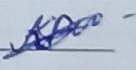


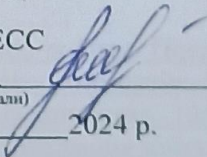
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

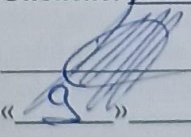
«Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом використання електрохімічних накопичувачів»

Виконав: студент 2-го курсу магістерського рівня,
групи 1ЕСМ-23м спеціальності 141 –
Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Кравець Віталій Володимирович 
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
Сікорська О.В. 
(прізвище та ініціали)

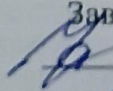
« 06 » 12 2024 р.

Опонент: к.т.н., доцент, доцент каф. ЕСС
Куртіца М.В. 
(прізвище та ініціали)

« 12 » 12 2024 р.

ДОПУЩЕНО ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри ЕСС

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

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ – 2024 рік

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

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

«17» 03 2024 року

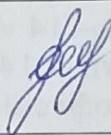
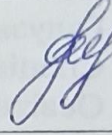
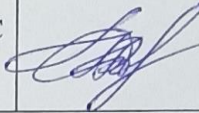
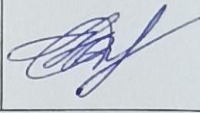
ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Кравцю Віталію Володимировичу
 (прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом використання електрохімічних накопичувачів»

1. Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Сікорська О.В.
 затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310
2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 740 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.
4. Зміст текстової частини: Вступ. Прогнозування електричних навантажень. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Економічна частина: визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. Аналіз використання електрохімічних накопичувачів. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Мета і задачі роботи. 3. Граф існуючого фрагменту мережі. 4. Варіанти розвитку мережі. 5. Схема оптимального варіанту. 6. Основні техніко-економічні показники. 7. Методи регулювання напруги в електричних мережах. 8. Класифікація накопичувачів енергії. 9. Характеристика накопичувачів енергії. 10. Аналіз використання електрохімічних накопичувачів. 10-11. Якісні характеристики акумуляторів.

6. Консультанти розділів роботи

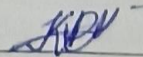
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Сікорська О.В., к.т.н., доцент кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 17.09.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

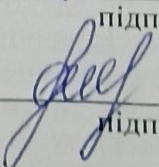
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1.	Прогнозування електричних навантажень	17.09.24	20.09.24	Вик.
2.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	21.09.24	30.09.24	Вик.
3.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	30.09.24	01. 10.24	Вик.
4.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	02.10.24	22.10.24	Вик.
5.	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	23.10.24	15.10.24	Вик.
6.	Оцінювання балансу потужностей	16.10.24	25.10.24	Вик.
7.	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	26.10.24	01.11.24	Вик.
8.	Економічна частина: визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	02.11.24	12.11.24	Вик.
9.	Аналіз використання електрохімічних накопичувачів	13.11.24	21.11.24	Вик.
10.	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	22.11.24	24.11.24	Вик.
11.	Оформлення пояснювальної записки та презентації	25.11.24	28.11.24	Вик.

Студент



Кравець В.В.

Керівник



Сікорська О.В.

АНОТАЦІЯ

Кравець Віталій Володимирович «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом використання електрохімічних накопичувачів». Магістерська кваліфікаційна робота. - Вінниця: ВНТУ – 2024. 115 с. / На укр. мові. Бібліогр.: 26 назв; рис.: 28; табл. 33.

В роботі проведено моделювання розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ. Оптимальну схему було отримано симплекс-методом.

Отримана мережа пройшла певну перевірку за такими режимними параметрами: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. За результатами оцінено доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримки робочого рівня напруги в максимальному, аварійному режимі. та розраховано максимальні режими навантаження.

Проведено аналіз використання електрохімічних накопичувачів.

Ключові слова: електрична мережа, накопичувачі електричної енергії, навантаження.

ABSTRACT

Kpavets Vitaly Volodymyrovych "Development of a fragment of the electric network with the analysis of the use of electrochemical accumulators". Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU - 2024. 115 p. / In Ukrainian. Bibliography: 26 titles; Fig.: 28; Table. 33.

The work carried out modeling of the development of the 110/35/10 kV electric network. The optimal scheme was obtained by the simplex method.

The resulting network underwent a certain check for the following operating parameters: voltages in nodes, currents and powers in network sections, etc. According to the results, the feasibility of using voltage regulation devices to maintain the operating voltage level in the maximum, emergency mode was assessed. and the maximum load modes were calculated.

The analysis of the use of electrochemical accumulators was carried out.

Keywords: electric network, electric energy accumulators, load.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі.....	13
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	15
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	17
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	17
2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод.....	20
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ.....	25
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	25
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	28
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	29
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	32
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	34
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	34
5.2 Вибір електричної схеми відгалужувальної підстанції.....	35
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій.....	37
6 БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ.....	41
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення.....	41
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	43
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	43
7.2. Регулювання напруги у електромережі	44
8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	48
9 АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОХІМІЧНИХ НАКОПИЧУВАЧІВ	69
9.3.2 Нікель-кадмієві і нікель-металогібридні акумулятори.....	84
9.3.3 Літій-іонні акумулятори	86

9.3.5 Проточні акумулятори.....	92
10 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	97
10.1 Задачі розділу.....	97
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРП	98
10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електропристроях	99
10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	101
10.4.1 Мікроклімат	101
10.4.2 Склад повітря робочої зони.....	101
10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення	102
10.4.4 Штучне освітлення	102
10.4.5 Виробничий шум	103
10.4.6 Виробнича вібрація	103
10.5 Розрахунок захисного заземлення	104
10.6 Пожежна безпека	106
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	112
ДОДАТКИ.....	115

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
АРЗ – автоматичне регулювання збудження;
АТ – автотрансформатор;
ВН – висока напруга;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЗП – заземлювальний пристрій;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕМ – електрична мережа;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
ЛР – лінійний регулятор;
НН – низька напруга;
ОЕС – об'єднана електроенергетична система;
ПБЗ – перемикання без збудження;
ПЛ – повітряна лінія;
ПС – підстанція;
ПТЕ – правила технічної експлуатації;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РПН – регулювання під навантаженням;
РУ – розподільна установка;
РЗіА – релейний захист і автоматика;
СК – синхронний компенсатор;
СШ – система шин;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму;
УПК – установка поздовжньої компенсації.

ВСТУП

Актуальність теми. Основою енергетичної безпеки країни є ефективне та надійне функціонування паливно-енергетичного комплексу. При цьому об'єднана енергетична система (ОЕС) України створює єдиний технологічний комплекс енергоносіїв і споживачів і забезпечує постачання, транзит і експорт електроенергії. Проте існує ряд проблем, які негативно впливають на напрямки розвитку електроенергетики та послаблюють енергетичну безпеку держави. Однією з технічних проблем є споживання значної частини генеруючих потужностей та електромереж, вичерпання розрахункового технічного ресурсу більшості ЛЕП та електростанцій напругою 110 кВ і вище [1-3]. На основі Звіту про оцінку відповідності (достатності) генеруючих потужностей [4] розроблено дії щодо вдосконалення системи передачі, реалізація яких сприятиме підвищенню енергетичної безпеки країни та підвищенню енергоефективності власного виробництва.

Нерівномірний розподіл енергогенеруючих потужностей по регіонах країни призводить до ускладнень у роботі ОЕС України та її регіональних енергосистем, а недостатній рівень надійності електропостачання зумовлений недостатнім фінансуванням будівництва мереж [2]. Значна частина підстанцій побудована на обладнанні та за схемами середини минулого століття, що не завжди відповідає сучасним вимогам ПУЕ та негативно впливає на надійність електропостачання споживачів.

Дослідження, проведені при розробці плану розвитку системи передачі, підтверджують доцільність і необхідність розширення системи передачі, будівництва нових станцій і ліній електропередачі, реконструкції існуючих енергетичних об'єктів та збільшення їх потужності та потужності [2].

З метою підтримання в належному стані електричних мереж напругою 0,4-110 кВ, забезпечення їх надійної, безпечної експлуатації необхідно збільшити обсяги робіт з реконструкції цих електричних мереж з максимально можливим використанням проводів, опори, обладнання та матеріали реконструйованих і

демонтованих, закритих, але ще придатних для подальшого використання об'єктів [5].

Одним із шляхів підтримки оптимальних параметрів нормального стану ОЕС, тобто відповідних рівнів напруги у вузлах електричної мережі, є використання засобів і методів регулювання напруги.

Тому сьогодні особливо актуальним є завдання підвищення ефективності проектування. Проектування розвитку та реконструкції електричних мереж слід проводити особливо ретельно, використовуючи технічно грамотні, сучасні підходи до проектування.

Магістерську кваліфікаційну роботу присвячено питанню проектування фрагменту електричної мережі з аналізом використання електрохімічних накопичувачів.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є отримання обґрунтованого технічного рішення щодо розвитку електричної мережі для надійного і економічного електропостачання нових та існуючих споживачів з аналізом засобів та методів регулювання напруги.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання**:

- проаналізувати існуючі методи проектування електричних мереж;
- вибір відповідного методу розрахунку усталених режимів електромереж і проведення таких розрахунків з метою оцінювання працездатності наявної електричної мережі;
- аналіз основних режимів мережі;
- вибір оптимального варіанта схеми підключення нових споживачів до мережі;
- дослідження особливостей роботи різнотипних електрохімічних накопичувачів;
- виконати аналіз використання електрохімічних накопичувачів;
- визначити заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є розподільні електричні мережі 110/35 кВ.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем ВНТУ.

Наукова новизна полягає у підтвердженні ефективності використання електрохімічних накопичувачів в електроенергетичній системі.

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

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

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

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

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

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

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

звідки $a' = -3109,1$, $b' = 1,5879$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,5879 - 3109,1$$

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

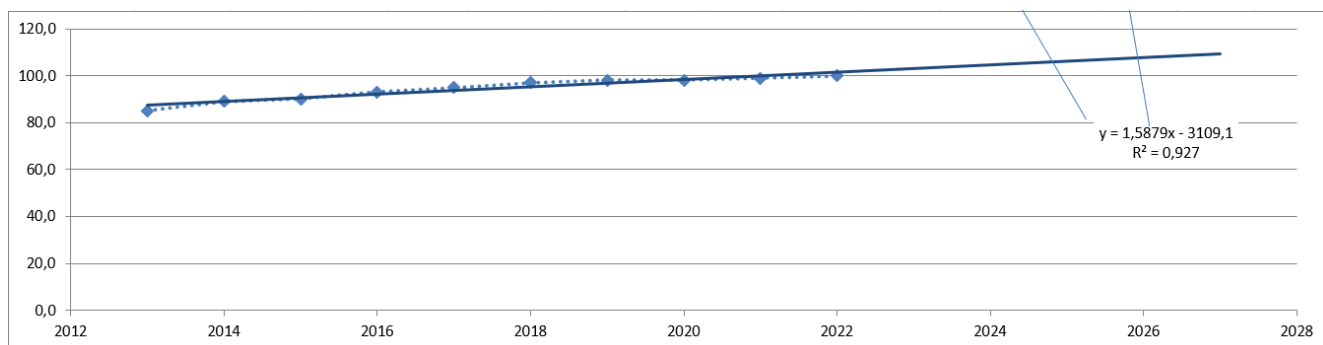


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2027-й рік збільшиться до 109,6 %, що на 9,6 % більше проектованої потужності електромереж. Таким чином, необхідно здійснити заходи що до забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання.

1.1 Розрахунок режиму заданої мережі

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

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

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

- в лініях електропередач – 1,49 МВт;
- в трансформаторах – 0,81 МВт з них холостого ходу 0,51 МВт та навантажувальні 0,30 МВт.

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

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Дільниця	201-1	7-8	208-10	210-16
Марка проводу	АС-120	АС-120	АС-185	АС-120
Допустимий струм, А	125	125	200	125
Розрах. струм, А	123	52	175	82

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

Таблиця 1.2– Напруги у перспективних вузлах приєднання

Вузли	16	14	300	209
Напруга вузла,кВ	108,96	108,62	110	109,45

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

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 16 – Турбів з рівнем напруги 108,96 кВ; вузол № 14 – Сосонка тяга з рівнем напруги 108,62 кВ; вузол № 300 – Козятин з рівнем напруги 110 кВ; вузол № 209 – Безіменний з рівнем напруги 109,45 кВ.

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

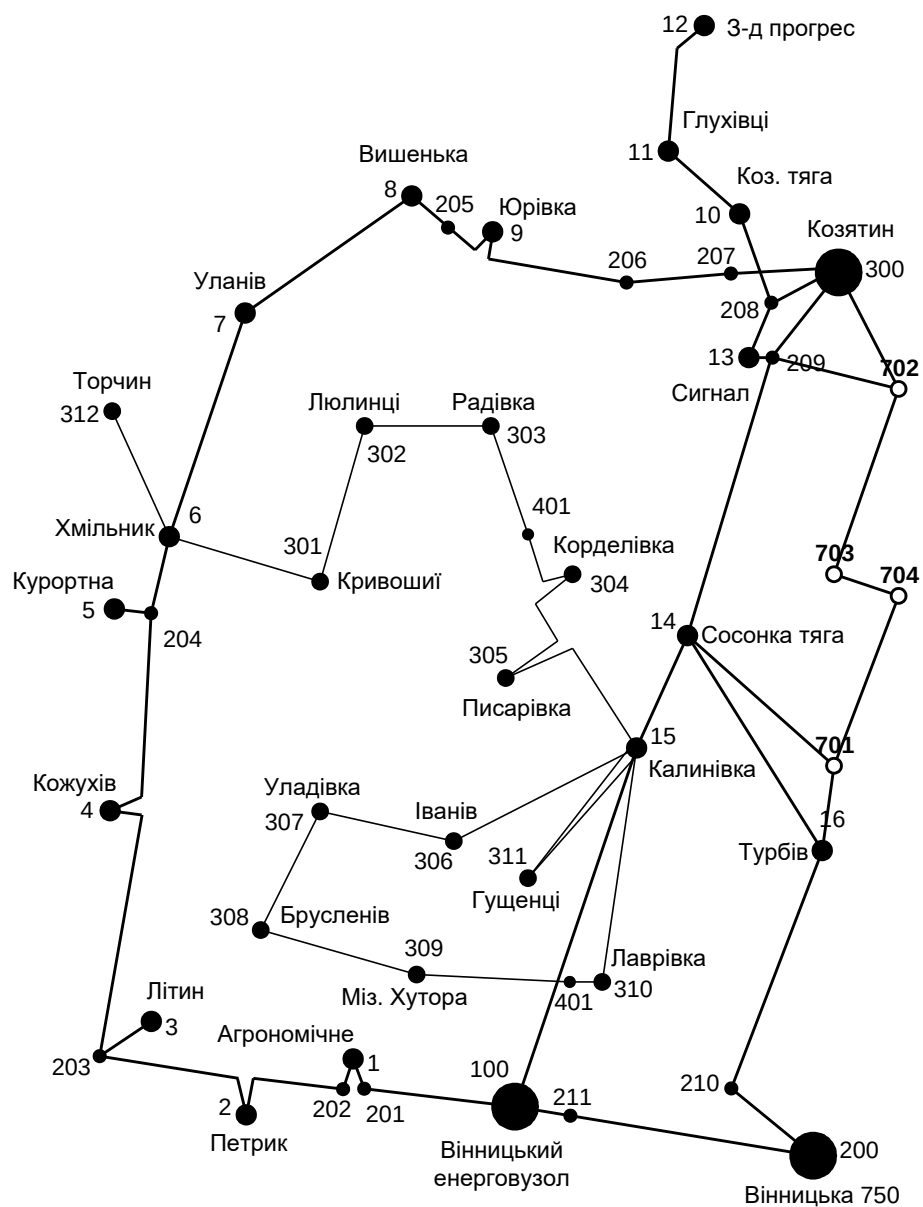


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

2.1 Лінеаризація цільової функції

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

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

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

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

Після лінеаризації функція витрат матиме наступний вид:

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

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

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

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

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n - номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності (приймаємо 0,9); τ - час максимальних втрат (4849 годин/рік для $T_{нб} = 6200$ годин/рік); C_0 - вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії прийнято 3,68 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 $B_d = a + b \cdot P^2$

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
16	701	1	5	110	1573,680	0,131	2517,9	1,193	2637,1
300	702	1,5	7,5	110	1573,680	0,131	3776,8	1,789	3955,7
209	702	1,5	7,5	110	1573,680	0,131	3776,8	1,789	3955,7
14	701	2,2	11	110	1573,680	0,131	5539,4	2,624	5801,7
701	704	2	10	110	1573,680	0,131	5035,8	2,385	5274,3
703	704	0,8	4	110	1573,680	0,131	2014,3	0,954	2109,7
703	702	2,2	11	110	1573,680	0,131	5539,4	2,624	5801,7

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

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн
16-701	1	17,6	2887,3	2754,3	3049,8	2517,9	20,988	2887,3	2813,4	16-701
300-702	1,5	17,6	4330,9	4131,5	4574,7	3776,8	31,483	4330,9	4220,1	300-702
209-702	1,5	17,6	4330,9	4131,5	4574,7	3776,8	31,483	4330,9	4220,1	209-702
14-701	2,2	17,6	6352,0	6059,5	6709,6	5539,4	46,175	6352,0	6189,5	14-701
701-704	2	17,6	5774,6	5508,6	6099,6	5035,8	41,977	5774,6	5626,8	701-704
703-704	0,8	17,6	2309,8	2203,4	2439,9	2014,3	16,791	2309,8	2250,7	703-704
703-702	2,2	17,6	6352,0	6059,5	6709,6	5539,4	46,175	6352,0	6189,5	703-702

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

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на будівництво ліній під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат подавалась у

вигляду лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати показані у таблиці 2.3.

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
16-701	1	17,6	2887,3	2817,1	2964,9	164,1	2887,3	2598,6	3176,0
300-702	1,5	17,6	4330,9	4225,7	4447,3	246,1	4330,9	3897,8	4764,0
209-702	1,5	17,6	4330,9	4225,7	4447,3	246,1	4330,9	3897,8	4764,0
14-701	2,2	17,6	6352,0	6197,6	6522,7	360,9	6352,0	5716,8	6987,2
701-704	2	17,6	5774,6	5634,2	5929,7	328,1	5774,6	5197,1	6352,0
703-704	0,8	17,6	2309,8	2253,7	2371,9	131,2	2309,8	2078,8	2540,8
703-702	2,2	17,6	6352,0	6197,6	6522,7	360,9	6352,0	5716,8	6987,2

2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод

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

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

мінімізувати

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

при таких обмеженнях:

[illegible]

Перелік ЛЕП															Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
Номери вузлів	16-701	300-702	209-702	14-701	701-704	704-701	703-704	704-703	703-702	702-703	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	1	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,77	8,77
702	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	13,15	13,15
703	0	0	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	16,66	16,66
704	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	10,96	10,96
Коефіцієнти цільової функції	218,1	327,2	327,2	392,6	436,2	436,2	174,5	174,5	479,9	479,9	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		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
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.

Перелік ЛЕП															Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
Номери вузлів	16-701	300-702	209-702	14-701	701-704	704-701	703-704	704-703	703-702	702-703	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	1	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,77	0,00
702	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	13,15	0,00
703	0	0	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	16,66	0,00
704	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	10,96	0,00
Коефіцієнти цільової функції	218,1	327,2	327,2	479,9	436,2	436,2	174,5	174,5	479,9	479,9	0,0	0,0	0,0	0,0		26825,489
Потужності ЛЕП	19,72319	23,22954	6,574398	0	10,95733	0	0	0	0	16,6551	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	2517,888	3776,832	3776,832	0,000	5035,776	0,000	0,000	0,000	0,000	5539,354	0,000	0,000	0,000	0,000		20646,683
Змінні складові витрат	463,899	965,253	77,316	0,000	286,357	0,000	0,000	0,000	0,000	727,760	0,000	0,000	0,000	0,000		2520,585
Дисконтовані витрати, тис. грн																23167,269

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

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

Перелік ЛЕП															Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
Номери вузлів	16-701	300-702	209-702	14-701	701-704	704-701	703-704	704-703	703-702	702-703	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	1	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,77	0,00
702	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	13,15	0,00
703	0	0	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	16,66	0,00
704	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	10,96	0,00
Коефіцієнти цільової функції	151,2	204,1	586,2	479,9	485,7	436,2	174,5	174,5	479,9	376,3	0,0	0,0	0,0	0,0		20655,220
Потужності ЛЕП	19,72319	29,80394	0	0	10,95733	0	0	0	0	16,6551	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	2517,888	3776,832	0,000	0,000	5035,776	0,000	0,000	0,000	0,000	5539,354	0,000	0,000	0,000	0,000		16869,851
Змінні складові витрат	463,899	1588,939	0,000	0,000	286,357	0,000	0,000	0,000	0,000	727,760	0,000	0,000	0,000	0,000		3066,955
Дисконтовані витрати, тис. грн																19936,806

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

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	16-701	300-702	209-702	14-701	701-704	704-701	703-704	704-703	703-702	702-703	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	1	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,77	0,00
702	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	13,15	0,00
703	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	16,66	0,00
704	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	10,96	0,00
Коефіцієнти цільової функції	151,2	180,0	327,2	479,9	485,7	436,2	174,5	174,5	479,9	376,3	0,0	0,0	0,0	0,0	19936,806	
Потужності ЛЕП	19,72319	29,80394	0	0	10,95733	0	0	0	0	16,6551	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	2517,888	3776,832	0,000	0,000	5035,776	0,000	0,000	0,000	0,000	5539,354	0,000	0,000	0,000	0,000	16869,851	
Змінні складові витрат	463,899	1588,939	0,000	0,000	286,357	0,000	0,000	0,000	0,000	727,760	0,000	0,000	0,000	0,000	3066,955	
Дисконтовані витрати, тис. грн																19936,806

Рисунок 2.4 – Остаточний варіант (третя ітерація)

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

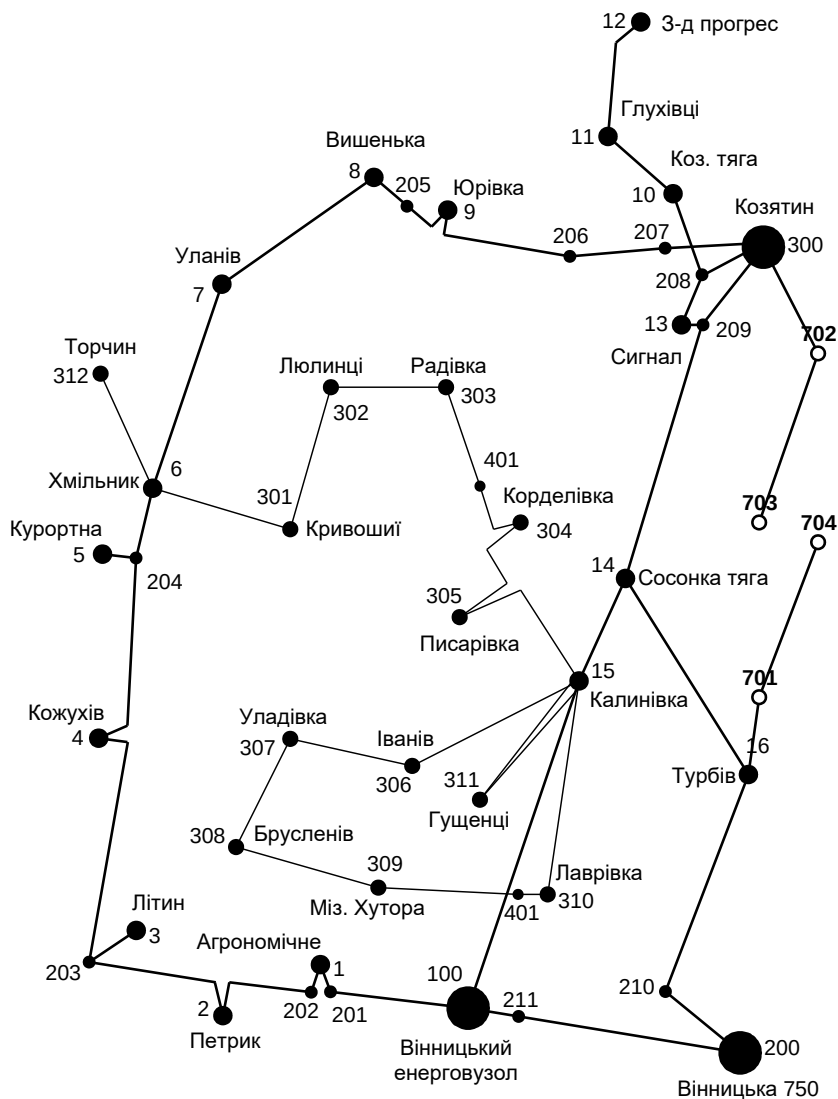


Рисунок 2.4 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

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

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

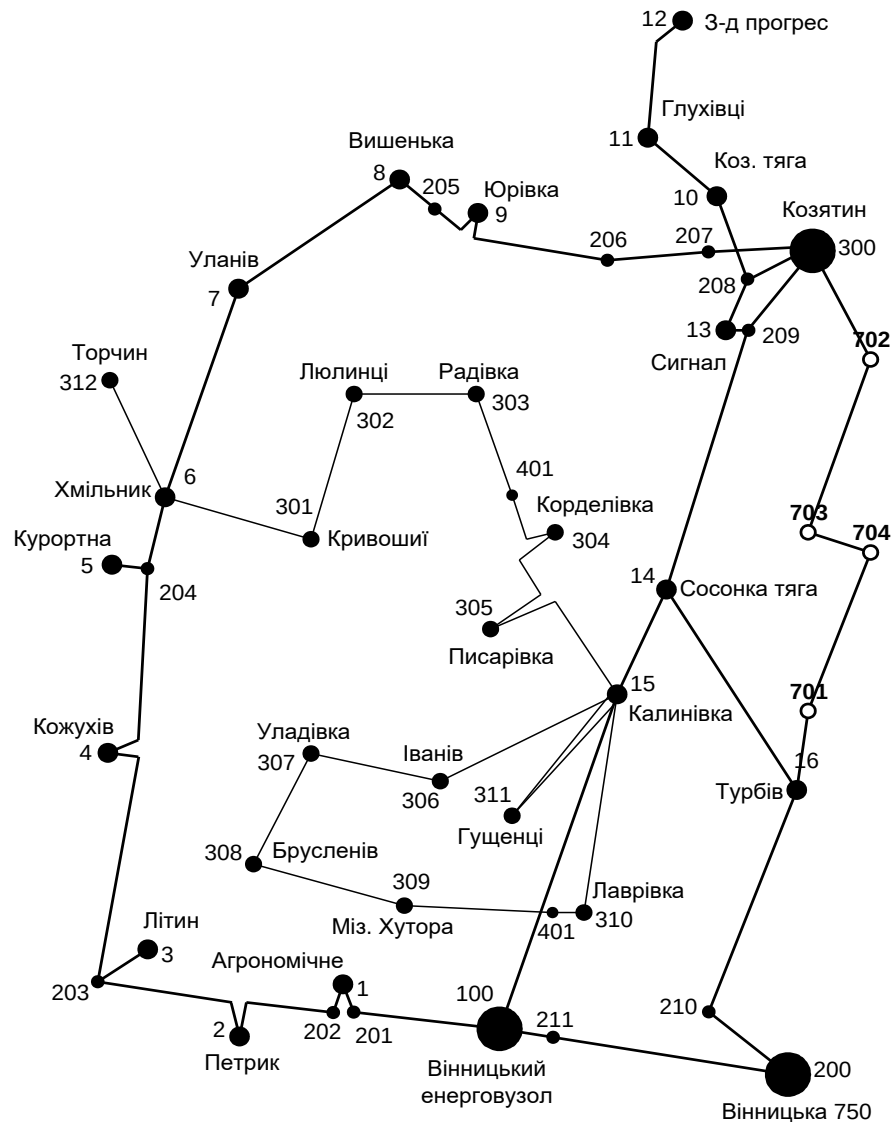


Рисунок 2.5 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всі споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 703-704 довжиною 4 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

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

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

3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі

Для існуючої схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток для електроживлення нових споживачів, які мають вводиться протягом 2-х років (це вузли 701, 702, 703, 704). У нашому випадку приймаємо три опорних центри живлення: 300 та 16 відносно розглядатимуться варіанти схеми.

Цільова функція такої оптимізації буде мати наступний вигляд:

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

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

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

T – термін спорудження, років.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Застосовано наступні обмеження:

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

Тоді, для оптимізації електричної мережі враховуючи отримане завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i вибирають з Excel. Враховуються обмеження на найбільшу довжину ЛЕП, яка споруджується протягом року: $L_{\max} \leq 35$ км, а також обмеження балансу потужності.

Проводимо перший крок. За три роки необхідно забезпечити енергоживлення нових споживачів 701, 702, 703, 704. Через те, що за 1 рік немає можливості вводити більше ніж 35 км повітряних ліній, безсумнівно, що під час 1-го року розвитку буде виконано спорудження ліній включно для одного або ж двох нових споживачів, а під час другого року будівництва – до інших, а на третьому році завершити спорудження енергоживлення усіх нових споживачів.

Варіант №1

Перший рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 300-702, 702-703, 703-704, 704-701. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{300-702} + \Delta L_{702-703} + \Delta L_{703-704} + \Delta L_{704-701} = 7,5 + 11 + 4 + 10 = 32,5 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню нових ліній.

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

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку споруджуємо одноланцюгові лінії 16-701. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

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

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
1	1	300-702	7,5	29,8	32,5	13818,177	58315,76	48596,47	48596,47
		702-703	11	16,6		19660,304			
		703-704	4	12,4		7105,3536			
		704-701	10	10,9		17731,929			
	2	300-702	7,5	29,8	27,5	13818,177	49570,98	41309,15	41309,15
		702-703	11	16,6		19660,304			
		703-704	4	12,4		7105,3536			
		16-701	5	19,7		8987,1405			
	3	702-703	11	16,6	30	19660,304	53484,73	44570,61	44570,61
		703-704	4	12,4		7105,3536			
		704-701	10	10,9		17731,929			
		16-701	5	19,7		8987,1405			
	4	300-702	7,5	29,8	26,5	13818,177	47642,6	39702,17	39702,17
		703-704	4	12,4		7105,3536			
		704-701	10	10,9		17731,929			
		16-701	5	19,7		8987,1405			
	5	300-702	7,5	29,8	33,5	13818,177	60197,55	50164,63	50164,63
		702-703	11	16,6		19660,304			
		704-701	10	10,9		17731,929			
		16-701	5	19,7		8987,1405			

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

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
2	11	16-701	5	19,7	5	8987,1405	8987,141	6241,07	54837,54
	21	704-701	10	10,9	10	17731,929	17731,93	12313,84	53622,99
	31	300-702	7,5	29,8	7,5	13818,177	13818,18	9595,956	54166,56
	41	702-703	11	16,6	11	19660,304	19660,3	13652,99	53355,16
	51	703-704	4	12,4	4	7105,3536	7105,354	4934,273	55098,9

3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По B_{Σ} з таблиці 3.2 обрали варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення обрахунків вартості спорудження мережі визначили умовно оптимальний варіант 41. Після уточнення потокорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 41 приєднання підстанцій 701, 702, 703, 704 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.2.

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

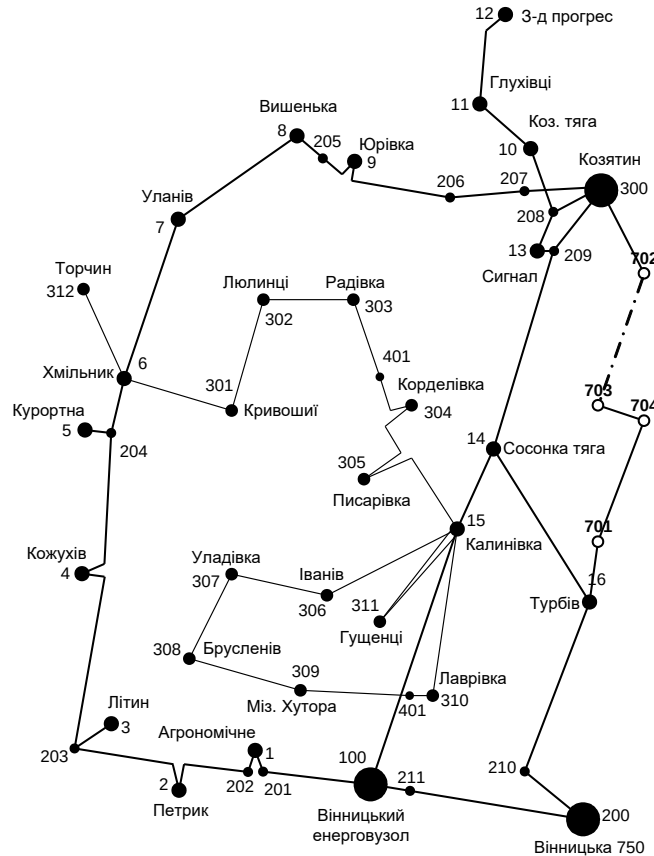


Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{\text{розр } 300-702} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_L} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{29.338}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 161.681 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр } 16-701} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{3.816}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 21.031 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}702-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{15.334}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 84.504 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}703-704} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5.736}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 31.613 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}704-701} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6.31}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 34.773 \text{ (A)}.$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 6200$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

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

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

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

1й – розрив лінії 300-702;

2й – розрив лінії 300-702 та відсутня генерація на СЕС (704);

3й – розрив лінії 16-701;

4й – розрив лінії 16-701 та відсутня генерація на СЕС (704);

5й – розрив лінії 702-703;

6й – розрив лінії 703-704;

7й – розрив лінії 704-701.

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 _{па7} , А	І _{па,А} max	І _{па} Доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
300-702	0	0	184.4	238.3	79.5	181.9	128.2	239.1	390	161.7	АС-240/39
16-701	185.5	239.1	0	0	106.8	29.1	55.9			21.1	АС-240/39
702-703	79.5	79.5	106.6	157.7	0	60.3	53.2			84.5	АС-240/39
703-704	181.5	181.5	29.2	55.2	101.9	0	60.3			31.6	АС-240/39
704-701	129.4	182.5	55.8	55.8	53.5	34.8	0			34.8	АС-240/39

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС 240/39, було прийняте рішення використати провід АС 240/39, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить в задачу даного проекту. Тому згідно з досвідом проектування потужність силового трансформаторного обладнання на понижуючих електропідстанціях вибирається за умовами допустимого перевантаження у після аварійних режимах на 40% на час не більше шести годин за добу протягом не більше п'яти діб.

Вибір силових трансформаторів проводиться врахувавши наступні критерії:

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

2. На підстанціях, що здійснюють електроживлення споживачів II-ої та III-ої категорій, допускається установа 1-го силового трансформатора, при існуванні в електромережі централізованого пересувного трансформаторного резерву.

Вибір силових трансформаторів здійснюється наступним чином:

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

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

Для 701 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{8}{2 \cdot 0.86} = 9.302 \text{ МВА.}$$

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

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

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к	ΔP _к	ΔP _х	I _х	R	X	ΔQ _х
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
701	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
702	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
703	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
704	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:

$$\begin{aligned} K_{з1.па} &= \frac{9.302}{(2-1) \cdot 10} = 0.93 \leq 1.4 & K_{з3.па} &= \frac{16.889}{(2-1) \cdot 16} = 1.056 \leq 1.4 \\ K_{з2.па} &= \frac{13.187}{(2-1) \cdot 10} = 1.319 \leq 1.4 & K_{з4.па} &= \frac{10}{(2-1) \cdot 10} = 1 \leq 1.4 \end{aligned}$$

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.

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

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

З огляду функцій підстанції в електричній мережі електричне коло повинно:

- забезпечити надійне електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та після аварійному режимах згідно до визначених категорій надійності електропостачання приймачів і з врахуванням присутності автономних резервних джерел живлення;
- забезпечити надійність пропускання електроенергії по підстанції у штатному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до її значення для конкретної ділянки мережі;
- враховувати етапність 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 і до 750 кВ електропідстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 701, 702, 703 та 704 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то

для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

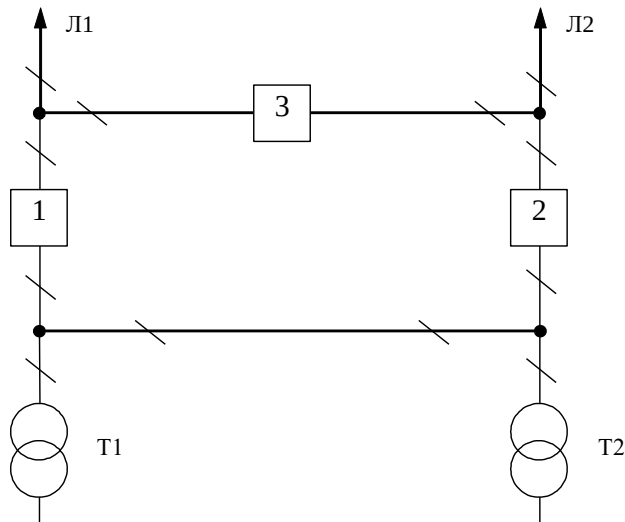


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

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

5.2 Вибір електричної схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Турбів». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Турбів» (вузол 16) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції

прийнято схему розподільчого пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин (рис 5.2).

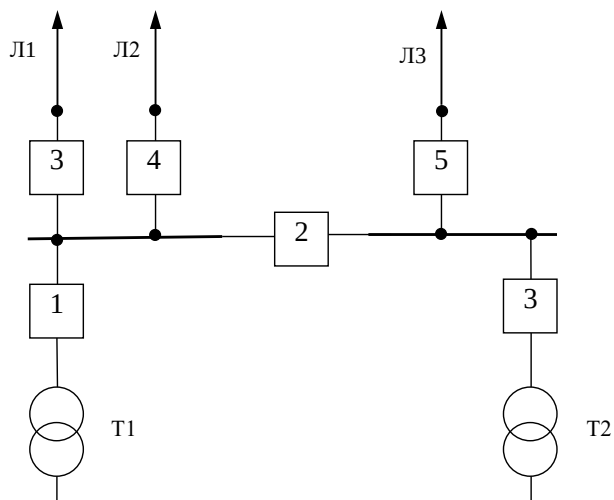


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Козятин (вузол 300) необхідно здійснити ще одне підключення ЛЕП.

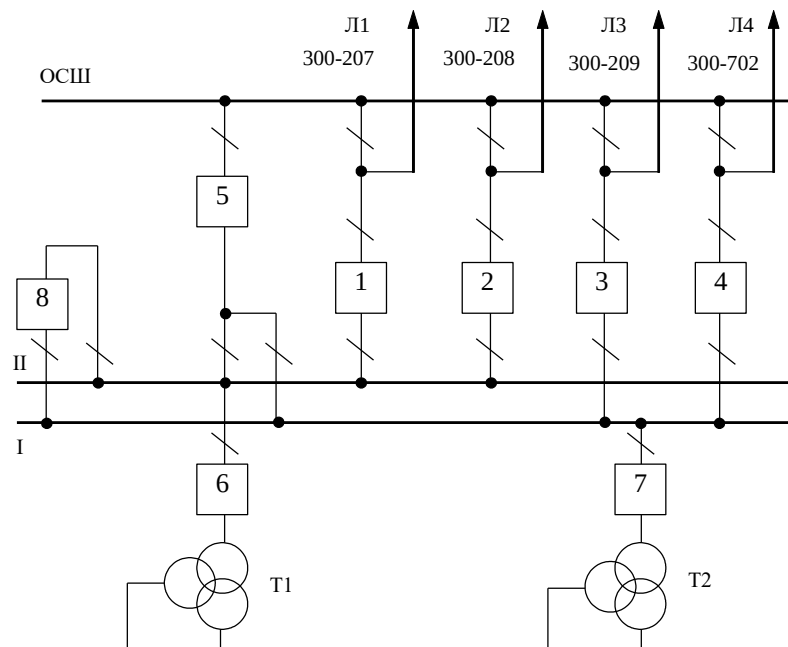


Рисунок 5.3– Схема вузлової підстанції (вузол 300)

5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій

Розрахунок надійності електричних схем розподільчих пристроїв (РП) складається із визначення математичних очікувань кількості відключень елементів, які комутуються в РП, і розподілення РП на гальванічно непов'язані частини. Також враховується тривалість вимушеного простою елементів, які відключились. Або ж роботи з розділенням РП як наслідок відмов вимикачів РП, так відмов і самих комутуючих елементів як в нормальному так і в ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми відгалужувальної підстанції «Турбів» (вузол 16).

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

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

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

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

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

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

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

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тому:

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

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

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

Таблиця 5.1 – Показники відмов і ремонтів елементів схеми РП (вузол 16)

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_0=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23
			D(АТ2,Л2)- 40		Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)-40	Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)- 40	Л2, АТ2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23		ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)- 40		ЛЗ, Л1, D(АТ1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(АТ1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23		ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			ЛЗ-40	ЛЗ D(АТ1,Л1), D(АТ2,Л2)- 40	G2,G1, D(W1,W2)-40		ЛЗ,Л2, D (АТ1АТ2,Л1) - 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, АТ2 – 23	Л2, АТ2-23	Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3) – 23	ЛЗ,Л2,АТ2, D(АТ1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(АТ1, АТ2, ЛЗ) - 40	ЛЗ, Л2, D(АТ1, АТ2, Л1) - 40	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми електропідстанції

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

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

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

Питомий збиток, що пов'язаний із недовідпущенням електричної енергії споживачам, згідно завдання становить ($З_0 = 740$ грн./кВт·год.);

$$М_{ЗБ} = \Delta W_{HD} \cdot З_0 \quad (5.5)$$

$$М_{ЗБ} = 65,47 \cdot 740 = 48\,449,28 \text{ (тис. грн)}$$

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

$$W_{PIK} = 6200 \cdot 35,2 = 218\,240 \text{ (МВт·год)}$$

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

$$\Delta W_{HD} = 218240 \cdot 0,0003 = 65,47 \text{ (МВт·год)}$$

Результат обрахунку покажемо у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпущення електричної енергії

W _{PIK} , МВт·год	ΔW _{HD} , МВт·год	Мзб, грн.
218 240	65,47	48 449,28

З обчислень 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.

6 БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення

Джерела електропостачання в будь-який момент часу повинні передавати в мережу стільки електричної енергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі, відповідно врахувавши втрати на передачу. Тому баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для нових вузлів 701, 702, 703, 704 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 35,2 + 0,05 \cdot 35,2 = 33,44 \text{ (МВт)},$$

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:

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

$$Q_{\Gamma} = 33,44 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 33,44 \cdot 0,34 = 11,37 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – це бажаний коефіцієнт 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.

Обчислення генерації реактивної потужності для ділянки ЛЕП:

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

Обрахунок генерації реактивної потужності для відрізка дільниці ЛЕП - 6-601

$$Q_{\text{ЛЕП300-702}} = 109,37^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 7,5) = 0,256 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,256 + 0,371 + 0,135 + 0,336 + 0,168 = 1,267 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 17,58 = 16,701 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 16,701 = 1,67 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 16,701 + 1,67 - 11,37 - 1,267 = 5,735 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 35,2 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 17,58 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 5850 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 702.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

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

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

Після аварійний режим – це режим роботи енергосистеми, що припускає планове відключення навантаження частини споживачів щоб зберегти належну

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

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

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

7.2. 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
701	103,59	98,51	113,73
702	104,33	99,30	114,40
703	103,77	98,70	113,89
704	103,76	98,69	113,88

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
701	9,91	9,42	10,88
702	9,98	9,50	10,94
703	9,92	9,44	10,89
704	9,92	9,44	10,89

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

Дійсна напруга у вузлі:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Згідно формулі (7.2) знайдемо втрати напруги в трансформаторах, що приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U_{T701} = \frac{((8,77) \cdot (7,95 / 2)) + ((5,2) \cdot (139 / 2))}{108,66} = 3,647 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T7016} = \frac{108,66 + 3,647}{10,5} = 10,696$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T701д} = 10,768$, що відповідає 7-й відпайці.

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

$$U_{\text{HH601д}} = \frac{108,1 + 2,877}{10,569} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K _{Т6}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

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

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків враховуючи регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	3,647	10,696	10,5	7	10,768	0,096
702	4,284	10,824	10,5	6	10,925	0,093
703	3,555	10,703	10,5	7	10,768	0,096
704	0,401	10,402	10,5	9	10,455	0,098

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

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. 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.

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

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

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

Значення Π_t що до кожного року визначимо як:

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

де: Π_T – середньозважений тариф на електроенергію в приведеній у завданні енергосистемі, $\Pi_T = 1,65$ 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; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тисяч гривень.

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

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

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

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

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

Одноразові капітальні витрати складаються із двох складових:

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

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

$K_{ЛЕП}$ – 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: Козятин (вузол 300)-702, 703-704, 704-701 та 701-Турбів (вузол 16);
- спорудження споживальних підстанції 110/10 кВ у пунктах 701, 702, 703 та 704.

На другому році:

- будівництво лінії електропередач: 702-703;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Турбів (вузол 16).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 8.1–8.4.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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. 8.1 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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 трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
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 установаження потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.1 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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

Продовження табл. 8.1 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця 8.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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	Орієнт 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 тр-ра 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 тр-ра 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. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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 трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
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 установаження потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця 8.3 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 703):

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 трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установалення 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

Таблиця 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

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. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

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 трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
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. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

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. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування								
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 211 339,92 тис. грн.,

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

Таблиця 8.5 – Вартість реконструкції підстанції Турбів (вузол 16):

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 трансформаторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
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 4 276,998 тис. грн.

Капітальні витрати на будівництво ліній електропередачі визначають як:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тисяч гривень.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 26,5 = 30\,669,34 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 11 = 12\,730,67 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 211\,339,92 + 30\,669,34 = 242\,009,26 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 4\,276,99 + 12\,730,67 = 17\,007,67 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються так:

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

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

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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:

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$B_{\text{Л1}} = (30\,669,34 \cdot 0,3)/100 = 92,01 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{Л2}} = (12\,730,67 \cdot 0,3)/100 = 38,19 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П1}} = (211\,339,92 \cdot 3)/100 = 6\,340,2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П2}} = (17\,007,67 \cdot 3)/100 = 128,31 \text{ (тис.грн.)};$$

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

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

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 300-702, 703-704, 704-701, 701-16 П/ст: 701, 702, 703, 704	410	-	1 220
2	ЛЕП: 702-703 П/ст: 16	250	60	340

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 92,01 + 6\,340,2 + 1\,220 \cdot 1,65 = 8\,445,21 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 38,19 + 128,31 + 340 \cdot 1,65 = 727,5 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = 223848 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$W_2 = 0 \text{ МВт}\cdot\text{год}.$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 223848 - 8445,21 = 35876,7 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 0 - 727,5 = -727,5 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = \frac{35876,7 / (1 + 0,2) + (-727,5) / (1 + 0,2)^2}{242009,26 / (1 + 0,2) + 17007,67 / (1 + 0,2)^2} = 0,14$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,14 = 7,3 \text{ років}.$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	35,2
Тривалість використання максимального навантаження що до нових споживачів	год	6200
Загальна електроенергія, що відпущена новим п/с	МВт*год	135 030
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	259 016,93
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	7,3
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	МВт	2,52
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	%	1,11
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	2 200
Очікувані втрати для активної електроенергії в електромережі після проведення розвитку	МВт*год	9 480

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 7,3 років підтверджують ефективність.

9 АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОХІМІЧНИХ НАКОПИЧУВАЧІВ

У теперішній час важливу роль у світовій та українській електроенергетиці відіграють нетрадиційні види генерації електроенергії, засновані на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ). Їм характерні: відносно мала потужність і розосередженість великими територіями.

ВДЕ-генерація та активні споживачі, як правило, мають вкрай нерівномірний графік видачі та споживання електроенергії. Керування такими специфічними, тим паче масовими об'єктами ВДЕ-генерації є досить складне завдання.

Значне місце у вирішенні зазначеної проблеми на ВДЕ невеликої потужності відводиться акумуляторним батареям - реверсивним пристроям для часткового або повного поділу в час вироблення та споживання електроенергії. У таких накопичувачах енергії (НЕ) здійснюється акумуляування електроенергії та її зберігання. У разі потреби ця електроенергія може видаватися в локальну мережу з ВДЕ.

З розвитком електроенергетичних систем (ЕЕС), зростанням потужностей агрегатів, що генерують енергію, стає дедалі гострішою проблема накопичення та зберігання енергії. Виправити цей недолік можливо шляхом створення НЕ – реверсивних пристроїв для часткового чи повного поділу у часі вироблення та споживання енергії. У НЕ здійснюється акумуляування енергії, що одержується з ЕЕС, її зберігання та видача при необхідності назад до енергосистеми.

При наявності достатнього числа тих або інших НЕ можна використовувати їх для покриття певної частини максимального або пікового навантаження в ЕЕС. Це дасть значний економічний ефект, що залежить від типу пристроїв, що акумуляують енергію – накопичувачів та їх характеристик. Істотне значення для отримання економічного ефекту та підвищення керованості ЕЕС має також правильне розміщення акумуляуючих пристроїв.

Таким чином, НЕ стають важливою проміжною ланкою між системами генерування та системами розподілу та споживання електроенергії.

В умовах переведення світової економіки на низьковуглецевий та енергоефективний шлях розвитку одним із найважливіших сучасних завдань електроенергетики є широке застосування ВДЕ. Шлях до розвитку ВДЕ в світі цілком закономірний як по екологічним, так і з економічних причин (незалежність від імпорту енергоносіїв, аварій на центральних електростанціях та магістральних лініях електропередач) [11].

По даних USAID, на рисунках 9.1 і 9.2 наведено діаграми зростання річних встановлених потужностей вітрових електростанцій (ВЕС) та фотоелектричних панелей сонячних електростанцій (СЕС) починаючи з 2001 року.



Рисунок 9.1 – Зростання встановленою потужності ВЕС по рокам

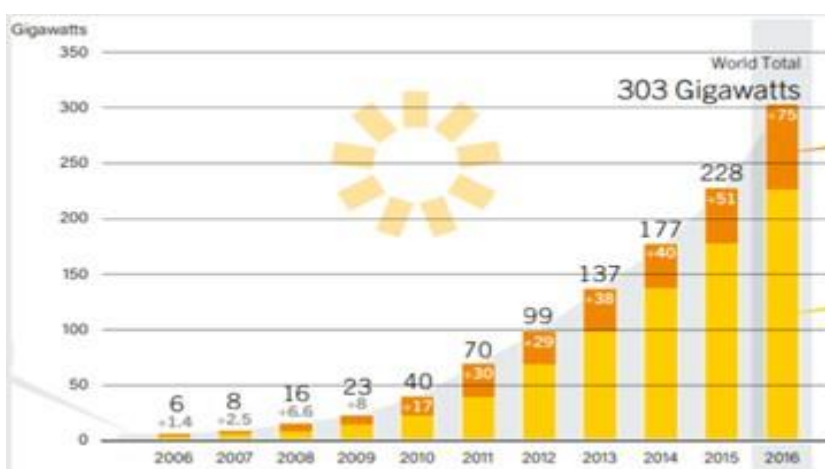


Рисунок 9.2 – Зростання потужності СЕС по рокам і щорічні прирости

В даний час в Україні приділяється велика увага розвитку ВДЕ. Ефективні заходи законодавчої підтримки відновлюваної енергетики (з 2014 року) дозволили за сім років запровадити понад 1466 МВт вітрових та сонячних електростанцій та близько 114 МВт малих гідроелектростанцій (ГЕС). Впровадження ринкових механізмів відбору проектів ВДЕ з 2018 року створило умови зниження середньої ціни електроенергії вітрових (на 14%) і сонячних (на 55%) електростанцій рівня співставного з проектами газової генерації.

Концепція децентралізованої системи, що розвивається у світі, стає привабливою для багатьох країн. Багато приватних будинків і господарства можуть виробляти енергію для потреб і відразу її споживати без втрат у мережах, а свій надлишок виробленої енергії передавати у мережі і брати участь у ринку електроенергії. Тому розподілена генерація малої потужності з урахуванням ВДЕ для України теж актуальна.

Разом з тим, генерована потужність на ВДЕ непостійна і характеризується сезонними та добовими нерівномірностями генерації. З іншого боку, має властивість змінюватися за часом доби та року графік навантаження споживачів. Все це призводить до необхідності розробки системи, що дозволяє узгоджувати генерацію та споживання енергії від ВДЕ.

Характерною особливістю ВДЕ є суттєва сезонна різниця в інтенсивності сонячного випромінювання та вітрів, наведена на рисунку 9.3 [12].

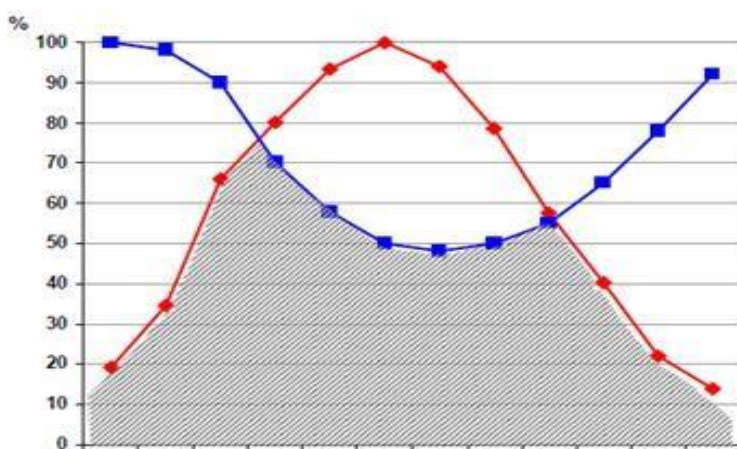


Рисунок 9.3 – Графіки вироблення і споживання електроенергії від ВДЕ за рік

З рисунка 9.3 видно, що графік виробітку електроенергії на СЕС практично не збігається з графіком споживання. Червона крива це вироблення електроенергії сонячними електростанціями, а синя – споживання електричної енергії.

Поряд з сезонними змінами вироблення електроенергії є мінливість добового виробітку як на ВЕС, так і на СЕС.

Крім згладжування добових нерівномірностей генерації та споживання необхідно розглянути перспективи накопичувачів, які забезпечують тривале зберігання електроенергії (міжнародне поняття Energy storage), з можливістю її видачі в перебіг кількох діб або навіть десятків діб після її виробітку.

9.1 Інтеграція ВДЕ в електроенергетичні системи і роль накопичувачів енергії

Розвиток та інтеграція ВДЕ в електроенергетичні системи має свої особливості.

У [13, 14] розглядаються чотири стадії поширення мінливих ВДЕ та використання мобільних потужностей для цього. Кожна із стадій, наведених у таблиці 9.1, має свої специфічні характеристики.

На першому етапі, коли частка ВДЕ в річному виробленні електроенергії не перевищує 3%, інтеграція мінливих відновлюваних джерел енергії не надає помітного впливу на мережу. Нестабільна генерація вітряних та сонячних електростанцій «класифікується» тут просто як щоденні та «природні» зміни попиту на електроенергію. Спеціальних заходів щодо її інтеграції зазвичай не потрібно. Енергосистема своїми силами за рахунок модернізації системи керування здатна забезпечити процес інтеграції ВДЕ.

На другому етапі, коли частка ВДЕ становить 3–15%, вони починають серйозно впливати на систему. Необхідна адаптація наявних ресурсів регулювання, технологій та вдосконалення деяких практичних методів

керування енергосистемою за допомогою «розумного» прогнозування вироблення сонячних та вітряних електростанцій.

Тут уже наявність накопичувачів енергії потрібна для нарощування потужності ВДЕ.

На третьому етапі, коли частка ВДЕ перевищує 15% від річного вироблення, виникають суттєві виклики для енергосистеми у плані інтеграції нестабільних ВДЕ. Їх вплив відчувається як на рівні системи загалом, так і на практиці роботи інших (традиційних) електростанцій. Тут на перше місце виходить гнучкість енергосистеми – її здатність реагувати на невизначеність та мінливість балансу попиту та пропозиції. Тут уже потрібна глибока перебудова роботи енергосистеми та впровадження нових засобів та інструментів підтримки роботи енергосистеми. Два головних гнучких ресурси цієї стадії – керовані (маневрені) електростанції та мережі, але вже починає підвищуватися значення керування попитом та нових технологій накопичення енергії.

Четверта стадія – понад 50% річного вироблення ВДЕ-генерації. Для успішної інтеграції такого обсягу ВДЕ-генерації в енергосистему необхідно, перш за все, вирішити питання стандартизації технічних вимог до обладнання ВДЕ, що вводиться.

Основне завдання НЕ – створити нову енергетичну інфраструктуру, що дозволяє не лише зі своєю допомогою об'єднати центри генерації та споживання в загальну енергетичну «систему систем», але і інтегрувати до неї автономні, розподілені та централізовані системи спільно з ВДЕ [14, 15].

Таблиця 9.1 - Стадії поширення ВДЕ

Чотири етапу інтеграції ВДЕ				
	Ознаки, зростаючі по мірі проходження фаз			
	Фаза перша	Фаза друга	Фаза третя	Фаза четверта
Характеристики системи з погляду	Потужність ВДЕ не має значення на громадському рівні	Потужність ВДЕ стає помітною системному оператору	Гнучкість стає актуальною великих коливаннях балансу попиту та пропозиції	Стабільність пристасується актуальною. Потужність ВДЕ покриває майже 100% попиту на певний час
Вплив на існуючий склад генераторів	Немає помітної різниці між наявністю ВДЕ та чистим навантаженням	Немає значного зростання невизначеності та мінливості чистої навантаження, але є невеликі зміни в схемах роботи існуючих генераторів, щоб пристосуватися до ВДЕ	Велика мінливість чистого навантаження. Основні відмінності у схемах роботи: скорочення кількості електростанцій, що працюють безперервно	Жодна електростанція не працює цілодобово, всі електростанції регулюють потужність відповідно з ВДЕ
Вплив на мережу	Стан локальної мережі поблизу точок підключення, якщо такі є	Дуже ймовірно, що це вплине на місцеві умови мережі, можливе перевантаження передачі, викликана зміщенням потоків потужності через мережу	Значні зміни у структурі потоків електроенергії через мережу, обумовлені погодними умовами в різних місцях; збільшення двосторонніх потоків між високовольтними та низьковольтними частинами мережі	Потреба у посиленні всієї мережі та покращення здатності мережі відновлюватися після обурень
Проблеми залежать головним чином від	Місцевих умов у мережі	Відповідності між попитом та потужністю ВДЕ	Наявність гнучких ресурсів	Стійкість енергосистеми протистояти обуренням

Таким чином, у триланцюговій моделі «виробництво, передача з розподілом та споживання енергії» з'явилася нова ланка – накопичувачі енергії – яка розширила функціональні можливості кожної з цих ланок. НЕ позитивно впливають і на технологію електроенергетики та на економічні показники. Причому кожному з цих ланок ланцюга системи зберігання енергії накопичувачі здатні принести користь. У таблиці 9.2 наведено можливості впливу накопичувачів на процеси генерації, розподілу та споживання електроенергії.

Таблиця 9.2 - Вплив накопичувачів на процеси

Генерація	Розподіл	Споживання
Виконання функцій маневреної потужності	Зниження втрат в мережі під час передачі електроенергії	Зниження плати за підключення
Регулювання частоти	Збільшення пропускної здатності мережі	Згладжування піків споживання
Забезпечення динамічної стійкості	Підвищення надійності обладнання підстанцій	Згладжування провалів та переривань напруги
Компенсація міжсистемних перетікань	Зниження навантаження на мережеве обладнання	Симетрування навантаження по фазах
Виконання функцій гарячого резерву	Зниження витрати кольорових металів	Компенсація реактивної потужності
Оптимізація режимів роботи генератора	Скорочення величини включеного резерву	Оптимізація режимів роботи місцевих ВДЕ
Інтеграція мережевих ВДЕ в енергосистему	Поліпшення економічних показників	Забезпечення безперервного енергопостачання
Компенсація реактивної потужності	Вивільнення потужності підстанцій	Демпфування можливих коливань

Великі ВДЕ з накопичувачами (акумуляторами) електроенергії у багатьох енергосистемах світу вже досягають мережевого паритету з традиційними електростанціями не лише щодо ціни, а й продуктивності. Наявні у них НЕ не тільки полегшують процес управління на самих ВДЕ, але надають системні

послуги з управління нормальним та аварійним режимом енергосистеми, розвінчуючи усталені уявлення про переваги традиційних джерел енергії.

Встановлення накопичувачів енергії на будь-якій електричній станції та розподілених накопичувачів різних типів в енергосистемі, здатних оперативно змінювати свою генерацію автоматично або за командою диспетчера, виявляється значно економічнішим варіантом для резервування генерації сонячних і вітрових електростанцій, чим варіант утримання гарячого резерву потужності на традиційних електростанціях. Це пов'язано з тим, що встановлення накопичувачів вимагає лише одноразових вкладень, тоді як утримання гарячого резерву пов'язане з постійною оплатою палива, що витрачається, на безлічі електростанцій республіки протягом навіть не одного року. Тому в наш час резерв маневреної потужності повинен створюватися не за рахунок технологій традиційних електростанцій, що викликає значні додаткові витрати, а за рахунок установки накопичувачів на електричних станціях та розширення накопичувачів у енергосистемі.

Наявність накопичувачів поряд з іншими інноваціями в енергосистемі допомагає знижувати нестабільність вироблення вітрової та сонячної енергії, що підвищує надійність ВДЕ, необхідну для конкуренції з традиційними джерелами. При цьому накопичувачі не тільки здатні поліпшити процес інтеграції самих ВДЕ, але також впливають на режим роботи енергосистеми, здатні швидко усунути аварійну ситуацію, що виникає в енергосистемі. А енергокомпанії за рахунок накопичувачів можуть замінити споживання електроенергії з централізованої мережі на період мінімального навантаження енергосистеми, коли вартість енергії нижча.

Функції, що забезпечуються системою накопичення енергії:

- ✓ Режим джерела безперебійного живлення.
- ✓ Зрізання піків потужності.
- ✓ Компенсація різко змінного навантаження.
- ✓ Регулювання напруги і частоти.

✓ Обмеження наростання і скидання навантаження (критично для газових генераторів).

✓ Стабілізація роботи генераторного обладнання.

✓ Заміна «обертового резерву».

Накопичувачі енергії, виконуючи функцію маневреної потужності, скорочують пікове навантаження у процесі проходження добового максимуму.

Для забезпечення постійного балансу в енергосистемі між попитом та пропозицією потрібно тонке щосекундне регулювання. Однією з технологічних переваг акумуляторної батареї порівняно з більшістю інших мережевих ресурсів є те, що батареї діють швидко, майже миттєво. Газова електростанція, що знаходиться в режимі очікування, буде для цього спалювати паливо, нагрівати воду і виробляти пар для обертання своїх турбін, але не подаватиме електроенергію в мережу.

9.2 Основні групи накопичувачів енергії

Накопичувачі енергії (НЕ), або сховище енергії, як його називають на Заході, проникло сьогодні у кожную ланку енергетичної системи з ВДЕ. На рисунку 9.4 наведено динаміку зростання ринку накопичувачів електроенергії (НЕЕ) та сегменту ринку НЕ для підтримки енергосистем.

НЕ – це пристрій, здатний акумулювати, зберігати та, при необхідності, виділяти енергію для цільового використання. Вони відрізняються обсягом енергії, що запасається, швидкістю її накопичення та віддачі, питомою енергоємністю, можливими термінами її зберігання та іншими параметрами.

НЕ діляться на три основні групи [15, 16]:

- накопичувачі електроенергії (НЕЕ);
- накопичувачі механічною енергії (НМЕ);
- накопичувачі тепловий енергії (НТЕ).

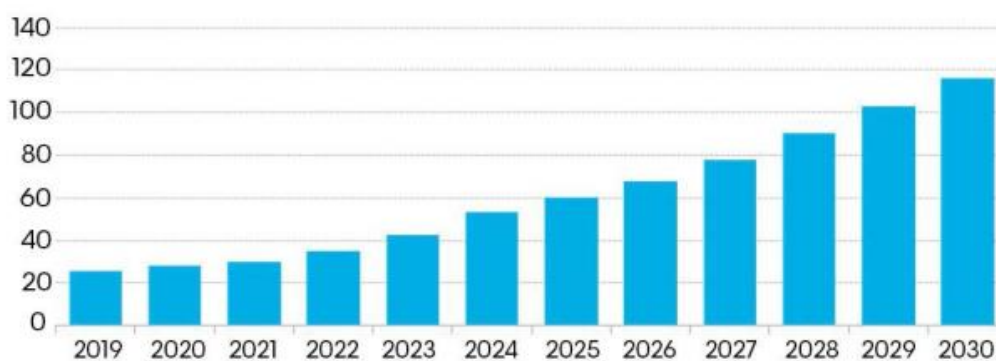


Рисунок 9.4 – Динаміка зростання ринку НЕЕ для підтримки енергосистем

Накопичувачі електроенергії являють собою пристрої для запасання та зберігання різних видів енергії (хімічної, механічної, магнітної тощо) з подальшим її перетворенням та віддачею у формі електричної енергії для подальшого використання: електрохімічні акумуляторні батареї (АКБ), ємнісні накопичувачі (ЄН), електромеханічні накопичувачі (ЕМН), індуктивні накопичувачі (ІН), надпровідникові накопичувачі (НПН), лінійні накопичувачі електромагнітної енергії (ЛНЕЕ) і т.д.

Працюючи НЕЕ паралельно з ЕЕС вони приєднуються до неї у вигляді керованого вентильного перетворювача, оскільки накопичення електричної енергії можливе лише за постійному струмі.

Накопичувачі механічної енергії являють собою пристрої для зберігання кінетичної або потенційної енергії з наступною віддачею її для здійснення корисної роботи.

Характерними режимами роботи НМЕ є заряд та розряд. Зберігання енергії є проміжним режимом. У зарядному режимі до НМЕ підводиться механічна енергія від зовнішнього джерела, яка має конкретну технічну реалізацію. При розряді НМЕ основна частина запасеної ним енергії передається споживачеві. Деяка частина накопиченої енергії витрачається на компенсацію втрат, які у розрядному режимі, у більшості видів МНЕ – й у режимах зберігання.

Оскільки в ряді накопичувальних установок час заряду може набагато перевищувати час розряду ($t_z \gg t_p$), то можливе суттєве перевищення середньорозрядної потужності P_p над середньої потужністю P_z заряду НМЕ. Таким чином, в НМЕ накопичувати енергію можна за допомогою порівняно малопотужних джерел. Основні різновиди НМЕ поділяються на статичні, динамічні та комбіновані пристрої.

Накопичувачі теплової енергії накопичують енергію внаслідок підведення до них теплоти. При цьому розрізняють два типи таких акумуляторів. До першого типу відносяться ті, температура яких в результаті підводу теплоти зростає, до другого – ті, у яких теплота, що підводиться, витрачається на який-небудь фазовий перехід – найчастіше плавлення. У першому випадку питома енергія акумулятора визначається теплоємністю акумулюючої речовини та допустимою зміною її температури, а в другому – прихованою теплотою фазового переходу.

Акумулювання теплоти часом виявляється дуже бажаним. Насамперед тут йдеться про такі відновлювані джерела енергії, які є непостійними у часі за своєю суттю. Наприклад, використання сонячної енергії для опалення практично неможливо без використання акумуляції теплоти – акумулятор нагрівається, коли сонячна радіація є і віддає теплоту, коли її немає. Крім того, акумуляція теплоти може розглядатися як засіб вирівнювання графіка енергоспоживання.

З перерахованих вище НЕ в роботі основну увагу приділено вивченню НЕЕ. При цьому (за принципом отримання електричної енергії) вони поділені на 3 групи:

- електрохімічні НЕЕ;
- НЕЕ на основі енергоакумулюючих систем;
- НЕЕ на основі електричної і магнітної енергії.

9.3 Електрохімічні накопичувачі електроенергії

Основні типи НЕЕ є електрохімічні акумуляторні батареї (АКБ), які характеризуються значенням питомої потужності близько 1 кВт/кг.

Типове значення питомої енергоємності АКБ близько 0,3 МДж/кг, а перспективне – до 1,8 МДж/кг. Збереження АКБ у робочому стані досягають кілька років [17].

Гранична енергоємність накопичувачів на основі свинцево-кислотних акумуляторів (СКА) оцінюється величиною 109 Дж, хоч і існують проектні опрацювання накопичувачів на енергію 1011 Дж. Перспективні розробки повинні забезпечити високі питомі характеристики – 1 кДж/г та 2 кВт/см³ [15, 16].

Питомі характеристики потужності основних типів АКБ наведено на рисунку 9.6.

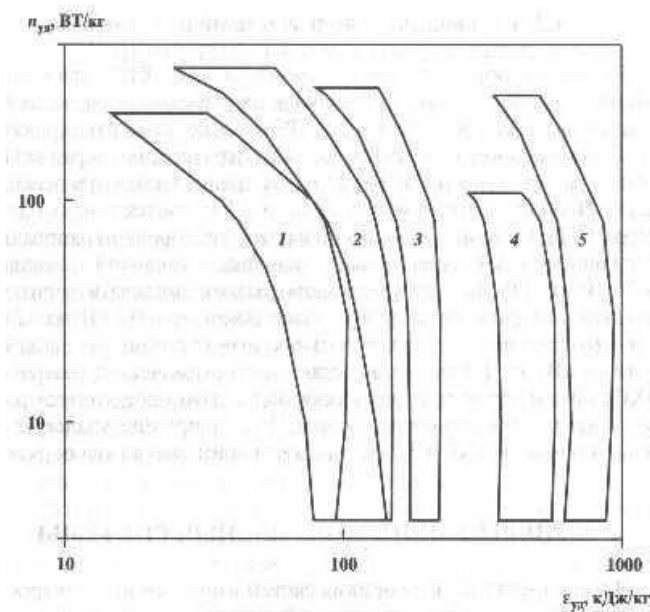


Рисунок 9.6 – Питомі енергетичні характеристики основних типів АКБ: 1 – свинцеві, 2 – нікель-кадмієві, 3 – нікель-цинкові, 4 - хлор-цинкові, 5 - сірчано -натрієві

Умови експлуатації накладають додаткові вимоги щодо зниження або повного виключення струмів саморозряду. У той самий час для малої автономної енергетики стають критичними масогабаритні характеристики акумуляторів.

9.3.1 Свинцево-кислотні акумулятори

Свинцево-кислотні акумулятори (СКА) – найбільш вивчений та освоєний тип НЕЕ як для систем з ВДЕ, так і для багатьох інших застосувань. СКА можна зустріти на великих електростанціях і підстанціях (джерела аварійного живлення власних потреб), у легкових автомобілях (для запуску стартерів та електроживлення). Активні речовини акумулятора зосереджені в електроліті та позитивних та негативних електродах.

У СКА електролітом є розчин сірчаної кислоти, активною речовиною позитивних пластин - двоокис свинцю PbO_2 негативних пластин - свинець Pb . Складові частини СКА представлені на рисунку

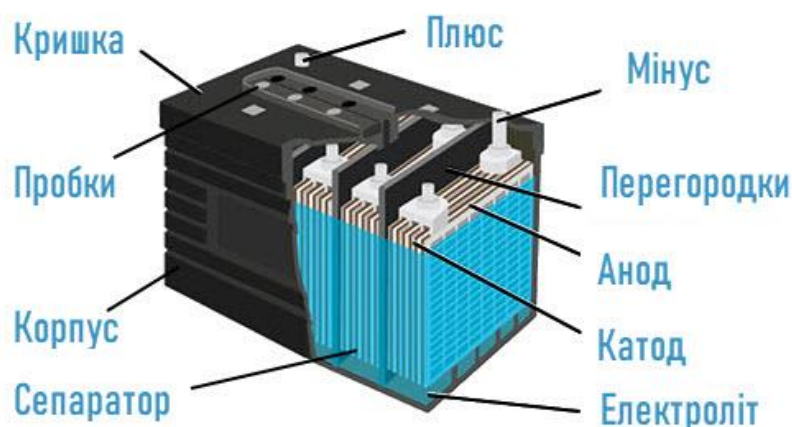
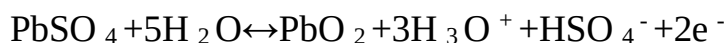


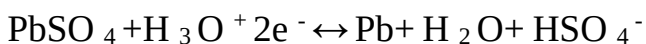
Рисунок 9.7 – Складові частини СКА

При роботі СКА протікають наступні електрохімічні реакції [7]:

Анодна реакція (заряд)



Катодна реакція (заряд)



Існуючі різновиди СКА розрізняються хімічними добавками до матеріалу позитивних та негативних пластин, станом електроліту та областями застосування. Перші СКА були заливними акумуляторами з вільним електролітом, в яких позитивний і негативні електроди були занурені у водний розчин сірчаної кислоти. Технологія досить проста та дешева, такі акумулятори широко застосовуються у стартерних батареях автомобілів. Зустрічаються вони у стаціонарних системах аварійного живлення. Такі акумулятори вимагають обслуговування, періодичної перевірки рівня кислоти і її концентрації. Кислота втрачається при випаровуванні електроліту та при електролізі під час заряду. Остання обставина призводить до виділення водню в процесі заряду та необхідності вентиляції приміщень під час заряду. Такі СКА можуть експлуатуватися лише у горизонтальному положенні. Для більшості СКА допустима глибина розряду, по міркувань збереження ресурсу обмежується 30% від номінальної енергоємності.

До недоліків свинцево-кислотних акумуляторів відносяться:

- невелика глибина розряду (до 30-50%);
- чутливість до температурі навколишнього середовища;
- низькі питомі характеристики (порядку 20–30 Втч/кг);
- відносно низький ресурс (500-800 циклів при глибині розряду 40-50% для більшості виробників).

Згодом конструкція та технологія виробництва СКА зазнали низки змін, передусім спрямованих на підвищення ресурсу та зручності обслуговування. Перевагою свинцево-кислотних акумуляторів є саме відпрацьована технологія їх масового виробництва, що істотно знижує їх вартість - даний вид накопичувачів у розрахунку на одиницю обладнання є найдешевшим [18, 19].

На ринку з'явилися герметизовані акумулятори з іммобілізованим у полімерній матриці (AGM – Absorbed glass mate) та гелевим (Gel) електролітом. Такі СКА не вимагають обслуговування та можуть експлуатуватись у будь-якому положенні (близькому до горизонтального). Вони забезпечені

рекомбінаторами водню, що перетворюють газ, що виділився в процесі електролізу, у воду і, таким чином, компенсує втрати електроліту при перезаряді.

Однак тривалий або швидкий перезаряд СКА здатний призвести до вибуху герметизованої батареї через перегрівання та підвищений газовиділення.

У розглянутих типах СКА по-різному модифіковано електроди. В акумуляторах типу AGM підвищено стійкість до режиму так званого «жорсткого буфера», при якому батарея тривалий час знаходиться в режим постійного підзаряду. Цей режим характерний для джерел аварійного живлення і допускає миттєве підхоплення навантаження при зникненні живлення від мережі. Середній термін служби СКА, використовуваних в такому режимі на базових станціях стільникового зв'язку - від 3 до 5 років.

Гелеві акумулятори оптимізовані для постійних глибоких циклів зарядів та розрядів, тому вони найчастіше застосовуються в системах з ВДЕ. Випускаються такі СКА номінальною напругою 2, 6 та 12 В для використання в сонячних енергоустановках ("Sonenschein", "Delta", "Hoppescke", "Fiamm", "Rittar", "Prosolar", "Haze" та ін.).

На основі СКА в 1993 року в Пуерто-Ріко збудовано НЕЕ потужністю 20 МВт та енергоємністю 14 МВт год. Установка створювалася для тестування великого СКА. При цьому значна увага приділялася питанням контролю температури та розбалансування характеристик окремих елементів у складі батареї [17, 20].

Загальний вигляд гелевих акумуляторних батарей напругою 12 наведено на рисунку 9.8

СКА залишаються найбільш поширеним рішенням по акумулюванні електроенергії малих споживачів (житлові будинки) або ВДЕ. Також можна відзначити застосування цього типу акумуляторів у джерелах резервного і безперебійного живлення самого різного призначення - від великих підстанцій до джерел безперебійного живлення персональних комп'ютерів.



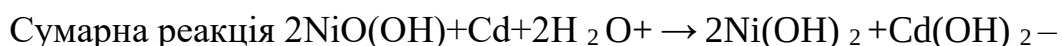
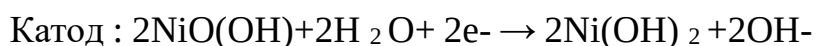
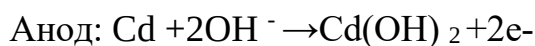
Рисунок 9.8 – Гелеві акумуляторні батареї напругою 12 В

Поширеність СКА багато в чому пояснюється консерватизмом галузі, яка звикла до відпрацьованих рішень та щодо низької вартості.

9.3.2 Нікель-кадмієві і нікель-металогібридні акумулятори

У нікель-кадмієвому акумуляторі (НКА) анодним електродом є гідрат дигідроксиду нікелю Ni(OH)_2 , що змішаний для підвищення провідності з графітом (5-8% мас., %), катодним електродом - гідрозакису кадмію Cd(OH)_2 або металевий кадмій Cd (у вигляді порошку). Електроліт - водний розчин калієвого лугу KOH щільністю $1,2 \text{ г/см}^3$.

Основні реакції в НКА:



Залежно від конструкції, режиму роботи та частоти використаних матеріалів термін служби НКА складає від 100 до 9000 циклів заряду-розряду.

Сучасні промислові батареї з НКА можуть бути до 20-25 років. НКА (Ni-Cd) - єдиний вид акумуляторів, які можуть зберігатися розрядженими. Для даного типу акумуляторів також характерна стійка робота при знижених температурах (-20°C) та незначне нагрівання при заряді та розряді високими струмами за рахунок застосування лужного електроліту. Основним недоліком даного типу акумуляторів є так званий «ефект пам'яті» – коли заряду піддається не повністю розряджений акумулятор, його робоча напруга знижується через формування додаткового акумулятора подвійного електричного шару на електродах, ніби «залишкового» залишкової ємності. Багаторазове повторення цього явища призводить до виходу акумулятора з ладу, тому акумулятори даного типу доцільно застосовувати в системах, для яких характерний глибокий розряд. Робота цих акумуляторів у буферному режимі не рекомендується. Щоб уникнути розбалансу акумуляторів батареї при зберіганні необхідна система контролю та вирівнювання напруг, інакше акумулятори всередині батареї обмінюватимуться між собою зарядом малими струмами, що призведе до деградації за рахунок ефекту пам'яті. Контролер заряду для таких акумуляторів повинен періодично здійснювати цикли повного заряду-розряду для збереження характеристик.

Істотним недоліком НКА є наявність токсичного кадмію, який потребує спеціальних технологій утилізації таких акумуляторів та відходів їх виробництва.

НКА широко застосовується в бортових джерелах живлення різних транспортних засобів, від електромобілів та радіокерованих моделей до авіації. нікель-кадмієві акумулятори мають:

- підвищеними питомими характеристиками;
- стійкістю до низьких температур та високих допустимих струмів заряду та розряду.

Однак НКА не знайшли широкого застосування у ВДЕ, хоча зазначено застосування у складі вітродизельних енергоустановок для згладжування нерівномірностей генерації та споживання.

9.3.3 Літій-іонні акумулятори

Останнім часом найбільш інтенсивно розвиваються літій-іонні акумулятори (ЛІА), які знайшли все більше застосування в електротранспорті, портативних джерелах живлення, космічній та авіаційній техніці.

ЛІА складається з електродів (катодний матеріал на алюмінієвій фользі та анодний матеріал на мідній фользі), розділених просоченими електролітом пористими сепараторами. Пакет електродів поміщений у герметичний корпус, катоди і аноди приєднані до клем-струмознімачів. Корпус має запобіжний клапан, що скидає внутрішній тиск при аварійних ситуаціях та порушенні умов експлуатації.

Принцип дії ЛІА показаний на рисунку 9.9. [14-16].

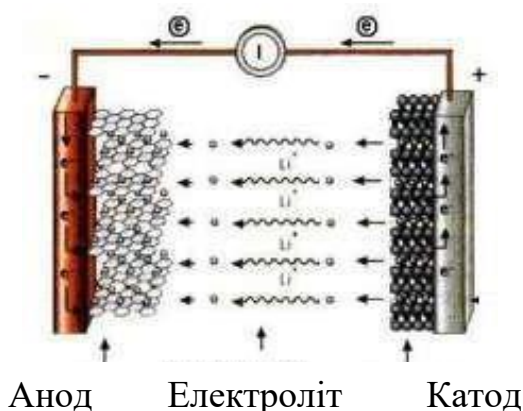


Рисунок 9.9 – Принцип дії ЛІА

Використання органічних електролітів у ЛІА дозволило підвищити напругу на одиничному елементі до 3-5 В у порівнянні з 1-1,5 для кислотних та лужних акумуляторів. При заряді ЛІА відбувається інтеркаляція іонів літію в анодний матеріал. При розряді іони літію деінтеркалюються і переносяться на катод, а електрони, що вивільнилися, формують електричний струм у зовнішньому ланцюгу. Для ЛІА характерні:

- висока енергоємність;
- глибокі цикли заряду-розряду (70-80 %);
- відсутність ефекту пам'яті.

Слід зазначити, що ресурс експлуатації та вартість ЛІА залежать від типу електрохімічних систем, що застосовуються на катоді та аноді, а також від температури та режимів експлуатації.

Основними перевагами ЛІА перед іншими акумуляторами є висока енергетична ємність, низький саморозряд та велика кількість циклів заряду-розряду.

До головних недоліків акумуляторів першого покоління відносилося те, що вони схильні до вибухового ефекту. Згодом цю проблему вдалося усунути за допомогою заміни матеріалу анода на графіт. Крім того, всі сучасні зарядні пристрої для ЛІА запобігають перезаряду та перегріву внаслідок занадто інтенсивного заряду.

Не до кінця вирішеною проблемою є старіння акумуляторів і їхня деградація при неправильному використанні. Втрачають ефективність або навіть повністю виходять з ладу при повному розряді батареї. Чутливі вони також і до температурного режиму. Самий сприятливий режим для них - 0–10°C і не менше 40% решти заряду. Як правило, через два роки батарея втрачає не менше 20% ємності, навіть якщо вона не використовується [12].

Деякі властивості літій-іонних акумуляторів наведено в таблиці 9.3 [10].

Таблиця 9.3 – Деякі властивості літій-іонних акумуляторів

Катодна система	Питома енергія, Вт·ч/кг	Питома потужність, кВт/кг	Питома вартість \$ / Вт · год	Ресурс, циклів	Застосування
$\text{Li (1-x) Mn}_2\text{O}_4$	150	0,8-1	1–3	1500	Джерела безперебійного живлення, електротранспорт
LiCoO_2	180	0,3-0,4	2,8–5	1200	Споживча електроніка, електротранспорт
LiFePO_4	110	2–3	0,4-2	Більше 2000	Електротранспорт, стаціонарні системи

З таблиці 9.3 видно, що системи з високою енергоємністю мають менший ресурс і допускають розряд меншими струмами. Застосування в якості анодного матеріалу наноструктурованого титанату літію ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$) дозволяє збільшити ресурс до 9000 циклів, але зі зниженням енергоємності до $90 \text{ Вт} \cdot \text{ч/кг}$.

Для нормальної та безпечної роботи ЛІА батареї необхідна система контролю та управління (КУ).

Система контролю і управління ЛІА батареї повинна:

- регулювати струми заряду і розряду;
- контролювати температуру на окремих акумуляторах;
- вирівнювати напругу на окремих акумуляторах у процесі заряду та розряду.

Без такої системи може виникнути ситуація, коли вся батарея починає працювати на заряд єдиного акумулятора з мінімальною напругою, що може призвести до його заряду, пожежі та вибуху.

Система контролю та управління ЛІА зазвичай класифікуються як активні та пасивні.

Активні системи КУ здійснюють відключення та дозарядку кожного акумулятора індивідуально, в той час як пасивні знижують напругу найбільш заряджених акумуляторів за рахунок пропускання струму через балансувальний резистор, включений паралельно кожному акумулятору.

Пасивні системи КУ простіші і дешевші, але сумарний ККД батареї в цьому випадку буде нижче за рахунок розсіювання частини енергії в тепло. Це розсіювання буде тим вище, чим більше початковий «розбіг» напруги індивідуальних акумуляторів, зібраних в батарею.

Незважаючи на високі питомі характеристики, до середини 2000-х років ЛІА застосовувалися, в здебільшого, в портативних електронних пристроях. Використання як основний катодний матеріал дорогого та вибухонебезпечного кобальтиту літію було основним обмеженням на кількість елементів в батареї. До тому ж такі ЛІА батареї вимагали складної системи контролю та управління, що не допускала:

- надмірного розігріву елементів;
- високих значень струмів заряду і розряду;
- суттєвої різниці напруг між окремими елементами батареї.

Порушення будь-якої з наведених вимог зазвичай призводить до вибуху елемента. У таких умовах не було можливостей створювати великі НЕЕ на основі ЛПА. Ситуація початку кардинально змінюватися з появою нових катодних матеріалів – олівіноподібних структур та шпинелів, які дозволили:

- підвищити безпека, ресурсні Показники;
- знизити вартість ЛПА батарей без суттєвого зниження енергоемності.

Застосування титанату літію на аноді ЛПА дозволило розширити температурний діапазон і досягти ресурсу понад 6000 циклів за суттєвої глибини розряду високих значень струмів.

У теперішній час багато компанії, орієнтовані на виробництво акумуляторів для електромобілів, розпочинають випуск систем ЛПА для безперебійних, резервних та аварійних потреб. Високі питомі характеристики ЛПА дозволяють розмістити такі системи у стандартних морських або автомобільних контейнерах.

Ферро-фосфат літію виявився дуже вдалим матеріалом для використання в ЛПА.

Найбільшим НЕЕ на основі ЛПА є резервний літій-іонний накопичувач енергії компанії Altair-nano ємністю 250 кВт·год і потужністю 1 МВт, встановлений на Гавайських островах для ВЕС. Загальний вид цієї установки наведено рисунок 9.10.

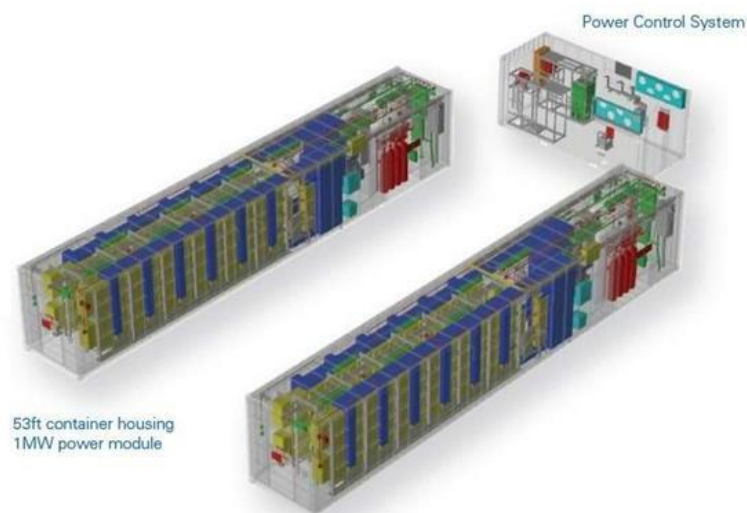


Рисунок 9.10 – Літій-іонний накопичувач енергії компанії Altair- nano ємністю 250 кВтг і потужністю 1 МВт

9.3.4 Натрій-сірчані акумулятори

Принцип дії натрій-сірчаного акумулятора (НСА) показано рисунку 9.11.

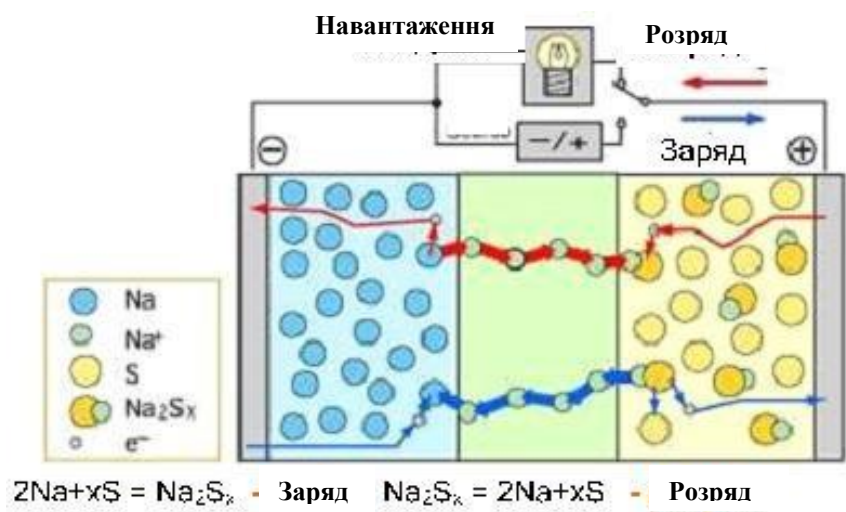


Рисунок 9.11 – Принцип дії НСА

Наведена на рисунку 9.11 електрохімічна система багато в чому схожа на літєву – у розрядженому стані натрій утворює із сіркою хімічне з'єднання (полісульфід натрію), в зарядженому – сірка та натрій представлені у вигляді чистих речовин, розділених керамічною мембраною. Головна відмінність цих

систем у тому, що у НСА електроліт – керамічний. Це зумовлює високу робочу температуру НСА (290–360 °C).

У японських системах, розроблених і серійно що випускаються компанією NGK Insulators LTD температура НСА в режимі зберігання підтримується за рахунок струмів саморозряду. Так як падіння температури призводить до замерзання реагентів і різкого зниження іонної провідності електроліту, в конструкції НСА вжито додаткових заходів теплоізоляції батареї. Крім теплоізоляції зовнішнього корпусу застосовуються такі заходи, як відкачування повітря з внутрішнього об'єму НСА батареї, де розташовані окремі акумулятори і покриття внутрішніх стінок цього обсягу фольгою (екранно-вакуумна теплоізоляція).

Теоретична енергоємність НСА може досягати 925 Вт·ч/кг, проте насправді досягнуто набагато менші цифри – 150–100 Вт·ч/кг [14].

Досягнуті практично ресурсні характеристики НСА демонструють значення 2000–4000 циклів при глибині розряду до 80-90%.

На рисунку 9.12 наведено масштабний проект зберігання енергії з використанням НСА японського виробника NGK Insulators в Абу-Дабі (Об'єднані Арабські Емірати).



Рисунок 9.12 – НСА потужністю 108 МВт в Абу-Дабі

П'ятнадцять акумуляторних систем НСА були встановлені в десяти різних географічних точках - в загальній складності 108 МВт (12) систем по 4 МВт і три системи по 20 МВт) та 648 МВт ·ч, при цьому кожна з систем є «шестигодинний», то є здатний видавати заявлену потужність протягом шести годин.

Наведений на рисунку 9.12 комплекс НEE дозволяє балансувати навантаження в системі Абу-Дабі вдень, а також забезпечить резерв у разі перебоїв у роботі мережі.

Перспективи НСА акумуляторів обумовлені цілим рядом їх переваг:

- висока питома енергія та потужність;
- хороша оборотність і великий ресурс, що є наслідком використання рідких електродів;
- відсутність побічних реакцій, герметичність та великий термін збереження;
- дешевизна і доступність основних реагентів - натрію і сірки.

Перерахованим перевагам НСА протистоїть один істотний недолік - його щодо висока робоча температура (300) °C), яка, в основному, і визначає сфери можливого застосування цього виду НEE.

9.3.5 Проточні акумулятори

В даний час у передових країнах широке застосування отримують надефективні акумуляторні проточні батареї (ПАБ).

ПАБ відрізняються формою і функцією від типових літій-іонних батарей. Вони зберігають свої активні хімічні речовини – рідкі електроліти – у двох зовнішніх баках. Для вироблення електроенергії ці рідини закачують у центральний колектор з двома електродами, які розділені мембраною. Вони обмінюються іонами через цю мембрану, і цей процес виробляє електроенергію. Для накопичення електроенергії відбувається зворотний процес.

У зарубіжних джерелах проточні акумуляторні батареї (ПАБ) мають назву редокс-накопичувач (від англ. Redox окислювально- відновлювальний).

Енергоємність системи ПАБ визначається запасом розчинів солей, а потужність накопичувача – кількістю та площею електрохімічних осередків. системи виробляється за рахунок запуску процесу в зворотний бік (з подачею зовнішньої напруги на комірки) або перезавантаження ємностей свіжими розчинами.

На ринку ПАБ найбільшого застосування досягли три електрохімічні системи: Fe | Cr (Deeya Energy), Zn | Br (Premium Power, ZBB), V | V (Golden Energy Fuel Cell, Prudent Energy, Cellstrom Power). Перша та остання системи використовують розчини солей у рідкій фазі, у той час як у системах Premium Power та ZBB у процесі заряду виділяється газоподібний бром. Можливість досягнення великих тисків та токсичність самого газу спонукали розробників забезпечити безпеку системи в режимі зберігання шляхом зв'язування газоподібного броду у складі метал-органічної сполуки.

Накопичувачі ПАБ випускаються у мобільному варіанті, загальний вигляд якого наведено на рисунку 9.13.



Рисунок 9.13– Мобільний ПАБ на основі електрохімічної системи Zn | Br (TransFlow2000, компанія Premium Power, США)

Електрична ємність ПАБ, наведеного на рисунку 9.13 складає 2.8 МВт·год, а потужність - 500 кВт.

Найбільше поширення отримала система $V|V$, то є ванадієві ПАБ. У ванадієвих та інших проточних акумуляторах використовуються ті ж матеріали, що і в паливних елементах з твердополімерним електролітом:

- вуглецеві неткані матеріали з розвиненою поверхнею як електроди;
- вуглець-полімерні композитні біполярні пластини;
- перфторовані іонообмінні мембрани типу Nafion (у разі сірчаноокислотного електроліту).

Каталізатори на електродах відсутні, хоча в низці досліджень, спрямованих на підвищення щільності струму, розглядаються наноструктуровані системи на основі рутенія та паладію [16,17].

Особливо яскраво переваги даної системи виявляються при сезонному регулюванні роботи енергосистем – поділ потужності та ємності дозволяє сформувати запас електролітів у літній час для подальшого його використання на покриття піків навантаження в зимове час. Гранична концентрація солей ванадію нині обмежує енергоємність системи 15–20 Вт·год/кг, що можна порівняти зі свинцево-кислотними акумуляторами. Незважаючи на це були розроблені і випробувані транспортні енергоустановки із застосуванням ванадієвої системи [18].

Вартість таких систем складає 2000–8500 дол. США за кВт встановленої потужності та 30–100 доларів за кВт·год. залежно від потужності та енергоємності системи [19].

Крім вищезгаданих станцій існує ще ряд систем ПАБ виробництва Cellstrom (Австрія) потужністю 10 кВт та енергоємністю 100 кВт·год. Ці системи призначені, в основному, для роботи з сонячними та вітровими станціями малої потужності. Одна з таких систем, наведена на рисунку 9.13, використовується як заправки для електротранспорту.

Найбільш цікавим застосуванням ванадієвих ПА є реалізований (Тасманія) енергетичний комплекс, що включає в себе ВЕС загальною потужністю 2,5 МВт, дизель-генератор та ванадієві ПА (200 кВт, 4 год роботи, пікова потужність до 400 кВт). Особливості вибору накопичувача для систем з

ВДЕ для всіх типів енергоустановок на основі ВДЕ неможливо. Тим не менш, можна сформулювати деякі особливості та обмеження, що полегшують проектувальнику вибір накопичувача для своєї системи.

В даний час освоєно велику кількість різновидів електрохімічних акумуляторів. Проаналізуємо кількісні характеристики розглянутих типів електрохімічних НЕЕ, такі як клас потужності та час розрядки.

Свинцево-кислотні акумулятори (СКА) набули широкого поширення завдяки своїй дешевизні, відпрацьованій технології виробництва та великому досвіду експлуатації. На сьогоднішній день випускаються та використовуються СКА широким діапазоном номінальних потужностей (до 100 МВт). Разом з тим, в таких акумуляторах використовується токсичний свинець, який створює певні проблеми. Крім того, вони мають малу енергоємність і низьку допустиму глибину розряду і, відповідно, невеликий час розрядки (до 1 год).

Нікель-кадмієві акумулятори (НКА) відрізняються великою енергоємністю, роботою за низьких температур і високими струмами заряду/розряду. Також їм властивий ефект пам'яті, що негативно позначається на їх характеристиках. Крім того, такі НКА найвибагливіші до умов експлуатації. У зв'язку з цим час їхнього розряду становить близько півгодини, що робить їх придатними для підтримки якості електроенергії та резервування споживачів невеликої потужності.

Натрій-сірчані акумулятори (НСА) відрізняються великими ресурсними характеристиками (2000-4000) циклів) при глибині розряду 80-90 %. Незважаючи на нездатність зберігати запасену енергію в перебіг тривалого часу (вся вона буде витрачена на підтримку робочої температури електролітів протягом кількох годин), ці акумулятори виявилися потрібними для резервування та управління режимами енергосистем.

Літій-іонні акумулятори (ЛІА) характеризуються високою енергоємністю, глибокими циклами розряду (70-80%), а також відсутністю ефекту пам'яті. Однак на даний момент до кінця не вирішено питання

вибухонебезпечності таких акумуляторів великої потужності, тому вони є найбільш придатними для підтримки якості електропостачання.

Проточні акумуляторні батареї мають досить велику ємність і тривалий термін служби (до 20 років). Принцип їхньої роботи дозволяє виробляти такі НEE достатньо великих потужностей (кілька сотень МВт). При цьому вони здатні працювати при низьких і високих температурах, без деградації, оскільки обсяг електроліту залишається постійним. Завдяки своїм властивостям ПАБ здатні виступати надійним резервним джерелом живлення та брати участь у керуванні режимами енергосистем.

Результати аналізу основних властивостей (потужності та час розряду) та особливостей електрохімічних НEE дозволяють оцінити їх застосування в різних цілях в системі електропостачання.

Виділено три умовні зони можливості застосування електрохімічних НEE з урахуванням їхньої потужності та часу розряду:

- забезпечення якості електропостачання;
- в ролі резервного джерела електроенергії;
- в управлінні режимами енергосистеми.

10 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

10.1 Задачі розділу

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

Під час роботи в діючих електропристрійх питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких пристрійх допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота [21].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом використання електрохімічних накопичувачів», найголовнішим при експлуатації ліній електропередачі є електробезпека.

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

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

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вимикачами за міждержавним ГОСТ12.0.003-74
- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на ВРП 110 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення.

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

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом використання електрохімічних накопичувачів» 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 електропристроях

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електропристроях 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.
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008.

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

- затвердження переліку робіт, які виконуються за нарядом, розпорядженням;

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

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

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливлюють 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 [22].

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

10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.4.1 Мікроклімат

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

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

Таблиця 10.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, $^{\circ}\text{C}$ Допустима		Відносна вологість	Швидкість руху, X
		Верхня межа	Нижня		
Холод	Іб	20-	17-	75	не
Тепло		21-	19-	55 при	0,1-0,3

10.4.2 Склад повітря робочої зони

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

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/м^3		Клас небезпечності
	Максимальна 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 [23]:

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

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

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

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

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

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

10.4.4 Штучне освітлення

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

Нормується величина освітленості E в люксах [24]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

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

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

10.4.5 Виробничий шум

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

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі [14].

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

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

10.4.6 Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно

статичного стану. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16... 20 Гц і більше – одночасно як вібрація і як звук.

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

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

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні вібрації постійних робочих місць.

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

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

10.5 Розрахунок захисного заземлення

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

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

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

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. З метою вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,7)м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;

- число вертикальних заземлювачів: $n_\epsilon = 20 \text{ шт}$;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_\epsilon = 5 \text{ м}$.

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

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

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

Визначимо величини:

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

$$a / l_\epsilon = 5,6 / 5 = 1,12;$$

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

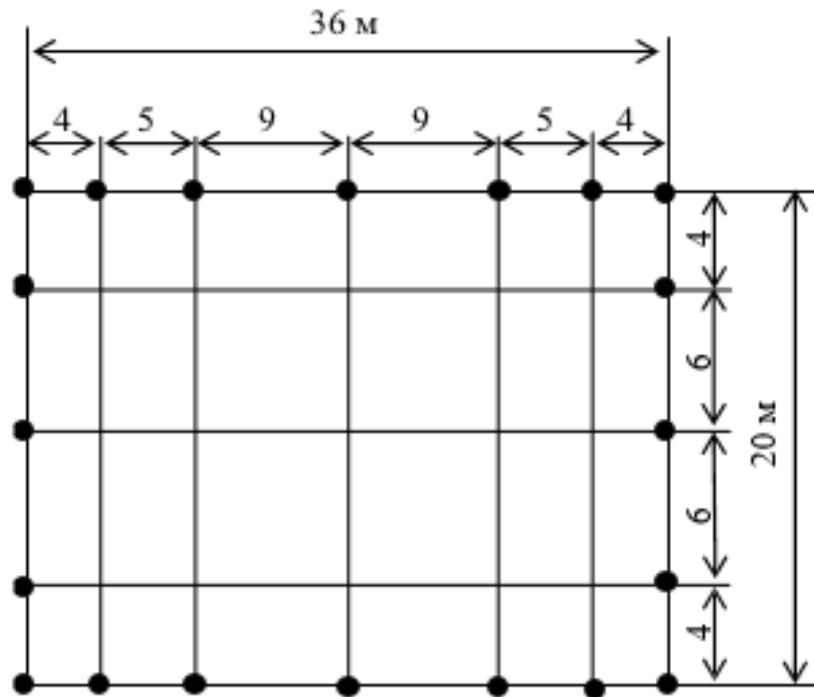


Рисунок 10.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

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

10.6 Пожежна безпека

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

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

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

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

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

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних щита. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [24].

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 ВРП – 110кВ.

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

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

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії [25, 26].

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

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

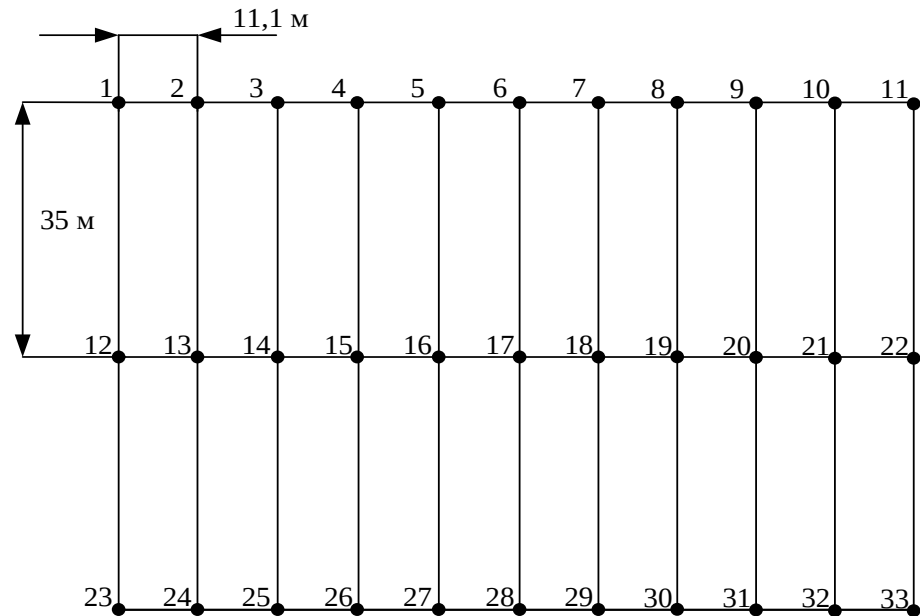


Рисунок 10.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРП 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

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

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

- h_0 – верхня границя зони захисту, м:

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 10.5 – Розрахунки отриманих величин

	L 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

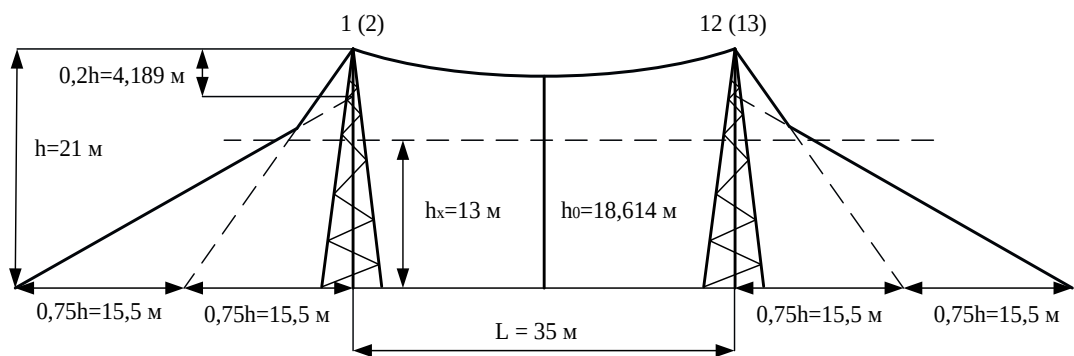


Рисунок 10.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

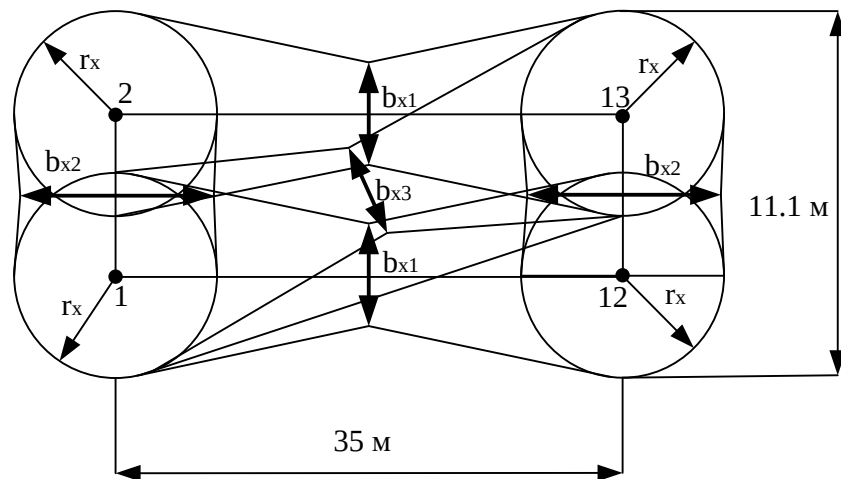


Рисунок 10.4 – Зони захисту ВРП 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

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

ВИСНОВКИ

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

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

Щодо надійності, то для ПС Турбів (вузол 16) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (701, 702, 703, 704) було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

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 – 2,52 МВт при сумарній активній потужності генерації 137,48 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 259 016,93 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.14)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 7,3 років.

В роботі виконано аналіз використання електрохімічних накопичувачів та розглянуто різні їх типи і особливості.

У розділі «Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок» магістерської виконувався аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРП, також розглядалися організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електропристроях, а також виконувався розрахунок захисного заземлення та грозозахисту.

.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. 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.
3. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
4. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишу
5. кувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
6. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.
7. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
8. Півняк Г. Г., Шкрабець Ф. П., Довгань В. П. Електричні машини. Дніпропетровськ, 2003. 329 с.
9. ГОСТ 13109-97 Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.
10. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT). Київ, Мінекономрозвитку України, 2014. 27 с.
11. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. НЕК «Укренерго». URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyhpotuzhnostej-2019.pdf?fbclid=IwAR2dQAbmI14EsQ1pkcvQKXPBaUbcSgozEmp5WPwCKtgz_xyvXuqQZLJ2wM.

12. Інтеграція ВДЕ в енергосистему України. Укренерго. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/u-2020-rotsi-vstanovlena-potuzhnist-ves-ta-ses-zrosla-na-41-a-yihnya-chastka-u-strukturi-vyrobnytstva-elektroenergiyi-vdvichi/>.
13. Національний план дій з розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 року. Проект. URL: <https://saee.gov.ua/uk/content/elektronni-consultatsii>.
14. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. IRENA, 2017.
15. URL: https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf.
16. ДТЕК запустив першу в Україні промислову систему накопичення енергії. URL: <https://dtek.com/media-center/news/dtek-zapustil-pervuyu-v-ukraine-promyshlennuyu-sistemu-nakopleniya-energii/>.
17. Handbook on battery energy storage system. ADB, 2018. 92 p. <http://dx.doi.org/10.22617/TCS189791-2>
18. Літій – іонний акумулятор – 2022. – Режим доступу: https://en.wikipedia.org/wiki/Lithiumion_battery.
19. Системи накопичення енергії: чи є майбутнє в Україні? – 2022. -Режим доступу: <https://ecopolitic.com.ua/ua/news/sistemi-nakopichennya-energii-chi-ie-majbutnie-v-ukraini/>
20. This Compressed Air Grid 'Battery' Is an Energy Storage Game Changer – 2022. – Режим доступу: <https://www.popularmechanics.com/science/green-tech/a36300986/compressed-air-grid-energy-storage-system/>
21. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах: навч. посіб. / Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
22. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
23. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації

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

24. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

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

26. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом використання електрохімічних накопичувачів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Сікорська О.В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ 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.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор _____ Кравець В.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____ Вишневський С.Я
(підпис) (прізвище, ініціали)

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

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

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

(підпис)
" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
**Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом використання
електрохімічних накопичувачів**
08-21.МКР.08.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент
каф. ЕСС
_____ Сікорська О.В.

Студентка групи 1ЕСМ-23м
_____ Кравець В.В.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження засобів та методів регулювання напруги.

б) наказ № 310 від 17 вересня 2024 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 використання електрохімічних накопичувачів;

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

Для приєднання нових споживачів та забезпечення якості й ефективності їх електропостачання спроектувати розвиток електричних мереж 110/35/10 кВ АТ «Вінницяобленерго» з врахуванням вимог нормативної документації.

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 4 підстанції 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “РЗВА”, “ABB”, “Siemens” та ін.);

– конструктивне виконання: оскільки в окремих пунктах споживання є споживачі 1 категорії, то необхідне резервування як по лініях, так і по трансформаторних підстанціях;

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал обласної енергопостачальної компанії, а також бригади електромонтерів у відповідності з вимогами ПТЕ, ПТБ і технологічних карт.

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	16.08.24	16.08.24	
2.	Прогнозування електричних навантажень	17.08.24	20.08.24	
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	21.08.24	10.09.24	
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	11.09.24	01.10.24	
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	02.10.24	22.10.24	
6.	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	23.10.24	15.10.24	
7.	Оцінювання балансу потужностей	16.10.24	25.10.24	
8.	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	26.10.24	01.11.24	
9.	Економічна частина: визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	02.11.24	12.11.24	
10.	Аналіз використання електрохімічних накопичувачів	13.11.24	21.11.24	
11.	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	22.11.24	24.11.24	
12.	Оформлення пояснювальної записки та презентації	25.11.24	28.11.24	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, 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 кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21 / уклад.: А. О. Семенов, Л. П. Громова, О. В. Сердюк, Т. В. Макарова. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 6200.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 3056.8 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 98.700 МВТ / 611.942 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 96.450 МВТ / 597.990 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.494 МВТ / 4.568 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.494 МВТ / 4.568 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.511 МВТ / 3.167 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.297 МВТ / 0.908 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.808 МВТ / 4.075 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 2.302 МВТ / 8.643 МЛН.КВТ*Г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗЛО	-28.432	-14.092	110.000	0.00
201	201 0.000 0.000 108.729	-0.30			
1	АГРОНОМІЧНЕ	0.000 0.000 108.481	-0.38		
202	202 0.000 0.000 108.276	-0.44			
2	ПЕТРИК	0.000 0.000 106.905	-0.77		
203	203 0.000 0.000 106.040	-1.04			
3	ЛІТИН	0.000 0.000 106.030	-1.04		
4	КОЖУХІВ	0.000 0.000 105.228	-1.25		
204	204 0.000 0.000 105.035	-1.30			
5	КУРОРТНА	0.000 0.000 104.988	-1.31		
6	ХМІЛЬНИК	0.000 0.000 104.962	-1.34		
7	УЛАНІВ	0.000 0.000 105.666	-1.25		
8	ВИШЕНЬКА	0.000 0.000 106.541	-1.03		
205	205 0.000 0.000 107.098	-0.89			
9	ЮРІВКА	0.000 0.000 107.404	-0.79		
206	206 0.000 0.000 108.832	-0.42			
207	207 0.000 0.000 109.843	-0.07			
300	КОЗЯТИН	-58.947 -31.482 110.000	0.00		
208	208 0.000 0.000 109.449	-0.22			
10	КОЗЯТИН ТЯГА	0.000 0.000 108.193	-0.73		
11	ГЛУХІВЦІ	0.000 0.000 107.847	-0.86		
12	ЗАВОД ПРОГРЕС	0.000 0.000 107.388	-1.03		
13	СИГНАЛ	0.000 0.000 109.450	-0.22		
209	209 0.000 0.000 109.451	-0.22			
14	СОСОНКА ТЯГА	0.000 0.000 108.624	-0.53		
15	КАЛИНІВКА	0.000 0.000 108.648	-0.53		
211	211 0.000 0.000 110.001	-0.00			
200	200 -11.321 -3.946 110.000	0.00			
210	210 0.000 0.000 109.782	-0.08			
16	ТУРБІВ	0.000 0.000 108.961	-0.38		
1001	3.430 1.660 9.972	-4.09			
1002	3.540 1.810 9.779	-4.72			
2003	0.000 0.000 34.774	-2.77			
1003	3.970 2.250 9.814	-3.79			
1004	2.680 1.450 9.712	-4.31			
1005	4.720 2.540 9.655	-4.75			
2006	0.000 0.000 33.885	-4.88			
1006	7.300 3.730 9.662	-4.82			
1007	2.790 1.430 9.758	-4.40			
1008	3.330 1.890 9.731	-4.77			
2009	0.000 0.000 35.818	-1.17			
1009	3.430 1.860 10.206	-1.43			
20010	0.000 0.000 25.529	-2.19			
10010	17.170 7.820 10.128	-3.11			
10032	0.000 0.000 9.814	-3.79			
200102	0.000 0.000 25.529	-2.19			
100102	0.000 0.000 10.129	-3.11			
10011	5.040 2.590 10.131	-2.57			
100112	0.000 0.000 10.131	-2.57			

10012	6.650	3.770	9.930	-3.91
20013	0.000	0.000	35.885	-2.19
10013	9.010	4.860	10.215	-2.41
200132	0.000	0.000	35.885	-2.19
100132	0.000	0.000	10.216	-2.41
20014	0.000	0.000	25.568	-2.12
10014	11.800	6.050	10.219	-2.10
200142	0.000	0.000	25.568	-2.12
100142	0.000	0.000	10.219	-2.10
20015	0.000	0.000	36.019	-1.52
10015	6.870	3.330	10.250	-1.89
200152	0.000	0.000	36.020	-1.52
100152	0.000	0.000	10.250	-1.89
20016	0.000	0.000	36.043	-1.47
10016	4.720	2.540	10.265	-1.71
200162	0.000	0.000	36.043	-1.47
100162	0.000	0.000	10.266	-1.71
3003	0.000	0.000	103.869	-2.77
6006	0.000	0.000	101.216	-4.88
9009	0.000	0.000	106.989	-1.17
100010	0.000	0.000	106.764	-2.19
1000102	0.000	0.000	106.764	-2.19
130013	0.000	0.000	106.958	-2.45
1300132	0.000	0.000	107.420	-1.93
140014	0.000	0.000	106.923	-2.12
1400142	0.000	0.000	106.929	-2.12
150015	0.000	0.000	107.277	-1.92
1500152	0.000	0.000	107.611	-1.53
160016	0.000	0.000	107.710	-1.48
1600162	0.000	0.000	107.433	-1.74

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ N КІНЦЯ РП,МВТ QP,МВАР РК,МВТ QK,МВАР DP,МВТ DQ,МВАР I,КА DU,KB											
3	3003	1.511	0.979	1.509	0.914	0.002	0.065	0.010	2.266		
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.038	0.010	1.368		
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.166	-0.000		
3	10032	2.473	1.539	2.462	1.372	0.011	0.166	0.016	3.631		
100	201	21.076	10.218	20.886	9.989	0.189	0.228	0.123	1.272		
201	1	20.886	10.232	20.852	10.182	0.034	0.050	0.123	0.249		
1	202	17.394	8.256	17.371	8.222	0.024	0.034	0.102	0.205		
202	2	17.371	8.519	17.199	8.312	0.171	0.206	0.103	1.378		
203	4	9.544	4.328	9.487	4.259	0.057	0.068	0.057	0.820		
4	204	6.787	2.901	6.777	2.889	0.010	0.012	0.040	0.195		
204	6	2.024	0.167	2.023	0.166	0.001	0.002	0.011	0.074		
6	7	-5.332	-3.833	-5.361	-3.868	0.029	0.035	-0.036	-0.708		
7	8	-8.173	-4.894	-8.222	-4.966	0.049	0.071	-0.052	-0.882		
8	205	-11.580	-6.727	-11.624	-6.790	0.044	0.063	-0.072	-0.562		
205	9	-11.624	-6.528	-11.645	-6.567	0.021	0.039	-0.072	-0.308		
9	206	-15.125	-8.380	-15.271	-8.591	0.145	0.210	-0.093	-1.436		
206	207	-15.271	-7.976	-15.363	-8.144	0.092	0.168	-0.091	-1.014		
207	300	-15.363	-7.802	-15.376	-7.831	0.013	0.029	-0.090	-0.157		
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.023		
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000		
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.021		
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498		
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000		
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000		
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000		
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498		
1000102	100102	8.595	4.055	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948		
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001		
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.956		
300	208	21.915	11.895	21.851	11.752	0.064	0.143	0.131	0.552		
208	13	-7.409	-3.826	-7.409	-3.827	0.000	0.000	-0.044	-0.001		
13	209	-16.491	-9.485	-16.491	-9.485	0.000	0.000	-0.100	-0.001		
209	300	-21.593	-11.614	-21.657	-11.755	0.063	0.140	-0.129	-0.550		
209	14	5.102	3.018	5.079	2.968	0.022	0.050	0.031	0.830		
14	15	-0.370	-1.114	-0.370	-1.114	0.000	0.000	-0.006	-0.023		
15	100	-7.302	-4.017	-7.355	-4.135	0.053	0.117	-0.044	-1.357		
15	150015	3.159	1.580	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.426		
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.335		
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000		
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021		
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.875	0.002	0.083	0.022	1.070		
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.019	0.014	0.470		
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000		
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.116		
14	140014	5.906	3.243	5.900	3.029	0.006	0.213	0.036	1.770		

```

140014 20014 0.004 -0.010 0.004 -0.010 0.000 0.000 0.000 -0.003
20014 200142 0.004 -0.010 0.004 -0.010 0.000 0.000 0.000 0.000
1400142 200142 -0.004 0.010 -0.004 0.010 0.000 0.000 -0.000 0.003
14 1400142 5.911 3.231 5.905 3.017 0.006 0.213 0.036 1.764
1400142 100142 5.909 3.007 5.903 3.007 0.006 0.000 0.036 0.083
100142 10014 5.903 3.007 5.902 3.007 0.000 0.000 0.374 0.001
140014 10014 5.896 3.039 5.890 3.039 0.006 0.000 0.036 0.083
14 16 -6.455 -1.804 -6.470 -1.827 0.015 0.022 -0.036 -0.339
16 210 -11.242 -4.245 -11.305 -4.336 0.062 0.090 -0.064 -0.823
210 200 -11.305 -3.944 -11.321 -3.968 0.017 0.024 -0.063 -0.218
16 160016 1.621 0.913 1.619 0.872 0.002 0.041 0.010 1.285
160016 20016 1.030 0.405 1.030 0.405 0.001 0.000 0.006 0.050
20016 200162 1.030 0.405 1.030 0.405 0.000 0.000 0.018 0.000
1600162 200162 -1.030 -0.399 -1.030 -0.405 0.000 0.006 -0.006 -0.241
16 1600162 3.107 1.775 3.104 1.676 0.003 0.098 0.019 1.576
1600162 100162 4.134 2.076 4.129 2.076 0.005 0.000 0.025 0.103
100162 10016 4.129 2.076 4.129 2.076 0.000 0.000 0.259 0.000
160016 10016 0.589 0.467 0.588 0.463 0.000 0.004 0.004 0.398
130013 20013 -1.005 -0.405 -1.005 -0.411 0.000 0.005 -0.006 -0.250
20013 200132 -1.005 -0.411 -1.005 -0.411 0.000 0.000 -0.017 -0.000
1300132 200132 1.006 0.416 1.005 0.411 0.000 0.005 0.006 0.250
1300132 100132 2.912 1.806 2.911 1.771 0.002 0.035 0.018 0.649
100132 10013 2.911 1.771 2.910 1.771 0.000 0.000 0.192 0.000
130013 10013 6.105 3.086 6.094 3.086 0.011 0.000 0.037 0.151
13 130013 5.108 2.945 5.100 2.681 0.008 0.263 0.031 2.590
13 1300132 3.923 2.382 3.918 2.222 0.005 0.159 0.024 2.090
100 211 0.000 -0.261 0.000 -0.261 0.000 0.000 0.001 -0.001
211 200 -0.000 0.022 -0.000 0.022 0.000 0.000 -0.000 0.001
1 1001 3.447 1.953 3.428 1.659 0.019 0.293 0.021 4.482
6006 2006 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000 0.000
208 10 29.260 15.916 29.062 15.477 0.197 0.437 0.175 1.264
10 11 11.800 6.651 11.778 6.602 0.022 0.049 0.072 0.350
11 12 6.703 4.081 6.687 4.044 0.017 0.037 0.042 0.464
12 10012 6.670 4.238 6.646 3.768 0.024 0.468 0.042 3.793
204 5 4.753 2.987 4.751 2.985 0.002 0.002 0.031 0.048
5 1005 4.739 2.930 4.717 2.538 0.022 0.390 0.031 4.361
3003 2003 -0.000 0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
203 3 4.005 2.635 4.005 2.634 0.000 0.000 0.026 0.010
6 6006 7.331 4.326 7.313 3.728 0.018 0.596 0.047 4.085
2 203 13.629 6.585 13.549 6.469 0.080 0.116 0.082 0.873
9 9009 3.429 1.909 3.428 1.879 0.001 0.030 0.021 0.427
9009 2009 0.000 -0.000 0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 0.000
9009 1009 3.428 1.879 3.428 1.859 0.001 0.020 0.021 0.293
8 1008 3.349 2.201 3.328 1.889 0.021 0.311 0.022 5.136
7 1007 2.802 1.637 2.788 1.429 0.014 0.207 0.018 3.928
6006 1006 7.313 3.728 7.295 3.728 0.018 0.000 0.047 0.187
4 1004 2.692 1.647 2.678 1.449 0.013 0.198 0.017 3.945
2 1002 3.560 2.142 3.538 1.809 0.022 0.332 0.022 5.002

```

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год

Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 137.653 МВт / 853.451 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.030 МВт / 837.186 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.844 МВт / 5.636 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.844 МВт / 5.636 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.516 МВт / 3.201 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.331 МВт / 1.011 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.847 МВт / 4.212 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.691 МВт / 9.848 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-29.042	-15.159	105.000	0.00
201	201	0.000	0.000	103.642	-0.33
1	Агрономічне	0.000	0.000	103.377	-0.41
202	202	0.000	0.000	103.157	-0.47
2	Петрик	0.000	0.000	101.693	-0.83
203	203	0.000	0.000	100.768	-1.12
3	Літин	0.000	0.000	100.758	-1.12
4	Кожухів	0.000	0.000	99.900	-1.35
204	204	0.000	0.000	99.694	-1.41
5	Курортна	0.000	0.000	99.644	-1.42
6	Хмільник	0.000	0.000	99.615	-1.45
7	Уланів	0.000	0.000	100.362	-1.35
8	Вишенька	0.000	0.000	101.296	-1.12
205	205	0.000	0.000	101.892	-0.96
9	Юрівка	0.000	0.000	102.220	-0.85
206	206	0.000	0.000	103.745	-0.45
207	207	0.000	0.000	104.831	-0.07
300	Козятин	-84.352	-49.495	105.000	0.00
208	208	0.000	0.000	104.405	-0.24
10	Козятин тяга	0.000	0.000	103.076	-0.80
11	Глухівці	0.000	0.000	102.709	-0.95
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	102.222	-1.13
13	Сигнал	0.000	0.000	104.406	-0.24
209	209	0.000	0.000	104.407	-0.24
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	103.395	-0.61
15	Калинівка	0.000	0.000	103.432	-0.61
211	211	0.000	0.000	105.001	-0.00
200	200	-13.299	-5.497	105.000	0.00
210	210	0.000	0.000	104.715	-0.10
16	Турбів	0.000	0.000	103.652	-0.46
1001		3.430	1.660	9.460	-4.51
1002		3.540	1.810	9.252	-5.22
2003		0.000	0.000	32.963	-3.04
1003		3.970	2.250	9.290	-4.18
1004		2.680	1.450	9.181	-4.76
1005		4.720	2.540	9.119	-5.26
2006		0.000	0.000	32.014	-5.40
1006		7.300	3.730	9.127	-5.34
1007		2.790	1.430	9.228	-4.86

1008	3.330	1.890	9.201	-5.27
2009	0.000	0.000	34.076	-1.27
1009	3.430	1.860	9.707	-1.56
20010	0.000	0.000	24.286	-2.41
10010	17.170	7.820	9.626	-3.43
10032	0.000	0.000	9.290	-4.18
200102	0.000	0.000	24.286	-2.41
100102	0.000	0.000	9.627	-3.43
10011	5.040	2.590	9.629	-2.83
100112	0.000	0.000	9.630	-2.83
10012	6.650	3.770	9.416	-4.32
20013	0.000	0.000	34.155	-2.41
10013	9.010	4.860	9.719	-2.66
200132	0.000	0.000	34.155	-2.41
100132	0.000	0.000	9.720	-2.66
20014	0.000	0.000	24.295	-2.38
10014	11.800	6.050	9.709	-2.35
200142	0.000	0.000	24.295	-2.38
100142	0.000	0.000	9.710	-2.35
20015	0.000	0.000	34.254	-1.71
10015	6.870	3.330	9.743	-2.12
200152	0.000	0.000	34.254	-1.71
100152	0.000	0.000	9.743	-2.12
20016	0.000	0.000	34.241	-1.67
10016	4.720	2.540	9.749	-1.94
200162	0.000	0.000	34.241	-1.67
100162	0.000	0.000	9.749	-1.94
3003	0.000	0.000	98.461	-3.04
6006	0.000	0.000	95.625	-5.40
9009	0.000	0.000	101.784	-1.27
100010	0.000	0.000	101.565	-2.41
1000102	0.000	0.000	101.565	-2.41
130013	0.000	0.000	101.778	-2.71
1300132	0.000	0.000	102.265	-2.12
140014	0.000	0.000	101.600	-2.37
1400142	0.000	0.000	101.606	-2.38
150015	0.000	0.000	101.987	-2.15
1500152	0.000	0.000	102.339	-1.71
160016	0.000	0.000	102.332	-1.68
1600162	0.000	0.000	102.039	-1.97
702	13.150	5.990	104.334	-0.27
703	16.660	8.070	103.765	-0.44
704	-10.960	0.000	103.756	-0.39
701	8.770	5.200	103.590	-0.49
701001	0.000	0.000	9.908	-0.49
702001	0.000	0.000	9.979	-0.27
703001	0.000	0.000	9.925	-0.44
704001	0.000	0.000	9.924	-0.39

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

[N початку N кінця Rp,МВт Qп,МВАp Pк,МВт Qк,МВАp dP,МВт dQ,МВАp I,кА dU,кВ										
----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- -----										
3	3003	1.512	0.991	1.509	0.919	0.003	0.072	0.010	2.416	
3003	1003	1.509	0.919	1.506	0.876	0.003	0.042	0.010	1.458	
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.175	-0.000	
3	10032	2.474	1.558	2.462	1.372	0.012	0.185	0.017	3.871	
100	201	21.162	10.701	20.948	10.444	0.213	0.256	0.130	1.359	
201	1	20.948	10.665	20.909	10.609	0.039	0.056	0.131	0.266	
1	202	17.451	8.648	17.424	8.609	0.027	0.039	0.109	0.220	
202	2	17.424	8.878	17.231	8.646	0.193	0.232	0.109	1.472	
203	4	9.565	4.500	9.500	4.423	0.064	0.077	0.060	0.877	
4	204	6.799	3.013	6.788	3.000	0.011	0.013	0.043	0.208	
204	6	2.034	0.209	2.032	0.207	0.001	0.002	0.012	0.081	
6	7	-5.325	-3.896	-5.357	-3.935	0.032	0.039	-0.038	-0.751	
7	8	-8.169	-5.046	-8.225	-5.126	0.055	0.080	-0.055	-0.943	
8	205	-11.584	-6.967	-11.634	-7.038	0.049	0.071	-0.077	-0.601	
205	9	-11.634	-6.801	-11.658	-6.845	0.024	0.044	-0.076	-0.331	

```

9 206 -15.133 -8.672 -15.297 -8.909 0.163 0.236 -0.098 -1.533
206 207 -15.297 -8.350 -15.400 -8.540 0.103 0.189 -0.097 -1.089
207 300 -15.400 -8.229 -15.415 -8.261 0.015 0.032 -0.096 -0.169
11 10011 2.524 1.405 2.518 1.295 0.006 0.109 0.016 2.144
10011 100112 -2.519 -1.293 -2.519 -1.293 0.000 0.000 -0.169 -0.000
11 100112 2.525 1.403 2.519 1.293 0.006 0.109 0.016 2.141
10 100010 8.594 4.401 8.587 4.096 0.007 0.304 0.054 1.592
100010 20010 0.008 -0.023 0.008 -0.023 0.000 0.000 0.000 0.000
20010 200102 0.008 -0.023 0.008 -0.023 0.000 0.000 0.001 0.000
1000102 200102 -0.008 0.023 -0.008 0.023 0.000 0.000 -0.000 -0.000
10 1000102 8.595 4.401 8.588 4.096 0.007 0.304 0.054 1.592
1000102 100102 8.596 4.074 8.589 3.885 0.007 0.188 0.054 1.007
100102 10010 8.589 3.885 8.588 3.885 0.000 0.000 0.564 0.001
100010 10010 8.579 4.119 8.571 3.930 0.007 0.188 0.054 1.016
300 208 22.244 12.419 22.170 12.254 0.074 0.163 0.140 0.596
208 13 -7.112 -3.613 -7.112 -3.613 0.000 0.000 -0.044 -0.001
13 209 -16.192 -9.291 -16.192 -9.291 0.000 0.000 -0.103 -0.001
209 300 -21.912 -12.115 -21.985 -12.276 0.073 0.161 -0.138 -0.594
209 14 5.721 3.632 5.688 3.561 0.032 0.072 0.037 1.017
14 15 -0.882 -1.556 -0.883 -1.557 0.000 0.001 -0.010 -0.037
15 100 -7.811 -4.542 -7.880 -4.695 0.069 0.152 -0.050 -1.574
15 150015 3.160 1.591 3.157 1.484 0.003 0.106 0.020 1.511
150015 20015 -1.516 -0.543 -1.517 -0.557 0.001 0.013 -0.009 -0.356
20015 200152 -1.517 -0.557 -1.517 -0.557 0.000 0.000 -0.027 -0.000
1500152 200152 1.517 0.557 1.517 0.557 0.000 0.000 0.009 0.022
15 1500152 3.720 1.971 3.718 1.879 0.002 0.092 0.023 1.133
1500152 100152 2.200 1.322 2.200 1.300 0.001 0.022 0.014 0.498
100152 10015 2.200 1.300 2.199 1.300 0.000 0.000 0.151 0.000
150015 10015 4.673 2.027 4.666 2.027 0.007 0.000 0.029 0.122
14 140014 5.907 3.266 5.900 3.029 0.007 0.236 0.038 1.877
140014 20014 0.004 -0.010 0.004 -0.010 0.000 0.000 0.000 -0.003
20014 200142 0.004 -0.010 0.004 -0.010 0.000 0.000 0.000 0.000
1400142 200142 -0.004 0.010 -0.004 0.010 0.000 0.000 -0.000 0.003
14 1400142 5.912 3.254 5.906 3.017 0.007 0.236 0.038 1.870
1400142 100142 5.909 3.007 5.903 3.007 0.007 0.000 0.038 0.087
100142 10014 5.903 3.007 5.902 3.007 0.000 0.000 0.393 0.001
140014 10014 5.897 3.039 5.890 3.039 0.007 0.000 0.038 0.087
14 16 -5.328 -0.871 -5.339 -0.887 0.011 0.016 -0.030 -0.260
16 210 -13.175 -5.693 -13.273 -5.836 0.098 0.142 -0.080 -1.066
210 200 -13.273 -5.479 -13.299 -5.517 0.026 0.038 -0.079 -0.285
16 160016 1.621 0.919 1.619 0.873 0.002 0.046 0.010 1.361
160016 20016 1.031 0.406 1.030 0.406 0.001 0.000 0.006 0.053
20016 200162 1.030 0.406 1.030 0.406 0.000 0.000 0.019 0.000
1600162 200162 -1.030 -0.399 -1.030 -0.406 0.000 0.006 -0.006 -0.256
16 1600162 3.108 1.785 3.105 1.676 0.003 0.108 0.020 1.670
1600162 100162 4.134 2.076 4.129 2.076 0.006 0.000 0.026 0.108
100162 10016 4.129 2.076 4.129 2.076 0.000 0.000 0.273 0.000
160016 10016 0.589 0.467 0.588 0.463 0.000 0.004 0.004 0.421
16 701 3.067 2.422 3.066 2.420 0.001 0.003 0.022 0.063
701 704 -5.711 -2.628 -5.716 -2.641 0.005 0.014 -0.035 -0.167
704 703 5.225 -2.507 5.223 -2.511 0.002 0.005 0.032 -0.009
703 702 -11.443 -10.446 -11.475 -10.536 0.032 0.090 -0.086 -0.570
702 300 -24.629 -16.317 -24.708 -16.539 0.079 0.221 -0.163 -0.668
1300132 200132 1.006 0.417 1.006 0.411 0.000 0.006 0.006 0.265
200132 20013 1.006 0.411 1.006 0.411 0.000 0.000 0.018 0.000
130013 20013 -1.005 -0.405 -1.006 -0.411 0.000 0.006 -0.006 -0.265
130013 10013 6.106 3.086 6.094 3.086 0.012 0.000 0.039 0.159
10013 100132 -2.910 -1.771 -2.911 -1.771 0.000 0.000 -0.202 -0.000
1300132 100132 2.912 1.810 2.911 1.771 0.002 0.039 0.019 0.686
13 1300132 3.923 2.404 3.918 2.227 0.005 0.176 0.025 2.211
13 130013 5.110 2.972 5.101 2.681 0.009 0.290 0.033 2.741
200 211 0.000 -0.020 0.000 -0.020 0.000 0.000 0.000 -0.001
211 100 -0.000 0.238 -0.000 0.238 0.000 0.000 -0.001 0.001
12 10012 6.672 4.291 6.646 3.768 0.026 0.521 0.045 4.039
204 5 4.755 3.029 4.753 3.027 0.002 0.002 0.033 0.050
5 1005 4.741 2.977 4.717 2.538 0.024 0.437 0.032 4.673
3003 2003 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
203 3 4.005 2.655 4.004 2.654 0.000 0.000 0.027 0.010
2 203 13.660 6.840 13.569 6.709 0.090 0.130 0.087 0.934
9 9009 3.429 1.915 3.429 1.881 0.001 0.033 0.022 0.450

```

9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.429	1.881	3.428	1.859	0.001	0.022	0.022	0.309
8	1008	3.351	2.238	3.328	1.889	0.023	0.348	0.023	5.493
702	702001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
703	703001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
704	704001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
701	701001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	1007	2.804	1.662	2.788	1.429	0.015	0.232	0.019	4.200
6	6006	7.335	4.398	7.315	3.728	0.020	0.668	0.049	4.382
6006	1006	7.315	3.728	7.295	3.728	0.020	0.000	0.049	0.197
4	1004	2.693	1.671	2.678	1.449	0.015	0.221	0.018	4.218
2	1002	3.563	2.181	3.538	1.809	0.025	0.371	0.024	5.351
1	1001	3.450	1.986	3.428	1.659	0.022	0.326	0.022	4.777
208	10	29.281	16.175	29.062	15.688	0.218	0.484	0.185	1.337
10	11	11.804	6.777	11.780	6.723	0.025	0.054	0.076	0.371
11	12	6.706	4.156	6.688	4.115	0.018	0.041	0.044	0.493

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год

Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 137.877 МВт / 854.836 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.030 МВт / 837.186 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.076 МВт / 6.346 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.076 МВт / 6.346 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.466 МВт / 2.889 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.371 МВт / 1.133 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.837 МВт / 4.022 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.913 МВт / 10.368 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВА	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-29.148	-15.799	100.000	0.00
201	201	0.000	0.000	98.543	-0.35
1	Агрономічне	0.000	0.000	98.258	-0.44
202	202	0.000	0.000	98.022	-0.51
2	Петрик	0.000	0.000	96.451	-0.89
203	203	0.000	0.000	95.458	-1.21
3	Літин	0.000	0.000	95.447	-1.21
4	Кожухів	0.000	0.000	94.526	-1.46
204	204	0.000	0.000	94.305	-1.53
5	Курортна	0.000	0.000	94.252	-1.54
6	Хмільник	0.000	0.000	94.220	-1.58
7	Уланів	0.000	0.000	95.016	-1.46
8	Вишенька	0.000	0.000	96.018	-1.21
205	205	0.000	0.000	96.658	-1.05
9	Юрівка	0.000	0.000	97.011	-0.93
206	206	0.000	0.000	98.646	-0.49
207	207	0.000	0.000	99.817	-0.08
300	Козятин	-84.445	-50.614	100.000	0.00
208	208	0.000	0.000	99.368	-0.27
10	Козятин тяга	0.000	0.000	97.958	-0.88
11	Глухівці	0.000	0.000	97.567	-1.04
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	97.047	-1.24
13	Сигнал	0.000	0.000	99.369	-0.27
209	209	0.000	0.000	99.370	-0.26
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	98.298	-0.67
15	Калинівка	0.000	0.000	98.337	-0.67
211	211	0.000	0.000	100.001	-0.00
200	200	-13.324	-5.634	100.000	0.00
210	210	0.000	0.000	99.698	-0.11
16	Турбів	0.000	0.000	98.573	-0.51
1001		3.430	1.660	8.943	-5.00
1002		3.540	1.810	8.718	-5.81
2003		0.000	0.000	31.134	-3.36
1003		3.970	2.250	8.759	-4.64
1004		2.680	1.450	8.641	-5.29
1005		4.720	2.540	8.574	-5.85
2006		0.000	0.000	30.113	-6.01
1006		7.300	3.730	8.582	-5.94
1007		2.790	1.430	8.692	-5.41
1008		3.330	1.890	8.662	-5.87
2009		0.000	0.000	32.324	-1.39
1009		3.430	1.860	9.205	-1.71
20010		0.000	0.000	23.040	-2.67
10010		17.170	7.820	9.122	-3.80
10032		0.000	0.000	8.759	-4.64
200102		0.000	0.000	23.040	-2.67

100102	0.000	0.000	9.123	-3.80
10011	5.040	2.590	9.126	-3.13
100112	0.000	0.000	9.126	-3.13
10012	6.650	3.770	8.898	-4.80
20013	0.000	0.000	32.422	-2.67
10013	9.010	4.860	9.222	-2.94
200132	0.000	0.000	32.422	-2.67
100132	0.000	0.000	9.222	-2.94
20014	0.000	0.000	23.052	-2.63
10014	11.800	6.050	9.212	-2.60
200142	0.000	0.000	23.052	-2.63
100142	0.000	0.000	9.212	-2.60
20015	0.000	0.000	32.527	-1.89
10015	6.870	3.330	9.247	-2.34
200152	0.000	0.000	32.527	-1.89
100152	0.000	0.000	9.247	-2.34
20016	0.000	0.000	32.515	-1.85
10016	4.720	2.540	9.254	-2.14
200162	0.000	0.000	32.515	-1.85
100162	0.000	0.000	9.254	-2.14
3003	0.000	0.000	92.996	-3.36
6006	0.000	0.000	89.946	-6.01
9009	0.000	0.000	96.550	-1.39
100010	0.000	0.000	96.352	-2.67
1000102	0.000	0.000	96.351	-2.67
130013	0.000	0.000	96.588	-2.99
1300132	0.000	0.000	97.102	-2.35
140014	0.000	0.000	96.401	-2.63
1400142	0.000	0.000	96.407	-2.63
150015	0.000	0.000	96.810	-2.37
1500152	0.000	0.000	97.181	-1.89
160016	0.000	0.000	97.179	-1.86
1600162	0.000	0.000	96.870	-2.18
702	13.150	5.990	99.297	-0.30
703	16.660	8.070	98.696	-0.48
704	-10.960	0.000	98.685	-0.43
701	8.770	5.200	98.508	-0.53
701001	0.000	0.000	9.422	-0.53
702001	0.000	0.000	9.498	-0.30
703001	0.000	0.000	9.440	-0.48
704001	0.000	0.000	9.439	-0.43

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

[N початку] N кінця Рп,МВт Qп,МВАр Рк,МВт Qк,МВАр dP,МВт dQ,МВАр I,кА dU,кВ										
----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- -----										
3	3003	1.512	1.006	1.509	0.924	0.003	0.081	0.011	2.590	
3003	1003	1.509	0.924	1.506	0.876	0.003	0.047	0.011	1.562	
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.185	-0.000	
3	10032	2.475	1.581	2.462	1.372	0.014	0.208	0.018	4.149	
100	201	21.266	11.233	21.024	10.942	0.242	0.291	0.139	1.459	
201	1	21.024	11.141	20.980	11.078	0.044	0.064	0.139	0.286	
1	202	17.519	9.075	17.489	9.031	0.030	0.044	0.116	0.237	
202	2	17.489	9.274	17.269	9.010	0.219	0.263	0.116	1.579	
203	4	9.589	4.690	9.516	4.602	0.073	0.088	0.064	0.941	
4	204	6.813	3.136	6.801	3.121	0.012	0.015	0.046	0.223	
204	6	2.044	0.253	2.042	0.251	0.002	0.002	0.013	0.088	
6	7	-5.317	-3.971	-5.354	-4.016	0.037	0.044	-0.041	-0.801	
7	8	-8.167	-5.213	-8.230	-5.304	0.063	0.091	-0.059	-1.011	
8	205	-11.592	-7.230	-11.648	-7.311	0.056	0.081	-0.082	-0.645	
205	9	-11.648	-7.098	-11.676	-7.148	0.028	0.050	-0.081	-0.357	
9	206	-15.147	-8.990	-15.332	-9.258	0.185	0.267	-0.105	-1.643	
206	207	-15.332	-8.753	-15.450	-8.969	0.117	0.215	-0.103	-1.174	
207	300	-15.450	-8.686	-15.466	-8.723	0.017	0.037	-0.102	-0.184	
11	10011	2.525	1.418	2.518	1.295	0.007	0.122	0.017	2.280	
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.179	-0.000	
11	100112	2.526	1.416	2.519	1.293	0.007	0.122	0.017	2.277	
10	100010	8.596	4.457	8.588	4.118	0.008	0.338	0.057	1.699	
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000	
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000	
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
10	1000102	8.597	4.457	8.589	4.118	0.008	0.338	0.057	1.699	
1000102	100102	8.597	4.095	8.589	3.885	0.008	0.209	0.057	1.074	
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.596	0.001	
100010	10010	8.580	4.140	8.571	3.930	0.008	0.209	0.057	1.084	
300	208	22.264	12.681	22.181	12.498	0.082	0.182	0.148	0.633	
208	13	-7.128	-3.696	-7.128	-3.696	0.000	0.000	-0.047	-0.002	


```

13 209 -16.207 -9.403 -16.207 -9.403 0.000 0.000 -0.109 -0.001
209 300 -21.924 -12.355 -22.005 -12.536 0.081 0.180 -0.146 -0.631
209 14 5.717 3.685 5.681 3.605 0.036 0.080 0.039 1.077
14 15 -0.880 -1.544 -0.880 -1.544 0.000 0.001 -0.010 -0.039
15 100 -7.805 -4.611 -7.882 -4.781 0.076 0.170 -0.053 -1.670
15 150015 3.161 1.602 3.157 1.484 0.004 0.118 0.021 1.603
150015 20015 -1.516 -0.543 -1.517 -0.558 0.001 0.015 -0.010 -0.378
20015 200152 -1.517 -0.558 -1.517 -0.558 0.000 0.000 -0.029 -0.000
1500152 200152 1.517 0.558 1.517 0.558 0.000 0.000 0.010 0.023
15 1500152 3.721 1.985 3.718 1.883 0.003 0.102 0.025 1.202
1500152 100152 2.201 1.325 2.200 1.300 0.001 0.024 0.015 0.527
100152 10015 2.200 1.300 2.199 1.300 0.000 0.000 0.159 0.000
150015 10015 4.674 2.027 4.666 2.027 0.007 0.000 0.030 0.129
14 140014 5.908 3.292 5.901 3.029 0.007 0.262 0.040 1.992
140014 20014 0.004 -0.010 0.004 -0.010 0.000 0.000 0.000 -0.003
20014 200142 0.004 -0.010 0.004 -0.010 0.000 0.000 0.000 0.000
1400142 200142 -0.004 0.010 -0.004 0.010 0.000 0.000 -0.000 0.003
14 1400142 5.914 3.280 5.906 3.017 0.007 0.262 0.040 1.985
1400142 100142 5.910 3.007 5.903 3.007 0.007 0.000 0.040 0.092
100142 10014 5.903 3.007 5.902 3.007 0.000 0.000 0.414 0.001
140014 10014 5.898 3.039 5.890 3.039 0.007 0.000 0.040 0.092
14 16 -5.333 -0.943 -5.346 -0.961 0.012 0.018 -0.032 -0.278
16 210 -13.185 -5.775 -13.294 -5.934 0.109 0.158 -0.084 -1.128
210 200 -13.294 -5.610 -13.324 -5.653 0.029 0.042 -0.083 -0.302
16 160016 1.622 0.925 1.620 0.874 0.002 0.051 0.011 1.442
160016 20016 1.031 0.406 1.030 0.406 0.001 0.000 0.007 0.055
20016 200162 1.030 0.406 1.030 0.406 0.000 0.000 0.020 0.000
1600162 200162 -1.030 -0.399 -1.030 -0.406 0.000 0.007 -0.007 -0.272
16 1600162 3.109 1.797 3.105 1.676 0.004 0.120 0.021 1.769
1600162 100162 4.135 2.076 4.129 2.076 0.006 0.000 0.028 0.114
100162 10016 4.129 2.076 4.129 2.076 0.000 0.000 0.288 0.000
160016 10016 0.589 0.468 0.588 0.463 0.000 0.005 0.004 0.445
16 701 3.073 2.382 3.072 2.379 0.001 0.003 0.023 0.065
701 704 -5.704 -2.683 -5.709 -2.698 0.005 0.015 -0.037 -0.178
704 703 5.232 -2.576 5.231 -2.581 0.002 0.005 0.034 -0.010
703 702 -11.433 -10.528 -11.469 -10.629 0.036 0.100 -0.091 -0.603
702 300 -24.622 -16.429 -24.710 -16.675 0.087 0.245 -0.172 -0.705
1300132 200132 1.006 0.419 1.006 0.412 0.000 0.007 0.006 0.282
200132 20013 1.006 0.412 1.006 0.412 0.000 0.000 0.019 0.000
130013 20013 -1.006 -0.405 -1.006 -0.412 0.000 0.007 -0.006 -0.282
130013 10013 6.108 3.086 6.094 3.086 0.014 0.000 0.041 0.167
10013 100132 -2.910 -1.771 -2.911 -1.771 0.000 0.000 -0.213 -0.000
1300132 100132 2.912 1.814 2.911 1.771 0.002 0.043 0.020 0.728
13 1300132 3.925 2.429 3.919 2.233 0.006 0.195 0.027 2.348
13 130013 5.112 3.005 5.102 2.681 0.010 0.323 0.034 2.912
200 211 0.000 -0.018 0.000 -0.018 0.000 0.000 0.000 -0.001
211 100 -0.000 0.216 -0.000 0.216 0.000 0.000 -0.001 0.001
12 10012 6.675 4.353 6.646 3.768 0.030 0.583 0.047 4.322
204 5 4.757 3.082 4.755 3.079 0.002 0.003 0.035 0.054
5 1005 4.744 3.035 4.717 2.538 0.027 0.494 0.034 5.039
3003 2003 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
203 3 4.005 2.682 4.005 2.681 0.000 0.000 0.029 0.011
2 203 13.696 7.120 13.594 6.972 0.102 0.148 0.092 1.003
9 9009 3.429 1.921 3.429 1.884 0.001 0.037 0.023 0.477
9009 2009 -0.000 0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
9009 1009 3.429 1.884 3.428 1.859 0.001 0.025 0.023 0.327
8 1008 3.354 2.283 3.328 1.889 0.026 0.392 0.024 5.910
702 702001 0.000 -0.000 0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000
703 703001 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
704 704001 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
701 701001 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
6006 2006 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
7 1007 2.806 1.691 2.788 1.429 0.017 0.261 0.020 4.517
6 6006 7.341 4.486 7.318 3.728 0.023 0.755 0.053 4.733
6006 1006 7.318 3.728 7.295 3.728 0.023 0.000 0.053 0.208
4 1004 2.695 1.700 2.678 1.449 0.017 0.250 0.019 4.537
2 1002 3.566 2.228 3.538 1.809 0.028 0.417 0.025 5.758
1 1001 3.452 2.025 3.428 1.659 0.024 0.364 0.023 5.117
208 10 29.309 16.472 29.065 15.930 0.244 0.540 0.195 1.420
10 11 11.810 6.917 11.783 6.856 0.027 0.061 0.081 0.396
11 12 6.710 4.241 6.689 4.195 0.021 0.046 0.047 0.526

```

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО
НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год

Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 137.338 МВт / 851.497 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.030 МВт / 837.186 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.485 МВт / 4.538 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.485 МВт / 4.538 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.624 МВт / 3.871 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.269 МВт / 0.821 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.893 МВт / 4.692 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.378 МВт / 9.231 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерг. вузол	-28.885	-14.020	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.807	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.574	-0.35
202	202	0.000	0.000	113.382	-0.41
2	Петрик	0.000	0.000	112.094	-0.72
203	203	0.000	0.000	111.282	-0.96
3	Літин	0.000	0.000	111.273	-0.96
4	Кожухів	0.000	0.000	110.519	-1.16
204	204	0.000	0.000	110.338	-1.21
5	Курортна	0.000	0.000	110.293	-1.22
6	Хмільник	0.000	0.000	110.270	-1.25
7	Уланів	0.000	0.000	110.937	-1.16
8	Вишенька	0.000	0.000	111.759	-0.96
205	205	0.000	0.000	112.282	-0.83
9	Юрівка	0.000	0.000	112.567	-0.73
206	206	0.000	0.000	113.910	-0.39
207	207	0.000	0.000	114.854	-0.06
300	Козятин	-84.234	-47.497	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.468	-0.20
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.276	-0.67
11	Глухівці	0.000	0.000	112.949	-0.79
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.515	-0.95
13	Сигнал	0.000	0.000	114.469	-0.20
209	209	0.000	0.000	114.470	-0.20
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.561	-0.51
15	Калинівка	0.000	0.000	113.596	-0.51
211	211	0.000	0.000	115.001	-0.00
200	200	-13.260	-5.231	115.000	0.00
210	210	0.000	0.000	114.745	-0.09
16	Турбів	0.000	0.000	113.788	-0.39
1001		3.430	1.660	10.481	-3.72
1002		3.540	1.810	10.300	-4.30
2003		0.000	0.000	36.568	-2.53
1003		3.970	2.250	10.333	-3.46
1004		2.680	1.450	10.238	-3.92
1005		4.720	2.540	10.184	-4.32
2006		0.000	0.000	35.734	-4.44
1006		7.300	3.730	10.191	-4.39
1007		2.790	1.430	10.281	-4.01
1008		3.330	1.890	10.256	-4.34
2009		0.000	0.000	37.554	-1.08
1009		3.430	1.860	10.703	-1.31
20010		0.000	0.000	26.763	-2.00
10010		17.170	7.820	10.625	-2.84
10032		0.000	0.000	10.333	-3.46
200102		0.000	0.000	26.763	-2.00

100102	0.000	0.000	10.626	-2.84
10011	5.040	2.590	10.628	-2.34
100112	0.000	0.000	10.628	-2.35
10012	6.650	3.770	10.438	-3.56
20013	0.000	0.000	37.602	-2.00
10013	9.010	4.860	10.708	-2.20
200132	0.000	0.000	37.602	-2.00
100132	0.000	0.000	10.708	-2.21
20014	0.000	0.000	26.768	-1.97
10014	11.800	6.050	10.699	-1.95
200142	0.000	0.000	26.768	-1.97
100142	0.000	0.000	10.700	-1.95
20015	0.000	0.000	37.693	-1.42
10015	6.870	3.330	10.729	-1.76
200152	0.000	0.000	37.693	-1.42
100152	0.000	0.000	10.730	-1.76
20016	0.000	0.000	37.679	-1.39
10016	4.720	2.540	10.734	-1.61
200162	0.000	0.000	37.679	-1.39
100162	0.000	0.000	10.734	-1.61
3003	0.000	0.000	109.229	-2.53
6006	0.000	0.000	106.736	-4.44
9009	0.000	0.000	112.172	-1.08
100010	0.000	0.000	111.921	-2.00
1000102	0.000	0.000	111.921	-2.00
130013	0.000	0.000	112.098	-2.24
1300132	0.000	0.000	112.539	-1.76
140014	0.000	0.000	111.940	-1.97
1400142	0.000	0.000	111.945	-1.97
150015	0.000	0.000	112.289	-1.78
1500152	0.000	0.000	112.608	-1.43
160016	0.000	0.000	112.594	-1.40
1600162	0.000	0.000	112.329	-1.64
702	13.150	5.990	114.398	-0.23
703	16.660	8.070	113.885	-0.37
704	-10.960	0.000	113.878	-0.33
701	8.770	5.200	113.730	-0.41
701001	0.000	0.000	10.878	-0.41
702001	0.000	0.000	10.942	-0.23
703001	0.000	0.000	10.893	-0.37
704001	0.000	0.000	10.892	-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											
3	3003	1.511	0.969	1.508	0.910	0.002	0.059	0.009	2.135		
3003	1003	1.508	0.910	1.506	0.876	0.002	0.034	0.009	1.290		
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.157	-0.000		
3	10032	2.472	1.522	2.462	1.372	0.010	0.149	0.015	3.422		
100	201	21.004	9.770	20.834	9.565	0.169	0.204	0.116	1.195		
201	1	20.834	9.831	20.803	9.787	0.031	0.045	0.117	0.234		
1	202	17.347	7.891	17.326	7.860	0.021	0.031	0.097	0.192		
202	2	17.326	8.186	17.172	8.001	0.153	0.184	0.097	1.294		
203	4	9.527	4.168	9.476	4.106	0.051	0.061	0.054	0.770		
4	204	6.775	2.798	6.767	2.787	0.009	0.010	0.038	0.183		
204	6	2.015	0.127	2.014	0.126	0.001	0.001	0.011	0.069		
6	7	-5.340	-3.779	-5.366	-3.810	0.026	0.031	-0.034	-0.670		
7	8	-8.177	-4.754	-8.221	-4.817	0.044	0.063	-0.049	-0.829		
8	205	-11.578	-6.503	-11.617	-6.560	0.039	0.057	-0.068	-0.527		
205	9	-11.617	-6.272	-11.636	-6.307	0.019	0.035	-0.068	-0.288		
9	206	-15.121	-8.105	-15.251	-8.294	0.130	0.188	-0.088	-1.350		
206	207	-15.251	-7.621	-15.334	-7.771	0.082	0.150	-0.086	-0.947		
207	300	-15.334	-7.397	-15.345	-7.423	0.012	0.026	-0.085	-0.146		
11	10011	2.523	1.385	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.917		
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000		
11	100112	2.524	1.383	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.915		
10	100010	8.591	4.312	8.585	4.062	0.006	0.249	0.049	1.415		
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000		
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000		
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000		
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.249	0.049	1.416		
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.896		
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.511	0.001		
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.154	0.049	0.904		
300	208	22.217	11.965	22.157	11.830	0.060	0.134	0.126	0.533		
208	13	-7.087	-3.490	-7.087	-3.490	0.000	0.000	-0.040	-0.001		

```

13 209 -16.171 -9.137 -16.171 -9.137 0.000 0.000 -0.094 -0.001
209 300 -21.900 -11.695 -21.960 -11.827 0.059 0.132 -0.125 -0.531
209 14 5.729 3.530 5.702 3.471 0.026 0.059 0.034 0.912
14 15 -0.888 -1.584 -0.888 -1.585 0.000 0.001 -0.009 -0.034
15 100 -7.824 -4.410 -7.880 -4.536 0.056 0.125 -0.046 -1.409
15 150015 3.159 1.572 3.156 1.484 0.003 0.087 0.018 1.357
150015 20015 -1.516 -0.543 -1.516 -0.554 0.001 0.011 -0.008 -0.319
20015 200152 -1.516 -0.554 -1.516 -0.554 0.000 0.000 -0.025 -0.000
1500152 200152 1.517 0.554 1.516 0.554 0.000 0.000 0.008 0.020
15 1500152 3.719 1.949 3.717 1.873 0.002 0.076 0.021 1.018
1500152 100152 2.200 1.318 2.200 1.300 0.001 0.018 0.013 0.448
100152 10015 2.200 1.300 2.199 1.300 0.000 0.000 0.137 0.000
150015 10015 4.672 2.027 4.666 2.027 0.006 0.000 0.026 0.111
14 140014 5.905 3.224 5.899 3.029 0.005 0.194 0.034 1.683
140014 20014 0.004 -0.010 0.004 -0.010 0.000 0.000 0.000 -0.003
20014 200142 0.004 -0.010 0.004 -0.010 0.000 0.000 0.000 0.000
1400142 200142 -0.004 0.010 -0.004 0.010 0.000 0.000 -0.000 0.003
14 1400142 5.910 3.212 5.904 3.017 0.005 0.194 0.034 1.677
1400142 100142 5.908 3.007 5.903 3.007 0.005 0.000 0.034 0.080
100142 10014 5.903 3.007 5.902 3.007 0.000 0.000 0.357 0.001
140014 10014 5.896 3.039 5.890 3.039 0.005 0.000 0.034 0.079
14 16 -5.320 -0.739 -5.329 -0.752 0.009 0.013 -0.027 -0.229
16 210 -13.157 -5.535 -13.238 -5.652 0.080 0.117 -0.072 -0.959
210 200 -13.238 -5.224 -13.260 -5.255 0.022 0.031 -0.071 -0.255
16 160016 1.620 0.909 1.619 0.871 0.001 0.038 0.009 1.225
160016 20016 1.030 0.405 1.030 0.405 0.001 0.000 0.006 0.048
20016 200162 1.030 0.405 1.030 0.405 0.000 0.000 0.017 0.000
1600162 200162 -1.029 -0.399 -1.030 -0.405 0.000 0.005 -0.006 -0.230
16 1600162 3.107 1.766 3.104 1.676 0.003 0.089 0.018 1.503
1600162 100162 4.133 2.076 4.129 2.076 0.005 0.000 0.024 0.098
100162 10016 4.129 2.076 4.129 2.076 0.000 0.000 0.248 0.000
160016 10016 0.589 0.466 0.588 0.463 0.000 0.004 0.004 0.380
16 701 3.053 2.494 3.052 2.492 0.001 0.002 0.020 0.058
701 704 -5.727 -2.525 -5.731 -2.536 0.004 0.011 -0.032 -0.149
704 703 5.207 -2.374 5.205 -2.378 0.001 0.004 0.029 -0.006
703 702 -11.463 -10.286 -11.490 -10.360 0.026 0.074 -0.078 -0.514
702 300 -24.647 -16.099 -24.712 -16.282 0.065 0.183 -0.148 -0.603
1300132 200132 1.006 0.415 1.005 0.410 0.000 0.005 0.006 0.237
200132 20013 1.005 0.410 1.005 0.410 0.000 0.000 0.017 0.000
130013 20013 -1.005 -0.405 -1.005 -0.410 0.000 0.005 -0.006 -0.237
130013 10013 6.104 3.086 6.094 3.086 0.010 0.000 0.035 0.145
10013 100132 -2.910 -1.771 -2.910 -1.771 0.000 0.000 -0.183 -0.000
1300132 100132 2.912 1.803 2.910 1.771 0.001 0.032 0.018 0.616
13 1300132 3.922 2.364 3.917 2.218 0.004 0.145 0.023 1.983
13 130013 5.106 2.921 5.099 2.681 0.007 0.239 0.030 2.457
200 211 0.000 -0.024 0.000 -0.024 0.000 0.000 0.000 -0.001
211 100 -0.000 0.285 -0.000 0.285 0.000 0.000 -0.001 0.001
12 10012 6.667 4.193 6.646 3.768 0.021 0.424 0.040 3.579
204 5 4.752 2.953 4.751 2.951 0.002 0.002 0.029 0.045
5 1005 4.736 2.890 4.717 2.538 0.019 0.350 0.029 4.092
3003 2003 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
203 3 4.005 2.620 4.005 2.620 0.000 0.000 0.025 0.009
2 203 13.604 6.348 13.532 6.244 0.071 0.103 0.077 0.819
9 9009 3.429 1.905 3.428 1.877 0.001 0.027 0.020 0.405
9009 2009 -0.000 0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
9009 1009 3.428 1.877 3.428 1.859 0.001 0.018 0.020 0.278
8 1008 3.347 2.170 3.328 1.889 0.019 0.280 0.021 4.826
702 702001 0.000 -0.000 0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000
703 703001 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
704 704001 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
701 701001 0.000 -0.000 0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000
6006 2006 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
7 1007 2.801 1.617 2.788 1.429 0.012 0.187 0.017 3.691
6 6006 7.328 4.266 7.311 3.728 0.016 0.536 0.044 3.828
6006 1006 7.311 3.728 7.295 3.728 0.016 0.000 0.044 0.178
4 1004 2.690 1.628 2.678 1.449 0.012 0.178 0.016 3.709
2 1002 3.558 2.109 3.538 1.809 0.020 0.299 0.021 4.699
1 1001 3.446 1.925 3.428 1.659 0.018 0.265 0.020 4.224
208 10 29.244 15.690 29.064 15.292 0.179 0.397 0.167 1.199
10 11 11.798 6.535 11.778 6.490 0.020 0.044 0.069 0.331
11 12 6.701 4.014 6.686 3.980 0.015 0.033 0.040 0.439
-----

```

ДОДАТОК Є

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год
Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 137.477 МВт / 852.358 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.030 МВт / 837.186 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.649 МВт / 5.042 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.649 МВт / 5.042 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.569 МВт / 3.529 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.297 МВт / 0.908 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.866 МВт / 4.437 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.516 МВт / 9.479 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-28.956	-14.570	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.729	-0.30
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.481	-0.38
202	202	0.000	0.000	108.276	-0.44
2	Петрик	0.000	0.000	106.905	-0.77
203	203	0.000	0.000	106.040	-1.04
3	Літин	0.000	0.000	106.030	-1.04
4	Кожухів	0.000	0.000	105.228	-1.25
204	204	0.000	0.000	105.035	-1.30
5	Курортна	0.000	0.000	104.988	-1.31
6	Хмільник	0.000	0.000	104.962	-1.34
7	Уланів	0.000	0.000	105.666	-1.25
8	Вишенька	0.000	0.000	106.541	-1.03
205	205	0.000	0.000	107.098	-0.89
9	Юрівка	0.000	0.000	107.404	-0.79
206	206	0.000	0.000	108.832	-0.42
207	207	0.000	0.000	109.843	-0.07
300	Козятин	-84.283	-48.463	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.438	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.182	-0.73
11	Глухівці	0.000	0.000	107.836	-0.86
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.376	-1.03
13	Сигнал	0.000	0.000	109.439	-0.22
209	209	0.000	0.000	109.440	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.482	-0.56
15	Калинівка	0.000	0.000	108.518	-0.56
211	211	0.000	0.000	110.001	-0.00
200	200	-13.278	-5.363	110.000	0.00
210	210	0.000	0.000	109.731	-0.09
16	Турбів	0.000	0.000	108.724	-0.42
1001		3.430	1.660	9.972	-4.09
1002		3.540	1.810	9.779	-4.72
2003		0.000	0.000	34.774	-2.77
1003		3.970	2.250	9.814	-3.79
1004		2.680	1.450	9.712	-4.31
1005		4.720	2.540	9.655	-4.75
2006		0.000	0.000	33.885	-4.88
1006		7.300	3.730	9.662	-4.82
1007		2.790	1.430	9.758	-4.40
1008		3.330	1.890	9.731	-4.77
2009		0.000	0.000	35.818	-1.17
1009		3.430	1.860	10.206	-1.43
20010		0.000	0.000	25.527	-2.19
10010		17.170	7.820	10.127	-3.11
10032		0.000	0.000	9.814	-3.79

200102	0.000	0.000	25.527	-2.19
100102	0.000	0.000	10.128	-3.11
10011	5.040	2.590	10.130	-2.57
100112	0.000	0.000	10.130	-2.57
10012	6.650	3.770	9.929	-3.91
20013	0.000	0.000	35.881	-2.19
10013	9.010	4.860	10.214	-2.42
200132	0.000	0.000	35.881	-2.19
100132	0.000	0.000	10.215	-2.42
20014	0.000	0.000	25.534	-2.16
10014	11.800	6.050	10.205	-2.14
200142	0.000	0.000	25.534	-2.16
100142	0.000	0.000	10.206	-2.14
20015	0.000	0.000	35.976	-1.55
10015	6.870	3.330	10.237	-1.93
200152	0.000	0.000	35.976	-1.55
100152	0.000	0.000	10.237	-1.93
20016	0.000	0.000	35.962	-1.52
10016	4.720	2.540	10.242	-1.76
200162	0.000	0.000	35.962	-1.52
100162	0.000	0.000	10.243	-1.76
3003	0.000	0.000	103.869	-2.77
6006	0.000	0.000	101.216	-4.88
9009	0.000	0.000	106.989	-1.17
100010	0.000	0.000	106.753	-2.19
1000102	0.000	0.000	106.753	-2.19
130013	0.000	0.000	106.946	-2.46
1300132	0.000	0.000	107.409	-1.93
140014	0.000	0.000	106.778	-2.16
1400142	0.000	0.000	106.785	-2.16
150015	0.000	0.000	107.146	-1.95
1500152	0.000	0.000	107.480	-1.56
160016	0.000	0.000	107.470	-1.53
1600162	0.000	0.000	107.191	-1.79
702	13.150	5.990	109.367	-0.25
703	16.660	8.070	108.828	-0.40
704	-10.960	0.000	108.820	-0.36
701	8.770	5.200	108.664	-0.44
701001	0.000	0.000	10.393	-0.44
702001	0.000	0.000	10.461	-0.25
703001	0.000	0.000	10.409	-0.40
704001	0.000	0.000	10.408	-0.36

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку N кінця Рп,МВт Qп,МВАр Рк,МВт Qк,МВАр dP,МВт dQ,МВАр I,кА dU,кВ										
3	3003	1.511	0.979	1.509	0.914	0.002	0.065	0.010	2.266	
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.038	0.010	1.368	
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.166	-0.000	
3	10032	2.473	1.539	2.462	1.372	0.011	0.166	0.016	3.631	
100	201	21.076	10.218	20.886	9.989	0.189	0.228	0.123	1.272	
201	1	20.886	10.232	20.852	10.182	0.034	0.050	0.123	0.249	
1	202	17.394	8.256	17.371	8.222	0.024	0.034	0.102	0.205	
202	2	17.371	8.519	17.199	8.312	0.171	0.206	0.103	1.378	
203	4	9.544	4.328	9.487	4.259	0.057	0.068	0.057	0.820	
4	204	6.787	2.901	6.777	2.889	0.010	0.012	0.040	0.195	
204	6	2.024	0.167	2.023	0.166	0.001	0.002	0.011	0.074	
6	7	-5.332	-3.833	-5.361	-3.868	0.029	0.035	-0.036	-0.708	
7	8	-8.173	-4.894	-8.222	-4.966	0.049	0.071	-0.052	-0.882	
8	205	-11.580	-6.727	-11.624	-6.790	0.044	0.063	-0.072	-0.562	
205	9	-11.624	-6.528	-11.645	-6.567	0.021	0.039	-0.072	-0.308	
9	206	-15.125	-8.380	-15.271	-8.591	0.145	0.210	-0.093	-1.436	
206	207	-15.271	-7.976	-15.363	-8.144	0.092	0.168	-0.091	-1.014	
207	300	-15.363	-7.802	-15.376	-7.831	0.013	0.029	-0.090	-0.157	
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.024	
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000	
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.021	
11	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498	
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000	
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000	
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498	
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948	
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001	
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.957	
300	208	22.228	12.182	22.162	12.034	0.066	0.147	0.133	0.563	

```

208 13 -7.098 -3.545 -7.098 -3.545 0.000 0.000 -0.042 -0.001
13 209 -16.180 -9.204 -16.180 -9.204 0.000 0.000 -0.098 -0.001
209 300 -21.905 -11.896 -21.970 -12.042 0.065 0.145 -0.131 -0.561
209 14 5.724 3.581 5.695 3.516 0.029 0.065 0.036 0.962
14 15 -0.885 -1.570 -0.885 -1.570 0.000 0.001 -0.010 -0.036
15 100 -7.817 -4.476 -7.879 -4.614 0.062 0.137 -0.048 -1.487
15 150015 3.159 1.581 3.156 1.484 0.003 0.096 0.019 1.429
150015 20015 -1.516 -0.543 -1.516 -0.555 0.001 0.012 -0.009 -0.336
20015 200152 -1.516 -0.555 -1.516 -0.555 0.000 0.000 -0.026 -0.000
1500152 200152 1.517 0.555 1.516 0.555 0.000 0.000 0.009 0.021
15 1500152 3.719 1.959 3.717 1.876 0.002 0.083 0.022 1.072
1500152 100152 2.200 1.320 2.200 1.300 0.001 0.020 0.014 0.471
100152 10015 2.200 1.300 2.199 1.300 0.000 0.000 0.144 0.000
150015 10015 4.672 2.027 4.666 2.027 0.006 0.000 0.027 0.117
14 140014 5.906 3.244 5.900 3.029 0.006 0.214 0.036 1.774
140014 20014 0.004 -0.010 0.004 -0.010 0.000 0.000 0.000 -0.003
20014 200142 0.004 -0.010 0.004 -0.010 0.000 0.000 0.000 0.000
1400142 200142 -0.004 0.010 -0.004 0.010 0.000 0.000 -0.000 0.003
14 1400142 5.911 3.231 5.905 3.017 0.006 0.213 0.036 1.768
1400142 100142 5.909 3.007 5.903 3.007 0.006 0.000 0.036 0.083
100142 10014 5.903 3.007 5.902 3.007 0.000 0.000 0.374 0.001
140014 10014 5.896 3.039 5.890 3.039 0.006 0.000 0.036 0.083
14 16 -5.324 -0.803 -5.334 -0.818 0.010 0.014 -0.029 -0.244
16 210 -13.165 -5.613 -13.254 -5.742 0.089 0.128 -0.076 -1.010
210 200 -13.254 -5.351 -13.278 -5.385 0.024 0.034 -0.075 -0.269
16 160016 1.621 0.913 1.619 0.872 0.002 0.041 0.010 1.289
160016 20016 1.030 0.405 1.030 0.405 0.001 0.000 0.006 0.050
20016 200162 1.030 0.405 1.030 0.405 0.000 0.000 0.018 0.000
1600162 200162 -1.030 -0.399 -1.030 -0.405 0.000 0.006 -0.006 -0.242
16 1600162 3.107 1.775 3.104 1.676 0.003 0.098 0.019 1.582
1600162 100162 4.134 2.076 4.129 2.076 0.005 0.000 0.025 0.103
100162 10016 4.129 2.076 4.129 2.076 0.000 0.000 0.260 0.000
160016 10016 0.589 0.467 0.588 0.463 0.000 0.004 0.004 0.399
16 701 3.060 2.459 3.059 2.457 0.001 0.002 0.021 0.060
701 704 -5.719 -2.575 -5.723 -2.588 0.004 0.012 -0.033 -0.158
704 703 5.216 -2.440 5.215 -2.444 0.001 0.004 0.030 -0.007
703 702 -11.453 -10.365 -11.482 -10.447 0.029 0.081 -0.082 -0.541
702 300 -24.637 -16.207 -24.709 -16.408 0.071 0.201 -0.155 -0.634
1300132 200132 1.006 0.416 1.005 0.411 0.000 0.005 0.006 0.250
200132 20013 1.005 0.411 1.005 0.411 0.000 0.000 0.017 0.000
130013 20013 -1.005 -0.405 -1.005 -0.411 0.000 0.005 -0.006 -0.250
130013 10013 6.105 3.086 6.094 3.086 0.011 0.000 0.037 0.151
10013 100132 -2.910 -1.771 -2.911 -1.771 0.000 0.000 -0.192 -0.000
1300132 100132 2.912 1.806 2.911 1.771 0.002 0.035 0.018 0.649
13 1300132 3.923 2.382 3.918 2.222 0.005 0.159 0.024 2.090
13 130013 5.108 2.945 5.100 2.681 0.008 0.263 0.031 2.591
200 211 0.000 -0.022 0.000 -0.022 0.000 0.000 0.000 -0.001
211 100 -0.000 0.261 -0.000 0.261 0.000 0.000 -0.001 0.001
12 10012 6.670 4.238 6.646 3.768 0.024 0.468 0.042 3.794
204 5 4.753 2.987 4.751 2.985 0.002 0.002 0.031 0.048
5 1005 4.739 2.930 4.717 2.538 0.022 0.390 0.031 4.361
3003 2003 -0.000 0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
203 3 4.005 2.635 4.005 2.634 0.000 0.000 0.026 0.010
2 203 13.629 6.585 13.549 6.469 0.080 0.116 0.082 0.873
9 9009 3.429 1.909 3.428 1.879 0.001 0.030 0.021 0.427
9009 2009 0.000 -0.000 0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 0.000
9009 1009 3.428 1.879 3.428 1.859 0.001 0.020 0.021 0.293
8 1008 3.349 2.201 3.328 1.889 0.021 0.311 0.022 5.136
702 702001 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000
703 703001 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000
704 704001 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
701 701001 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
6006 2006 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000 0.000
7 1007 2.802 1.637 2.788 1.429 0.014 0.207 0.018 3.928
6 6006 7.331 4.326 7.313 3.728 0.018 0.596 0.047 4.085
6006 1006 7.313 3.728 7.295 3.728 0.018 0.000 0.047 0.187
4 1004 2.692 1.647 2.678 1.449 0.013 0.198 0.017 3.945
2 1002 3.560 2.142 3.538 1.809 0.022 0.332 0.022 5.002
1 1001 3.447 1.953 3.428 1.659 0.019 0.293 0.021 4.482
208 10 29.260 15.917 29.062 15.478 0.197 0.437 0.175 1.264
10 11 11.800 6.651 11.778 6.602 0.022 0.049 0.072 0.350
11 12 6.703 4.081 6.687 4.044 0.017 0.037 0.042 0.464

```

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год

Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 137.664 МВт / 853.520 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.030 МВт / 837.186 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.896 МВт / 5.797 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.896 МВт / 5.797 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.508 МВт / 3.149 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.298 МВт / 0.910 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.806 МВт / 4.059 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.702 МВт / 9.856 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-30.917	-16.661	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.729	-0.30
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.481	-0.38
202	202	0.000	0.000	108.276	-0.44
2	Петрик	0.000	0.000	106.905	-0.77
203	203	0.000	0.000	106.040	-1.04
3	Літин	0.000	0.000	106.030	-1.04
4	Кожухів	0.000	0.000	105.228	-1.25
204	204	0.000	0.000	105.035	-1.30
5	Курортна	0.000	0.000	104.988	-1.31
6	Хмільник	0.000	0.000	104.962	-1.34
7	Уланів	0.000	0.000	105.666	-1.25
8	Вишенька	0.000	0.000	106.541	-1.03
205	205	0.000	0.000	107.098	-0.89
9	Юрівка	0.000	0.000	107.404	-0.79
206	206	0.000	0.000	108.832	-0.42
207	207	0.000	0.000	109.843	-0.07
300	Козятин	-75.081	-40.466	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.393	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.136	-0.74
11	Глухівці	0.000	0.000	107.790	-0.87
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.330	-1.04
13	Сигнал	0.000	0.000	109.394	-0.23
209	209	0.000	0.000	109.395	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.890	-0.67
15	Калинівка	0.000	0.000	107.978	-0.66
211	211	0.000	0.000	110.001	-0.00
200	200	-20.707	-11.693	110.000	0.00
210	210	0.000	0.000	109.519	-0.12
16	Турбів	0.000	0.000	107.740	-0.57
1001		3.430	1.660	9.972	-4.09
1002		3.540	1.810	9.779	-4.72
2003		0.000	0.000	34.774	-2.77
1003		3.970	2.250	9.814	-3.79
1004		2.680	1.450	9.712	-4.31
1005		4.720	2.540	9.655	-4.75
2006		0.000	0.000	33.885	-4.88
1006		7.300	3.730	9.662	-4.82
1007		2.790	1.430	9.758	-4.40
1008		3.330	1.890	9.731	-4.77
2009		0.000	0.000	35.818	-1.17
1009		3.430	1.860	10.206	-1.43
20010		0.000	0.000	25.516	-2.20
10010		17.170	7.820	10.122	-3.12
10032		0.000	0.000	9.814	-3.79
200102		0.000	0.000	25.516	-2.20

100102	0.000	0.000	10.123	-3.12
10011	5.040	2.590	10.125	-2.58
100112	0.000	0.000	10.125	-2.58
10012	6.650	3.770	9.924	-3.93
20013	0.000	0.000	35.865	-2.20
10013	9.010	4.860	10.210	-2.43
200132	0.000	0.000	35.866	-2.20
100132	0.000	0.000	10.210	-2.43
20014	0.000	0.000	25.390	-2.29
10014	11.800	6.050	10.147	-2.26
200142	0.000	0.000	25.390	-2.29
100142	0.000	0.000	10.148	-2.27
20015	0.000	0.000	35.793	-1.67
10015	6.870	3.330	10.185	-2.04
200152	0.000	0.000	35.793	-1.67
100152	0.000	0.000	10.185	-2.04
20016	0.000	0.000	35.628	-1.68
10016	4.720	2.540	10.147	-1.93
200162	0.000	0.000	35.628	-1.68
100162	0.000	0.000	10.147	-1.93
3003	0.000	0.000	103.869	-2.77
6006	0.000	0.000	101.216	-4.88
9009	0.000	0.000	106.989	-1.17
100010	0.000	0.000	106.707	-2.20
1000102	0.000	0.000	106.707	-2.20
130013	0.000	0.000	106.900	-2.47
1300132	0.000	0.000	107.363	-1.94
140014	0.000	0.000	106.176	-2.29
1400142	0.000	0.000	106.183	-2.29
150015	0.000	0.000	106.598	-2.07
1500152	0.000	0.000	106.935	-1.67
160016	0.000	0.000	106.473	-1.70
1600162	0.000	0.000	106.192	-1.96
702	13.150	5.990	109.734	-0.15
703	16.660	8.070	106.900	-0.81
704	-10.960	0.000	107.092	-0.71
701	8.770	5.200	107.431	-0.66

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

[N початку N кінця Рп,МВт Qп,МВАр Рк,МВт Qк,МВАр dP,МВт dQ,МВАр I,кА dU,кВ										

3	3003	1.511	0.979	1.509	0.914	0.002	0.065	0.010	2.266	
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.038	0.010	1.368	
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.166	-0.000	
3	10032	2.473	1.539	2.462	1.372	0.011	0.166	0.016	3.631	
100	201	21.076	10.218	20.886	9.989	0.189	0.228	0.123	1.272	
201	1	20.886	10.232	20.852	10.182	0.034	0.050	0.123	0.249	
1	202	17.394	8.256	17.371	8.222	0.024	0.034	0.102	0.205	
202	2	17.371	8.519	17.199	8.312	0.171	0.206	0.103	1.378	
203	4	9.544	4.328	9.487	4.259	0.057	0.068	0.057	0.820	
4	204	6.787	2.901	6.777	2.889	0.010	0.012	0.040	0.195	
204	6	2.024	0.167	2.023	0.166	0.001	0.002	0.011	0.074	
6	7	-5.332	-3.833	-5.361	-3.868	0.029	0.035	-0.036	-0.708	
7	8	-8.173	-4.894	-8.222	-4.966	0.049	0.071	-0.052	-0.882	
8	205	-11.580	-6.727	-11.624	-6.790	0.044	0.063	-0.072	-0.562	
205	9	-11.624	-6.528	-11.645	-6.567	0.021	0.039	-0.072	-0.308	
9	206	-15.125	-8.380	-15.271	-8.591	0.145	0.210	-0.093	-1.436	
206	207	-15.271	-7.976	-15.363	-8.144	0.092	0.168	-0.091	-1.014	
207	300	-15.363	-7.802	-15.376	-7.831	0.013	0.029	-0.090	-0.157	
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.025	
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000	
11	100112	2.524	1.393	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.023	
10	100010	8.593	4.354	8.586	4.078	0.007	0.275	0.051	1.499	
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000	
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000	
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.275	0.051	1.499	
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.949	
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.537	0.001	
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.957	
300	208	23.402	13.434	23.326	13.266	0.075	0.167	0.141	0.608	
208	13	-5.934	-2.316	-5.934	-2.316	0.000	0.000	-0.034	-0.001	
13	209	-15.016	-7.974	-15.016	-7.974	0.000	0.000	-0.090	-0.001	
209	300	-23.070	-13.130	-23.145	-13.296	0.074	0.165	-0.140	-0.606	
209	14	8.054	6.044	7.989	5.899	0.065	0.144	0.053	1.511	
14	15	-2.802	-3.552	-2.804	-3.556	0.002	0.003	-0.024	-0.088	

```

15 100 -9.735 -6.470 -9.841 -6.704 0.105 0.234 -0.062 -2.029
15 150015 3.159 1.582 3.157 1.484 0.003 0.097 0.019 1.442
150015 20015 -1.516 -0.543 -1.516 -0.556 0.001 0.012 -0.009 -0.339
20015 200152 -1.516 -0.556 -1.516 -0.556 0.000 0.000 -0.026 -0.000
1500152 200152 1.517 0.556 1.516 0.556 0.000 0.000 0.009 0.021
15 1500152 3.719 1.960 3.717 1.876 0.002 0.084 0.022 1.082
1500152 100152 2.200 1.320 2.200 1.300 0.001 0.020 0.014 0.475
100152 10015 2.200 1.300 2.199 1.300 0.000 0.000 0.145 0.000
150015 10015 4.672 2.027 4.666 2.027 0.006 0.000 0.028 0.117
14 140014 5.906 3.246 5.900 3.029 0.006 0.216 0.036 1.791
140014 20014 0.004 -0.010 0.004 -0.010 0.000 0.000 0.000 -0.003
20014 200142 0.004 -0.010 0.004 -0.010 0.000 0.000 0.000 0.000
1400142 200142 -0.004 0.010 -0.004 0.010 0.000 0.000 -0.000 0.003
14 1400142 5.911 3.234 5.905 3.017 0.006 0.216 0.036 1.785
1400142 100142 5.909 3.007 5.903 3.007 0.006 0.000 0.036 0.084
100142 10014 5.903 3.007 5.902 3.007 0.000 0.000 0.376 0.001
140014 10014 5.896 3.039 5.890 3.039 0.006 0.000 0.036 0.083
14 16 -1.112 3.551 -1.117 3.544 0.005 0.007 -0.020 0.148
16 210 -20.397 -11.657 -20.641 -12.010 0.243 0.352 -0.126 -1.784
210 200 -20.641 -11.620 -20.707 -11.715 0.065 0.095 -0.125 -0.481
16 160016 1.621 0.914 1.619 0.872 0.002 0.042 0.010 1.308
160016 20016 1.030 0.405 1.030 0.405 0.001 0.000 0.006 0.051
20016 200162 1.030 0.405 1.030 0.405 0.000 0.000 0.018 0.000
1600162 200162 -1.030 -0.399 -1.030 -0.405 0.000 0.006 -0.006 -0.246
16 1600162 3.107 1.777 3.104 1.676 0.003 0.100 0.019 1.604
1600162 100162 4.134 2.076 4.129 2.076 0.005 0.000 0.025 0.104
100162 10016 4.129 2.076 4.129 2.076 0.000 0.000 0.262 0.000
160016 10016 0.589 0.467 0.588 0.463 0.000 0.004 0.004 0.405
13 130013 5.108 2.945 5.100 2.681 0.008 0.263 0.031 2.593
130013 10013 6.105 3.086 6.094 3.086 0.011 0.000 0.037 0.152
10013 100132 -2.910 -1.771 -2.911 -1.771 0.000 0.000 -0.192 -0.000
1300132 100132 2.912 1.806 2.911 1.771 0.002 0.035 0.018 0.649
13 1300132 3.923 2.383 3.918 2.222 0.005 0.159 0.024 2.092
1300132 200132 1.006 0.416 1.005 0.411 0.000 0.006 0.006 0.250
200132 20013 1.005 0.411 1.005 0.411 0.000 0.000 0.017 0.000
130013 20013 -1.005 -0.405 -1.005 -0.411 0.000 0.006 -0.006 -0.250
100 211 0.000 -0.261 0.000 -0.261 0.000 0.000 0.001 -0.001
211 200 -0.000 0.022 -0.000 0.022 0.000 0.000 -0.000 0.001
1 1001 3.447 1.953 3.428 1.659 0.019 0.293 0.021 4.482
6006 2006 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000 0.000
208 10 29.260 15.919 29.062 15.480 0.197 0.438 0.176 1.265
10 11 11.800 6.652 11.778 6.603 0.022 0.049 0.072 0.350
11 12 6.703 4.082 6.687 4.045 0.017 0.037 0.042 0.465
12 10012 6.670 4.238 6.646 3.768 0.024 0.469 0.042 3.797
204 5 4.753 2.987 4.751 2.985 0.002 0.002 0.031 0.048
5 1005 4.739 2.930 4.717 2.538 0.022 0.390 0.031 4.361
3003 2003 -0.000 0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
203 3 4.005 2.635 4.005 2.634 0.000 0.000 0.026 0.010
16 701 14.508 12.855 14.487 12.796 0.021 0.060 0.104 0.310
701 704 5.723 7.845 5.712 7.815 0.011 0.030 0.052 0.341
704 703 16.665 8.044 16.650 8.000 0.016 0.044 0.100 0.195
2 203 13.629 6.585 13.549 6.469 0.080 0.116 0.082 0.873
9 9009 3.429 1.909 3.428 1.879 0.001 0.030 0.021 0.427
9009 2009 0.000 -0.000 0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 0.000
9009 1009 3.428 1.879 3.428 1.859 0.001 0.020 0.021 0.293
8 1008 3.349 2.201 3.328 1.889 0.021 0.311 0.022 5.136
7 1007 2.802 1.637 2.788 1.429 0.014 0.207 0.018 3.928
6 6006 7.331 4.326 7.313 3.728 0.018 0.596 0.047 4.085
6006 1006 7.313 3.728 7.295 3.728 0.018 0.000 0.047 0.187
4 1004 2.692 1.647 2.678 1.449 0.013 0.198 0.017 3.945
2 1002 3.560 2.142 3.538 1.809 0.022 0.332 0.022 5.002
300 702 13.159 5.905 13.142 5.858 0.017 0.047 0.076 0.266

```

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год
Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 137.477 МВт / 852.358 млн.кВт*Г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.030 МВт / 837.186 млн.кВт*Г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.649 МВт / 5.042 млн.кВт*Г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*Г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.649 МВт / 5.042 млн.кВт*Г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.569 МВт / 3.529 млн.кВт*Г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.297 МВт / 0.908 млн.кВт*Г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.866 МВт / 4.437 млн.кВт*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.516 МВт / 9.479 млн.кВт*Г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-28.956	-14.570	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.729	-0.30
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.481	-0.38
202	202	0.000	0.000	108.276	-0.44
2	Петрик	0.000	0.000	106.905	-0.77
203	203	0.000	0.000	106.040	-1.04
3	Літин	0.000	0.000	106.030	-1.04
4	Кожухів	0.000	0.000	105.228	-1.25
204	204	0.000	0.000	105.035	-1.30
5	Курортна	0.000	0.000	104.988	-1.31
6	Хмільник	0.000	0.000	104.962	-1.34
7	Уланів	0.000	0.000	105.666	-1.25
8	Вишенька	0.000	0.000	106.541	-1.03
205	205	0.000	0.000	107.098	-0.89
9	Юрівка	0.000	0.000	107.404	-0.79
206	206	0.000	0.000	108.832	-0.42
207	207	0.000	0.000	109.843	-0.07
300	Козятин	-84.283	-48.463	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.438	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.182	-0.73
11	Глухівці	0.000	0.000	107.836	-0.86
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.376	-1.03
13	Сигнал	0.000	0.000	109.439	-0.22
209	209	0.000	0.000	109.440	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.482	-0.56
15	Калинівка	0.000	0.000	108.518	-0.56
211	211	0.000	0.000	110.001	-0.00
200	200	-13.278	-5.363	110.000	0.00
210	210	0.000	0.000	109.731	-0.09
16	Турбів	0.000	0.000	108.724	-0.42
1001		3.430	1.660	9.972	-4.09
1002		3.540	1.810	9.779	-4.72
2003		0.000	0.000	34.774	-2.77
1003		3.970	2.250	9.814	-3.79
1004		2.680	1.450	9.712	-4.31
1005		4.720	2.540	9.655	-4.75
2006		0.000	0.000	33.885	-4.88
1006		7.300	3.730	9.662	-4.82
1007		2.790	1.430	9.758	-4.40
1008		3.330	1.890	9.731	-4.77
2009		0.000	0.000	35.818	-1.17
1009		3.430	1.860	10.206	-1.43
20010		0.000	0.000	25.527	-2.19
10010		17.170	7.820	10.127	-3.11
10032		0.000	0.000	9.814	-3.79

200102	0.000	0.000	25.527	-2.19
100102	0.000	0.000	10.128	-3.11
10011	5.040	2.590	10.130	-2.57
100112	0.000	0.000	10.130	-2.57
10012	6.650	3.770	9.929	-3.91
20013	0.000	0.000	35.881	-2.19
10013	9.010	4.860	10.214	-2.42
200132	0.000	0.000	35.881	-2.19
100132	0.000	0.000	10.215	-2.42
20014	0.000	0.000	25.534	-2.16
10014	11.800	6.050	10.205	-2.14
200142	0.000	0.000	25.534	-2.16
100142	0.000	0.000	10.206	-2.14
20015	0.000	0.000	35.976	-1.55
10015	6.870	3.330	10.237	-1.93
200152	0.000	0.000	35.976	-1.55
100152	0.000	0.000	10.237	-1.93
20016	0.000	0.000	35.962	-1.52
10016	4.720	2.540	10.242	-1.76
200162	0.000	0.000	35.962	-1.52
100162	0.000	0.000	10.243	-1.76
3003	0.000	0.000	103.869	-2.77
6006	0.000	0.000	101.216	-4.88
9009	0.000	0.000	106.989	-1.17
100010	0.000	0.000	106.753	-2.19
1000102	0.000	0.000	106.753	-2.19
130013	0.000	0.000	106.946	-2.46
1300132	0.000	0.000	107.409	-1.93
140014	0.000	0.000	106.778	-2.16
1400142	0.000	0.000	106.785	-2.16
150015	0.000	0.000	107.146	-1.95
1500152	0.000	0.000	107.480	-1.56
160016	0.000	0.000	107.470	-1.53
1600162	0.000	0.000	107.191	-1.79
702	13.150	5.990	109.367	-0.25
703	16.660	8.070	108.828	-0.40
704	-10.960	0.000	108.820	-0.36
701	8.770	5.200	108.664	-0.44
701001	0.000	0.000	10.393	-0.44
702001	0.000	0.000	10.461	-0.25
703001	0.000	0.000	10.409	-0.40
704001	0.000	0.000	10.408	-0.36

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку N кінця Рп,МВт Qп,МВАр Рк,МВт Qк,МВАр dP,МВт dQ,МВАр I,кА dU,кВ										
3	3003	1.511	0.979	1.509	0.914	0.002	0.065	0.010	2.266	
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.038	0.010	1.368	
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.166	-0.000	
3	10032	2.473	1.539	2.462	1.372	0.011	0.166	0.016	3.631	
100	201	21.076	10.218	20.886	9.989	0.189	0.228	0.123	1.272	
201	1	20.886	10.232	20.852	10.182	0.034	0.050	0.123	0.249	
1	202	17.394	8.256	17.371	8.222	0.024	0.034	0.102	0.205	
202	2	17.371	8.519	17.199	8.312	0.171	0.206	0.103	1.378	
203	4	9.544	4.328	9.487	4.259	0.057	0.068	0.057	0.820	
4	204	6.787	2.901	6.777	2.889	0.010	0.012	0.040	0.195	
204	6	2.024	0.167	2.023	0.166	0.001	0.002	0.011	0.074	
6	7	-5.332	-3.833	-5.361	-3.868	0.029	0.035	-0.036	-0.708	
7	8	-8.173	-4.894	-8.222	-4.966	0.049	0.071	-0.052	-0.882	
8	205	-11.580	-6.727	-11.624	-6.790	0.044	0.063	-0.072	-0.562	
205	9	-11.624	-6.528	-11.645	-6.567	0.021	0.039	-0.072	-0.308	
9	206	-15.125	-8.380	-15.271	-8.591	0.145	0.210	-0.093	-1.436	
206	207	-15.271	-7.976	-15.363	-8.144	0.092	0.168	-0.091	-1.014	
207	300	-15.363	-7.802	-15.376	-7.831	0.013	0.029	-0.090	-0.157	
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.024	
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000	
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.021	
11	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498	
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000	
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000	
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498	
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948	
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001	
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.957	
300	208	22.228	12.182	22.162	12.034	0.066	0.147	0.133	0.563	

```

208 13 -7.098 -3.545 -7.098 -3.545 0.000 0.000 -0.042 -0.001
13 209 -16.180 -9.204 -16.180 -9.204 0.000 0.000 -0.098 -0.001
209 300 -21.905 -11.896 -21.970 -12.042 0.065 0.145 -0.131 -0.561
209 14 5.724 3.581 5.695 3.516 0.029 0.065 0.036 0.962
14 15 -0.885 -1.570 -0.885 -1.570 0.000 0.001 -0.010 -0.036
15 100 -7.817 -4.476 -7.879 -4.614 0.062 0.137 -0.048 -1.487
15 150015 3.159 1.581 3.156 1.484 0.003 0.096 0.019 1.429
150015 20015 -1.516 -0.543 -1.516 -0.555 0.001 0.012 -0.009 -0.336
20015 200152 -1.516 -0.555 -1.516 -0.555 0.000 0.000 -0.026 -0.000
1500152 200152 1.517 0.555 1.516 0.555 0.000 0.000 0.009 0.021
15 1500152 3.719 1.959 3.717 1.876 0.002 0.083 0.022 1.072
1500152 100152 2.200 1.320 2.200 1.300 0.001 0.020 0.014 0.471
100152 10015 2.200 1.300 2.199 1.300 0.000 0.000 0.144 0.000
150015 10015 4.672 2.027 4.666 2.027 0.006 0.000 0.027 0.117
14 140014 5.906 3.244 5.900 3.029 0.006 0.214 0.036 1.774
140014 20014 0.004 -0.010 0.004 -0.010 0.000 0.000 0.000 -0.003
20014 200142 0.004 -0.010 0.004 -0.010 0.000 0.000 0.000 0.000
1400142 200142 -0.004 0.010 -0.004 0.010 0.000 0.000 -0.000 0.003
14 1400142 5.911 3.231 5.905 3.017 0.006 0.213 0.036 1.768
1400142 100142 5.909 3.007 5.903 3.007 0.006 0.000 0.036 0.083
100142 10014 5.903 3.007 5.902 3.007 0.000 0.000 0.374 0.001
140014 10014 5.896 3.039 5.890 3.039 0.006 0.000 0.036 0.083
14 16 -5.324 -0.803 -5.334 -0.818 0.010 0.014 -0.029 -0.244
16 210 -13.165 -5.613 -13.254 -5.742 0.089 0.128 -0.076 -1.010
210 200 -13.254 -5.351 -13.278 -5.385 0.024 0.034 -0.075 -0.269
16 160016 1.621 0.913 1.619 0.872 0.002 0.041 0.010 1.289
160016 20016 1.030 0.405 1.030 0.405 0.001 0.000 0.006 0.050
20016 200162 1.030 0.405 1.030 0.405 0.000 0.000 0.018 0.000
1600162 200162 -1.030 -0.399 -1.030 -0.405 0.000 0.006 -0.006 -0.242
16 1600162 3.107 1.775 3.104 1.676 0.003 0.098 0.019 1.582
1600162 100162 4.134 2.076 4.129 2.076 0.005 0.000 0.025 0.103
100162 10016 4.129 2.076 4.129 2.076 0.000 0.000 0.260 0.000
160016 10016 0.589 0.467 0.588 0.463 0.000 0.004 0.004 0.399
16 701 3.060 2.459 3.059 2.457 0.001 0.002 0.021 0.060
701 704 -5.719 -2.575 -5.723 -2.588 0.004 0.012 -0.033 -0.158
704 703 5.216 -2.440 5.215 -2.444 0.001 0.004 0.030 -0.007
703 702 -11.453 -10.365 -11.482 -10.447 0.029 0.081 -0.082 -0.541
702 300 -24.637 -16.207 -24.709 -16.408 0.071 0.201 -0.155 -0.634
1300132 200132 1.006 0.416 1.005 0.411 0.000 0.005 0.006 0.250
200132 20013 1.005 0.411 1.005 0.411 0.000 0.000 0.017 0.000
130013 20013 -1.005 -0.405 -1.005 -0.411 0.000 0.005 -0.006 -0.250
130013 10013 6.105 3.086 6.094 3.086 0.011 0.000 0.037 0.151
10013 100132 -2.910 -1.771 -2.911 -1.771 0.000 0.000 -0.192 -0.000
1300132 100132 2.912 1.806 2.911 1.771 0.002 0.035 0.018 0.649
13 1300132 3.923 2.382 3.918 2.222 0.005 0.159 0.024 2.090
13 130013 5.108 2.945 5.100 2.681 0.008 0.263 0.031 2.591
200 211 0.000 -0.022 0.000 -0.022 0.000 0.000 0.000 -0.001
211 100 -0.000 0.261 -0.000 0.261 0.000 0.000 -0.001 0.001
12 10012 6.670 4.238 6.646 3.768 0.024 0.468 0.042 3.794
204 5 4.753 2.987 4.751 2.985 0.002 0.002 0.031 0.048
5 1005 4.739 2.930 4.717 2.538 0.022 0.390 0.031 4.361
3003 2003 -0.000 0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
203 3 4.005 2.635 4.005 2.634 0.000 0.000 0.026 0.010
2 203 13.629 6.585 13.549 6.469 0.080 0.116 0.082 0.873
9 9009 3.429 1.909 3.428 1.879 0.001 0.030 0.021 0.427
9009 2009 0.000 -0.000 0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 0.000
9009 1009 3.428 1.879 3.428 1.859 0.001 0.020 0.021 0.293
8 1008 3.349 2.201 3.328 1.889 0.021 0.311 0.022 5.136
702 702001 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000
703 703001 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000
704 704001 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
701 701001 -0.000 -0.000 -0.000 -0.000 0.000 0.000 -0.000 -0.000
6006 2006 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 -0.000 0.000
7 1007 2.802 1.637 2.788 1.429 0.014 0.207 0.018 3.928
6 6006 7.331 4.326 7.313 3.728 0.018 0.596 0.047 4.085
6006 1006 7.313 3.728 7.295 3.728 0.018 0.000 0.047 0.187
4 1004 2.692 1.647 2.678 1.449 0.013 0.198 0.017 3.945
2 1002 3.560 2.142 3.538 1.809 0.022 0.332 0.022 5.002
1 1001 3.447 1.953 3.428 1.659 0.019 0.293 0.021 4.482
208 10 29.260 15.917 29.062 15.478 0.197 0.437 0.175 1.264
10 11 11.800 6.651 11.778 6.602 0.022 0.049 0.072 0.350
11 12 6.703 4.081 6.687 4.044 0.017 0.037 0.042 0.464

```
