

MA-5987

621.31
1454

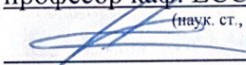
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ РОЗПОДІЛЬНИХ
МЕРЕЖ 110 КВ БАРСЬКОГО РАЙОНУ»

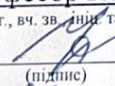
Виконав: студент другого курсу,
групи ЕСМ-22м/зв, спеціальності 141 –
«Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
за ОП «Електричні системи та мережі»
 Адамець О. В.
(підпис)

Керівник: д.т.н., доцент,
професор каф. ЕСС Кулик В. В.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

«07» 06 2024 р.

Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕССЕМ
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)
 Кулик В. В.
(підпис)

«10» 06 2024 р.

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

(підпис)
«07» 06 2024 р.

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і 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.
(наук. ст., вч. зв., інц. та прізв.)

(підпис)
« 11 » 03 2024 р.

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

Адамцю Олегу Володимировичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Методи оптимізації послідовності розвитку розподільних мереж 110 кВ Барського району»

Керівник роботи д.т.н., доцент, професор каф. ЕСС Кулик В.В.

Затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

2. Термін подання студентом роботи 05 червня 2024 року.

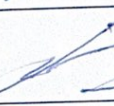
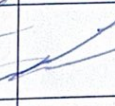
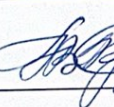
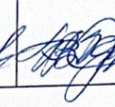
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи.

Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: інформація про наявні електричні мережі, джерела живлення району та нові підстанції; найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового; тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік; середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 245 грн; вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Проектування та планування електричних мереж і 2. Методи динамічного програмування 3. Прогнозування електричних навантажень та розрахунок перспективних режимів. 4. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 5. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 6. Вибір та розміщення пристроїв компенсації реактивної потужності. 7. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 8. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. 9. Оцінювання техніко-економічних показників і вибір оптимального варіанту розвитку електричної мережі. 10. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Техніко-економічне обґрунтування розвитку розподільних електричних мереж.

6. Консультанти розділів роботи

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

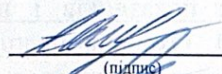
7. Дата видачі завдання

16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

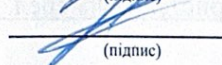
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр міт
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	
2	Електротехнічна частина	21.01.24	01.03.24	
3	Розрахунок рентабельності та аналіз економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі	02.03.24	22.03.24	
4	Експлуатація обладнання розподільних установок	23.03.24	15.04.24	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	
9	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	
10	Захист МКР	За графіком		

Студент:


(підпис)

Адамець О. В.

Керівник роботи:


(підпис)

Кулик В.В.

АНОТАЦІЯ

Адамець О. В. «Тема: Методи оптимізації послідовності розвитку розподільних мереж 110 кВ Барського району». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 146 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024.

Магістерська кваліфікаційна робота викладена на 141 сторінках, вона містить 10 розділів, 12 ілюстрацій, 31 таблиці, 15 джерел в переліку посилань.

Об'єктом дослідження є схемні рішення розподільних електричних мереж.

Предметом дослідження є моделі та методи оптимізації послідовності розвитку розподільних мереж.

Метою кваліфікаційної роботи є дослідження методів оптимізації послідовності розвитку розподільних мереж 110 кВ Барського району та розроблення алгоритмів комплексної оптимізації схем перспективного розвитку вказаних мереж.

Вісім розділів містять розширення існуючої електричної мережі шляхом приєднання трьох нових підстанцій. За допомогою математичних методів було обрано оптимальну конфігурацію, що забезпечує надійність та економічну ефективність. Відповідно до отриманих результатів здійснено підбір обладнання, проаналізовано рівні напруги у вузлах при різних режимах роботи та подано схеми розподільчих пристроїв. У першому та другому розділах обґрунтовано важливість проектування та планування електричних мереж, з врахуванням методів динамічного програмування. У четвертому розділі продемонстровано оптимальну схему розвитку мережі за допомогою симплекс-методу. В останньому розділі дипломної роботи розглянуто норми та заходи з охорони праці та техніки безпеки.

За результатами роботи зроблено висновки та пропозиції щодо впровадження відповідних методів оптимізації послідовності розвитку розподільних мереж 110 кВ Барського району.

Ключові слова: електрична мережа, оптимізація схеми, динамічне програмування.

ANNOTATION

Adamets O. V. "Topic: Methods of optimization of the sequence of development of 110 kV distribution networks of Bar district." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024.

The master's thesis is presented on 146 pages, it contains 10 chapters, 12 illustrations, 31 tables, 15 sources in the list of references.

The object of the research is schematic solutions of electrical distribution networks.

The subject of research is models and methods of optimizing the sequence of development of distribution networks.

The purpose of the qualification work is to research methods for optimizing the sequence of development of distribution networks of 110 kV in the Bar district and to develop algorithms for the complex optimization of schemes for the future development of these networks.

Eight sections contain the expansion of the existing electrical network by connecting three new substations. With the help of mathematical methods, the optimal configuration was chosen, which ensures reliability and economic efficiency. In accordance with the obtained results, the selection of equipment was carried out, the voltage levels in the nodes under different operating modes were analyzed, and the schemes of distribution devices were presented. In the first and second chapters, the importance of designing and planning electrical networks is substantiated, taking into account the methods of dynamic programming. The fourth chapter demonstrates the optimal network development scheme using the simplex method. In the last chapter of the diploma work, norms and measures on occupational health and safety are considered.

Based on the results of the work, conclusions and proposals were made regarding the implementation of appropriate methods for optimizing the sequence of development of distribution networks of 110 kV in the Bar region.

Keywords: electrical network, scheme optimization, dynamic programming.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	4
ВСТУП	9
1 ПРОЕКТУВАННЯ ТА ПЛАНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	11
1.1 Надійність, безпека та економічність	11
1.2 Обмеження в енергетичних системах	12
1.3 Потреби в плануванні енергосистем	14
1.4 Здачі планування та проектування	15
1.5 Інструменти для планування енергосистем	16
1.6 Втрати електроенергії в електричних мережах.....	20
1.7 Оптимізація схем і режимів електропостачання.....	22
Висновки до розділу 1	27
2 МЕТОДИ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ.....	28
2.1 Основи динамічного програмування	28
2.2 Постановка задачі динамічного програмування. Методи функціональних рівнянь Р. Беллмана	29
2.3 Динамічне програмування в задачах електроенергетики	33
Висновки до розділу 2	35
3 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА РОЗРАХУНОК ПЕРСПЕКТИВНИХ РЕЖИМІВ	36
3.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	37
3.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	39
Висновки до розділу 3	40
4 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	41
4.1 Лінеаризація цільової функції.....	41
4.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	44
Висновки до розділу 4	47
5 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	48
5.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	48

Висновки до розділу 5	52
6 ВИБІР КОНСТРУКТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖ	53
6.1 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	53
6.2 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	54
6.3 Вибір та розміщення пристроїв компенсації реактивної потужності	57
Висновки до розділу 6	58
7 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	59
7.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	59
7.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	60
7.3 Оцінювання надійності схем підстанції	61
Висновки до розділу 7	64
8 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	65
8.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	65
8.2 Регулювання напруги у мережі.....	66
Висновки до розділу 8	69
9 ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ І ВИБІРОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	70
Висновки до розділу 9	82
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	83
10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання	83
10.1.1 Вимоги електробезпеки до приміщень, оснащених комп'ютерами	83
10.1.2 Електробезпека	86
10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	87
10.2.1 Мікроклімат	87
10.2.2 Склад повітря робочої зони.....	88
10.2.3 Виробниче освітлення	88
10.2.4 Виробничий шум.....	89
10.2.5 Психофізіологічні фактори	90
10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях.	91
10.3.1 Дослідження стійкості роботи розподільчих електричних мереж 110 кв барського району в умовах впливу іонізуючих випромінювань.....	92
10.3.2 Дослідження стійкості роботи розподільчих електричних мереж 110 кв барського району в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	94

10.3.3 Розробка привентивних заходів по підвищенню стійкості роботи розподільчих електричних мереж 110 кВ Барського району в умовах надзвичайних ситуацій	96
Висновки до розділу 10	97
ВИСНОВКИ.....	98
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	100
ДОДАТКИ	112
ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ	113
ДОДАТОК Б ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР	114
ДОДАТОК В РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ	120
ДОДАТОК Г РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ.....	124
ДОДАТОК Д РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ.....	128
ДОДАТОК Е РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ.....	133
ДОДАТОК Є РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	138
ДОДАТОК Ж РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ.....	143
ДОДАТОК З ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	149

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток електроенергетичних систем, включаючи їх важливу складову – електричні мережі, є ключовим аспектом проектних завдань. Метою цього процесу є визначення складу, порядку розвитку та основних параметрів електричних станцій і мереж. Проектування компонентів електричної мережі, таких як лінії та підстанції, має значний вплив на подальші етапи проектування. Тому, під час підготовки та реалізації окремих етапів розвитку, необхідно враховувати їх взаємозв'язок.

Для забезпечення кращої сумісності між етапами розвитку важливо, щоб вибір основних схемних рішень та конструктивних параметрів електричної мережі здійснювався з урахуванням типізації та уніфікації її елементів. Це сприятиме зниженню витрат на спорудження та експлуатацію електричних мереж, а також полегшить їх подальший розвиток. Таким чином, підхід до проектування повинен бути комплексним, враховуючи як технічні, так і економічні аспекти, щоб забезпечити надійність і ефективність електроенергетичних систем.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є дослідження методів оптимізації послідовності розвитку розподільних мереж для формування ефективного алгоритму оптимізації розвитку мереж 110 кВ Барського району.

Для досягнення мети в роботі вирішено такі основні завдання:

- досліджено математичні моделі та методи динамічного програмування для розв'язання багатокритеріальних оптимізаційних задач;
- запропоновано алгоритми для розв'язання задачі оптимізації розвитку розподільних електромереж;
- розраховано параметри основного обладнання ліній та підстанцій;
- підтверджено ефективність прийнятих рішень на основі техніко-економічних розрахунків;
- досліджено питання охорони праці під час спорудження одної з трансформаторних підстанцій 110/10 кВ.

Об'єктом дослідження є процес формування технічних рішень з розвитку розподільної електричної мережі.

Предметом дослідження є методи оптимізації послідовного розвитку розподільної мережі.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань були використані методи динамічного програмування, а також метод Беллмана для багатокритеріальних динамічних задач.

Наукова новизна отриманих результатів. За результатами досліджень показано доцільність застосування методів на основі принципу оптимальності Беллмана для розв'язання задач перспективного розвитку розподільних мереж. Для підвищення обчислювальної ефективності запропоновано алгоритм, що полягає у попередньому обмеженні області пошуку оптимальних рішень за допомогою симплекс-методу. Алгоритм передбачає аналіз конфігурації мереж, визначення оптимальної схеми мереж з урахуванням прогнозованого зростання навантаження з наступною оптимізацією послідовності її спорудження методом динамічного програмування.

Практичне значення отриманих результатів. На основі аналізу методів оптимізації схем розподільних мереж було розроблено алгоритми для оптимізації їх розвитку, ефективність яких підтверджено техніко-економічним розрахунком.

Особистий внесок. Усі результати, що становлять основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

1 ПРОЕКТУВАННЯ ТА ПЛАНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1 Надійність, безпека та економічність

Інженерія енергосистем[1] включає аналіз, розрахунок, проектування електричних систем і обладнання, а також підготовку тендерної документації, оцінку пропозицій і їх технічну та фінансову оцінку. Це вважається необхідною і невід'ємною частиною інженерних робіт для техніко-економічних обґрунтувань, експлуатаційних досліджень, проектування, розвитку, розширення та реконструкції існуючих об'єктів.

Постачання електроенергії, за конкурентною ціною, є вирішальним фактором для економічного розвитку промисловості. Планування систем постачання має враховувати різні граничні умови, які базуються на регіональних і структурних особливостях, що в багатьох випадках сильно впливають на технічне проектування. Рівень капіталовкладень у енергетичну галузь є досить високим з точки зору довгострокової віддачі від активів, адже, будь-яке інвестиційне рішення вимагає особливо ретельного планування та дослідження, чому сприяє інженерія енергосистем та їх планування.

Надійність електропостачання[2] визначається не лише якістю обладнання, але й ретельним плануванням та глибокими знаннями про енергосистему, разом із послідовним використанням відповідних стандартів і норм. Це стосується стандартів ІЕС, національних стандартів та законодавчих норм, а також внутрішніх регламентів. Крім того, режим експлуатації системи повинен відповідати умовам, що регулюються законодавством, включаючи процес планування, виробництво обладнання та введення його в експлуатацію. Оскільки не можна повністю виключити несправності обладнання через технічні помилки або людський фактор, обладнання не може бути спроектоване з можливістю експлуатації у ненормальних умовах. Відповідно, наслідки несправностей повинні бути обмежені. Таким чином, несправність або пошкодження обладнання мають

бути враховані для забезпечення безперебійної роботи системи та надійного і безпечного постачання споживачам.

Безпека електропостачання передбачає суворе дотримання умов, визначених стандартами, нормами та правилами щодо запобігання нещасним випадкам. У енергетичних системах безпека персоналу вважається пріоритетною.

1.2 Обмеження в енергетичних системах

Електричні енергосистеми експлуатуються з певними обмеженнями[3], накладеними юридичними вимогами, технічними стандартами, політичними питаннями, фінансовими обмеженнями та іншими параметрами, які сильно впливають на структуру системи. Таким чином, ці обмеження впливають на інвестиції та вартість електроенергії. Такі правила, закони та інструкції впливають на планування, будівництво та експлуатацію енергосистем, а також на надійність постачання електроенергії.

Збільшення частки генеруючих установок "зеленої енергії", що мають низьку доступність, призводить до збільшення резервної потужності традиційних електростанцій, що має наслідки у вигляді зниження ефективності цих установок і, відповідно, збільшення витрат.

Скорочення інвестицій у будівництво нових електростанцій призводить до зменшення резервних можливостей та зниження надійності електропостачання.

Витрати на координацію під час нормальної експлуатації та в умовах аварійних ситуацій зростають із збільшенням кількості учасників ринку, що призводить до підвищення ризику відмов.

Сучасні енергосистеми плануються для генерації електричної енергії в центральних місцях великими електростанціями з системами передачі до центрів навантаження. Зміна структури виробництва, наприклад, збільшення кількості установок "зеленої енергії" та розвиток малих когенераційних установок, вимагає великих інвестицій для розширення енергосистеми. Це призводить до підвищення цін на енергію та зниження використання існуючих установок.

Структура енергосистеми до цього часу визначалася з'єднаннями центрів навантаження з місцями розташування електростанцій, які обиралися на основі наявності первинної енергії, наявності охолоджувальної води (наприклад, для атомних електростанцій) або гідрологічних умов (наприклад, для гідроелектростанцій). Будівництво офшорних вітрових електростанцій вимагає значних інвестицій у нові лінії передачі для передачі виробленої енергії до центрів навантаження.

Збільшення кількості установок "зеленої енергії", зокрема фотоелектричних, вітрових енергетичних, знижує якість електропостачання через збільшення потреби в силовій електроніці.

Тривалі періоди планування та інвестицій в електростанції та системи високовольтної передачі не дають швидких і радикальних змін. Рішення про інший розвиток, наприклад, відмова від ядерної енергетики на користь виробництва "зеленої енергії", певною мірою є незворотними, але ці рішення не базуються на технічних та економічних основах.

Наприклад, структура публічних тарифів на електроенергію в Федеративній Республіці Німеччина характеризується численними заходами. Ці податки, концесійні ставки, витрати, пов'язані із законом про "зелену енергію", в 2006 році склали майже 12,43 мільярда євро, згідно з даними VDEW (асоціації публічних комунальних підприємств Німеччини). До цього входять 6,5% на підтримку комбінованих циклів, 16,8% на концесійні ставки за використання публічних прав проїзду, 25,6% на витрати за законами про "зелену енергію" і 50,4% на енергетичні податки. Крім того, ПДВ (податок на додану вартість) у розмірі 19% додається для приватних домогосподарств. Для середнього споживання електроенергії приватним домогосподарством у розмірі 4600 кВт*год на рік, ці витрати внаслідок урядових дій складають майже 100 євро на домогосподарство на рік.

1.3 Потреби в плануванні енергосистем

Планування енергосистем повинно враховувати згадані вище обмеження і розробляти концепції та структури, які є технічно та економічно обґрунтованими. Це включає планування і проектування систем генерації, мереж передачі та розподілу, а також оптимізацію системних структур і обладнання, для забезпечення гнучкої та економічної роботи як у довгостроковій, так і в короткостроковій перспективі. Планування енергосистем також повинно реагувати на зміни в технічних, економічних та політичних обмеженнях. Ключові заходи включають планування і будівництво електростанцій, відповідне планування систем передачі та розподілу, розгляд довгострокових контрактів на постачання первинної енергії та аналіз витрат.

Систематичне планування енергосистем є невід'ємною частиною інженерії енергосистем, але воно не повинно обмежуватися плануванням окремих компонентів системи або визначенням основних параметрів обладнання, що може призвести до неоптимальних рішень. Інженерія енергосистем повинна включати звичні аспекти щодо технічних[4] та економічних можливостей, а також ті, які іноді важко кількісно оцінити, такі як:

- прогноз навантаження для енергосистеми на період кількох років;
- довгостроковий прогноз енергоспоживання;
- стандартизація, доступність, взаємозамінність та сумісність обладнання;
- стандартизовані номінальні параметри обладнання;
- обмеження на експлуатацію системи;
- реалістичність з точки зору технічних, фінансових та часових аспектів.

Інженерія енергосистем[5] і планування енергосистем вимагають системного підходу, який повинен враховувати фінансові та часові обмеження, а також охоплювати всі технічні та економічні аспекти для аналізу складних проблем. Планування енергосистем та проектування установок ініціюються:

- потребою клієнтів у постачанні більшого навантаження або підключенні нових виробничих установок у промисловості;
- потребою у вищій короткочасній потужності для задоволення вимог якості електроенергії в точці підключення (точка загального приєднання);
- будівництвом великих будівель, таких як торгові центри, офісні будівлі або універмаги;
- плануванням промислових зон або розширенням виробничих процесів у промисловості з вимогою додаткової електроенергії;
- плануванням нових житлових районів;
- загальним збільшенням попиту на електроенергію.

1.4 Задачі планування та проектування

Прогноз навантаження, планування енергосистем і проектування розподіляються на спеціальні часові інтервали, які частково визначають завдання, що мають бути виконані[6].

Для всіх рівнів напруги визначаються основні системні концепції: стандартизація обладнання, концепції заземлення нейтралі, номінальні напруги та основи експлуатації енергосистеми. Горизонт планування становить до 10 років для систем низької напруги і може перевищувати 20 років для систем високовольтної передачі.

Детальне планування топології системи здійснюється на основі прогнозу навантаження[7]. Альтернативні концепції аналізуються технічно за допомогою розрахунків потоків навантаження, короткочасного аналізу та розрахунків стійкості. Також виконуються оцінки витрат. Статистика аварійності та експлуатації оцінюється, і визначаються місця для встановлення. Основні параметри обладнання, такі як перетин повітряних ліній та кабелів,

короткочасний імпеданс трансформаторів. Горизонт планування становить приблизно п'ять років для системи низької напруги і до 10 років для системи високовольтної передачі.

Проекти, визначені на етапі планування розвитку системи, реалізуються. Типові завдання проектного інжинірингу включають типи підключень нових клієнтів, підключення нових підстанцій до енергосистеми, заходи з реструктуризації, оцінку інформації про навантаження системи, підготовку тендерної документації та оцінку пропозицій, нагляд за будівельними контрактами, розрахунок витрат та контроль витрат. Проектне планування охоплює часовий діапазон одного року для системи низької напруги і до чотирьох років для системи високовольтної передачі.

1.5 Інструменти для планування енергосистем

Використання комп'ютерних програм, а також обсяг і деталі досліджень орієнтовані на бажану та/або необхідну мету планувального процесу. Основні дослідження, які мають бути виконані при плануванні енергосистем, розглядаються нижче.

Аналіз потоку навантаження (також званий розрахунком потоку потужності) є основним завданням для планування та експлуатації енергосистем. Він служить насамперед для визначення навантаження та використання обладнання, розрахунку активної та реактивної потужності в гілках (лінії, трансформатори тощо) енергосистеми, визначення профілю напруги та розрахунку втрат енергосистеми. Одноразові або множинні відключення обладнання можуть бути змодельовані в контексті досліджень для різних умов попереднього навантаження. Визначаються необхідний діапазон налаштування перемикача трансформатора та реактивне постачання генераторами або компенсуючими пристроями.

Розрахунки короткочасних струмів виконуються для вибраних конфігурацій системи, визначених за допомогою аналізу потоку навантаження. Для спеціальних застосувань, таких як координація захисту, розрахунок короткочасного струму

повинен враховувати умови попереднього навантаження. Імітуються симетричні та несиметричні аварії, а результати використовуються як основа для оцінки короткочасної стійкості. Розрахунки короткочасного струму для аварій між двома системами іноді необхідні для уточнення системних збоїв.

Результати, отримані за допомогою програм для розрахунків, є настільки точними, наскільки точні основні параметри обладнання. Якщо ці дані недоступні, параметри повинні бути визначені за допомогою розрахунків. У випадку повітряних ліній та кабелів реактивності, опори та ємності в компоненті позитивної послідовності та нульової послідовності розраховуються з геометричного розташування провідників та конструкції кабелю. Наступний розрахунок може визначити допустиме термічне навантаження, хвильовий опір, природну потужність і, у випадку повітряних ліній, додатково електричну напруженість поля на провіднику, а також електричну та магнітну напруженість поля біля землі.

Розрахунки стійкості, що виконуються для визначення поведінки системи під час аварій, також є важливими. Програми для розрахунку транзитної стійкості моделюють динамічну поведінку генераторів та їх регуляторів збудження і турбінних регуляторів під час аварійних умов. Ці розрахунки дозволяють визначити, чи зможе система залишатися синхронізованою після великих аварій. Розрахунки стійкості для малих збурень, таких як зміни навантаження або зміни генерації, виконуються для оцінки динамічної поведінки системи і визначення необхідності стабілізаторів системної потужності.

Розрахунки якості електроенергії, такі як гармонійний аналіз або аналіз флікерів, необхідні для забезпечення високої якості електропостачання. Ці розрахунки визначають вплив нелінійних навантажень і переривчастих джерел генерації на систему і забезпечують заходи для мінімізації їхнього впливу.

Планування мережевої інфраструктури також включає оцінку можливих маршрутів нових ліній передачі, вибір типу та конструкції опор, кабелів і трансформаторів, а також аналіз їхніх витрат і впливу на навколишнє середовище. Усі ці завдання вимагають ретельного використання сучасних інженерних

інструментів і програмних засобів для забезпечення оптимальної роботи енергосистеми.

Дослідження статичної та перехідної стійкості є типовим завданням при плануванні та аналізі систем високовольтної передачі. Аналіз стійкості також важливий для підключення промислових установок із власною генерацією до системи постачання. Аналіз стійкості необхідно проводити для визначення схем скидання навантаження залежно від частоти та напруги. Стійкість енергосистеми залежить від кількості та типу електростанцій, типу та номіналу генераторів, їхніх схем управління та збудження, пристроїв для управління реактивною потужністю, навантаження системи, а також від рівня напруги та складності енергосистеми. Дисбаланс між виробленою потужністю та навантаженням системи призводить до зміни частоти та напруги. У перехідних процесах, наприклад, коротких замиканнях із подальшим відключенням обладнання, коливання напруги та частоти можуть призвести до каскадного відключення обладнання та подальшого обвалу енергопостачання.

У промислових енергосистемах та допоміжних системах електростанцій, які характеризуються високою часткою навантаження від двигунів, двигуни повинні запускатися знову після коротких замикань або перемикань з умовами без напруги. Відповідні заходи, такі як збільшення короточасної потужності та керування запуском двигунів у залежності від часу, також є завданнями, що виконуються за допомогою аналізу стійкості.

Ізоляція обладнання повинна витримувати нормальний рівень напруги. Загалом економічно не обґрунтовано і неможливо спроектувати ізоляцію обладнання проти всіх можливих напружень. Обладнання та його захист від перенапруг, головним чином розрядники, повинні бути спроектовані та вибрані з урахуванням рівня ізоляції та чутливості, з урахуванням усіх напружень, які можуть виникнути в енергосистемі. Головне поле розрахунку перенапруг та координації ізоляції – це розподільні пристрої, оскільки більшість обладнання має незворотну ізоляцію.

Обладнання в енергосистемах навантажується не тільки струмами та напругами на робочій частоті, а й тими, що мають вищі частоти (гармоніки та

міжгармоніки), які випромінюються обладнанням з силовою електронікою разом з промисловим навантаженням, у системі передачі за допомогою FACTS (гнучкі системи змінного струму) та генераторними установками у фотоелектричних і вітрових електростанціях. Вищі частоти у струмі викликають додаткові втрати в трансформаторах і конденсаторах і можуть призвести до неправильної роботи будь-якого обладнання. Через зростаюче навантаження та використання силової електроніки в генераторних установках випромінювання гармонік і міжгармонік збільшується. Використовуючи частотно-залежні параметри системи, можна розрахувати статистичний розподіл високочастотних струмів і спектру напруг, а також деякі характеристичні значення, такі як повне гармонійне спотворення (THD), гармонічний вміст тощо.

Електромагнітні поля в безпосередній близькості від повітряних ліній повинні бути розраховані та порівняні з нормативно визначеними межами запобіжних значень, щоб оцінити можливі перешкоди для людей та тварин, що піддаються впливу електричних і магнітних полів.

Заземлення нейтралей є важливою темою при плануванні енергосистем, оскільки координація ізоляції, проектування схем захисту та інші аспекти, залежать від типу заземлення нейтралі.

Окрім технічних досліджень, питання економіки, оцінки втрат та оптимізації системи мають важливе значення в контексті планування енергосистем. Розширення розподільних систем, особливо в міських зонах постачання, вимагає великої кількості досліджень для охоплення всіх можливих альтернатив щодо технічних, пов'язаних з витратами, критеріїв. Аналіз усіх альтернативних концепцій для розподільчих систем зазвичай не може бути проведений без використання відповідних програм з пошуковими та оптимізаційними стратегіями. Оптимізаційні стратегії в системах високовольтної передачі зазвичай не застосовуються через обмеження, оскільки права на прокладання повітряних ліній і кабелів, а також місця розташування підстанцій не можуть бути вільно обрані.

Концептуальне проектування схем захисту мереж визначає безпечне та надійне постачання споживачів електроенергією. Схеми захисту мереж повинні

чітко розпізнавати неправильні та недопустимі умови роботи і швидко, безпечно та селективно відокремлювати несправне обладнання від енергосистеми. Розширення несправності на інше обладнання та експлуатацію системи має бути уникнуто. Окрім фундаментального проектування систем захисту, параметри трансформаторів напруги та струму, а також передавачів повинні бути визначені, а налаштування захисних пристроїв повинні бути визначені. Аналіз концепції захисту представляє значне завдання для аналізу несправностей.

1.6 Втрати електроенергії в електричних мережах

Головним показником ефективності роботи електричних мереж є втрати електричної енергії[8]. Цей показник відображає стан системи обліку електроенергії та ефективність діяльності енергетичних організацій. Він також вказує на наявність проблем, що потребують негайного вирішення в галузі розвитку, будівництва та технічного удосконалення електричних мереж. Зокрема, це означає удосконалення методів експлуатації та керування мережами, підвищення точності обліку електроенергії, ефективний збір платежів за електричну енергію тощо.

У передачі та розподілі електроенергії в електричних мережах втрати, які не перевищують 4-5%, можна вважати прийнятними[8]. Максимально допустимим рівнем втрат електроенергії, з точки зору фізики мереж електропередачі, вважається лише 10%. Однак сучасні умови показують, що цей рівень зріс у 1,5-2 рази, а для деяких мережевих компаній навіть у 3 рази. Це свідчить про те, що в контексті змін у господарському механізмі енергетики економічна криза в країні визначається проблемою зменшення втрат електроенергії. Ця проблема набула нового значення, ставлячи перед організаціями завдання забезпечення фінансової стійкості й стабільності.

Заходи зі зниження втрат електроенергії[9] в електричних мережах широко відомі й включені до галузевих рекомендацій. Загалом, ці заходи можна класифікувати, як показано у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Заходи щодо зниження втрат електроенергії в ЕМ

Заходи щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах								
Технічні			Організаційні			Заходи щодо покращення систем розрахункового та технічного обліку електроенергії		
Оптимізація завантаження ЕМ за рахунок будівництва ліній і	Заміна перевантаженого і недовантаженого обладнання ЕМ	Введення в роботу енергозберігаючого обладнання ЕМ	Оптимізація схем і режимів ЕМ	Скорочення продовжуваності ремонтів обладнання ЕМ	Введення в роботу невикористовуваних засобів АРН,	Проведення рейдів по виявленню неврахованої ЕЕ	Поліпшення систем збору показів лічильників	Забезпечення нормальних умов роботи пристроїв обліку
								Заміна, модернізація, установка пристроїв обліку, яких не

Зменшення технічних втрат електроенергії може бути досягнуте головним чином за допомогою технічного переоснащення, реконструкції, підвищення потужності та надійності електричних мереж, балансування їх режимів, а також впровадження капіталоємних заходів.

Для електричних мереж напругою 110 кВ і вище основними заходами є:

- покращення серійного виробництва та ширше використання регульованих компенсуючих пристроїв для оптимізації потоків реактивної потужності та зниження у вузлах мережі неприпустимих рівнів напруги;
- будівництво та проектування нових ліній електропередачі та збільшення пропускної здатності для видачі активної потужності від "закритих" електростанцій з метою усунення дефіцитних вузлів та завищених транзитних потоків;

- розвиток нетрадиційної та відновлюваної енергетики (малі ГЕС, вітроелектростанції, припливні, геотермальні ГЕС та ін.) для видачі малих потужностей у віддалених дефіцитних вузлах електричних мереж;
- оптимізація режиму електричних мереж за активною та реактивною потужністю, регулювання напруги в мережах, оптимізація навантаження трансформаторів, виконання робіт під напругою тощо.

Необхідно розробити нові методики вибору заходів зменшення технічних втрат та провести їх порівняльний аналіз у контексті корпоратизації енергетики. Під час корпоратизації, коли інвестиційні рішення спрямовані на максимізацію прибутку та досягнення запланованого рівня рентабельності, важливо враховувати не лише економічні аспекти, а й ефективне розподілення електроенергії та інші фактори.

В умовах загального зниження навантаженості та обмежених коштів на розвиток, будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж стає все більш очевидним, що кожна витрачена гривня на переоснащення енергосистеми повертається, ніж витрати на розширення мережі чи компенсацію реактивної потужності.

Розрахунок та аналіз різниці між очікуваними та фактичними втратами електричної енергії на електричних мережах, електростанціях та підстанціях мають критичне значення.

1.7 Оптимізація схем і режимів електропостачання

Під час проектування та експлуатації системи електропостачання виконуються розрахунки, що оцінюють технічні та економічні аспекти з метою визначення найбільш вигідних рішень[10].

Ці розрахунки використовуються для визначення таких показників, як інвестиції потрібні для будівництва системи електропостачання, питомі інвестиції, витрати на експлуатацію, щорічні витрати на енергосистему або її окремі компоненти, період окупності для більш дорогих варіантів електропостачання порівняно з менш дорогими, збитки від перерв у постачанні

електроенергії, витрати на заходи з підвищення надійності електропостачання та інші подібні аспекти.

Капітальні інвестиції, необхідні для будівництва системи електропостачання або окремих її складових, включають у себе наступне:

- вартість обладнання, яке встановлюється;
- витрати на будівельні роботи, включаючи витрати, пов'язані з відведенням землі або майданчика під енергетичні структури (наприклад, збільшення простору цехів або мережі комунікацій);
- витрати на монтажні роботи, що включають оплату праці будівельно-монтажного персоналу, витрати на механізацію монтажу, витрати на монтажні матеріали, використання енергоносіїв тощо; і додаткові витрати, пов'язані, наприклад, із будівництвом електроустановок на діючих підприємствах (витрати на тимчасове відключення або переорганізацію технологічного процесу, транспортування в цеху або на заводі тощо).

Найбільш точні розрахунки інвестицій зазвичай здійснюються за допомогою проектно-кошторисної документації або шляхом калькуляції вартості. Це проводиться за допомогою прейскурантів обладнання та матеріалів, єдиних нормативів і цін на будівельно-монтажні роботи, стандартів і тарифів на електроенергію, тепло, паливо й інші важливі параметри.

Стандартні напруги для мереж електропостачання зазвичай складають 6, 10, 20, 35 та 110 кВ. Напруга 35 кВ використовується у випадках, коли окремі частини підприємства знаходяться на великій відстані від основного виробництва (наприклад, в гірничодобувній, вугільній, нафтовій промисловості), коли виробничі площі займають великий простір і розташовані далеко одна від одної, а також для живлення підстанцій електропечей, перетворювачів та інших споживачів з великою потужністю.

Для визначення техніко-економічних показників, важливим етапом є вибір технічних параметрів елементів мережі, таких як переріз повітряних проводів і кабелів, номінальна потужність трансформаторів та інше. Вибір перерізів

повітряних ліній здійснюється за економічним критерієм з урахуванням технічних обмежень.

У будь-якому i -му елементі електричної мережі, чия схема заміщення містить поздовжні та поперечні гілки з активними носіями та провідностями, можна виявити два види втрат електроенергії:

- ті, що залежать від навантаження елемента, тобто від струму, що протікає в поздовжній гілці («умовно змінні»);
- ті, що не залежать від навантаження елемента, позначені як $\Delta E_i''$, і виникають через напруги, прикладені до поперечних гілок («умовно постійні»).

Загальні втрати електроенергії $\Delta E_{i\Sigma}$ складаються з наступних двох компонентів:

$$\Delta E_{i\Sigma} = \Delta E_i' + \Delta E_i''. \quad (1.1)$$

Витрати на відшкодування втрат потужності та електроенергії в i -му елементі мережі $3_{nom\ i}$, за двома категоріями втрат, мають дві, які залишаються:

$$3_{nom\ i} = 3_{nom\ i}' + 3_{nom\ i}''. \quad (1.2)$$

Кожна з цих складових визначається множенням втрат ($\Delta E_i'$ або $\Delta E_i''$) на відповідні питомі витрати (z_e або z_e'').

Змінний розподіл навантаження ставить особливі вимоги до системи виробництва та розподілу електроенергії. Енергосистеми повинні забезпечувати виробництво та розподіл електроенергії з урахуванням змін в навантаженні, які можуть збільшуватися або зменшуватися з часом. Існує певна суперечність між структурою генеруючих потужностей і добовим графіком споживання електроенергії. Тобто, необхідно мати систему, яка може реагувати на зміни в навантаженні та забезпечувати достатню потужність у той час, коли її потребують. Це викликає проблеми з безперебійним постачанням електричної енергії, особливо в період максимального навантаження системи.

Отже, важливо розглядати та вирішувати питання енергозбереження в

узгодженій дії зі стратегіями зниження вечірнього максимального навантаження для кожної групи споживачів.

Кількість годин використання максимуму навантаження споживачем, тис. год, розподіляється так:

$$N = A_p / P_{max}, \quad (1.3)$$

де A_{pik} – річне споживання електроенергії даним споживачем чи групою споживачів, кВт·год, P_{max} – максимальне розрахункове навантаження даних споживачів, кВт.

Часто для здійснення ефективного енергозбереження потрібні технічні рішення, які включають встановлення нового електрообладнання, реконструкцію електричних мереж, впровадження автоматизації та організаційні заходи для підвищення продуктивності роботи.

Фактична вартість 1 кВт·год електроенергії або технологічної електроенергії на установці визначається за такою формулою:

$$З = \Sigma Z_e \cdot 100 / \Sigma N \cdot F \cdot k_i \quad (1.4)$$

де ΣZ_e – загальні фактичні витрати на технологічну чи силову електроенергію цеху (включаючи витрати на енергообслуговування цеху) за розрахунковий період (квартал, рік), грн.; ΣN – сумарна встановлена потужність електродвигунів (технологічних електроустановок цеху), кВт; F – фактичний фонд часу роботи обладнання з використанням електродвигунів та електроустановок у цеху за розрахунковий період, год; k_i – Коефіцієнт використання обладнання за часом і потужністю.

Оцінка економічної ефективності інвестування у проектні об'єкти полягає у порівнянні капітальних витрат, які плануються з усіх джерел фінансування.

Оцінка економічної ефективності має два основних підходи: один - без урахування часових факторів (доходи, отримані за різні періоди, розглядаються як еквівалентні), а інший - з урахуванням часового аспекту.

Методи оцінки економічної ефективності можна розділити на дві групи: прості, або статичні, і методи дисконтування, які є інтегрованими.

Інвестиційні об'єкти оцінюються за очікуваними надходженнями та витратами, які пов'язані з реалізацією інвестиційних проектів у майбутньому. Щоб адекватно оцінити привабливість капіталовкладення, потрібно з'ясувати, чи виправдовують майбутні доходи сьогоднішні витрати. Оскільки рішення потрібно приймати "сьогодні", всі показники майбутньої діяльності повинні бути скориговані на основі часу.

Дисконтуванням називається процес приведення різних платежів до базової точки, яка зазвичай є початком інвестиційного процесу. Результатом цього процесу є дисконтована вартість, що відображає сучасну вартість майбутніх платежів.

Розмір дисконтованої величини E_{dt} платежу E_t , виробленого в момент, віддалений від базового на t інтервалів (місяців, років), дорівнює:

$$E_{dt} = E_t / (1 + E)^t, \quad (1.5)$$

де E_t - платіж у момент t , E_{dt} - дисконтоване значення платежу E_t , E - норма дисконтування.

Норма дисконтування визначає рівень прибутку, який можна отримати від інвестицій через вкладення коштів у доступні фінансові інструменти, такі як банки або фінансові компанії. Це суттєвий показник, що вказує на альтернативну вартість капіталу.

Дисконтований термін окупності визначає період, протягом якого дисконтовані капітальні вкладення повністю виправдовуються за рахунок використання чистого доходу, отриманого під час експлуатації об'єкта. На цей термін впливає не лише доходи та витрати, а також їх розподіл у часі, але й ставка дисконту. Найменший термін окупності спостерігається при відсутності дисконтування, але зі зростанням процентної ставки він збільшується.

При ставці дисконту, рівній внутрішній нормі прибутку, термін окупності співпадає з періодом експлуатації об'єкта (періодом доходу). Таким чином, внутрішня норма прибутку представляє собою максимальну ставку дисконту, за якою період відновлення інвестицій знаходиться в межах розрахункового періоду (періоду експлуатації об'єкта).

Період окупності завжди довший за термін простого погашення, за умови, що $E > 0$. Між цими характеристиками існує зв'язок, який залежить від типу розподілу чистого доходу в часі. Якщо суми постійні, то

$$t_{ок} = \ln(1 - t_{ок\ n} E) / \ln(1 + E). \quad (1.6)$$

Ця залежність повністю визначається рівнем процентної ставки, причому при $t_{ок\ n} E \geq 1$ інвестиції не окупаються.

Висновки до розділу 1

У цьому розділі було розглянуто стратегії планування електроенергетичних систем, де розкривається комплекс аспектів, від надійності та безпеки до ефективності і вартості. Дане дослідження зосереджується на аналізі компонентів енергосистеми та розробці оптимальних схем електропостачання. Це дозволяє визначити складні виклики та підкреслити необхідність використання передових математичних моделей для вирішення завдань оптимізації розподільної мережі.

2 МЕТОДИ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

2.1 Основи динамічного програмування

Більшість методів дослідження операцій зорієнтовані на вирішення завдань з конкретними цілями. Виявляється, що традиційні математичні методи не завжди можуть вирішити потреби складних задач оптимізації, які включають багато змінних або обмежень у формі нерівностей або систем.

Отже, виникає концепція, на якій ґрунтується метод динамічного програмування: розбити великі задачі на менші підзадачі з невеликою кількістю змінних і розв'язувати їх послідовно.

Термін "динамічне програмування", запропонований Річардом Беллманом[11] ще в 40-х роках минулого століття, підкреслює залежність від часу у проблемі оптимального управління, яку цей метод вирішує. Він використовує термін "програмування" як синонім слова "планування".

Динамічне програмування спрощує задачу шляхом використання принципу оптимальності та декомпозиції. Метод полягає в розбитті великої задачі на менші підзадачі та вирішенні їх послідовно. Принцип оптимальності стверджує, що потрібно обирати варіанти управління так, щоб загальний виграш був максимальним на кожному кроці.

Для вирішення задач динамічного програмування використовується поетапний алгоритм, який включає в себе обрання змінних, визначення етапів операції, вибір варіантів рішень, складання функції виграшу, а також рекурентне визначення оптимального виграшу для кожного кроку.

Незважаючи на свою ефективність, динамічне програмування має свої недоліки. Відсутність універсального методу розв'язку та складність вирішення багатовимірних задач може ускладнити його застосування, особливо в умовах обмеженого обсягу пам'яті та швидкодії обчислювальних пристроїв.

2.2 Постановка задачі динамічного програмування. Методи функціональних рівнянь Р. Беллмана

Можна припустити, що існує певна керована система S , яка перебуває у початковому стані S_0 . За допомогою управління U система переходить із початкового стану S_0 у кінцевий стан S_k . Якість рішень з управління системою можна описати за допомогою певної функції W_U . Отже, наша мета полягає у виборі одного оптимального рішення для управління системою, позначеного як U_* , серед безлічі інших варіантів, так щоб функція W_U досягала екстремуму, тобто максимуму або мінімуму.

Метод можна розглядати з геометричної точки зору. Стан фізичної системи S можна представити числовими значеннями, такими як швидкість чи інші параметри, і назвати їх координатами системи. Отже, стан системи можна уявити як точку S у просторі, а перехід із одного стану в інший - як траєкторію точки S .

Управління U означає вибір конкретної траєкторії руху точки S з точки S_1 до точки S_2 , тобто встановлення певного закону руху. Таким чином, метод можна інтерпретувати як вибір оптимального шляху у просторі станів системи, щоб досягти бажаного кінцевого стану.

Сукупність всіх можливих станів, які може набувати система, називається множиною можливих станів. Ця множина може бути різною в залежності від кількості параметрів, що описують стан системи.

Для ілюстрації, розглянемо приклад, де стан системи S описується лише одним параметром - координатою O_x . У такому випадку, якщо координата x змінюється, точка S переміщується вздовж осі O_x . Таким чином, множиною можливих станів системи буде певна колекція значень x , а керуванням буде встановлення закону руху точки S з початкового стану S_0 до кінцевого S_k вздовж осі O_x .

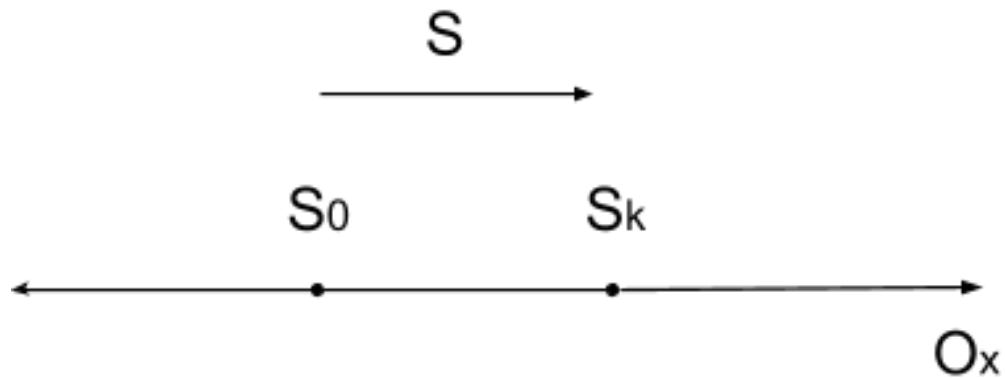


Рис. 2.1 Графічне зображення переходу системи S

Можемо сформулювати геометричну інтерпретацію завдання таким чином: потрібно обрати траєкторію у просторі станів системи S , таку щоб функція W досягала найбільш оптимального значення.

Для введення позначень та припущень для вивчення розв'язання задачі методом динамічного програмування, можемо розглянути K -ий етап (де $k=1, n$) досліджуваної системи S . На цьому етапі можна визначити множину значень $X_k = (x1_k, x2_k, ..., xn_k)$ при виконанні управління u_k . При цьому система S переходить зі стану X_{k-1} у стан X_k .

Ми можемо припустити, що новий стан X_k досліджуваної системи залежить від моделі управління та даного етапу X_{k-1} , і не залежить від того, яким чином система прийшла в новий етап. Якщо як результат втілення k -го кроку ми отримуємо якийсь дохід або виграш, які залежать від стартового стану системи X_{k-1} обраного керування u_k і рівний $W_k(X_{k-1}, u_k)$, то загальний дохід за n кроків становить:

$$F = \sum_{k=1}^n W_k(X^{(k-1)}, u_k). \quad (2.1)$$

Отже, завдання має відповідати двом умовам. Зазвичай перша умова визначається як умова відсутності післядії, а друга - як умова адитивності цільової функції завдання.

Для задачі можна сформулювати принцип оптимальності Беллмана, якщо виконується перша умова. Оптимальна стратегія керування - це множина керувань $U^*=(u_1^*, u_2^*,..., u_n^*)$, при застосуванні яких система S за n кроків переходить зі стартового стану X_0 у кінцевий X_k , і при цьому функція (2.1) досягає максимального значення. Принцип оптимальності показує, що для визначення оптимальної стратегії керування потрібно спочатку знайти оптимальну стратегію для останнього кроку n , потім для двох останніх кроків, для трьох останніх кроків і так далі, аж до першого кроку.

Для знаходження розв'язку ймовірно необхідно передбачити результат передостаннього кроку і вибрати стратегію керування, що забезпечить максимізацію значення функції $W_n(X_{(n-1)}, u_n)$. Такий вид керування, який обирається, враховуючи припущення щодо результатів попереднього кроку, називається показником умовно оптимального керування. Таким чином, принцип оптимальності вимагає знаходження показника умовно оптимального керування на кожному етапі з можливих варіантів попереднього етапу.

Отже, ми встановили, що для методу динамічного програмування задача повинна відповідати двом умовам. Зазвичай перша умова відома як умова відсутності післядії, а друга - як умова адитивності цільової функції завдання.

Для даної задачі можна сформулювати принцип оптимальності Беллмана за умови виконання першої умови. Оптимальна стратегія керування представляє собою множину стратегій керування $U^*=(u_1^*, u_2^*,..., u_n^*)$, при застосуванні яких система S за n кроків переходить зі стартового стану X_0 у кінцевий X_k , і при цьому функція (2.1) досягає екстремуму, тобто набуває максимального значення.

Принцип оптимальності показує, що для знаходження оптимальної стратегії керування необхідно спочатку визначити оптимальну стратегію для останнього кроку n , потім для двох останніх кроків, для трьох останніх кроків і так далі, до першого кроку.

Для знаходження розв'язку ймовірно необхідно передбачити результат передостаннього кроку і обрати стратегію керування, яка максимізує значення функції $W_n(X_{(n-1)}, u_n)$. Цей вид керування, який обирається з урахуванням припущень щодо результатів попереднього кроку, називається умовно

оптимальним керуванням. Отже, принцип оптимальності передбачає знаходження на кожному кроці умовно оптимального керування для кожного з можливих варіантів попереднього кроку.

Тепер ми можемо виразити принцип оптимальності математично, щоб мати можливість його практичного використання. Для цього ми вводимо додаткові позначення. Визначимо максимальний дохід за n етапів після переходу системи S зі стартового стану X_0 у кінцевий стан X_k як $F_n(X_0)$.

$F_{n-k}(X_k)$ – максимальний дохід, який можна отримати при зміні стану з X_k у кінцевий стан X_n , використовуючи оптимальну стратегію керування.

Тоді:

$$F_n(X_0) = \max[W_1(X_0, u_1) + \dots + W_n(X_{n-1}, u_n)], \quad (2.2)$$

$$F_{n-k}(X(k)) = \max[W_{k+1}(X(k), u_{k+1}) + F_{n-k-1}(X_{k+1})] \quad (k = 0, n-1). \quad (2.3)$$

Останній вираз є математичним записом принципу оптимальності, і називається основним функціональним рівнянням Беллмана, або ж рекурентним співвідношенням. Саме за допомогою даного рівняння можна розв'язати задачі методом динамічного програмування.

Беручи $k=n-1$ у рекурентному співвідношенні (2.3), отримуємо наступне функціональне рівняння:

$$F_1(X(n-1)) = \max[W_n(X(n-1), u_n) + F_0(X(n))]. \quad (2.4)$$

Отже, ми знаходимо показник для умовно оптимального керування для досліджуваної системи S . Що б не сталося в системі після даного $(n-1)$ -го етапу, нам буде зрозуміло, яке прийняти нам рішення на n -му етапі. Тепер ми розглянемо функціональне рівняння при якому $k=n-2$:

$$F_0(X(n-2)) = \max[W_n(X(n-2), u_{n-1}) + F_0(X(n-1))]. \quad (2.5)$$

Тобто, нам треба знайти значення функцій:

$$W_{n-1}(X(n-2), u_{n-1}) \text{ і } F_1(X(n-1)).$$

Якщо врахувати, що значення другої функції вже відоме, то залишається обчислити першу функцію для певного набору значень X та стратегій. За допомогою цих обчислень можна буде визначити показник умовно оптимального управління u_{0n-1} для всіх значень X_{n-2} . Кожен показник управління, доданий до управління, що використовувалося на попередньому етапі, допоможе досягти максимального доходу на двох останніх етапах.

Отже, повторюючи процес, який ми описали вище, можна поступово дійти до початкового етапу. Після цього ми будемо знати, у якому стані знаходиться система. Після цього залишиться лише обрати найкращий показник умовно оптимального управління, яке було вибрано на всіх наступних етапах.

Так, завдяки послідовному проходженню усіх етапів визначається максимальний виграш за n етапів, а потім знаходяться показники умовно оптимального управління для кожного з них.

Для визначення найбільш оптимальної стратегії керування, тобто для розв'язання задачі, зараз потрібно пройти весь алгоритм етапів від початку до кінця. Це можна зробити так: на першому етапі беремо показник умовно оптимального керування u_{10} як оптимальне керування u_{1*} . Далі шукаємо, який стан має система при X_{1*} . Цей стан забезпечує керування u_{1*} і визначає знайдене умовно оптимальне u_{20} , яке тепер вважається оптимальним. Знаючи u_{2*} , знаходимо X_{2*} і так далі.

2.3 Динамічне програмування в задачах електроенергетики

Для вирішення оптимізаційних завдань у сфері енергетики, разом з методами лінійного та нелінійного програмування, застосовуються чисельні

методи, такі як динамічне програмування, методи теорії ігор та інші.

Взагалі задача динамічного програмування формується за таким порядком:

- нехай є деяка операція із визначення оптимуму суми функцій n змінних z_{Σ} ;

- природно або штучно вона розпадається на n кроків;

- на кожному кроці k знаходяться змінні $x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_p^{(k)}, \dots, x_n^{(k)}$, а також величина функції мети $z^{(k)} = f(x_1^{(k)}, x_n^{(k)})$;

- на останньому кроці знаходяться такі значення змінних (тобто знаходиться таке оптимальне управління всією операцією), щоб функція мети

$$z_{\Sigma} = \sum_{k=1}^n z^{(k)} \rightarrow opt$$

прямувала до максимуму або мінімуму, залежно від постановки задачі.

Управління на останньому кроці слід вибрати таким чином, щоб воно забезпечувало максимальний виграш. Тому метод динамічного програмування розв'язується, рухаючись від кінця до початку, починаючи з останнього, n -го кроку. Однак вибір управління на n -ому кроці можливий лише за умови знання стану оптимізації на передостанньому $n-1$ -ому кроці. Оскільки це невідомо, необхідно виконати умовно-оптимальне управління, починаючи з першого кроку. Для цього спочатку на кожному кроці застосовуються різні припущення, для яких знаходяться оптимальні управління. Остаточне управління на k -ому кроці вибирається так, щоб результат $(k+1)$ -го і k -го кроків був оптимальним:

$$\min \{ z^{(k+1)} + z^{(k)} \}. \quad (2.6)$$

Таким чином, на кожному кроці відшуковують таке управління, яке забезпечує оптимальне продовження процесу відносно досягнутого на даний момент рівня. У результаті буде знайдено умовно-оптимальне управління на всіх

кроках. Під час зворотного проходження від n -ого до першого кроку визначається остаточний розв'язок задачі на всіх кроках і в цілому.

Якщо узагальнити процес пошуку оптимального розв'язку задач методом динамічного програмування, то його можна описати двома етапами:

- перший етап: коли від початку до кінця визначаються умовно-оптимальні управління на кожному кроці і оптимальне управління в цілому;
- другий етап: коли від кінця до початку знаходять оптимальні кроки управління і дійсний виграш на всіх кроках.

Метод динамічного програмування може бути застосований для оптимізації управління режимами електричних мереж та розвитку електроенергетичних станцій і систем. Один із прикладів використання цього методу - планування розвитку електричних мереж.

Висновки до розділу 2

В даному розділі розглянуто основні принципи динамічного програмування і його застосування у сфері електроенергетики. Під час аналізу було виявлено, що методи функціональних рівнянь Р. Беллмана є потужним інструментом для оптимізації різних аспектів електромереж, зокрема розподільчих мереж 110-35 кВ. Динамічне програмування дозволяє ефективно моделювати різноманітні сценарії та стратегії оптимізації, враховуючи при цьому обмеження та виклики реального електропостачання. Подальше вдосконалення цих методів може значно підвищити операційну ефективність електричних мереж та сприяти прийняттю обґрунтованих рішень щодо їхнього майбутнього розвитку та модернізації.

З ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА РОЗРАХУНОК ПЕРСПЕКТИВНИХ РЕЖИМІВ

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою можна знайти за допомогою методу найменших квадратів. Цей метод дозволяє замінити функцію, задану таблицею, $P_{\max}(T)$ на аналітичний вираз $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (3.1)$$

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

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється шляхом мінімізації виразу, записаного згідно з методом найменших квадратів:

$$\Pi = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (3.2)$$

Після диференціювання вхідної функції кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' набуває вигляду:

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (3.3)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (3.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 939, \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1893628. \end{cases}$$

звідки $a' = -3192,995$, $b' = 1,63$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,63T - 3192,995$$

Виористовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 3.1).

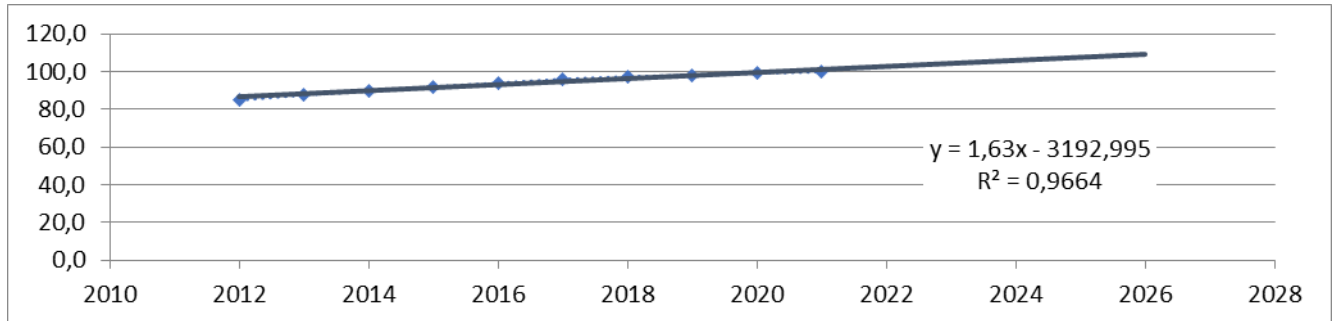


Рисунок 3.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 3.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 109,4 %, що на 9,4 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

3.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Розрахунки режиму максимальних навантажень наявної мережі з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають встановленим межам або можуть бути скориговані за допомогою існуючих регулювальних пристроїв. Згідно з розрахунками режиму максимальних навантажень (додаток В) з урахуванням прогнозу, напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням або можуть бути скориговані за допомогою існуючих регулювальних пристроїв. Перевірка відповідності струмових навантажень на лініях електропередачі та трансформаторах показує, що основне обладнання працює в економічних режимах або наближених до них.

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

- в лініях електропередач – 1,67 МВт;
- в трансформаторах – 1,25 МВт з них холостого ходу 0,66 МВт та навантажувальні 1,58 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. 3.1.

Таблиця 3.1– Порівняння струмів проводів

	300-110	110-109	312-203	203-311
Марка проводу	АС-240	АС-95	АС-70	АС-95
Допустимий струм, А	450	255	210	255
Розрах. струм, А	134	135	33	36

У районі, де планується розвиток електричних мереж, лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас пропускної здатності для транспортування електроенергії новим споживачам та забезпечують відповідні рівні напруг у вузлах, згідно з табл. 3.2.

Таблиця 3.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	300	13	107
Напруга вузла,кВ	116	114,44	114,4

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 3.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 3.2) всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна здійснювати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

3.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

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

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 300 – Бар з рівнем напруги 116 кВ; вузол № 13 з рівнем напруги 114,44 кВ, №107 – 114,44 кВ.

Оцінивши розташування нових підстанцій та їх наближеність до існуючої мережі, було створено максимальний графік (рис. 3.2), який показує всі можливі варіанти підключення нових підстанцій.

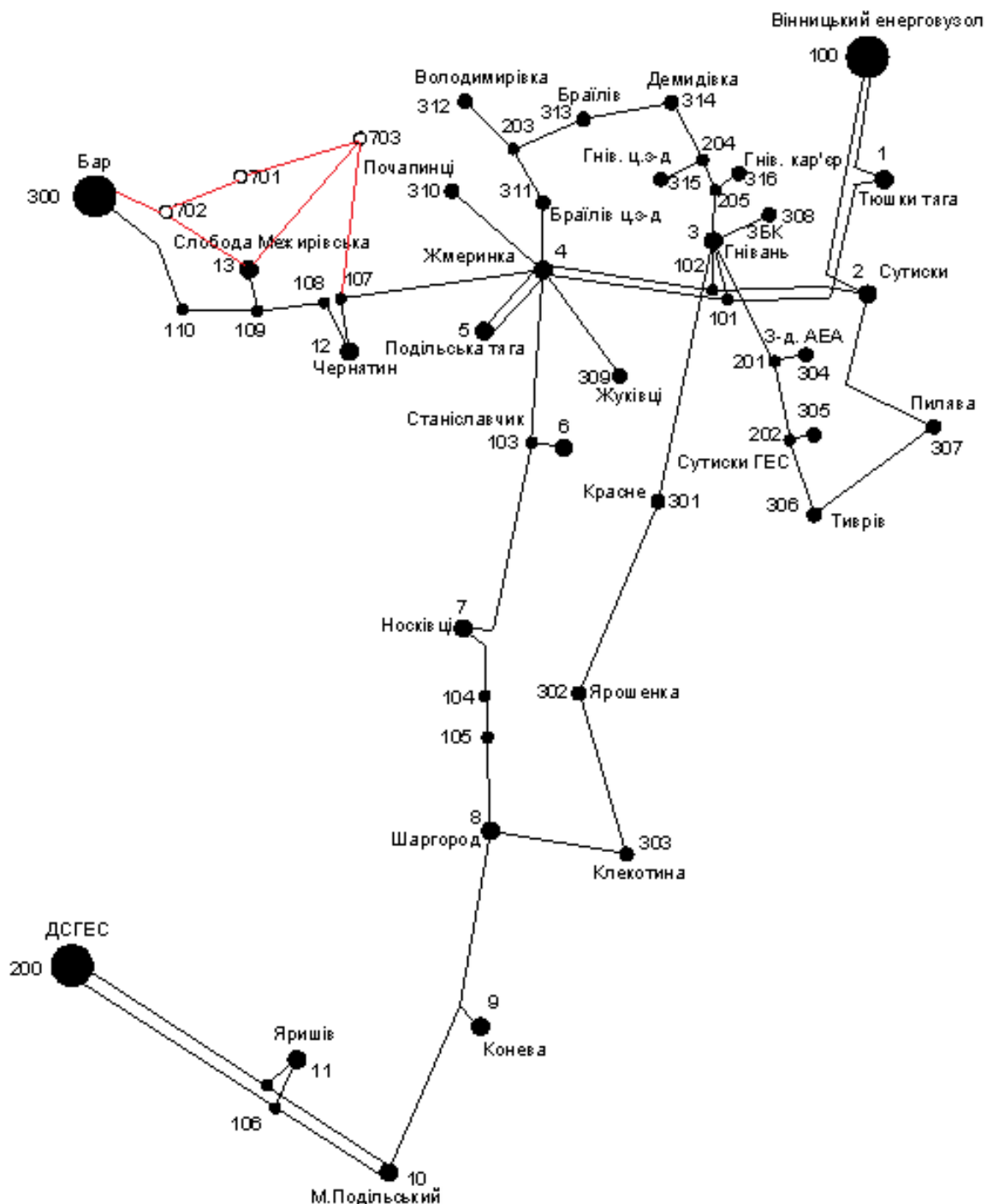


Рисунок 3.2 – Максимальний граф схеми

Висновки до розділу 3

Метод найменших квадратів застосовується для аналітичного опису залежності максимальної потужності від часу. Цей підхід дозволяє замінити таблицю значень функції аналітичним виразом, що ефективно прогнозує навантаження та визначає оптимальні режими роботи мережі.

4 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для розвитку електричних мереж необхідно знайти оптимальний варіант проекту з урахуванням капіталовкладень та експлуатаційних витрат, водночас виконуючи всі технічні вимоги до електропостачання споживачів. Техніко-економічне обґрунтування проекту охоплює не тільки вибір конфігурації та рівня напруги мереж, але й параметрів усіх їх елементів, щоб забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих питань за допомогою однієї математичної моделі неможливе. Тому процес проектування розбивається на етапи, на яких оптимальні рішення приймаються за допомогою комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками добре зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Однак його використання накладає певні обмеження на постановку задачі, включаючи форму представлення цільової функції та обмежень.

4.1 Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимальності. В даному випадку за критерій найкраще вибрати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними прийняти потужності P_i , які протікають лініями.

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

У загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дасконтовані витрати B_i можна записати:

$$B_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (4.1)$$

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$B_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (4.2)$$

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

Для лінеаризації функції використовувався метод найменших квадратів. Щоб застосувати цей метод, необхідно отримати n значень вихідної функції для різних потужностей P_i , за якими формується система рівнянь, аналогічна до (3.3). Розв'язання цієї системи дозволяє визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

Згідно з ПУЕ на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Відповідно до нормативного документа СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016, питомі капіталовкладення становлять 1573,68 тис. грн/км. Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (4.3)$$

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (3862 год/рік для $T_{нб} = 5400$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 1,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км).

Таблиця 4.1 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	U _{ном} , 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
300	702	0,7	4,2	110	1573,680	0,131	2115,0	0,575	2172,5
13	702	1	6	110	1573,680	0,131	3021,5	0,821	3103,5
13	703	1,5	9	110	1573,680	0,131	4532,2	1,231	4655,3
107	703	1,4	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	1,149	4345,0
702	701	0,7	4,2	110	1573,680	0,131	2115,0	0,575	2172,5
701	703	1,1	6,6	110	1573,680	0,131	3323,6	0,903	3413,9
300	702	0,7	4,2	110	1573,680	0,131	2115,0	0,575	2172,5
13	702	1	6	110	1573,680	0,131	3021,5	0,821	3103,5

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коефіцієнт a' , тис. грн	Коефіцієнт b' , тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн
300-702	0,7	7,6	2148,2	2136,3	2162,8	2115,0	4,367	2148,2	2141,6
13-702	1	7,6	3068,9	3051,8	3089,7	3021,5	6,238	3068,9	3059,4
13-703	1,5	7,6	4603,3	4577,7	4634,6	4532,2	9,357	4603,3	4589,1
107-703	1,4	7,6	4296,4	4272,5	4325,6	4230,1	8,733	4296,4	4283,2
702-701	0,7	7,6	2148,2	2136,3	2162,8	2115,0	4,367	2148,2	2141,6
701-703	1,1	7,6	3375,8	3357,0	3398,7	3323,6	6,862	3375,8	3365,3
300-702	0,7	7,6	2148,2	2136,3	2162,8	2115,0	4,367	2148,2	2141,6
13-702	1	7,6	3068,9	3051,8	3089,7	3021,5	6,238	3068,9	3059,4

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (4.1) та лінеаризованою (4.2) функціями (табл. 4.2). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було

подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Вартісні коефіцієнти для 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 (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
300-702	0,7	7,6	2148,2	2141,9	2155,2	282,7	2148,2	1933,4	2363,0
13-702	1	7,6	3068,9	3059,9	3078,8	403,8	3068,9	2762,0	3375,8
13-703	1,5	7,6	4603,3	4589,8	4618,2	605,7	4603,3	4143,0	5063,6
107-703	1,4	7,6	4296,4	4283,8	4310,4	565,3	4296,4	3866,8	4726,1
702-701	0,7	7,6	2148,2	2141,9	2155,2	282,7	2148,2	1933,4	2363,0
701-703	1,1	7,6	3375,8	3365,9	3386,7	444,2	3375,8	3038,2	3713,3
300-702	0,7	7,6	2148,2	2141,9	2155,2	282,7	2148,2	1933,4	2363,0
13-702	1	7,6	3068,9	3059,9	3078,8	403,8	3068,9	2762,0	3375,8

4.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 4.1.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП															Потужності вузлів	Набаланс по вузлам
	300-702	13-702	13-703	107-703	702-701	701-702	701-703	703-701	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	13,45	13,45
702	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,17	3,17
703	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	13,67	13,67
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	124,590	368,938	461,173	368,938	133,647	307,449	371,522	491,918	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Значення складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																	
																	0,000

Рисунок 4.1 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв'язок симплекс таблиці показаної на рис. 4.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах
	300-702	13-702	13-703	107-703	702-701	701-702	701-703	703-701	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	13,45
702	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,17
703	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	13,67
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	124,390	368,938	461,173	368,938	133,647	307,449	371,522	491,918	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		8914,157
Потужності ЛЕП	16,627	0,000	0,000	13,673	13,454	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	2115,026	0,000	0,000	4230,052	2115,026	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		8460,104
Змінні складові витрат	158,832	0,000	0,000	214,833	104,007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		477,673
Дисконтовані витрати, тис. грн																8937,777

Рисунок 4.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel
(перша ітерація)

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 4.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах
	300-702	13-702	13-703	107-703	702-701	701-702	701-703	703-701	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	13,45
702	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,17
703	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	13,67
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	136,761	307,449	461,173	325,082	164,930	215,214	338,193	338,193	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		8937,777
Потужності ЛЕП	16,627	0,000	0,000	13,673	13,454	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	2115,026	0,000	0,000	4230,052	2115,026	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		8460,104
Змінні складові витрат	158,832	0,000	0,000	214,833	104,007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		477,673
Дисконтовані витрати, тис. грн																8937,777

Рисунок 4.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань
потужності по лініях (друга ітерація)

Після остаточного уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах
	300-702	13-702	13-703	107-703	702-701	701-702	701-703	703-701	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	13,45
702	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,17
703	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	13,67
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	136,761	307,449	461,173	325,082	164,930	215,214	338,193	338,193	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		8937,777
Потужності ЛЕП	16,627	0,000	0,000	13,673	13,454	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	2115,026	0,000	0,000	4230,052	2115,026	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		8460,104
Змінні складові витрат	158,832	0,000	0,000	214,833	104,007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		477,673
Дисконтовані витрати, тис. грн																8937,777

Рисунок 4.4 – Остаточний варіант (третя ітерація)

У таблиці на рис. 4.4 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 4.6.

5 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення задач оптимізації в енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, які враховують фактор часу, поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування. Динамічне програмування належить до методів нелінійної оптимізації. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків, на кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

5.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 701, 702, 703).

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (5.1)$$

де B_t – витрати на t період спорудження об'єкту; $E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$); T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (5.2)$$

Для розв'язування необхідних задач (5.1) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування включає два етапи: прямий та зворотний хід.

На першому етапі, рухаючись від початкового року до кінцевого, визначають умовно оптимальну схему електричної мережі. Кожен крок обирають таким чином, щоб сумарні витрати на i -му та $(i+1)$ роках були мінімальними:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (5.3)$$

Таким чином, витрати в першому році розраховуються на основі всіх можливих варіантів реалізації. Отриманий варіант буде мати оптимальні дисконтовані витрати. Проте, оскільки на попередніх етапах не відомо, якими будуть варіанти в наступні роки, отриманий розв'язок є наближеним і потребує уточнення.

На другому етапі рухаються від кінцевого року до початкового, уточнюючи параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (3.3). У задачі динамічного програмування застосовується цільова функція (3.1), при цьому функція витрат може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (5.4)$$

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

Перший крок. За чотири роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 25 км ліній, тому підключення нових споживачів буде відбуватися поступово.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії 107-702-703. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{107-703} + \Delta L_{702-703} = 8,4 + 6,6 = 15(\text{км}),$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.5.1.

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 300-701 та 701-701 . Результати розрахунків подано в табл.5.2.

Таблиця 5.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
1	703-107	8,4	9,6	15	14874,67	26512,17	22093,47	22093,47
	701-703	6,6	2,9		11637,5			
2	300-702	4,2	2,7	8,4	7405,256	14842,59	12368,83	12368,83
	702-701	4,2	9,6		7437,336			
3	300-702	4,2	2,7	15	7405,256	26567,9	22139,92	22139,92
	702-701	4,2	9,6		7437,336			
	701-703	6,6	12,5		11725,31			
4	703-107	8,4	2,7	19,2	14810,51	34039,94	28366,61	28366,61
	701-703	6,6	15,2		11769,74			
	702-701	4,2	12,3		7459,688			
5	703-107	8,4	12,5	12,6	14923,13	22382,81	18652,34	18652,34
	300-702	4,2	12,3		7459,688			

Таблиця 5.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	В _т	Вартість
1(2)	300-702	4,2	19	8,4	7538,958	14953,14	10384,13	32477,6
	702-701	4,2	5,56		7414,185			
2(2)	703-107	8,4	16,02	15	14999,02	26634,91	18496,47	30865,29
	701-703	6,6	2,39		11635,89			
3(2)	703-107	8,4	16,02	8,4	14999,02	14999,02	10415,99	32555,91
4(2)	300-702	4,2	19	4,2	7538,958	7538,958	5235,388	33602
5(2)	702-701	4,2	5,56	10,8	7414,185	19050,08	13229,22	31881,56
	701-703	6,6	2,39		11635,89			

5.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По ВΣ з табл. 5.3 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 22 приєднання підстанцій 701, 702, 703 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому роках.

Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 5.3

Таблиця 5.3 – Уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування

варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	В _т	Вартість
22	703-107	8,4	16,02	23,4	14999,02	41633,93	28912,45	38609,03
	701-703	6,6	2,39		11635,89			
2	300-702	4,2	19	24,56	7538,958	7414,185	6178,488	6178,488
	702-701	4,2	5,56		7414,185			

Використання схеми, обраної за симплекс-методом та розрахункових потужностей у лініях має змогу скоротити кількість обчислень, оскільки використання зворотного ходу виявляється непотрібним.

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



Рисунок 5.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

На першому році:

будівництво лінії електропередач: 300-702 та 702-701;

На другому році:

будівництво ліній електропередач: 701-703 та 703-107.

Висновки до розділу 5

Використання методу динамічного програмування для визначення оптимальної схеми розвитку електричної мережі дозволяє виявити найбільш ефективну послідовність розширення мережі. Цей підхід сприяє зниженню обчислювальних витрат при визначенні оптимальної послідовності розвитку мережі, що є критично важливим для довгострокового планування та інвестицій в енергетичні системи.

6 ВИБІР КОНСТРУКТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖ

6.1 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Використовуючи значення максимальних навантажень нових споживачів розраховуємо імовірне навантаження на головних ділянках ЛЕП за допомогою ПК «ВТРАТИ».

Згідно отриманих даних та використовуючи таблицю 2.5.16 ПУЕ обираємо рекомендований переріз проводу майбутніх ліній – алюміній 120 мм² для ЛЕП 110 кВ, 1 провід у фазі.

Після вибору оптимальної схеми ЕМ розраховуємо режими максимальних навантажень та визначають струми у окремих ЛЕП $I_{\max}$ та з урахуванням середніх темпів зростання навантаження та співпадіння максимумів за формулою 6.1

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (6.1)$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

$$I_{\text{розр}300-702} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{23,26}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 122,09 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}702-701} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{5,78}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 30,38 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}701-703} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{2,57}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 13,53 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}703-107} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{19,5}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 102,35 \text{ (A)};$$

За табл. 1.3.50 ПУЕ визначимо щільність струму для заданого часу використання максимуму навантаження $T_{\text{нб}}$ (5400 год), та розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ЛЕП за формулою 5.6:

$$F_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} ; \quad (6.2)$$

$J_{\text{ек}}$ для алюмінієвих проводів з часом максимуму навантаження понад 5000 годин становить – 0,8 – 0,6 А/мм².

$$F_{\text{розр}300-702} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{122,09}{0,7} = 174,41(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}702-701} = \frac{30,38}{0,7} = 43,4(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}701-703} = \frac{13,53}{0,7} = 19,34(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}703-107} = \frac{102,35}{0,7} = 146,22(\text{мм}^2);$$

Згідно ПУЕ мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19, отже приймаємо АС-120/19 для усіх ділянок мережі, окрім ділянок 300-702 та 703-107, для них приймаємо провід маркою АС 240/39.

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

1й – розрив лінії 300-702;

2й – розрив лінії 300-702 та відсутня генерація на СЕС (703);

3й – розрив лінії 703-107;

4й – розрив лінії 703-107 та відсутня генерація на СЕС (703);

5й – розрив лінії 701-703;

Отримані результати представлені у таблиці 6.1

Таблиця 6.1 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па} , А max	І _{па} Доп.	Марка проводу
300-702	0	0	19	109	110	110	605	АС-240/39
702-701	91	92	70	20	21	92	390	АС-120/19
701-703	112	113	90	1	0	113	390	АС-120/19
703-107	19	112	0	0	91	112	605	АС-240/39

6.2 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій у нормальних режимах, з урахуванням реального графіка, коефіцієнта початкового навантаження та температури навколишнього середовища, не входить до завдань цього проекту. Отже, згідно з практикою проектування, потужність трансформаторного

обладнання на понижуючих підстанціях може визначатися на основі допустимого перевантаження в післяаварійних режимах, що становить 40% протягом максимуму загального добового навантаження, тривалістю не більше 6 годин на день протягом не більше 5 днів.

Вибір трансформаторів здійснюється на основі таких критеріїв:

1. Якщо серед навантажень підстанції є споживачі 1-ої категорії, кількість встановлюваних трансформаторів має бути не менше двох.
2. На підстанціях, що забезпечують електропостачання споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення одного трансформатора за умови наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву в мережевому районі та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом доби, що наразі є малоімовірним.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{\max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{\max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (6.3)$$

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

Для 701 вузла згідно (6.3) маємо:

$$S_1 \geq \frac{12,3}{1,4 \cdot (2 - 1) \cdot 0,89} = 10,8 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 10,0 МВА.

У вузлах 702 та 703 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 6.2 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	У _{ном} обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				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	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
703	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Перевірка допустимості режиму максимальних навантажень здійснюється згідно формули 6.4

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{n_m \cdot S_H} \leq 0,7 - 0,8 \quad (6.4)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{15,11}{2 \cdot 10} = 0,75 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{з2.па} = \frac{3,6}{2 \cdot 2,5} = 0,72 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{з3.па} = \frac{15,7}{2 \cdot 10} = 0,78 \leq 0,7 - 0,8$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора в режимі максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження становить $\leq 0,7-0,8$, що відповідає технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки свідчать, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачати розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів для інших підстанцій здійснювався аналогічним чином, результати наведені в таблиці 6.2.

6.3 Вибір та розміщення пристроїв компенсації реактивної потужності

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{ном}$ для вузлів 701,702,703 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{hi} + \Delta P_M; \quad (6.5)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 16,63 + 0.05 \cdot 16,63 = 15,79 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{hi}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_M = 0.05 \cdot \sum P_{hi}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{hi}$; $K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Реактивна потужність, що споживається від центрів живлення з урахуванням забезпечення економічного її транспортування:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (6.6)$$

$$Q_{\Gamma} = 15,79 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 5,37 \text{ (МВАр)}.$$

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

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0,95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{ЛЕП} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (6.7)$$

$$Q_{\text{ЛЕП}300-702} = 116^2 \cdot (3,002 \cdot 10^{-6} \cdot 8,4) = 0,341 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,341 + 0,251 + 0,160 + 0,169 = 0,922 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 14,77 = 14,03 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 14,03 = 1,403 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 14,03 + 1,403 - 0,922 - 5,37 = 9,141 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 14,03 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 5,73 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-9450-450 УЗ на 9450 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 703.

Висновки до розділу 6

Визначення конструктивних параметрів електромережі включає вибір потужності трансформаторів та балансування потужностей на шинах джерела живлення. Ці параметри мають великий вплив на загальну ефективність та надійність мережі, забезпечуючи оптимальне функціонування електричної системи в різних умовах експлуатації. Врахування конструктивних параметрів сприяє підвищенню ефективності та безпеки експлуатації електромережі.

7 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

Під час вибору схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань, беручи до уваги призначення, роль та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (лінії та трансформатори).

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

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання, враховуючи наявність незалежних резервних джерел живлення;
- гарантувати надійність транзиту електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах, залежно від його значення для конкретної ділянки мережі;
- враховувати поетапний розвиток ПС та динаміку зміни навантаження мережі. Принцип поетапного розвитку ПС і її головної схеми повинен забезпечувати найбільш простий та економічний розвиток ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальними обмеженнями електропостачання споживачів;
- відповідати вимогам протиаварійної автоматики.

Для нових ПС напругою від 6 кВ до 750 кВ переважно слід передбачати електричні схеми РУ, зазначені в таблицях 4.2.10-4.2.13. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, що підвищують надійність функціонування і безпечність обслуговування ПС, повинно здійснюватися відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

7.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

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

для цих вузлів було обрано схему «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис 7.1).

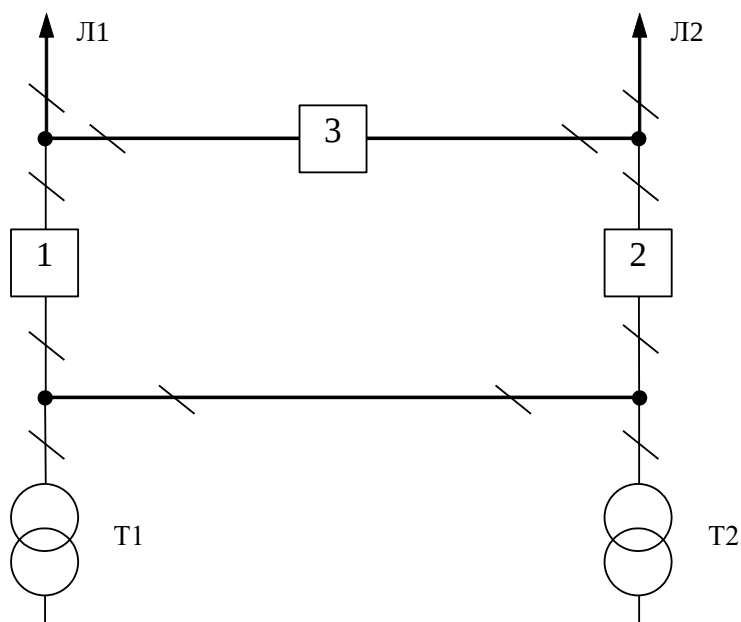


Рисунок 7.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 701, 702, 703

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

7.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Бар (вузол 300) пропонується залишити наявну схему, а саме «Дві робочі і обхідна системи шин». Дана схема має можливість жити до 12 приєднань, а отже забезпечує перспективний розвиток. (рис. 7.2).

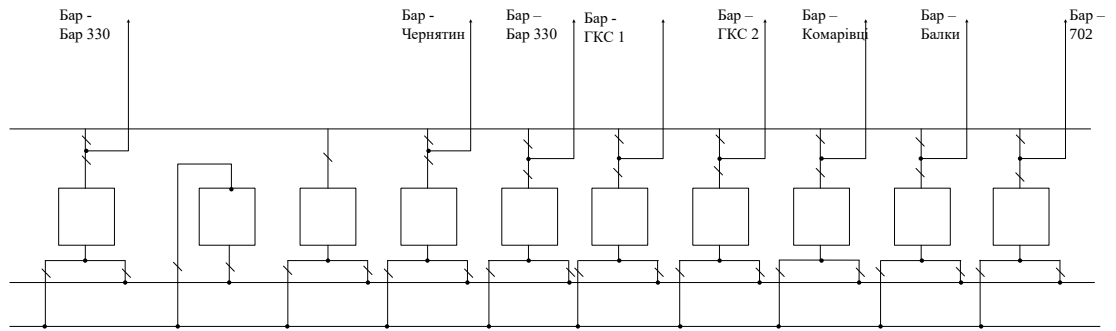


Рисунок 7.2 – Дві робочі і обхідна системи шин

Нова мережа має двобічне живлення, то для її приєднання можна використати найпростіші схеми. Тому для підстанції «Бар» залишаємо схему «Дві робочі і обхідна системи шин», а для 107 – відгалуження з роз'єднувачем та ОПН.

7.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) включає визначення математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), які комутуються в РП, та розподіл РП на електрично незалежні частини. Також враховується тривалість вимушеного простою елементів, що відключилися, або роботи з розподілом РП внаслідок відмови як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів у нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлений розрахунок схеми для вузла 601, що має найбільше навантаження.

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

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

Нормальному режиму роботи РП приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (7.4)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (5.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,0001 = 0,9997$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елемента у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад:

$$\omega_{1,2} = 0,03 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 9 \cdot 10^{-9} \text{ 1/рік.}$$

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

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

$$\text{де } T_{П1} = 45 \text{ год;}$$

Тоді:

$$T_{B2П1} = 20 - ((20)^2 / 2 \cdot 45) = 15,5 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 7.1).

Після аналізу наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформуванати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки включені лише ті наслідки відмов, які призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 7.2).

Таблиця 7.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 703)

Вимикач що відмовив	Параметр потіку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті		
		$K_p=0,0001$		
		Q1	Q2	Q3
Q1	0,0311		G1, W1, D (W2, G2) – T_0	G1, W1, G2, W2 – T_0
			G1, W1, D (W2, G2) – T_B	G1, G2 D (W2, W1) – T_B
Q2	0,0311	G2, G1, W2, W1 – T_0		G1, W1, G2, W2 – T_0
		G1, W1, D (W2, G2) – T_B		G2, W2 D (W1, G1) – T_B
Q3	0,0311	G2, G1, W2, W1 – T_0	G2, W2, D (W1, G1) – T_0	
		G1, G2, D (W2, W1) – T_B	G2, W2, D (W1, G1) – T_B	

Таблиця 7.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва присудання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
ЛЕП, ЛЕП, Т-1, Л-1, D (Л-2, Т-2)	1	1	0,0464	0,0464
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Л-2, D (Л-1, Т-1)	1	1	0,0464	0,0464
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Т-1, Л-2, Л-1	4	1	0,0464	0,1856
ЛЕП, ЛЕП, Т-1, D (Л-1, Л-2, Т-2)	0	15,5	0,0464	0
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, D (Л-1, Л-2, Т-1)	0	15,5	0,0464	0
ЛЕП, ЛЕП, D (Л-1, Т-1), D (Л-2, Т-2)	0	15,5	0,0464	0
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Т-1, D (Л-1, Л-2)	2	15,5	0,0464	0,0928
ЛЕП, ЛЕП, Т-1, Л-1, D (Л-2, Т-2)	2	15,5	0,0464	0,0928
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Л-2, D (Л-1, Т-1)	2	15,5	0,0464	0,0928

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

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (7.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (7.6) та недовідпуск електроенергії (7.7).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 545$ грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot Z_0 \quad (7.5)$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (7.6)$$

$$\Delta W_{НД} = K_{Всум.} \cdot W_{РІК} \quad (7.7)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 7.3.

Таблиця 7.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

$W_{РІК}$, МВт·год	$\Delta W_{НД}$, МВт·год	$M_{ЗБ}$, тис. грн.
250251	0,381	208,045

З розрахунків можна зробити висновок, що схема забезпечує відносно невеликий рівень збитків і надійне живлення нових споживачів. Крім того, ця схема не вимагає дороговартісної реконструкції, що дозволяє знизити вартість реалізації проекту.

Висновки до розділу 7

За результатами розрахунків можна зробити висновок, що обрана схема забезпечує відносно невеликий рівень втрат та надійне живлення нових споживачів. Додатково, ця схема не потребує дороговартісної реконструкції, що сприяє зниженню вартості реалізації проекту. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій сприяє підвищенню надійності і ефективності роботи електричної мережі, що дозволяє оперативно реагувати на зміни навантаження та зменшувати втрати.

8 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

8.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за допомогою цієї програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Крім того, програма визначає усталений режим електричної мережі, надаючи інформацію про значення напруг у вузлах і струмів у її гілках.

Результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А у вигляді трьох таблиць: загальні результати розрахунків втрат електричної енергії, результати розрахунків по гілках 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.

Далі розраховуються режими максимальних (усталених) і мінімальних навантажень, а також післяаварійні режими роботи мережі.

- Режим мінімальних навантажень: характеризується мінімальним споживанням електроенергії споживачами. У цьому режимі рівень напруги в балансуючих вузлах приймається рівним 110 кВ.
- Післяаварійний режим: це режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної надійності та якості електропостачання для

решти споживачів, що залишилися в роботі. У цьому режимі рівень напруги в балансуєчих вузлах приймається рівним 121 кВ.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі $\pm 10\% U_{\text{ном}}$.

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

8.2 Регулювання напруги у мережі

Споживачі можуть ефективно функціонувати лише за умови дотримання нормативних значень частоти та напруги, які є ключовими показниками якості електроенергії. Основне завдання підтримки напруги в живильних мережах полягає в забезпеченні необхідних параметрів якості енергії. У розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в центрах живлення за допомогою трансформаторів з РПН. Це регулювання проводиться з метою забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях.

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 8.1).

Таблиця 8.1 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	115,62	109,58	120,65
702	115,54	109,48	120,57
703	115,53	109,47	120,57

Таблиця 8.2 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	9,15	8,37	9,77
702	9,88	9,12	10,49
703	12,28	11,74	12,72

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (8.1)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KY}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (8.2)$$

де U_{BH} – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо U_{HH6} рівним 9.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}} \quad (8.3)$$

Далі визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації трансформатора та номер відпайки, виходячи з меж регулювання і номінального коефіцієнта трансформації вибраних трансформаторів.

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (8.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (8.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (8.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U_{Т701} = \frac{(13,45) \cdot (7,95 / 2) + (11,97) \cdot (139 / 2)}{115,62} = 7,66 \text{ кВ}_{кВ}$$

За (8.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т701б} = \frac{115,62 - 7,66}{10,5} = 10,3$$

Ближчий за табл. 8.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{Т701д} = 10,928$, що відповідає 10-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (8.1).

$$U_{НН701д} = \frac{115,2 - 4,62}{10,455} = 10,57 \text{ кВ.}$$

Таблиця 8.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K_{T6}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 8.4.

Таблиця 8.4 – Результати розрахунків з 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	7,66	10,28	10,48	10	10,298	0,097106234
702	6,72	10,36	10,4	9	10,455	0,095648015
703	0,47	11,02	10,35	4	11,082	0,090236419

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 (додаток Г). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

Висновки до розділу 8

Аналіз усталених режимів електричної мережі та відповідний розрахунок дозволив визначити оптимальні параметри функціонування мережі у різних умовах. Регулювання напруги у мережі сприяє стабільності роботи та зменшує втрати електроенергії, що, в свою чергу, забезпечує економічну ефективність та надійність системи електропостачання.

9 ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ І ВИБІРОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

У попередніх розділах було проведено розрахунки для вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, визначення головних схем вузлової та споживчих підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів для забезпечення якості напруги в ЕМ. Завдяки цим діям було зібрано достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

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

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2}, \quad (9.1)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (9.2)$$

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 2,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (9.3)$$

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.; c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності; ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (9.4)$$

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (3862 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою використання ПЗ «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (9.5)$$

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

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

Збільшення навантаження, визначене в результаті прогнозного розрахунку на наступний період, не вимагало збільшення потужності трансформаторів.

Відповідно до остаточного плану розвитку електричної мережі, заплановано будівництво наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: 300-702 та 701-702;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 701 та 702;
- приєднання нової лінії на ПС Бар (вузол 300)

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 703-107 та 701-703;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 703;
- оснащення відгалужувальної опори від вузла 107.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році року будівництва показані у табл. 9.1–9.3.

Таблиця 9.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222
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
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
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
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001

Продовження табл. 9.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	11 од.	424,776	3794,747	102,454	114,972	11	4447,949
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
Всього ЗРУ 10 кВ			810,936	6253,918	183,38	193,532	21	7462,765
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	1 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	549,764	3298,504	171,82	110,728	4,128	4134,944
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	2 од.	137,442	1119,704	43,026	34,944	2	1337,116
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
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
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

Продовження табл. 9.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл.	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			55733,511					

Таблиця 9.2 – Вартість облаштування нового приєднання до ПС Бар (вузол 300):

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
			332,861	2944,182	130,374	91,012	2,241	3500,669
Загальна кошторисна вартість			3500,669					

Таблиця 9.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 2,5 В×А	2 од.	195,384	4987,412	165,624	137,492	2,396	5488,308
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

Продовження табл. 9.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
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
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	3 од.	115,848	1034,931	27,942	31,356	3	1213,077
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		502,008	3494,102	108,868	109,916	13	4227,893
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
	Всього		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	1 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992

5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	549,764	3298,504	171,82	110,72	4,128	4134,944
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	2 од.	137,442	1119,704	43,026	34,944	2	1337,116
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
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
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
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
	Всього ЗПК		1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість		38982,725						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 98 216,9 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 9.4–8.5.

Таблиця 9.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222
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
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
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
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	3 од.	115,848	1034,931	27,942	31,356	3	1213,077
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		502,008	3494,102	108,868	109,916	13	4227,893
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626

4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
4.4	Вартість приєднання БСК	1	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359
Всього			174,04	2441,247	112,412	71,8	5,026	3691,625
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
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
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
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
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
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

Таблиця 9.5 – Вартість оснащення відгалуджувальної опори від вузла 107

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23
Загальна кошторисна вартість			586,237					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 53 489,235 тис. грн.,

В загальному, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають **56 808,026** тис. грн. розрахунок.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (9.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (4,2 + 4,2) = 13\,218,9 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (8,4 + 6,6) = 23\,605,2 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 13\,218,9 + 98\,216,9 = 111\,435,8 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 23\,605,2 + 53\,489,235 = 77\,094,4 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (9.7)$$

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{tL} + \Delta W_{t\Pi}; \quad (9.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (9.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\Pi} = (K_{\Pi/ст} \cdot P_{\Pi}\%)/100; \quad (9.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (9.9-9.10) маємо:

$$B_{\Pi 1} = (13\,218,9 \cdot 0,3)/100 = 39,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 2} = (23\,605,2 \cdot 0,3)/100 = 70,8 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 1} = (98\,216,9 \cdot 3)/100 = 2946,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 2} = (53\,489,235 \cdot 3)/100 = 1604,7 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 9.7:

Таблиця 9.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 300-702 та 701-702 П/ст: 300, 701, 702	65	373	1984
2	ЛЕП: 703-107 та 701-703 П/ст: 703, 107	-174	336	777

Річні видатки було розраховано за виразом (9.7).

$$B_1 = 39,6 + 2946,5 + (1984 \cdot 2,65) = 8243,7 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 70,8 + 1604,7 + (777 \cdot 2,65) = 3734,5 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(701+702)} = (13,45 + 3,17) \cdot 5400 = 89802 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$W_{2(703)} = (13,67) \cdot 1200 = 16404 \text{ МВт}\cdot\text{год}.$$

У відповідності з (9.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot (89802) - 8243,7 = 20313,27 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = (5,2 \cdot 0,12 \cdot 16404) - 3734,543 = 1481,929 \text{ тис.грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (9.1):

$$E'_a = \frac{20313,27 / (1 + 0,2) + (1481,929) / (1 + 0,2)^2}{111435,8 / (1 + 0,2) + 77094,4 / (1 + 0,2)^2} = 0,123$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,123 = 8,15 \text{ років}.$$

Таблиця 9.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	18,72
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	101 088
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	188 503,2
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	8
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,51
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,6
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	2761
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	18029

Висновки до розділу 9

Оцінка техніко-економічних показників дозволяє вибрати найкращий варіант розвитку електричної мережі. Проведені розрахунки підтверджують ефективність прийнятих рішень і визначають економічну доцільність запропонованих схем розвитку мережі. Це забезпечує обґрунтованість інвестицій у розвиток енергетичної інфраструктури, гарантуючи надійне і економічно вигідне електропостачання. З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів.

Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення E_{an} (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{an} = 0,2$)). Терміни окупності (8 років) підтверджують ефективність.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Магістерська робота присвячена аналізуванню методів оптимізації послідовності розвитку електричних мереж 110 кВ Барського району. При розробці інженерами-проектувальниками проекту оптимального розвитку електричних мереж 110 кВ Барського району потрібно використовувати нормативно-технічну документацію. На проектувальників, що розробляють технічну документацію за допомогою персональних комп'ютерів, впливають такі шкідливі та небезпечні виробничі фактори: фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо); хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний пил) та фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці[12].

Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

10.1.1 Вимоги електробезпеки до приміщень, оснащених комп'ютерами

Площа, виділена для одного робочого місця проектувальника повинна складати не менше 6 кв. м, а об'єм – не менше 20 куб м.

Під час розробки проекту оптимального розвитку електричних мереж необхідно дотримуватись вимог ПВЕ, ПТЕ, ПБЕ ЕЕС, Правил пожежної безпеки в

Україні, а також розділів ДБН, що стосуються штучного освітлення та електротехнічних пристроїв, та вимог нормативно-технічної і експлуатаційної документації заводів виробників комп'ютерів. Комп'ютери та устаткування для обслуговування, ремонту та їх налагодження, інше устаткування (апарати управління, контрольно-вимірювальні прилади, світильники, тощо) електропроводи та кабелі за виконанням та ступенем захисту мають відповідати класу зони за ПВЕ, мати апаратуру захисту від струму короткого замикання та інших аварійних режимів.

Під час монтажу та експлуатації необхідно повністю унеможливити виникнення електричного джерела загоряння внаслідок короткого замикання та перевантаження проводів, обмежувати застосування проводів з легкозаймистою ізоляцією і, за можливості, перейти на негорючу ізоляцію. Під час ремонту ліній електромережі шляхом зварювання, паяння та з використанням відкритого вогню необхідно дотримуватися Правил пожежної безпеки в Україні[13][14]. Лінія електромережі для живлення комп'ютерів, їх периферійних пристроїв та устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження виконується як окрема групова трипровідна мережа, шляхом прокладання фазового, нульового робочого та нульового захисного провідників. Нульовий захисний провідник використовується для заземлення (занулення) електроприймачів. Використання нульового робочого провідника як нульового захисного провідника забороняється.

Нульовий захисний провід прокладається від стійки групового розподільчого щита, розподільчого пункту до розеток живлення. Не допускається підключення на щиті до одного контактного затискача нульового робочого та нульового захисного провідників. Площа перерізу нульового робочого та нульового захисного провідника в груповій трипровідній мережі повинна бути не менше площі перерізу фазового провідника. Усі провідники повинні відповідати номінальним параметрам мережі та навантаження, умовам навколишнього середовища, умовам розподілу провідників, температурному режиму та типам апаратури захисту, вимогам ПВЕ. У приміщенні, де одночасно експлуатується або обслуговується більше п'яти персональних комп'ютерів, на помітному та

доступному місці встановлюється аварійний резервний вимикач, який може повністю вимкнути електричне живлення приміщення, крім освітлення.

Комп'ютери та устаткування для їх обслуговування, ремонту та налагодження повинні підключатися до електромережі тільки з допомогою справних штепсельних з'єднань і електророзеток заводського виготовлення. Штепсельні з'єднання та електророзетки крім контактів фазового та нульового робочого провідників повинні мати спеціальні контакти для підключення нульового захисного провідника. Конструкція їх має бути такою, щоб приєднання нульового захисного провідника відбувалося раніше ніж приєднання фазового та нульового робочого провідників. Порядок роз'єднання при відключенні має бути зворотним. Необхідно унеможливити з'єднання контактів фазових провідників з контактами нульового захисного провідника.

Неприпустимим є підключення комп'ютерів та їх устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження до звичайної двопровідної електромережі, в тому числі – з використанням перехідних пристроїв. Електромережі штепсельних з'єднань та електророзеток для живлення комп'ютерів та устаткування для їх обслуговування, ремонту та налагодження слід виконувати за магістральною схемою, по 3 - 6 з'єднань або електророзеток в одному колі. Штепсельні з'єднання та електророзетки для напруги 12 В та 36 В за своєю конструкцією повинні відрізнятися від штепсельних з'єднань для напруги 127В та 220В. Штепсельні з'єднання та електророзетки, розраховані на напругу 12 В та 36 В, мають бути пофарбовані в колір, який візуально значно відрізняється від кольору штепсельних з'єднань, розрахованих на напругу 127 В та 220 В.

Індивідуальні та групові штепсельні з'єднання та електророзетки необхідно монтувати на негорючих або важкогорючих пластинах з урахуванням вимог ПВЕ та Правил пожежної безпеки в Україні. Електромережу штепсельних розеток для живлення комп'ютерів та їх устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження при розташуванні їх уздовж стін приміщення прокладають по підлозі поряд зі стінами приміщення, як правило, в металевих трубах і гнучких металевих рукавах з відводами відповідно до затвердженого плану розміщення обладнання та технічних характеристик обладнання. При розташуванні в

приміщенні за його периметром до 5 комп'ютерів, використанні трипровідникового захищеного проводу або кабелю в оболонці з негорючого або важкогорючого матеріалу дозволяється прокладання їх без металевих труб та гнучких металевих рукавів.

Металеві труби та гнучкі металеві рукави повинні бути заземлені. Заземлення повинно відповідати вимогам ДНАОП 0.00-1.21-98 "Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів". Для підключення переносної електроапаратури застосовують гнучкі проводи в надійній ізоляції. Тимчасова електропроводка від переносних приладів до джерел живлення виконується найкоротшим шляхом без заплутування проводів у конструкціях машин, приладів та меблях. Доточувати проводи можна тільки шляхом паяння з наступним старанним ізолюванням місць з'єднання.

Є неприпустимими: експлуатація кабелів та проводів з пошкодженою або такою, що втратила захисні властивості за час експлуатації, ізоляцією; залишення під напругою кабелів та проводів з неізольованими провідниками; застосування саморобних подовжувачів, які не відповідають вимогам до переносних електропроводок; застосування для опалення приміщення нестандартного (саморобного) електронагрівального обладнання або ламп розжарювання; користування пошкодженими розетками, розгалужувальними та з'єднувальними коробками, вимикачами та іншими електровиробами, а також лампами, скло яких має сліди затемнення або випинання; підвішування світильників безпосередньо на струмопровідних проводах, обгортання електроламп і світильників папером, тканиною та іншими горючими матеріалами, експлуатація їх зі знятими ковпаками (розсіювачами); використання електроапаратури та приладів в умовах, що не відповідають вказівкам (рекомендаціям) підприємств-виготовлювачів.

10.1.2 Електробезпека

Живлення силового обладнання електростанції та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму[12] – особливо небезпечні, так як роботи виконуються назовні приміщень. Технічні рішення щодо

запобігання електротравмам: для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, потрібно: розміщувати неізолювані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах; використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки; підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги; електрозахисні засоби захисту (до 1000В) поділяються на основні (ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізолюваними ручками) та допоміжні (діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки).

10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.2.1 Мікроклімат

Робота проєктувальників відноситься до легкої фізичної роботи категорія Іа, бо вони практично весь свій робочий день проводить сидячи. Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Нормування параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Іа	22-28	55 при 28°С	0,1-0,2
Холодний	Іа	21-25	75 при 25°С	Не більше 0,1

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається:

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву, провітрювання приміщень.

10.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується[15] концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м3		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (CO)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено: провітрювання приміщень; цілісність вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення кабіни під час роботи установки; встановлення пиловловлюючих засобів.

10.2.3 Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 10.3.

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природнє Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

Для забезпечення достатнього освітлення[15] здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують

загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

10.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки».

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту – «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно: безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі; для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в промислових приміщеннях наведено в таблиці 10.4.

Таблиця 10.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

10.2.5 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори вибираються відповідно з Гігієнічною класифікацією праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу, затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я № 528 від 27 грудня 2001 року.

Фізичні навантаження.

Робоча поза: Вільна зручна поза, можливість зміни пози (сидячи, стоячи) за бажанням працівника. Знаходження в позі стоячи до 40% часу зміни.

Сумарна маса вантажів, що переміщуються протягом кожної години зміни: з робочої поверхні (чоловіки): до 250

Нахили корпуса (вимушені, більше 30), кількість за зміну: до 50

Переміщення у просторі (переходи, обумовлені технологічним процесом протягом зміни), км

По горизонталі: до 4

Інтелектуальні навантаження: Відсутня необхідність прийняття рішення

Зміст роботи: Сприймання сигналів, але без потреби в корекції дій, Обробка та виконання завдання, Робота за індивідуальним планом.

Сенсорні навантаження: Тривалість зосередженого спостереження (в % від часу зміни) до 25. Щільність сигналів (світлових, звукових) та повідомлень в середньому за годину роботи до 75. Кількість виробничих об'єктів одночасного спостереження до 5.

Навантаження на зоровий аналізатор (Спостереження за екранами відеотерміналів (годин на зміну) до 2. Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) Розбірливість слів та сигналів від 100% до 90%. Навантаження на голосовий апарат (сумарна кількість годин, що наговорюються протягом тижня) до 16.

Емоційне навантаження: Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності. Значущість помилки – Несе відповідальність за виконання окремих елементів завдання. Вимагає додаткових зусиль в роботі з боку працівника.

Ступінь ризику для власного життя – Виключений

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – Виключений

Монотонність навантажень: Кількість елементів (приймів), необхідних для реалізації простого завдання або в операціях, які повторюються багаторазово більше 10. Тривалість виконання простих виробничих завдань чи операцій, що повторюються (сек.) більше 100. Монотонність виробничої обстановки (час пасивного спостереження за технологічним процесом в % від часу зміни) менше 75.

Режим праці. Фактична тривалість робочого дня (год.) 6–7. Змінність роботи Однозмінна робота (без нічної зміни). Наявність регламентованих перерв та їх тривалість Перерви регламентовані, достатньої тривалості 7% і більше часу зміни.

10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях.

Дослідження стійкості роботи розподільчих електричних мереж 110 кВ Барського району в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

НС характеризується якісними і кількісними критеріями. До якісних критеріїв відносяться раптовість і швидкість розвитку подій. До кількісних критеріїв потрібно відносити, наприклад, потужність факторів ураження, що може привести до людських жертв, руйнувань будинків, споруд, виведенню великих територій із використання, екологічних наслідків.

В електричній мережі використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та ін.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

Іонізуюче випромінювання взаємодіючи із середовищем спричиняє виникнення електричних зарядів різних знаків, що дуже небезпечно для електроенергетичної мережі. В радіоелектронній апаратурі радіація викликає зворотні і незворотні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів схеми, що приведе до пошкодження апаратури.

В електроенергетичній мережі приймачами електромагнітного імпульсу (ЕМІ) є предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, конденсаторні батареї, кабельні лінії, системи релейного захисту. Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом, може бути пошкоджена внаслідок електромагнітного імпульсу. ЕМІ пробиває ізоляцію, випалює елементи електросхем радіоапаратури, викликає коротке замикання.

Створення нормальних умов роботи розподільчої електричної мережі 10 кВ у НС дуже важливе в плані забезпечення безпеки як важливих підприємств і обороноздатності країни, зменшення збитків від пошкоджень окремих елементів мереж та споживачів електричної енергії.

10.3.1 Дослідження стійкості роботи розподільчих електричних мереж 110 кВ барського району в умовах впливу іонізуючих випромінювань

Іонізуюче випромінювання, проходячи через біологічні тканини, викликає їх іонізацію, призводить до утворення позитивних і негативних іонів, до складних функціональних і морфологічних змін. Молекули води, що входять до складу організму розпадаються утворюючи вільні атоми та радикали, які мають велику окислювальну здатність. Вільні радикали пошкоджують тканини і порушують нормальні біохімічні процеси у живій тканині. Залежно від поглинутої дози ці зміни можуть бути зворотними і незворотними.

В таблиці 6.1 для кожного елементу наведені граничні значення потужності дози опромінення, при якій в елементах можуть виникнути зворотні процеси.

Таблиця 10.4 – Граничні значення експозиційних доз елементів розподільчої ЕМ 110 кВ

№	Елементи системи управління ПС		Д _{зв} ,(Р)	Д _{доп} ,(Р)
1	Блок живлення	Трансформатор ТДЦТН-125000/330/110-У1	10 ³	10 ³
		Діод КД273 МС-3	10 ⁵	
		Конденсатор СМАВ-110/√3-6,4 УХЛ1	10 ⁵	
2	Блок перемикачів	Мікроперемикач МП-1101	10 ⁴	
		Конденсатор СМБ-66/√3-4,4 У1	10 ⁵	
		Транзистор КТ710	10 ⁵	
3	Блок підсилення	Транзистор БПЛ КТ816	10 ⁴	
		Резистор ОМЛТ-2 910	10 ⁶	

Самий уразливий елемент – трансформатор блоку живлення, $D_{зр}=10^3P$.

В якості критерію стійкості приймається $D_{доп}$ – мінімальне значення дози радіоактивного опромінення для всіх елементів.

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2P_1 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}} [P], \quad (10.1)$$

де $K_{осл}$ - коефіцієнт ослаблення, 1;

t_n - час початку опромінення, 1 год;

t_k - максимальна тривалість роботи, 20 років;

$$D_M = \frac{2 \cdot 3,86 \cdot (\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 3223 (P).$$

Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{доп} = \left(\frac{D_{зр} \cdot K_{носл} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{t_n}}{2 \cdot P_1} \right)^2; \quad (10.2)$$

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 3,86 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 3,86} \right)^2 = 17039 \text{ (год)}.$$

Так як $D_{\text{гр}} = 10^3 < D_{\text{м}} = 3223$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{\text{посл}}$ потрібно збільшити в 3 рази. Робота РЕА буде стійкою протягом 17039 годин.

10.3.2 Дослідження стійкості роботи розподільчих електричних мереж 110 кв барського району в умовах дії електромагнітного імпульсу

За критерій стійкості роботи РЕМ дії електромагнітного імпульсу можна прийняти коефіцієнт безпеки, який визначається за формулою (10.3):

$$K_{B(в.г)} = 20 \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{(в.г)}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (10.3)$$

де $U_{\text{доп}}$ - допустиме коливання напруги живлення.

$U_{(в.г)}$ - напруга наведена за допомогою електромагнітного імпульсу в струмоведучих частинах.

Напруги наводки в вертикальних та горизонтальних струмопровідних частинах визначають:

$$U_{\text{в}} = E_{\text{г}} \cdot l_{\text{в}}; \quad (10.4)$$

$$U_{\text{г}} = E_{\text{в}} \cdot l_{\text{г}}; \quad (10.5)$$

де $l_{\text{в}}$ - максимальна довжина струмоведучих частин;

$E_{\text{в}}$ - вертикальна складова напруженості електромагнітного імпульсу;

$E_{\text{г}}$ - горизонтальна складова напруженості електромагнітного імпульсу;

Допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\text{дон}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N; \quad (10.6)$$

де $U_{\text{ж}}$ - напруга живлення;

N - допустимі коливання, $N=5$.

Визначаємо напруги наводки на струмопровідних частинах та допустимі ^{напруги} для трьох блоків системи управління ЕМ за формулами наведеними вище.

Блок живлення: $l_B = 1,3\text{м}$, $l_\Gamma = 1,5\text{м}$.

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B = 12,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1,3 = 0,016(\text{кВ}) ;$$

$$U_\Gamma = E_B \cdot l_\Gamma = 11,36 \cdot 1,5 = 17,04(\text{кВ}) ;$$

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N = 36 + \frac{36}{100} 5 = 37,8(\text{В}) .$$

Блок перемикання: $l_B = 0,2\text{м}$, $l_\Gamma = 0,4\text{м}$

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B = 12,5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2 = 0,0025(\text{кВ}) ;$$

$$U_\Gamma = E_B \cdot l_\Gamma = 11,36 \cdot 0,4 = 4,544(\text{кВ}) ;$$

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N = 24 + \frac{24}{100} 5 = 25,2(\text{В}) .$$

Блок підсилення: $l_B = 0,3\text{м}$, $l_\Gamma = 0,2\text{м}$.

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B = 12,5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3 = 0,0037(\text{кВ}) ;$$

$$U_\Gamma = E_B \cdot l_\Gamma = 11,36 \cdot 0,2 = 2,272(\text{кВ}) ;$$

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N = 220 + \frac{220}{100} 10 = 242(\text{В}) .$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки окремо по кожній з напруг, для кожного блоку:

$$K_B^B = 20 \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_B} ;$$

$$K_B^\Gamma = 20 \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_\Gamma} .$$

Дані розрахунків заносимо в таблицю 10.5.

Всі елементи системи управління ПС нестійкі, тобто потрібно виконати екранування системи.

Таблиця 10.2 – Результати розрахунків коефіцієнтів безпеки ЕМ

№	Елемент схеми ЕМ	K_B^B , (дБ)	$K_B^Г$, (дБ)	Результат
1	Блок управління	67,46	6,92	не стійкий
2	Блок перемикавання	80,07	14,89	не стійкий
3	Блок підсилення	96,31	40,54	не стійкий

10.3.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи розподільчих електричних мереж 110 кВ Барського району в умовах надзвичайних ситуацій

Для захисту апаратури від іонізуючих випромінювань застосовуються різної конструкції екрани і кожухи. Найважливіші вимоги до матеріалів, з яких виготовляються захисні пристрої, такі: до складу матеріалів повинні входити елементи з великою атомною масою; захисні матеріали повинні включати легкі елементи. Для підвищення стійкості роботи від дії ЕМП потрібно проводити екранування обладнання.

В якості захисного екрана вибираємо сталь, товщину якої розраховуємо за формулою:

Для елементу блоку управління:

$$t_1 = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = \frac{6,92}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,01 (\text{см});$$

для елементу блоку перемикавання:

$$t_2 = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = \frac{14,879}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,02 (\text{см});$$

для елементу блоку підсилення:

$$t_3 = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = \frac{40,54}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,06 (\text{см});$$

Отже, після проведення розрахунків можна говорити, що вибрані елементи схеми будуть стійкими при дії на них електромагнітного імпульсу, якщо застосувати захисний екран з $t_I=0,1$ см для елемента схеми блоку управління, перемикачів і елемента блоку підсилення.

Висновки до розділу 10

У розділі розглянуто заходи з охорони праці та цивільного захисту під час оптимізації розподільних мереж 110 кВ Барського району. Описано фізичні, хімічні та трудові впливи на оперативно-ремонтний персонал. Також надано технічні рішення для безпечної експлуатації об'єктів, організації робочих місць на висоті та забезпечення електробезпеки. Враховано заходи з гігієни праці та виробничої санітарії, зокрема забезпечення нормального мікроклімату, чистоти повітря, виробничого освітлення, зниження рівня шуму і вібрації, а також враховано психофізіологічні аспекти праці.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі "Методи оптимізації послідовності розвитку розподільних мереж 110 кВ Барського району" розглянуто методи та моделі для оптимізації розвитку розподільних електричних мереж, використовуючи планування та математичне моделювання. Робота демонструє, що застосування математичних моделей і методів дозволяє покращити нормальну схему розподільчих мереж, підвищуючи їх надійність та економічну ефективність. Зокрема, визначення оптимальної конфігурації мережі зменшує втрати та підвищує стабільність системи.

Математичне моделювання різних сценаріїв роботи мережі на основі методу функціональних рівнянь Р. Беллмана, дає змогу формувати найкращі послідовності реалізації процесу розвитку електромереж з урахуванням прогнозного навантаження. Однак такий підхід базується на переборі численних варіантів реалізації, тож може бути не ефективним у обчислювальному плані. Для усунення вказаного недоліку було запропоновано алгоритм, що передбачає попереднє обмеження кількості оптимізованих змінних за допомогою симплекс-методу. Це зменшує необхідну кількість обчислень динамічного програмування для визначення оптимальної послідовності розвитку електромереж і практично не погіршує результат.

Проведені техніко-економічні розрахунки підтверджують ефективність прийнятих рішень і вказують на економічну доцільність запропонованих схем розвитку мережі.

Дослідження показали, що застосовані методи та алгоритми сприяли формуванню проектних рішень, які забезпечили підвищення надійності електропостачання, зниження втрат електроенергії та інтегрування сучасних підвищення енергоефективності.

У роботі розглянуто заходи щодо забезпечення безпеки праці та цивільного захисту під час оптимізації розвитку розподільних мереж напругою 110 кВ у Барському районі. Були визначені різноманітні фізичні, хімічні та трудові фактори, що впливають на персонал, який відповідає за оперативно-ремонтні

роботи. Описано технічні рішення для безпечної експлуатації об'єктів, організації робочих місць на висоті і забезпечення електробезпеки. Проведено розробку заходів щодо гігієни праці та виробничої санітарії, включаючи створення комфортного мікроклімату, забезпечення чистоти повітря, належного освітлення на робочих місцях, зменшення рівня шуму та вібрації, а також врахування психофізіологічних аспектів праці.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1) Мельник В. П. Математичні моделі і методи аналізу режимів енергосистем / В. П. Мельник. 2017.-488 с. Івано-Франківськ
- 2) Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електропостачання: Навчальний посібник. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2005. – 324 с.
- 3) "Енергетичний менеджмент" / Ю.В. Дзядичевич, М.В. Буряк, Р.І. Розум - Тернопіль: Економічна думка, 2010.- 295 с.
- 4) Мельник В. П. Тренажери і порадики В енергосистемами. Івано-Франківськ: НАІР, 2018. – 360 с.
- 5) Кирик В.В. Електричні мережі та системи: Підручник – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Видавництво «Політехніка», 2021. -324 с.
- 6) Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б.
- 7) Енергетичний баланс України [Електронний ресурс] // Державна служба статистики України. Режим доступу до статистичних даних: www.ukrstat.gov.ua
- 8) Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Кравцов К.І. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах. Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2006. – 89 с.
- 9) Лекції щодо зниження втрат URL: https://forca.com.ua/knigi/navchannya/konspekt-lekcii-z-kursuelektrichni-sistemi-i-merezhi_13.html
- 10) Терешкевич, Л. Б. Оптимізація режимів електроспоживання : навчальний посібник/ Л. Б. Терешкевич. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 112 с.
- 11) Річард Е. Белман, Dynamic Programming, 2010, 392 с.
- 12) Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Харків: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
- 13) Посилання на нормативно праві акти: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0252-15#Text>

- 14) 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 МЕН 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016. – 42 с.
- 15) Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 12

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А
ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ
ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Методи оптимізації послідовності розвитку розподільних мереж 110 кВ Барського району

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Адамець О. В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Кулик В.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

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

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

(підпис)
« ____ » _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
**«Методи оптимізації послідовності розвитку розподільних
мереж 110 кВ Барського району»**
08-21.МКР.014.00.007 ТЗ

Керівник проекту: д.т.н., доц.,
професор кафедри ЕСС

(підпис) Кулик В.В.

Виконавець: ст., групи ЕСМ-22м/зв

(підпис) Адамець О. В.

Вінниця – 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) забезпечення надійного та ефективного функціонування розподільних електричних мереж є важливим завданням для розвитку енергетичної інфраструктури України. В умовах зростаючих потреб у електроенергії, інтеграції відновлюваних джерел енергії та розвитку розподіленої генерації виникає необхідність в удосконаленні методів планування та оптимізації електричних мереж.

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – дослідження методів оптимізації послідовності розвитку розподільних мереж Барського району з класом напруги 110 кВ;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вказані в таблицях Б1-Б4

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники електричних мереж і за результатами їх аналізу зробити висновок про доцільність розвитку мереж.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	
2	Електротехнічна частина	21.01.24	01.03.24	
3	Розрахунок рентабельності та аналіз економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі	02.03.24	22.03.24	
4	Експлуатація обладнання розподільних установок	23.03.24	15.04.24	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	
9	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	
10	Захист МКР	За графіком		

7. Очікувані результати

У результаті виконання кваліфікаційної роботи очікується створення ефективних математичних моделей для аналізу та оптимізації схем розвитку розподільчих електромереж 110-35 кВ. Валідація розроблених моделей буде проведена на основі реальних даних, що дозволить порівняти їх з існуючими підходами і підтвердити їхню точність та надійність.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

10. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

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

Відсутні.

12. Вхідні дані для розрахунку

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. Б-1 (М 1:60000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Б-1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Б-2.

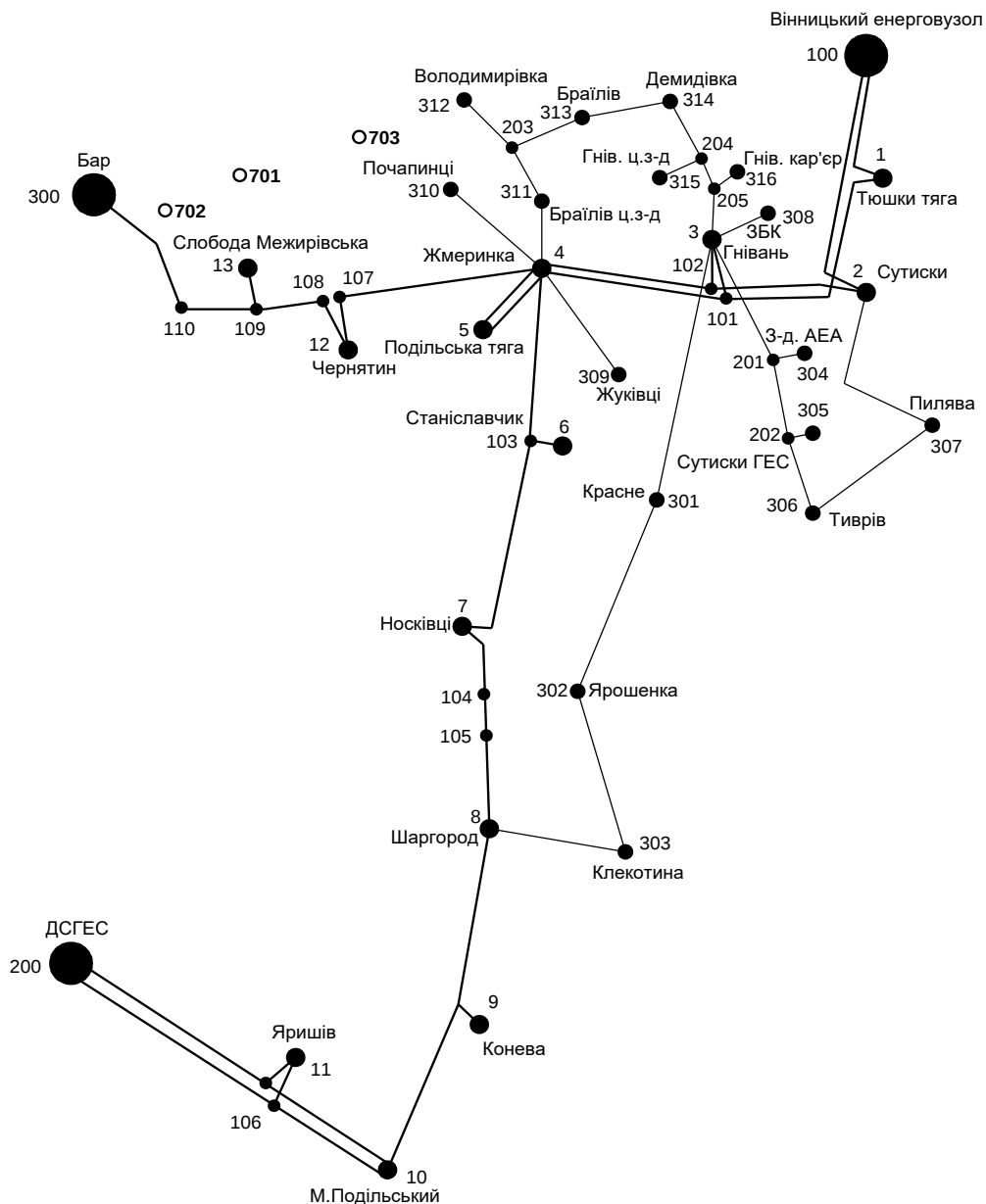


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 245 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (701)	Нова 2 (702)	СЕС 3 (703)
Навантаження, МВт	12,3	2,9	12,5
cos φ	0,89	0,88	0,87
Категорія споживачів	I, II	I, II	II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	85	88	90	92	94	96	97	98	99	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Дов жин	Марк а
100	1	Вінницький енерговузол – Тюшки тяга	1,5	АС-185
100	2	Вінницький енерговузол – Сутиски	15,03	АС-185
1	101	Тюшки тяга – 101	15,1	АС-185
2	102	Сутиски – 102	8,86	АС-185
101	3	101 – Гнівань	2,8	АС-185
102	3	102 – Гнівань	2,8	АС-185
101	4	101 – Жмеринка	22,27	АС-185
102	4	102 – Жмеринка	18,77	АС-185
4	5	Жмеринка – Подільська тяга	2×5,2	АС-120
103	4	103 – Жмеринка	10,02	АС-120
103	6	103 – Станіславчик	5,14	АС-120
7	103	Носківці – 103	10,38	АС-120
104	7	104 – Носківці	6,41	АС-120
105	104	105 – 104	2,585	АС-150
8	105	Шаргород – 105	15,885	АС-120
9	8	Конева – Шаргород	36,7	АС-120
10	9	Мог.Подільський – Конева	12,34	АС-120
106	10	106 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
106	11	106 – Яришів	2×1,65	АС-185
200	106	Дністровська ГЕС – 106	2×16,6	АС-185
107	4	107 – Жмеринка	14,3	АС-95
12	107	Чернятин – 107	0,3	АС-150
108	12	108 – Чернятин	0,3	АС-150
109	108	109 – 108	0,02	АС-95
109	13	109 – Слобода Межирівська	0,3	АС-95
110	109	110 – 109	12,48	АС-95
300	110	Бар – 110	3,4	АС-240
3	301	Гнівань – Красне	21,7	АС-95
301	302	Красне – Ярошенка	16,8	АС-70
302	303	Ярошенка – Клекотина	13,74	АС-95
8	303	Шаргород – Клекотина	27,7	АС-95
3	201	Гнівань – 201	7,45	АС-95

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка	Кількість
100	Вінницький енерговузол	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
200	Дністровська ГЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
300	Бар	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
400	Ладизинська ТЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
1	Тюшки тяга	0,88	8,8 + j4,75	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
2	Сутиски	0,89	3,5 + j1,79	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Гнівань	0,87	7,8 + j4,42	ТДТН-16000/110/35/6 ТДТН-25000/110/35/6	2
4	Жмеринка	0,87	4,0 + j2,27	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Подільська тяга	0,88	17,0 + j9,18	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
6	Станіславчик	0,89	4,3 + j2,2	ТДН-10000/110/10	1
7	Носківці	0,9	2,1 + j1,02	ТМН-6300/110/10	1
8	Шаргород	0,87	10,2 + j5,78	ТДТН-25000/110/35/10	2
9	Конева	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/110/10	1
10	Мог.Подільс.	0,9	4,3 + j2,08	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Яришів	0,87	3,8 + j2,15	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
12	Чернятин	0,88	3,2 + j1,73	ТДН-10000/110/10	1
13	Слобода Межирівська	0,89	2,4 + j1,23	ТМН-6300/110/10	1
301	Красне	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	2
302	Ярошенка	0,89	0,6 + j0,31	ТМН-2500/35/10	1

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.123 МВт / 1131.115 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.702 МВт / 7.350 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.702 МВт / 7.350 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.664 МВт / 5.819 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.582 МВт / 2.513 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.246 МВт / 8.333 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.948 МВт / 15.682 млн.кВт*г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-55.778	-48.518	116.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.768	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.726	-0.36
101		0.000	0.000	114.327	-0.46
102		0.000	0.000	114.214	-0.49
3	Гнівани	0.000	0.000	114.172	-0.50
4	Жмеринка	0.000	0.000	113.386	-0.71
5	Подільська тяга	0.000	0.000	113.157	-0.76
103		0.000	0.000	112.980	-0.85
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.873	-0.87
7	Носківці	0.000	0.000	112.759	-0.93
104		0.000	0.000	112.681	-0.96
105		0.000	0.000	112.653	-0.97
8	Шаргород	0.000	0.000	112.434	-1.04
9	Конева	0.000	0.000	114.321	-0.67
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	114.997	-0.52
106		0.000	0.000	115.634	-0.28
11	Яришів	0.000	0.000	115.640	-0.29
200	Дністровська ГЕС	-22.525	-3.459	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.645	-0.36
12	Чернятин	0.000	0.000	114.658	-0.36
108		0.000	0.000	114.676	-0.35
109		0.000	0.000	114.678	-0.35
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	114.674	-0.35
110		0.000	0.000	115.819	-0.09
300	Бар	-42.619	-22.590	116.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	34.468	-6.44
302	Ярошенка	0.000	0.000	34.672	-6.13
303	Клекотина	0.000	0.000	34.934	-5.78
201		0.000	0.000	34.902	-6.39
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	34.901	-6.39
202		0.000	0.000	34.904	-6.39
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	34.903	-6.39
306	Тиврів	0.000	0.000	35.054	-6.22
307	Пилява	0.000	0.000	35.681	-5.75
308	ЗБК	0.000	0.000	34.781	-6.54
309	Жуківці	0.000	0.000	35.286	-6.06
310	Почапинці	0.000	0.000	34.964	-6.16
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	35.032	-6.25
203		0.000	0.000	34.883	-6.35
312	Володимирівка	0.000	0.000	34.775	-6.38

313	Браїлів	0.000	0.000	34.789	-6.43
314	Демидівка	0.000	0.000	34.764	-6.49
204		0.000	0.000	34.830	-6.49
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	34.790	-6.51
205		0.000	0.000	34.847	-6.48
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	34.839	-6.49
3001		0.000	0.000	124.874	-1.08
2001		0.000	0.000	29.861	-1.06
1001		9.630	5.200	11.939	-1.04
30011		0.000	0.000	124.880	-1.03
20011		0.000	0.000	41.808	-1.03
10011		0.000	0.000	11.945	-1.03
3002		0.000	0.000	108.622	-5.36
2002		0.000	0.000	36.301	-5.31
1002		3.830	1.960	10.223	-6.87
3003		0.000	0.000	108.004	-4.12
2003		0.000	0.000	34.981	-6.42
1003		0.000	0.000	6.199	-4.12
30033		0.000	0.000	111.432	-2.61
20033		0.000	0.000	37.306	-2.61
10033		8.530	4.840	10.499	-3.95
3004		0.000	0.000	106.413	-6.08
2004		0.000	0.000	35.491	-5.95
1004		0.000	0.000	10.178	-6.08
30044		0.000	0.000	111.197	-2.50
20044		0.000	0.000	37.227	-2.50
10044		4.380	2.480	10.626	-2.47
3005		0.000	0.000	109.426	-3.71
2005		0.000	0.000	26.166	-3.71
1005		18.600	10.010	10.255	-5.63
1006		4.700	2.410	10.457	-3.82
1007		2.300	1.110	10.535	-3.19
3008		0.000	0.000	107.873	-4.75
2008		0.000	0.000	36.100	-4.74
1008		11.160	6.320	10.100	-6.63
1009		1.310	0.670	10.224	-0.98
30088		0.000	0.000	112.434	-1.04
20088		0.000	0.000	37.641	-1.04
10088		0.000	0.000	10.754	-1.04
30055		0.000	0.000	113.157	-0.76
20055		0.000	0.000	27.058	-0.76
10055		0.000	0.000	10.823	-0.76
30010		0.000	0.000	114.997	-0.52
20010		0.000	0.000	38.499	-0.52
10010		0.000	0.000	10.999	-0.52
3001010		0.000	0.000	111.474	-3.45
2001010		0.000	0.000	37.320	-3.45
1001010		4.700	2.280	10.471	-5.22
3001111		0.000	0.000	113.606	-1.91
2001111		0.000	0.000	38.033	-1.91
1001111		4.160	2.360	10.857	-1.89
10012		3.500	1.890	10.712	-2.46
10013		2.630	1.340	10.672	-2.86
100301		0.980	0.560	10.621	-7.85
100302		0.660	0.340	10.767	-7.07
100303		0.000	0.000	10.978	-5.78
100304		0.980	0.560	10.760	-7.77
100305		0.770	0.370	10.827	-7.48
100306		1.530	0.870	10.793	-7.79
100307		0.880	0.470	11.041	-6.93
100308		3.280	1.590	10.664	-8.75
100309		1.750	0.990	10.836	-7.83
100310		1.310	0.670	10.730	-8.01
100311		1.200	0.680	10.755	-7.92
100312		1.640	0.970	10.679	-8.08
100313		1.530	0.780	10.728	-8.03
100314		0.880	0.470	10.748	-7.73
100315		1.090	0.590	10.710	-8.06
100316		2.410	1.230	10.748	-8.09
100301301		0.980	0.560	10.621	-7.85
100303303		1.420	0.770	10.779	-7.25
100304304		0.000	0.000	10.968	-6.39

100306306	0.000	0.000	11.016	-6.22
100308308	0.000	0.000	10.930	-6.54
100309309	0.000	0.000	11.089	-6.06
100313313	0.000	0.000	10.933	-6.43
100315315	0.000	0.000	10.933	-6.51
701	13.460	6.890	115.310	-0.16
702	6.670	3.600	115.135	-0.19
703	-8.200	0.000	115.041	-0.19
704	3.390	1.640	114.814	-0.29

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	33.678	32.368	33.636	32.276	0.041	0.091	0.232	0.232
1	101	24.901	18.126	24.719	17.723	0.181	0.402	0.153	1.445
101	3	14.181	10.401	14.170	10.376	0.011	0.025	0.089	0.156
3	102	-3.219	-3.193	-3.220	-3.195	0.001	0.002	-0.023	-0.043
102	2	-14.082	-11.111	-14.119	-11.194	0.037	0.082	-0.091	-0.513
2	100	-21.958	-15.835	-22.100	-16.150	0.142	0.314	-0.136	-1.277
2	3002	7.818	4.965	7.784	4.038	0.034	0.923	0.047	6.576
3002	2002	3.947	1.945	3.939	1.945	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.939	1.965	3.886	1.902	0.052	0.063	0.070	0.644
307	306	2.999	1.426	2.958	1.376	0.041	0.049	0.054	0.654
306	202	1.411	0.413	1.406	0.407	0.005	0.006	0.024	0.160
202	201	0.629	0.008	0.629	0.008	0.000	0.000	0.010	0.002
201	2003	-0.363	-0.622	-0.364	-0.623	0.001	0.001	-0.012	-0.076
2003	301	1.058	1.203	1.043	1.184	0.015	0.018	0.026	0.511
301	302	-0.934	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.223
302	303	-1.606	-0.325	-1.616	-0.338	0.010	0.012	-0.027	-0.282
303	2008	-3.050	-1.148	-3.130	-1.244	0.079	0.095	-0.054	-1.221
3008	2008	3.131	1.193	3.130	1.193	0.001	0.000	0.018	0.042
8	3008	14.340	9.300	14.306	8.016	0.034	1.279	0.088	4.912
8	105	-3.528	-1.527	-3.533	-1.534	0.005	0.007	-0.020	-0.221
105	104	-3.533	-1.218	-3.533	-1.219	0.001	0.001	-0.019	-0.028
104	7	-3.533	-1.065	-3.535	-1.068	0.002	0.003	-0.019	-0.079
7	103	-5.852	-2.074	-5.861	-2.087	0.008	0.012	-0.032	-0.223
103	4	-10.594	-4.392	-10.621	-4.433	0.028	0.040	-0.059	-0.410
4	107	-20.650	-7.911	-20.829	-8.127	0.179	0.215	-0.112	-1.265
107	12	-13.962	-6.133	-13.963	-6.135	0.001	0.002	-0.077	-0.014
12	108	-17.486	-8.286	-17.488	-8.289	0.002	0.003	-0.097	-0.018
108	109	-17.488	-8.284	-17.488	-8.284	0.000	0.000	-0.097	-0.002
109	110	-20.137	-9.617	-20.294	-9.805	0.155	0.187	-0.112	-1.143
110	300	-20.294	-9.515	-20.310	-9.562	0.017	0.047	-0.112	-0.182
107	704	-6.867	-1.602	-6.875	-1.613	0.008	0.011	-0.035	-0.170
704	703	-10.263	-2.997	-10.278	-3.019	0.015	0.022	-0.054	-0.228
703	702	-2.083	-2.784	-2.085	-2.787	0.002	0.002	-0.017	-0.095
702	701	-8.751	-6.192	-8.761	-6.206	0.010	0.014	-0.054	-0.175
701	300	-22.212	-12.888	-22.309	-13.028	0.096	0.139	-0.128	-0.690
4	101	-10.487	-7.949	-10.538	-8.062	0.051	0.113	-0.067	-0.946
4	102	-10.816	-8.373	-10.863	-8.476	0.046	0.103	-0.070	-0.833
4	3004	8.132	5.626	8.092	4.544	0.040	1.078	0.050	7.562
3004	2004	8.092	4.544	8.052	4.544	0.040	0.000	0.050	0.376
2004	311	4.936	2.729	4.886	2.668	0.050	0.060	0.092	0.475
311	203	3.675	1.927	3.662	1.912	0.012	0.015	0.068	0.155
203	313	2.005	0.852	2.001	0.846	0.004	0.005	0.036	0.099
313	314	0.454	-0.046	0.454	-0.046	0.000	0.000	0.008	0.028
314	204	-0.433	-0.546	-0.434	-0.547	0.001	0.001	-0.012	-0.065
204	205	-1.539	-1.210	-1.539	-1.211	0.001	0.001	-0.032	-0.017
205	2003	-3.965	-2.577	-3.977	-2.591	0.012	0.015	-0.078	-0.138
8	9	-10.872	-7.245	-11.006	-7.439	0.133	0.193	-0.067	-1.897
9	10	-12.347	-7.472	-12.400	-7.549	0.053	0.077	-0.073	-0.679
10	106	-17.163	-9.523	-17.218	-9.647	0.055	0.123	-0.098	-0.640
106	200	-22.471	-3.338	-22.525	-3.459	0.054	0.120	-0.113	-0.368
30011	1001	5.046	-1.483	5.044	-1.483	0.003	0.000	0.024	0.062
3001	1001	4.587	6.680	4.580	6.680	0.006	0.000	0.037	0.055
3001	2001	-0.182	-0.002	-0.182	-0.002	0.000	0.000	-0.001	-0.004
30011	2001	0.182	0.002	0.182	0.002	0.000	0.000	0.001	0.004
106	11	5.252	-4.775	5.252	-4.776	0.001	0.001	0.035	-0.006
11	30011	1.035	-7.541	1.012	-8.157	0.023	0.614	0.038	-9.221
1	3001	4.412	6.959	4.404	6.678	0.008	0.280	0.041	3.401

1	30011	4.224	6.951	4.216	6.676	0.008	0.273	0.040	3.395
3003	2003	8.753	6.791	8.724	6.225	0.028	0.563	0.059	3.892
3	3003	8.781	7.748	8.753	6.791	0.028	0.953	0.059	6.443
313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.657	1.076	1.653	1.072	0.005	0.004	0.033	0.110
312	100312	1.647	1.042	1.639	0.969	0.008	0.072	0.032	0.917
311	100311	1.207	0.731	1.199	0.680	0.007	0.051	0.023	0.928
2004	309	1.777	1.138	1.769	1.128	0.008	0.010	0.034	0.211
309	100309	1.758	1.067	1.749	0.989	0.009	0.078	0.034	0.931
309	100309309	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	30044	4.388	2.665	4.383	2.478	0.006	0.186	0.026	2.286
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.383	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.026	0.104
4	5	18.763	12.553	18.735	12.513	0.028	0.040	0.115	0.230
5	3005	18.652	12.184	18.620	10.837	0.032	1.341	0.113	3.951
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.620	10.837	18.588	10.004	0.032	0.830	0.113	2.497
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	1007	2.306	1.228	2.299	1.109	0.008	0.118	0.013	2.772
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.507	2.064	3.498	1.889	0.010	0.174	0.020	2.761
9	1009	1.310	0.679	1.309	0.670	0.000	0.009	0.007	0.366
6	1006	4.715	2.732	4.697	2.408	0.018	0.323	0.028	3.769
10	30010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	3001010	4.721	2.790	4.709	2.467	0.012	0.322	0.027	3.720
3001010	2001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3001010	1001010	4.709	2.467	4.697	2.279	0.012	0.187	0.027	2.253
103	6	4.733	2.744	4.730	2.739	0.003	0.005	0.028	0.108
109	13	2.650	1.557	2.649	1.557	0.000	0.000	0.015	0.004
316	100316	2.417	1.320	2.408	1.229	0.009	0.091	0.046	0.757
11	3001111	4.167	2.520	4.162	2.359	0.005	0.161	0.024	2.097
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.024	0.098
204	315	1.105	0.679	1.104	0.677	0.001	0.001	0.021	0.041
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	10013	2.639	1.493	2.628	1.339	0.010	0.154	0.015	3.240
2004	310	1.339	0.735	1.322	0.720	0.017	0.016	0.025	0.537
310	100310	1.318	0.729	1.309	0.670	0.009	0.059	0.025	0.952
205	316	2.426	1.371	2.425	1.370	0.000	0.000	0.046	0.008
315	100315	1.095	0.632	1.089	0.590	0.006	0.042	0.021	0.823
315	100315315	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3008	1008	11.175	6.823	11.153	6.316	0.022	0.505	0.070	2.609
303	100303303	1.425	0.820	1.419	0.770	0.006	0.051	0.027	0.730
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.355	0.660	0.340	0.002	0.015	0.012	0.472
301	100301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
301	100301301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
2003	308	3.325	1.868	3.310	1.850	0.015	0.018	0.063	0.207
308	100308308	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.294	1.757	3.278	1.589	0.016	0.167	0.062	1.017
314	100314	0.883	0.497	0.879	0.470	0.004	0.027	0.017	0.653
313	100313	1.536	0.838	1.529	0.780	0.006	0.058	0.029	0.769
3003	1003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	304	0.993	0.644	0.993	0.644	0.000	0.000	0.020	0.001
304	100304304	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.760
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.019	0.014	0.527
306	100306306	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	100306	1.536	0.930	1.529	0.869	0.007	0.060	0.030	0.820
307	100307	0.883	0.495	0.879	0.470	0.004	0.026	0.016	0.626
3002	1002	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.036

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.572 МВт / 1135.049 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.707 МВт / 6.195 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.949 МВт / 4.100 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.657 МВт / 10.296 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.395 МВт / 17.806 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-55.800	-49.066	116.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.767	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.714	-0.36
101		0.000	0.000	114.309	-0.46
102		0.000	0.000	114.196	-0.49
3	Гнівани	0.000	0.000	114.154	-0.50
4	Жмеринка	0.000	0.000	113.350	-0.71
5	Подільська тяга	0.000	0.000	113.121	-0.75
103		0.000	0.000	112.947	-0.84
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.840	-0.87
7	Носківці	0.000	0.000	112.730	-0.92
104		0.000	0.000	112.653	-0.95
105		0.000	0.000	112.626	-0.97
8	Шаргород	0.000	0.000	112.412	-1.04
9	Конева	0.000	0.000	114.311	-0.67
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	114.991	-0.51
106		0.000	0.000	115.631	-0.28
11	Яришів	0.000	0.000	115.638	-0.29
200	Дністровська ГЕС	-22.543	-3.544	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.578	-0.34
12	Чернятин	0.000	0.000	114.593	-0.34
108		0.000	0.000	114.612	-0.33
109		0.000	0.000	114.613	-0.33
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	114.610	-0.33
110		0.000	0.000	115.806	-0.09
300	Бар	-43.029	-28.176	116.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	34.459	-6.44
302	Ярошенка	0.000	0.000	34.663	-6.13
303	Клекотина	0.000	0.000	34.925	-5.78
201		0.000	0.000	34.894	-6.39
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	34.894	-6.39
202		0.000	0.000	34.896	-6.39
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	34.896	-6.39
306	Тиврів	0.000	0.000	35.046	-6.22
307	Пілява	0.000	0.000	35.674	-5.75
308	ЗБК	0.000	0.000	34.773	-6.54
309	Жуківці	0.000	0.000	35.276	-6.05
310	Почапинці	0.000	0.000	34.954	-6.15
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	35.023	-6.24
203		0.000	0.000	34.874	-6.34
312	Володимирівка	0.000	0.000	34.765	-6.37

313	Браїлів	0.000	0.000	34.779	-6.43
314	Демидівка	0.000	0.000	34.756	-6.49
204		0.000	0.000	34.821	-6.49
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	34.781	-6.51
205		0.000	0.000	34.838	-6.48
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	34.831	-6.49
3001		0.000	0.000	124.872	-1.08
2001		0.000	0.000	29.860	-1.06
1001		9.630	5.200	11.938	-1.04
30011		0.000	0.000	124.878	-1.03
20011		0.000	0.000	41.807	-1.03
10011		0.000	0.000	11.944	-1.03
3002		0.000	0.000	108.604	-5.36
2002		0.000	0.000	36.295	-5.31
1002		3.830	1.960	10.221	-6.87
3003		0.000	0.000	107.982	-4.12
2003		0.000	0.000	34.972	-6.41
1003		0.000	0.000	6.197	-4.12
30033		0.000	0.000	111.413	-2.60
20033		0.000	0.000	37.299	-2.60
10033		8.530	4.840	10.497	-3.94
3004		0.000	0.000	106.383	-6.07
2004		0.000	0.000	35.481	-5.95
1004		0.000	0.000	10.175	-6.07
30044		0.000	0.000	111.160	-2.49
20044		0.000	0.000	37.215	-2.49
10044		4.380	2.480	10.622	-2.46
3005		0.000	0.000	109.388	-3.71
2005		0.000	0.000	26.157	-3.71
1005		18.600	10.010	10.251	-5.62
1006		4.700	2.410	10.454	-3.81
1007		2.300	1.110	10.532	-3.19
3008		0.000	0.000	107.850	-4.74
2008		0.000	0.000	36.092	-4.73
1008		11.160	6.320	10.098	-6.63
1009		1.310	0.670	10.223	-0.98
30088		0.000	0.000	112.412	-1.04
20088		0.000	0.000	37.634	-1.04
10088		0.000	0.000	10.752	-1.04
30055		0.000	0.000	113.121	-0.75
20055		0.000	0.000	27.050	-0.75
10055		0.000	0.000	10.820	-0.75
30010		0.000	0.000	114.991	-0.51
20010		0.000	0.000	38.497	-0.51
10010		0.000	0.000	10.999	-0.51
3001010		0.000	0.000	111.468	-3.45
2001010		0.000	0.000	37.318	-3.45
1001010		4.700	2.280	10.470	-5.22
3001111		0.000	0.000	113.603	-1.91
2001111		0.000	0.000	38.033	-1.91
1001111		4.160	2.360	10.856	-1.89
10012		3.500	1.890	10.706	-2.44
10013		2.630	1.340	10.665	-2.84
100301		0.980	0.560	10.618	-7.85
100302		0.660	0.340	10.765	-7.07
100303		0.000	0.000	10.976	-5.78
100304		0.980	0.560	10.758	-7.77
100305		0.770	0.370	10.825	-7.48
100306		1.530	0.870	10.791	-7.79
100307		0.880	0.470	11.039	-6.93
100308		3.280	1.590	10.661	-8.75
100309		1.750	0.990	10.832	-7.83
100310		1.310	0.670	10.727	-8.01
100311		1.200	0.680	10.752	-7.92
100312		1.640	0.970	10.676	-8.08
100313		1.530	0.780	10.725	-8.03
100314		0.880	0.470	10.745	-7.73
100315		1.090	0.590	10.707	-8.06
100316		2.410	1.230	10.745	-8.09
100301301		0.980	0.560	10.618	-7.85
100303303		1.420	0.770	10.777	-7.25
100304304		0.000	0.000	10.966	-6.39

100306306	0.000	0.000	11.014	-6.22
100308308	0.000	0.000	10.928	-6.54
100309309	0.000	0.000	11.086	-6.05
100313313	0.000	0.000	10.930	-6.43
100315315	0.000	0.000	10.931	-6.51
701	0.000	0.000	115.196	-0.13
702	0.000	0.000	115.001	-0.15
703	0.000	0.000	114.902	-0.15
704	0.000	0.000	114.699	-0.25
100701	13.460	6.890	9.912	-8.88
100702	6.670	3.600	10.119	-6.84
100703	-8.200	0.000	10.987	7.72
100704	3.390	1.640	10.421	-8.20

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
100	1	33.690	32.682	33.648	32.589	0.042	0.092	0.233	0.234
1	101	24.912	18.439	24.728	18.031	0.183	0.407	0.154	1.461
101	3	14.183	10.460	14.171	10.435	0.011	0.025	0.089	0.156
3	102	-3.217	-3.139	-3.218	-3.140	0.001	0.002	-0.023	-0.043
102	2	-14.088	-11.335	-14.126	-11.419	0.038	0.083	-0.091	-0.520
2	100	-21.966	-16.065	-22.110	-16.384	0.143	0.318	-0.137	-1.288
2	3002	7.819	4.969	7.785	4.041	0.034	0.924	0.047	6.582
3002	2002	3.948	1.949	3.940	1.949	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.940	1.969	3.887	1.905	0.052	0.063	0.070	0.644
307	306	3.000	1.429	2.958	1.379	0.041	0.049	0.054	0.655
306	202	1.411	0.417	1.407	0.411	0.005	0.006	0.024	0.160
202	201	0.630	0.012	0.630	0.012	0.000	0.000	0.010	0.002
201	2003	-0.362	-0.619	-0.363	-0.620	0.001	0.001	-0.012	-0.076
2003	301	1.058	1.203	1.042	1.184	0.015	0.018	0.026	0.511
301	302	-0.934	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.223
302	303	-1.606	-0.325	-1.616	-0.338	0.010	0.012	-0.027	-0.282
303	2008	-3.050	-1.148	-3.130	-1.244	0.079	0.095	-0.054	-1.221
3008	2008	3.131	1.193	3.130	1.193	0.001	0.000	0.018	0.042
8	3008	14.341	9.301	14.306	8.016	0.034	1.280	0.088	4.913
8	105	-3.512	-1.447	-3.517	-1.454	0.005	0.007	-0.019	-0.217
105	104	-3.517	-1.138	-3.518	-1.139	0.001	0.001	-0.019	-0.027
104	7	-3.518	-0.985	-3.520	-0.988	0.002	0.003	-0.019	-0.077
7	103	-5.836	-1.995	-5.845	-2.007	0.008	0.012	-0.032	-0.220
103	4	-10.578	-4.313	-10.605	-4.353	0.028	0.040	-0.058	-0.407
4	107	-20.620	-7.305	-20.796	-7.517	0.175	0.211	-0.111	-1.234
107	12	-14.063	-7.240	-14.065	-7.242	0.001	0.002	-0.080	-0.015
12	108	-17.587	-9.393	-17.589	-9.396	0.002	0.003	-0.100	-0.019
108	109	-17.589	-9.391	-17.589	-9.391	0.000	0.000	-0.100	-0.002
109	110	-20.239	-10.725	-20.403	-10.923	0.164	0.197	-0.115	-1.194
110	300	-20.403	-10.632	-20.421	-10.682	0.018	0.049	-0.115	-0.194
107	704	-6.732	0.115	-6.740	0.104	0.007	0.010	-0.034	-0.122
704	703	-10.189	-1.984	-10.204	-2.005	0.015	0.021	-0.052	-0.204
703	702	-2.094	-2.962	-2.096	-2.965	0.002	0.003	-0.018	-0.099
702	701	-8.848	-7.570	-8.860	-7.587	0.012	0.017	-0.058	-0.196
701	300	-22.490	-17.323	-22.608	-17.494	0.118	0.170	-0.142	-0.804
4	101	-10.493	-8.195	-10.545	-8.311	0.052	0.115	-0.068	-0.964
4	102	-10.823	-8.648	-10.871	-8.754	0.048	0.105	-0.070	-0.850
4	3004	8.132	5.620	8.091	4.538	0.040	1.077	0.050	7.555
3004	2004	8.091	4.538	8.051	4.538	0.040	0.000	0.050	0.377
2004	311	4.935	2.722	4.885	2.662	0.050	0.060	0.092	0.475
311	203	3.674	1.921	3.662	1.906	0.012	0.015	0.068	0.155
203	313	2.005	0.845	2.000	0.840	0.004	0.005	0.036	0.099
313	314	0.454	-0.052	0.454	-0.052	0.000	0.000	0.008	0.028
314	204	-0.434	-0.552	-0.435	-0.553	0.001	0.001	-0.012	-0.065
204	205	-1.539	-1.216	-1.540	-1.217	0.001	0.001	-0.032	-0.017
205	2003	-3.966	-2.583	-3.978	-2.598	0.012	0.015	-0.078	-0.138
8	9	-10.888	-7.327	-11.023	-7.522	0.135	0.195	-0.067	-1.909
9	10	-12.364	-7.556	-12.417	-7.633	0.053	0.077	-0.073	-0.683
10	106	-17.180	-9.607	-17.236	-9.731	0.056	0.124	-0.099	-0.644
106	200	-22.488	-3.422	-22.543	-3.544	0.054	0.121	-0.113	-0.370
106	11	5.252	-4.775	5.252	-4.776	0.001	0.001	0.035	-0.006
11	30011	1.035	-7.541	1.012	-8.157	0.023	0.614	0.038	-9.221

1	30011	4.224	6.951	4.216	6.676	0.008	0.273	0.040	3.395
30011	1001	5.046	-1.483	5.044	-1.483	0.003	0.000	0.024	0.062
3001	1001	4.587	6.680	4.580	6.680	0.006	0.000	0.037	0.055
3001	2001	-0.182	-0.002	-0.182	-0.002	0.000	0.000	-0.001	-0.004
30011	2001	0.182	0.002	0.182	0.002	0.000	0.000	0.001	0.004
1	3001	4.412	6.959	4.404	6.678	0.008	0.280	0.041	3.401
3003	2003	8.753	6.794	8.724	6.228	0.028	0.564	0.059	3.894
3	3003	8.781	7.752	8.753	6.794	0.028	0.954	0.059	6.446
315	100315	1.095	0.632	1.089	0.590	0.006	0.042	0.021	0.824
315	100315315	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	1006	4.715	2.733	4.697	2.408	0.018	0.323	0.028	3.770
205	316	2.426	1.371	2.425	1.370	0.000	0.000	0.046	0.008
316	100316	2.417	1.320	2.408	1.229	0.009	0.091	0.046	0.757
103	6	4.733	2.744	4.730	2.739	0.003	0.005	0.028	0.108
314	100314	0.883	0.497	0.879	0.470	0.004	0.027	0.017	0.653
313	100313	1.536	0.838	1.529	0.780	0.006	0.058	0.029	0.769
313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.657	1.076	1.653	1.072	0.005	0.004	0.033	0.110
312	100312	1.647	1.042	1.639	0.969	0.008	0.072	0.032	0.918
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	5	18.763	12.554	18.735	12.514	0.028	0.040	0.115	0.230
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	3005	18.652	12.185	18.620	10.838	0.032	1.342	0.114	3.952
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.620	10.838	18.588	10.004	0.032	0.831	0.114	2.498
13	10013	2.639	1.494	2.628	1.339	0.010	0.154	0.015	3.240
10	3001010	4.721	2.790	4.709	2.467	0.012	0.322	0.027	3.720
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	4.709	2.467	4.697	2.279	0.012	0.187	0.027	2.253
2004	309	1.777	1.138	1.769	1.128	0.008	0.010	0.034	0.211
309	100309	1.758	1.067	1.749	0.989	0.009	0.078	0.034	0.931
309	100309309	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	3001111	4.167	2.520	4.162	2.359	0.005	0.161	0.024	2.097
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.024	0.098
2004	310	1.339	0.735	1.322	0.720	0.017	0.016	0.025	0.537
30011	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	100310	1.318	0.729	1.309	0.670	0.009	0.059	0.025	0.952
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.507	2.064	3.498	1.889	0.010	0.175	0.020	2.762
311	100311	1.207	0.731	1.199	0.680	0.007	0.052	0.023	0.928
701	100701	13.615	9.841	13.452	6.886	0.163	2.943	0.084	12.812
702	100702	6.741	4.728	6.666	3.598	0.075	1.126	0.041	9.961
703	100703	-8.120	1.123	-8.195	-0.000	0.074	1.118	-0.041	1.076
10	30010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.679	1.309	0.670	0.000	0.009	0.007	0.366
3008	1008	11.175	6.823	11.153	6.316	0.022	0.505	0.070	2.609
303	100303303	1.425	0.820	1.419	0.770	0.006	0.051	0.027	0.730
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.355	0.660	0.340	0.002	0.015	0.012	0.472
301	100301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
301	100301301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
704	100704	3.443	2.302	3.388	1.639	0.055	0.661	0.021	11.550
204	315	1.105	0.679	1.104	0.677	0.001	0.001	0.021	0.041
3003	1003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2003	308	3.325	1.868	3.310	1.850	0.015	0.018	0.063	0.207
308	100308308	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.294	1.757	3.278	1.589	0.016	0.168	0.062	1.017
201	304	0.993	0.644	0.993	0.644	0.000	0.000	0.020	0.001
304	100304304	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.760
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.020	0.014	0.528
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	8.536	5.111	8.525	4.837	0.012	0.273	0.051	1.807

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.883 МВт / 1137.775 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.997 МВт / 8.626 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.997 МВт / 8.626 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.630 МВт / 5.520 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.078 МВт / 4.655 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.708 МВт / 10.175 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.705 МВт / 18.800 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-55.811	-49.628	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.754	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	108.610	-0.39
101		0.000	0.000	108.175	-0.50
102		0.000	0.000	108.051	-0.54
3	Гнівань	0.000	0.000	108.007	-0.55
4	Жмеринка	0.000	0.000	107.137	-0.77
5	Подільська тяга	0.000	0.000	106.892	-0.82
103		0.000	0.000	106.696	-0.92
6	Станіславчик	0.000	0.000	106.582	-0.95
7	Носківці	0.000	0.000	106.456	-1.01
104		0.000	0.000	106.370	-1.04
105		0.000	0.000	106.339	-1.06
8	Шаргород	0.000	0.000	106.102	-1.13
9	Конева	0.000	0.000	108.141	-0.72
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	108.874	-0.56
106		0.000	0.000	109.568	-0.30
11	Яришів	0.000	0.000	109.573	-0.31
200	Дністровська ГЕС	-22.623	-5.019	110.000	0.00
107		0.000	0.000	108.460	-0.37
12	Чернятин	0.000	0.000	108.477	-0.37
108		0.000	0.000	108.497	-0.36
109		0.000	0.000	108.499	-0.36
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	108.495	-0.36
110		0.000	0.000	109.788	-0.10
300	Бар	-43.248	-29.689	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	32.078	-7.26
302	Ярошенка	0.000	0.000	32.300	-6.90
303	Клекотина	0.000	0.000	32.584	-6.51
201		0.000	0.000	32.549	-7.22
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	32.548	-7.22
202		0.000	0.000	32.551	-7.21
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	32.551	-7.21
306	Тиврів	0.000	0.000	32.715	-7.02
307	Пилава	0.000	0.000	33.392	-6.48
308	ЗБК	0.000	0.000	32.416	-7.39
309	Жуківці	0.000	0.000	32.958	-6.83
310	Почапинці	0.000	0.000	32.610	-6.94
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	32.685	-7.05

203		0.000	0.000	32.524	-7.16
312	Володимирівка	0.000	0.000	32.407	-7.20
313	Браїлів	0.000	0.000	32.423	-7.26
314	Демидівка	0.000	0.000	32.398	-7.32
204		0.000	0.000	32.469	-7.33
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	32.426	-7.35
205		0.000	0.000	32.487	-7.32
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	32.479	-7.33
3001		0.000	0.000	118.239	-1.20
2001		0.000	0.000	28.274	-1.17
1001		9.630	5.200	11.304	-1.16
30011		0.000	0.000	118.247	-1.15
20011		0.000	0.000	39.587	-1.15
10011		0.000	0.000	11.310	-1.15
3002		0.000	0.000	101.948	-6.04
2002		0.000	0.000	34.061	-5.98
1002		3.830	1.960	9.573	-7.76
3003		0.000	0.000	101.278	-4.62
2003		0.000	0.000	32.631	-7.24
1003		0.000	0.000	5.813	-4.62
30033		0.000	0.000	105.072	-2.90
20033		0.000	0.000	35.176	-2.90
10033		8.530	4.840	9.881	-4.41
3004		0.000	0.000	99.532	-6.85
2004		0.000	0.000	33.177	-6.71
1004		0.000	0.000	9.520	-6.85
30044		0.000	0.000	104.807	-2.78
20044		0.000	0.000	35.088	-2.78
10044		4.380	2.480	10.014	-2.74
3005		0.000	0.000	102.864	-4.15
2005		0.000	0.000	24.597	-4.15
1005		18.600	10.010	9.612	-6.32
1006		4.700	2.410	9.832	-4.27
1007		2.300	1.110	9.915	-3.56
3008		0.000	0.000	101.140	-5.32
2008		0.000	0.000	33.844	-5.31
1008		11.160	6.320	9.440	-7.47
1009		1.310	0.670	9.667	-1.07
30088		0.000	0.000	106.102	-1.13
20088		0.000	0.000	35.521	-1.13
10088		0.000	0.000	10.148	-1.13
30055		0.000	0.000	106.892	-0.82
20055		0.000	0.000	25.560	-0.82
10055		0.000	0.000	10.224	-0.82
30010		0.000	0.000	108.874	-0.56
20010		0.000	0.000	36.449	-0.56
10010		0.000	0.000	10.414	-0.56
3001010		0.000	0.000	105.084	-3.85
2001010		0.000	0.000	35.181	-3.85
1001010		4.700	2.280	9.847	-5.85
3001111		0.000	0.000	107.415	-2.13
2001111		0.000	0.000	35.961	-2.13
1001111		4.160	2.360	10.264	-2.09
10012		3.500	1.890	10.105	-2.73
10013		2.630	1.340	10.061	-3.17
100301		0.980	0.560	9.853	-8.90
100302		0.660	0.340	10.012	-7.99
100303		0.000	0.000	10.240	-6.51
100304		0.980	0.560	10.004	-8.80
100305		0.770	0.370	10.077	-8.47
100306		1.530	0.870	10.041	-8.83
100307		0.880	0.470	10.309	-7.83
100308		3.280	1.590	9.899	-9.94
100309		1.750	0.990	10.084	-8.87
100310		1.310	0.670	9.970	-9.09
100311		1.200	0.680	9.997	-8.98
100312		1.640	0.970	9.915	-9.17
100313		1.530	0.780	9.968	-9.10
100314		0.880	0.470	9.990	-8.76
100315		1.090	0.590	9.949	-9.14
100316		2.410	1.230	9.990	-9.18
100301301		0.980	0.560	9.853	-8.90

100303303	1.420	0.770	10.025	-8.20
100304304	0.000	0.000	10.229	-7.22
100306306	0.000	0.000	10.281	-7.02
100308308	0.000	0.000	10.187	-7.39
100309309	0.000	0.000	10.358	-6.83
100313313	0.000	0.000	10.190	-7.26
100315315	0.000	0.000	10.190	-7.35
701	0.000	0.000	109.128	-0.13
702	0.000	0.000	108.915	-0.16
703	0.000	0.000	108.804	-0.16
704	0.000	0.000	108.587	-0.27
100701	13.460	6.890	9.231	-10.07
100702	6.670	3.600	9.466	-7.72
100703	-8.200	0.000	10.390	8.64
100704	3.390	1.640	9.719	-9.28

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- -----									
100	1	33.665	32.590	33.619	32.487	0.046	0.102	0.246	0.246
1	101	24.940	19.254	24.728	18.785	0.211	0.468	0.165	1.584
101	3	14.192	10.820	14.179	10.792	0.013	0.029	0.095	0.169
3	102	-3.208	-3.124	-3.209	-3.126	0.001	0.002	-0.024	-0.045
102	2	-14.066	-11.696	-14.109	-11.791	0.043	0.095	-0.098	-0.561
2	100	-21.982	-16.673	-22.147	-17.039	0.164	0.364	-0.146	-1.393
2	3002	7.854	5.172	7.814	4.105	0.040	1.062	0.050	7.225
3002	2002	3.977	1.994	3.967	1.994	0.010	0.000	0.025	0.194
2002	307	3.967	2.011	3.906	1.938	0.061	0.073	0.075	0.697
307	306	3.018	1.456	2.970	1.398	0.048	0.057	0.058	0.710
306	202	1.424	0.430	1.418	0.423	0.006	0.007	0.026	0.175
202	201	0.642	0.023	0.642	0.022	0.000	0.000	0.011	0.002
201	2003	-0.351	-0.609	-0.352	-0.610	0.001	0.001	-0.012	-0.079
2003	301	1.054	1.216	1.037	1.195	0.017	0.021	0.028	0.550
301	302	-0.941	0.006	-0.947	-0.000	0.006	0.006	-0.017	-0.245
302	303	-1.613	-0.335	-1.625	-0.349	0.012	0.014	-0.029	-0.308
303	2008	-3.059	-1.169	-3.151	-1.280	0.092	0.111	-0.058	-1.325
3008	2008	3.153	1.235	3.151	1.235	0.002	0.000	0.019	0.044
8	3008	14.370	9.607	14.331	8.131	0.039	1.469	0.094	5.378
8	105	-3.535	-1.610	-3.540	-1.618	0.006	0.008	-0.021	-0.240
105	104	-3.540	-1.337	-3.541	-1.338	0.001	0.001	-0.021	-0.031
104	7	-3.541	-1.200	-3.543	-1.203	0.002	0.003	-0.020	-0.087
7	103	-5.860	-2.250	-5.870	-2.264	0.010	0.014	-0.034	-0.243
103	4	-10.604	-4.659	-10.636	-4.705	0.032	0.046	-0.063	-0.445
4	107	-20.714	-7.688	-20.915	-7.930	0.200	0.241	-0.119	-1.331
107	12	-14.159	-7.741	-14.161	-7.743	0.001	0.003	-0.086	-0.017
12	108	-17.683	-9.907	-17.685	-9.911	0.002	0.004	-0.108	-0.021
108	109	-17.685	-9.906	-17.685	-9.906	0.000	0.000	-0.108	-0.002
109	110	-20.335	-11.276	-20.524	-11.503	0.188	0.227	-0.124	-1.291
110	300	-20.524	-11.242	-20.544	-11.299	0.020	0.057	-0.123	-0.212
107	704	-6.756	0.162	-6.764	0.150	0.008	0.012	-0.036	-0.128
704	703	-10.221	-2.060	-10.237	-2.084	0.016	0.024	-0.055	-0.218
703	702	-2.136	-3.191	-2.138	-3.194	0.002	0.003	-0.020	-0.111
702	701	-8.900	-7.973	-8.913	-7.993	0.014	0.020	-0.063	-0.213
701	300	-22.567	-18.191	-22.704	-18.390	0.137	0.198	-0.153	-0.872
4	101	-10.476	-8.494	-10.536	-8.627	0.060	0.133	-0.073	-1.043
4	102	-10.802	-8.949	-10.857	-9.071	0.055	0.121	-0.075	-0.919
4	3004	8.158	5.846	8.111	4.598	0.046	1.243	0.054	8.307
3004	2004	8.111	4.598	8.065	4.598	0.046	0.000	0.054	0.399
2004	311	4.944	2.756	4.886	2.686	0.057	0.069	0.098	0.512
311	203	3.675	1.938	3.661	1.921	0.014	0.017	0.073	0.167
203	313	2.002	0.850	1.997	0.844	0.005	0.006	0.039	0.107
313	314	0.451	-0.050	0.451	-0.050	0.000	0.000	0.008	0.030
314	204	-0.437	-0.554	-0.438	-0.555	0.001	0.001	-0.013	-0.070
204	205	-1.542	-1.221	-1.543	-1.222	0.001	0.001	-0.035	-0.019
205	2003	-3.969	-2.596	-3.983	-2.613	0.014	0.017	-0.084	-0.149
8	9	-10.889	-7.527	-11.043	-7.750	0.154	0.223	-0.072	-2.051
9	10	-12.381	-7.852	-12.442	-7.941	0.061	0.088	-0.078	-0.736
10	106	-17.203	-10.067	-17.267	-10.209	0.064	0.141	-0.106	-0.698
106	200	-22.561	-4.880	-22.623	-5.019	0.062	0.138	-0.121	-0.433

106	11	5.293	-3.951	5.293	-3.953	0.001	0.001	0.035	-0.004
11	30011	1.080	-6.711	1.060	-7.259	0.020	0.545	0.036	-8.652
1	30011	4.211	6.503	4.203	6.226	0.008	0.276	0.041	3.354
30011	1001	5.100	-1.039	5.097	-1.039	0.003	0.000	0.025	0.066
3001	1001	4.533	6.235	4.527	6.235	0.006	0.000	0.038	0.057
3001	2001	-0.163	-0.005	-0.163	-0.005	0.000	0.000	-0.001	-0.005
30011	2001	0.163	0.005	0.163	0.005	0.000	0.000	0.001	0.005
1	3001	4.379	6.514	4.371	6.230	0.008	0.283	0.041	3.362
3003	2003	8.750	6.925	8.717	6.273	0.033	0.650	0.064	4.257
3	3003	8.783	8.030	8.750	6.925	0.033	1.100	0.064	7.053
315	100315	1.096	0.638	1.089	0.590	0.007	0.049	0.023	0.903
315	100315315	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6	1006	4.717	2.775	4.697	2.408	0.020	0.365	0.030	4.055
205	316	2.426	1.378	2.426	1.378	0.000	0.001	0.050	0.008
316	100316	2.419	1.335	2.408	1.229	0.010	0.105	0.049	0.832
103	6	4.734	2.786	4.730	2.781	0.004	0.005	0.030	0.115
314	100314	0.884	0.501	0.879	0.470	0.005	0.031	0.018	0.715
313	100313	1.537	0.847	1.529	0.780	0.007	0.067	0.031	0.845
313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.658	1.084	1.653	1.079	0.005	0.005	0.035	0.118
312	100312	1.648	1.053	1.639	0.969	0.009	0.083	0.035	1.006
3004	1004	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	5	18.767	12.824	18.735	12.778	0.031	0.046	0.122	0.246
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	3005	18.661	12.485	18.625	10.952	0.036	1.526	0.121	4.287
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.625	10.952	18.588	10.004	0.036	0.945	0.121	2.708
4	30044	4.390	2.688	4.384	2.478	0.006	0.209	0.028	2.443
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30044	10044	4.384	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.028	0.110
7	1007	2.307	1.243	2.299	1.109	0.009	0.133	0.014	2.974
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
109	13	2.650	1.569	2.650	1.569	0.000	0.000	0.016	0.004
13	10013	2.640	1.513	2.628	1.339	0.011	0.173	0.016	3.464
10	3001010	4.724	2.857	4.711	2.491	0.014	0.364	0.029	4.022
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	4.711	2.491	4.697	2.279	0.014	0.212	0.029	2.434
2004	309	1.778	1.144	1.769	1.133	0.009	0.011	0.037	0.226
309	100309	1.759	1.080	1.749	0.989	0.010	0.090	0.036	1.019
309	100309309	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3001111	4.168	2.539	4.163	2.359	0.005	0.180	0.026	2.230
3001111	2001111	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3001111	1001111	4.163	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.026	0.103
2004	310	1.343	0.748	1.323	0.730	0.020	0.018	0.027	0.579
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	100310	1.319	0.738	1.309	0.670	0.010	0.068	0.027	1.044
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.509	2.086	3.498	1.889	0.011	0.196	0.022	2.947
311	100311	1.208	0.739	1.199	0.680	0.009	0.060	0.025	1.016
701	100701	13.640	10.292	13.452	6.886	0.187	3.393	0.090	14.103
702	100702	6.752	4.890	6.666	3.598	0.086	1.287	0.044	10.848
703	100703	-8.111	1.255	-8.195	0.000	0.083	1.250	-0.043	1.404
10	30010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.680	1.309	0.670	0.000	0.010	0.008	0.389
3008	1008	11.178	6.896	11.153	6.316	0.025	0.578	0.075	2.842
303	100303303	1.426	0.828	1.419	0.770	0.007	0.059	0.029	0.799
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.357	0.660	0.340	0.002	0.017	0.013	0.516
301	100301	0.985	0.601	0.979	0.560	0.006	0.041	0.021	0.845
301	100301301	0.985	0.601	0.979	0.560	0.006	0.041	0.021	0.845
704	100704	3.452	2.402	3.388	1.639	0.064	0.760	0.022	12.673
204	315	1.105	0.679	1.103	0.678	0.001	0.001	0.023	0.045
3003	1003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2003	308	3.328	1.886	3.311	1.865	0.017	0.021	0.068	0.224
308	100308308	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.297	1.784	3.278	1.589	0.019	0.194	0.067	1.122

201	304	0.992	0.643	0.992	0.643	0.000	0.000	0.021	0.001
304	100304304	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
304	100304	0.985	0.600	0.979	0.560	0.006	0.040	0.020	0.831
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.016	0.001
305	100305	0.773	0.392	0.770	0.370	0.003	0.023	0.015	0.578
306	100306	1.537	0.939	1.529	0.869	0.008	0.069	0.032	0.897
306	100306306	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
307	100307	0.884	0.499	0.879	0.470	0.004	0.029	0.018	0.682
3002	1002	3.837	2.111	3.828	1.959	0.010	0.152	0.025	2.218
3	30033	8.551	5.647	8.538	5.147	0.013	0.498	0.055	3.064
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	8.538	5.147	8.525	4.837	0.013	0.308	0.055	1.941

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.375 МВт / 1133.328 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.563 МВт / 6.752 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.563 МВт / 6.752 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.774 МВт / 6.784 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.862 МВт / 3.725 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.637 МВт / 10.509 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.200 МВт / 17.261 млн.кВт*г (1.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-55.810	-48.804	121.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	120.775	-0.04
2	Сутиски	0.000	0.000	119.789	-0.33
101		0.000	0.000	119.407	-0.42
102		0.000	0.000	119.301	-0.46
3	Гнівань	0.000	0.000	119.260	-0.46
4	Жмеринка	0.000	0.000	118.504	-0.66
5	Подільська тяга	0.000	0.000	118.287	-0.70
103		0.000	0.000	118.128	-0.78
6	Станіславчик	0.000	0.000	118.026	-0.81
7	Носківці	0.000	0.000	117.928	-0.86
104		0.000	0.000	117.859	-0.89
105		0.000	0.000	117.835	-0.90
8	Шаргород	0.000	0.000	117.637	-0.97
9	Конева	0.000	0.000	119.436	-0.62
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	120.078	-0.48
106		0.000	0.000	120.679	-0.26
11	Яришів	0.000	0.000	120.687	-0.27
200	Дністровська ГЕС	-22.487	-2.326	121.000	0.00
107		0.000	0.000	119.662	-0.32
12	Чернятин	0.000	0.000	119.676	-0.32
108		0.000	0.000	119.694	-0.31
109		0.000	0.000	119.696	-0.31
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	119.692	-0.31
110		0.000	0.000	120.819	-0.08
300	Бар	-42.879	-27.099	121.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	36.396	-5.86
302	Ярошенка	0.000	0.000	36.588	-5.58
303	Клекотина	0.000	0.000	36.835	-5.27
201		0.000	0.000	36.805	-5.82
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	36.804	-5.82
202		0.000	0.000	36.806	-5.81
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	36.806	-5.81
306	Тиврів	0.000	0.000	36.947	-5.66
307	Пилява	0.000	0.000	37.540	-5.24
308	ЗБК	0.000	0.000	36.691	-5.95
309	Жуківці	0.000	0.000	37.166	-5.51
310	Почапинці	0.000	0.000	36.863	-5.60
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	36.927	-5.68
203		0.000	0.000	36.787	-5.77

312	Володимирівка	0.000	0.000	36.684	-5.80
313	Браїлів	0.000	0.000	36.697	-5.85
314	Демидівка	0.000	0.000	36.675	-5.90
204		0.000	0.000	36.737	-5.90
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	36.699	-5.92
205		0.000	0.000	36.753	-5.90
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	36.746	-5.90
3001		0.000	0.000	130.391	-0.99
2001		0.000	0.000	31.180	-0.97
1001		9.630	5.200	12.466	-0.96
30011		0.000	0.000	130.396	-0.95
20011		0.000	0.000	43.654	-0.95
10011		0.000	0.000	12.472	-0.95
3002		0.000	0.000	114.065	-4.88
2002		0.000	0.000	38.126	-4.84
1002		3.830	1.960	10.752	-6.25
3003		0.000	0.000	113.475	-3.76
2003		0.000	0.000	36.880	-5.84
1003		0.000	0.000	6.513	-3.76
30033		0.000	0.000	116.661	-2.39
20033		0.000	0.000	39.056	-2.39
10033		8.530	4.840	11.007	-3.61
3004		0.000	0.000	111.979	-5.52
2004		0.000	0.000	37.361	-5.41
1004		0.000	0.000	10.711	-5.52
30044		0.000	0.000	116.418	-2.29
20044		0.000	0.000	38.975	-2.29
10044		4.380	2.480	11.125	-2.26
3005		0.000	0.000	114.766	-3.39
2005		0.000	0.000	27.443	-3.39
1005		18.600	10.010	10.776	-5.13
1006		4.700	2.410	10.967	-3.49
1007		2.300	1.110	11.042	-2.93
3008		0.000	0.000	113.355	-4.33
2008		0.000	0.000	37.936	-4.33
1008		11.160	6.320	10.636	-6.03
1009		1.310	0.670	10.684	-0.91
30088		0.000	0.000	117.637	-0.97
20088		0.000	0.000	39.383	-0.97
10088		0.000	0.000	11.252	-0.97
30055		0.000	0.000	118.287	-0.70
20055		0.000	0.000	28.285	-0.70
10055		0.000	0.000	11.314	-0.70
30010		0.000	0.000	120.078	-0.48
20010		0.000	0.000	40.200	-0.48
10010		0.000	0.000	11.485	-0.48
3001010		0.000	0.000	116.748	-3.17
2001010		0.000	0.000	39.085	-3.17
1001010		4.700	2.280	10.985	-4.78
3001111		0.000	0.000	118.744	-1.76
2001111		0.000	0.000	39.754	-1.76
1001111		4.160	2.360	11.349	-1.74
10012		3.500	1.890	11.204	-2.24
10013		2.630	1.340	11.166	-2.61
100301		0.980	0.560	11.239	-7.12
100302		0.660	0.340	11.377	-6.43
100303		0.000	0.000	11.576	-5.27
100304		0.980	0.560	11.369	-7.05
100305		0.770	0.370	11.433	-6.79
100306		1.530	0.870	11.401	-7.07
100307		0.880	0.470	11.634	-6.30
100308		3.280	1.590	11.280	-7.93
100309		1.750	0.990	11.441	-7.10
100310		1.310	0.670	11.342	-7.27
100311		1.200	0.680	11.365	-7.19
100312		1.640	0.970	11.293	-7.33
100313		1.530	0.780	11.339	-7.28
100314		0.880	0.470	11.358	-7.02
100315		1.090	0.590	11.322	-7.31
100316		2.410	1.230	11.358	-7.34
100301301		0.980	0.560	11.239	-7.12
100303303		1.420	0.770	11.388	-6.59

100304304	0.000	0.000	11.566	-5.82
100306306	0.000	0.000	11.611	-5.66
100308308	0.000	0.000	11.531	-5.95
100309309	0.000	0.000	11.680	-5.51
100313313	0.000	0.000	11.533	-5.85
100315315	0.000	0.000	11.533	-5.92
701	0.000	0.000	120.245	-0.12
702	0.000	0.000	120.062	-0.15
703	0.000	0.000	119.972	-0.15
704	0.000	0.000	119.779	-0.24
100701	13.460	6.890	10.464	-8.06
100702	6.670	3.600	10.654	-6.23
100703	-8.200	0.000	11.480	7.06
100704	3.390	1.640	10.994	-7.45

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	33.721	32.887	33.683	32.801	0.039	0.085	0.224	0.225
1	101	24.897	17.845	24.732	17.478	0.165	0.365	0.146	1.372
101	3	14.178	10.207	14.168	10.185	0.010	0.023	0.084	0.147
3	102	-3.223	-3.163	-3.223	-3.164	0.001	0.002	-0.022	-0.041
102	2	-14.106	-11.075	-14.140	-11.150	0.034	0.075	-0.087	-0.490
2	100	-21.959	-15.630	-22.089	-15.917	0.129	0.286	-0.130	-1.213
2	3002	7.797	4.833	7.766	3.998	0.031	0.831	0.044	6.136
3002	2002	3.930	1.919	3.923	1.919	0.008	0.000	0.022	0.174
2002	307	3.923	1.941	3.875	1.884	0.047	0.056	0.066	0.607
307	306	2.988	1.412	2.951	1.368	0.037	0.044	0.051	0.616
306	202	1.404	0.408	1.399	0.403	0.004	0.005	0.023	0.150
202	201	0.623	0.005	0.623	0.005	0.000	0.000	0.010	0.002
201	2003	-0.370	-0.626	-0.371	-0.627	0.001	0.001	-0.011	-0.074
2003	301	1.059	1.191	1.046	1.175	0.013	0.016	0.025	0.483
301	302	-0.931	0.008	-0.936	0.004	0.005	0.004	-0.015	-0.209
302	303	-1.602	-0.321	-1.611	-0.332	0.009	0.011	-0.026	-0.265
303	2008	-3.046	-1.135	-3.117	-1.221	0.071	0.085	-0.051	-1.149
3008	2008	3.118	1.165	3.117	1.165	0.001	0.000	0.017	0.040
8	3008	14.322	9.094	14.291	7.938	0.031	1.151	0.083	4.589
8	105	-3.496	-1.322	-3.500	-1.328	0.004	0.006	-0.018	-0.200
105	104	-3.500	-0.983	-3.500	-0.984	0.001	0.001	-0.018	-0.025
104	7	-3.500	-0.815	-3.502	-0.817	0.002	0.002	-0.018	-0.070
7	103	-5.819	-1.793	-5.827	-1.804	0.007	0.011	-0.030	-0.202
103	4	-10.559	-4.039	-10.584	-4.075	0.025	0.036	-0.055	-0.380
4	107	-20.554	-7.027	-20.712	-7.218	0.158	0.190	-0.106	-1.164
107	12	-13.997	-6.878	-13.998	-6.880	0.001	0.002	-0.075	-0.014
12	108	-17.521	-9.023	-17.523	-9.027	0.002	0.003	-0.095	-0.018
108	109	-17.523	-9.020	-17.523	-9.021	0.000	0.000	-0.095	-0.002
109	110	-20.172	-10.327	-20.320	-10.504	0.147	0.177	-0.109	-1.125
110	300	-20.320	-10.188	-20.336	-10.233	0.016	0.044	-0.108	-0.181
107	704	-6.716	0.087	-6.722	0.078	0.007	0.010	-0.032	-0.117
704	703	-10.167	-1.924	-10.180	-1.943	0.013	0.019	-0.050	-0.194
703	702	-2.065	-2.791	-2.067	-2.793	0.001	0.002	-0.017	-0.091
702	701	-8.813	-7.277	-8.823	-7.292	0.010	0.015	-0.055	-0.183
701	300	-22.438	-16.714	-22.543	-16.867	0.105	0.152	-0.134	-0.755
4	101	-10.507	-7.974	-10.554	-8.078	0.047	0.104	-0.064	-0.907
4	102	-10.840	-8.426	-10.883	-8.521	0.043	0.095	-0.067	-0.800
4	3004	8.115	5.470	8.079	4.500	0.036	0.966	0.048	7.038
3004	2004	8.079	4.500	8.043	4.500	0.036	0.000	0.048	0.360
2004	311	4.929	2.702	4.884	2.648	0.045	0.054	0.087	0.448
311	203	3.674	1.911	3.663	1.898	0.011	0.013	0.065	0.146
203	313	2.006	0.843	2.003	0.839	0.004	0.005	0.034	0.094
313	314	0.455	-0.054	0.455	-0.054	0.000	0.000	0.007	0.026
314	204	-0.432	-0.551	-0.433	-0.552	0.001	0.001	-0.011	-0.062
204	205	-1.538	-1.214	-1.538	-1.215	0.001	0.001	-0.031	-0.016
205	2003	-3.964	-2.576	-3.975	-2.589	0.011	0.013	-0.074	-0.130
8	9	-10.892	-7.194	-11.014	-7.371	0.122	0.176	-0.064	-1.808
9	10	-12.357	-7.344	-12.406	-7.414	0.048	0.070	-0.069	-0.645
10	106	-17.170	-9.268	-17.220	-9.380	0.050	0.111	-0.094	-0.604
106	200	-22.437	-2.217	-22.487	-2.326	0.049	0.109	-0.108	-0.323
106	11	5.217	-5.492	5.216	-5.493	0.001	0.001	0.036	-0.008

11	30011	0.996	-8.266	0.971	-8.943	0.025	0.674	0.040	-9.692
1	30011	4.236	7.344	4.228	7.071	0.008	0.273	0.040	3.435
30011	1001	5.000	-1.872	4.997	-1.872	0.003	0.000	0.024	0.059
3001	1001	4.633	7.069	4.627	7.069	0.006	0.000	0.037	0.053
3001	2001	-0.199	0.001	-0.199	0.001	0.000	0.000	-0.001	-0.003
30011	2001	0.199	-0.001	0.199	-0.001	0.000	0.000	0.001	0.003
1	3001	4.442	7.350	4.434	7.069	0.008	0.280	0.041	3.441
3003	2003	8.755	6.708	8.729	6.200	0.026	0.506	0.056	3.641
3	3003	8.780	7.567	8.755	6.708	0.026	0.856	0.056	6.025
315	100315	1.095	0.627	1.089	0.590	0.005	0.038	0.020	0.769
315	100315315	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	1006	4.713	2.703	4.697	2.408	0.016	0.293	0.027	3.564
205	316	2.426	1.367	2.425	1.366	0.000	0.000	0.044	0.007
316	100316	2.417	1.311	2.408	1.229	0.008	0.081	0.043	0.705
103	6	4.732	2.715	4.729	2.710	0.003	0.004	0.027	0.102
314	100314	0.883	0.494	0.879	0.470	0.003	0.024	0.016	0.610
313	100313	1.535	0.832	1.529	0.780	0.006	0.052	0.027	0.717
313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.656	1.071	1.652	1.068	0.004	0.004	0.031	0.104
312	100312	1.646	1.034	1.639	0.969	0.007	0.064	0.031	0.856
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	5	18.762	12.374	18.737	12.337	0.025	0.036	0.109	0.218
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	3005	18.646	11.978	18.617	10.759	0.029	1.214	0.108	3.714
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.617	10.759	18.588	10.004	0.029	0.752	0.108	2.348
4	30044	4.387	2.649	4.382	2.478	0.005	0.169	0.025	2.172
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.382	2.478	4.377	2.478	0.005	0.000	0.025	0.100
7	1007	2.306	1.217	2.299	1.109	0.007	0.107	0.013	2.625
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
109	13	2.650	1.549	2.650	1.549	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.638	1.480	2.628	1.339	0.009	0.140	0.015	3.076
10	3001010	4.719	2.743	4.708	2.449	0.011	0.293	0.026	3.504
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	4.708	2.449	4.697	2.279	0.011	0.170	0.026	2.124
2004	309	1.777	1.136	1.769	1.127	0.007	0.009	0.033	0.199
309	100309	1.757	1.059	1.749	0.989	0.008	0.070	0.032	0.870
309	100309309	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	3001111	4.166	2.506	4.162	2.359	0.004	0.147	0.023	1.998
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.004	0.000	0.023	0.093
2004	310	1.337	0.727	1.321	0.713	0.015	0.014	0.023	0.507
30011	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	100310	1.317	0.722	1.309	0.670	0.008	0.053	0.023	0.888
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.507	2.049	3.498	1.889	0.009	0.159	0.020	2.625
311	100311	1.206	0.726	1.199	0.680	0.007	0.046	0.022	0.867
701	100701	13.598	9.537	13.452	6.886	0.146	2.640	0.080	11.920
702	100702	6.734	4.618	6.666	3.598	0.068	1.016	0.039	9.336
703	100703	-8.126	1.028	-8.195	-0.000	0.068	1.024	-0.039	0.858
10	30010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.678	1.309	0.670	0.000	0.008	0.007	0.350
3008	1008	11.173	6.773	11.153	6.316	0.020	0.455	0.066	2.445
303	100303303	1.424	0.815	1.419	0.770	0.005	0.045	0.026	0.682
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.353	0.660	0.340	0.002	0.013	0.012	0.441
301	100301	0.984	0.591	0.979	0.560	0.005	0.032	0.018	0.719
301	100301301	0.984	0.591	0.979	0.560	0.005	0.032	0.018	0.719
704	100704	3.438	2.235	3.388	1.639	0.050	0.594	0.020	10.769
204	315	1.105	0.679	1.104	0.678	0.001	0.001	0.020	0.039
3003	1003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2003	308	3.324	1.859	3.310	1.843	0.013	0.016	0.060	0.196
308	100308308	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.293	1.739	3.278	1.589	0.015	0.150	0.058	0.945
201	304	0.993	0.646	0.993	0.646	0.000	0.000	0.019	0.001

304	100304304	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
304	100304	0.984	0.591	0.979	0.560	0.004	0.031	0.018	0.710
202	305	0.777	0.415	0.777	0.415	0.000	0.000	0.014	0.001
305	100305	0.772	0.387	0.770	0.370	0.003	0.017	0.014	0.493
306	100306	1.535	0.923	1.529	0.869	0.006	0.054	0.028	0.766
306	100306306	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
307	100307	0.883	0.493	0.879	0.470	0.003	0.023	0.016	0.587
3002	1002	3.835	2.080	3.828	1.959	0.008	0.121	0.022	1.908
3	30033	8.546	5.490	8.535	5.087	0.011	0.402	0.049	2.696
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	8.535	5.087	8.525	4.837	0.011	0.249	0.049	1.709

ДОДАТОК Є

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.572 МВт / 1135.049 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.707 МВт / 6.195 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.949 МВт / 4.100 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.657 МВт / 10.296 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.395 МВт / 17.806 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-55.800	-49.066	116.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.767	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.714	-0.36
101		0.000	0.000	114.309	-0.46
102		0.000	0.000	114.196	-0.49
3	Гнівась	0.000	0.000	114.154	-0.50
4	Жмеринка	0.000	0.000	113.350	-0.71
5	Подільська тяга	0.000	0.000	113.121	-0.75
103		0.000	0.000	112.947	-0.84
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.840	-0.87
7	Носківці	0.000	0.000	112.730	-0.92
104		0.000	0.000	112.653	-0.95
105		0.000	0.000	112.626	-0.97
8	Шаргород	0.000	0.000	112.412	-1.04
9	Конева	0.000	0.000	114.311	-0.67
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	114.991	-0.51
106		0.000	0.000	115.631	-0.28
11	Яришів	0.000	0.000	115.638	-0.29
200	Дністровська ГЕС	-22.543	-3.544	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.578	-0.34
12	Чернятин	0.000	0.000	114.593	-0.34
108		0.000	0.000	114.612	-0.33
109		0.000	0.000	114.613	-0.33
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	114.610	-0.33
110		0.000	0.000	115.806	-0.09
300	Бар	-43.029	-28.176	116.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	34.459	-6.44
302	Ярошенка	0.000	0.000	34.663	-6.13
303	Клекотина	0.000	0.000	34.925	-5.78
201		0.000	0.000	34.894	-6.39
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	34.894	-6.39
202		0.000	0.000	34.896	-6.39
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	34.896	-6.39
306	Тиврів	0.000	0.000	35.046	-6.22
307	Пилява	0.000	0.000	35.674	-5.75
308	ЗВК	0.000	0.000	34.773	-6.54
309	Жуківці	0.000	0.000	35.276	-6.05

310	Почапинці	0.000	0.000	34.954	-6.15
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	35.023	-6.24
203		0.000	0.000	34.874	-6.34
312	Володимирівка	0.000	0.000	34.765	-6.37
313	Браїлів	0.000	0.000	34.779	-6.43
314	Демидівка	0.000	0.000	34.756	-6.49
204		0.000	0.000	34.821	-6.49
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	34.781	-6.51
205		0.000	0.000	34.838	-6.48
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	34.831	-6.49
3001		0.000	0.000	124.872	-1.08
2001		0.000	0.000	29.860	-1.06
1001		9.630	5.200	11.938	-1.04
30011		0.000	0.000	124.878	-1.03
20011		0.000	0.000	41.807	-1.03
10011		0.000	0.000	11.944	-1.03
3002		0.000	0.000	108.604	-5.36
2002		0.000	0.000	36.295	-5.31
1002		3.830	1.960	10.221	-6.87
3003		0.000	0.000	107.982	-4.12
2003		0.000	0.000	34.972	-6.41
1003		0.000	0.000	6.197	-4.12
30033		0.000	0.000	111.413	-2.60
20033		0.000	0.000	37.299	-2.60
10033		8.530	4.840	10.497	-3.94
3004		0.000	0.000	106.383	-6.07
2004		0.000	0.000	35.481	-5.95
1004		0.000	0.000	10.175	-6.07
30044		0.000	0.000	111.160	-2.49
20044		0.000	0.000	37.215	-2.49
10044		4.380	2.480	10.622	-2.46
3005		0.000	0.000	109.388	-3.71
2005		0.000	0.000	26.157	-3.71
1005		18.600	10.010	10.251	-5.62
1006		4.700	2.410	10.454	-3.81
1007		2.300	1.110	10.532	-3.19
3008		0.000	0.000	107.850	-4.74
2008		0.000	0.000	36.092	-4.73
1008		11.160	6.320	10.098	-6.63
1009		1.310	0.670	10.223	-0.98
30088		0.000	0.000	112.412	-1.04
20088		0.000	0.000	37.634	-1.04
10088		0.000	0.000	10.752	-1.04
30055		0.000	0.000	113.121	-0.75
20055		0.000	0.000	27.050	-0.75
10055		0.000	0.000	10.820	-0.75
30010		0.000	0.000	114.991	-0.51
20010		0.000	0.000	38.497	-0.51
10010		0.000	0.000	10.999	-0.51
3001010		0.000	0.000	111.468	-3.45
2001010		0.000	0.000	37.318	-3.45
1001010		4.700	2.280	10.470	-5.22
3001111		0.000	0.000	113.603	-1.91
2001111		0.000	0.000	38.033	-1.91
1001111		4.160	2.360	10.856	-1.89
10012		3.500	1.890	10.706	-2.44
10013		2.630	1.340	10.665	-2.84
100301		0.980	0.560	10.618	-7.85
100302		0.660	0.340	10.765	-7.07
100303		0.000	0.000	10.976	-5.78
100304		0.980	0.560	10.758	-7.77
100305		0.770	0.370	10.825	-7.48
100306		1.530	0.870	10.791	-7.79
100307		0.880	0.470	11.039	-6.93
100308		3.280	1.590	10.661	-8.75
100309		1.750	0.990	10.832	-7.83
100310		1.310	0.670	10.727	-8.01
100311		1.200	0.680	10.752	-7.92
100312		1.640	0.970	10.676	-8.08
100313		1.530	0.780	10.725	-8.03
100314		0.880	0.470	10.745	-7.73
100315		1.090	0.590	10.707	-8.06

100316	2.410	1.230	10.745	-8.09
100301301	0.980	0.560	10.618	-7.85
100303303	1.420	0.770	10.777	-7.25
100304304	0.000	0.000	10.966	-6.39
100306306	0.000	0.000	11.014	-6.22
100308308	0.000	0.000	10.928	-6.54
100309309	0.000	0.000	11.086	-6.05
100313313	0.000	0.000	10.930	-6.43
100315315	0.000	0.000	10.931	-6.51
701	0.000	0.000	115.196	-0.13
702	0.000	0.000	115.001	-0.15
703	0.000	0.000	114.902	-0.15
704	0.000	0.000	114.699	-0.25
100701	13.460	6.890	9.912	-8.88
100702	6.670	3.600	10.119	-6.84
100703	-8.200	0.000	10.987	7.72
100704	3.390	1.640	10.421	-8.20

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

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

100	1	33.690	32.682	33.648	32.589	0.042	0.092	0.233	0.234
1	101	24.912	18.439	24.728	18.031	0.183	0.407	0.154	1.461
101	3	14.183	10.460	14.171	10.435	0.011	0.025	0.089	0.156
3	102	-3.217	-3.139	-3.218	-3.140	0.001	0.002	-0.023	-0.043
102	2	-14.088	-11.335	-14.126	-11.419	0.038	0.083	-0.091	-0.520
2	100	-21.966	-16.065	-22.110	-16.384	0.143	0.318	-0.137	-1.288
2	3002	7.819	4.969	7.785	4.041	0.034	0.924	0.047	6.582
3002	2002	3.948	1.949	3.940	1.949	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.940	1.969	3.887	1.905	0.052	0.063	0.070	0.644
307	306	3.000	1.429	2.958	1.379	0.041	0.049	0.054	0.655
306	202	1.411	0.417	1.407	0.411	0.005	0.006	0.024	0.160
202	201	0.630	0.012	0.630	0.012	0.000	0.000	0.010	0.002
201	2003	-0.362	-0.619	-0.363	-0.620	0.001	0.001	-0.012	-0.076
2003	301	1.058	1.203	1.042	1.184	0.015	0.018	0.026	0.511
301	302	-0.934	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.223
302	303	-1.606	-0.325	-1.616	-0.338	0.010	0.012	-0.027	-0.282
303	2008	-3.050	-1.148	-3.130	-1.244	0.079	0.095	-0.054	-1.221
3008	2008	3.131	1.193	3.130	1.193	0.001	0.000	0.018	0.042
8	3008	14.341	9.301	14.306	8.016	0.034	1.280	0.088	4.913
8	105	-3.512	-1.447	-3.517	-1.454	0.005	0.007	-0.019	-0.217
105	104	-3.517	-1.138	-3.518	-1.139	0.001	0.001	-0.019	-0.027
104	7	-3.518	-0.985	-3.520	-0.988	0.002	0.003	-0.019	-0.077
7	103	-5.836	-1.995	-5.845	-2.007	0.008	0.012	-0.032	-0.220
103	4	-10.578	-4.313	-10.605	-4.353	0.028	0.040	-0.058	-0.407
4	107	-20.620	-7.305	-20.796	-7.517	0.175	0.211	-0.111	-1.234
107	12	-14.063	-7.240	-14.065	-7.242	0.001	0.002	-0.080	-0.015
12	108	-17.587	-9.393	-17.589	-9.396	0.002	0.003	-0.100	-0.019
108	109	-17.589	-9.391	-17.589	-9.391	0.000	0.000	-0.100	-0.002
109	110	-20.239	-10.725	-20.403	-10.923	0.164	0.197	-0.115	-1.194
110	300	-20.403	-10.632	-20.421	-10.682	0.018	0.049	-0.115	-0.194
107	704	-6.732	0.115	-6.740	0.104	0.007	0.010	-0.034	-0.122
704	703	-10.189	-1.984	-10.204	-2.005	0.015	0.021	-0.052	-0.204
703	702	-2.094	-2.962	-2.096	-2.965	0.002	0.003	-0.018	-0.099
702	701	-8.848	-7.570	-8.860	-7.587	0.012	0.017	-0.058	-0.196
701	300	-22.490	-17.323	-22.608	-17.494	0.118	0.170	-0.142	-0.804
4	101	-10.493	-8.195	-10.545	-8.311	0.052	0.115	-0.068	-0.964
4	102	-10.823	-8.648	-10.871	-8.754	0.048	0.105	-0.070	-0.850
4	3004	8.132	5.620	8.091	4.538	0.040	1.077	0.050	7.555
3004	2004	8.091	4.538	8.051	4.538	0.040	0.000	0.050	0.377
2004	311	4.935	2.722	4.885	2.662	0.050	0.060	0.092	0.475
311	203	3.674	1.921	3.662	1.906	0.012	0.015	0.068	0.155
203	313	2.005	0.845	2.000	0.840	0.004	0.005	0.036	0.099
313	314	0.454	-0.052	0.454	-0.052	0.000	0.000	0.008	0.028
314	204	-0.434	-0.552	-0.435	-0.553	0.001	0.001	-0.012	-0.065
204	205	-1.539	-1.216	-1.540	-1.217	0.001	0.001	-0.032	-0.017
205	2003	-3.966	-2.583	-3.978	-2.598	0.012	0.015	-0.078	-0.138
8	9	-10.888	-7.327	-11.023	-7.522	0.135	0.195	-0.067	-1.909
9	10	-12.364	-7.556	-12.417	-7.633	0.053	0.077	-0.073	-0.683

10	106	-17.180	-9.607	-17.236	-9.731	0.056	0.124	-0.099	-0.644
106	200	-22.488	-3.422	-22.543	-3.544	0.054	0.121	-0.113	-0.370
106	11	5.252	-4.775	5.252	-4.776	0.001	0.001	0.035	-0.006
11	30011	1.035	-7.541	1.012	-8.157	0.023	0.614	0.038	-9.221
1	30011	4.224	6.951	4.216	6.676	0.008	0.273	0.040	3.395
30011	1001	5.046	-1.483	5.044	-1.483	0.003	0.000	0.024	0.062
3001	1001	4.587	6.680	4.580	6.680	0.006	0.000	0.037	0.055
3001	2001	-0.182	-0.002	-0.182	-0.002	0.000	0.000	-0.001	-0.004
30011	2001	0.182	0.002	0.182	0.002	0.000	0.000	0.001	0.004
1	3001	4.412	6.959	4.404	6.678	0.008	0.280	0.041	3.401
3003	2003	8.753	6.794	8.724	6.228	0.028	0.564	0.059	3.894
3	3003	8.781	7.752	8.753	6.794	0.028	0.954	0.059	6.446
315	100315	1.095	0.632	1.089	0.590	0.006	0.042	0.021	0.824
315	100315315	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	1006	4.715	2.733	4.697	2.408	0.018	0.323	0.028	3.770
205	316	2.426	1.371	2.425	1.370	0.000	0.000	0.046	0.008
316	100316	2.417	1.320	2.408	1.229	0.009	0.091	0.046	0.757
103	6	4.733	2.744	4.730	2.739	0.003	0.005	0.028	0.108
314	100314	0.883	0.497	0.879	0.470	0.004	0.027	0.017	0.653
313	100313	1.536	0.838	1.529	0.780	0.006	0.058	0.029	0.769
313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.657	1.076	1.653	1.072	0.005	0.004	0.033	0.110
312	100312	1.647	1.042	1.639	0.969	0.008	0.072	0.032	0.918
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	5	18.763	12.554	18.735	12.514	0.028	0.040	0.115	0.230
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	3005	18.652	12.185	18.620	10.838	0.032	1.342	0.114	3.952
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.620	10.838	18.588	10.004	0.032	0.831	0.114	2.498
4	30044	4.388	2.665	4.383	2.478	0.006	0.186	0.026	2.287
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.383	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.026	0.104
7	1007	2.306	1.228	2.299	1.109	0.008	0.118	0.013	2.772
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
109	13	2.650	1.557	2.649	1.557	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.639	1.494	2.628	1.339	0.010	0.154	0.015	3.240
10	3001010	4.721	2.790	4.709	2.467	0.012	0.322	0.027	3.720
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	4.709	2.467	4.697	2.279	0.012	0.187	0.027	2.253
2004	309	1.777	1.138	1.769	1.128	0.008	0.010	0.034	0.211
309	100309	1.758	1.067	1.749	0.989	0.009	0.078	0.034	0.931
309	100309309	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	3001111	4.167	2.520	4.162	2.359	0.005	0.161	0.024	2.097
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.024	0.098
2004	310	1.339	0.735	1.322	0.720	0.017	0.016	0.025	0.537
30011	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	100310	1.318	0.729	1.309	0.670	0.009	0.059	0.025	0.952
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.507	2.064	3.498	1.889	0.010	0.175	0.020	2.762
311	100311	1.207	0.731	1.199	0.680	0.007	0.052	0.023	0.928
701	100701	13.615	9.841	13.452	6.886	0.163	2.943	0.084	12.812
702	100702	6.741	4.728	6.666	3.598	0.075	1.126	0.041	9.961
703	100703	-8.120	1.123	-8.195	-0.000	0.074	1.118	-0.041	1.076
10	30010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.679	1.309	0.670	0.000	0.009	0.007	0.366
3008	1008	11.175	6.823	11.153	6.316	0.022	0.505	0.070	2.609
303	100303303	1.425	0.820	1.419	0.770	0.006	0.051	0.027	0.730
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.355	0.660	0.340	0.002	0.015	0.012	0.472
301	100301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
301	100301301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
704	100704	3.443	2.302	3.388	1.639	0.055	0.661	0.021	11.550
204	315	1.105	0.679	1.104	0.677	0.001	0.001	0.021	0.041
3003	1003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2003	308	3.325	1.868	3.310	1.850	0.015	0.018	0.063	0.207

308	100308308	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.294	1.757	3.278	1.589	0.016	0.168	0.062	1.017
201	304	0.993	0.644	0.993	0.644	0.000	0.000	0.020	0.001
304	100304304	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.760
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.020	0.014	0.528
306	100306	1.536	0.930	1.529	0.869	0.007	0.060	0.030	0.820
306	100306306	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
307	100307	0.883	0.495	0.879	0.470	0.004	0.026	0.016	0.626
3002	1002	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.036
3	30033	8.548	5.555	8.536	5.111	0.012	0.441	0.051	2.851
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	8.536	5.111	8.525	4.837	0.012	0.273	0.051	1.807

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ

1РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 122.549 МВт / 1073.529 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 118.570 МВт / 1038.673 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.720 МВт / 11.747 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.720 МВт / 11.747 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.565 МВт / 4.953 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.752 МВт / 3.248 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.318 МВт / 8.202 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.037 МВт / 19.949 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-43.980	-22.118	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.447	-0.31
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.143	-0.39
202	202	0.000	0.000	112.884	-0.46
2	Петрик	0.000	0.000	111.164	-0.81
203	203	0.000	0.000	19.001	-1.11
3	Літин	0.000	0.000	109.992	-1.11
4	Кожухів	0.000	0.000	108.769	-1.35
204	204	0.000	0.000	108.440	-1.42
5	Курортна	0.000	0.000	108.394	-1.43
6	Хмільник	0.000	0.000	108.120	-1.48
7	Уланів	0.000	0.000	108.234	-1.44
8	Вишенька	0.000	0.000	108.554	-1.32
205	205	0.000	0.000	108.831	-1.21
9	Юрівка	0.000	0.000	108.976	-1.14
206	206	0.000	0.000	112.224	-0.62
207	207	0.000	0.000	114.617	-0.10
300	Козятин	-77.969	-50.025	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.422	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.122	-0.72
11	Глухівці	0.000	0.000	112.798	-0.85
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.374	-1.02
13	Сигнал	0.000	0.000	114.424	-0.22
209	209	0.000	0.000	114.424	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.406	-0.58
15	Калинівка	0.000	0.000	113.444	-0.57
211	211	0.000	0.000	114.963	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.512	-0.22
210	210	0.000	0.000	114.330	-0.28
16	Турбів	0.000	0.000	113.639	-0.49
1001		3.670	1.880	9.388	-4.04
1002		3.460	1.870	9.197	-4.37
2003		0.000	0.000	36.198	-2.78
1003		4.110	1.990	9.237	-3.76
1004		2.810	1.670	9.015	-4.35
1005		4.650	2.630	9.984	-4.60
2006		0.000	0.000	35.054	-4.78
1006		7.240	3.510	9.997	-4.73
1007		2.590	1.400	9.024	-4.22
1008		3.130	1.520	9.017	-4.68
2009		0.000	0.000	36.344	-1.50
1009		3.350	1.900	9.356	-1.75
20010		0.000	0.000	26.662	-2.22
10010		19.230	9.310	9.569	-3.16
10032		0.000	0.000	9.237	-3.76
200102		0.000	0.000	26.662	-2.22
100102		0.000	0.000	9.570	-3.16
10011		4.970	2.680	9.608	-2.38

100112	0.000	0.000	9.608	-2.38
10012	7.020	3.400	9.450	-3.79
20013	0.000	0.000	37.532	-1.99
10013	8.860	5.260	9.686	-2.18
200132	0.000	0.000	37.532	-1.99
100132	0.000	0.000	9.686	-2.18
20014	0.000	0.000	26.672	-2.11
10014	12.320	6.980	9.660	-2.08
200142	0.000	0.000	26.672	-2.11
100142	0.000	0.000	9.661	-2.08
20015	0.000	0.000	37.592	-1.52
10015	7.130	3.850	9.695	-1.87
200152	0.000	0.000	37.592	-1.52
100152	0.000	0.000	9.695	-1.87
20016	0.000	0.000	37.594	-1.52
10016	4.860	2.760	9.708	-1.75
200162	0.000	0.000	37.594	-1.52
100162	0.000	0.000	9.708	-1.75
10003	0.000	0.000	108.124	-2.78
10006	0.000	0.000	104.705	-4.78
10009	0.000	0.000	108.560	-1.50
100010	0.000	0.000	111.500	-2.22
1000102	0.000	0.000	111.500	-2.22
100013	0.000	0.000	111.868	-2.22
1000132	0.000	0.000	112.352	-1.75
100014	0.000	0.000	111.540	-2.10
1000142	0.000	0.000	111.546	-2.11
100015	0.000	0.000	111.936	-1.90
1000152	0.000	0.000	112.308	-1.52
100016	0.000	0.000	112.343	-1.53
1000162	0.000	0.000	112.055	-1.78
601	0.000	0.000	108.366	-1.30
100601	18.570	9.350	8.618	-16.85

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.565	0.872	1.563	0.813	0.002	0.060	0.009	1.975
10003	1003	1.563	0.813	1.561	0.778	0.002	0.035	0.009	1.199
1003	10032	-2.547	-1.211	-2.547	-1.211	0.000	0.000	-0.159	-0.000
3	10032	2.557	1.364	2.547	1.211	0.010	0.153	0.015	3.172
100	201	25.810	13.979	25.537	13.650	0.272	0.327	0.147	1.554
201	1	25.537	13.915	25.487	13.843	0.050	0.072	0.148	0.305
1	202	21.788	11.677	21.751	11.624	0.036	0.052	0.126	0.260
202	2	21.751	11.947	21.491	11.634	0.259	0.312	0.127	1.728
203	4	13.722	7.885	13.601	7.739	0.120	0.145	0.083	1.242
4	204	9.768	6.165	9.743	6.134	0.026	0.031	0.066	0.332
204	6	6.060	3.364	6.046	3.347	0.014	0.017	0.037	0.323
6	7	-1.246	-0.352	-1.247	-0.353	0.001	0.001	-0.007	-0.117
7	8	-3.857	-1.285	-3.866	-1.298	0.009	0.012	-0.022	-0.326
8	205	-7.019	-2.603	-7.033	-2.623	0.013	0.019	-0.040	-0.281
205	9	-7.033	-2.352	-7.039	-2.363	0.006	0.012	-0.039	-0.147
9	206	-29.536	-23.036	-30.200	-23.997	0.661	0.958	-0.198	-3.263
206	207	-30.200	-23.343	-30.625	-24.121	0.424	0.775	-0.196	-2.399
207	300	-30.625	-23.749	-30.686	-23.883	0.060	0.133	-0.195	-0.384
300	208	23.781	13.146	23.711	12.991	0.070	0.155	0.136	0.579
208	13	-7.933	-3.870	-7.933	-3.870	0.000	0.000	-0.044	-0.001
13	209	-16.867	-9.924	-16.868	-9.924	0.000	0.000	-0.099	-0.001
209	300	-23.433	-12.842	-23.502	-12.996	0.069	0.153	-0.135	-0.577
209	14	6.566	3.890	6.532	3.814	0.034	0.076	0.038	1.023
14	16	-4.415	-1.477	-4.422	-1.487	0.007	0.010	-0.024	-0.235
16	210	-9.338	-4.102	-9.379	-4.162	0.041	0.060	-0.052	-0.694
210	200	-9.379	-3.736	-9.390	-3.752	0.011	0.016	-0.051	-0.182
200	211	-9.390	-3.378	-9.415	-3.424	0.025	0.046	-0.050	-0.451
211	100	-9.415	-3.114	-9.418	-3.118	0.002	0.004	-0.050	-0.037
16	100016	1.669	0.988	1.667	0.947	0.002	0.041	0.010	1.332
100016	20016	1.065	0.446	1.064	0.446	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.064	0.446	1.064	0.446	0.000	0.000	0.018	0.000
1000162	200162	-1.064	-0.441	-1.064	-0.446	0.000	0.006	-0.006	-0.253
16	1000162	3.199	1.919	3.196	1.821	0.003	0.098	0.019	1.634
1000162	100162	4.260	2.262	4.255	2.262	0.005	0.000	0.025	0.101
100162	10016	4.255	2.262	4.254	2.262	0.000	0.000	0.259	0.000
100016	10016	0.603	0.500	0.602	0.496	0.000	0.004	0.004	0.408
14	100014	6.166	3.718	6.160	3.494	0.006	0.223	0.037	1.936
100014	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
1000142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1000142	6.172	3.705	6.166	3.481	0.006	0.223	0.037	1.929

1000142	100142	6.170	3.471	6.164	3.471	0.006	0.000	0.037	0.083
100142	10014	6.164	3.471	6.163	3.471	0.000	0.000	0.382	0.001
100014	10014	6.155	3.504	6.149	3.504	0.006	0.000	0.037	0.083
15	100015	3.281	1.820	3.278	1.720	0.003	0.099	0.019	1.563
100015	20015	-1.582	-0.646	-1.583	-0.659	0.001	0.012	-0.009	-0.373
20015	200152	-1.583	-0.659	-1.583	-0.659	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1000152	200152	1.583	0.659	1.583	0.659	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1000152	3.858	2.246	3.856	2.160	0.002	0.086	0.023	1.169
1000152	100152	2.273	1.501	2.272	1.481	0.001	0.020	0.014	0.508
100152	10015	2.272	1.481	2.272	1.481	0.000	0.000	0.146	0.000
100015	10015	4.860	2.366	4.854	2.366	0.006	0.000	0.028	0.116
14	15	-1.486	-1.492	-1.486	-1.493	0.000	0.001	-0.011	-0.038
15	100	-8.683	-4.866	-8.753	-5.020	0.069	0.154	-0.051	-1.562
1000132	100132	2.855	1.934	2.854	1.902	0.001	0.032	0.018	0.656
100132	10013	2.854	1.902	2.854	1.902	0.000	0.000	0.185	0.000
100013	10013	6.011	3.355	6.001	3.355	0.010	0.000	0.035	0.143
100013	20013	-0.994	-0.449	-0.994	-0.454	0.000	0.005	-0.006	-0.258
20013	200132	-0.994	-0.454	-0.994	-0.454	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1000132	200132	0.994	0.459	0.994	0.454	0.000	0.005	0.006	0.258
13	1000132	3.854	2.541	3.850	2.393	0.004	0.147	0.023	2.123
13	100013	5.024	3.151	5.017	2.906	0.007	0.243	0.030	2.639
11	100112	2.489	1.428	2.484	1.338	0.005	0.090	0.015	1.972
100112	10011	2.484	1.338	2.484	1.338	0.000	0.000	0.153	0.000
11	10011	2.488	1.430	2.483	1.340	0.005	0.090	0.015	1.975
100010	20010	0.010	-0.025	0.010	-0.025	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.010	-0.025	0.010	-0.025	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.010	0.025	-0.010	0.025	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000102	100102	9.628	4.828	9.620	4.627	0.008	0.200	0.056	1.072
100102	10010	9.620	4.627	9.619	4.627	0.000	0.000	0.582	0.001
100010	10010	9.607	4.878	9.599	4.677	0.008	0.200	0.056	1.082
10	100010	9.624	5.177	9.617	4.853	0.008	0.323	0.056	1.696
10	1000102	9.626	5.177	9.618	4.853	0.008	0.323	0.056	1.697
204	5	4.682	3.053	4.681	3.051	0.002	0.002	0.030	0.046
5	1005	4.667	2.992	4.647	2.628	0.020	0.362	0.029	4.308
10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.145	2.362	4.145	2.362	0.000	0.000	0.025	0.009
2	203	18.003	9.914	17.867	9.716	0.136	0.197	0.107	1.172
9	10009	3.349	1.947	3.349	1.918	0.001	0.028	0.020	0.432
10009	1009	3.349	1.918	3.348	1.899	0.001	0.019	0.020	0.296
208	10	31.643	17.230	31.431	16.760	0.211	0.468	0.181	1.308
10	11	12.099	6.275	12.079	6.229	0.020	0.045	0.069	0.328
2	1002	3.478	2.169	3.458	1.869	0.020	0.299	0.021	4.855
9	601	19.096	18.944	19.040	18.786	0.056	0.157	0.142	0.616
601	100601	19.026	18.816	18.558	9.343	0.466	8.438	0.142	25.990
11	12	7.072	3.662	7.057	3.628	0.016	0.035	0.041	0.429
12	10012	7.038	3.840	7.016	3.398	0.022	0.440	0.041	3.336
1	1001	3.689	2.196	3.668	1.879	0.021	0.316	0.022	4.807
8	1008	3.144	1.762	3.128	1.519	0.016	0.242	0.019	4.145
7	1007	2.600	1.573	2.588	1.399	0.012	0.173	0.016	3.685
6	10006	7.268	4.046	7.252	3.508	0.016	0.536	0.044	3.742
10006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
10006	1006	7.252	3.508	7.235	3.508	0.016	0.000	0.044	0.180
4	1004	2.823	1.884	2.808	1.669	0.014	0.214	0.018	4.328
10009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

2 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 127.622 МВт / 1117.971 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 123.020 МВт / 1077.655 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.195 МВт / 13.801 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.195 МВт / 13.801 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.569 МВт / 4.982 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.897 МВт / 3.873 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.466 МВт / 8.855 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.661 МВт / 22.656 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-45.142	-23.034	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.365	-0.32
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.044	-0.40
202	202	0.000	0.000	112.769	-0.47
2	Петрик	0.000	0.000	19.944	-0.84
203	203	0.000	0.000	109.696	-1.16
3	Літин	0.000	0.000	109.687	-1.16
4	Кожухів	0.000	0.000	108.353	-1.41
204	204	0.000	0.000	107.986	-1.48
5	Курортна	0.000	0.000	107.940	-1.49
6	Хмільник	0.000	0.000	107.603	-1.56
7	Уланів	0.000	0.000	107.585	-1.53
8	Вишенька	0.000	0.000	107.789	-1.43
205	205	0.000	0.000	108.014	-1.34
9	Юрівка	0.000	0.000	108.129	-1.27
206	206	0.000	0.000	111.827	-0.69
207	207	0.000	0.000	114.561	-0.11
300	Козятин	-81.881	-53.740	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.422	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.122	-0.72
11	Глухівці	0.000	0.000	112.798	-0.85
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.374	-1.02
13	Сигнал	0.000	0.000	114.424	-0.22
209	209	0.000	0.000	114.424	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.406	-0.58
15	Калинівка	0.000	0.000	113.444	-0.57
211	211	0.000	0.000	114.963	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.512	-0.22
210	210	0.000	0.000	114.330	-0.28
16	Турбів	0.000	0.000	113.639	-0.49
1001		3.670	1.880	9.378	-4.06
1002		3.460	1.870	9.175	-4.41
2003		0.000	0.000	36.094	-2.83
1003		4.110	1.990	9.207	-3.82
1004		2.810	1.670	9.974	-4.43
1005		4.650	2.630	9.939	-4.69
2006		0.000	0.000	34.874	-4.88
1006		7.240	3.510	9.945	-4.83
1007		2.590	1.400	9.960	-4.35
1008		3.130	1.520	9.941	-4.85
2009		0.000	0.000	36.059	-1.64
1009		3.350	1.900	9.275	-1.89
20010		0.000	0.000	26.662	-2.22
10010		19.230	9.310	9.569	-3.16
10032		0.000	0.000	9.207	-3.82
200102		0.000	0.000	26.662	-2.22
100102		0.000	0.000	9.570	-3.16
10011		4.970	2.680	9.608	-2.38
100112		0.000	0.000	9.608	-2.38
10012		7.020	3.400	9.450	-3.79
20013		0.000	0.000	37.532	-1.99
10013		8.860	5.260	9.686	-2.18
200132		0.000	0.000	37.532	-1.99
100132		0.000	0.000	9.686	-2.18
20014		0.000	0.000	26.672	-2.11
10014		12.320	6.980	9.660	-2.08
200142		0.000	0.000	26.672	-2.11
100142		0.000	0.000	9.661	-2.08
20015		0.000	0.000	37.592	-1.52
10015		7.130	3.850	9.695	-1.87
200152		0.000	0.000	37.592	-1.52
100152		0.000	0.000	9.695	-1.87
20016		0.000	0.000	37.594	-1.52
10016		4.860	2.760	9.708	-1.75
200162		0.000	0.000	37.594	-1.52
100162		0.000	0.000	9.708	-1.75
10003		0.000	0.000	107.813	-2.83
10006		0.000	0.000	104.169	-4.88
10009		0.000	0.000	107.709	-1.64
100010		0.000	0.000	111.500	-2.22
1000102		0.000	0.000	111.500	-2.22
100013		0.000	0.000	111.868	-2.22
1000132		0.000	0.000	112.352	-1.75
100014		0.000	0.000	111.540	-2.10
1000142		0.000	0.000	111.546	-2.11
100015		0.000	0.000	111.936	-1.90
1000152		0.000	0.000	112.308	-1.52
100016		0.000	0.000	112.343	-1.53
1000162		0.000	0.000	112.055	-1.78

601	0.000	0.000	107.382	-1.47
602	0.000	0.000	107.269	-1.51
100601	18.570	9.350	8.469	-17.45
100602	4.450	2.150	9.315	-14.45

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.565	0.873	1.563	0.813	0.002	0.060	0.009	1.984
10003	1003	1.563	0.813	1.561	0.778	0.002	0.035	0.009	1.205
1003	10032	-2.547	-1.211	-2.547	-1.211	0.000	0.000	-0.159	-0.000
3	10032	2.557	1.365	2.547	1.211	0.010	0.153	0.015	3.186
100	201	26.971	14.895	26.670	14.533	0.300	0.361	0.154	1.637
201	1	26.670	14.797	26.616	14.718	0.055	0.079	0.155	0.322
1	202	22.916	12.551	22.876	12.492	0.040	0.058	0.133	0.276
202	2	22.876	12.815	22.585	12.465	0.290	0.349	0.134	1.833
203	4	14.796	8.680	14.653	8.509	0.142	0.171	0.090	1.354
4	204	11.821	6.930	11.789	6.892	0.031	0.038	0.073	0.370
204	6	7.107	4.117	7.087	4.093	0.020	0.024	0.044	0.387
6	7	-0.206	0.385	-0.206	0.385	0.000	0.000	-0.002	0.017
7	8	-2.816	-0.558	-2.820	-0.564	0.004	0.006	-0.015	-0.209
8	205	-5.974	-1.879	-5.984	-1.893	0.009	0.014	-0.033	-0.229
205	9	-5.984	-1.626	-5.988	-1.634	0.005	0.008	-0.033	-0.118
9	206	-33.112	-26.199	-33.969	-27.440	0.853	1.236	-0.225	-3.717
206	207	-33.969	-26.791	-34.519	-27.797	0.548	1.002	-0.223	-2.742
207	300	-34.519	-27.425	-34.597	-27.598	0.078	0.172	-0.222	-0.439
11	10011	2.488	1.430	2.483	1.340	0.005	0.090	0.015	1.975
10011	100112	-2.484	-1.338	-2.484	-1.338	0.000	0.000	-0.153	-0.000
11	100112	2.489	1.428	2.484	1.338	0.005	0.090	0.015	1.972
10	100010	9.624	5.177	9.617	4.853	0.008	0.323	0.056	1.696
100010	20010	0.010	-0.025	0.010	-0.025	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.010	-0.025	0.010	-0.025	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.010	0.025	-0.010	0.025	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	9.626	5.177	9.618	4.853	0.008	0.323	0.056	1.697
1000102	100102	9.628	4.828	9.620	4.627	0.008	0.200	0.056	1.072
100102	10010	9.620	4.627	9.619	4.627	0.000	0.000	0.582	0.001
100010	10010	9.607	4.878	9.599	4.677	0.008	0.200	0.056	1.082
300	208	23.781	13.146	23.711	12.991	0.070	0.155	0.136	0.579
208	13	-7.933	-3.870	-7.933	-3.870	0.000	0.000	-0.044	-0.001
13	209	-16.867	-9.924	-16.868	-9.924	0.000	0.000	-0.099	-0.001
209	14	6.566	3.890	6.532	3.814	0.034	0.076	0.038	1.023
14	16	-4.415	-1.477	-4.422	-1.487	0.007	0.010	-0.024	-0.235
16	210	-9.338	-4.102	-9.379	-4.162	0.041	0.060	-0.052	-0.694
210	200	-9.379	-3.736	-9.390	-3.752	0.011	0.016	-0.051	-0.182
200	211	-9.390	-3.378	-9.415	-3.424	0.025	0.046	-0.050	-0.451
211	100	-9.415	-3.114	-9.418	-3.118	0.002	0.004	-0.050	-0.037
16	100016	1.669	0.988	1.667	0.947	0.002	0.041	0.010	1.332
100016	20016	1.065	0.446	1.064	0.446	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.064	0.446	1.064	0.446	0.000	0.000	0.018	0.000
1000162	200162	-1.064	-0.441	-1.064	-0.446	0.000	0.006	-0.006	-0.253
16	1000162	3.199	1.919	3.196	1.821	0.003	0.098	0.019	1.634
1000162	100162	4.260	2.262	4.255	2.262	0.005	0.000	0.025	0.101
100162	10016	4.255	2.262	4.254	2.262	0.000	0.000	0.259	0.000
100016	10016	0.603	0.500	0.602	0.496	0.000	0.004	0.004	0.408
1000142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
200142	20014	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
100014	10014	6.155	3.504	6.149	3.504	0.006	0.000	0.037	0.083
10014	100142	-6.163	-3.471	-6.164	-3.471	0.000	0.000	-0.382	-0.001
1000142	100142	6.170	3.471	6.164	3.471	0.006	0.000	0.037	0.083
14	1000142	6.172	3.705	6.166	3.481	0.006	0.223	0.037	1.929
14	100014	6.166	3.718	6.160	3.494	0.006	0.223	0.037	1.936
1000152	200152	1.583	0.659	1.583	0.659	0.000	0.000	0.009	0.021
200152	20015	1.583	0.659	1.583	0.659	0.000	0.000	0.026	0.000
100015	20015	-1.582	-0.646	-1.583	-0.659	0.001	0.012	-0.009	-0.373
100015	10015	4.860	2.366	4.854	2.366	0.006	0.000	0.028	0.116
10015	100152	-2.272	-1.481	-2.272	-1.481	0.000	0.000	-0.146	-0.000
1000152	100152	2.273	1.501	2.272	1.481	0.001	0.020	0.014	0.508
15	1000152	3.858	2.246	3.856	2.160	0.002	0.086	0.023	1.169
15	100015	3.281	1.820	3.278	1.720	0.003	0.099	0.019	1.563
14	15	-1.486	-1.492	-1.486	-1.493	0.000	0.001	-0.011	-0.038
15	100	-8.683	-4.866	-8.753	-5.020	0.069	0.154	-0.051	-1.562
209	300	-23.433	-12.842	-23.502	-12.996	0.069	0.153	-0.135	-0.577
1000132	200132	0.994	0.459	0.994	0.454	0.000	0.005	0.006	0.258
200132	20013	0.994	0.454	0.994	0.454	0.000	0.000	0.017	0.000
100013	20013	-0.994	-0.449	-0.994	-0.454	0.000	0.005	-0.006	-0.258
100013	10013	6.011	3.355	6.001	3.355	0.010	0.000	0.035	0.143
10013	100132	-2.854	-1.902	-2.854	-1.902	0.000	0.000	-0.185	-0.000

1000132	100132	2.855	1.934	2.854	1.902	0.001	0.032	0.018	0.656		
13	1000132	3.854	2.541	3.850	2.393	0.004	0.147	0.023	2.123		
13	100013	5.024	3.151	5.017	2.906	0.007	0.243	0.030	2.639		
9	10009	3.349	1.947	3.349	1.918	0.001	0.029	0.021	0.437		
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000		
10009	1009	3.349	1.918	3.348	1.899	0.001	0.019	0.021	0.299		
9	601	23.724	22.832	23.639	22.592	0.085	0.239	0.176	0.755		
602	100602	4.575	3.668	4.447	2.149	0.127	1.513	0.032	19.733		
601	100601	19.043	19.117	18.558	9.343	0.483	8.738	0.145	26.688		
2	1002	3.478	2.170	3.458	1.869	0.020	0.300	0.021	4.870		
8	1008	3.144	1.766	3.128	1.519	0.016	0.246	0.019	4.195		
7	1007	2.600	1.575	2.588	1.399	0.012	0.175	0.016	3.720		
6	10006	7.268	4.052	7.252	3.508	0.016	0.542	0.045	3.772		
10006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000		
10006	1006	7.252	3.508	7.235	3.508	0.016	0.000	0.045	0.180		
4	1004	2.823	1.885	2.808	1.669	0.014	0.216	0.018	4.354		
1	1001	3.689	2.197	3.668	1.879	0.021	0.317	0.022	4.814		
208	10	31.643	17.230	31.431	16.760	0.211	0.468	0.181	1.308		
10	11	12.099	6.275	12.079	6.229	0.020	0.045	0.069	0.328		
203	3	4.145	2.363	4.145	2.363	0.000	0.000	0.025	0.009		
11	12	7.072	3.662	7.057	3.628	0.016	0.035	0.041	0.429		
12	10012	7.038	3.840	7.016	3.398	0.022	0.440	0.041	3.336		
204	5	4.682	3.056	4.681	3.054	0.002	0.002	0.030	0.046		
5	1005	4.667	2.995	4.647	2.628	0.020	0.365	0.030	4.337		
10003	2003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		
601	602	4.582	3.607	4.580	3.600	0.002	0.007	0.031	0.115		
	2		203	19.097	9.741	18.941	9.515	0.155	0.225	0.114	1.258

ДОДАТОК 3
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

