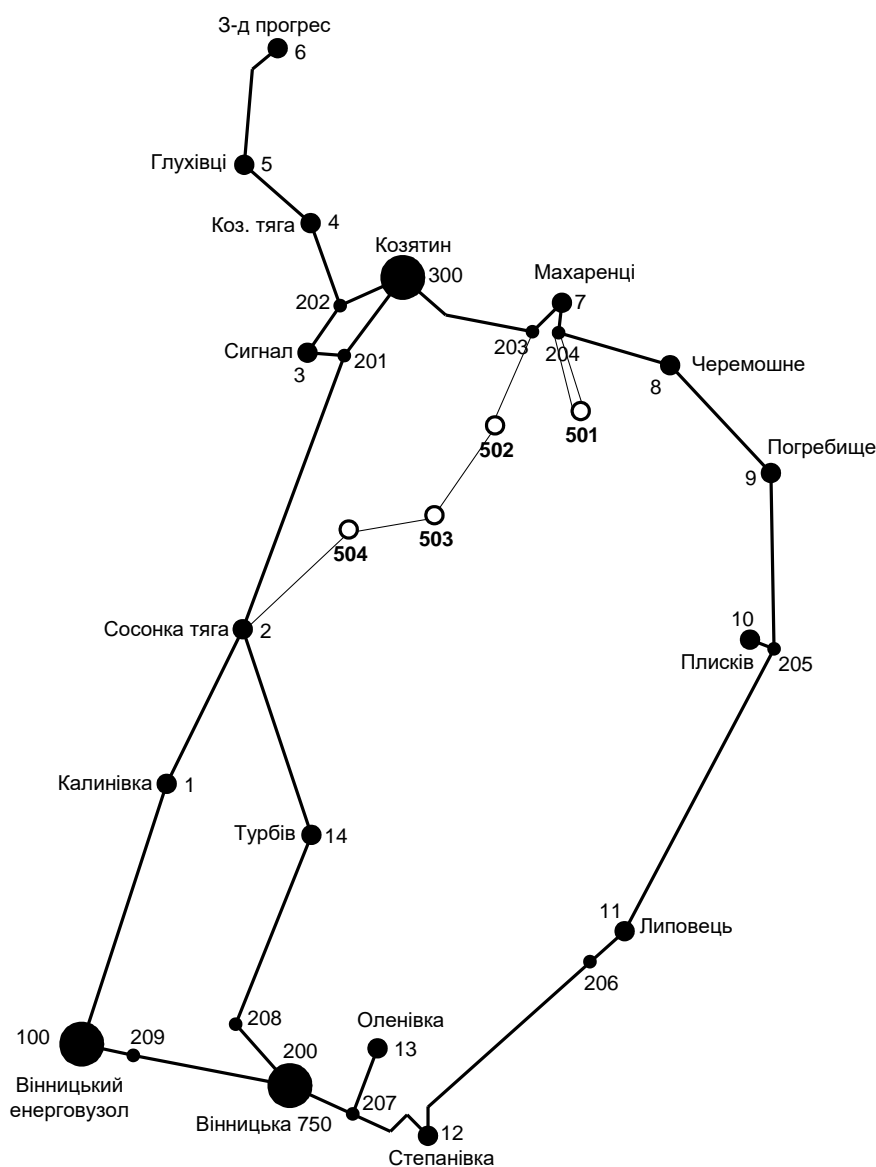


Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{розр203-502} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{21.925}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 120.831 \text{ (A)};$$

$$I_{розр2-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{17.383}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 95.799 \text{ (A)};$$

$$I_{розр502-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{10.943}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 60.306 \text{ (A)};$$

$$I_{розр503-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7.624}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 42.03 \text{ (A)};$$

$$I_{розр204-501} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{12.692}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 69.945 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5200$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, томущо $4000 < T_{нб} < 6000$ 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 203-502;

2й – розрив лінії 14-504;

3й – розрив лінії 203-502 та відсутня генерація на СЕС (503);

4й – розрив лінії 14-504 та відсутня генерація на СЕС (503);

5й – розрив лінії 502-503;

6й – розрив лінії 503-504.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів у ПА

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па,А} max	І _{па} Доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
203-502	0	219.4	0	163.3	61.4	163.5	236.5	390	120.83	АС-120/19
14-504	220.1	0	164.5	0	157.6	59.1			95.79	АС-120/19
502-503	61.6	157.3	61.5	101.4	0	101.6			60.31	АС-120/19
503-504	163.4	59.1	163.3	0.2	101.6	0			42.03	АС-120/19
204-501	69.9	69.9	69.9	69.9	69.9	69.9			69.94	АС-120/19

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

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

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Згідно із досвідом проектування потужність силового трансформаторного обладнання на понижуючих електропідстанціях вибирається за умовами допустимого перевантаження у після аварійних режимах на 40% на час не більше 6 годин за добу протягом не більше 5 діб.

Вибір силових трансформаторів проводиться врахувавши наступні критерії:

1. У випадку підключення до підстанції споживачів 1-ої категорії встановлюється не менше 2 трансформаторів.

2. На підстанціях, що здійснюють електроживлення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го силового трансформатора, при існуванні в електромережі централізованого пересувного трансформаторного резерву.

Вибір силових трансформаторів здійснюється наступним чином:

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

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

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{10}{2 \cdot 0.7} = 8.21 \text{ МВА.}$$

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

У вузлах 502, 503 та 504 також встановлюємо по два силових трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових вузлах

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

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:

$$K_{з1.па} = \frac{11.494}{(2-1) \cdot 10} = 1.149 \leq 1.4 \quad K_{з3.па} = \frac{16.667}{(2-1) \cdot 16} = 1.042 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{10.112}{(2-1) \cdot 10} = 1.011 \leq 1.4 \quad K_{з4.па} = \frac{10}{(2-1) \cdot 10} = 1 \leq 1.4$$

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

РОЗДІЛ 5

ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

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

З огляду функцій підстанції в електричній мережі електричне коло повинно:

- забезпечити надійне електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності автономних резервних джерел живлення;

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

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

- враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на нових підстанціях 501, 502, 503 та 504 будемо встановлювати по 2 трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ обираємо схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах силових трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку силових трансформаторів (дивись риунок 5.1).

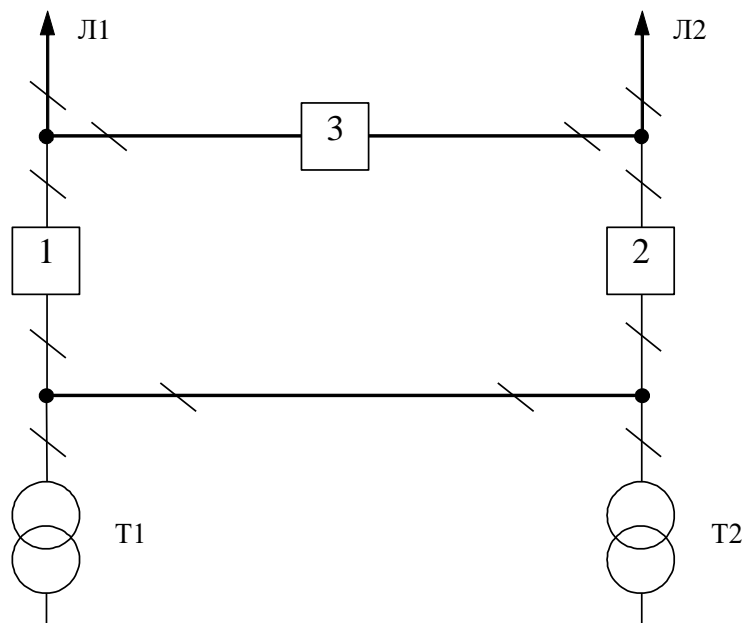


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою для нових вузлів 501, 502, 503 та 504

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

5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з вузлів для електропостачання обрали ПС «Сосонка тяга». Тому, опісля реконструкції ця

підстанція з прохідної перейде на відгалужувальну. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Сосонка тяга» (вузол 2) тип існуючої схеми нас влаштовує. Найвну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендуємо залишити. Таким чином, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-6 – Одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідною системою шин (рисунок 5.2).

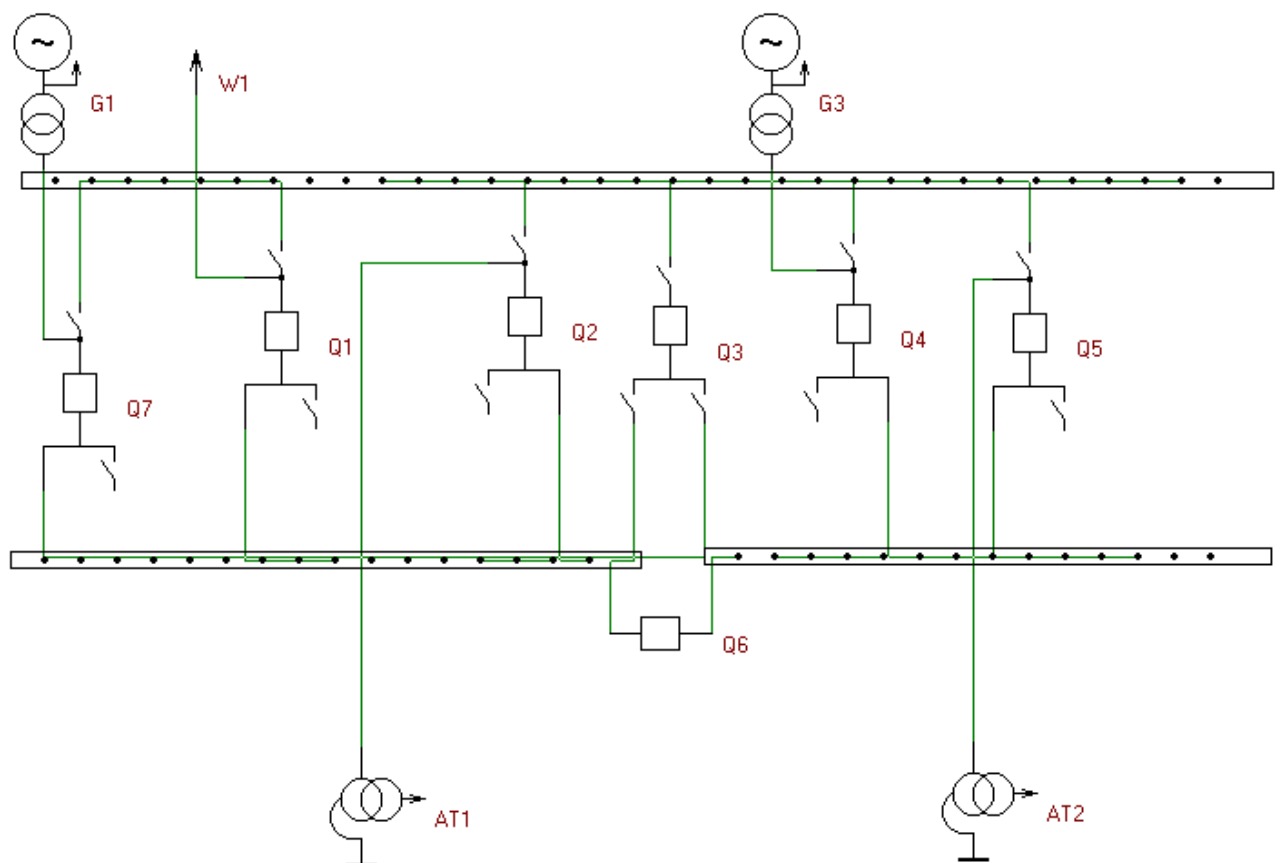


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідна система шин

Одним із вузлів електроживлення нових споживачів приймаємо вузол 2, який є місцем з'єднання проводів марки АС-120 та АС-120 лінії «Калинівка - Козятин» (дивись нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Таке рішення не

приведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Калинівка - Козятин» тому що розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-4» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій

Розрахунок надійності електричних схем розподільчих пристроїв (РП) складається із визначення математичних очікувань кількості відключень елементів, які комутуються в РП, і розподілення РП на гальванічно непов'язані частини. Також враховується тривалість вимушеного простою елементів, які відключились. Або ж роботи з розділенням РП як наслідок відмов вимикачів РП, так відмов і самих комутуючих елементів як в нормальному так і в ремонтному режимах РП. Показуємо розрахунок схеми відгалужувальної підстанції «Сосонка тяга» (вузол 2).

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

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

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

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

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

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

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

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тому:

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

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

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

Таблиця 5.1 – Показники відмов і ремонтів елементів схеми РП (для вузла 14)

Вимикач що відмовив	Параметр потоку відмов w_i	Відключившийся елементи, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів							
		Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі							
		$K_0=0,9904$	$K_p=0,0013$						
			Q1-л	Q2-г	Q3-г	Q4-г	Q5-г	Q6-г	Q7-г
Q1-л	0,0404	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To		AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To
		W1-Ts		W1-Ts	W1-Ts	W1-Ts	W1-Ts	W1, AT1, D(G1,G3,AT2)-Ts	W1-Ts
Q2-г	0,04	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To		AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To
		AT1-Ts	AT1-Ts		AT1-Ts	AT1-Ts	AT1-Ts	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-Ts	AT1-Ts
Q3-г	0,04		AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To		AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To
			W1-Ts	AT1-Ts		G3-Ts	AT2-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	G1-Ts
Q4-г	0,04	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To		AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To
		G3-Ts	G3-Ts	G3-Ts	G3-Ts		G3-Ts	G3, D(W1,AT1), D(G1,AT2)-Ts	G3-Ts
Q5-г	0,04	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To		AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To
		AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts		AT2, D(W1,AT1), D(G1,G3)-Ts	AT2-Ts
Q6-г	0,04	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To		AT2, G3, G1, AT1, W1-To
		D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts		D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts

Таблиця 5.2 – Вибрка характеристик надійності схеми електростанції

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

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

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

Питомий збиток, що пов'язаний із недовідпущенням електричної енергії споживачам, згідно завдання становить ($Z_0 = 305$ гривень/кВт·год.);

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

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

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

Результат обрахунку покажемо у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпущення електричної енергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, грн.
24 440	6 550,48	1 997 896 ,4

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

РОЗДІЛ 6

БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення

Джерела електропостачання в будь-який момент часу повинні передавати в мережу стільки електричної енергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі, відповідно врахувавши втрати на передачу. Тому баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для нових вузлів 501, 502, 503, 504 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 46,76 + 0,05 \cdot 46,76 = 44,422 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 44,422 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 44,422 \cdot 0,34 = 15,103 \text{ (МВАр)}.$$

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

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

Обрахунок генерації реактивної потужності для ділянки ЛЕП:

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

Обрахунок генерації реактивної потужності для відрізка ділянки ЛЕП – 203-502

$$Q_{\text{ЛЕП203-502}} = 112,38^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 10,5) = 0,378 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,378 + 0,403 + 0,326 + 0,504 + 0,282 = 1,893 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність для компенсуючого пристрою буде:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 18,64 = 17,71 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 18,64 = 1,86 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 17,71 + 1,893 - 15,103 - 1,86 = 2,634 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 17,71 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 15,103 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-2700-450 УЗ на 2700 кВАр у вузлі з мінімальною напругою, а саме у вузлі 503.

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

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

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

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

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

7.4. Регулювання напруги у електромережі

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

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

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	112,39	107,2	118,56
502	112,38	107,22	118,55
503	112,11	106,93	118,29
504	112,32	107,15	118,49

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	10,32	9,81	10,94
502	10,4	9,89	11,01
503	10,38	9,86	10,99
504	10,69	10,19	11,28

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

де $U_{ВН}$ – 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 $U_{ННб}$ (приймаємо що $U_{ННб}$ дорівнює 10,5 кВ, задля компенсації спаду напруг у мережі 10 кВ).

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

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

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

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

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

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

$$\Delta U_{T501} = \frac{((10,63) \cdot (14,7 / 2)) + ((6,02) \cdot (220 / 2))}{112,39} = 6,587 \text{ кВ}$$

За (7.3) розрахуємо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{112,39 + 6,587}{10,5} = 11,331$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501d} = 11,331$, що відповідає 4-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН501д}} = \frac{112,39 + 6,587}{11,331} = 11,38 \text{ кВ.}$$

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 _{Тб}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки зробимо для інших нових вузлів споживачів схеми і заносимо їх до таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків враховуючи регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	6,59	11,331	11,38	3	11,395	0,09
502	5,42	11,219	11,267	3	11,395	0,09
503	5,34	11,185	10,598	8	10,611	0,09
504	1,67	10,857	10,903	6	10,925	0,09

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

РОЗДІЛ 8

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

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

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

Значення Π_t що до кожного року визначимо як:

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

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в приведеній у завданні енергосистемі, $C_T = 1,65$ гривень/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, яка припадає на електромережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0,12$ [2]); W_t –

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

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

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

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

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

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

Одноразові капітальні витрати складаються із двох складових:

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

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: 2 – 504 та 504 - 503;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 503 та 504;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Сосонка тяга (вузол 2).

На другому році:

- будівництво лінії електропередач: 203-502;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 502;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту (вузол 203)

На третьому році:

- будівництво лінії електропередач: 204-501;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 501.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту (вузол 204).

На четвертому році:

- будівництво лінії електропередач: 502-503;

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 8.1–8.2.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			58 177,167						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції Сосонка тяга (вузол 2):

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

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	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 трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

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

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

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

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 113 508,412 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.4–8.5.

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

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

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

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

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

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

Таблиця 8.5 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 203):

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						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 55 331,245 тис. грн

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому показані у табл. 8.6 - 8.7

Таблиця 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

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

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

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

Таблиця 8.7 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 204):

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						

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

Капітальні витрати на будівництво ліній електропередачі визначають як:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тисяч гривень.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 23,1 = 26734.41 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 10,5 = 12152 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 16,8 = 19443.21 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП4}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 11,2 = 12962.14 \text{ (тис.грн.)}.$$

Обрахунок одночасних капітальних витрат K :

$$K_1 = 113508.41 + 26734.41 = 140242.82 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 55331.24 + 12152 = 67483.24 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 55331.24 + 19443.21 = 74774.45 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_4 = 11440 + 12962.14 = 24402.14 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються так:

$$V = V_L + V_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (8.7)$$

де V_L – відрахування від капітальних витрат на обслуговування і ремонт ЛЕП, тисяч гривень; V_{Π} – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та

ремонт ПС, тисяч гривень; ΔW_t – зміна втрат електроенергії для електричної мережі внаслідок її розвитку, кВт·годин:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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

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

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$V_{\text{Л1}} = (26734.41 \cdot 0,3)/100 = 80.2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л2}} = (12152 \cdot 0,3)/100 = 36.46 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л3}} = (19443.21 \cdot 0,3)/100 = 58.33 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л4}} = (12962.14 \cdot 0,3)/100 = 38.89 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П1}} = (113508.41 \cdot 3)/100 = 3405.25 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П2} = (55331.24 \cdot 3) / 100 = 1659.94 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$V_{П4} = (11440 \cdot 3) / 100 = 343.2 \text{ (тис.грн.)};$$

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

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії у нових під'єднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:2-504,504-503 П/ст:504,503	7	17	2220
2	ЛЕП:203-502 П/ст:203,502	1	10	660
3	ЛЕП:204-501 П/ст:204,501	2	10	840
4	ЛЕП:502-503	-16	1	-190

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$V_1 = 80.2 + 3405.25 + 2220 \cdot 1,65 = 7148.46 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_2 = 36.46 + 1659.94 + 660 \cdot 1,65 = 2785.39 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_3 = 58.33 + 1659.94 + 840 \cdot 1,65 = 3104.27 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_4 = 38.89 + 343.2 + (-190) \cdot 1,65 = 695.59 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

$$W_{1(503)} = 26.57 \cdot 5400 = 138164 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$W_{2(501+502)} = 9.56 \cdot 5400 = 49712 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$W_{3(504)} = 10.63 \cdot 5400 = 55276 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$W_4 = 1 \cdot 5400 = 5400 \text{ МВт}\cdot\text{год}.$$

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

$$П_1 = 20208 \text{ тис.грн.};$$

$$П_2 = 7057.58 \text{ тис.грн.};$$

$$П_3 = 7840.38 \text{ тис.грн.};$$

$$П_4 = 2486.81 \text{ тис.грн.}$$

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

$$E'_a = 0,126$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,126 = 7,9 \text{ років.}$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	47,76
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	133 660
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	235 610,89
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	7,9
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,62
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,18
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1170
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	14118,9

По отриманим результатам, констатуємо що мережа є економічно доцільною, та її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від побудови нових споживачів. Рентабельність проекту загалом задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у в.о.) ($E_{ан} = 0,2$)). Термін окупності 7,9 років підтверджують ефективність.

РОЗДІЛ 9

ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ

9.1 Загальна характеристика

Технічна експлуатація електрообладнання - процес забезпечення і підтримки необхідного стану обладнання під час його використання або зберіганні. ТЕ здійснюють фахівці електротехнічної служби підприємства. Результат ТЕ - експлуатаційна надійність електрообладнання. Іншими словами, технічна експлуатація обладнання починається з моменту його виходу з території заводу-виробника і закінчується здачею його в переробку на підприємстві з утилізації промислових відходів. Під експлуатацією розуміється стадія життєвого циклу виробу, на якій реалізується, підтримується або відновлюється його якість.

Таким чином, технічна експлуатація включає в себе наступні етапи [1, 2, 5]:

- транспортування;
- зберігання;
- монтаж;
- введення в експлуатацію;
- технічне обслуговування під час експлуатації;
- ремонт та утилізацію при настанні граничного стану.

Після чергового ремонту обладнання знову поступає на монтаж або на склад для наступної заміни обладнання, яке виводиться в ремонт.

Оскільки все електротехнічне обладнання має безпосередній вплив на якість електроенергії і надійність електропостачання в цілому, то основна мета технічного обслуговування (ТО) полягає в забезпеченні потрібного рівня надійності роботи обладнання протягом встановленого терміну служби з найкращими техніко-економічними показниками, найбільш важливими з яких є зменшення втрат енергії та збільшення ККД.

Види технічного обслуговування

Обслуговування електричного обладнання під час експлуатації містить в собі регулярні огляди електричних машин і трансформаторів та технічні заходи у відповідності з рекомендаціями заводу-виробника, які проводяться за спеціальним графіком та програмою. В склад ТО входять також ремонти, які розрізняються за своїм об'ємом. Оскільки ТО за виключенням зовнішніх оглядів проводяться на непрацюючому обладнанні при знятій напрузі, то графіки проведення ТО повинні бути узгоджені з графіком роботи основного технологічного обладнання.

Електричне та електромеханічне обладнання за своїм функціональним призначенням поділяється на основне та допоміжне.

До основного належить обладнання, без якого не можливо проведення нормального технологічного процесу з випуску продукції. До допоміжного належить обладнання, яке служить для покращення умов праці та підвищення його продуктивності, а також для дотримання екологічних та інших нормативів виробництва. Його відмова не призводить до перерв в основному технологічному процесі.

Основна мета ТО перебуває в забезпеченні надійної роботи, яка включає вихід з ладу та відмови обладнання. Однак аварії можуть виникати не тільки через погану експлуатацію, але і з причини порушення стандартів якості електричної енергії (ГОСТ 13109-97). Аварії та відмови призводять до матеріального і економічного збитку на виробництві. Тому виявлення причин відмов і аварій також є задачею експлуатації. Для цього необхідно проводити моніторинг якості електроенергії, щоб електропостачальні компанії несли свою частку відповідальності за порушення умов договору енергопостачання.

Оскільки вартість ТО входить у собівартість готової продукції, то питання про необхідні об'єми ТО є в більшості випадків чисто економічним. Є три види ТО [3, 6, 10]:

а) перший – практично без обслуговування (за принципом «не чіпай, поки не зламається»);

б) другий – планово-попереджувальна система обслуговування і ремонту (ППР);

в) третій – обслуговування з ремонтом по мірі необхідності.

Перший вид ТО є характерним для допоміжного електрообладнання – освітлення, вентиляції та електронагрівальних пристроїв. Вартість такого обладнання, як правило, невелика, що дозволяє мати на підприємстві його необхідний резерв та проводити у випадку необхідності швидко заміну.

Другий вид ТО є основним і використовується для основного і більшої частини допоміжного обладнання. ППР передбачає планові (за графіком) огляди і ремонт електричного та електромеханічного обладнання. При цьому контроль за поточним навантаженням, якістю і електроенергії та іншими режимними параметрами не передбачається. Функції контролю за відхиленням режимних параметрів від розрахункових покладається на системи захисту обладнання.

Основним недоліком системи ППР є можливість відправлення в ремонт роботоздатного обладнання, оскільки оцінка його зносу здійснюється непрямим шляхом за кількісними показниками. Так, для комутаційних апаратів критерієм зносу служить кількість вимикань (увімкнень) без врахування струмів вимикання, які і визначають їх знос. Для електричних машин і трансформаторів основним критерієм є час роботи без врахування реального навантаження тощо. А оскільки вартість ТО входить в собівартість продукції, то прагнення до зменшення витрат виробництва призводить до бажання зменшити вартість ТО за рахунок раціоналізації ремонту.

В зв'язку з цим в світову практику почав впроваджуватися третій вид ТО, який забезпечує необхідний рівень надійності роботи обладнання при мінімальній вартості обслуговування. Використання цього виду ТО потребує контролю режимів роботи обладнання і умов навколишнього середовища. Контроль здійснюється за допомогою датчиків, які мають зв'язок з інформаційно-вимірювальною системою підприємства або з системою діагностики роботи обладнання. Ці системи за допомогою математичних моделей надійності

обробляють отриману інформацію та видають дані за рівнем надійності та необхідності ремонту обладнання.

До переваг цього виду ТО належить виведення з експлуатації тільки того обладнання, ремонт якого об'єктивно необхідний. В першу чергу цей вид ТО розповсюджується на найбільш відповідальне та дороговартісне обладнання [3, 4].

Класифікація ремонту

Важливою умовою правильної експлуатації електрообладнання є своєчасне проведення планово-попереджувальних ремонтів (ППР) та періодичних профілактичних випробувань.

Поряд з повсякденним наглядом та оглядом обладнання у відповідності з правилами експлуатації електроустановок споживачів (ПЕЕС) через визначені проміжки часу проводять планові міжремонтні випробування та вимірювання (профілактичні випробування, які не зв'язані з виведенням в ремонт) і різні види ремонту. За допомогою системи ППР обладнання підтримується в роботоздатному стані, який забезпечує виконання ним своїх технічних функцій, і частково запобігаються випадки відмов обладнання. В ході планового ремонту обладнання в результаті модернізації покращають його технічні параметри.

При плануванні і організації ремонту потрібно мати на увазі, що електричні машини та трансформатори можуть мати ремонтнопридатну і не ремонтнопридатну конструкцію. В останньому випадку замість ремонту обладнання здійснюють його заміну.

За призначенням ремонт поділяється на відновлювальний, реконструкцію і модернізацію. Відновлювальний ремонт здійснюється без зміни конструкції окремих вузлів та всього пристрою в цілому. Технічні характеристики обладнання залишаються незмінними. В ході реконструкції можуть змінюватись конструкції окремих вузлів і замінюватись окремі матеріали, в яких вони виготовлені, при практично незмінних технічних характеристиках. Модернізація передбачає заміну

та удосконалення існуючих вузлів та матеріалів, які використовуються, щоб суттєво покращити технічні характеристики, наближаючи їх до характеристик нового сучасного обладнання.

За формою організації ремонт поділяється на централізований, децентралізований і змішаний. При централізованому ремонті роботи здійснюють спеціалізовані ремонтно-налагоджувальні підприємства без використання місцевих ремонтно-експлуатаційних служб. До цієї форми ремонту належить і фірмове технічне обслуговування (ТО) відповідального імпортного обладнання. Удосконалення цієї форми ремонту передбачає створення центрального обмінного фонду обладнання та розширення його номенклатури, а також розповсюдження сфери послуг ремонтних підприємств на проведення поточного ремонту і профілактичного обслуговування. Централізована форма ремонту забезпечує найбільш високу якість робіт.

При децентралізованому ремонті роботи здійснюють ремонтні служби підприємства, на якому встановлено це обладнання.

При змішаному ремонті частину робіт виконується централізовано (сторонніми організаціями), а частина – децентралізовано (власними ремонтними службами). Ступінь централізації залежить від характеру підприємства, типу і потужності обладнання.

За об'ємом ремонт підрозділяють на поточний, середній та капітальний. Поточний ремонт проводять під час експлуатації обладнання для гарантованого забезпечення його роботоздатності, він полягає в заміні і відновленні його окремих частин та в їх регулюванні. Поточний ремонт проводиться на місці установки обладнання з його зупинкою та відключенням. Середній ремонт передбачає повне або часткове розбирання обладнання, ремонт і заміну зношених деталей та вузлів, відновлення якості ізоляції. При цьому досягається відновлення основних технічних показників роботи обладнання. Капітальний ремонт передбачає повне розбирання обладнання з заміною або відновленням будь-яких його частин, включаючи обмотки. При цьому досягається повне (або близьке до

нього) відновлення ресурсу. Зараз в основному проводять поточний та капітальний ремонт, хоча в деяких випадках передбачають і середній ремонт.

Технічні умови ремонту. Відремонтована машина забезпечується усіма необхідними деталями, включаючи при необхідності з'єднувальні і установчі, а камери підшипників качіння заповнюються мастилом. Поверхні корпусу і підшипникових щитів покривають фарбою, а кінці валів – консерваційним мастилом.

Після проведення післяремонтних випробувань ремонтне підприємство повинно гарантувати безвідмовну роботу машини на протязі одного року при дотриманні умов транспортування, збереження та експлуатації.

Вихідні кінці обмоток маркують у відповідності зі стандартом, а на корпус машини встановлюють новий щиток, де вказують підприємство, яке проводило ремонт, дату випуску з ремонту та технічні дані машини у відповідності зі стандартами.

На ремонтних підприємствах існують технологічні карти ремонту електричних машин, які складаються у вигляді таблиць, в яких наведені номери і зміст усіх технологічних операцій, технічних умов і вказівок з проведення ремонту. В них також приводяться дані про пристосування і обладнання, які необхідні для ремонту, та норми часу на проведення окремих операцій.

Поточний ремонт. Цей вид ремонту використовується для машин, які знаходяться в експлуатації або в резерві, в терміни, встановлені графіком ППР. Поточний ремонт проводиться на місці установки електричної машини з її зупинкою і відключенням силами обслуговуючого електротехнічного персоналу. Якщо для проведення поточного ремонту виникає потреба в спеціальних складних пристосуваннях та значному часі, то він проводиться силами персоналу електроремонтного або спеціалізованого підприємства.

В процесі ремонту виконуються такі роботи:

- чищення зовнішніх поверхонь машини;
- перевірка стану підшипників качіння, їх промивання та заміна (у випадку збільшених радіальних ущільнень);

- перевірка роботи змащувальних кілець та системи примусового змащування в підшипниках ковзання;
- огляд та чищення вентиляційних каналів, обмоток статора і ротора, колекторів і контактних кілець;
- перевірка стану кріплення лобових частин обмоток та бандажів;
- усунення місцевих пошкоджень ізоляції та виявлених при огляді дефектів;
- сушіння обмоток та покриття їх при необхідності емалями;
- шліфування контактних кілець і колекторів (при необхідності їх продорожування);
- перевірка і регулювання щіткового механізму та систем захисту;
- збирання машини, перевірка її роботи на холостому ході та під навантаженням;
- проведення приймально-здавальних випробувань та здавання в експлуатацію з відповідною відміткою в технічній документації.

Капітальний ремонт. Цей вид ремонту використовується для машин, які знаходяться в експлуатації, в терміни, встановлені графіком ППР або за результатами профілактичних (після оглядових) випробувань. Капітальний ремонт проводиться для відновлення робото здатності та повного відновлення ресурсу електричної машини з відновленням або заміною усіх зношених або пошкоджених вузлів та заміною обмоток. Ремонт машини недоцільний, якщо є значні пошкодження механічних вузлів, які не можливо усунути силами ремонтного підприємства [5].

Типовий об'єм капітального ремонту включає в себе:

- операції поточного ремонту;
- перевірку повітряного зазору між статором і ротором (якщо конструкція машини дозволяє це здійснити);
- перевірку вісьового розбігу ротора і зазорів між шийкою валу та вкладишем підшипника ковзання (при необхідності проводиться пере заливання вкладиша);

- повне розбирання машини і мийку усіх механічних вузлів та деталей, продування та чищення колектора, контактних кілець, щіткового механізму і не пошкоджених ізоляційних деталей, дефектацію вузлів і деталей;

- ремонт корпусу, підшипникових щитів, магнітопроводів (заварювання тріщин, відновлення різьбових отворів, відновлення замикань між окремими листами осердя статора і ротора, усунення розпушіння листів, відновлення пресування, ремонт вигорілих ділянок з встановленням протезів);

- ремонт вала (виправлення торцових отворів, усунення прогинів, відновлення посадочних отворів та шпон очних канавок);

- витягнення статорних обмоток, виготовлення та укладка нових обмоток з круглого проводу, ремонт або виготовлення нових обмоток з прямокутного проводу та їх укладка, збирання і паяння (зварювання) електричних схем, пропітка та сушіння обмоток, нанесення на лобові частини покривних емалей;

- збирання та оздоблення машини, проведення приймально-здавальних випробувань.

При капітальному ремонті здійснюють заміну підшипників качіння, які відпрацювали свій ресурс (поза залежності від їх стану). Рішення про використанні підшипників, які відпрацювали свій ресурс, приймається після їх дефектації. При цьому потрібно пам'ятати, що збиток від можливої відмови підшипника та пов'язаної з цим відмови (зупинки) двигуна суттєво більше вартості самого підшипника [5, 6].

Обмотки з круглого проводу та низьковольтної обмотки з прямокутного проводу при ремонті, як правило, повторно не використовують, оскільки витягнути такий провід без пошкодження практично не можливо. Після видалення вони передаються на переплавку. Високовольтні обмотки з прямокутного проводу можуть використовуватись повторно після заміни виткової і корпусної ізоляції.

9.2 Експлуатація силових трансформаторів

Трансформатори дістали поширення в системах передачі електричної енергії на великі відстані, розподілу її між споживачами, а також у різноманітних перетворюючих пристроях.

За видом охолодження трансформатори поділяють на сухі, масляні та трансформатори із заповненням негорючим рідинним діелектриком.

Головними частинами трансформатора є осердя, обмотка, бак (для трансформаторів із заповненням) і вивідні ізолятори.

Осердя набирають з листів трансформаторної сталі товщиною 0,35 або 0,5 мм, ізольованих один від одного масляним лаком.

Обмотки, які виготовляють з проводу прямокутного або круглого перерізу, ізолюють кабельним папером і концентрично встановлюють на осердя магнітопроводу. Обмотки нижчої напруги розміщують ближче до осердя, а обмотки вищої напруги – зовні. Для поліпшення умов охолодження між обмотками залишають канал шириною від 5 до 8 мм.

Конструкція бака трансформатора визначається потужністю і умовами його охолодження. Тому в експлуатації зустрічаються трансформатори, що мають баки з гладкою і ребристою поверхнею, з додатковими радіаторами і без них.

Ряд деталей трансформатора розташовують на кришці бака. Головними з них є вивідні ізолятори вищої і нижчої напруги, маслорозширювач, вихлопна труба, термометр і т.п. Маслорозширювач призначений для компенсації температурної зміни об'єму масла і обмеження площі поверхні масла, що стикається з повітрям. У трубі, що з'єднує маслорозширювач із баком, встановлюють газове реле і кран для перекриття маслопроводу.

Для уповільнення старіння масла у трансформаторах застосовують термосифонні фільтри. Внутрішню порожнину таких фільтрів заповнюють адсорбентами – речовинами, що спроможні поглинати продукти окислювання масла. Як адсорбент використовують силікагель або активований окис алюмінію.

Для обмеження зволоження масла від вологого повітря в розширювачах встановлюють повітросушильники. Їх розміщують таким чином, щоб засмоктуване при зниженні рівня масла повітря проходило через прошарок

адсорбенту – силікагеля. Для того, щоб адсорбент не стикався із зовнішнім повітрям постійно і не зволожувався без потреби, повітросушильники мають гідравлічний затвор, який пропускає повітря тільки в необхідній для «дихання» трансформатора кількості. Для визначення ступеня зволоження адсорбенту його фарбують у розчині хлористого кобальту. Сухий силікагель має яскраво-блакитний колір. У міру зволоження він стає спочатку бузковим, потім рожевим, а при граничному зволоженні – брудно-білим.

Надійність трансформаторів напругою 6 – 10 кВ характеризують числом пошкоджень за рік на кожні 500 штук. Практика показує, що число пошкоджень таких трансформаторів не перевищує 3%. Високий рівень надійності силових трансформаторів можна пояснити, по-перше, відсутністю в них рухомих частин, а по-друге, високою достовірністю результатів контролю рідинних діелектриків.

Приблизний розподіл пошкоджень між окремими елементами трансформаторів такий:

- у головній ізоляції – 7%;
- у поздовжній ізоляції – 60%;
- у перемикачах – 7%;
- у магнітопроводах – 2%;
- у вводах – 7%;
- у відводах – 8%;
- у баках і прокладках – 7%;
- у системах охолодження – 2%.

Як бачимо, найбільш слабким місцем трансформаторів є ізоляція.

9.3 Експлуатація вакуумних вимикачів

Перед запуском вимикача в експлуатацію необхідно:

- розпакувати вимикач;
- протерти вимикач від пороху;

- перевірити відповідність напруги головного кола, кола управління і котушки ввімкнення;

- перевірити хід рухомих частин вимикача: натискаючи рукою на якір і відпускаючи його, переконатись в чіткості руху рухомих частин і відсутності затинання;

- переконатись в справності всіх частин вимикача;

- вимикач встановлюють у вертикальному положенні, допустиме відхилення від вертикалі -5° .

Вимикач встановлюють і кріплять на підготованій рамі (столі). Привід вимикача прикріплений до високовольтної частини вимикача і з'єднаний з нею тягою. За необхідності заміни приводу або його регулювання тягу закручують у ланку приводу на глибину 10..12 мм у вимкненому положенні вимикача. Другий кінець тяги з'єднують з важелем проміжного вала високовольтної частини. Довжину тяги регулюють у вимкненому положенні вимикача так, щоб розміщення рухомих частин відповідало схемі контролю. Відрегульовану тягу законтрують і шплінтують.

Блок управління кріплять на панелі комірки підстанції. Електричний монтаж вимикача і кіл управління виконують згідно схеми електричних з'єднань. Переріз монтажних проводів для кіл вмикання та трансформаторів струму повинен бути не менше $2,5 \text{ мм}^2$, а кіл управління – $1,0 \text{ мм}^2$. Високовольтну частину, привід та блок управління заземлюють.

Привід може кріпитись до високовольтної частини не безпосередньо, а через перехідний корпус, і з'єднуватися подовженою тягою.

- під'єднати проводи силових кіл і кіл управління до затискачів вимикача;

- подати напругу управління на вмикаючі котушки, дотримуючись ПТБ і ПТЕ електроустановок.

Переконатись в чіткості роботи вимикача, вмикаючи і вимикаючи його без навантаження не менше п'яти разів.

Перевірку величини проміжку підтиску контактів вакуумних камер виконують у ввімкненому положенні вимикача за допомогою щупа (розмір $1,5+0,5$ мм). За необхідності регулюють.

Хід рухомих контактів вакуумних камер перевіряють за поділками, нанесеними на рухомі виводи камер. Відстань між поділками дорівнює ходу і контролюється щупом. За необхідності хід регулюють.

Перевірку справності роботи блока контактів здійснюють омметром. Контролюють замикання і розмикання контактів при вмиканні та вимиканні вимикача. За необхідності регулюють гвинтом, що натискає на кнопку блоку контактів. При цьому у ввімкненому положенні вимикача кнопка повинна мати хід (провал) 2...3 мм.

Перевірку електричної міцності ізоляції головних кіл вимикача відносно корпусу і між розімкнутими контактами камер здійснюють прикладанням однохвилинної напруги 42 кВ (діюче значення). При виникненні в камерах пробую ізоляції необхідно провести тренування камер. Для цього потрібно зменшити напругу і поступово протягом 10-15 хвилин підвищити її до величини 42 кВ.

Перевірку електричного опору головного кола полюсів виконують у ввімкненому положенні вимикача приладом безпосереднього вимірювання опору. За необхідності зачищають і затягують контактні з'єднання.

Перевірку вмикання і вимикання вимикача при мінімальній і максимальній напругах виконують, регулюючи напруги вмикання та вимикання за допомогою автотрансформатора. За необхідності перевіряють елементи кіл вмикання та вимикання і регулюють гвинтом (у верхній частині приводу) для виходу механізму вільного розчеплення з “мертвої” точки.

Перевірку власного часу вмикання вимикача виконують при напрузі 220 В. Для цього команду на запуск електричного секундоміру подають вільною парою контактів кнопки, а зупиняють секундомір головними контактами вимикача.

Перевірку власного часу вимикання вимикача виконують, подаючи напругу 220 В в коло оперативного вимикання і, одночасно, через замкнуті головні

контакти вимикача, на електричний секундомір. За необхідності перевіряють елементи кіл вмикання і вимикання, механізм приводу і рами високовольтної частини вимикача.

Перевірку вимикання вимикача колами релейного захисту виконують, подаючи від джерела струму через головні контакти вимикача струм величиною 5А в первинні обмотки трансформаторів ТА1 (ТА2) блоку вимикання. При натисканні кнопки вимикач вмикається і через замкнуті головні контакти подає струм в первинну обмотку трансформатора ТА1 (ТА2) — вимикач вимикається. За необхідності перевіряють елементи максимальних розчеплювачів струму, механізм приводу та високовольтної частини вимикача.

Технічне обслуговування вакуумних вимикачів

Експлуатація вимикача повинна здійснюватися згідно ГОСТ 687 і паспорта вимикача. При експлуатації вимикача значення величин, які визначають його режим роботи, не повинні перевищувати значень вказаних в паспорті вимикача.

Не рідше одного разу на рік необхідно:

- протерти поверхню ізоляторів та вакуумних камер;
- змастити моторним маслом деталі, що труться, механізму приводу і високовольтної частини;
- перевірити різьбові та інші з'єднання, затягнути гайки, болти;
- перевірити стан заземлення;
- перевірити величину проміжку підтиску контактів вакуумних камер;
- перевірити хід рухомих контактів вакуумних камер;
- перевірити справність роботи блока контактів;
- перевірити роботу вимикача при номінальній напрузі, загальна кількість циклів “Ввімк–Вимк” – не менше 5;
- перевірити вимикання вимикача колами релейного захисту.

Не рідше одного разу на 5 років необхідно:

- перевірити власний час вмикання і вимикання вимикача;

- перевірити вмикання і вимикання вимикача при мінімальній і максимальній напругах;

- перевірити електричний опір головного кола полюса;

- перевірити електричну міцність ізоляції головних кіл і вакуумних камер.

Закінчення технічного обслуговування вимикача і введення його в експлуатацію після ремонту оформляється технічним актом.

РОЗДІЛ 10

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

10.1 Задачі розділу

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

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

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток районної електромережі та аналіз експлуатації обладнання електропідстанції», найголовнішим при експлуатації є електробезпека.

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

електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток районної електромережі та аналіз експлуатації обладнання електропідстанції» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вимикачами за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на ВРУ 110 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення.

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

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток районної електромережі та аналіз експлуатації обладнання електропідстанції» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;

- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
 - підвищений рівень вібрації,
- в) психофізіологічні:
- фізичні перевантаження (динамічні)
 - нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).
 - підвищений рівень статичної електрики [15].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

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

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

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

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

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

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

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

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

10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.4.1 Мікроклімат

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

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

Таблиця 10.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, $^{\circ}\text{C}$ Допустима		Відносна вологість Допустима	Швидкість руху, X Допустима
		Верхня межа	Нижня межа		
Холодний	Іб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при 27°C	0,1-0,3

10.4.2 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в $\text{мг}/\text{м}^3$.

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, $\text{мг}/\text{м}^3$		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в $1/8''$ у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області [15].

10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

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

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

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

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

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

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

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

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

10.4.4 Штучне освітлення

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

Нормується величина освітленості E в люксах [15]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення –

загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

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

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

10.4.5 Виробничий шум

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

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

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

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

10.4.6 Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається

організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16... 20 Гц і більше – одночасно як вібрація і як звук.

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

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

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні вібрації m постійних робочих місць.

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

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

10.5 Розрахунок захисного заземлення

Як зазначалось в розділі 10.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_s \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

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

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

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

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

Приймаємо заземлюючий пристрій розміром $116 \times 78 \text{ м}$.

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

Таблиця 10.5 – Питомі опори ґрунтів

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

Таблиця 10.6 – Кліматичні зони

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

Приймаємо глибину закладення електродів $t = 0,7 \text{ м}$, відстань між горизонтальними смугами 15 м. Довжина вертикальних електродів $l_B = 15 \text{ м}$. Вертикальні електроди встановлені по периметру сітки в місцях перетину внутрішніх провідників з контурним. Уточнюємо відстань між горизонтальними

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

Відстань між поздовжніми провідниками $\frac{78}{5} = 15,6$ м, між поперечними $\frac{116}{7} = 16,57$ м. На рисунку 10.1 зображена схема заземлення.

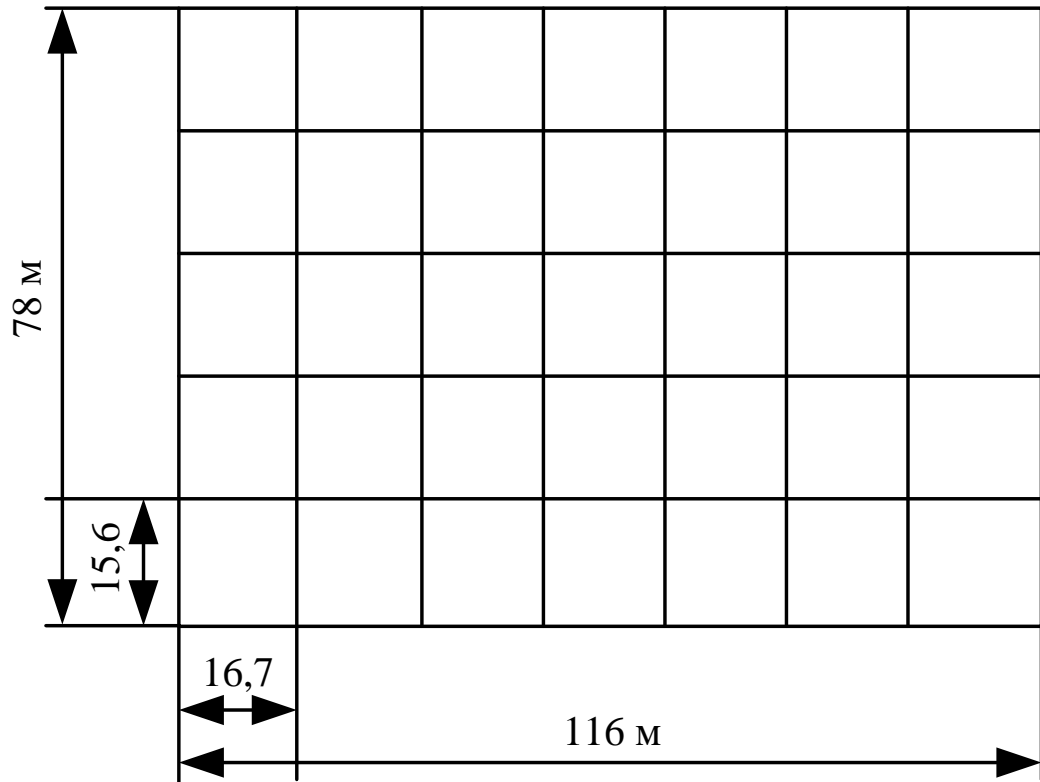


Рисунок 10.1 Схема заземлення ВРП 110 кВ.

Загальна довжина горизонтальних провідників:

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

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

$$L_B = l_B \cdot n_B, \text{ (м)}.$$

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

Середня відстань між вертикальними провідниками

$$\alpha = P / nB, (\text{м}).$$

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

Визначаємо опір заземлювача

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Опір заземлювального пристрою, включаючи природні заземлювачі:

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

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

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

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

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

Таблиця 10.7 – Найбільша допустима напруга дотику

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

Розраховуємо напругу, яка прикладена до людини:

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

де α – коефіцієнт розподілу потенціалу по поверхні землі

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

З таблиці 10.8 визначаємо параметр М.

Таблиця 10.8 – Відношення опору верхнього шару ґрунту до нижнього

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

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

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

Коефіцієнт $\beta = \frac{R_{\text{л}}}{R_{\text{л}} + R_{\text{с}}}$,

де $R_{\text{л}}=1000$ Ом – опір тіла людини;

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

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

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

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

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

$$U_{\text{л}} > U_{\text{ДОТ. ДОП.}}$$

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

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

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

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

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

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

10.6 Пожежна безпека

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

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

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

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

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

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних щита. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з

негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [29].

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРУ – 110кВ.

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

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

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

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

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

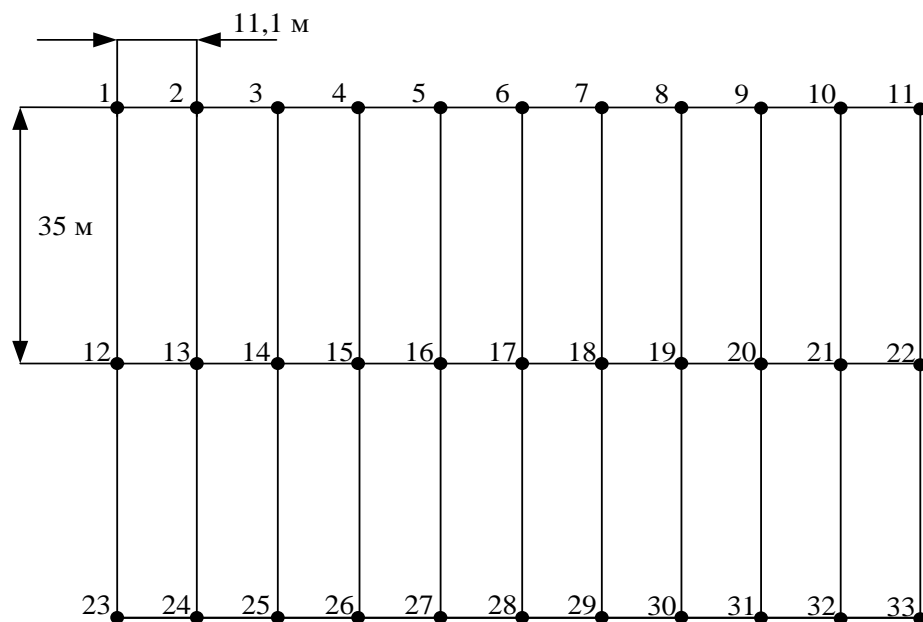


Рисунок 10.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРУ 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

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

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

- h_0 – верхня границя зони захисту, м:

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 10.5 – Розрахунки отриманих величин

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

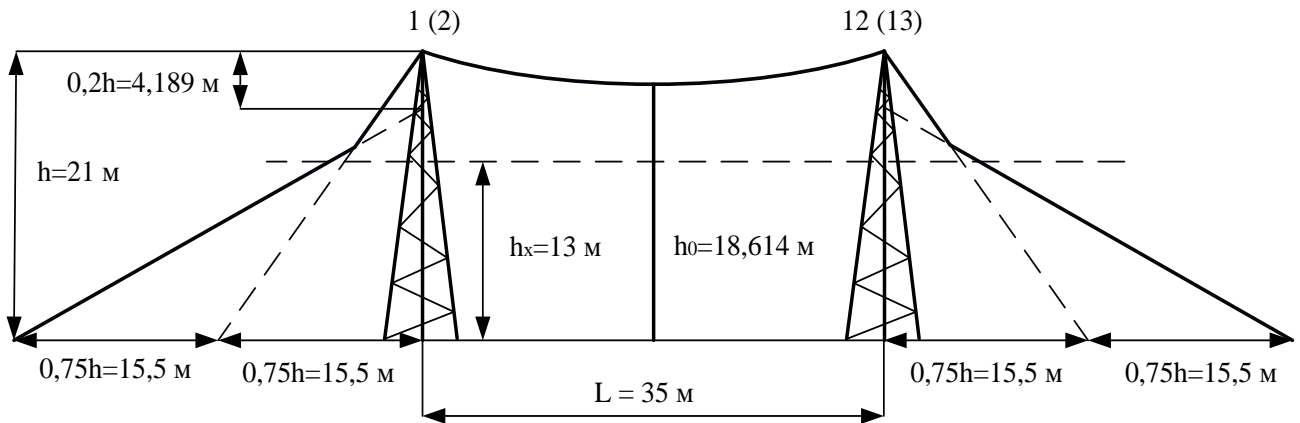


Рисунок 10.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

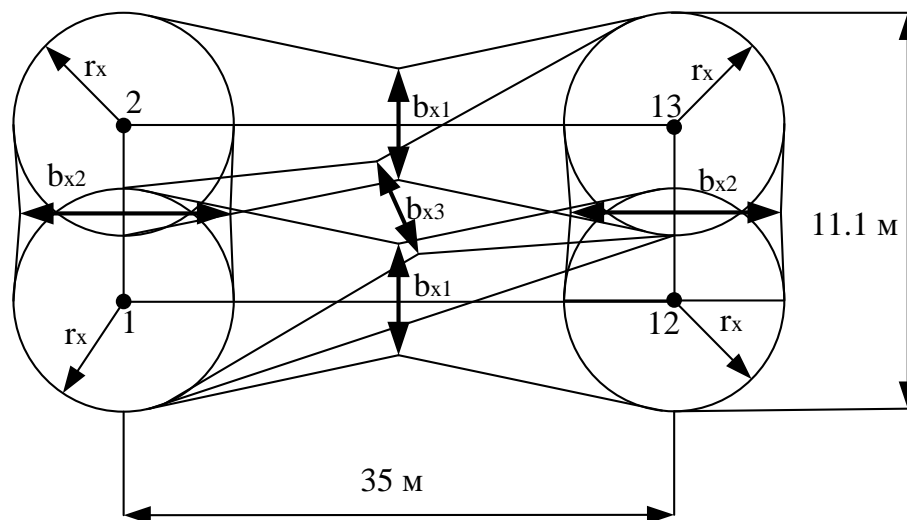


Рисунок 10.4 – Зони захисту ВРУ 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

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

ВИСНОВКИ

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

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

Для нових ПС (501,502,503,504) було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Щодо вузла 2, то там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,62 МВт при сумарній активній потужності генерації 133,66 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 235 610,89 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.126)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 7.9 років.

Важливою ланкою у процесі електрозабезпечення споживачів електричною енергією є електричні підстанції.

Електричною підстанцією називається електроустановка, що призначена для прийому, перетворення і розподілення електричної енергії, яка складається з трансформаторів або інших перетворювачів електричної енергії, пристроїв керування, розподільних і допоміжних пристроїв.

Електрична підстанція, як правило, складається з декількох розподільних установок різних ступенів напруги, що з'єднані між собою трансформаторним зв'язком. При виборі типу конструкції РУ потрібно враховувати: номінальну напругу, схему електричних з'єднань, габарити обладнання, що встановлюється, і умови навколишнього середовища.

Головним обладнанням на підстанції є трансформатори та комутаційні апарати - вимикачі. В процесі експлуатації трансформаторів і вимикачів здійснюється їх оперативне і технічне обслуговування, а також планово-попереджувальний ремонт.

Координацію дій усього експлуатаційного персоналу з обслуговування електрообладнання здійснює керівництво електроцеха або відповідних служб, а на підприємствах електромереж – керівництво електромереж або виробничих служб підприємства.

Оперативне обслуговування електрообладнання включає: керування режимом роботи; проведення періодичних та позачергових оглядів; періодичний контроль значень параметрів, які характеризують режим роботи, та аналіз отриманих даних; виконання організаційно-технічних заходів з забезпечення технічного обслуговування та ремонту.

Технічне обслуговування електрообладнання включає: профілактичний контроль стану ізоляції та контактної системи, а також пристроїв охолодження, регулювання та пожежогасіння, який виконується поза комплексом планово-

попереджувального ремонту; роботи по підтриманню в потрібному стані ізоляційного середовища, в тому числі роботи з відновлення якості ізоляційного матеріалу; змащення та догляд за доступними обертовими вузлами, підшипниками пристроїв регулювання напруги та охолодження; періодичне опробування резервного допоміжного обладнання, настроювання, перевірка та ремонт вторинних кіл і пристроїв захисту, автоматики, сигналізації та керування.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
3. Буряк В.М., Дейнеко Н.А. Експлуатація високовольтних вимикачів. / В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко. – Харків: ХНУМГ, 2016. – 51 с. 4. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013
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. В.М.Буряк, Н.А. Дейнеко Експлуатація силових трансформаторів, навч. посібник. - Харків, ХНАМГ, 2006, 99 с.
8. Лежнюк П.Д. Електрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2010. – 137 с.
9. ГКД 34.46.501-2003 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації – Затв. наказом Мінпаливенерго України № 137 від 19 березня 2003 р.
10. СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і ПЛЕП засобами інфрачервоної техніки. Методичні вказівки, затверджені наказом Мінпаливенерго України від 15.02.07 №89.
11. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf
12. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.
13. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

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

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

16. Миндак, О.; Крижановський, О.; Гаврилюк, Ф.; Лесько, В.; Нетребський, В.. ІНФРАЧЕРВОНИЙ ТЕПЛОВІЗІЙНИЙ КОНТРОЛЬ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ. НТКП ВНТУ. Факультет електроенергетики та електромеханіки, Ukraine, jun. 2023. Available at: <<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18424>>. Date accessed: 05 Jun. 2023.

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток районної електромережі та аналіз експлуатації обладнання електропідстанції

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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


Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 85,7% Схожість 14,3%

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)

Вишневецький С.Я.
(прізвище, ініціали)

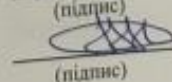
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Крижановський О.І.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Нетребський В.В.
(прізвище, ініціали)

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та аналіз і перспективи розвитку обладнання електропідстанції;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

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

4. Вимоги до виконання МКР

5. Етапи МКР та очікувані результати

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

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

8. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

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

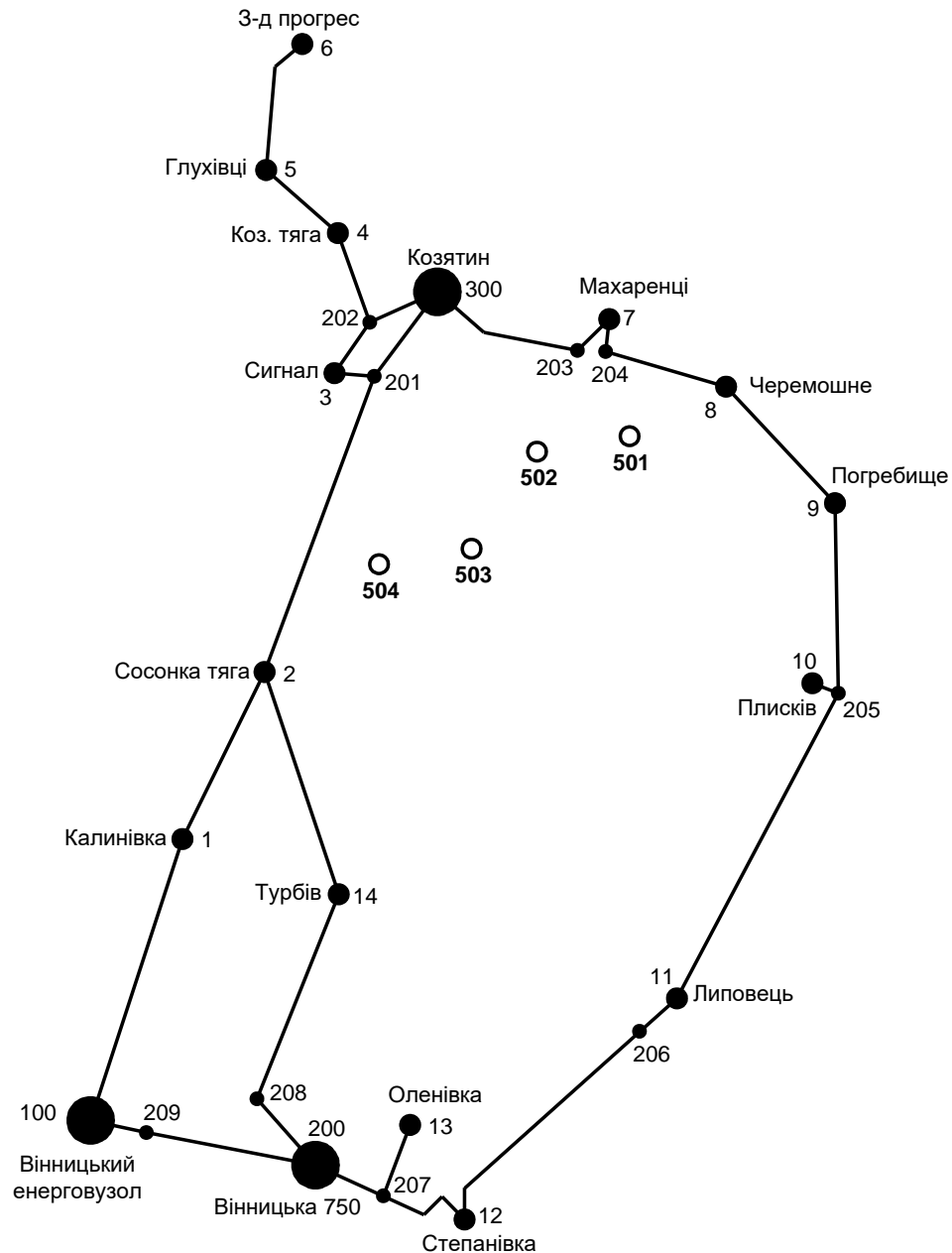


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 305 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	Нова 3 (503)	СЕС 4 (504)
Навантаження, МВт	10,0	9,0	15,0	-10,0
cos φ	0,87	0,89	0,9	1,00
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Макс. навантаж., %	85	88	90	92	91	92	95	96	97	100

Таблиця – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
300	202	Козятин – 202	7,39	АС-185
202	4	202 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
4	5	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
5	6	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
202	3	202 – Сигнал	0,06	АС-185
201	3	201 – Сигнал	0,01	АС-185
300	201	Козятин – 201	7,45	АС-185
201	2	201 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
2	1	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	1	Вінницький енерговузол – Калинівка	53,1	АС-185
300	203	Козятин – 203	15,9	АС-185
203	7	203 – Махаренці	2,67	АС-120
7	204	Махаренці – 204	2,67	АС-120
204	8	204 – Черемошне	15,3	АС-185
8	9	Черемошне – Погребище	17,45	АС-120
9	205	Погребище – 205	11,5	АС-120
205	10	205 – Плисків	0,7	АС-120
11	205	Липовець – 205	27,5	АС-120
206	11	206 – Липовець	2,5	АС-120
12	206	Степанівка – 206	23,5	АС-150
207	12	207 – Степанівка	3,3	АС-150
207	13	207 – Оленівка	6,4	АС-150
200	207	Вінницька 750 – 207	4	АС-150
209	200	209 – Вінницька 750	15,75	АС-150
100	209	Вінницький енерговузол – 209	1,35	АС-150
200	208	Вінницька 750 – 208	5,2	АС-120
208	14	208 – Турбів	19,0	АС-120
14	2	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120

Таблиця – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Калинівка	0,89	6,3 + j3,23	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
2	Сосонка тяга	0,87	13,0 + j7,37	ТДТНЖ-25000/27/10	2
3	Сигнал	0,9	7,4 + j3,58	ТДТН-16000/110/35/10	2
4	Козятин тяга	0,87	17,0 + j9,63	ТДТНЖ-40000/27/10	2
5	Глухівці	0,9	4,5 + j2,18	ТДН-10000/110/10	1
6	Завод Прогрес	0,88	5,8 + j3,13	ТДН-16000/110/10	1
7	Махаренці	0,87	4,8 + j2,72	ТДТН-10000/110/35/10	1
8	Черемошне	0,86	3,2 + j1,9	ТМН-6300/110/10	1
9	Погребище	0,87	5,1 + j2,89	ТДТН-10000/110/35/10	2
10	Плисків	0,85	2,8 + j1,74	ТМН-6300/110/10	1
11	Липовець	0,9	6,4 + j3,1	ТДТН-16000/110/35/10	1
12	Степанівка	0,87	2,9 + j1,64	ТМН-6300/110/10	1
13	Оленівка	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/110/10	1
14	Турбів	0,88	4,7 + j2,54	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

ДОДАТОК А2

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 88.373 МВт / 774.150 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 86.900 МВт / 761.244 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.658 МВт / 2.844 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.658 МВт / 2.844 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.507 МВт / 4.437 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.359 МВт / 1.551 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.866 МВт / 5.988 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.524 МВт / 8.832 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-53.577	-31.668	115.000	0.00
202		0.000	0.000	114.478	-0.18
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.246	-0.60
5	Глухівці	0.000	0.000	112.969	-0.71
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.605	-0.85
3	Сигнал	0.000	0.000	114.480	-0.18
201		0.000	0.000	114.481	-0.18
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.556	-0.46
1	Калинівка	0.000	0.000	113.594	-0.46
100	Вінницький енерговузол	-7.407	-4.467	115.000	0.00
203		0.000	0.000	114.322	-0.25
7	Махаренці	0.000	0.000	114.174	-0.29
204		0.000	0.000	114.086	-0.31
8	Черемощне	0.000	0.000	113.681	-0.46
9	Погребище	0.000	0.000	113.321	-0.54
205		0.000	0.000	113.357	-0.54
10	Плисків	0.000	0.000	113.347	-0.54
11	Липовець	0.000	0.000	113.752	-0.45
206		0.000	0.000	113.853	-0.42
12	Степанівка	0.000	0.000	114.640	-0.13
207		0.000	0.000	114.785	-0.08
13	Оленівка	0.000	0.000	114.715	-0.10
200	ВП ПС-750	-27.389	-12.299	115.000	0.00
209		0.000	0.000	115.001	-0.00
208		0.000	0.000	114.773	-0.07
14	Турбів	0.000	0.000	113.916	-0.33
1003		0.000	0.000	110.671	-3.04
1002		0.000	0.000	37.051	-3.04
1001		6.300	3.230	10.571	-3.00
10031		0.000	0.000	113.594	-0.46
10021		0.000	0.000	38.029	-0.46
10011		0.000	0.000	10.865	-0.46
2003		0.000	0.000	109.447	-3.75
2002		0.000	0.000	26.171	-3.75

2001	13.000	7.370	10.451	-3.70
20031	0.000	0.000	113.556	-0.46
20021	0.000	0.000	27.154	-0.46
20011	0.000	0.000	10.861	-0.46
3003	0.000	0.000	111.216	-3.17
3002	0.000	0.000	37.234	-3.17
3001	7.400	3.580	10.620	-3.13
30031	0.000	0.000	114.480	-0.18
30021	0.000	0.000	38.326	-0.18
30011	0.000	0.000	10.950	-0.18
4003	0.000	0.000	109.723	-3.28
4002	0.000	0.000	26.237	-3.28
4001	17.000	9.630	10.294	-5.02
40031	0.000	0.000	113.246	-0.60
40021	0.000	0.000	27.079	-0.60
40011	0.000	0.000	10.832	-0.60
5001	4.500	2.180	10.498	-3.52
6001	5.800	3.130	10.503	-3.12
7003	0.000	0.000	109.983	-3.34
7002	0.000	0.000	36.821	-3.34
7001	4.800	2.720	10.292	-5.19
8001	3.200	1.900	10.449	-3.59
9003	0.000	0.000	108.777	-3.85
9002	0.000	0.000	36.417	-3.85
9001	5.100	2.890	10.158	-5.87
90031	0.000	0.000	113.321	-0.54
90021	0.000	0.000	37.938	-0.54
90011	0.000	0.000	10.839	-0.54
10001	2.800	1.740	10.458	-3.28
11003	0.000	0.000	110.937	-3.06
11002	0.000	0.000	37.140	-3.06
11001	6.400	3.100	10.596	-3.02
12001	2.900	1.640	10.604	-2.90
13001	3.000	1.450	10.646	-2.97
14003	0.000	0.000	109.988	-3.33
14002	0.000	0.000	36.822	-3.33
14001	4.700	2.540	10.306	-5.14
140031	0.000	0.000	113.916	-0.33
140021	0.000	0.000	38.137	-0.33
140011	0.000	0.000	10.896	-0.33

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	20.492	12.298	20.438	12.177	0.054	0.120	0.120	0.522
202	3	-7.248	-4.811	-7.248	-4.811	0.000	0.000	-0.044	-0.002
3	201	-14.729	-9.249	-14.729	-9.249	0.000	0.000	-0.088	-0.001
201	300	-20.195	-12.028	-20.249	-12.147	0.053	0.118	-0.118	-0.520
201	2	5.466	3.752	5.440	3.694	0.026	0.057	0.033	0.927
2	14	-6.728	-2.339	-6.743	-2.362	0.016	0.023	-0.036	-0.361
14	208	-11.515	-5.158	-11.578	-5.250	0.063	0.091	-0.064	-0.858
208	200	-11.578	-4.821	-11.594	-4.845	0.017	0.024	-0.063	-0.227
2	1	-0.977	-1.729	-0.977	-1.729	0.000	0.001	-0.010	-0.038
1	100	-7.354	-4.635	-7.407	-4.753	0.053	0.117	-0.044	-1.410
300	203	12.837	7.223	12.792	7.125	0.044	0.098	0.074	0.679
203	7	12.792	7.465	12.780	7.447	0.012	0.017	0.075	0.149
7	204	7.935	4.113	7.931	4.107	0.004	0.006	0.045	0.088
204	8	7.931	4.434	7.914	4.398	0.016	0.036	0.046	0.407
8	9	4.688	2.758	4.678	2.742	0.011	0.016	0.028	0.361
9	205	-0.492	-0.564	-0.492	-0.564	0.000	0.000	-0.004	-0.036
205	11	-3.314	-1.873	-3.323	-1.885	0.008	0.012	-0.019	-0.397
11	206	-9.769	-5.015	-9.775	-5.024	0.006	0.009	-0.056	-0.102
206	12	-9.775	-4.564	-9.819	-4.645	0.044	0.081	-0.055	-0.790
12	207	-12.742	-6.069	-12.752	-6.088	0.010	0.019	-0.071	-0.144
207	200	-15.775	-7.443	-15.795	-7.478	0.019	0.035	-0.088	-0.215
100	209	0.000	-0.285	0.000	-0.285	0.000	0.000	0.001	-0.001
209	200	-0.000	0.024	-0.000	0.024	0.000	0.000	-0.000	0.001
4	4003	17.044	11.475	17.017	10.332	0.027	1.139	0.105	3.698

ДОДАТОК Б

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: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 136.060 МВт / 1191.885 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 133.660 МВт / 1170.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.400 МВт / 6.047 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.400 МВт / 6.047 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.697 МВт / 6.108 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.377 МВт / 1.627 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.074 МВт / 7.735 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.474 МВт / 13.782 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-85.943	-45.856	121.000	0.00
202		0.000	0.000	120.472	-0.19
4	Козятин тяга	0.000	0.000	119.351	-0.58
5	Глухівці	0.000	0.000	119.091	-0.68
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.750	-0.80
3	Сигнал	0.000	0.000	120.473	-0.19
201		0.000	0.000	120.474	-0.19
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	118.973	-0.77
1	Калинівка	0.000	0.000	119.071	-0.74
100	Вінницький енерговузол	-12.111	-5.934	121.000	0.00
203		0.000	0.000	119.077	-0.72
7	Махаренці	0.000	0.000	118.857	-0.77
204		0.000	0.000	118.696	-0.80
8	Черемошне	0.000	0.000	118.499	-0.87
9	Погребище	0.000	0.000	118.434	-0.86
205		0.000	0.000	118.637	-0.80
10	Плисків	0.000	0.000	118.628	-0.81
11	Липовець	0.000	0.000	119.410	-0.58
206		0.000	0.000	119.542	-0.54
12	Степанівка	0.000	0.000	120.572	-0.16
207		0.000	0.000	120.748	-0.09
13	Оленівка	0.000	0.000	120.683	-0.11
200	ВП ПС-750	-38.006	-14.300	121.000	0.00
209		0.000	0.000	121.001	-0.00
208		0.000	0.000	120.700	-0.11
14	Турбів	0.000	0.000	119.577	-0.52
1003		0.000	0.000	117.872	-1.80
1002		0.000	0.000	39.555	-1.50
1001		6.300	3.230	11.265	-1.78
10031		0.000	0.000	118.167	-1.50
10021		0.000	0.000	39.555	-1.50
10011		0.000	0.000	11.265	-1.78
2003		0.000	0.000	117.098	-2.24
2002		0.000	0.000	28.001	-2.24

2001	13.000	7.370	11.192	-2.21
20031	0.000	0.000	117.105	-2.24
20021	0.000	0.000	28.001	-2.24
20011	0.000	0.000	11.193	-2.21
3003	0.000	0.000	118.987	-1.52
3002	0.000	0.000	39.836	-1.52
3001	7.400	3.580	11.373	-1.50
30031	0.000	0.000	118.991	-1.52
30021	0.000	0.000	39.836	-1.52
30011	0.000	0.000	11.373	-1.50
4003	0.000	0.000	117.802	-1.76
4002	0.000	0.000	28.169	-1.76
4001	17.000	9.630	11.176	-2.51
40031	0.000	0.000	117.802	-1.76
40021	0.000	0.000	28.169	-1.76
40011	0.000	0.000	11.177	-2.51
5001	4.500	2.180	11.102	-3.20
6001	5.800	3.130	11.106	-2.84
7003	0.000	0.000	114.881	-3.57
7002	0.000	0.000	38.460	-3.57
7001	4.800	2.720	10.771	-5.27
8001	3.200	1.900	10.930	-3.73
9003	0.000	0.000	116.450	-2.34
9002	0.000	0.000	38.986	-2.34
9001	5.100	2.890	11.027	-3.21
90031	0.000	0.000	116.450	-2.34
90021	0.000	0.000	38.986	-2.34
90011	0.000	0.000	11.027	-3.21
10001	2.800	1.740	10.982	-3.30
11003	0.000	0.000	116.745	-2.94
11002	0.000	0.000	39.084	-2.94
11001	6.400	3.100	11.152	-2.90
12001	2.900	1.640	11.191	-2.66
13001	3.000	1.450	11.235	-2.70
14003	0.000	0.000	118.445	-1.43
14002	0.000	0.000	39.638	-1.42
14001	4.700	2.540	11.296	-1.62
140031	0.000	0.000	118.193	-1.64
140021	0.000	0.000	39.638	-1.42
140011	0.000	0.000	11.296	-1.62
501	0.000	0.000	118.559	-0.86
502	0.000	0.000	118.550	-0.98
504	0.000	0.000	118.489	-1.08
503	0.000	0.000	118.292	-1.13
50101	10.630	6.020	10.940	-3.88
50102	0.000	0.000	10.941	-3.88
50201	9.560	4.900	11.013	-3.69
50202	0.000	0.000	11.014	-3.69
50301	15.940	7.720	10.992	-3.98
50302	0.000	0.000	10.993	-3.98
50401	10.630	0.000	11.284	-4.11
50402	0.000	0.000	11.285	-4.11

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	4003	8.506	5.204	8.500	4.962	0.006	0.242	0.048	1.598
4003	4002	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
4002	40021	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
40031	40021	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40031	8.507	5.205	8.501	4.962	0.006	0.242	0.048	1.598
40031	40011	8.512	4.940	8.506	4.790	0.006	0.149	0.048	1.008
40011	4001	8.506	4.790	8.505	4.790	0.000	0.000	0.503	0.001
4003	4001	8.490	4.985	8.484	4.834	0.006	0.150	0.048	1.016
3	3003	3.703	1.900	3.700	1.791	0.003	0.108	0.020	1.527
3003	3002	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3002	30021	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
30031	30021	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002

3	30031	3.705	1.895	3.702	1.787	0.003	0.108	0.020	1.524
30031	30011	3.703	1.783	3.700	1.783	0.003	0.000	0.020	0.083
30011	3001	3.700	1.783	3.700	1.783	0.000	0.000	0.208	0.000
3003	3001	3.699	1.795	3.696	1.795	0.003	0.000	0.020	0.083
300	202	23.265	12.445	23.205	12.312	0.060	0.132	0.126	0.528
202	3	-4.433	-3.396	-4.433	-3.396	0.000	0.000	-0.027	-0.001
3	201	-11.904	-7.592	-11.904	-7.592	0.000	0.000	-0.068	-0.000
201	300	-22.967	-12.176	-23.026	-12.306	0.059	0.130	-0.124	-0.527
201	2	11.063	5.660	10.981	5.478	0.081	0.181	0.059	1.510
2	14	-12.979	-3.313	-13.030	-3.387	0.051	0.074	-0.065	-0.610
14	208	-17.789	-5.724	-17.915	-5.905	0.125	0.181	-0.090	-1.127
208	200	-17.915	-5.431	-17.948	-5.480	0.034	0.049	-0.089	-0.301
14	14003	1.613	0.904	1.612	0.870	0.001	0.034	0.009	1.164
14003	14002	1.026	0.405	1.025	0.405	0.000	0.000	0.005	0.045
14002	140021	1.025	0.405	1.025	0.405	0.000	0.000	0.016	0.000
140031	140021	-1.025	-0.400	-1.025	-0.405	0.000	0.005	-0.005	-0.218
14	140031	3.093	1.757	3.090	1.676	0.002	0.080	0.017	1.428
140031	140011	4.116	2.076	4.111	2.076	0.004	0.000	0.022	0.093
140011	14001	4.111	2.076	4.111	2.076	0.000	0.000	0.235	0.000
14003	14001	0.586	0.465	0.586	0.462	0.000	0.003	0.004	0.361
20031	20021	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	0.003
20021	2002	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2003	2002	0.005	-0.011	0.005	-0.011	0.000	0.000	0.000	-0.003
2003	2001	6.495	3.700	6.488	3.700	0.006	0.000	0.037	0.083
2001	20011	-6.503	-3.665	-6.504	-3.665	0.000	0.000	-0.384	-0.001
20031	20011	6.510	3.665	6.504	3.665	0.006	0.000	0.037	0.083
2	20031	6.512	3.902	6.506	3.676	0.006	0.225	0.037	1.947
2	2003	6.505	3.916	6.499	3.689	0.006	0.225	0.037	1.953
1003	1002	-1.394	-0.535	-1.394	-0.544	0.000	0.009	-0.007	-0.296
1002	10021	-1.394	-0.544	-1.394	-0.544	0.000	0.000	-0.022	-0.000
10031	10021	1.394	0.544	1.394	0.544	0.000	0.000	0.007	0.017
10031	10011	2.013	1.265	2.012	1.251	0.001	0.014	0.012	0.408
10011	1001	2.012	1.251	2.012	1.251	0.000	0.000	0.121	0.000
1003	1001	4.288	1.977	4.284	1.977	0.004	0.000	0.023	0.097
1	1003	2.897	1.510	2.895	1.441	0.002	0.068	0.016	1.248
1	10031	3.409	1.868	3.407	1.809	0.002	0.059	0.019	0.935
2	1	-5.624	-3.375	-5.627	-3.381	0.003	0.006	-0.032	-0.099
1	100	-11.996	-5.996	-12.111	-6.250	0.114	0.253	-0.065	-1.939
501	50101	5.332	3.406	5.311	3.010	0.022	0.394	0.031	4.427
50101	50102	-5.313	-3.006	-5.313	-3.006	0.000	0.000	-0.322	-0.000
501	50102	5.335	3.402	5.313	3.006	0.022	0.394	0.031	4.422
2	504	16.462	5.335	16.423	5.226	0.039	0.109	0.084	0.494
504	503	5.736	4.916	5.731	4.902	0.005	0.014	0.037	0.199
503	502	-10.293	-3.697	-10.306	-3.733	0.013	0.035	-0.053	-0.263
502	203	-19.926	-9.008	-19.973	-9.140	0.047	0.131	-0.106	-0.535
203	7	19.307	11.718	19.281	11.681	0.026	0.037	0.109	0.221
7	204	14.437	8.396	14.422	8.376	0.014	0.021	0.081	0.162
204	8	3.716	2.369	3.713	2.361	0.004	0.008	0.021	0.198
8	9	0.488	0.788	0.487	0.787	0.000	0.000	0.005	0.065
9	205	-4.667	-2.100	-4.673	-2.109	0.006	0.008	-0.025	-0.204
205	11	-7.495	-3.338	-7.531	-3.390	0.035	0.051	-0.040	-0.779
11	206	-13.977	-6.449	-13.989	-6.465	0.011	0.016	-0.074	-0.133
206	12	-13.989	-5.957	-14.069	-6.103	0.080	0.145	-0.073	-1.035
12	207	-16.991	-7.463	-17.007	-7.493	0.016	0.030	-0.089	-0.177
207	200	-20.030	-8.796	-20.058	-8.847	0.027	0.050	-0.104	-0.252
90031	90021	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
90021	9002	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9003	9002	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9003	9001	2.551	1.499	2.548	1.446	0.003	0.053	0.015	1.251
9001	90011	-2.549	-1.442	-2.549	-1.442	0.000	0.000	-0.153	-0.000
90031	90011	2.553	1.496	2.549	1.442	0.003	0.053	0.015	1.249
9	90031	2.555	1.589	2.552	1.498	0.003	0.091	0.015	2.068
9	9003	2.555	1.589	2.552	1.497	0.003	0.091	0.015	2.068
203	300	-39.280	-20.278	-39.653	-21.105	0.371	0.823	-0.214	-1.933
502	50201	4.793	2.752	4.776	2.450	0.017	0.301	0.027	3.629
50201	50202	-4.778	-2.447	-4.778	-2.447	0.000	0.000	-0.281	-0.000
502	50202	4.795	2.749	4.778	2.447	0.017	0.301	0.027	3.625
503	50301	7.989	4.378	7.963	3.863	0.026	0.513	0.044	3.623
50301	50302	-7.967	-3.852	-7.968	-3.852	0.000	0.000	-0.464	-0.001
503	50302	7.994	4.367	7.968	3.852	0.026	0.513	0.044	3.615
504	50401	5.327	0.284	5.312	0.002	0.015	0.281	0.026	0.795

50401	50402	-5.312	0.002	-5.312	0.002	0.000	0.000	-0.271	-0.000
504	50402	5.327	0.280	5.312	-0.002	0.015	0.281	0.026	0.790
100	209	0.000	-0.316	0.000	-0.316	0.000	0.000	0.002	-0.001
209	200	-0.000	0.027	-0.000	0.027	0.000	0.000	-0.000	0.001
7	7003	4.822	3.258	4.810	2.917	0.013	0.340	0.028	4.189
7003	7002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7003	7001	4.810	2.917	4.797	2.718	0.013	0.197	0.028	2.524
11	11003	6.416	3.436	6.406	3.098	0.010	0.337	0.035	2.812
11003	11001	6.406	3.098	6.396	3.098	0.010	0.000	0.035	0.145
8	8001	3.214	2.132	3.198	1.899	0.015	0.233	0.019	4.453
6	6001	5.810	3.407	5.796	3.128	0.014	0.278	0.033	2.764
204	501	10.706	6.698	10.700	6.680	0.006	0.017	0.061	0.139
12	12001	2.910	1.818	2.898	1.639	0.012	0.178	0.016	3.693
4	5	10.382	5.228	10.369	5.198	0.013	0.030	0.056	0.262
5	5001	4.511	2.436	4.497	2.179	0.014	0.257	0.025	3.193
207	13	3.023	1.576	3.022	1.574	0.001	0.002	0.016	0.066
13	13001	3.010	1.626	2.998	1.449	0.012	0.177	0.016	3.349
205	10	2.822	1.981	2.822	1.980	0.000	0.000	0.017	0.009
10	10001	2.810	1.920	2.798	1.739	0.012	0.181	0.017	3.988
11003	11002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	4	27.638	16.117	27.487	15.783	0.150	0.333	0.153	1.127
5	6	5.841	3.192	5.831	3.170	0.010	0.022	0.032	0.344

ДОДАТОК В

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 136.368 МВт / 1194.584 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 133.660 МВт / 1170.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.742 МВт / 7.524 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.742 МВт / 7.524 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.572 МВт / 5.009 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.466 МВт / 2.012 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.038 МВт / 7.021 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.780 МВт / 14.545 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-86.090	-48.307	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.405	-0.23
4	Козятин тяга	0.000	0.000	108.149	-0.69
5	Глухівці	0.000	0.000	107.855	-0.82
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.471	-0.97
3	Сигнал	0.000	0.000	109.406	-0.23
201		0.000	0.000	109.407	-0.23
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.706	-0.92
1	Калинівка	0.000	0.000	107.816	-0.89
100	Вінницький енерговузол	-12.122	-6.334	110.000	0.00
203		0.000	0.000	107.811	-0.86
7	Махаренці	0.000	0.000	107.561	-0.91
204		0.000	0.000	107.377	-0.96
8	Черемошне	0.000	0.000	107.149	-1.03
9	Погребище	0.000	0.000	107.074	-1.03
205		0.000	0.000	107.301	-0.95
10	Плисків	0.000	0.000	107.291	-0.96
11	Липовець	0.000	0.000	108.181	-0.69
206		0.000	0.000	108.330	-0.64
12	Степанівка	0.000	0.000	109.510	-0.18
207		0.000	0.000	109.712	-0.11
13	Оленівка	0.000	0.000	109.639	-0.13
200	ВП ПС-750	-38.156	-15.598	110.000	0.00
209		0.000	0.000	110.001	-0.00
208		0.000	0.000	109.659	-0.13
14	Турбів	0.000	0.000	108.391	-0.62
1003		0.000	0.000	106.484	-2.18
1002		0.000	0.000	35.752	-1.81
1001		6.300	3.230	10.174	-2.15
10031		0.000	0.000	106.811	-1.81
10021		0.000	0.000	35.752	-1.81
10011		0.000	0.000	10.175	-2.15
2003		0.000	0.000	105.618	-2.72
2002		0.000	0.000	25.256	-2.72
2001		13.000	7.370	10.093	-2.69
20031		0.000	0.000	105.625	-2.72
20021		0.000	0.000	25.256	-2.72
20011		0.000	0.000	10.094	-2.69

3003	0.000	0.000	107.758	-1.84
3002	0.000	0.000	36.076	-1.84
3001	7.400	3.580	10.298	-1.82
30031	0.000	0.000	107.761	-1.84
30021	0.000	0.000	36.076	-1.84
30011	0.000	0.000	10.298	-1.82
4003	0.000	0.000	106.418	-2.14
4002	0.000	0.000	25.447	-2.14
4001	17.000	9.630	10.077	-3.06
40031	0.000	0.000	106.417	-2.14
40021	0.000	0.000	25.447	-2.14
40011	0.000	0.000	10.077	-3.06
5001	4.500	2.180	9.992	-3.91
6001	5.800	3.130	9.998	-3.46
7003	0.000	0.000	103.020	-4.38
7002	0.000	0.000	34.489	-4.38
7001	4.800	2.720	9.609	-6.49
8001	3.200	1.900	9.794	-4.57
9003	0.000	0.000	104.842	-2.84
9002	0.000	0.000	35.100	-2.84
9001	5.100	2.890	9.903	-3.91
90031	0.000	0.000	104.842	-2.84
90021	0.000	0.000	35.100	-2.84
90011	0.000	0.000	9.904	-3.91
10001	2.800	1.740	9.853	-4.02
11003	0.000	0.000	105.198	-3.58
11002	0.000	0.000	35.219	-3.58
11001	6.400	3.100	10.046	-3.54
12001	2.900	1.640	10.093	-3.24
13001	3.000	1.450	10.143	-3.29
14003	0.000	0.000	107.133	-1.73
14002	0.000	0.000	35.850	-1.72
14001	4.700	2.540	10.210	-1.96
140031	0.000	0.000	106.854	-1.99
140021	0.000	0.000	35.850	-1.72
140011	0.000	0.000	10.210	-1.96
501	0.000	0.000	107.222	-1.02
502	0.000	0.000	107.217	-1.18
504	0.000	0.000	107.153	-1.30
503	0.000	0.000	106.929	-1.36
50101	10.630	6.020	9.806	-4.75
50102	0.000	0.000	9.806	-4.75
50201	9.560	4.900	9.889	-4.51
50202	0.000	0.000	9.889	-4.51
50301	15.940	7.720	9.865	-4.87
50302	0.000	0.000	9.866	-4.87
50401	10.630	0.000	10.191	-5.00
50402	0.000	0.000	10.191	-5.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	4003	8.509	5.295	8.502	4.996	0.007	0.297	0.053	1.798
4003	4002	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
4002	40021	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
40031	40021	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40031	8.510	5.295	8.503	4.997	0.007	0.297	0.053	1.798
40031	40011	8.513	4.974	8.506	4.790	0.007	0.184	0.053	1.133
40011	4001	8.506	4.790	8.505	4.790	0.000	0.000	0.558	0.001
4003	4001	8.491	5.019	8.484	4.834	0.007	0.184	0.053	1.142
3	3003	3.705	1.924	3.701	1.791	0.004	0.132	0.022	1.704
3003	3002	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3002	30021	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
30031	30021	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	30031	3.707	1.919	3.703	1.787	0.004	0.132	0.022	1.700
30031	30011	3.704	1.783	3.700	1.783	0.004	0.000	0.022	0.092
30011	3001	3.700	1.783	3.700	1.783	0.000	0.000	0.230	0.000
3003	3001	3.700	1.795	3.696	1.795	0.004	0.000	0.022	0.092

300	202	23.292	13.001	23.218	12.837	0.074	0.163	0.140	0.596
202	3	-4.450	-3.434	-4.450	-3.434	0.000	0.000	-0.030	-0.001
3	201	-11.913	-7.608	-11.913	-7.608	0.000	0.000	-0.074	-0.000
201	300	-22.979	-12.696	-23.052	-12.858	0.073	0.161	-0.138	-0.594
201	2	11.066	5.976	10.964	5.751	0.101	0.224	0.066	1.714
2	14	-13.026	-3.597	-13.090	-3.689	0.063	0.092	-0.072	-0.692
14	208	-17.841	-6.111	-17.997	-6.336	0.155	0.224	-0.100	-1.274
208	200	-17.997	-5.945	-18.039	-6.005	0.042	0.061	-0.100	-0.341
14	14003	1.614	0.913	1.612	0.872	0.002	0.041	0.010	1.300
14003	14002	1.026	0.406	1.026	0.406	0.001	0.000	0.006	0.050
14002	140021	1.026	0.406	1.026	0.406	0.000	0.000	0.018	0.000
140031	140021	-1.025	-0.400	-1.026	-0.406	0.000	0.006	-0.006	-0.245
14	140031	3.094	1.775	3.091	1.676	0.003	0.098	0.019	1.595
140031	140011	4.117	2.076	4.112	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
140011	14001	4.112	2.076	4.111	2.076	0.000	0.000	0.260	0.000
14003	14001	0.586	0.466	0.586	0.462	0.000	0.004	0.004	0.402
20031	20021	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	0.003
20021	2002	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2003	2002	0.005	-0.011	0.005	-0.011	0.000	0.000	0.000	-0.003
2003	2001	6.496	3.700	6.488	3.700	0.008	0.000	0.041	0.092
2001	20011	-6.503	-3.665	-6.504	-3.665	0.000	0.000	-0.426	-0.001
20031	20011	6.512	3.665	6.504	3.665	0.008	0.000	0.041	0.092
2	20031	6.515	3.954	6.507	3.676	0.008	0.277	0.041	2.186
2	2003	6.508	3.968	6.501	3.689	0.008	0.277	0.041	2.193
1003	1002	-1.394	-0.535	-1.394	-0.546	0.001	0.011	-0.008	-0.332
1002	10021	-1.394	-0.546	-1.394	-0.546	0.000	0.000	-0.024	-0.000
10031	10021	1.395	0.546	1.394	0.546	0.000	0.000	0.008	0.019
10031	10011	2.013	1.268	2.012	1.251	0.001	0.017	0.013	0.456
10011	1001	2.012	1.251	2.012	1.251	0.000	0.000	0.134	0.000
1003	1001	4.289	1.977	4.284	1.977	0.005	0.000	0.026	0.107
1	1003	2.898	1.525	2.895	1.441	0.002	0.084	0.018	1.397
1	10031	3.410	1.887	3.408	1.814	0.002	0.072	0.021	1.046
2	1	-5.617	-3.486	-5.620	-3.494	0.003	0.007	-0.035	-0.111
1	100	-11.980	-6.280	-12.122	-6.595	0.142	0.314	-0.072	-2.196
501	50101	5.338	3.503	5.311	3.010	0.027	0.491	0.034	5.039
50101	50102	-5.313	-3.006	-5.313	-3.006	0.000	0.000	-0.359	-0.001
501	50102	5.340	3.499	5.313	3.006	0.027	0.491	0.034	5.034
2	504	16.498	5.720	16.450	5.585	0.048	0.135	0.093	0.567
504	503	5.761	5.101	5.755	5.084	0.006	0.017	0.041	0.227
503	502	-10.274	-3.791	-10.290	-3.835	0.015	0.043	-0.059	-0.296
502	203	-19.912	-9.297	-19.970	-9.459	0.058	0.162	-0.118	-0.604
203	7	19.311	12.432	19.279	12.385	0.033	0.047	0.123	0.251
7	204	14.432	8.967	14.414	8.941	0.018	0.026	0.091	0.185
204	8	3.701	2.587	3.696	2.577	0.005	0.010	0.024	0.231
8	9	0.470	0.844	0.469	0.844	0.000	0.001	0.005	0.074
9	205	-4.681	-2.167	-4.688	-2.177	0.007	0.010	-0.028	-0.229
205	11	-7.511	-3.577	-7.555	-3.641	0.044	0.064	-0.045	-0.887
11	206	-14.001	-6.846	-14.015	-6.867	0.014	0.020	-0.083	-0.150
206	12	-14.015	-6.450	-14.116	-6.633	0.100	0.182	-0.082	-1.186
12	207	-17.038	-8.114	-17.059	-8.151	0.021	0.038	-0.099	-0.202
207	200	-20.083	-9.552	-20.117	-9.615	0.034	0.063	-0.117	-0.288
90031	90021	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
90021	9002	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9003	9002	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9003	9001	2.552	1.512	2.548	1.446	0.004	0.066	0.016	1.416
9001	90011	-2.549	-1.442	-2.549	-1.442	0.000	0.000	-0.170	-0.000
90031	90011	2.553	1.509	2.549	1.442	0.004	0.066	0.016	1.413
9	90031	2.557	1.624	2.553	1.510	0.004	0.113	0.016	2.343
9	9003	2.557	1.624	2.553	1.510	0.004	0.113	0.016	2.343
203	300	-39.281	-21.416	-39.747	-22.449	0.464	1.029	-0.239	-2.201
502	50201	4.797	2.825	4.776	2.450	0.021	0.373	0.030	4.127
50201	50202	-4.778	-2.447	-4.778	-2.447	0.000	0.000	-0.313	-0.000
502	50202	4.799	2.821	4.778	2.447	0.021	0.373	0.030	4.122
503	50301	7.995	4.502	7.963	3.863	0.032	0.637	0.049	4.134
50301	50302	-7.967	-3.852	-7.968	-3.852	0.000	0.000	-0.517	-0.001
503	50302	8.000	4.492	7.968	3.852	0.032	0.637	0.049	4.126
504	50401	5.331	0.347	5.312	0.002	0.019	0.344	0.029	0.988
50401	50402	-5.312	0.002	-5.312	0.002	0.000	0.000	-0.300	-0.001
504	50402	5.331	0.343	5.312	-0.002	0.019	0.344	0.029	0.983
100	209	0.000	-0.261	0.000	-0.261	0.000	0.000	0.001	-0.001
209	200	-0.000	0.022	-0.000	0.022	0.000	0.000	-0.000	0.001

7	7003	4.829	3.396	4.813	2.967	0.016	0.427	0.032	4.828
7003	7002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7003	7001	4.813	2.967	4.797	2.718	0.016	0.248	0.032	2.905
11	11003	6.421	3.515	6.408	3.098	0.012	0.415	0.039	3.180
11003	11001	6.408	3.098	6.396	3.098	0.012	0.000	0.039	0.160
8	8001	3.217	2.190	3.198	1.899	0.019	0.290	0.021	5.061
6	6001	5.814	3.473	5.796	3.128	0.017	0.343	0.036	3.120
204	501	10.712	6.919	10.705	6.897	0.008	0.022	0.068	0.157
12	12001	2.913	1.859	2.898	1.639	0.015	0.219	0.018	4.151
4	5	10.388	5.486	10.371	5.449	0.017	0.037	0.063	0.297
5	5001	4.515	2.497	4.497	2.179	0.017	0.317	0.028	3.618
207	13	3.024	1.626	3.023	1.624	0.001	0.002	0.018	0.074
13	13001	3.013	1.667	2.998	1.449	0.014	0.217	0.018	3.769
205	10	2.823	2.014	2.823	2.014	0.000	0.000	0.019	0.010
10	10001	2.813	1.964	2.798	1.739	0.015	0.225	0.018	4.514
11003	11002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	4	27.668	16.608	27.482	16.196	0.185	0.411	0.170	1.263
5	6	5.843	3.306	5.831	3.279	0.012	0.027	0.036	0.388

ДОДАТОК Г
Результати розрахунку післяаварійного режиму
після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 136.060 МВт / 1191.885 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 133.660 МВт / 1170.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.400 МВт / 6.047 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.400 МВт / 6.047 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.697 МВт / 6.108 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.377 МВт / 1.627 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.074 МВт / 7.735 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.474 МВт / 13.782 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-85.943	-45.856	121.000	0.00
202		0.000	0.000	120.472	-0.19
4	Козятин тяга	0.000	0.000	119.351	-0.58
5	Глухівці	0.000	0.000	119.091	-0.68
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.750	-0.80
3	Сигнал	0.000	0.000	120.473	-0.19
201		0.000	0.000	120.474	-0.19
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	118.973	-0.77
1	Калинівка	0.000	0.000	119.071	-0.74
100	Вінницький енерговузол	-12.111	-5.934	121.000	0.00
203		0.000	0.000	119.077	-0.72
7	Махаренці	0.000	0.000	118.857	-0.77
204		0.000	0.000	118.696	-0.80
8	Черемошне	0.000	0.000	118.499	-0.87
9	Погребіше	0.000	0.000	118.434	-0.86
205		0.000	0.000	118.637	-0.80
10	Плисків	0.000	0.000	118.628	-0.81
11	Липовець	0.000	0.000	119.410	-0.58
206		0.000	0.000	119.542	-0.54
12	Степанівка	0.000	0.000	120.572	-0.16
207		0.000	0.000	120.748	-0.09
13	Оленівка	0.000	0.000	120.683	-0.11
200	ВП ПС-750	-38.006	-14.300	121.000	0.00
209		0.000	0.000	121.001	-0.00
208		0.000	0.000	120.700	-0.11
14	Турбів	0.000	0.000	119.577	-0.52
1003		0.000	0.000	117.872	-1.80
1002		0.000	0.000	39.555	-1.50
1001		6.300	3.230	11.265	-1.78
10031		0.000	0.000	118.167	-1.50
10021		0.000	0.000	39.555	-1.50
10011		0.000	0.000	11.265	-1.78
2003		0.000	0.000	117.098	-2.24
2002		0.000	0.000	28.001	-2.24
2001		13.000	7.370	11.192	-2.21
20031		0.000	0.000	117.105	-2.24
20021		0.000	0.000	28.001	-2.24

20011	0.000	0.000	11.193	-2.21
3003	0.000	0.000	118.987	-1.52
3002	0.000	0.000	39.836	-1.52
3001	7.400	3.580	11.373	-1.50
30031	0.000	0.000	118.991	-1.52
30021	0.000	0.000	39.836	-1.52
30011	0.000	0.000	11.373	-1.50
4003	0.000	0.000	117.802	-1.76
4002	0.000	0.000	28.169	-1.76
4001	17.000	9.630	11.176	-2.51
40031	0.000	0.000	117.802	-1.76
40021	0.000	0.000	28.169	-1.76
40011	0.000	0.000	11.177	-2.51
5001	4.500	2.180	11.102	-3.20
6001	5.800	3.130	11.106	-2.84
7003	0.000	0.000	114.881	-3.57
7002	0.000	0.000	38.460	-3.57
7001	4.800	2.720	10.771	-5.27
8001	3.200	1.900	10.930	-3.73
9003	0.000	0.000	116.450	-2.34
9002	0.000	0.000	38.986	-2.34
9001	5.100	2.890	11.027	-3.21
90031	0.000	0.000	116.450	-2.34
90021	0.000	0.000	38.986	-2.34
90011	0.000	0.000	11.027	-3.21
10001	2.800	1.740	10.982	-3.30
11003	0.000	0.000	116.745	-2.94
11002	0.000	0.000	39.084	-2.94
11001	6.400	3.100	11.152	-2.90
12001	2.900	1.640	11.191	-2.66
13001	3.000	1.450	11.235	-2.70
14003	0.000	0.000	118.445	-1.43
14002	0.000	0.000	39.638	-1.42
14001	4.700	2.540	11.296	-1.62
140031	0.000	0.000	118.193	-1.64
140021	0.000	0.000	39.638	-1.42
140011	0.000	0.000	11.296	-1.62
501	0.000	0.000	118.559	-0.86
502	0.000	0.000	118.550	-0.98
504	0.000	0.000	118.489	-1.08
503	0.000	0.000	118.292	-1.13
50101	10.630	6.020	10.940	-3.88
50102	0.000	0.000	10.941	-3.88
50201	9.560	4.900	11.013	-3.69
50202	0.000	0.000	11.014	-3.69
50301	15.940	7.720	10.992	-3.98
50302	0.000	0.000	10.993	-3.98
50401	10.630	0.000	11.284	-4.11
50402	0.000	0.000	11.285	-4.11

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	4003	8.506	5.204	8.500	4.962	0.006	0.242	0.048	1.598
4003	4002	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
4002	40021	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
40031	40021	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40031	8.507	5.205	8.501	4.962	0.006	0.242	0.048	1.598
40031	40011	8.512	4.940	8.506	4.790	0.006	0.149	0.048	1.008
40011	4001	8.506	4.790	8.505	4.790	0.000	0.000	0.503	0.001
4003	4001	8.490	4.985	8.484	4.834	0.006	0.150	0.048	1.016
3	3003	3.703	1.900	3.700	1.791	0.003	0.108	0.020	1.527
3003	3002	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3002	30021	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
30031	30021	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	30031	3.705	1.895	3.702	1.787	0.003	0.108	0.020	1.524
30031	30011	3.703	1.783	3.700	1.783	0.003	0.000	0.020	0.083
30011	3001	3.700	1.783	3.700	1.783	0.000	0.000	0.208	0.000

3003	3001	3.699	1.795	3.696	1.795	0.003	0.000	0.020	0.083
300	202	23.265	12.445	23.205	12.312	0.060	0.132	0.126	0.528
202	3	-4.433	-3.396	-4.433	-3.396	0.000	0.000	-0.027	-0.001
3	201	-11.904	-7.592	-11.904	-7.592	0.000	0.000	-0.068	-0.000
201	300	-22.967	-12.176	-23.026	-12.306	0.059	0.130	-0.124	-0.527
201	2	11.063	5.660	10.981	5.478	0.081	0.181	0.059	1.510
2	14	-12.979	-3.313	-13.030	-3.387	0.051	0.074	-0.065	-0.610
14	208	-17.789	-5.724	-17.915	-5.905	0.125	0.181	-0.090	-1.127
208	200	-17.915	-5.431	-17.948	-5.480	0.034	0.049	-0.089	-0.301
14	14003	1.613	0.904	1.612	0.870	0.001	0.034	0.009	1.164
14003	14002	1.026	0.405	1.025	0.405	0.000	0.000	0.005	0.045
14002	140021	1.025	0.405	1.025	0.405	0.000	0.000	0.016	0.000
140031	140021	-1.025	-0.400	-1.025	-0.405	0.000	0.005	-0.005	-0.218
14	140031	3.093	1.757	3.090	1.676	0.002	0.080	0.017	1.428
140031	140011	4.116	2.076	4.111	2.076	0.004	0.000	0.022	0.093
140011	14001	4.111	2.076	4.111	2.076	0.000	0.000	0.235	0.000
14003	14001	0.586	0.465	0.586	0.462	0.000	0.003	0.004	0.361
20031	20021	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	0.003
20021	2002	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2003	2002	0.005	-0.011	0.005	-0.011	0.000	0.000	0.000	-0.003
2003	2001	6.495	3.700	6.488	3.700	0.006	0.000	0.037	0.083
2001	20011	-6.503	-3.665	-6.504	-3.665	0.000	0.000	-0.384	-0.001
20031	20011	6.510	3.665	6.504	3.665	0.006	0.000	0.037	0.083
2	20031	6.512	3.902	6.506	3.676	0.006	0.225	0.037	1.947
2	2003	6.505	3.916	6.499	3.689	0.006	0.225	0.037	1.953
1003	1002	-1.394	-0.535	-1.394	-0.544	0.000	0.009	-0.007	-0.296
1002	10021	-1.394	-0.544	-1.394	-0.544	0.000	0.000	-0.022	-0.000
10031	10021	1.394	0.544	1.394	0.544	0.000	0.000	0.007	0.017
10031	10011	2.013	1.265	2.012	1.251	0.001	0.014	0.012	0.408
10011	1001	2.012	1.251	2.012	1.251	0.000	0.000	0.121	0.000
1003	1001	4.288	1.977	4.284	1.977	0.004	0.000	0.023	0.097
1	1003	2.897	1.510	2.895	1.441	0.002	0.068	0.016	1.248
1	10031	3.409	1.868	3.407	1.809	0.002	0.059	0.019	0.935
2	1	-5.624	-3.375	-5.627	-3.381	0.003	0.006	-0.032	-0.099
1	100	-11.996	-5.996	-12.111	-6.250	0.114	0.253	-0.065	-1.939
501	50101	5.332	3.406	5.311	3.010	0.022	0.394	0.031	4.427
50101	50102	-5.313	-3.006	-5.313	-3.006	0.000	0.000	-0.322	-0.000
501	50102	5.335	3.402	5.313	3.006	0.022	0.394	0.031	4.422
2	504	16.462	5.335	16.423	5.226	0.039	0.109	0.084	0.494
504	503	5.736	4.916	5.731	4.902	0.005	0.014	0.037	0.199
503	502	-10.293	-3.697	-10.306	-3.733	0.013	0.035	-0.053	-0.263
502	203	-19.926	-9.008	-19.973	-9.140	0.047	0.131	-0.106	-0.535
203	7	19.307	11.718	19.281	11.681	0.026	0.037	0.109	0.221
7	204	14.437	8.396	14.422	8.376	0.014	0.021	0.081	0.162
204	8	3.716	2.369	3.713	2.361	0.004	0.008	0.021	0.198
8	9	0.488	0.788	0.487	0.787	0.000	0.000	0.005	0.065
9	205	-4.667	-2.100	-4.673	-2.109	0.006	0.008	-0.025	-0.204
205	11	-7.495	-3.338	-7.531	-3.390	0.035	0.051	-0.040	-0.779
11	206	-13.977	-6.449	-13.989	-6.465	0.011	0.016	-0.074	-0.133
206	12	-13.989	-5.957	-14.069	-6.103	0.080	0.145	-0.073	-1.035
12	207	-16.991	-7.463	-17.007	-7.493	0.016	0.030	-0.089	-0.177
207	200	-20.030	-8.796	-20.058	-8.847	0.027	0.050	-0.104	-0.252
90031	90021	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
90021	9002	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9003	9002	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9003	9001	2.551	1.499	2.548	1.446	0.003	0.053	0.015	1.251
9001	90011	-2.549	-1.442	-2.549	-1.442	0.000	0.000	-0.153	-0.000
90031	90011	2.553	1.496	2.549	1.442	0.003	0.053	0.015	1.249
9	90031	2.555	1.589	2.552	1.498	0.003	0.091	0.015	2.068
9	9003	2.555	1.589	2.552	1.497	0.003	0.091	0.015	2.068
203	300	-39.280	-20.278	-39.653	-21.105	0.371	0.823	-0.214	-1.933
502	50201	4.793	2.752	4.776	2.450	0.017	0.301	0.027	3.629
50201	50202	-4.778	-2.447	-4.778	-2.447	0.000	0.000	-0.281	-0.000
502	50202	4.795	2.749	4.778	2.447	0.017	0.301	0.027	3.625
503	50301	7.989	4.378	7.963	3.863	0.026	0.513	0.044	3.623
50301	50302	-7.967	-3.852	-7.968	-3.852	0.000	0.000	-0.464	-0.001
503	50302	7.994	4.367	7.968	3.852	0.026	0.513	0.044	3.615
504	50401	5.327	0.284	5.312	0.002	0.015	0.281	0.026	0.795
50401	50402	-5.312	0.002	-5.312	0.002	0.000	0.000	-0.271	-0.000
504	50402	5.327	0.280	5.312	-0.002	0.015	0.281	0.026	0.790
100	209	0.000	-0.316	0.000	-0.316	0.000	0.000	0.002	-0.001

209	200	-0.000	0.027	-0.000	0.027	0.000	0.000	-0.000	0.001
7	7003	4.822	3.258	4.810	2.917	0.013	0.340	0.028	4.189
7003	7002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7003	7001	4.810	2.917	4.797	2.718	0.013	0.197	0.028	2.524
11	11003	6.416	3.436	6.406	3.098	0.010	0.337	0.035	2.812
11003	11001	6.406	3.098	6.396	3.098	0.010	0.000	0.035	0.145
8	8001	3.214	2.132	3.198	1.899	0.015	0.233	0.019	4.453
6	6001	5.810	3.407	5.796	3.128	0.014	0.278	0.033	2.764
204	501	10.706	6.698	10.700	6.680	0.006	0.017	0.061	0.139
12	12001	2.910	1.818	2.898	1.639	0.012	0.178	0.016	3.693
4	5	10.382	5.228	10.369	5.198	0.013	0.030	0.056	0.262
5	5001	4.511	2.436	4.497	2.179	0.014	0.257	0.025	3.193
207	13	3.023	1.576	3.022	1.574	0.001	0.002	0.016	0.066
13	13001	3.010	1.626	2.998	1.449	0.012	0.177	0.016	3.349
205	10	2.822	1.981	2.822	1.980	0.000	0.000	0.017	0.009
10	10001	2.810	1.920	2.798	1.739	0.012	0.181	0.017	3.988
11003	11002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	4	27.638	16.117	27.487	15.783	0.150	0.333	0.153	1.127
5	6	5.841	3.192	5.831	3.170	0.010	0.022	0.032	0.344

ДОДАТОК Д

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 136.060 МВт / 1191.885 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 133.660 МВт / 1170.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.400 МВт / 6.047 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.400 МВт / 6.047 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.697 МВт / 6.108 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.377 МВт / 1.627 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.074 МВт / 7.735 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.474 МВт / 13.782 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-85.943	-45.856	121.000	0.00
202		0.000	0.000	120.472	-0.19
4	Козятин тяга	0.000	0.000	119.351	-0.58
5	Глухівці	0.000	0.000	119.091	-0.68
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.750	-0.80
3	Сигнал	0.000	0.000	120.473	-0.19
201		0.000	0.000	120.474	-0.19
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	118.973	-0.77
1	Калинівка	0.000	0.000	119.071	-0.74
100	Вінницький енерговузол	-12.111	-5.934	121.000	0.00
203		0.000	0.000	119.077	-0.72
7	Махаренці	0.000	0.000	118.857	-0.77
204		0.000	0.000	118.696	-0.80
8	Черемошне	0.000	0.000	118.499	-0.87
9	Погребище	0.000	0.000	118.434	-0.86
205		0.000	0.000	118.637	-0.80
10	Плисків	0.000	0.000	118.628	-0.81
11	Липовець	0.000	0.000	119.410	-0.58
206		0.000	0.000	119.542	-0.54
12	Степанівка	0.000	0.000	120.572	-0.16
207		0.000	0.000	120.748	-0.09
13	Оленівка	0.000	0.000	120.683	-0.11
200	ВП ПС-750	-38.006	-14.300	121.000	0.00
209		0.000	0.000	121.001	-0.00
208		0.000	0.000	120.700	-0.11
14	Турбів	0.000	0.000	119.577	-0.52
1003		0.000	0.000	117.872	-1.80
1002		0.000	0.000	39.555	-1.50
1001		6.300	3.230	11.265	-1.78
10031		0.000	0.000	118.167	-1.50
10021		0.000	0.000	39.555	-1.50
10011		0.000	0.000	11.265	-1.78
2003		0.000	0.000	117.098	-2.24
2002		0.000	0.000	28.001	-2.24
2001		13.000	7.370	11.192	-2.21
20031		0.000	0.000	117.105	-2.24
20021		0.000	0.000	28.001	-2.24
20011		0.000	0.000	11.193	-2.21
3003		0.000	0.000	118.987	-1.52

3002	0.000	0.000	39.836	-1.52
3001	7.400	3.580	11.373	-1.50
30031	0.000	0.000	118.991	-1.52
30021	0.000	0.000	39.836	-1.52
30011	0.000	0.000	11.373	-1.50
4003	0.000	0.000	117.802	-1.76
4002	0.000	0.000	28.169	-1.76
4001	17.000	9.630	11.176	-2.51
40031	0.000	0.000	117.802	-1.76
40021	0.000	0.000	28.169	-1.76
40011	0.000	0.000	11.177	-2.51
5001	4.500	2.180	11.102	-3.20
6001	5.800	3.130	11.106	-2.84
7003	0.000	0.000	114.881	-3.57
7002	0.000	0.000	38.460	-3.57
7001	4.800	2.720	10.771	-5.27
8001	3.200	1.900	10.930	-3.73
9003	0.000	0.000	116.450	-2.34
9002	0.000	0.000	38.986	-2.34
9001	5.100	2.890	11.027	-3.21
90031	0.000	0.000	116.450	-2.34
90021	0.000	0.000	38.986	-2.34
90011	0.000	0.000	11.027	-3.21
10001	2.800	1.740	10.982	-3.30
11003	0.000	0.000	116.745	-2.94
11002	0.000	0.000	39.084	-2.94
11001	6.400	3.100	11.152	-2.90
12001	2.900	1.640	11.191	-2.66
13001	3.000	1.450	11.235	-2.70
14003	0.000	0.000	118.445	-1.43
14002	0.000	0.000	39.638	-1.42
14001	4.700	2.540	11.296	-1.62
140031	0.000	0.000	118.193	-1.64
140021	0.000	0.000	39.638	-1.42
140011	0.000	0.000	11.296	-1.62
501	0.000	0.000	118.559	-0.86
502	0.000	0.000	118.550	-0.98
504	0.000	0.000	118.489	-1.08
503	0.000	0.000	118.292	-1.13
50101	10.630	6.020	10.940	-3.88
50102	0.000	0.000	10.941	-3.88
50201	9.560	4.900	11.013	-3.69
50202	0.000	0.000	11.014	-3.69
50301	15.940	7.720	10.992	-3.98
50302	0.000	0.000	10.993	-3.98
50401	10.630	0.000	11.284	-4.11
50402	0.000	0.000	11.285	-4.11

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	4003	8.506	5.204	8.500	4.962	0.006	0.242	0.048	1.598
4003	4002	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
4002	40021	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
40031	40021	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40031	8.507	5.205	8.501	4.962	0.006	0.242	0.048	1.598
40031	40011	8.512	4.940	8.506	4.790	0.006	0.149	0.048	1.008
40011	4001	8.506	4.790	8.505	4.790	0.000	0.000	0.503	0.001
4003	4001	8.490	4.985	8.484	4.834	0.006	0.150	0.048	1.016
3	3003	3.703	1.900	3.700	1.791	0.003	0.108	0.020	1.527
3003	3002	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3002	30021	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
30031	30021	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	30031	3.705	1.895	3.702	1.787	0.003	0.108	0.020	1.524
30031	30011	3.703	1.783	3.700	1.783	0.003	0.000	0.020	0.083
30011	3001	3.700	1.783	3.700	1.783	0.000	0.000	0.208	0.000
3003	3001	3.699	1.795	3.696	1.795	0.003	0.000	0.020	0.083
300	202	23.265	12.445	23.205	12.312	0.060	0.132	0.126	0.528

202	3	-4.433	-3.396	-4.433	-3.396	0.000	0.000	-0.027	-0.001
3	201	-11.904	-7.592	-11.904	-7.592	0.000	0.000	-0.068	-0.000
201	300	-22.967	-12.176	-23.026	-12.306	0.059	0.130	-0.124	-0.527
201	2	11.063	5.660	10.981	5.478	0.081	0.181	0.059	1.510
2	14	-12.979	-3.313	-13.030	-3.387	0.051	0.074	-0.065	-0.610
14	208	-17.789	-5.724	-17.915	-5.905	0.125	0.181	-0.090	-1.127
208	200	-17.915	-5.431	-17.948	-5.480	0.034	0.049	-0.089	-0.301
14	14003	1.613	0.904	1.612	0.870	0.001	0.034	0.009	1.164
14003	14002	1.026	0.405	1.025	0.405	0.000	0.000	0.005	0.045
14002	140021	1.025	0.405	1.025	0.405	0.000	0.000	0.016	0.000
140031	140021	-1.025	-0.400	-1.025	-0.405	0.000	0.005	-0.005	-0.218
14	140031	3.093	1.757	3.090	1.676	0.002	0.080	0.017	1.428
140031	140011	4.116	2.076	4.111	2.076	0.004	0.000	0.022	0.093
140011	14001	4.111	2.076	4.111	2.076	0.000	0.000	0.235	0.000
14003	14001	0.586	0.465	0.586	0.462	0.000	0.003	0.004	0.361
20031	20021	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	0.003
20021	2002	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2003	2002	0.005	-0.011	0.005	-0.011	0.000	0.000	0.000	-0.003
2003	2001	6.495	3.700	6.488	3.700	0.006	0.000	0.037	0.083
2001	20011	-6.503	-3.665	-6.504	-3.665	0.000	0.000	-0.384	-0.001
20031	20011	6.510	3.665	6.504	3.665	0.006	0.000	0.037	0.083
2	20031	6.512	3.902	6.506	3.676	0.006	0.225	0.037	1.947
2	2003	6.505	3.916	6.499	3.689	0.006	0.225	0.037	1.953
1003	1002	-1.394	-0.535	-1.394	-0.544	0.000	0.009	-0.007	-0.296
1002	10021	-1.394	-0.544	-1.394	-0.544	0.000	0.000	-0.022	-0.000
10031	10021	1.394	0.544	1.394	0.544	0.000	0.000	0.007	0.017
10031	10011	2.013	1.265	2.012	1.251	0.001	0.014	0.012	0.408
10011	1001	2.012	1.251	2.012	1.251	0.000	0.000	0.121	0.000
1003	1001	4.288	1.977	4.284	1.977	0.004	0.000	0.023	0.097
1	1003	2.897	1.510	2.895	1.441	0.002	0.068	0.016	1.248
1	10031	3.409	1.868	3.407	1.809	0.002	0.059	0.019	0.935
2	1	-5.624	-3.375	-5.627	-3.381	0.003	0.006	-0.032	-0.099
1	100	-11.996	-5.996	-12.111	-6.250	0.114	0.253	-0.065	-1.939
501	50101	5.332	3.406	5.311	3.010	0.022	0.394	0.031	4.427
50101	50102	-5.313	-3.006	-5.313	-3.006	0.000	0.000	-0.322	-0.000
501	50102	5.335	3.402	5.313	3.006	0.022	0.394	0.031	4.422
2	504	16.462	5.335	16.423	5.226	0.039	0.109	0.084	0.494
504	503	5.736	4.916	5.731	4.902	0.005	0.014	0.037	0.199
503	502	-10.293	-3.697	-10.306	-3.733	0.013	0.035	-0.053	-0.263
502	203	-19.926	-9.008	-19.973	-9.140	0.047	0.131	-0.106	-0.535
203	7	19.307	11.718	19.281	11.681	0.026	0.037	0.109	0.221
7	204	14.437	8.396	14.422	8.376	0.014	0.021	0.081	0.162
204	8	3.716	2.369	3.713	2.361	0.004	0.008	0.021	0.198
8	9	0.488	0.788	0.487	0.787	0.000	0.000	0.005	0.065
9	205	-4.667	-2.100	-4.673	-2.109	0.006	0.008	-0.025	-0.204
205	11	-7.495	-3.338	-7.531	-3.390	0.035	0.051	-0.040	-0.779
11	206	-13.977	-6.449	-13.989	-6.465	0.011	0.016	-0.074	-0.133
206	12	-13.989	-5.957	-14.069	-6.103	0.080	0.145	-0.073	-1.035
12	207	-16.991	-7.463	-17.007	-7.493	0.016	0.030	-0.089	-0.177
207	200	-20.030	-8.796	-20.058	-8.847	0.027	0.050	-0.104	-0.252
90031	90021	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
90021	9002	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9003	9002	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9003	9001	2.551	1.499	2.548	1.446	0.003	0.053	0.015	1.251
9001	90011	-2.549	-1.442	-2.549	-1.442	0.000	0.000	-0.153	-0.000
90031	90011	2.553	1.496	2.549	1.442	0.003	0.053	0.015	1.249
9	90031	2.555	1.589	2.552	1.498	0.003	0.091	0.015	2.068
9	9003	2.555	1.589	2.552	1.497	0.003	0.091	0.015	2.068
203	300	-39.280	-20.278	-39.653	-21.105	0.371	0.823	-0.214	-1.933
502	50201	4.793	2.752	4.776	2.450	0.017	0.301	0.027	3.629
50201	50202	-4.778	-2.447	-4.778	-2.447	0.000	0.000	-0.281	-0.000
502	50202	4.795	2.749	4.778	2.447	0.017	0.301	0.027	3.625
503	50301	7.989	4.378	7.963	3.863	0.026	0.513	0.044	3.623
50301	50302	-7.967	-3.852	-7.968	-3.852	0.000	0.000	-0.464	-0.001
503	50302	7.994	4.367	7.968	3.852	0.026	0.513	0.044	3.615
504	50401	5.327	0.284	5.312	0.002	0.015	0.281	0.026	0.795
50401	50402	-5.312	0.002	-5.312	0.002	0.000	0.000	-0.271	-0.000
504	50402	5.327	0.280	5.312	-0.002	0.015	0.281	0.026	0.790
100	209	0.000	-0.316	0.000	-0.316	0.000	0.000	0.002	-0.001
209	200	-0.000	0.027	-0.000	0.027	0.000	0.000	-0.000	0.001
7	7003	4.822	3.258	4.810	2.917	0.013	0.340	0.028	4.189

7003	7002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7003	7001	4.810	2.917	4.797	2.718	0.013	0.197	0.028	2.524
11	11003	6.416	3.436	6.406	3.098	0.010	0.337	0.035	2.812
11003	11001	6.406	3.098	6.396	3.098	0.010	0.000	0.035	0.145
8	8001	3.214	2.132	3.198	1.899	0.015	0.233	0.019	4.453
6	6001	5.810	3.407	5.796	3.128	0.014	0.278	0.033	2.764
204	501	10.706	6.698	10.700	6.680	0.006	0.017	0.061	0.139
12	12001	2.910	1.818	2.898	1.639	0.012	0.178	0.016	3.693
4	5	10.382	5.228	10.369	5.198	0.013	0.030	0.056	0.262
5	5001	4.511	2.436	4.497	2.179	0.014	0.257	0.025	3.193
207	13	3.023	1.576	3.022	1.574	0.001	0.002	0.016	0.066
13	13001	3.010	1.626	2.998	1.449	0.012	0.177	0.016	3.349
205	10	2.822	1.981	2.822	1.980	0.000	0.000	0.017	0.009
10	10001	2.810	1.920	2.798	1.739	0.012	0.181	0.017	3.988
11003	11002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	4	27.638	16.117	27.487	15.783	0.150	0.333	0.153	1.127
5	6	5.841	3.192	5.831	3.170	0.010	0.022	0.032	0.344

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.718 МВт / 1013.687 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 113.470 МВт / 993.997 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.406 МВт / 6.072 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.406 МВт / 6.072 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.568 МВт / 4.974 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.336 МВт / 1.450 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.904 МВт / 6.424 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.310 МВт / 12.496 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-62.693	-34.253	115.000	0.00
202		0.000	0.000	114.395	-0.23
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.204	-0.65
5	Глухівці	0.000	0.000	112.926	-0.77
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.563	-0.90
3	Сигнал	0.000	0.000	114.396	-0.23
201		0.000	0.000	114.396	-0.23
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.282	-1.07
1	Калинівка	0.000	0.000	112.435	-1.02
100	Вінницький енерговузол	-15.086	-7.741	115.000	0.00
203		0.000	0.000	114.334	-0.25
7	Махаренці	0.000	0.000	114.187	-0.29
204		0.000	0.000	114.101	-0.31
8	Черемощне	0.000	0.000	113.708	-0.47
9	Погребище	0.000	0.000	113.361	-0.55
205		0.000	0.000	113.390	-0.55
10	Плисків	0.000	0.000	113.381	-0.55
11	Липовець	0.000	0.000	113.770	-0.45
206		0.000	0.000	113.870	-0.42
12	Степанівка	0.000	0.000	114.644	-0.13
207		0.000	0.000	114.787	-0.08
13	Оленівка	0.000	0.000	114.717	-0.10
200	ВП ПС-750	-37.939	-14.404	115.000	0.00
209		0.000	0.000	115.001	-0.00
208		0.000	0.000	114.604	-0.15
14	Турбів	0.000	0.000	113.136	-0.71
1003		0.000	0.000	111.160	-2.21
1002		0.000	0.000	37.313	-1.87
1001		6.300	3.230	10.622	-2.18
10031		0.000	0.000	111.473	-1.87
10021		0.000	0.000	37.313	-1.87
10011		0.000	0.000	10.622	-2.18
2003		0.000	0.000	110.286	-2.72
2002		0.000	0.000	26.372	-2.72
2001		13.000	7.370	10.540	-2.69
20031		0.000	0.000	110.293	-2.72
20021		0.000	0.000	26.372	-2.72
20011		0.000	0.000	10.541	-2.70
3003		0.000	0.000	112.825	-1.70
3002		0.000	0.000	37.773	-1.70

3001		7.400	3.580	10.783	-1.68
30031		0.000	0.000	112.828	-1.70
30021		0.000	0.000	37.773	-1.70
30011		0.000	0.000	10.783	-1.68
4003		0.000	0.000	111.560	-1.98
4002		0.000	0.000	26.676	-1.98
4001		17.000	9.630	10.573	-2.80
40031		0.000	0.000	111.560	-1.98
40021		0.000	0.000	26.676	-1.98
40011		0.000	0.000	10.574	-2.81
5001		4.500	2.180	10.494	-3.58
6001		5.800	3.130	10.499	-3.17
7003		0.000	0.000	109.997	-3.34
7002		0.000	0.000	36.825	-3.34
7001		4.800	2.720	10.293	-5.19
8001		3.200	1.900	10.452	-3.59
9003		0.000	0.000	111.273	-2.17
9002		0.000	0.000	37.253	-2.17
9001		5.100	2.890	10.526	-3.12
90031		0.000	0.000	111.273	-2.17
90021		0.000	0.000	37.253	-2.17
90011		0.000	0.000	10.526	-3.12
10001		2.800	1.740	10.461	-3.29
11003		0.000	0.000	110.955	-3.06
11002		0.000	0.000	37.146	-3.06
11001		6.400	3.100	10.598	-3.02
12001		2.900	1.640	10.604	-2.91
13001		3.000	1.450	10.646	-2.97
14003		0.000	0.000	111.935	-1.73
14002		0.000	0.000	37.458	-1.72
14001		4.700	2.540	10.671	-1.94
140031		0.000	0.000	111.668	-1.96
140021		0.000	0.000	37.458	-1.72
140011		0.000	0.000	10.671	-1.94
504		0.000	0.000	111.397	-1.63
503		0.000	0.000	110.952	-1.83
50301		15.940	7.720	10.265	-5.08
50302		0.000	0.000	10.266	-5.08
50401		10.630	0.000	10.600	-5.06
50402		0.000	0.000	10.601	-5.06

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	4003	8.507	5.250	8.501	4.979	0.006	0.270	0.051	1.703
4003	4002	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
4002	40021	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
40031	40021	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40031	8.509	5.251	8.502	4.980	0.006	0.270	0.051	1.703
40031	40011	8.512	4.957	8.506	4.790	0.006	0.167	0.051	1.073
40011	4001	8.506	4.790	8.505	4.790	0.000	0.000	0.532	0.001
4003	4001	8.491	5.002	8.484	4.834	0.006	0.167	0.051	1.082
3	3003	3.704	1.912	3.700	1.791	0.004	0.120	0.021	1.620
3003	3002	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3002	30021	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
30031	30021	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	30031	3.706	1.907	3.702	1.787	0.004	0.120	0.021	1.616
30031	30011	3.704	1.783	3.700	1.783	0.004	0.000	0.021	0.088
30011	3001	3.700	1.783	3.700	1.783	0.000	0.000	0.220	0.000
3003	3001	3.699	1.795	3.696	1.795	0.004	0.000	0.021	0.088
300	202	25.050	13.694	24.972	13.522	0.077	0.171	0.143	0.606
202	3	-2.680	-2.481	-2.680	-2.481	0.000	0.000	-0.018	-0.001
3	201	-10.146	-6.662	-10.146	-6.662	0.000	0.000	-0.061	-0.000
201	300	-24.736	-13.384	-24.813	-13.554	0.076	0.169	-0.142	-0.605
201	2	14.590	7.693	14.430	7.338	0.159	0.353	0.083	2.133
2	14	-17.033	-4.612	-17.133	-4.756	0.099	0.144	-0.091	-0.865
14	208	-21.888	-7.142	-22.100	-7.450	0.212	0.307	-0.117	-1.476
208	200	-22.100	-7.022	-22.158	-7.106	0.057	0.083	-0.117	-0.396

14	14003	1.613	0.909	1.612	0.871	0.001	0.038	0.009	1.243
14003	14002	1.026	0.405	1.026	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
14002	140021	1.026	0.405	1.026	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
140031	140021	-1.025	-0.400	-1.026	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.234
14	140031	3.093	1.767	3.091	1.676	0.003	0.090	0.018	1.525
140031	140011	4.116	2.076	4.112	2.076	0.005	0.000	0.024	0.098
140011	14001	4.112	2.076	4.111	2.076	0.000	0.000	0.249	0.000
14003	14001	0.586	0.466	0.586	0.462	0.000	0.004	0.004	0.384
20031	20021	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	0.003
20021	2002	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2003	2002	0.005	-0.011	0.005	-0.011	0.000	0.000	0.000	-0.003
2003	2001	6.495	3.700	6.488	3.700	0.007	0.000	0.039	0.088
2001	20011	-6.503	-3.665	-6.504	-3.665	0.000	0.000	-0.408	-0.001
20031	20011	6.511	3.665	6.504	3.665	0.007	0.000	0.039	0.088
2	20031	6.513	3.931	6.506	3.676	0.007	0.254	0.039	2.094
2	2003	6.507	3.945	6.500	3.689	0.007	0.254	0.039	2.101
1003	1002	-1.394	-0.535	-1.394	-0.545	0.000	0.010	-0.008	-0.318
1002	10021	-1.394	-0.545	-1.394	-0.545	0.000	0.000	-0.023	-0.000
10031	10021	1.395	0.545	1.394	0.545	0.000	0.000	0.008	0.018
10031	10011	2.013	1.267	2.012	1.251	0.001	0.016	0.012	0.437
10011	1001	2.012	1.251	2.012	1.251	0.000	0.000	0.129	0.000
1003	1001	4.289	1.977	4.284	1.977	0.005	0.000	0.024	0.103
1	1003	2.897	1.518	2.895	1.441	0.002	0.077	0.017	1.339
1	10031	3.409	1.879	3.407	1.812	0.002	0.066	0.020	1.003
2	1	-8.517	-4.853	-8.523	-4.868	0.007	0.015	-0.050	-0.155
1	100	-14.887	-7.584	-15.086	-8.027	0.199	0.441	-0.086	-2.583
503	50301	7.993	4.453	7.963	3.863	0.030	0.588	0.048	3.994
50301	50302	-7.967	-3.852	-7.968	-3.852	0.000	0.000	-0.497	-0.001
503	50302	7.998	4.443	7.968	3.852	0.030	0.588	0.048	3.986
504	50401	5.329	0.321	5.312	0.002	0.018	0.318	0.028	0.956
50401	50402	-5.312	0.002	-5.312	0.002	0.000	0.000	-0.289	-0.000
504	50402	5.329	0.317	5.312	-0.002	0.018	0.318	0.028	0.951
100	209	0.000	-0.285	0.000	-0.285	0.000	0.000	0.001	-0.001
209	200	-0.000	0.024	-0.000	0.024	0.000	0.000	-0.000	0.001
9003	9002	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9002	90021	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
90031	90021	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
90031	90011	2.553	1.501	2.549	1.442	0.004	0.058	0.015	1.305
90011	9001	2.549	1.442	2.549	1.442	0.000	0.000	0.160	0.000
9003	9001	2.551	1.504	2.548	1.446	0.004	0.058	0.015	1.308
9	9003	2.556	1.603	2.552	1.503	0.004	0.100	0.015	2.162
9	90031	2.556	1.603	2.552	1.503	0.004	0.100	0.015	2.162
200	207	15.781	7.323	15.762	7.288	0.019	0.035	0.087	0.213
12	206	9.806	4.490	9.762	4.410	0.044	0.080	0.054	0.777
206	11	9.762	4.871	9.756	4.862	0.006	0.009	0.055	0.100
11	205	3.310	1.732	3.302	1.720	0.008	0.012	0.019	0.381
205	9	0.479	0.412	0.479	0.412	0.000	0.000	0.003	0.030
9	8	-4.673	-2.528	-4.683	-2.543	0.010	0.015	-0.027	-0.348
8	204	-7.909	-4.183	-7.925	-4.218	0.016	0.036	-0.045	-0.396
204	7	-7.925	-3.891	-7.929	-3.897	0.004	0.006	-0.045	-0.086
7	203	-12.775	-7.231	-12.786	-7.248	0.012	0.017	-0.074	-0.147
203	300	-12.786	-6.908	-12.830	-7.005	0.044	0.097	-0.073	-0.667
5	5001	4.513	2.467	4.497	2.179	0.016	0.287	0.026	3.414
202	4	27.652	16.372	27.483	15.998	0.168	0.372	0.162	1.198
5	6	5.842	3.252	5.831	3.228	0.011	0.024	0.034	0.367
6	6001	5.812	3.441	5.796	3.128	0.016	0.311	0.035	2.950
2	504	26.866	9.806	26.747	9.471	0.119	0.334	0.147	0.911
504	503	16.060	9.056	16.027	8.964	0.033	0.092	0.095	0.456
207	12	12.738	5.933	12.728	5.914	0.010	0.019	0.071	0.143
11003	11002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
8	8001	3.215	2.154	3.198	1.899	0.017	0.254	0.020	4.642
11003	11001	6.407	3.098	6.396	3.098	0.011	0.000	0.037	0.152
12	12001	2.911	1.838	2.898	1.639	0.013	0.198	0.017	3.921
11	11003	6.418	3.472	6.407	3.098	0.011	0.373	0.037	2.969
4	5	10.385	5.366	10.370	5.332	0.015	0.033	0.060	0.280
7	7003	4.825	3.309	4.811	2.935	0.014	0.372	0.030	4.375
7003	7001	4.811	2.935	4.797	2.718	0.014	0.216	0.030	2.637
7003	7002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
205	10	2.822	1.994	2.822	1.994	0.000	0.000	0.018	0.010
10	10001	2.812	1.939	2.798	1.739	0.013	0.199	0.017	4.186
207	13	3.023	1.602	3.022	1.600	0.001	0.002	0.017	0.070

13 13001 3.011 1.646 2.998 1.449 0.013 0.197 0.017 3.561

2рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 125.445 МВт / 1098.895 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 123.030 МВт / 1077.743 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.512 МВт / 6.529 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.512 МВт / 6.529 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.597 МВт / 5.230 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.373 МВт / 1.610 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.970 МВт / 6.840 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.482 МВт / 13.370 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-71.216	-39.338	115.000	0.00
202		0.000	0.000	114.395	-0.23
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.204	-0.65
5	Глухівці	0.000	0.000	112.926	-0.77
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.563	-0.90
3	Сигнал	0.000	0.000	114.396	-0.23
201		0.000	0.000	114.396	-0.23
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.282	-1.07
1	Калинівка	0.000	0.000	112.435	-1.02
100	Вінницький енерговузол	-15.086	-7.741	115.000	0.00
203		0.000	0.000	113.870	-0.42
7	Махаренці	0.000	0.000	113.735	-0.45
204		0.000	0.000	113.661	-0.47
8	Черемошне	0.000	0.000	113.318	-0.60
9	Погребище	0.000	0.000	113.049	-0.66
205		0.000	0.000	113.131	-0.64
10	Плисків	0.000	0.000	113.121	-0.64
11	Липовець	0.000	0.000	113.636	-0.50
206		0.000	0.000	113.747	-0.47
12	Степанівка	0.000	0.000	114.615	-0.14
207		0.000	0.000	114.771	-0.08
13	Оленівка	0.000	0.000	114.701	-0.11
200	ВП ПС-750	-39.142	-14.946	115.000	0.00
209		0.000	0.000	115.001	-0.00
208		0.000	0.000	114.604	-0.15
14	Турбів	0.000	0.000	113.136	-0.71
1003		0.000	0.000	111.160	-2.21
1002		0.000	0.000	37.313	-1.87
1001		6.300	3.230	10.622	-2.18
10031		0.000	0.000	111.473	-1.87
10021		0.000	0.000	37.313	-1.87
10011		0.000	0.000	10.622	-2.18
2003		0.000	0.000	110.286	-2.72
2002		0.000	0.000	26.372	-2.72
2001		13.000	7.370	10.540	-2.69
20031		0.000	0.000	110.293	-2.72
20021		0.000	0.000	26.372	-2.72
20011		0.000	0.000	10.541	-2.70
3003		0.000	0.000	112.825	-1.70
3002		0.000	0.000	37.773	-1.70
3001		7.400	3.580	10.783	-1.68

30031	0.000	0.000	112.828	-1.70
30021	0.000	0.000	37.773	-1.70
30011	0.000	0.000	10.783	-1.68
4003	0.000	0.000	111.560	-1.98
4002	0.000	0.000	26.676	-1.98
4001	17.000	9.630	10.573	-2.80
40031	0.000	0.000	111.560	-1.98
40021	0.000	0.000	26.676	-1.98
40011	0.000	0.000	10.574	-2.81
5001	4.500	2.180	10.494	-3.58
6001	5.800	3.130	10.499	-3.17
7003	0.000	0.000	109.523	-3.53
7002	0.000	0.000	36.667	-3.53
7001	4.800	2.720	10.247	-5.40
8001	3.200	1.900	10.413	-3.75
9003	0.000	0.000	110.955	-2.29
9002	0.000	0.000	37.146	-2.29
9001	5.100	2.890	10.495	-3.24
90031	0.000	0.000	110.955	-2.29
90021	0.000	0.000	37.146	-2.29
90011	0.000	0.000	10.495	-3.24
10001	2.800	1.740	10.435	-3.39
11003	0.000	0.000	110.817	-3.12
11002	0.000	0.000	37.100	-3.12
11001	6.400	3.100	10.584	-3.08
12001	2.900	1.640	10.601	-2.92
13001	3.000	1.450	10.645	-2.98
14003	0.000	0.000	111.935	-1.73
14002	0.000	0.000	37.458	-1.72
14001	4.700	2.540	10.671	-1.94
140031	0.000	0.000	111.668	-1.96
140021	0.000	0.000	37.458	-1.72
140011	0.000	0.000	10.671	-1.94
502	0.000	0.000	113.564	-0.55
504	0.000	0.000	111.397	-1.63
503	0.000	0.000	110.952	-1.83
50201	9.560	4.900	10.520	-3.51
50202	0.000	0.000	10.520	-3.51
50301	15.940	7.720	10.265	-5.08
50302	0.000	0.000	10.266	-5.08
50401	10.630	0.000	10.600	-5.06
50402	0.000	0.000	10.601	-5.06

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	4003	8.507	5.250	8.501	4.979	0.006	0.270	0.051	1.703
4003	4002	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
4002	40021	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
40031	40021	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40031	8.509	5.251	8.502	4.980	0.006	0.270	0.051	1.703
40031	40011	8.512	4.957	8.506	4.790	0.006	0.167	0.051	1.073
40011	4001	8.506	4.790	8.505	4.790	0.000	0.000	0.532	0.001
4003	4001	8.491	5.002	8.484	4.834	0.006	0.167	0.051	1.082
3	3003	3.704	1.912	3.700	1.791	0.004	0.120	0.021	1.620
3003	3002	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3002	30021	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
30031	30021	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	30031	3.706	1.907	3.702	1.787	0.004	0.120	0.021	1.616
30031	30011	3.704	1.783	3.700	1.783	0.004	0.000	0.021	0.088
30011	3001	3.700	1.783	3.700	1.783	0.000	0.000	0.220	0.000
3003	3001	3.699	1.795	3.696	1.795	0.004	0.000	0.021	0.088
300	202	25.050	13.694	24.972	13.522	0.077	0.171	0.143	0.606
202	3	-2.680	-2.481	-2.680	-2.481	0.000	0.000	-0.018	-0.001
3	201	-10.146	-6.662	-10.146	-6.662	0.000	0.000	-0.061	-0.000
201	300	-24.736	-13.384	-24.813	-13.554	0.076	0.169	-0.142	-0.605
201	2	14.590	7.693	14.430	7.338	0.159	0.353	0.083	2.133
2	14	-17.033	-4.612	-17.133	-4.756	0.099	0.144	-0.091	-0.865

14	208	-21.888	-7.142	-22.100	-7.450	0.212	0.307	-0.117	-1.476
208	200	-22.100	-7.022	-22.158	-7.106	0.057	0.083	-0.117	-0.396
14	14003	1.613	0.909	1.612	0.871	0.001	0.038	0.009	1.243
14003	14002	1.026	0.405	1.026	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
14002	140021	1.026	0.405	1.026	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
140031	140021	-1.025	-0.400	-1.026	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.234
14	140031	3.093	1.767	3.091	1.676	0.003	0.090	0.018	1.525
140031	140011	4.116	2.076	4.112	2.076	0.005	0.000	0.024	0.098
140011	14001	4.112	2.076	4.111	2.076	0.000	0.000	0.249	0.000
14003	14001	0.586	0.466	0.586	0.462	0.000	0.004	0.004	0.384
20031	20021	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	0.003
20021	2002	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2003	2002	0.005	-0.011	0.005	-0.011	0.000	0.000	0.000	-0.003
2003	2001	6.495	3.700	6.488	3.700	0.007	0.000	0.039	0.088
2001	20011	-6.503	-3.665	-6.504	-3.665	0.000	0.000	-0.408	-0.001
20031	20011	6.511	3.665	6.504	3.665	0.007	0.000	0.039	0.088
2	20031	6.513	3.931	6.506	3.676	0.007	0.254	0.039	2.094
2	2003	6.507	3.945	6.500	3.689	0.007	0.254	0.039	2.101
1003	1002	-1.394	-0.535	-1.394	-0.545	0.000	0.010	-0.008	-0.318
1002	10021	-1.394	-0.545	-1.394	-0.545	0.000	0.000	-0.023	-0.000
10031	10021	1.395	0.545	1.394	0.545	0.000	0.000	0.008	0.018
10031	10011	2.013	1.267	2.012	1.251	0.001	0.016	0.012	0.437
10011	1001	2.012	1.251	2.012	1.251	0.000	0.000	0.129	0.000
1003	1001	4.289	1.977	4.284	1.977	0.005	0.000	0.024	0.103
1	1003	2.897	1.518	2.895	1.441	0.002	0.077	0.017	1.339
1	10031	3.409	1.879	3.407	1.812	0.002	0.066	0.020	1.003
2	1	-8.517	-4.853	-8.523	-4.868	0.007	0.015	-0.050	-0.155
1	100	-14.887	-7.584	-15.086	-8.027	0.199	0.441	-0.086	-2.583
503	50301	7.993	4.453	7.963	3.863	0.030	0.588	0.048	3.994
50301	50302	-7.967	-3.852	-7.968	-3.852	0.000	0.000	-0.497	-0.001
503	50302	7.998	4.443	7.968	3.852	0.030	0.588	0.048	3.986
504	50401	5.329	0.321	5.312	0.002	0.018	0.318	0.028	0.956
50401	50402	-5.312	0.002	-5.312	0.002	0.000	0.000	-0.289	-0.000
504	50402	5.329	0.317	5.312	-0.002	0.018	0.318	0.028	0.951
100	209	0.000	-0.285	0.000	-0.285	0.000	0.000	0.001	-0.001
209	200	-0.000	0.024	-0.000	0.024	0.000	0.000	-0.000	0.001
9003	9002	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9002	90021	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
90031	90021	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
90031	90011	2.553	1.501	2.549	1.442	0.004	0.059	0.015	1.313
90011	9001	2.549	1.442	2.549	1.442	0.000	0.000	0.161	0.000
9003	9001	2.551	1.505	2.548	1.446	0.004	0.059	0.015	1.315
9	9003	2.556	1.604	2.552	1.503	0.004	0.101	0.015	2.175
9	90031	2.556	1.604	2.552	1.503	0.004	0.101	0.015	2.175
502	50201	4.794	2.781	4.776	2.450	0.018	0.330	0.028	3.781
50201	50202	-4.778	-2.447	-4.778	-2.447	0.000	0.000	-0.294	-0.000
502	50202	4.796	2.778	4.778	2.447	0.018	0.330	0.028	3.777
200	207	16.984	7.865	16.962	7.824	0.022	0.041	0.094	0.229
207	12	13.939	6.469	13.926	6.447	0.012	0.023	0.077	0.156
12	206	11.004	5.022	10.949	4.922	0.055	0.100	0.061	0.871
11	205	4.495	2.238	4.481	2.217	0.014	0.021	0.025	0.508
205	9	1.658	0.906	1.657	0.904	0.001	0.001	0.010	0.082
9	8	-3.495	-2.039	-3.501	-2.048	0.006	0.009	-0.021	-0.270
8	204	-6.726	-3.693	-6.738	-3.720	0.012	0.026	-0.039	-0.345
204	7	-6.738	-3.395	-6.741	-3.399	0.003	0.005	-0.038	-0.074
7	203	-11.587	-6.738	-11.597	-6.753	0.010	0.014	-0.068	-0.136
203	300	-21.231	-11.817	-21.354	-12.090	0.123	0.272	-0.123	-1.133
6	6001	5.812	3.441	5.796	3.128	0.016	0.311	0.035	2.950
2	504	26.866	9.806	26.747	9.471	0.119	0.334	0.147	0.911
504	503	16.060	9.056	16.027	8.964	0.033	0.092	0.095	0.456
206	11	10.949	5.381	10.941	5.370	0.008	0.011	0.062	0.112
11003	11001	6.407	3.098	6.396	3.098	0.011	0.000	0.037	0.153
8	8001	3.215	2.156	3.198	1.899	0.017	0.256	0.020	4.675
4	5	10.385	5.366	10.370	5.332	0.015	0.033	0.060	0.280
5	5001	4.513	2.467	4.497	2.179	0.016	0.287	0.026	3.414
202	4	27.652	16.372	27.483	15.998	0.168	0.372	0.162	1.198
203	502	9.634	5.595	9.621	5.558	0.013	0.037	0.056	0.309
11	11003	6.418	3.473	6.407	3.098	0.011	0.374	0.037	2.978
12	12001	2.911	1.838	2.898	1.639	0.013	0.198	0.017	3.923
11003	11002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	5.842	3.252	5.831	3.228	0.011	0.024	0.034	0.367

7	7003	4.825	3.314	4.811	2.937	0.014	0.375	0.030	4.416
7003	7001	4.811	2.937	4.797	2.718	0.014	0.218	0.030	2.661
7003	7002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
205	10	2.822	1.995	2.822	1.995	0.000	0.000	0.018	0.010
10	10001	2.812	1.940	2.798	1.739	0.013	0.200	0.017	4.206
207	13	3.023	1.602	3.022	1.600	0.001	0.002	0.017	0.070
13	13001	3.011	1.647	2.998	1.449	0.013	0.197	0.017	3.562

Зрік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 136.364 МВт / 1194.546 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 133.660 МВт / 1170.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.728 МВт / 7.463 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.728 МВт / 7.463 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.625 МВт / 5.478 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.423 МВт / 1.825 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.048 МВт / 7.303 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.776 МВт / 14.766 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-80.306	-45.273	115.000	0.00
202		0.000	0.000	114.395	-0.23
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.204	-0.65
5	Глухівці	0.000	0.000	112.926	-0.77
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.563	-0.90
3	Сигнал	0.000	0.000	114.396	-0.23
201		0.000	0.000	114.396	-0.23
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.282	-1.07
1	Калинівка	0.000	0.000	112.435	-1.02
100	Вінницький енерговузол	-15.086	-7.741	115.000	0.00
203		0.000	0.000	113.350	-0.59
7	Махаренці	0.000	0.000	113.105	-0.64
204		0.000	0.000	112.922	-0.69
8	Черемошне	0.000	0.000	112.666	-0.78
9	Погребіще	0.000	0.000	112.526	-0.81
205		0.000	0.000	112.695	-0.77
10	Плисків	0.000	0.000	112.685	-0.77
11	Липовець	0.000	0.000	113.410	-0.57
206		0.000	0.000	113.540	-0.54
12	Степанівка	0.000	0.000	114.566	-0.16
207		0.000	0.000	114.744	-0.09
13	Оленівка	0.000	0.000	114.674	-0.12
200	ВП ПС-750	-40.971	-15.972	115.000	0.00
209		0.000	0.000	115.001	-0.00
208		0.000	0.000	114.604	-0.15
14	Турбів	0.000	0.000	113.136	-0.71
1003		0.000	0.000	111.160	-2.21
1002		0.000	0.000	37.313	-1.87
1001		6.300	3.230	10.622	-2.18
10031		0.000	0.000	111.473	-1.87
10021		0.000	0.000	37.313	-1.87
10011		0.000	0.000	10.622	-2.18
2003		0.000	0.000	110.286	-2.72
2002		0.000	0.000	26.372	-2.72
2001		13.000	7.370	10.540	-2.69

20031	0.000	0.000	110.293	-2.72
20021	0.000	0.000	26.372	-2.72
20011	0.000	0.000	10.541	-2.70
3003	0.000	0.000	112.825	-1.70
3002	0.000	0.000	37.773	-1.70
3001	7.400	3.580	10.783	-1.68
30031	0.000	0.000	112.828	-1.70
30021	0.000	0.000	37.773	-1.70
30011	0.000	0.000	10.783	-1.68
4003	0.000	0.000	111.560	-1.98
4002	0.000	0.000	26.676	-1.98
4001	17.000	9.630	10.573	-2.80
40031	0.000	0.000	111.560	-1.98
40021	0.000	0.000	26.676	-1.98
40011	0.000	0.000	10.574	-2.81
5001	4.500	2.180	10.494	-3.58
6001	5.800	3.130	10.499	-3.17
7003	0.000	0.000	108.862	-3.76
7002	0.000	0.000	36.445	-3.76
7001	4.800	2.720	10.182	-5.65
8001	3.200	1.900	10.348	-3.97
9003	0.000	0.000	110.421	-2.45
9002	0.000	0.000	36.967	-2.45
9001	5.100	2.890	10.443	-3.42
90031	0.000	0.000	110.421	-2.45
90021	0.000	0.000	36.967	-2.45
90011	0.000	0.000	10.444	-3.42
10001	2.800	1.740	10.392	-3.54
11003	0.000	0.000	110.585	-3.20
11002	0.000	0.000	37.022	-3.20
11001	6.400	3.100	10.562	-3.16
12001	2.900	1.640	10.596	-2.94
13001	3.000	1.450	10.642	-2.99
14003	0.000	0.000	111.935	-1.73
14002	0.000	0.000	37.458	-1.72
14001	4.700	2.540	10.671	-1.94
140031	0.000	0.000	111.668	-1.96
140021	0.000	0.000	37.458	-1.72
140011	0.000	0.000	10.671	-1.94
501	0.000	0.000	112.776	-0.75
502	0.000	0.000	113.042	-0.72
504	0.000	0.000	111.397	-1.63
503	0.000	0.000	110.952	-1.83
50101	10.630	6.020	10.363	-4.10
50102	0.000	0.000	10.364	-4.10
50201	9.560	4.900	10.468	-3.71
50202	0.000	0.000	10.468	-3.71
50301	15.940	7.720	10.265	-5.08
50302	0.000	0.000	10.266	-5.08
50401	10.630	0.000	10.600	-5.06
50402	0.000	0.000	10.601	-5.06

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	4003	8.507	5.250	8.501	4.979	0.006	0.270	0.051	1.703
4003	4002	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
4002	40021	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
40031	40021	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40031	8.509	5.251	8.502	4.980	0.006	0.270	0.051	1.703
40031	40011	8.512	4.957	8.506	4.790	0.006	0.167	0.051	1.073
40011	4001	8.506	4.790	8.505	4.790	0.000	0.000	0.532	0.001
4003	4001	8.491	5.002	8.484	4.834	0.006	0.167	0.051	1.082
3	3003	3.704	1.912	3.700	1.791	0.004	0.120	0.021	1.620
3003	3002	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3002	30021	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
30031	30021	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	30031	3.706	1.907	3.702	1.787	0.004	0.120	0.021	1.616

30031	30011	3.704	1.783	3.700	1.783	0.004	0.000	0.021	0.088
30011	3001	3.700	1.783	3.700	1.783	0.000	0.000	0.220	0.000
3003	3001	3.699	1.795	3.696	1.795	0.004	0.000	0.021	0.088
300	202	25.050	13.694	24.972	13.522	0.077	0.171	0.143	0.606
202	3	-2.680	-2.481	-2.680	-2.481	0.000	0.000	-0.018	-0.001
3	201	-10.146	-6.662	-10.146	-6.662	0.000	0.000	-0.061	-0.000
201	300	-24.736	-13.384	-24.813	-13.554	0.076	0.169	-0.142	-0.605
201	2	14.590	7.693	14.430	7.338	0.159	0.353	0.083	2.133
2	14	-17.033	-4.612	-17.133	-4.756	0.099	0.144	-0.091	-0.865
14	208	-21.888	-7.142	-22.100	-7.450	0.212	0.307	-0.117	-1.476
208	200	-22.100	-7.022	-22.158	-7.106	0.057	0.083	-0.117	-0.396
14	14003	1.613	0.909	1.612	0.871	0.001	0.038	0.009	1.243
14003	14002	1.026	0.405	1.026	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
14002	140021	1.026	0.405	1.026	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
140031	140021	-1.025	-0.400	-1.026	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.234
14	140031	3.093	1.767	3.091	1.676	0.003	0.090	0.018	1.525
140031	140011	4.116	2.076	4.112	2.076	0.005	0.000	0.024	0.098
140011	14001	4.112	2.076	4.111	2.076	0.000	0.000	0.249	0.000
14003	14001	0.586	0.466	0.586	0.462	0.000	0.004	0.004	0.384
20031	20021	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	0.003
20021	2002	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2003	2002	0.005	-0.011	0.005	-0.011	0.000	0.000	0.000	-0.003
2003	2001	6.495	3.700	6.488	3.700	0.007	0.000	0.039	0.088
2001	20011	-6.503	-3.665	-6.504	-3.665	0.000	0.000	-0.408	-0.001
20031	20011	6.511	3.665	6.504	3.665	0.007	0.000	0.039	0.088
2	20031	6.513	3.931	6.506	3.676	0.007	0.254	0.039	2.094
2	2003	6.507	3.945	6.500	3.689	0.007	0.254	0.039	2.101
1003	1002	-1.394	-0.535	-1.394	-0.545	0.000	0.010	-0.008	-0.318
1002	10021	-1.394	-0.545	-1.394	-0.545	0.000	0.000	-0.023	-0.000
10031	10021	1.395	0.545	1.394	0.545	0.000	0.000	0.008	0.018
10031	10011	2.013	1.267	2.012	1.251	0.001	0.016	0.012	0.437
10011	1001	2.012	1.251	2.012	1.251	0.000	0.000	0.129	0.000
1003	1001	4.289	1.977	4.284	1.977	0.005	0.000	0.024	0.103
1	1003	2.897	1.518	2.895	1.441	0.002	0.077	0.017	1.339
1	10031	3.409	1.879	3.407	1.812	0.002	0.066	0.020	1.003
2	1	-8.517	-4.853	-8.523	-4.868	0.007	0.015	-0.050	-0.155
1	100	-14.887	-7.584	-15.086	-8.027	0.199	0.441	-0.086	-2.583
503	50301	7.993	4.453	7.963	3.863	0.030	0.588	0.048	3.994
50301	50302	-7.967	-3.852	-7.968	-3.852	0.000	0.000	-0.497	-0.001
503	50302	7.998	4.443	7.968	3.852	0.030	0.588	0.048	3.986
504	50401	5.329	0.321	5.312	0.002	0.018	0.318	0.028	0.956
50401	50402	-5.312	0.002	-5.312	0.002	0.000	0.000	-0.289	-0.000
504	50402	5.329	0.317	5.312	-0.002	0.018	0.318	0.028	0.951
100	209	0.000	-0.285	0.000	-0.285	0.000	0.000	0.001	-0.001
209	200	-0.000	0.024	-0.000	0.024	0.000	0.000	-0.000	0.001
9003	9002	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9002	90021	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
90031	90021	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
90031	90011	2.553	1.502	2.549	1.442	0.004	0.059	0.015	1.325
90011	9001	2.549	1.442	2.549	1.442	0.000	0.000	0.162	0.000
9003	9001	2.551	1.505	2.548	1.446	0.004	0.059	0.015	1.327
9	9003	2.556	1.606	2.552	1.504	0.004	0.102	0.015	2.195
9	90031	2.556	1.606	2.552	1.504	0.004	0.102	0.015	2.195
501	50101	5.335	3.451	5.311	3.010	0.024	0.439	0.032	4.698
50101	50102	-5.313	-3.006	-5.313	-3.006	0.000	0.000	-0.339	-0.000
501	50102	5.337	3.447	5.313	3.006	0.024	0.439	0.032	4.692
502	50201	4.795	2.785	4.776	2.450	0.018	0.333	0.028	3.820
50201	50202	-4.778	-2.447	-4.778	-2.447	0.000	0.000	-0.296	-0.000
502	50202	4.797	2.781	4.778	2.447	0.018	0.333	0.028	3.815
200	207	18.814	8.890	18.786	8.840	0.027	0.050	0.104	0.256
207	12	15.763	7.485	15.747	7.456	0.016	0.029	0.088	0.178
12	206	12.824	6.031	12.749	5.893	0.075	0.138	0.071	1.030
206	11	12.749	6.351	12.738	6.335	0.011	0.015	0.072	0.131
9	8	-1.715	-1.114	-1.716	-1.116	0.002	0.002	-0.010	-0.140
8	204	-4.942	-2.771	-4.949	-2.785	0.007	0.015	-0.029	-0.259
204	7	-15.657	-8.962	-15.676	-8.989	0.018	0.027	-0.092	-0.184
7	203	-20.521	-12.335	-20.554	-12.382	0.032	0.047	-0.122	-0.246
203	300	-30.188	-17.458	-30.444	-18.025	0.255	0.565	-0.177	-1.656
504	503	16.060	9.056	16.027	8.964	0.033	0.092	0.095	0.456
11003	11001	6.407	3.098	6.396	3.098	0.011	0.000	0.037	0.153
5	5001	4.513	2.467	4.497	2.179	0.016	0.287	0.026	3.414

8	8001	3.215	2.159	3.198	1.899	0.017	0.260	0.020	4.728
202	4	27.652	16.372	27.483	15.998	0.168	0.372	0.162	1.198
204	501	10.709	6.803	10.702	6.783	0.007	0.019	0.065	0.147
11	205	6.292	3.201	6.263	3.159	0.029	0.042	0.036	0.720
12	12001	2.911	1.838	2.898	1.639	0.013	0.198	0.017	3.926
205	9	3.441	1.841	3.437	1.835	0.004	0.005	0.020	0.169
5	6	5.842	3.252	5.831	3.228	0.011	0.024	0.034	0.367
6	6001	5.812	3.441	5.796	3.128	0.016	0.311	0.035	2.950
203	502	9.634	5.602	9.621	5.564	0.013	0.037	0.057	0.311
4	5	10.385	5.366	10.370	5.332	0.015	0.033	0.060	0.280
11	11003	6.418	3.475	6.407	3.098	0.011	0.375	0.037	2.992
11003	11002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2	504	26.866	9.806	26.747	9.471	0.119	0.334	0.147	0.911
7	7003	4.825	3.322	4.811	2.940	0.014	0.380	0.030	4.470
7003	7001	4.811	2.940	4.797	2.718	0.014	0.221	0.030	2.693
7003	7002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
205	10	2.822	1.996	2.822	1.996	0.000	0.000	0.018	0.010
10	10001	2.812	1.942	2.798	1.739	0.013	0.202	0.017	4.237
207	13	3.023	1.602	3.022	1.600	0.001	0.002	0.017	0.070
13	13001	3.011	1.647	2.998	1.449	0.013	0.197	0.017	3.564

4 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 136.209 МВт / 1193.187 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 133.660 МВт / 1170.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.572 МВт / 6.791 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.572 МВт / 6.791 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.627 МВт / 5.495 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.422 МВт / 1.821 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.049 МВт / 7.316 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.621 МВт / 14.108 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-86.012	-47.138	115.000	0.00
202		0.000	0.000	114.438	-0.21
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.247	-0.64
5	Глухівці	0.000	0.000	112.969	-0.75
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.606	-0.89
3	Сигнал	0.000	0.000	114.439	-0.21
201		0.000	0.000	114.439	-0.21
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.835	-0.85
1	Калинівка	0.000	0.000	112.940	-0.81
100	Вінницький енерговузол	-12.115	-6.146	115.000	0.00
203		0.000	0.000	112.940	-0.79
7	Махаренці	0.000	0.000	112.705	-0.84
204		0.000	0.000	112.532	-0.88
8	Черемощине	0.000	0.000	112.318	-0.95
9	Погребище	0.000	0.000	112.248	-0.95
205		0.000	0.000	112.463	-0.88
10	Плисків	0.000	0.000	112.454	-0.88
11	Липовець	0.000	0.000	113.291	-0.63
206		0.000	0.000	113.432	-0.59
12	Степанівка	0.000	0.000	114.540	-0.17
207		0.000	0.000	114.730	-0.10
13	Оленівка	0.000	0.000	114.660	-0.12

200	ВП ПС-750	-38.081	-14.989	115.000	0.00
209		0.000	0.000	115.001	-0.00
208		0.000	0.000	114.679	-0.12
14	Турбів	0.000	0.000	113.481	-0.57
1003		0.000	0.000	111.671	-1.99
1002		0.000	0.000	37.484	-1.66
1001		6.300	3.230	10.671	-1.97
10031		0.000	0.000	111.983	-1.66
10021		0.000	0.000	37.484	-1.66
10011		0.000	0.000	10.671	-1.97
2003		0.000	0.000	110.850	-2.48
2002		0.000	0.000	26.507	-2.48
2001		13.000	7.370	10.594	-2.45
20031		0.000	0.000	110.857	-2.48
20021		0.000	0.000	26.507	-2.48
20011		0.000	0.000	10.595	-2.46
3003		0.000	0.000	112.868	-1.68
3002		0.000	0.000	37.787	-1.68
3001		7.400	3.580	10.787	-1.66
30031		0.000	0.000	112.872	-1.69
30021		0.000	0.000	37.787	-1.68
30011		0.000	0.000	10.787	-1.66
4003		0.000	0.000	111.604	-1.96
4002		0.000	0.000	26.687	-1.96
4001		17.000	9.630	10.578	-2.79
40031		0.000	0.000	111.604	-1.96
40021		0.000	0.000	26.687	-1.96
40011		0.000	0.000	10.578	-2.79
5001		4.500	2.180	10.498	-3.56
6001		5.800	3.130	10.503	-3.16
7003		0.000	0.000	108.441	-3.98
7002		0.000	0.000	36.304	-3.98
7001		4.800	2.720	10.141	-5.89
8001		3.200	1.900	10.313	-4.16
9003		0.000	0.000	110.137	-2.59
9002		0.000	0.000	36.872	-2.59
9001		5.100	2.890	10.416	-3.56
90031		0.000	0.000	110.137	-2.59
90021		0.000	0.000	36.872	-2.59
90011		0.000	0.000	10.416	-3.56
10001		2.800	1.740	10.369	-3.66
11003		0.000	0.000	110.463	-3.27
11002		0.000	0.000	36.981	-3.27
11001		6.400	3.100	10.551	-3.23
12001		2.900	1.640	10.594	-2.95
13001		3.000	1.450	10.641	-3.00
14003		0.000	0.000	112.284	-1.58
14002		0.000	0.000	37.575	-1.57
14001		4.700	2.540	10.704	-1.79
140031		0.000	0.000	112.018	-1.82
140021		0.000	0.000	37.575	-1.57
140011		0.000	0.000	10.705	-1.79
501		0.000	0.000	112.385	-0.94
502		0.000	0.000	112.378	-1.08
504		0.000	0.000	112.316	-1.19
503		0.000	0.000	112.105	-1.25
50101		10.630	6.020	10.324	-4.32
50102		0.000	0.000	10.325	-4.32
50201		9.560	4.900	10.402	-4.11
50202		0.000	0.000	10.403	-4.11
50301		15.940	7.720	10.380	-4.43
50302		0.000	0.000	10.380	-4.43
50401		10.630	0.000	10.689	-4.56
50402		0.000	0.000	10.690	-4.56

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ

4	4003	8.507	5.250	8.501	4.979	0.006	0.270	0.051	1.701
4003	4002	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
4002	40021	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
40031	40021	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40031	8.509	5.251	8.502	4.980	0.006	0.270	0.051	1.701
40031	40011	8.512	4.957	8.506	4.790	0.006	0.167	0.051	1.072
40011	4001	8.506	4.790	8.505	4.790	0.000	0.000	0.532	0.001
4003	4001	8.491	5.002	8.484	4.834	0.006	0.167	0.051	1.081
3	3003	3.704	1.912	3.700	1.791	0.004	0.120	0.021	1.619
3003	3002	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3002	30021	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
30031	30021	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	30031	3.706	1.907	3.702	1.787	0.004	0.120	0.021	1.615
30031	30011	3.704	1.783	3.700	1.783	0.004	0.000	0.021	0.088
30011	3001	3.700	1.783	3.700	1.783	0.000	0.000	0.219	0.000
3003	3001	3.699	1.795	3.696	1.795	0.004	0.000	0.021	0.088
300	202	23.277	12.736	23.210	12.588	0.067	0.148	0.133	0.563
202	3	-4.442	-3.413	-4.442	-3.413	0.000	0.000	-0.028	-0.001
3	201	-11.908	-7.595	-11.908	-7.595	0.000	0.000	-0.071	-0.000
201	300	-22.972	-12.449	-23.038	-12.595	0.066	0.146	-0.132	-0.562
201	2	11.063	5.826	10.972	5.622	0.091	0.203	0.063	1.615
2	14	-13.003	-3.462	-13.061	-3.545	0.057	0.083	-0.069	-0.652
14	208	-17.816	-5.928	-17.956	-6.132	0.140	0.203	-0.095	-1.203
208	200	-17.956	-5.704	-17.994	-5.759	0.038	0.055	-0.095	-0.322
14	14003	1.613	0.909	1.612	0.871	0.001	0.038	0.009	1.234
14003	14002	1.026	0.405	1.026	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
14002	140021	1.026	0.405	1.026	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
140031	140021	-1.025	-0.400	-1.026	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.232
14	140031	3.093	1.766	3.091	1.676	0.003	0.089	0.018	1.514
140031	140011	4.116	2.076	4.112	2.076	0.005	0.000	0.024	0.098
140011	14001	4.112	2.076	4.111	2.076	0.000	0.000	0.248	0.000
14003	14001	0.586	0.466	0.586	0.462	0.000	0.004	0.004	0.382
20031	20021	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	0.003
20021	2002	-0.005	0.011	-0.005	0.011	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2003	2002	0.005	-0.011	0.005	-0.011	0.000	0.000	0.000	-0.003
2003	2001	6.495	3.700	6.488	3.700	0.007	0.000	0.039	0.088
2001	20011	-6.503	-3.665	-6.504	-3.665	0.000	0.000	-0.406	-0.001
20031	20011	6.511	3.665	6.504	3.665	0.007	0.000	0.039	0.088
2	20031	6.513	3.929	6.506	3.676	0.007	0.252	0.039	2.070
2	2003	6.507	3.942	6.500	3.689	0.007	0.252	0.039	2.077
1003	1002	-1.394	-0.535	-1.394	-0.545	0.000	0.010	-0.008	-0.314
1002	10021	-1.394	-0.545	-1.394	-0.545	0.000	0.000	-0.023	-0.000
10031	10021	1.395	0.545	1.394	0.545	0.000	0.000	0.008	0.018
10031	10011	2.013	1.267	2.012	1.251	0.001	0.015	0.012	0.433
10011	1001	2.012	1.251	2.012	1.251	0.000	0.000	0.128	0.000
1003	1001	4.289	1.977	4.284	1.977	0.005	0.000	0.024	0.103
1	1003	2.897	1.518	2.895	1.441	0.002	0.076	0.017	1.325
1	10031	3.409	1.878	3.407	1.812	0.002	0.066	0.020	0.992
2	1	-5.620	-3.431	-5.623	-3.438	0.003	0.007	-0.034	-0.105
1	100	-11.987	-6.146	-12.115	-6.431	0.128	0.284	-0.069	-2.072
501	50101	5.335	3.455	5.311	3.010	0.024	0.443	0.033	4.739
50101	50102	-5.313	-3.006	-5.313	-3.006	0.000	0.000	-0.341	-0.000
501	50102	5.338	3.450	5.313	3.006	0.024	0.443	0.033	4.734
2	504	16.480	5.532	16.436	5.410	0.043	0.122	0.089	0.531
504	503	5.749	5.009	5.743	4.994	0.005	0.015	0.039	0.213
503	502	-10.283	-3.746	-10.297	-3.785	0.014	0.039	-0.056	-0.280
502	203	-19.918	-9.157	-19.970	-9.304	0.052	0.147	-0.112	-0.571
203	7	19.308	12.094	19.279	12.051	0.029	0.042	0.116	0.237
7	204	14.433	8.700	14.417	8.677	0.016	0.023	0.086	0.174
204	8	3.708	2.488	3.704	2.479	0.004	0.009	0.023	0.215
8	9	0.478	0.820	0.478	0.820	0.000	0.000	0.005	0.070
9	205	-4.674	-2.133	-4.680	-2.142	0.006	0.009	-0.026	-0.217
205	11	-7.503	-3.464	-7.543	-3.522	0.040	0.058	-0.042	-0.834
11	206	-13.989	-6.658	-14.002	-6.677	0.013	0.018	-0.079	-0.142
206	12	-14.002	-6.219	-14.092	-6.384	0.090	0.164	-0.078	-1.113
12	207	-17.014	-7.809	-17.033	-7.843	0.018	0.034	-0.094	-0.190
207	200	-20.056	-9.198	-20.087	-9.255	0.031	0.057	-0.111	-0.271
90031	90021	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
90021	9002	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9003	9002	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9003	9001	2.552	1.506	2.548	1.446	0.004	0.060	0.016	1.335

9001	90011	-2.549	-1.442	-2.549	-1.442	0.000	0.000	-0.162	-0.000
90031	90011	2.553	1.502	2.549	1.442	0.004	0.060	0.016	1.333
9	90031	2.556	1.607	2.552	1.504	0.004	0.103	0.016	2.209
9	9003	2.556	1.607	2.552	1.504	0.004	0.102	0.016	2.209
203	300	-39.278	-20.876	-39.698	-21.806	0.418	0.927	-0.227	-2.071
502	50201	4.795	2.789	4.776	2.450	0.019	0.337	0.028	3.884
50201	50202	-4.778	-2.447	-4.778	-2.447	0.000	0.000	-0.297	-0.000
502	50202	4.797	2.785	4.778	2.447	0.019	0.337	0.028	3.879
503	50301	7.992	4.440	7.963	3.863	0.029	0.575	0.047	3.883
50301	50302	-7.967	-3.852	-7.968	-3.852	0.000	0.000	-0.491	-0.001
503	50302	7.997	4.430	7.968	3.852	0.029	0.575	0.047	3.876
504	50401	5.329	0.316	5.312	0.002	0.017	0.313	0.027	0.891
50401	50402	-5.312	0.002	-5.312	0.002	0.000	0.000	-0.286	-0.000
504	50402	5.329	0.312	5.312	-0.002	0.017	0.313	0.027	0.886
100	209	0.000	-0.285	0.000	-0.285	0.000	0.000	0.001	-0.001
209	200	-0.000	0.024	-0.000	0.024	0.000	0.000	-0.000	0.001
7	7003	4.826	3.327	4.811	2.942	0.014	0.383	0.030	4.512
7003	7002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7003	7001	4.811	2.942	4.797	2.718	0.014	0.223	0.030	2.717
11	11003	6.419	3.476	6.407	3.098	0.011	0.376	0.037	3.001
11003	11001	6.407	3.098	6.396	3.098	0.011	0.000	0.037	0.153
8	8001	3.215	2.161	3.198	1.899	0.017	0.261	0.020	4.763
6	6001	5.812	3.440	5.796	3.128	0.016	0.311	0.035	2.947
204	501	10.709	6.810	10.702	6.791	0.007	0.020	0.065	0.148
12	12001	2.911	1.838	2.898	1.639	0.013	0.199	0.017	3.929
4	5	10.385	5.365	10.370	5.331	0.015	0.033	0.059	0.280
5	5001	4.513	2.467	4.497	2.179	0.016	0.287	0.026	3.411
207	13	3.023	1.602	3.022	1.600	0.001	0.002	0.017	0.070
13	13001	3.011	1.647	2.998	1.449	0.013	0.197	0.017	3.565
205	10	2.822	1.997	2.822	1.997	0.000	0.000	0.018	0.010
10	10001	2.812	1.943	2.798	1.739	0.013	0.203	0.018	4.257
11003	11002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	4	27.652	16.370	27.483	15.997	0.168	0.372	0.162	1.197
5	6	5.842	3.252	5.831	3.227	0.011	0.024	0.034	0.367

ДОДАТОК Ж
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**РОЗВИТОК РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА АНАЛІЗ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОПІДСТАНЦІЇ**

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі за техніко-економічними показниками та аналіз експлуатації обладнання електропідстанції.

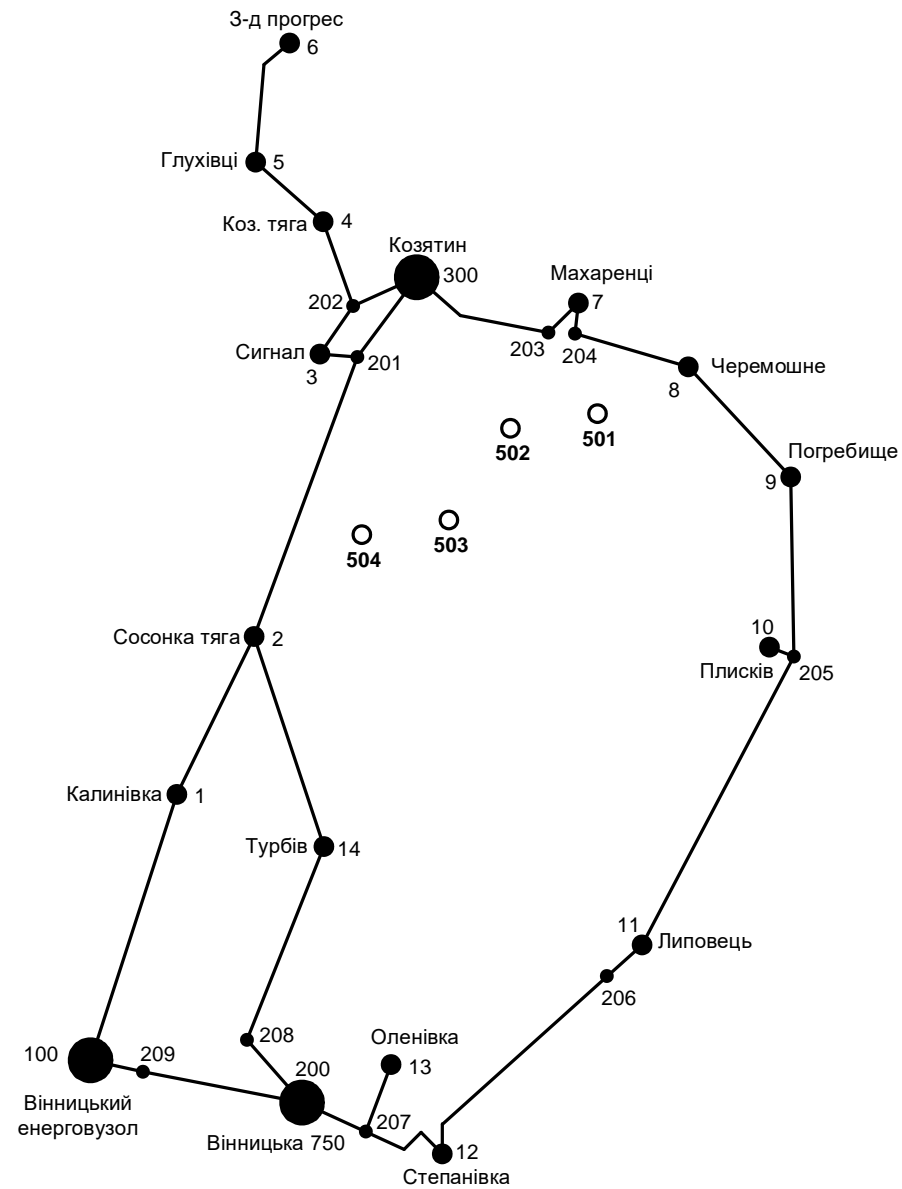
Задачі роботи. Для достатнього досягнення визначеної мети в роботі виконані наступні завдання:

- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено аналіз експлуатації обладнання електропідстанції;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу розподільчої установки.

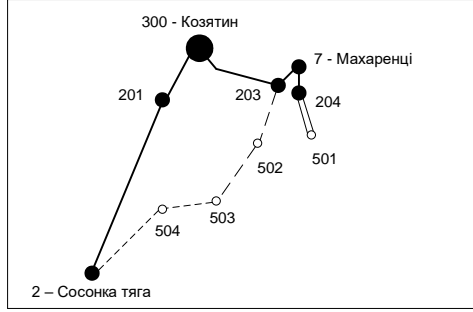
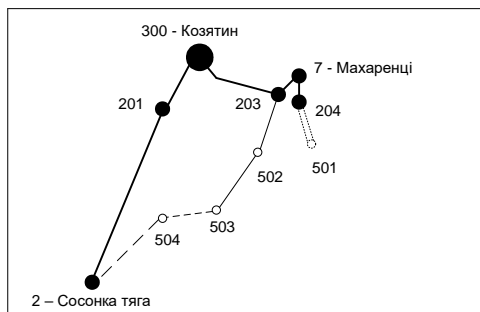
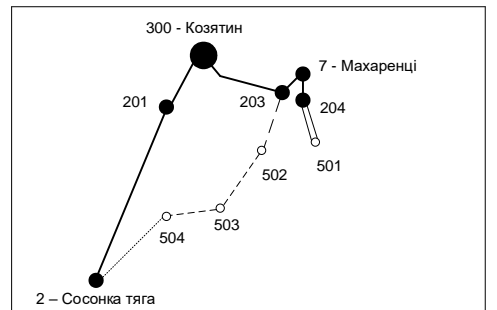
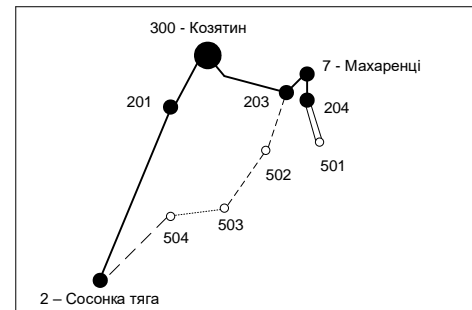
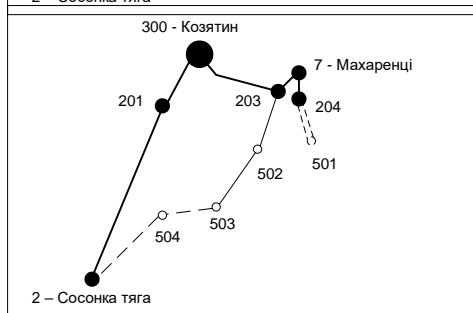
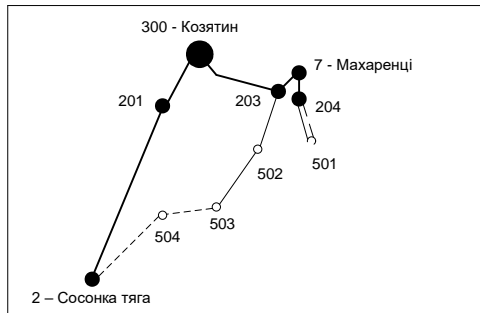
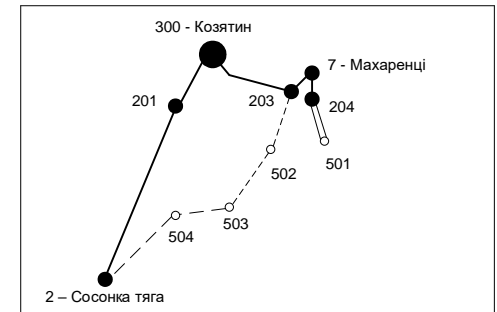
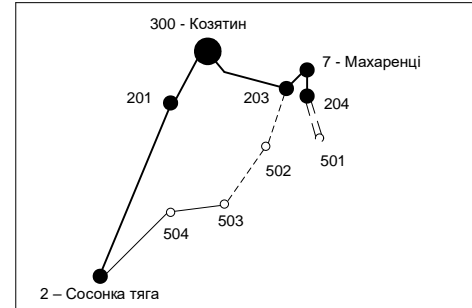
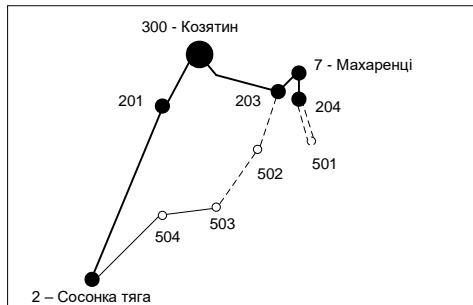
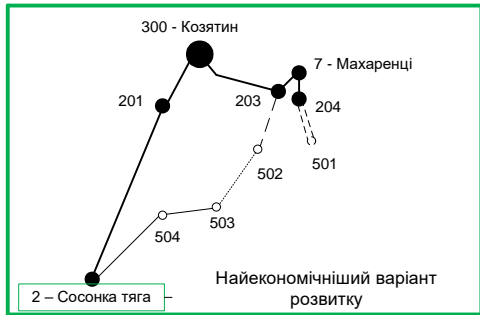
Об'єктом дослідження є заданий фрагмент електромереж, розташований на території Вінницької області.

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

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

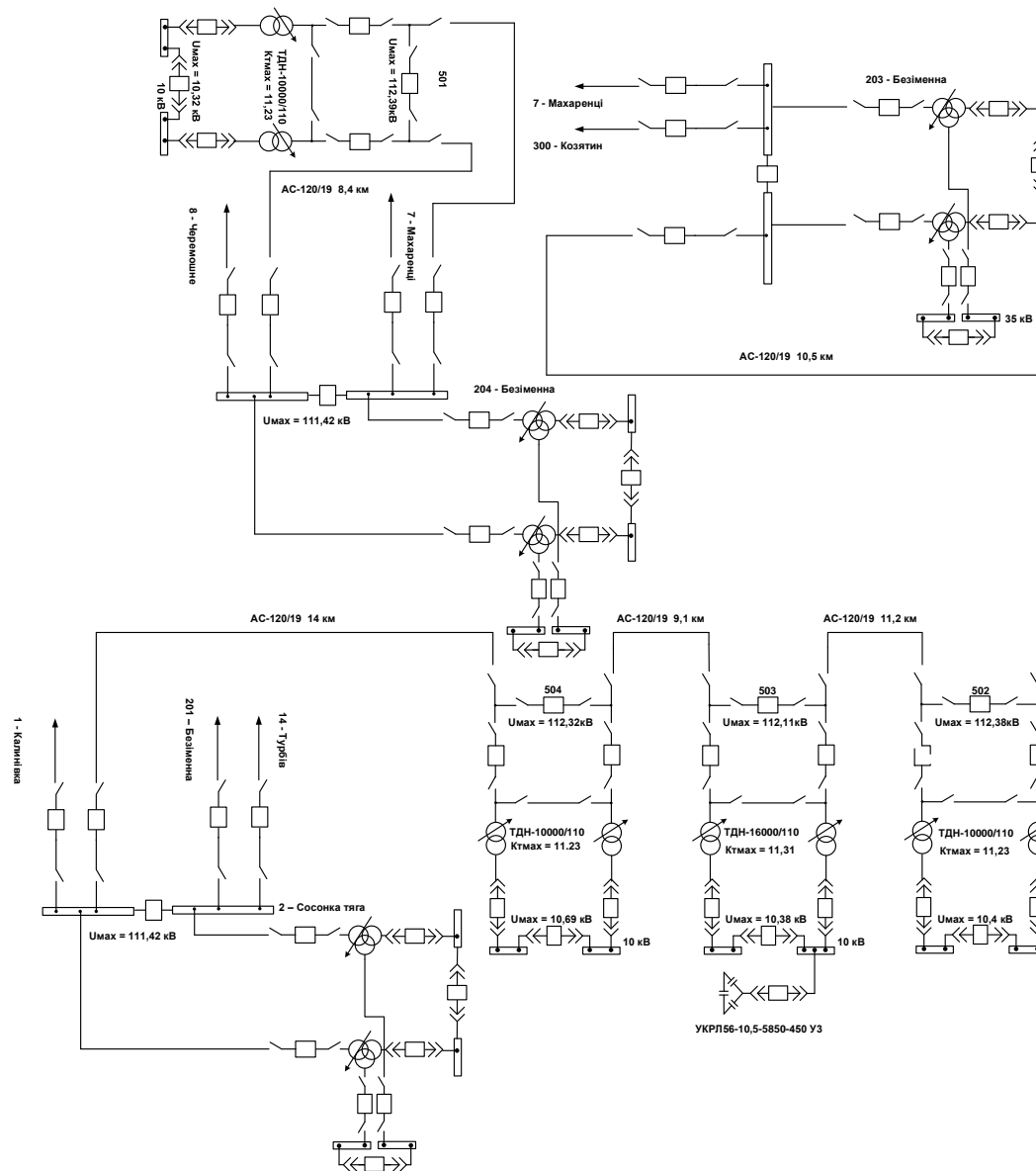
СХЕМА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗТАШУВАННЯ НОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ

ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



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

ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ



Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	47,76
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	133,66
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	235 610,89
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	7,9
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,62
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,18
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1,170
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	14,118