

MA-5761

62.31
Р64

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням систем
діагностування технічного стану силових підстанцій під
навантаженням»

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

(шифр і назва програми підготовки, спеціальності)

 Мельник В. Ю.
(прізвище та ініціали)

Керівник  д.т.н., професор каф. ЕСС
Лежнюк П.Д.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ

 Вейснок Ю.Л.
(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

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

« 07 » 06 2024 р.

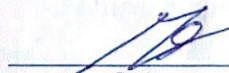
Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.


18.03 2024 року

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

Мельник Володимир Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням систем діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням»

керівник роботи д.т.н., професор, професор каф. ЕСС Лежнюк П.Д.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2024 року

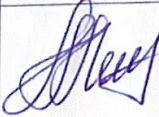
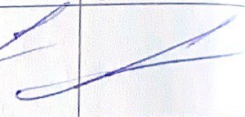
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Теоретичні відомості щодо проблеми розрахунку режимів електричних мереж; електрична схема електричних мереж 35/110 кВ АТ «Вінницяобленерго» та прилеглих районів; інформація про основне обладнання ліній 110-35 кВ та підстанцій 110/10 кВ, 110/35 кВ, 110/35/10 кВ; дані щодо режимних замірів споживання електричної енергії у розрізі підстанцій; методика техніко-економічного оцінювання варіантів проектних рішень.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимально схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. 5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 6. Оцінювання балансу потужностей. 7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. 8. Економічна частина. 9. Дослідження систем діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням. 10. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових

креслень) Актуальність. 1. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу. 2. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. 5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 6. Системи діагностування електрообладнання. 7. Smart діагностування стану силових підстанцій під навантаженням. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лежнюк П.Д., д.т.н., проф. 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		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	
2	Прогнозування електричних навантажень. Визначення оптимально схеми електричної мережі. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування.	21.01.24	01.03.24	
3	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі.	02.03.24	22.03.24	
4	Економічна частина. Дослідження систем діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням	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 графіко м		

Студент

Керівник роботи


(підпис)

В. Ю. Мельник


(підпис)

П. Д. Лежнюк

АНОТАЦІЯ

Мельник Володимир Юрійович «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням систем діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 91 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 34 назва; рис.: 14; табл. 32.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено прогнозування електричних навантажень, розраховано режим існуючої мережі, сформовано максимальний граф електричної мережі. Визначено оптимальну схему електричної мережі та вибрано оптимальну схему розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибрано потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та схеми розподільних пристроїв підстанцій. Оцінено баланс потужностей. Розраховано та проаналізовано усталені режими електричної мережі. Визначено оптимальний варіант розвитку мережі. Проведено дослідження систем діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, силовий трансформатор, метод динамічного програмування, системи діагностування, силові підстанції.

ABSTRACT

Volodymyr Melnyk «Development of a fragment of the electrical network with the study of systems for diagnosing the technical condition of power substations under load». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2024. 91 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 34 titles; fig.: 14; tabl. 32.

In the master's qualification work forecasting of electric loads is carried out, the mode of an existing network is calculated, the maximum graph of an electric network is formed. The optimal scheme of the electric network is determined and the optimal scheme of electric network development is chosen by the method of dynamic programming. The power of transformers at consumer substations and schemes of switchgear of substations are selected. Capacity balance estimated. The established modes of the electric network are calculated and analyzed. The optimal variant of network development is determined. A study of systems for diagnosing the technical condition of power substations under load was conducted.

Keywords: distribution network, power transformer, method of dynamic programming, diagnostic systems, power substations.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	9
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	10
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	12
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	14
2.1 Лінеаризація цільової функції	14
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	18
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	23
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	23
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	27
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	28
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	31
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	33
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	34
5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	35
5.3 Оцінювання надійності схем підстанцій	36
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	40
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	40
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	42
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	42
7.2 Регулювання напруги у мережі	43

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	47
9 ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМ ДІАГНОСТУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СИЛОВИХ ПІДСТАНЦІЙ ПІД НАВАНТАЖЕННЯМ	62
9.1 Методи технічної діагностики стану силових підстанцій під навантаженням	62
9.1.1 Планово-попереджувальний ремонт	62
9.1.2 Ремонти за поточні технічні стани електрообладнання	63
9.2 Системи діагностування електрообладнання	66
9.3 Smart діагностування стану силових підстанцій під навантаженням	71
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	74
10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	74
10.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	74
10.1.2 Електробезпека	77
10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	80
10.2.1 Мікроклімат	80
10.2.2 Склад повітря робочої зони	80
10.2.3 Виробниче освітлення	81
10.2.4 Виробничий шум	82
10.2.5 Виробнича вібрація	83
10.2.6 Психофізіологічні фактори	84
ВИСНОВКИ	86
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	88
ДОДАТКИ	92
Додаток А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	
Додаток Б Технічне завдання МКР	
Додаток В Безпека у надзвичайних ситуаціях	
Додаток Г, Д, Е, Є, Ж, З Результати розрахунків	

ВСТУП

Актуальність теми. При проектуванні та розвитку сучасних електричних мереж необхідно враховувати різноманітні аспекти, щоб забезпечити надійне та якісне електропостачання, використовуючи передові конструкційні принципи. Це вимагає системного підходу та контролю різних факторів, які визначають техніко-економічну ефективність електричної мережі, оптимальний рівень експлуатації та управління з мінімальними витратами.

Будівництво мережі завжди виходить із конкретної мети, для якої враховується прогноз майбутнього розвитку чи розширення мережі. Цей прогноз встановлює додаткові обмеження та вимоги, які враховуються під час проектування та будівництва мережі.

Детальні розрахункові режими для перспективного планування включають аналіз наступних факторів:

- Зміни навантаження та генерації протягом доби і року.
- Вплив погодних умов на попит на електроенергію та технічні характеристики системи.
- Прогнозування конкретних умов, таких як випадкові події, пов'язані з кліматичними умовами чи відключення електростанцій.
- Розподіл генеруючих блоків на основі ринкового моделювання або структури покриття навантаження.
- Розташування об'єктів генерації та споживання з урахуванням регіональних особливостей.
- Припущення щодо майбутнього розвитку мережі.

З практичної точки зору, електрична схема розподільних установок повинна бути максимально простою, але при цьому забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі за допомогою автоматичних засобів управління.

Для нового будівництва електричних мереж з напругою від 6 кВ до 750 кВ існують типові схеми розподільних установок, які детально описані в

"Правилах улаштування електроустановок" в таблицях 4.2.10-4.2.13. Ці схеми повинні використовуватися під час будівництва. Перед початком будівництва рекомендується використовувати математичні методи для визначення найоптимальніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

- Симплекс-метод, що допомагає визначити найменш вартісний варіант схеми підключення нових споживачів.

- Метод динамічного програмування, який визначає найкращу послідовність будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій. Після затвердження конфігурації та послідовності будівництва мережі, визначаються такі параметри, як номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють заплановану конфігурацію мережі тощо. При розробці проекту встановлюється відповідна кількість та тип обладнання, визначаються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, а також вибирається оптимальний розподіл джерел реактивної потужності і необхідні засоби для регулювання напруги з метою досягнення економічності.

Дослідження систем діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням зосереджуються на різних методах і моделях для забезпечення надійності та безпеки електричних мереж. Сучасні підходи включають інтелектуальні системи діагностики, що використовують алгоритми машинного навчання та аналіз даних для моніторингу стану обладнання в реальному часі. Це дозволяє виявляти потенційні несправності на ранніх стадіях, що зменшує ризик аварій і витрати на обслуговування.

Основні методи включають аналіз параметрів ізоляції, температури, рівнів вібрації та інших характеристик трансформаторів і підстанцій. Важливу роль відіграють також системи моніторингу, які постійно збирають і аналізують дані, забезпечуючи своєчасне реагування на будь-які відхилення від норми.

Системи діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням включають такі основні методи та технології:

1. **Системи моніторингу часткових розрядів:** виявляють проблеми ізоляції трансформаторів та кабелів.
2. **Аналіз вібрації:** допомагає виявити механічні несправності.
3. **Тепловізійний контроль:** використовується для виявлення перегріву та інших теплових аномалій.
4. **Аналіз газів, розчинених в оливі (DGA):** дозволяє виявляти початкові стадії деградації ізоляції трансформаторів.
5. **Інтелектуальні системи діагностики:** використовують алгоритми машинного навчання для прогнозування несправностей.

Ці методи забезпечують комплексний підхід до моніторингу стану підстанцій, підвищуючи надійність та ефективність їх експлуатації [4].

Дослідження систем діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням мають кілька важливих цілей:

1. **Підвищення надійності:** Вчасне виявлення потенційних несправностей дозволяє уникнути аварій і забезпечити стабільну роботу електричних мереж.
2. **Зниження витрат на обслуговування:** Прогнозування і превентивний ремонт зменшують потребу в дорогих аварійних ремонтах.
3. **Безпека:** Моніторинг у реальному часі запобігає аварійним ситуаціям, що можуть призвести до небезпечних наслідків для людей і обладнання.
4. **Ефективність експлуатації:** Оптимізація режимів роботи підстанцій підвищує ефективність використання ресурсів [4].

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є дослідження систем діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням при розвитку електричної мережі.

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

- визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі;
- на основі аналізу основних техніко-економічних показників роботи фрагменту електричної мережі визначити доцільність виконання оптимізації;
- провести дослідження систем діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням.

Об’єктом дослідження магістерської роботи є електрична мережа напругою 110/10 кВ.

Предметом дослідження є методи і засоби проєктування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв’язання поставлених задач використано методи динамічного програмування. Під час визначення оптимальної схеми електричної мережі використовується симплекс-метод.

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

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Метод найменших квадратів дозволяє знайти аналітичний вираз $P'_{\max}(T)$, який найточніше відповідає залежності максимальної потужності від часу, з мінімальною похибкою. Цей метод дозволяє замінити функцію $P_{\max}(T)$, представлену у табличному вигляді, аналітичним виразом.

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

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

Для визначення числових коефіцієнтів a' та b' використовується метод найменших квадратів, який базується на мінімізації виразу відповідно до цього методу:

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

Після застосування процесу диференціювання до вхідної функції, кінцева форма системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' представлена таким виглядом:

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20175 \cdot b' = 952, \\ 20175 \cdot a' + 40703145 \cdot b' = 1920779. \end{cases}$$

звідки $a' = -2814,89$, $b' = 1,44242$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,44242T - 2814,89.$$

За допомогою редактора Excel отримаємо апроксимаційну характеристику, також її коефіцієнти (рис 1.1).

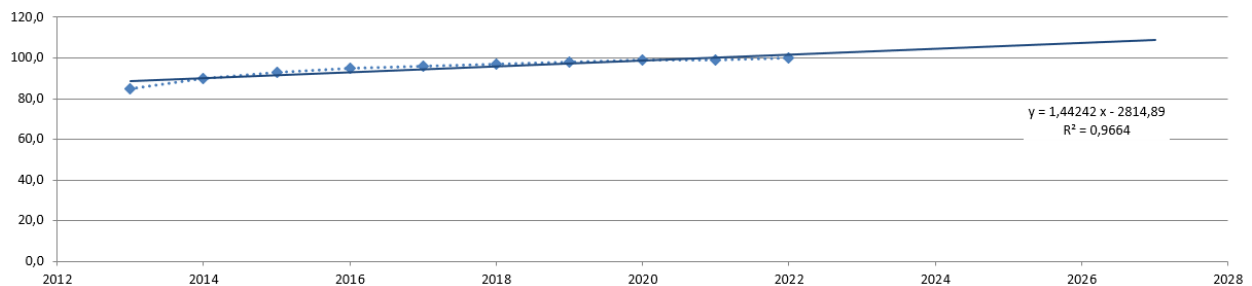


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи представлений графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що передбачається збільшення загального навантаження до 108,9 % від проектної потужності електромережі до 2027 року, що на 8,9 % перевищує прогноз. Таким чином, для забезпечення надійності та якості електропостачання необхідно вжити заходів, таких як перевірка відповідності прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої електричної мережі

Результати розрахунку максимального навантаження існуючої мережі, враховуючи прогноз, свідчать про те, що напруги в усіх вузлах відповідають встановленим обмеженням або можуть бути приведені до них за допомогою наявних регулюючих пристроїв.

На підставі розрахунків режиму максимальних навантажень існуючої мережі, які відображені у додатку, встановлено, що напруги в усіх вузлах відповідають встановленим обмеженням або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулюючих пристроїв.

Перевіривши струмові навантаження ліній електропередачі та трансформаторів, було встановлено, що основне обладнання працює у режимах, які є економічними або наближеними до них. Втрати в електроенергії в електричній мережі відносно невеликі:

- в ПЛЕП – 1,99 МВт;
- в трансформаторах – 1,06 МВт з них холостого ходу 0,64 МВт та навантажувальні 0,42 МВт.

Було проведено аналіз відповідності струмових навантажень ліній передачі електроенергії та трансформаторів. Результати свідчать про те, що основне обладнання функціонує в економічних режимах або наближених до них, що відображено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Порівняння струмів проводів

	6-204	204-4	203-3	1-201
Марка проводу	АС-95	АС-95	АС-95	АС-120
Допустимий струм, А	300	300	300	380
Розрах. струм, А	4	28	32	114

У зоні, де передбачається розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередавання мають достатній резерв щодо пропускної здатності для забезпечення нових споживачів електроенергії та забезпечення необхідних рівнів напруги в вузлах, як це вказано у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	1	3	4	204
Напруга вузла, кВ	113,6	111,32	110,67	110,54

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень вказує на те, що струмове навантаження ПЛЕП 110 кВ (табл. 1.1) є незначним у порівнянні з тривало допустимим струмом. Це створює можливість

транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без необхідності внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

З урахуванням розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2), можна визначити, що всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна проводити з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У території, де передбачається розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередачі мають достатній залишковий резерв пропускної здатності для забезпечення перевезення електроенергії новим споживачам.

Отже, на підставі розрахункових даних визначаємо потенційні вузли, до яких можливо підключити нові підстанції. Зазначені варіанти включають : вузли №204 – 110,54 кВ, №4 Кожухів – 11,67 кВ, №3 Літин – 11,32 кВ, №1 Агрономічне – 113,6 кВ.

Оцінюючи розташування нових підстанцій та їх відстань до існуючої мережі, ми створили максимальний граф (рис. 1.2), який враховує всі можливі сценарії приєднання нових підстанцій.

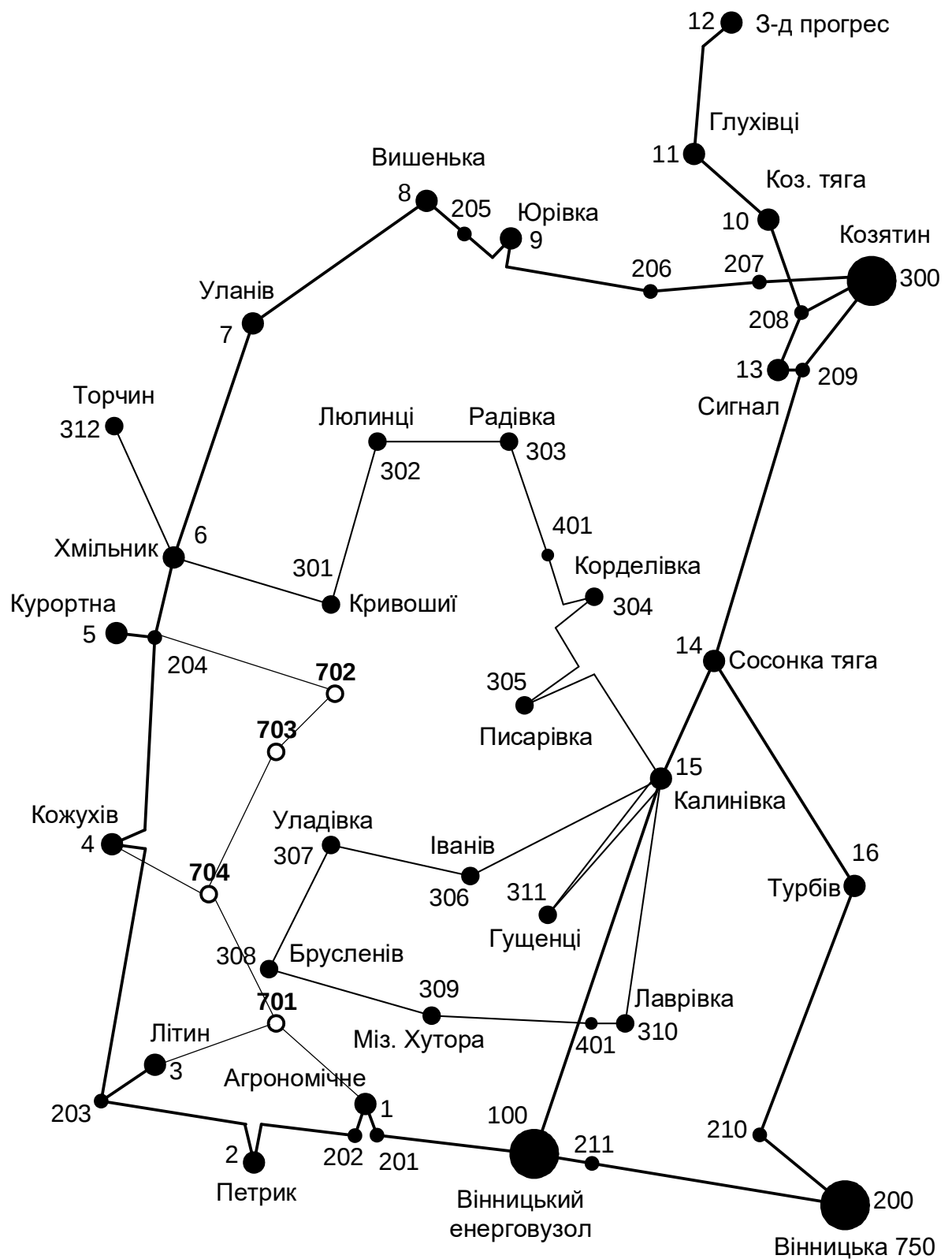


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач розвитку електричних мереж потрібно забезпечити пошук найкращого варіанту проекту з точки зору капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Разом з тим мають виконуватись різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту передбачає не тільки вибір конфігурації та напруги мереж, але й параметрів усіх їх елементів так, щоб забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу керування.

Неможливо вирішити ці питання одночасно у вигляді єдиної математичної моделі. Тому процес проектування розбивається на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі приймаються з використанням 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, зокрема, форму представлення цільової функції та обмежень.

2.1 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. Отже, для моделювання процесу розвитку електричної мережі, функція мети може бути виражена як нелінійна функція з лінійними та 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 дисконтовані витрати B_i можна записати:

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda 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:

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

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

Згідно ПУЕ на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км. Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (4720 год/рік для $T_{нб} = 6100$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 3,68 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Максимальний граф для зручності було розбито на 2 ділянки, тому результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1 – 2.6.

Таблиця 2.1 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $B_d = a + b \cdot P^2$ (частина 1)

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	$U_{ном}$, кВ	Питомі капітало-вкладення, 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
204	702	2,2	11	110	1573,680	0,131	5539,4	2,554	5794,7
4	704	1,1	5,5	110	1573,680	0,131	2769,7	1,277	2897,4
3	701	1,4	7	110	1573,680	0,131	3525,0	1,625	3687,5
1	701	1,3	6,5	110	1573,680	0,131	3273,3	1,509	3424,1
702	703	0,8	4	110	1573,680	0,131	2014,3	0,929	2107,2
703	704	1,7	8,5	110	1573,680	0,131	4280,4	1,973	4477,7
704	701	1,6	8	110	1573,680	0,131	4028,6	1,857	4214,3

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції
дисконтованих витрат типу $B_d = a + b \cdot P^2$ (частина 2)

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 a1, тис. грн	Коефіцієнт b1, 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
204-702	2,2	19,9	6550,6	6186,5	6995,5	5539,4	50,815	6550,6	6348,3
4-704	1,1	19,9	3275,3	3093,3	3497,8	2769,7	25,407	3275,3	3174,2
3-701	1,4	19,9	4168,5	3936,9	4451,7	3525,0	32,337	4168,5	4039,8
1-701	1,3	19,9	3870,8	3655,7	4133,7	3273,3	30,027	3870,8	3751,3
702-703	0,8	19,9	2382,0	2249,6	2543,8	2014,3	18,478	2382,0	2308,5
703-704	1,7	19,9	5061,8	4780,5	5405,6	4280,4	39,266	5061,8	4905,5
704-701	1,6	19,9	4764,1	4499,3	5087,6	4028,6	36,956	4764,1	4617,0

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв’язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляду лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.3.

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. P, 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. c, 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
204-702	2,2	19,9	6550,6	6358,4	6762,9	329,2	6550,6	5895,5	7205,6
4-704	1,1	19,9	3275,3	3179,2	3381,5	164,6	3275,3	2947,8	3602,8
3-701	1,4	19,9	4168,5	4046,3	4303,7	209,5	4168,5	3751,7	4585,4
1-701	1,3	19,9	3870,8	3757,3	3996,3	194,5	3870,8	3483,7	4257,9
702-703	0,8	19,9	2382,0	2312,2	2459,2	119,7	2382,0	2143,8	2620,2
703-704	1,7	19,9	5061,8	4913,3	5225,9	254,4	5061,8	4555,6	5568,0
704-701	1,6	19,9	4764,1	4624,3	4918,5	239,4	4764,1	4287,6	5240,5

2. Вільними членами у системі (2.4) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;

3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для ЕМ – це коефіцієнти І-ої матриці сполучень;

4. Коефіцієнти c_i функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);

5. Оскільки модель була побудована з урахуванням заданих напрямків потужності в максимальному графі, може виникнути ситуація, коли деякі змінні приймають від'ємні значення. Це протиріччя може бути вирішено шляхом введення додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. рис. 2.1 та 2.5.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	204-702	4-704	3-701	1-701	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	9,40
702	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,00
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	12,40
704	0	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	-8,00
Коефіцієнти цільової функції	193,066	1904,436	2050,931	0,000	732,475	320,887	1464,951	500,202	1889,892	878,970	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
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																0,000

Рисунок 2.1 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця 1)

Скориставшись у МО Ехсел надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв'язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	204-702	4-704	3-701	1-701	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	9,40
702	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,00
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	12,40
704	0	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	-8,00
Коефіцієнти цільової функції	193,066	1904,436	2050,931	0,000	732,475	320,887	1464,951	500,202	1889,892	878,970	0,000	0,000	0,000	0,000		11549,197
Потужності ЛЕП	22,400	0,000	0,000	9,400	4,400	0,000	0,000	8,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Постійні складові витрат	5539,354	0,000	0,000	3273,255	2014,311	0,000	0,000	4280,410	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		15107,329
Змінні складові витрат	1281,249	0,000	0,000	133,326	17,977	0,000	0,000	126,283	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1558,835
Дисконтовані витрати, тис. грн																16666,164

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Ехсел

У контексті симплекс-методу, необхідно внести корективи до коефіцієнтів цільової функції, оскільки перетоки по лініям можуть змінюватись. Внаслідок цього, ми змінюємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок, як показано на рис. 2.3.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	204-702	4-704	3-701	1-701	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	9,40	0,00
702	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	18,00	0,00
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	12,40	0,00
704	0	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-8,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	304,491	358,537	456,320	362,402	461,883	260,754	554,103	550,837	521,509	521,509	0,000	0,000	0,000	0,000		16666,164
Потужності ЛЕП	22,400	0,000	0,000	9,400	4,400	0,000	0,000	8,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	5539,354	0,000	0,000	3273,255	2014,311	0,000	0,000	4280,410	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		15107,329
Змінні складові витрат	1281,249	0,000	0,000	133,326	17,977	0,000	0,000	126,283	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1558,835
Дисконтовані витрати, тис. грн																16666,164

Рисунок 2.3 – Внесення змін в вартісні коефіцієнти шляхом модифікації перетоків потужності через лінії

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	204-702	4-704	3-701	1-701	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	9,40	0,00
702	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	18,00	0,00
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	12,40	0,00
704	0	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-8,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	304,491	358,537	456,320	362,402	461,883	260,754	554,103	550,837	521,509	521,509	0,000	0,000	0,000	0,000		16666,164
Потужності ЛЕП	22,400	0,000	0,000	9,400	4,400	0,000	0,000	8,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	5539,354	0,000	0,000	3273,255	2014,311	0,000	0,000	4280,410	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		15107,329
Змінні складові витрат	1281,249	0,000	0,000	133,326	17,977	0,000	0,000	126,283	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1558,835
Дисконтовані витрати, тис. грн																16666,164

Рисунок 2.4 – Остаточний варіант

Потоки не змінилися і вартість проекту також. Значить процес розрахунку завершено. Поєднавши результати, отримали найкращу сукупність ЛЕП для передачі енергії від СЕС та до споживачів.

У таблиці на рис. 2.4, наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.5.

Однак ця конфігурація не забезпечує визначений рівень надійності для нових споживачів, тому необхідно встановлювати додаткові дволанцюгові лінії або будувати нові трансмісійні лінії для створення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 704-701 (8 км), тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

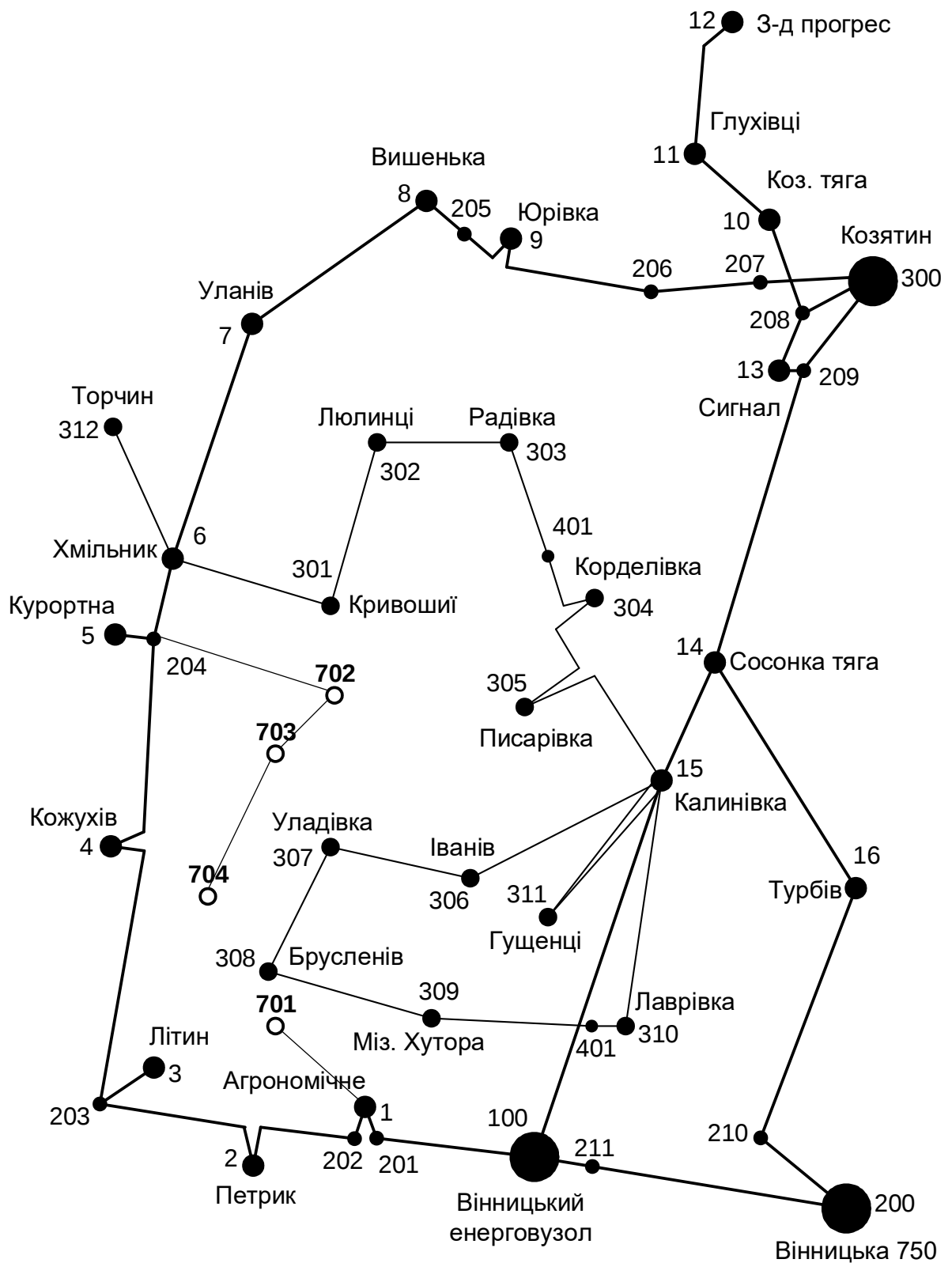


Рисунок 2.5 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

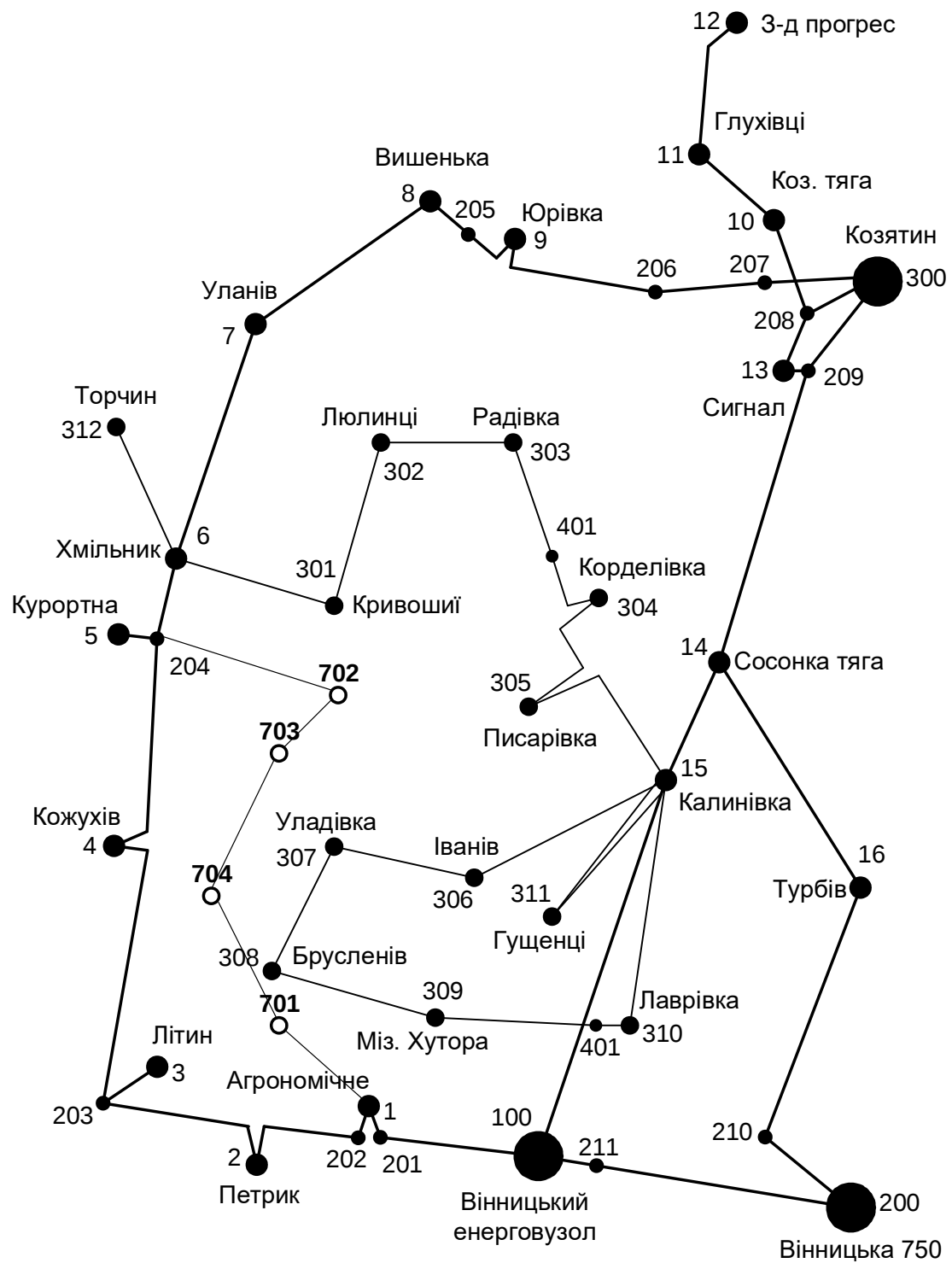


Рисунок 2.6 – Оптимальна конфігурація електричної мережі з урахуванням вимог до надійності для споживачів першої категорії

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

У енергетичній галузі, для вирішення задач оптимізації, які пов'язані з плануванням перспективного розвитку електромереж і враховують часовий фактор, використовуються не лише методи лінійної та нелінійної оптимізації, але й метод динамічного програмування.

Динамічне програмування відноситься до методів нелінійного програмування і дозволяє оптимізувати багатокрокові процеси для функцій з багатьма змінними. При використанні динамічного програмування, операція розбивається на послідовні кроки, на кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Необхідно розробити схему електричної мережі для забезпечення електропостачання нових навантажень, які будуть введені протягом двох років у вузлах 301, 302, 303, 304.

Запишемо цільову функцію:

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

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:

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

Для вирішення вказаних задач (3.1), можна використовувати метод нелінійного програмування, зокрема, метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування складається з двох етапів: прямого та зворотного ходу.

На прямому етапі рухаючись від першого року до останнього, визначається умовно оптимальна схема електричної мережі. Кожен крок обирається таким чином, щоб сумарні витрати на поточний та наступний рік були мінімальними.

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

Таким чином, перша етап включає розрахунок витрат на перший рік, враховуючи всі можливі варіанти реалізації. Отриманий результат відображає оптимальні дисконтовані витрати.

Проте, через невідомість варіантів наступних років на попередніх етапах, отриманий розв'язок є наближеним і потребує подальшого уточнення.

На другому етапі здійснюється рух від останнього року до першого, де уточнюються параметри електричної мережі та траєкторія оптимального будівництва згідно з критерієм (3.3).

Задача динамічного програмування формулюється з використанням цільової функції (3.1), де 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:

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

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 35$ км, а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За час будівництва потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703, 704. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, тому підключення нових споживачів буде відбуватися поступово.

Варіант №3

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію до пунктів 110-702 та 702-701. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{1-701} + \Delta L_{701-704} + \Delta L_{703-704} = 6,5 + 8 + 8,5 = 23 \text{ (км)},$$

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.3.1.

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 лінії 204-702 та 702-703. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
1	1	204-702	11	31,8	31,5	8121,566	18789,7	16776,52	16776,52
		702-703	4	13,8		2191,143			
		703-704	8,5	1,4		4284,277			
		704-701	8	9,4		4192,714			
	2	1-701	6,5	31,8	27	4799,107	18178,64	16230,93	16230,93
		704-701	8	22,4		4960,439			
		703-704	8,5	30,4		6103,932			
		702-703	4	18		2315,161			
	3	1-701	6,5	13,8	23	3560,608	12208,99	10900,88	10900,88
		701-704	8	4,4		4064,575			
		704-703	8,5	12,4		4583,804			
	4	204-702	11	22,4	23,5	6820,603	13259,58	11838,91	11838,91
		702-703	4	4,4		2032,287			
		703-704	8,5	8		4406,693			
	5	204-702	11	30,4	29,5	7899,206	17479,98	15607,12	15607,12
		702-703	4	12,4		2157,084			
		1-701	6,5	1,4		3276,212			
		701-704	8	8		4147,475			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
2	11	701-1	6,5	30,54	6,5	4680,586	4680,586	3731,335	20507,85
	21	204-702	11	1,41	11	5544,431	5544,431	4419,986	20650,91
	31	204-702	11	1,41	15	5544,431	5544,431	4419,986	15320,87
		702-703	4	16,58		2269,565			
	32	702-703	4	12,4	4	2157,084	2157,084	1719,614	12620,5
	33	204-702	11	30,4	11	7899,206	7899,206	6297,199	17198,08
	41	704-701	8	21,09	14,5	4854,636	9535,223	7601,421	19440,33
		701-1	6,5	30,54		4680,586			
	42	704-701	8	8	8	4147,475	4147,475	3306,342	15145,26
	43	701-1	6,5	9,4	6,5	3406,58	3406,58	2715,705	14554,62
	51	703-704	8,5	28,99	8,5	5938,699	5938,699	4734,295	20341,42

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По B_{Σ} з табл. 3.3 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 31 приєднання підстанцій 701, 702, 703, 704 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому, другому та третьому роках. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування (зворотній хід)

варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
31	204-702	11	1,41	15	5544,431	7813,996	6229,27	20045,27
	702-703	4	16,58		2269,565			
3	1-701	6,5	30,54	23	4680,586	15473,92	13816	13816
	701-704	8	21,09		4854,636			
	704-703	8,5	28,99		5938,699			

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.

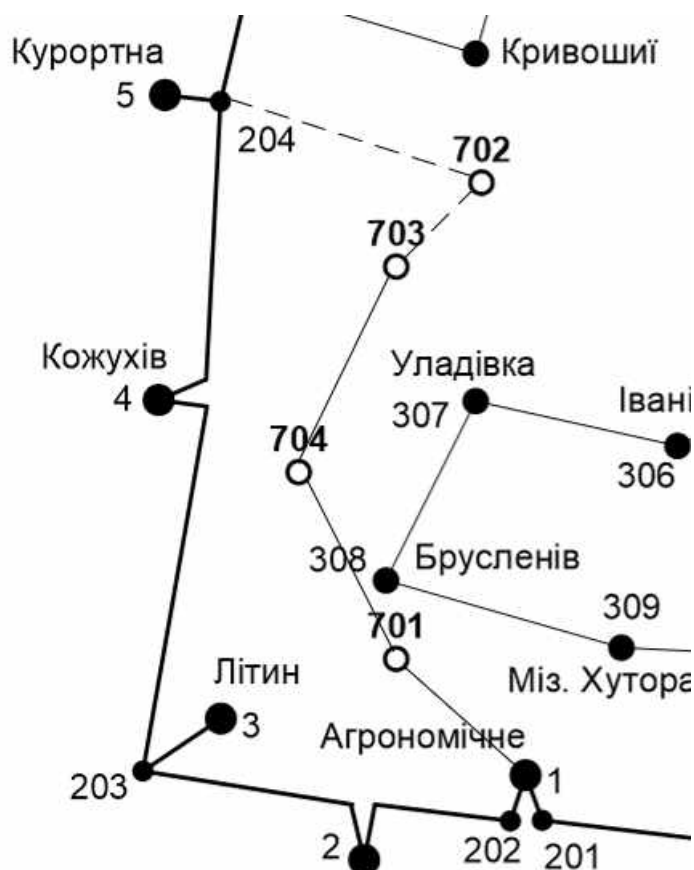


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

На першому році:

————— будівництво лінії електропередач: 1-701, 701-704, 704-703;

На другому році:

- — — — будівництво ліній електропередач: 704-703 та 703-701.

3.3 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 240 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 виразом 3.5:

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

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 6100$ (год). Отже $\alpha_T = 1,05$, оскільки $T_{\text{нб}} < 6000$ годин, район ожеледі – III, тому $\alpha_I = 1$.

$$I_{\text{розр}204-702} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_L} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{1,8}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 12,94 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}702-703} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{18,9}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 135,39 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}704-703} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{32,6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 233,6 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}704-701} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{25,82}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 185 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}701-1} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{36,72}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 263 \text{ (A)}.$$

За табл. 1.3.50 ПУЕ визначимо щільність струму для заданого часу використання максимуму навантаження $T_{\text{нб}}$ (6100 год), та розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ЛЕП за формулою 3.6:

$$F_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} ; \quad (3.6)$$

$J_{\text{ек}}$ для алюмінієвих проводів з часом максимуму навантаження понад 5000 годин становить – $0,8 - 0,6 \text{ А/мм}^2$.

$$F_{\text{розр}204-702} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{12,94}{0,7} = 18,5 \text{ (мм}^2\text{)} ;$$

$$F_{\text{розр}702-703} = \frac{135,4}{0,7} = 193,4 \text{ (мм}^2\text{)} ;$$

$$F_{\text{розр } 704-703} = \frac{233,5}{0,8} = 291,94 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр } 704-701} = \frac{185}{0,8} = 231,25 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр } 701-1} = \frac{263}{0,8} = 328,86 (\text{мм}^2).$$

Згідно ПУЕ мережу 110 кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. З отриманих результатів приймаємо АС-120/19 для ділянок мережі: 207-702, 702-703, 704-701. Ділянки 704-703 та 701-1 потрібно перевірити на рівень струму у ПА режимах після чого прийняти рішення.

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

1й – розрив лінії 204-702;

2й – розрив лінії 204-702 та відсутня генерація на СЕС (704);

3й – розрив лінії 701-1;

4й – розрив лінії 701-1 та відсутня генерація на СЕС (704);

5й – розрив лінії 703-704;

6й – розрив лінії 704-701.

Отримані результати представлені у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа, А тах	Іпа Доп.	Марка проводу
204-702	0	0	268,9	321	241,81	12,95	321	390	АС-120/19
702-703	141,7	141,7	172,05	175,9	98,6	135,4	172,05		АС-120/19
703-704	241,2	241,25	39,02	77,44	0	233,56	241,25	605	АС-240/39
704-701	190,85	241,9	78,05	78,1	57,25	0	241,9	390	АС-120/19
701-1	269,77	321,23	0	0	38,6	263,1	321,23	605	АС-240/39

Рівень струму у ПА режимах у ділянках 704-703 та 701-1 значно менше за допустимий струм, тому з огляду на отримані результати щільності струму приймаємо рішення використати марку проводу АС 240/39.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

У роботі не проведено детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях в нормальних режимах, враховуючи графік роботи, коефіцієнт початкового навантаження та температуру навколишнього середовища. З цієї причини в практиці проектування може виникати ситуація, коли потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях обирається з урахуванням допустимого перевантаження після аварійних режимів на 40% протягом максимальної загальної добової навантаженості, але лише протягом не більше 6 годин протягом не більше 5 днів.

Вибір трансформаторів здійснюється згідно таких критеріїв:

1. Якщо на підстанції присутні споживачі 1-ої категорії, то повинно бути встановлено не менше двох трансформаторів.
2. На підстанціях, які забезпечують електропостачання споживачів 2-ої і 3-ої категорій, допускається встановлення одного трансформатора, за умови наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву в мережевому районі та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом не більше однієї доби, хоча такі можливості в даний час є досить обмеженими.

Вибір трансформаторів здійснюється на підставі наступного виразу:

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

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

Для 701 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{10,93}{1,4 \cdot (2-1)} = 7,8 \text{ (МВА)}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних трансформатора з номінальною потужністю 2,5 МВА. У вузлах 702, 703 та 704 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
701	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
702	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
703	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
704	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

$$K_3 = \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot S_n} \leq 0,7 - 0,8 \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{31.\text{па}} = \frac{10,93}{2 \cdot 10} = 0,54 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{33.\text{па}} = \frac{13,77}{2 \cdot 10} = 0,68 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{32.\text{па}} = \frac{19,78}{2 \cdot 16} = 0,61 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{34.\text{па}} = \frac{8}{2 \cdot 6,3} = 0,63 \leq 0,7 - 0,8.$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у режимі максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає $\leq 0,7-0,8$, що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 4.1.

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

При виборі схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань, а також роль і положення підстанції в електричній мережі, включаючи лінії і трансформатори.

Електрична схема підстанції повинна відповідати наступним функціям, враховуючи її місце в електричній мережі:

- Забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах згідно з вимогами надійності електропостачання та наявністю резервних джерел живлення.
- Забезпечувати надійний транзит потоків електроенергії через підстанцію у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах залежно від значення для конкретного ділянки мережі.
- Враховувати поетапний розвиток підстанції, динаміку навантаження мережі та інші фактори. Розвиток підстанції має відбуватися етапами, з врахуванням простоти і економічності, мінімізуючи роботи з реконструкції і забезпечуючи мінімальне обмеження електропостачання споживачів.
- Враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

При проектуванні нових підстанцій з напругою від 6 кВ до 750 кВ, переважно використовуються електричні схеми розподільних установок, які можна знайти в таблицях 4.2.10-4.2.13.

При будівництві нових електричних підстанцій з напругою від 6 кВ до 750 кВ, рекомендується застосовувати переважно електричні схеми розподільних установок, які можна знайти в таблицях 4.2.10-4.2.13 [1]. Для забезпечення підвищеної надійності та безпеки обслуговування підстанцій, ці схеми повинні бути оснащені комутаційними елементами та додатковими компонентами, які відповідають вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Принципові

схеми електричних розподільних установок напругою від 6 кВ до 750 кВ для електричних підстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Оскільки на підстанціях 301, 302, 303 та 304 встановлено по два трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції, становить дві, для цих вузлів була обрана схема "Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів" (рис. 5.1).

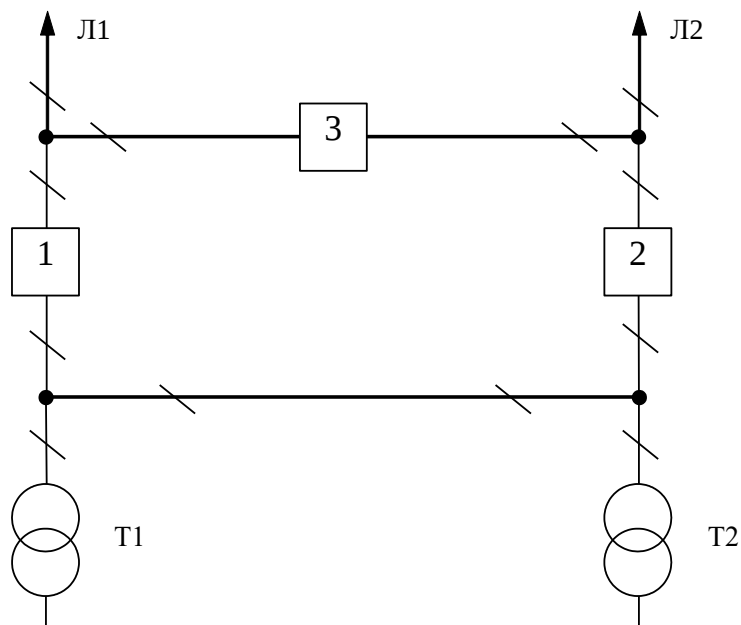


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

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

5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції

Для живлячого вузла Агрономічне (вузол 1) пропонується реконструювати наявну схему на «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» це забезпечить перспективний розвиток та надійне приєднання.

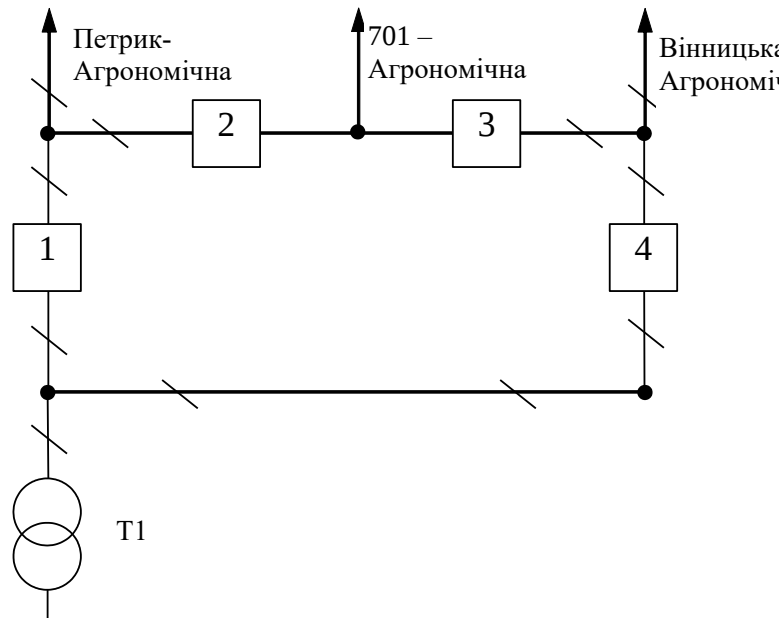


Рисунок 5.2 – Одна секціонована система збірних шин з обхідною

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 204, для нього виконуємо відгалуження з роз'єднувачем та ОПН.

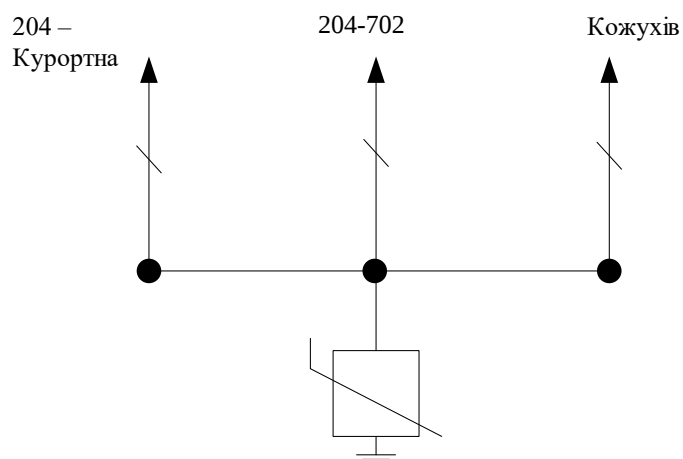


Рисунок 5.3 – Схема РП у вузлі 204

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Виконання розрахунків надійності схем розподільчих пристроїв (РП) включає в себе оцінку ймовірностей відключень елементів (таких як лінії, трансформатори, генератори), які комутуються в РП, а також поділ РП на електрично незалежні частини. Крім того, розрахунки враховують тривалість аварійного відключення елементів, а також час, необхідний для ремонту та розділення РП після відмов вимикачів РП та самого комутуючого обладнання в нормальних і ремонтних режимах. Надалі буде наведений розрахунок для схеми сонячної станції – вузла 704.

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

Розрахунок ведеться по формі табл. 5.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{\Pi} = 3 \cdot 10^{-4}$ (відн. од.).

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

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

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

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

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

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

де $T_{П1} = 45$ 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. 5.1).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформувати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 5.2).

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 704)

Вимикач що відмовив	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті		
		$K_p=0,0001$		
		Q1	Q2	Q3
Q1	0,0307		G1, W1, D (W2, G2) – T_0	G2, G1, W2, W1 – T_0
			G1, W1, D (W2, G2) – T_B	G1, G2, D (W1, W2) – T_B
Q2	0,0307	G2, G1, W2, W1 – T_0		G2, G1, W2, W1 – T_0
		G1, W1, D (W2, G2) – T_B		G2, W2, D (W1, G1) – T_B
Q3	0,0307	G2, G1, W2, W1 – T_0	G2, W2, D (W1, G1) – T_0	
		G1, G2, D (W1, W2) – T_B	G2, W2, D (W1, G1) – T_B	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Елементи, що відключились	Р, МВт	t, год	Ko		Kp	
			W _{ЛВ}	W _{ГВ}	W _{ЛВ}	W _{ГВ}
G1, W1, D(W2, G2)	0	1	1	0	1	0
G2, G1, W2, W1	8	1	1	0	4	0
G2, W2, D(W1, G1)	0	1	1	0	1	0
G1	0	15.5	1	0	0	0
D(W1, G1), D(W2, G2)	0	15.5	1	0	0	0
G2	0	15.5		0	0	0
G1, W1, D(W2, G2)	0	15.5	0	0	2	0
G2, G1, D(W1, W2)	8	15.5	0	0	2	0
G2, W2, D(W1, G1)	0	15.5	0	0	2	0

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

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (5.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (5.6) та недовідпуск електроенергії (5.7).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 840$ грн./кВт·год.);

$$M_{зб} = y_0 \cdot \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (5.5)$$

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

$$\Delta W_{\text{нд}} = \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (5.7)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

$W_{\text{рік}}$, МВт·год	$\Delta W_{\text{нд}}$, МВт·год	$M_{\text{зб}}$, тис. грн.
37 760	0,246	1,254

З розрахунків можна дійти до висновку, що схема дає відносно не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому дана схема не потребує дороговартісної реконструкції, а тому дозволяє здешевити бажаний проект.

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

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 $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 701,702,703,704 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 39,8 + 0.05 \cdot 39,8 = 37,81 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 37,81 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 12,42 \text{ (МВАр)}.$$

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

Загальна реактивна потужність, яка споживається в районі, визначається шляхом сумування відповідних навантажень у окремих точках з урахуванням коефіцієнта одночасності. Для реактивних навантажень, цей коефіцієнт орієнтовно становить 0.95.

Розрахунок генерування реактивної потужності відрізка ЛЕП – 3-701:

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

$$Q_{\text{ЛЕП}204-702} = 108,69^2 \cdot (3,02 \cdot 10^{-6} \cdot 11) = 0,392 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,392 + 0,143 + 0,308 + 0,29 + 0,242 = 1,376 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 19,78 = 18,79 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 18,79 = 1,87 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 18,79 + 1,87 - 1,376 - 12,42 = 6,87 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 18,79 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 12,42 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-6750-450 УЗ на 6750 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 702.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі (ЕМ) здійснюється за допомогою програмного комплексу Втрати «RVM – Hign». Цей комплекс програмного забезпечення надає можливість виконати розрахунок усталеного режиму на основі вказаної інформації про відгалуження (довжина, тип проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) вхідної електричної мережі, яка працює при напрузі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Результати розрахунків за програмою надають інформацію про втрати потужності та електроенергії в електричній мережі, а також про стан усталеного режиму. Зокрема, програма видає дані про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках. Результати розрахунків усталеного режиму для вхідної електричної мережі з напругою 110/35/10 кВ наведені в додатку В у вигляді трьох таблиць: загальні результати розрахунків втрат електричної енергії, результати розрахунків по вітках та результати розрахунків по вузлах.

Файл з вхідними даними, враховуючи розвиток, представлений у додатку Г.

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

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

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

Післяаварійний режим - це режим функціонування енергосистеми, в якому передбачено планове обмеження навантаження на певні споживачі з метою забезпечення належної надійності та якості електропостачання залишковим частинам споживачів. Рівень напруги в балансувальних вузлах приймається на рівні 121 кВ.

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

Дані для визначення мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після проведення розширення подано в додатках В та Г, відповідно.

7.2 Регулювання напруги у мережі

Нормальна робота споживачів залежить від забезпечення стабільних значень частоти та напруги, які є показниками якості електроенергії. Одним із основних завдань є підтримка потрібних параметрів напруги в розподільчих мережах напругою 10 кВ. Для цього використовуються трансформатори з регульованим перетворенням напруги (РПН), які здійснюють регулювання напруги в центрах живлення. У цьому розділі виконується вибір оптимальних налаштувань трансформаторів. Метою регулювання напруги є забезпечення нормативних відхилень напруги на вторинних шинах підстанцій.

Значення напруг в вузлах на високій та низькій сторонах без впливу РПН наведені у таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	110,74	105,46	117,04
702	109,39	104,01	115,79
703	109,54	104,17	115,92
704	110,19	104,86	116,53

Таблиця 7.2 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	10,2	9,67	10,82
702	10,35	9,83	10,97
703	10,02	9,48	10,67
704	10,56	10,05	11,17

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

де U_{BH} – 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 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}} \quad (7.3)$$

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

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

$$K_{\text{Тд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10.5} = 10.9. \quad (7.4)$$

З урахуванням обмежень регулювання, кожен наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступній відпайці, буде обчислюватись шляхом множення розрахованого коефіцієнта трансформації ($K_{\text{Тд}}$), який визначається за виразом (7.4), на відносну кількість робочих витків, що відповідає даній відпайці. Коефіцієнт трансформації для ЕОМ, натомість, є оберненим значенням дійсного коефіцієнта трансформації. За допомогою формули (7.2) ми розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, які будуть приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{\text{Т701}} = \frac{(9,4) \cdot (7,95 / 2) + (5,58) \cdot (139 / 2)}{110,74} = 3,84 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Т701б}} = \frac{110,74 - 3,83}{10,5} = 10,18.$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{\text{Т701д}} = 10,611$, що відповідає 8-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН701д}} = \frac{110,74 - 3,84}{10,141} = 10,54 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів

№ в.д. п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К _Т б	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 7.4.

Таблиця 7.4 – 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	3,83	10,181	10,54	11	10,141	0,09861
702	3,63	10,071	10,59	12	9,984	0,10016
703	4,26	10,026	10,54	12	9,984	0,10016
704	0,53	10,545	10,48	9	10,455	0,095648

Після впровадження заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях, було проведено розрахунок режиму максимальних навантажень електричної мережі після застосування бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704 (додаток Д). Отримані результати свідчать про те, що наявні засоби регулювання на цих підстанціях забезпечують можливість експлуатації з необхідними показниками якості електроенергії на стороні 10 кВ.

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі

У попередніх розділах було проведено розрахунки для вибору оптимального варіанту розвитку 110 кВ електричної мережі, включаючи вибір головних схем вузлових та споживальних підстанцій, обладнання підстанцій та електричних мереж, аналіз режиму максимальних навантажень та розробку заходів для підтримки якості напруги в системі. Ці дії надали достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

В енергетичній галузі для оцінки економічної ефективності проекту застосовується показник рентабельності капіталовкладень. Оскільки проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років, формула для цього показника матиме наступний вигляд:

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, 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:

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

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 3,68$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене

спорудженням електромережевого об'єкта, МВт·год; В – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.;

c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності;

ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

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

де P_i – активна потужність, що передається по i -тій 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 -тої ЛЕП, Ом/км;

τ – час максимальних втрат (4720 год);

ΔL_i – довжина i -тої 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:

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

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

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

Збільшення навантаження, що було визначено в результаті проведення розрахунку по прогнозу навантаження на наступний період не призвів до необхідності збільшення потужності трансформаторів.

У відповідності з остаточним варіантом розвитку електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: 1-701, 701-704, 704-703;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 701, 703, 704;
- реконструкція ПС «Агрономічне»

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 204-702 та 702-703;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 702;
- спорудження відгалуджувальної опори у вузлі 204.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році показані у табл. 8.1–8.2.

Таблиця 8.1 – 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	19004,22
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	8 од.	308,928	2759,816	74,512	83,616	8	3234,872
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		695,088	5218,987	155,438	162,176	18	6249,688

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

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266	135,424
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
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	1709,318
Загальна кошторисна вартість			54520,432						

Таблиця 8.2 – 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	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		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	32,0
4.3	Заземлювальний реактор	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0

	10 кВ								
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266	84
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
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	1709,318
Загальна кошторисна вартість			55733,509						

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

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, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,94	451,372	371,798	3,43	14843,02
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	2 од.	77,232	689,954	18,628	20,904	2	808,718
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			463,392	3149,125	99,554	99,464	12	3823,534

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266	84
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
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	1709,318
Загальна кошторисна вартість			47933,08						

Таблиця 8.4 – Вартість реконструкції ПС «Агрономічне»

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 трансфор- маторами струму	2	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
2.4	Приєднання секційного вимикача 110 кВ	2	129,232	4338,54	175,916	119,24	2,326	4765,252
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	1	108,054	575,488	49,83	20,63	2	756,002
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	1	38,076	1022,051	56,693	29,11	1,044	1148,974
Всього ВРУ 110 кВ			794,877	11625,52	527,781	339,892	8,852	13298,92
Загальна кошторисна вартість			13298,92					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 171 486,941 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.5–8.6.

Таблиця 8.5 – Вартість облаштування відгалуження у вузлі 206:

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторис- на 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 63847,039 тис. грн.,

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

Таблиця 8.6 – 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, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,38	734,56	601,984	4,916	24509,72
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	15 од.	579,24	5174,655	139,71	156,78	15	6065,385
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		965,4	7633,826	220,636	235,34	25	9080,201

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
4.4	Вартість приєднання БСК	1	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359	38,616
Всього			174,04	2441,247	112,412	71,8	5,026	3691,625	174,04
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
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	1709,318
Загальна кошторисна вартість			63260,802						

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (6,5+8+8,5) = 36194,643 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (11+4) = 23605,202 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 36194,643 + 171\,486,941 = 207\,681,584 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 23605,202 + 63847,039 = 87452,241 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за виразом:

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

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

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$B_{\Pi 1} = (36194,643 \cdot 0,3)/100 = 108,583 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 2} = (23605,202 \cdot 0,3)/100 = 70,815 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 1} = (207\,681,584 \cdot 3)/100 = 6\,230,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 2} = (87452,241 \cdot 3)/100 = 2623,567 \text{ (тис.грн.)}.$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Г), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.7:

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 108,583 + 6\,230,4 + (740 \cdot 3,68) = 9\,062,183 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 70,815 + 2623,567 + (970 \cdot 3,68) = 6263,982 \text{ (тис.грн.)}.$$

Таблиця 8.7 – 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:1-701, 701-704, 704-703 П/ст: 701, 703, 704	520	220	740
2	ЛЕП:204-703, 702-703 П/ст: 703	870	100	970

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

$$W_{1(701+703+704)} = (9,4 + 12,4) \cdot 6100 + 8 \cdot 1200 = 142580 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(503+504)} = 18 \cdot 6100 = 109800 \text{ МВт·год}.$$

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

$$\Pi_1 = 3,68 \cdot 0,12 \cdot 132980 + 5,08 \cdot 0,12 \cdot 9600 - 9062,183 = 55513,945 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 3,68 \cdot 0,12 \cdot 109800 - 6263,982 = 42223,698 \text{ тис.грн.}$$

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

$$E'_a = \frac{55513,945 / (1 + 0,2) + 42223,698 / (1 + 0,2)^2}{207681,584 / (1 + 0,2) + 87452,241 / (1 + 0,2)^2} = 0,32.$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,32 = 3 \text{ роки.}$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	39,8
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6100
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт·год	1 211 070
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	295 133,825
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	3
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,74
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,9
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт·год	7860
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт·год	23770

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів.

Рентабельність проекту розвитку в цілому відносно задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Термін окупності (3 роки) підтверджує ефективність.

9 ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМ ДІАГНОСТУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СИЛОВИХ ПІДСТАНЦІЙ ПІД НАВАНТАЖЕННЯМ

9.1 Методи технічної діагностики стану силових підстанцій під навантаженням

Розвиток електроенергетичних систем і зростання вимог до їхньої якості значною мірою залежать від технічного стану електрообладнання та рівня його експлуатації. На сьогоднішній день обладнання електростанцій і підстанцій переважно вичерпало свої нормативні терміни експлуатації. Надійність роботи цього обладнання залежить як від технологічного рівня його виготовлення, так і від дотримання правил технічної експлуатації та контролю поточного технічного стану.

Технічна діагностика та ідентифікація стану електромереж є ключовими для забезпечення надійності й якості їх експлуатації. Побудова автоматизованої системи оцінки технічного стану є складним і важливим завданням, яке впливає на якість функціонування сучасних електроенергетичних систем. Сучасне електрообладнання потребує нових підходів до діагностики, зокрема використання традиційних експертних систем у поєднанні з методами штучного інтелекту, такими як теорія нечітких множин і нечітка логіка.

9.1.1 Планово-попереджувальний ремонт

Планово-попереджувальний ремонт (ППР) проводиться для запобігання зносу та передчасному виходу з ладу електрообладнання, збереження його надійності, ефективності та безпеки. ППР включає регулярні профілактичні та поточні роботи з огляду та ремонту обладнання. Основні вимоги ППР:

- Виконання правил технічної експлуатації та норм обслуговування.
- Своєчасний та якісний плановий ремонт.

Система ППР потребує оновлення з урахуванням сучасних технологій, таких як штучний інтелект і комп'ютерна обробка даних, для підвищення

ефективності. Недоліки ППР можуть знижувати безпеку та ефективність, тому важливо перейти до ремонтів за фактичним станом обладнання.

Застосування методу ППР має певні недоліки, що призводять до зниження безпеки обладнання та ефективності роботи підприємства, а також збільшення збитків від простою обладнання. На підприємствах з підвищеним ризиком для запобігання аваріям і поломкам скорочують періоди між ремонтами та замінюють деталі, навіть якщо вони ще не вичерпали свій ресурс. Ці проблеми вказують на необхідність аналізу та переходу до ремонту обладнання за фактичним станом з урахуванням реальних умов експлуатації.

9.1.2 Ремонти за поточні технічні стани електрообладнання

Технічна діагностика (ТД) може бути важливим компонентом системи ППР, оскільки дозволяє виявляти ознаки несправностей електрообладнання та визначати методи їх усунення. Аналізуючи динаміку показників технічного стану, ТД допомагає прогнозувати час безвідмовної роботи та залишковий ресурс обладнання. ТД зосереджується на виявленні та аналізі внутрішніх причин відмов, тоді як зовнішні дефекти визначаються візуально або за допомогою метрологічних інструментів. Особливістю ТД є вимірювання технічного стану обладнання під час експлуатації для пошуку дефектів і встановлення причин їх виникнення.

Ця технологія базується на проведенні ремонтних та налагоджувальних робіт відповідно до реального технічного стану обладнання, яке досліджується під час експлуатації без розбирання, спираючись на вимірювання відповідних параметрів. Ремонт за фактичним станом приносить значний економічний ефект, дозволяючи:

- Скоротити час та обсяг ремонту на третину.
- Зменшити кількість раптових відмов у десятки разів.
- Знизити втрати прибутку через простої у кілька разів.

Для цього необхідна детальна діагностика об'єкта з виявленням дефектів заздалегідь. Перехід на такий ремонт виправданий, оскільки близько 50%

технічних обслуговувань за ППР виконуються без потреби, а розбирання-складання може зменшити ресурс на 30%.

Технологія діагностики трансформує систему обслуговування обладнання на підприємстві, дозволяючи:

- Контролювати реальний технічний стан механізмів.
- Обґрунтовано визначати терміни та обсяг ремонтних робіт і контролювати їх якість.
- Скорочувати фінансові та трудові витрати на експлуатацію.
- Продовжувати міжремонтний період і термін служби обладнання.
- Зменшувати потребу в запасних частинах і матеріалах.
- Уникати раптових поломок і зупинок виробництва.
- Підвищувати загальну культуру виробництва та кваліфікацію персоналу.

Технологія ремонту "за станом" знижує експлуатаційні витрати і підвищує ресурс та надійність обладнання, але вимагає точного приладового та методичного забезпечення. Третій метод ремонту – "на відмову" – передбачає ремонт лише при поломці обладнання, що не дає значного економічного ефекту і може мати серйозні наслідки. Надійність електромереж, станцій та енергосистем залежить від трансформаторів, більшість з яких вже відпрацювала мінімальний нормативний термін служби в 25 років.

В умовах нових ринкових відносин у електроенергетиці планова система ремонтів не завжди забезпечує оптимальні рішення щодо ресурсів. Це пояснюється тим, що профілактичні роботи проводяться за регламентом і не враховують реальний технічний стан обладнання на момент ремонту. Також не завжди враховуються пріоритети та обмеження щодо виведення обладнання в ремонт. Принципи оптимізації управлінських рішень і раціонального використання ресурсів недостатньо розроблені. Система ППР потребує значних трудових ресурсів, що збільшує навантаження на ремонтний персонал. Профілактичні ремонти за фіксованими періодами без точної оцінки стану не гарантують запобігання відмовам обладнання.

Загалом, вдосконалення системи діагностики технічного стану, обслуговування та ремонту (ТС) електрообладнання передбачає вирішення таких завдань:

- Оптимізація організації діагностики та контролю технічного стану.
- Оцінка та прогнозування надійності в експлуатації.
- Оптимізація термінів проведення ТС.
- Визначення оптимального обсягу ТС.
- Вибір стратегії управління процесом експлуатації.
- Планування ТС з урахуванням технічного стану.

Основна перевага нової технології полягає в методі ТС, який базується на індивідуальному спостереженні за кожним елементом системи в режимі реальних змін технічного стану під час експлуатації. Це забезпечує управління експлуатацією на основі поточного контролю технічного стану.

Існують два основних підходи до планування ремонтних робіт та управління технічним обслуговуванням: система планово-попереджувального ремонту і ремонт за станом. Вони відрізняються тим, що визначають об'єкти, терміни та обсяги робіт на основі різних критеріїв. Ідеальне планування ґрунтується на даних про технічний стан обладнання, але перехід до такої системи не може відбутися миттєво. Часто використовується комбінація підходів з урахуванням як планових заходів, так і оцінки поточного стану техніки.

Крім того, відмова від системи планово-попереджувального ремонту є неможливою з юридичних причин. Згідно з нормативними документами, ця система є основним засобом забезпечення безпечної та надійної експлуатації обладнання у сучасних умовах. Завдяки постійному технічному моніторингу можна значно зменшити фінансові витрати електромережових підприємств. Дешевше та ефективніше підтримувати обладнання у робочому стані та уникати виникнення дефектів, ніж замінювати або ремонтувати великі компоненти після серйозних аварій.

9.2 Системи діагностування електрообладнання

Початковий етап оцінки технічного стану при створенні діагностичних систем передбачає формування словника дефектів, які можуть негативно впливати на роботу обладнання та потребують виявлення під час діагностики. Це вимагає аналізу досвіду експлуатації, результатів досліджень та класифікацію дефектів за різними критеріями, такими як ймовірність виникнення, ступінь небезпеки та швидкість розвитку. Після цього визначаються діагностичні сигнали, які можуть свідчити про наявність дефектів, а також вибираються відповідні інструменти для їх вимірювання. Після отримання діагностичних сигналів проводиться спеціалізована обробка, щоб виділити діагностичні параметри, наприклад, рівень коливань або амплітуду. На основі цих параметрів встановлюються діагностичні ознаки, які дозволяють зробити висновки про стан обладнання.

Найпопулярнішими стали бінарні ознаки, які лише підтверджують або відкидають наявність дефекту, використовуючи значення 1 (присутність) або 0 (відсутність). Цей підхід потребує заздалегідь визначеного порогового значення для діагностичного параметра, де будь-яке перевищення сприймається як високе значення параметра. Однак такий підхід може бути складним у виборі та обґрунтуванні порогового значення та чутливості ознаки.

Більш інформативними вважають ознаки, які враховують величину відхилення. Тут діагностичними ознаками виступають симптоми, за якими можна встановити межі відхилення, що характеризують ступінь розвитку дефекту, наприклад, швидкість його поширення. Для відображення ступеня ризику можна ввести кілька рівнів еталонних значень, таких як гранично припустиме, зона ризику і т.п.

Еталонні значення діагностичних параметрів можуть бути визначені різними методами.

Більш інформативні методи діагностики використовують ознаки, які враховують відхилення від норми. Це означає, що діагностичні симптоми дозволяють встановити рівні відхилення, що характеризують ступінь розвитку

дефекту, такий як його темп або рівень небезпеки. Для цього можуть бути використані різні еталонні значення, такі як гранично допустимий рівень, зона ризику та інші. Визначення еталонних значень діагностичних параметрів може здійснюватися різними методами.

Розрахунковий метод передбачає наявність математичної моделі обладнання, за допомогою якої розраховуються еталонні та порогові значення діагностичних параметрів для конкретних умов роботи. Експериментальний підхід може включати аналіз результатів вимірювань діагностичних параметрів у групі однотипних об'єктів або проведення експериментів на випробувальних стендах, де спеціальні режими роботи дозволяють швидше виявити дефекти. При експертній оцінці еталонні значення формуються на основі думок кількох експертів - фахівців з діагностики електроустаткування. На наступному етапі формування системи діагностування визначається сукупність можливих параметрів стану обладнання та відповідних діагностичних параметрів, які можуть бути виміряні для оцінки технічного стану. На даному етапі важливо включити зайву кількість параметрів, щоб в подальшому відібрати ті, які є найбільш доступними для вимірювання, мають мінімальні помилки визначення та дозволяють виявляти дефекти на ранній стадії їх розвитку. Для цього проводяться різноманітні дослідження впливу дефектів на різні параметри стану обладнання. Наступним етапом є оптимізація сукупності вимірюваних параметрів, де перевага надається тим, які найбільше залежать від характеру та ступеня розвитку дефектів, є легко вимірюваними та мають найменші помилки визначення. Діагностичні параметри поділяються на дві групи: систематичний контроль, який вимірюється постійно або періодично, і додатковий контроль, який використовується для уточнення характеру дефекту, ступеня небезпеки та інших параметрів.

Результати контролю можуть бути спотворені різними факторами, такими як помилки вимірювальних приладів, вплив зовнішніх факторів, умови проведення контролю, неоднорідність методів вимірювань та рівень

кваліфікації персоналу. Це створює ймовірність отримання неточних результатів:

- Працездатне обладнання може бути помилково визнане непридатним для подальшої експлуатації, що відомо як помилка першого роду. Ці помилки призводять до зайвих витрат на ремонт обладнання.

- Непрацездатне обладнання може бути помилково визнане придатним до подальшої експлуатації, що називається помилкою другого роду. Ці помилки можуть призвести до аварійного пошкодження обладнання та збільшення витрат на аварійно-відновлювальний ремонт. Причини цих помилок ілюструються на рисунку 9.1.

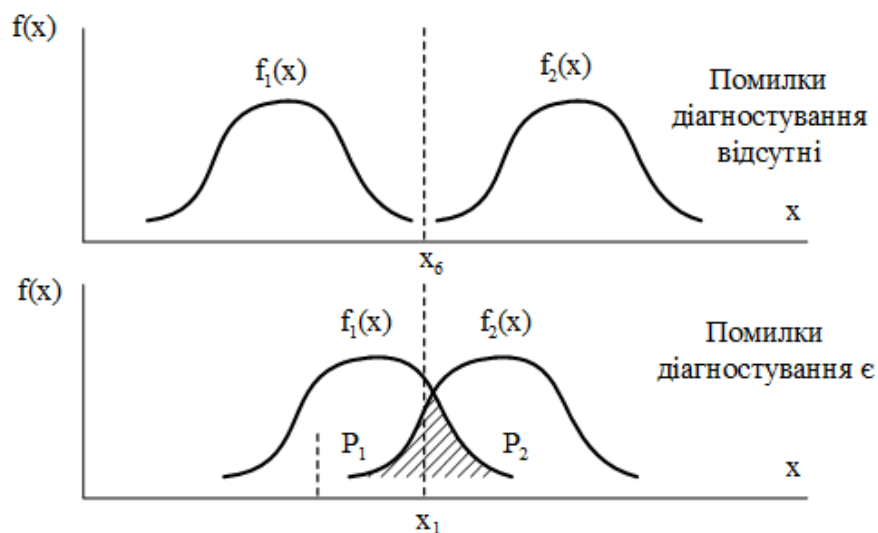


Рисунок 9.1 – Розподіл щільності ймовірності значень контрольованого параметра для двох сукупностей об’єктів одного виду

Зниження ймовірності виникнення таких помилок може бути досягнуто, якщо для виявлення дефекту використовуються кілька фізично незалежних методів. Це можна пояснити наступним прикладом: якщо дефект виявлено за допомогою двох методів, при цьому достовірність першого методу дорівнює P_1 , а другого - P_2 , то при збігу результатів, отриманих обома методами, загальна достовірність контролю P буде дорівнювати:

$$P = P_1 + P_2 - P_1P_2 \quad (9.1)$$

Наступним кроком у розробці системи діагностики є створення діагностичної моделі, що включає в себе набір діагностичних параметрів, відповідні правила вимірювання, а також їх еталонні та порогові значення. У цій моделі також визначаються правила прийняття рішень, особливо у випадках, коли одному дефекту може відповідати різна комбінація ознак або, навпаки, коли та сама ознака може вказувати на різні дефекти у різних режимах роботи обладнання.

Комбіновані системи діагностики поєднують у собі функціональні та тестові методи, що дозволяє забезпечити найбільш точну оцінку стану обладнання. Зазвичай функціональна діагностика використовується для систематичного контролю, в той час як тестові методи використовуються як додаткові. Такі системи дозволяють здійснити прогноз стану обладнання на довгострокову перспективу, що створює основу для переходу від регламентованого технічного обслуговування та ремонту до обслуговування та ремонту з урахуванням фактичного стану.

Системи діагностування можна класифікувати залежно від режиму роботи на безперервні, періодичні та разові. У безперервних системах контроль діагностичних параметрів проводиться постійно під час експлуатації устаткування, що робить їх функціональними системами. У періодичних системах контроль параметрів виконується через певні проміжки часу, визначені правилами системи. Наприклад, система діагностики силового електроустаткування, яка регулюється нормативними документами, відноситься до періодичних. Разові системи діагностики використовуються у виняткових випадках для отримання додаткової інформації, коли результати безперервного або періодичного діагностування недостатні для розв'язання поставлених завдань. Наприклад, комплексні обстеження можуть використовуватися для оцінки залишкового ресурсу працездатності електроустаткування. У цьому випадку результати систем діагностики

доповнюються результатами спеціальних методів і алгоритмів, які застосовуються винятково у спеціальних ситуаціях, наприклад, через високі витрати або необхідність спеціально підготовленого персоналу.

На сьогоднішній день системи діагностики та моніторингу високовольтного електрообладнання функціонують як експертні автоматизовані системи в режимі "порадника". Вони розв'язують два основних завдання: визначення технічного стану обладнання для виявлення дефектів і несправностей, а також вибір оптимальних керуючих впливів на електрообладнання для підвищення його надійності та продовження експлуатаційного ресурсу. У сфері електроенергетики експертні діагностичні системи використовуються переважно для діагностики окремих типів електрообладнання, таких як трансформатори або вимикачі.

Для подальшого аналізу отриманих даних використовуються сучасні математичні методи, побудовані на базі сучасних інформаційних технологій. Серед них:

- методи розпізнавання та поділу у просторі ознак;
- методи, що ґрунтуються на теорії ймовірності;
- метричні методи розпізнавання образів;
- статистичні методи теорії інформації;
- методи штучних нейронних мереж.

Вибір конкретного методу обробки даних залежить від поставленого завдання, однорідності інформації, а також її невизначеності та нечіткості.

Діагностика електрообладнання передбачає використання діагностичних ознак для оцінки його стану, а також методів діагностики, які можна класифікувати на детерміновані та випадкові за їхньою діагностичною цінністю. Важливо відзначити, що ознаки з випадковою діагностичною цінністю, яка визначається відсутністю монотонності зміни їхніх значень у часі під час розвитку процесу, не можуть служити основою для прийняття рішень про стан трансформатора. Вони лише іноді можуть свідчити про необхідність проведення більш детального обстеження. Діагностичні ознаки з

детермінованою цінністю характеризуються монотонною зміною у часі під час розвитку процесу.

9.3 Smart діагностування стану силових підстанцій під навантаженням

На сучасному етапі розвитку технічних систем спостерігається значна складність їх функціональності, що обумовлено новими принципами конструювання блоків та вузлів, використанням цифрової обробки інформації, а також широким застосуванням великих та надвеликих інтегральних мікросхем. Це породжує проблему забезпечення надійності їх роботи на різних етапах життєвого циклу, зокрема під час експлуатації. Для подолання цієї проблеми важливим є інтенсивний розвиток методів і засобів технічної діагностики складних технічних систем. Проте, у зв'язку з особливостями сучасних технічних систем, процес діагностування стає складнішим і менш ефективним порівняно з попередніми системами, побудованими на базі інтегральних схем меншого та середнього рівнів інтеграції.

У сфері технічної діагностики, зокрема в діагностуванні мікропроцесорних пристроїв та систем, вже деякий час спостерігається спроба використання елементів штучного інтелекту, зокрема систем самонавчання та експертних систем. Однак поки що не розроблено чіткої методології та відповідних стратегій використання штучного інтелекту в діагностиці складних технічних систем. Питання взаємодії компонентів штучного інтелекту у реалізації процесу тестового діагностування та оцінки їх ефективності залишається недостатньо вивченим.

Серед компонентів штучного інтелекту для діагностування складних технічних систем особливий інтерес викликають такі: системи самонавчання, теорія нечітких множин та логік, штучні нейронні мережі та експертні системи. При розробці таких систем важливо враховувати всі складові процесу прийняття рішень людиною, такі як цілі, факти, правила, механізми узагальнення та спрощення.

Щодо постановки цілей проектування засобів та процесу діагностики технічних систем, важливо конкретизувати їх, виходячи з інформації про об'єкт діагностування (ОД). На цьому етапі потрібно уточнити клас завдання, вибрати форму та терміни опису. Після визначення загальних фактів, необхідних для досягнення цілей, потрібно визначити конкретні дані про ОД та присвоїти їм значення. Факти і правила, які будуть використовуватися в подальшому процесі діагностування, зберігаються в комп'ютері та утворюють базу знань.

Правила в штучному інтелекті спрощують процес діагностування складних технічних систем, допомагаючи системі чітко оцінити дані та досягти своєї мети. Вони узагальнюють кілька фактів і полегшують їх використання.

Механізм виведення може бути реалізований двома способами: прямим і зворотним рядом суджень. У прямому випадку судження йдуть від даних до логічного висновку, а у зворотному - навпаки, коли висновок використовується для пошуку даних, що його підтверджують.

Застосування експертних систем (ЕС) сприяє значному підвищенню ефективності діагностування складних технічних систем. ЕС технічного діагностування зазвичай представляють собою програмні продукти, які класифікують об'єкти діагностування та їхні несправності, проводять аналіз та видають поради. Вони значно прискорюють процес виявлення несправностей та забезпечують консультації щодо майбутньої поведінки об'єктів діагностування. Розробка експертних систем (ЕС) для діагностики складних технічних систем може базуватися на продукційних правилах, фреймових або семантичних мережах, які охоплюють всі наявні знання про об'єкти діагностики і процес діагностики. Знання надаються у модульній формі і легко піддаються модифікації. База знань ЕС містить експертні дані, які можуть бути використані для експертних оцінок стану об'єктів діагностики. Ця база також постійно поповнюється завдяки зворотному зв'язку між об'єктами діагностики і системою.



Рисунок 9.2 – Компоненти інтелектуалізації процесу діагностування складних технічних систем

Зібрані дані про діагностику об'єктів надаються у зручній формі для подальшої формалізації знань, такої як графіки і таблиці.

Складні технічні системи, такі як об'єкти діагностики, мають особливість використання під час діагностики найбільш досконалої моделі справного об'єкта, яка базується на проектній документації. Це дозволяє використовувати як об'єктивні, так і суб'єктивні знання для побудови системи діагностики.

Нечітка модель діагностики визначається параметрами функцій приналежності для вхідних та вихідних змінних, які відносяться до нечітких термінів причин або наслідків, а також параметрами концентрації нечітких множин наслідків. Задача настройки формулюється як задача оптимізації, для вирішення якої пропонується комплексне використання генетичного алгоритму та нейронної мережі.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розглянуті питання з охорони праці та цивільного захисту, що були враховані під час діагностування технічного стану силових підстанцій. На електротехнічний персонал, що буде здійснювати діагностування технічного стану силових підстанцій, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [24, 25].

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

10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

10.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час діагностування технічного стану силових підстанцій

До проведення випробувань слід допускати лише тих працівників, які пройшли спеціальну підготовку та перевірку знань. Керівник робіт, крім того, повинен пройти стажування протягом місяця під контролем досвідченого працівника. Працівники, допущені до проведення випробувань, повинні мати запис у посвідченні про перевірку знань.

Випробування електрообладнання, в тому числі і за межами

електроустановки (в недіючих електроустановках, на складах, території підприємства, в полі тощо), що проводяться з використанням пересувної випробної установки, слід виконувати за окремим нарядом на випробування. Наряд на випробування видає працівник, який прийняв рішення про необхідність їх проведення та має право видавати наряд.

Допуск до випробувань в електроустановках здійснює оперативний або оперативно-виробничий працівник, який має такі права. У недіючих електроустановках, на складах, території підприємств, у полі тощо допуск до випробувань здійснює керівник робіт за нарядом. Проведення випробувань під час монтажу або ремонту обумовлюється у рядку "Доручається" наряду. В електроустановках до 1000 В випробування допускається виконувати за розпорядженням.

Випробування проводить бригада, в якій керівник робіт повинен мати групу IV, член бригади - групу III, а працівник, виставлений для охорони, - групу II. До складу бригади, яка проводить випробування, можуть входити виробничі працівники, які залучаються до виконання підготовчих робіт та нагляду за обладнанням. До складу бригади, яка виконує ремонт або монтаж обладнання, для проведення випробувань можна залучати працівників налагоджувальних організацій або електролабораторії. В цьому разі керівництво випробуваннями здійснює керівник робіт або, за його вказівкою, працівник з групою IV зі складу працівників лабораторії чи налагоджувальної організації.

Допуск за нарядами, виданими на проведення випробувань та підготовчих робіт до них, слід здійснювати тільки після того, як інші бригади, які працюють на обладнанні, що підлягає випробуванню, виведені з робочих місць та їхні наряди здані допускатчу. В електроустановках без місцевих оперативних працівників керівнику робіт дозволяється після виведення бригади залишити наряд у себе, оформивши перерву в роботі.

Випробну установку, обладнання, що випробовується, та з'єднувальні проводи між ними слід обгородити щитами, канатами тощо з плакатами

"Випробування. Небезпечно для життя!", повернутими назовні. Огородження встановлюють працівники, які проводять випробування.

У разі проведення випробувань кабельної лінії, коли протилежний її кінець розташований в замкненій камері, у відсіку КРУ або в приміщенні, на дверях чи огороженні слід вивішувати плакат "Випробування. Небезпечно для життя!". Якщо двері і огороження не замкнені або випробуванню підлягає кабель з розробленими на трасі жилами, то крім плакатів, що вивішуються біля дверей, огорожень та розроблених жил кабелю, слід виставити охорону з включених до складу бригади працівників з групою II або чергових працівників.

Якщо випробна установка та обладнання, що випробовується, розміщені у різних приміщеннях або на різних ділянках РУ, дозволяється перебування членів бригади з групою III, які проводять спостереження за станом ізоляції, окремо від керівника робіт. Ці члени бригади повинні розташовуватись поза межами огороження та отримати перед початком випробувань від керівника робіт відповідний інструктаж.

Під час складання випробної схеми перш за все необхідно виконати захисне і робоче заземлення випробної установки і, якщо потрібно, захисне робоче заземлення корпусу обладнання, що випробовується. Забороняється проводити випробування пересувною установкою із заземлюванням її корпусу тільки за допомогою робочої схеми.

Корпус пересувної випробної установки необхідно заземлити окремим заземлювальним провідником з гнучкого мідного проводу з перерізом не менше ніж 10 мм^2 . Перед випробуванням слід перевірити надійність заземлення корпусу. Перед приєднанням випробної установки до мережі напругою 380/220 В вивід високої напруги необхідно заземлити. Переріз мідного проводу, що використовується у випробних схемах для заземлювання, не повинен бути менше ніж 4 мм^2 .

Приєднання випробної установки до мережі напругою 380/220 В слід здійснювати через комутаційний апарат з видимим розривом кола або через

штепсельну вилку, що розміщені на місці керування установкою. Комутаційний апарат або слід обладнати утримуючим пристроєм, або між рухомими та нерухомими контактами апарата слід встановити ізолювальну накладку. Провід або кабель, який використовують для живлення випробної установки від мережі напругою 380/220 В, необхідно захистити запобіжниками або автоматичним вимикачем, які встановлені у цій мережі. Підключати до мережі пересувну випробну установку повинні представники організації, що експлуатує цю мережу.

З'єднувальний провід між обладнанням, що випробовується, і випробною установкою спочатку необхідно приєднати до її заземленого виводу високої напруги. Цей провід слід закріплювати так, щоб запобігти його наближенню (підхльостуванню) до струмовідних частин, що перебувають під напругою, на відстань, меншу за зазначену в цих Правилах. Приєднувати та від'єднувати з'єднувальний провід до фази (полюса) обладнання, що випробовується, до жили кабелю дозволяється за вказівкою керівника випробувань тільки після їх заземлення, яке слід виконати або увімкненням заземлювальних ножів, або встановленням переносних заземлень, у тому числі спеціальних лабораторних з ізолювальними рукоятками.

У випробних установках робоче місце оператора необхідно відділити від частини установки напругою понад 1000 В. Двері в частину установки напругою понад 1000 В необхідно обладнати блокуванням, яка забезпечує знімання напруги з випробної схеми у разі відчинення дверей та унеможливорює подавання напруги при відчинених дверях. На робочому місці оператора необхідно виконати окремі світлові сигналізації про подання напруги до і понад 1000 В. Пересувні випробні установки, крім того, необхідно оснастити зовнішньою світловою сигналізацією, яка автоматично вмикається у разі наявності напруги на виводі випробної установки.

10.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,

2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

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

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

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

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

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

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

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

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань

і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

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

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [26], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним

законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

10.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

10.2.1 Мікроклімат

Категорія робіт, що виконується оперативним персоналом – Па – пов'язано з постійною ходьбою і перенесенням невеликих вантажів масою до 1 кг [29]. За ступенем впливу на тепловий стан людини мікрокліматичні умови визначаємо як допустимі (таблиця 10.1).

Таблиця 10.1 – Допустимі параметри мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
Холодний	Середньої важкості: Па	17-23	75	не > 0,3
Теплий	Середньої важкості: Па	18-27	65 при 26 °С	0,2-0,4

Необхідно, щоб в приміщеннях, що будуються, була постійна циркуляція повітря або встановлений кондиціонер [30]. Влітку при значних вологовтратах і значному часі опромінення інфрачервоною радіацією споживають охолоджену до 15-20°С підсолону (0,5 % HCl) газовану воду. Вживання підсоленої води запобігає згущенню крові, сприяє утриманню її в організмі, покращує самопочуття й підвищує працездатність. Із заходів особистої профілактики після теплових навантажень рекомендуються гідропроцедури.

10.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ [6].

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу на будь-якій ділянці вказує на необхідність у вживанні заходів з її очищення. Необхідно підкреслити, що будь-яке нагромадження пилу може привести до загоряння. Чим дрібніше пил (зернистість), тим вище небезпека.

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/куб. м		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4
Вуглецю оксид (CO)	3	1	4

Тому необхідно здійснювати наступні заходи: очищувати пил якнайчастіше, щодня протирати запилені поверхні обладнання з використанням продувки або пилососа. Потрібно планувати прибирання так, щоб воно приходилось на час коли устаткування вимкнене, зокрема в другу половину дня п'ятниці або на вихідні.

10.2.3 Виробниче освітлення

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [31], роботи з обслуговування електроустановок, потребують освітлення, яке характеризується розрядом зорової роботи III, підрозряд «в». Нормовані значення штучного, природного та суміщеного освітлення наведені в таблиці 10.3.

Для забезпечення достатнього освітлення 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.

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак- ка зорової роботи	Найменший або еквівалент- ний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під- розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характе- ристика фону	Штучне при- системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Висо- кої точн- ості	Від 0,3 до 0,5 включно	III	в	малий середній великий	світлий середній темний	600	200	-	3,0

10.2.4 Виробничий шум

Шум вище гранично допустимих рівнів несприятливо діє на людину. Шум у приміщенні широкосмуговий. Нормуємо шум на робочому місці. Рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях мають відповідати вимогам СН 3223-85, ГОСТ 12.1.003-85, ГР 2411-81 [32] і наведені в табл. 10.4.

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні звуку, еквівалентні рівні звуку і рівні звукового тиску в октавних смугах частот

Вид трудової діяльності, робочі місця	Рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Виконання усіх видів робіт на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Устаткування, що є джерелом шуму (вентилятори, електроінструмент, технологічне обладнання), слід використовувати поза межами приміщень.

Для забезпечення допустимих рівнів шуму на робочих місцях слід застосовувати засоби звукопоглинання, вибір яких має обґрунтовуватись

спеціальними інженерно-акустичними розрахунками.

Акустична обробка приміщень – це облицювання частини внутрішніх поверхонь огорожень звукопоглинаючими матеріалами, а також розміщення в приміщенні штучних звукопоглиначів, які представляють собою вільно підвішені об’ємні поглинаючі тіла довільної форми. Найбільший ефект при акустичній обробці можливо отримати в точках, які розташовані в зоні відбитого звуку; в зоні прямого звуку акустичний ефект від застосування облицювання набагато менший. Звукопоглинаючі облицювання розміщують на стелі і в верхніх частинах стін при висоті приміщення не більше 6-8 м таким чином, щоб акустично оброблена поверхня складала не менше 60 % від загальної площі обмежуючих приміщення поверхонь. У вузьких і дуже високих приміщеннях доцільно облицювання розміщувати на стінах, залишаючи нижні частини стін (до 2 м висотою) не облицьованими, або проектувати конструкцію звукопоглинаючої підвісної стелі.

10.2.5 Виробнича вібрація

Джерелами вібрацій є технологічне устаткування, електроінструмент і вентилятори. Норми виробничої вібрації на постійних робочих місцях в приміщеннях об’єктів будівництва, визначені за [34], наведено в таблиці 10.5.

Таблиця 10.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні полоси з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	32	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	1,3* 108	0,45 99	0,22 93	0,2 92	0,2 92	0,2 92	-	-	-	-

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, $\text{м/с}^* 10^n$, в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено: створення амортизаторів в яких використовують пружини, гуму та інші пружні матеріали; розміщення будівельних конструкцій на масивних фундаментах; встановлення додаткових реактивних опорів. Також серед технічних заходів уникнення шкідливого впливу вібрації – створення нових конструкцій інструментів і машин, вібрація яких не може виходити за безпечні для людини межі, а зусилля не повинні перевищувати 15- 20 кг. Усі деталі машин та агрегатів, що рухаються, повинні ретельно врівноважуватися, а для зменшення динамічних сил, які спричиняють вібрації, слід застосовувати змащування та ін.

10.2.6 Психофізіологічні фактори

а) класи умов праці за показниками важкості праці

Загальні енергозатрати організму (кг/м): Зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражені в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт); При регіональному навантаженні (для чоловіків) – 12000(40); При загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – 40000(80); Маса вантажу, що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи: При локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 60 000; При регіональному навантаженні (участь рук та плечового суглоба) – до 30 000; Статичне навантаження (кг/с): Двома руками (чоловіки) – до 70 000; За участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000.

Робоча поза: Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) до 25% часу зміни.

Нахил тулуба: Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів; Переміщення у просторі (переходи задля технологічного процесу) – більше 12

б) класи умов праці за показниками напруженості праці

Інтелектуальні навантаження: Зміст роботи – рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; Сприймання інформації та їх оцінка - сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; Розподіл функцій за ступенем складності завдання - обробка, контроль, перевірка завдання.

Сенсорні навантаження: Зосередження (%за зміну) – до 50; Щільність сигналів (звукові за 1 год) – до 150; Навантаження на слуховий аналізатор (%) – розбірливість слів та сигналів від 50 до 80; Навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; Ступінь ризику для власного життя – вірогідний; Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: Тривалість робочого дня – більше 8 год; Змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

Дослідження стійкості роботи системи управління електропривода в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій наведено у додатку В.

ВИСНОВОК

В магістерській кваліфікаційній потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702, 703) та СЕС (вузол 704). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно І) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Для живлячого вузла Агрономічне (вузол 1) пропонується реконструювати наявну схему на «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 204, для нього виконуємо відгалуження з роз'єднувачем та ОПН.

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 701, 702, 703 та 704 було вибрано схему РП типу «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шини станції на наступний період (5 років) та перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання робочого рівня напруги. Мінімальний та післяаварійний режими у якому розмикається найбільше навантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,74 МВт при сумарній електроенергії, відпущеної новими підстанціям 1 211 070 МВт·год.

Загальні витрати на мережу складають 295 133,825 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки E близький до E_a , та швидкий термін окупності 3 роки.

Сучасна система обслуговування та ремонту електроустаткування часто проводиться без урахування фактичного стану обладнання. Під час експлуатації електрообладнання піддається впливу різних негативних чинників, таких як перенапруги, неправильна експлуатація чи неякісний монтаж. Відсутність оцінки поточного стану може призвести до необґрунтованих рішень про ремонт, що може призвести до зниження надійності та значних матеріальних витрат.

Важливо визначити пошкодження обладнання для оцінки його стану та прийняття рішення про подальшу експлуатацію, ремонт чи заміну. Однак потрібне удосконалення методів технічного стану, оскільки терміни планово-попереджувальних робіт можуть бути недостатньо точними для різних видів обладнання.

Використання штучних нейронних мереж може значно підвищити ефективність процесу діагностики складних технічних систем. Це дозволяє зменшити витрати на розробку тестів, скоротити час діагностики та збільшити її достовірність. Такі технології, як штучні нейронні мережі, системи на базі нечітких множин і генетичні алгоритми, можуть об'єднатися з традиційними експертними системами, щоб створити інтелектуальні системи, які здатні вирішувати складні проблеми, які потребують обробки неповних або нечітких знань.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-rozpodilu-dp-regionalni-elektrichni-merezhi-na-2022-2026-roki>.
2. Режим доступу: <https://vseosvita.ua/library/embed/01005ovr-7043.docx.html>
3. Режим доступу: <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/scenarii-realizacii-energeticheskoy-strategii-ukrainy-v-2035-godu/>.
4. Режим доступу: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/f6e02a66-324a-4e10-822f-1420ff00cd75/content>.
5. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
6. 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,– 42с.
7. Кирик В. В. Електричні мережі та ситеми: підручник /В.В. Кирик. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с. ISBN 978-966-990- 031-9
8. ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» (EN 50160:2010, IDT)/НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
9. Ананічева С.С. Якість електроенергії. Регулювання напруги та частоти в енергосистемах: навчальний посібник / С. С. Ананічева, А. А. Алексеев, А. Л. Мизін.; 3-тє вид., Випр. Єкатеринбург: УрФУ 2012. 93 с.
10. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.

11. ПРАВИЛА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК СПОЖИВАЧІВ: НПАОП 40.1-1.21-98: ЗАТВ. 09.01.1998 № 4 /ДЕРЖ. КОМІТЕТ УКРАЇНИ ПО НАГЛЯДУ ЗА ОХОРОНОЮ ПРАЦІ. КИЇВ, 2008. 150 С.

12. ГKD 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила

13. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.

14. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001-95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.

15. СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. – Київ, 2016. 42 с.

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

17. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)

18. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні системи і мережі») [Електронний ресурс] / уклад.: В. О. Комар, В. В. Тептя, Ю. В. Малогулко. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 96 с.)

19. Методичні вказівки до виконання бакалаврських кваліфікаційних робіт зі спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та

електромеханіка» освітніх програм «Електроенергетика та електротехніка», «Електричні станції» та «Електричні системи та мережі» [Електронний ресурс] / уклад.: В. В. Тептя, В. О. Комар. – Вінниця: ВНТУ, 2022, (PDF, 95 с.)

20. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни «Системи автоматизованого проєктування електроустановок» для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Уклад. В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2022. – 36 с.

21. 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. – 120 с.

22. УКРЕНЕРГО. План розвитку системи передачі на 2018 – 2027 рр. . – 2012. – 37 с.

23. О. Є. Рубаненко, М. П. Лабзун, і М. О. Гришук, «Визначення дефектів трансформаторного обладнання з використанням частотних діагностичних параметрів,» Вісник Нац. техн. ун-ту "ХПІ", зб. наук. пр. Сер.: Нові рішення в сучасних технологіях, № 23, с. 41-46, 2017.

24. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

25. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

26. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

27. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах.

Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

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

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

30. 7. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

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

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

33. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

34. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням систем діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням»

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)

Мельник В.Ю.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Лежнюк П.Д.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
«РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ
СИСТЕМ ДІАГНОСТУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СИЛОВИХ
ПІДСТАНЦІЙ ПІД НАВАНТАЖЕННЯМ»

08-21.МКР.013.00.004 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., професор

Лежнюк П.Д.

(підпис)

Магістр групи ЕСМ-22мз

Мельник В.Ю.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що відповідно до Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, №2484 від 10.12.2021 року **«Про схвалення Плану розвитку системи розподілу ДП «РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ» на 2022 – 2026 роки»**, а також воєнного стану та пошкодження більшості енергосистем країни, гостро постає питання про розвиток електричних мереж, більше того, як на перспективу, так і в темпі часу;

б) наказ ректора ВНТУ № 81 від 11 березня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проаналізувати системи діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Нормативний документ Міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
5. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового.

Тривалість використання найбільшого навантаження 6100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 540 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 35 км за рік. Повітряні лінії напругою 110 кВ, конструкція опор – стандартна та компактна, елементи грозозахисту: трос.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність виконання оптимізації.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень. Визначення оптимально схеми електричної мережі. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування.	21.01.24	01.03.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1, 2, 3 ПЗ
3	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей. Розрахунок і аналіз усталених режимів	02.03.24	22.03.24	розділ 4, 5, 6, 7

	електричної мережі.			
4	Економічна частина. Дослідження систем діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням.	23.03.24	15.04.24	розділ 8, 9
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	пояснювальна записка
6	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	розділ 5,6
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. 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, 2021р.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ. ДОСЛІДЖЕННЯ БЕЗПЕКИ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЇ 110 КВ В УМОВАХ ДІЇ ЗАГРОЗЛИВИХ ЧИННИКІВ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ

Під стійкістю роботи промислових підприємств (об'єктів) розуміють їх можливість в умовах надзвичайних ситуацій мирного і воєнного часу виробляти продукцію в запланованому обсязі і номенклатурі, а при слабких пошкодженнях відновлювати виробництво в мінімальні терміни. Стійкість роботи промислового підприємства залежить від таких основних факторів: розміщення об'єкта відносно великих міст, об'єктів атомної енергетики, хімічної промисловості, великих гідротехнічних споруд, військових об'єктів; складається із: стійкості інженерно-технічного комплексу (будівель, споруд, систем енерго-, газо-, водозабезпечення, технологічного обладнання і т.д.) до дії зовнішніх факторів при аваріях, катастрофах, стихійному лихові, а також при застосуванні щодо них сучасної зброї; стійкості виробничої діяльності (захист виробничого персоналу, надійність систем управління, постачання, поновлення роботи в найкоротші терміни).

На території України можливе виникнення практично всього спектру небезпечних природних явищ і процесів геологічного, гідрогеологічного та метеорологічного походження.

На мою думку більш підготовленими до стійкої роботи будуть ті об'єкти, які реально оцінять фактори, їх несприятливий вплив на виробництво і розроблять відповідні заходи. Завчасне проведення організаційних, агрохімічних, агротехнічних, інженерно-технічних та інших заходів максимально знизить результати впливу уражаючих факторів і створить сприятливі умови для швидкої ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.

Щоб забезпечити стійкість роботи електро-енергетичного комплексу, потрібне створення резерву енергетичних потужностей за рахунок автономних пересувних електростанцій, а також місцевих джерел електроенергії. Потрібна підготовка автономних електростанцій до роботи за спеціальним режимом,

для забезпечення технологічних процесів виробництва, для яких не можливі тривалі перерви в електропостачанні.

З метою попередження аварій на електричних мережах потрібно установити автоматичну систему відключення при виникненні перенапруги. Повітряні лінії електропостачання замінити на підземно кабельні.

В.1 Дослідження стійкості роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії іонізуючих випромінювань.

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

В радіоелектронній апаратурі радіація викликає незворотні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів схеми, що приведе до пошкодження апаратури. В елементній базі РЕА внаслідок дії іонізаційних випромінювань можлива зміна майже всіх електричних та експлуатаційних характеристик. Граничні значення експозиційних доз показано в таблиці В.1.

Таблиця В.1 - Граничні значення експозиційних доз ЕМ

№	ЕМ	Блок системи	Елементи	$D_{гр.P}$	$D_{гр.P}$
1	Система зберігання даних	Процесорний блок	Транзистор 2КТ117Г	10^5	10^4
			Транзистор КТ817	10^5	
		Блок живлення	Транзистор МР26	10^5	
2	Дистанційним пульт керування	Блок відображення	Мікросхеми КЛ30Х0, ІСЛ8301	10^4	
		МПК	Транзистор КТ817	10^5	
			Резистор ППБ-50Г	10^7	
3	Система зв'язку	Блок пам'яті	Конденсатор РНЕ840Е	10^7	
		Блок прийому і передачі	Конденсатор ЕСК-78	10^7	
			Конденсатор ЕСК-365	10^7	
		Оптична система	Транзистор 2КТ117Г	10^5	
			Резистор МЛТ	10^6	
			Резистор ОМЛТ	10^6	

Проаналізувавши дані таблиці, визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $D_{гр} = 10^4$ Р є діоди загального призначення. Визначимо можливу дозу опромінення за формулою , прийнявши гарантійний термін роботи обладнання 3 роки, що дорівнює 26280 год.

Найбільш вразливим елементом є мікросхеми КА3080, КА8301 розташовані в дистанційному пульті керування з мінімальною дозою $D_{гр} = 10^4$ Р. Визначимо можливу дозу опромінення, прийнявши гарантійний термін роботи обладнання 3 роки, що складає 26280 годин.

$$D_M = \frac{2 \cdot P_1 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{посл}},$$

де P_1 - максимальне значення потужності дози $P_{1макс} = 4,6$ (Р/год).;

$t_k = 26280$ год – час кінця опромінення;

$t_n = 1$ год – час початку опромінення;

$K_{посл}$ - коефіцієнт послаблення радіації будинком ($K_{посл} = 1$).

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,6 \cdot (\sqrt{26280} - \sqrt{1})}{1} = 148,212(P).$$

Оскільки $D_{гр} > D_M$, то дана система є стійкою до дії такого іонізуючого випромінювання.

Визначаємо допустимий час стійкої роботи РЕА у заданих умовах:

$$t_{доп} = \left(\frac{D_{гр\min} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_{1макс} \sqrt{t_n}}{2 \cdot P_{1макс}} \right);$$

$$t_{доп} = \left(\frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 4,6 \sqrt{1}}{2 \cdot 4,6} \right) = 1042,666 \text{ (год)}.$$

Отже можлива доза опромінення елементної бази $D_M = 148,212$ Р, а допустима - 10^4 Р. Система є стійкою в умовах іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи в заданих умовах становить 1042,66 годин.

В.2 Дослідження стійкості роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії ЕМІ

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) - вражаючий фактор ядерної зброї, а також будь-яких інших джерел ЕМІ (наприклад блискавки, спеціальної електромагнітної зброї, короткого замикання в обладнанні великої потужності і т.д.). Значні порушення викликає електромагнітний імпульс у роботі цифрових та контрольних пристроїв. Великі електричні потенціали відносно землі, які виникають на екранах, жилах кабелів, антенно-фідерних пристроях та провідних лініях зв'язку, виникають внаслідок дії ЕМІ і можуть являти небезпеку для обслуговуючого персоналу.

При оцінюванні впливу ЕМІ на струмоведучі частини необхідно враховувати вертикальну та горизонтальну складову напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значення напру на вертикальних та горизонтальних ділянках.

Початковими умовами оцінки стійкості є

- вертикальна складова напруженості електричного поля $E_{\epsilon} = 10,6 \text{ кВ/м}$;
- напруга живлення:

1. блок живлення $U_{ж/1} = 380 \text{ В}$;
2. пульт керування $U_{ж/2} = 220 \text{ В}$;
3. система зв'язку $U_{ж/1} = 110 \text{ В}$.

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_{\Gamma} = E_{\epsilon} \cdot 10^{-3} = 10,6 \cdot 10^{-3} \text{ (кВ/м)}.$$

Визначаємо максимальну довжину струмоведучих частин:

1. блок живлення $l_{\epsilon 1} = 40 \text{ м}$, $l_{\epsilon 1} = 20 \text{ м}$;
2. пульт керування $l_{\epsilon 2} = 15 \text{ м}$, $l_{\epsilon 2} = 15 \text{ м}$;
3. система зв'язку $l_{\epsilon 3} = 25 \text{ м}$, $l_{\epsilon 3} = 5 \text{ м}$.

Визначимо напруги на струмоведучих частинах:

$$U_{\epsilon 1} = 10,6 \cdot 10^{-3} \cdot 40 = 0,424 \text{ (кВ)}, \quad U_{\epsilon 1} = 10,6 \cdot 20 = 212 \text{ (кВ)},$$

$$U_{\epsilon 2} = 10,6 \cdot 10^{-3} \cdot 15 = 0,159 \text{ (кВ)}, \quad U_{\epsilon 1} = 10,6 \cdot 15 = 159 \text{ (кВ)},$$

$$U_{\epsilon 3} = 10,6 \cdot 10^{-3} \cdot 25 = 0,265 \text{ (кВ)}, \quad U_{\epsilon 1} = 10,6 \cdot 5 = 53 \text{ (кВ)}$$

Визначимо допустиму напругу живлення:

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

$$U_{Д1} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399(B);$$

$$U_{Д2} = 380 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231(B);$$

$$U_{Д3} = 380 + \frac{110}{100} \cdot 5 = 115,5(B).$$

Таким чином визначаємо коефіцієнти безпеки:

$$K_{б(в,г)} = 20 \cdot \lg \left(\frac{U_{доп}}{U_{(в,г)}} \right) \geq 40 (Дб);$$

$$K_{б.в1} = 20 \cdot \lg \left(\frac{399}{0,424} \right) = 54,3(Дб); \quad K_{б.г1} = 20 \cdot \lg \left(\frac{399}{212} \right) = 5,44(Дб);$$

$$K_{б.в2} = 20 \cdot \lg \left(\frac{2319}{0,159} \right) = 61,48(Дб); \quad K_{б.г1} = 20 \cdot \lg \left(\frac{399}{159} \right) = 3,51(Дб);$$

$$K_{б.в3} = 20 \cdot \lg \left(\frac{115,5}{0,265} \right) = 52,47(Дб); \quad K_{б.г1} = 20 \cdot \lg \left(\frac{399}{53} \right) = 6,9(Дб).$$

В.2 - Результати розрахунку

№	Елемент РЗА	$U_0, В$	$K_{бв.}(дБ)$	$K_{бг.}(дБ)$	Стан об'єкта
1	Система зберігання даних	399	54,3	5,44	не стійкий
2	Дистанційний пульт керування	231	61,48	3,51	не стійкий
3	Система зв'язку	115.5	52,47	6,9	не стійкий

Так як $K_{б(в,г)} < 40дБ$, то апаратура буде не стійка в роботі і треба проводити екранування. Даний розрахунок проводиться в пункті 5.6

В.3 Розробка заходів по забезпеченню стійкої роботи фрагменту електричних мереж у надзвичайних ситуаціях.

Усі елементи радіоелектронної системи нестійкі. Для підвищення стійкості ЕМ потрібно розмістити плати РЕА у вертикальній площині та використати захисне екранування. Проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран $K_e = 5,02$.

Перехідне затухання енергії електричного поля екраном:

$$A_{екр} = K_{б} - K_{б.розр} = 40 - 5,44 = 34,56 (дБ).$$

Розрахунок екрану:

$$t_i = \frac{A_{\text{екр}}}{k \cdot \sqrt{f}},$$
$$t_1 = \frac{34,56}{5,02 \cdot \sqrt{15000}} = 0,05621(\text{см});$$
$$t_2' = \frac{36,49}{5,02 \cdot \sqrt{15000}} = 0,05935(\text{см});$$
$$t_3 = \frac{33,1}{5,02 \cdot \sqrt{15000}} = 0,05384(\text{см}).$$

Розрахуймо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та екран для інших елементів радіоелектронної системи. Результати розрахунку заносимо в таблицю В.4.

Таблиця В.4 - Перехідне затухання енергії електричного поля екраном

№	Елемент схеми фрагменту ЕМ	Уж, В	$A_{\text{екр}}$, дБ	t_j , см
1	Система зберігання даних	380	34,56	0,05621
2	Дистанційний пульт керування	220	36,49	0,05935
3	Система зв'язку	110	33,1	0,05384

У мережах електропостачання виконуються заходи із переведення повітряних ліній електропередач на підземні, а ліній, прокладених на стінах і перекриттях будинків та споруд, — на лінії, прокладені під підлогою перших поверхів (у спеціальних каналах). При монтажі нових й реконструкції електричних мереж встановлюють автоматичні вимикачі, які за коротких замикань і за виникнення перенапруг відключають пошкоджені ділянки. Перенапруги в лініях електропередач можуть бути внаслідок руйнацій чи ушкоджень окремих елементів системи енергопостачання об'єкта, і навіть при впливі електромагнітних полів. Для підвищення стійкості роботи об'єкта до виливу ЕМІ також необхідно провести наступні заходи:

1) кабель живлення двигунів екранувати, помістивши в сталеві труби, а на входах двигунів встановити швидкодіючі відключаючі пристрої (розрядники);

2) розвідну мережу блоку управління прокласти в сталевих трубах, а пульт управління і блоки управління закрити заземленими екранами, екрани заземлити;

3) на входах і виходах пульта управління і блоків управління встановити швидкодіючі відключають пристрої розрядники, плавкі запобіжники).

Висновок: в даному розділі було досліджено стійкість роботи електричної мережі в умовах НС. таких як іонізуюче випромінювання та електромагнітний імпульс. Було визначено елементи, які можуть отримати неповоротні пошкодження під час іонізуючого випромінювання та прилади, що є уразливими до електромагнітних впливів.

При оцінці роботи даної електричної мережі в умовах дії ЕМП ті іонізуючого випромінювання були розглянуті елементи: системи зберігання даних, дистанційний пульт керування, система зв'язу. Аналіз цих блоків полягав у визначенні їхніх коефіцієнтів безпеки, як критерії стійкості. В результаті було виявлено, що всі елементи є нестійким до дії електромагнітного імпульсу, але стійкими до іонізуючого випромінювання. Для захисту цього обладнання від ЕМП слід застосувати екранування. В якості матеріалу для екранування було вибрано сталь. Товщина стінки екрану становить не менше 0,06 см.

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 101.428 МВт / 888.512 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 98.450 МВт / 862.422 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.969 МВт / 8.502 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.969 МВт / 8.502 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.637 МВт / 5.584 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.423 МВт / 1.828 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.061 МВт / 7.412 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.029 МВт / 15.914 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-45.973	-22.631	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.831	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.602	-0.35
202	202	0.000	0.000	113.413	-0.40
2	Петрик	0.000	0.000	112.139	-0.72
203	203	0.000	0.000	111.330	-0.96
3	Літин	0.000	0.000	111.318	-0.97
4	Кожухів	0.000	0.000	110.673	-1.15
204	204	0.000	0.000	110.543	-1.19
5	Курортна	0.000	0.000	110.502	-1.19
6	Хмільник	0.000	0.000	110.544	-1.20
7	Уланів	0.000	0.000	111.166	-1.12
8	Вишенька	0.000	0.000	111.972	-0.92
205	205	0.000	0.000	112.478	-0.79
9	Юрівка	0.000	0.000	112.753	-0.70
206	206	0.000	0.000	113.996	-0.37
207	207	0.000	0.000	114.866	-0.06
300	Козятин	-55.455	-30.368	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.486	-0.19
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.509	-0.54
11	Глухівці	0.000	0.000	113.257	-0.65
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.932	-0.79
13	Сигнал	0.000	0.000	114.487	-0.19
209	209	0.000	0.000	114.487	-0.18
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.728	-0.76
15	Калинівка	0.000	0.000	112.541	-0.83
211	211	0.000	0.000	114.948	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.328	-0.27
210	210	0.000	0.000	114.081	-0.35
16	Турбів	0.000	0.000	113.156	-0.62
1001		3.050	1.730	10.479	-3.33
1002		3.480	1.690	10.331	-4.23
2003		0.000	0.000	36.405	-3.00

1003		5.120	2.760	10.258	-4.21
1004		3.270	1.580	10.212	-4.53
1005		4.460	2.290	10.241	-4.11
2006		0.000	0.000	35.717	-4.55
1006		1.960	1.110	10.299	-3.59
1007		2.940	1.590	10.268	-4.12
1008		3.380	1.630	10.329	-4.34
2009		0.000	0.000	37.639	-0.96
1009		2.610	1.550	10.732	-1.14
20010		0.000	0.000	26.840	-1.57
10010		13.290	7.530	10.661	-2.21
10032		0.000	0.000	10.258	-4.21
200102		0.000	0.000	26.840	-1.57
100102		0.000	0.000	10.662	-2.21
10011		4.030	2.170	10.688	-1.88
100112		0.000	0.000	10.688	-1.88
10012		5.550	2.690	10.571	-2.94
20013		0.000	0.000	37.752	-1.57
10013		6.970	3.950	10.758	-1.72
200132		0.000	0.000	37.752	-1.57
100132		0.000	0.000	10.758	-1.72
20014		0.000	0.000	26.687	-1.74
10014		7.840	4.230	10.669	-1.72
200142		0.000	0.000	26.687	-1.74
100142		0.000	0.000	10.670	-1.72
20015		0.000	0.000	36.052	-4.52
10015		6.100	2.950	10.338	-4.32
200152		0.000	0.000	36.053	-4.52
100152		0.000	0.000	10.338	-4.32
20016		0.000	0.000	37.449	-1.62
10016		4.680	2.650	10.667	-1.84
200162		0.000	0.000	37.449	-1.62
100162		0.000	0.000	10.668	-1.84
10003		0.000	0.000	108.741	-3.00
10006		0.000	0.000	107.731	-3.61
10009		0.000	0.000	112.427	-0.96
100010		0.000	0.000	112.246	-1.57
1000102		0.000	0.000	112.246	-1.57
100013		0.000	0.000	112.587	-1.75
1000132		0.000	0.000	112.945	-1.38
100014		0.000	0.000	111.603	-1.74
1000142		0.000	0.000	111.607	-1.74
100015		0.000	0.000	108.276	-4.36
1000152		0.000	0.000	107.911	-4.58
100016		0.000	0.000	111.907	-1.63
1000162		0.000	0.000	111.629	-1.87
301	Кривошиї	0.000	0.000	34.396	-5.46
302	Люлинці	0.000	0.000	33.878	-5.87
303	Радівка	0.000	0.000	34.035	-5.88
401	401	0.000	0.000	34.535	-5.62
304	Корделівка	0.000	0.000	34.750	-5.46
305	Писарівка	0.000	0.000	35.177	-5.15
306	Іванів	0.000	0.000	35.223	-5.13
307	Уладівка	0.000	0.000	34.817	-5.45
308	Брусленів	0.000	0.000	34.808	-5.42
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	34.979	-5.27
402	402	0.000	0.000	35.381	-4.96
310	Лаврівка	0.000	0.000	35.404	-4.94
311	Гушенці	0.000	0.000	35.936	-4.59
312	Торчин	0.000	0.000	35.635	-4.68
100301		1.200	0.680	10.072	-7.20
100302		2.610	1.410	9.985	-7.30
100303		1.740	0.840	10.053	-7.18
100304		2.180	1.120	10.140	-7.77
100305		1.310	0.710	10.298	-6.97
100306		2.290	1.300	6.246	-6.28

100307	2.500	1.210	10.294	-6.75
100308	0.650	0.390	10.709	-6.83
100309	1.310	0.630	10.260	-7.13
100310	1.420	0.800	10.635	-5.88
100311	1.090	0.590	10.619	-5.71
100312	1.420	0.730	10.428	-6.61
1003021	0.000	0.000	9.985	-7.30
1003031	0.000	0.000	10.053	-7.18
1003061	0.000	0.000	6.246	-6.28
1003071	0.000	0.000	10.294	-6.75
1003101	0.000	0.000	10.635	-5.88
1003111	0.000	0.000	10.619	-5.71

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
3	10003	1.950	1.229	1.947	1.132	0.004	0.096	0.012	2.710
10003	1003	1.947	1.132	1.943	1.076	0.004	0.056	0.012	1.638
1003	10032	-3.174	-1.682	-3.174	-1.682	0.000	0.000	-0.202	-0.000
3	10032	3.190	1.930	3.174	1.682	0.016	0.246	0.019	4.345
100	201	20.593	9.565	20.430	9.368	0.163	0.196	0.114	1.171
201	1	20.430	9.635	20.400	9.592	0.030	0.043	0.114	0.229
1	202	17.326	7.667	17.305	7.637	0.021	0.030	0.096	0.190
202	2	17.305	7.963	17.153	7.780	0.151	0.182	0.097	1.280
203	4	8.410	3.417	8.371	3.370	0.039	0.047	0.047	0.663
4	204	5.076	1.857	5.072	1.851	0.005	0.006	0.028	0.132
204	6	0.582	-0.511	0.582	-0.511	0.000	0.000	0.004	-0.000
6	7	-5.031	-3.515	-5.054	-3.543	0.023	0.027	-0.032	-0.626
7	8	-8.017	-4.669	-8.059	-4.730	0.042	0.061	-0.048	-0.812
8	205	-11.465	-6.139	-11.503	-6.194	0.037	0.054	-0.067	-0.510
205	9	-11.503	-5.904	-11.521	-5.938	0.018	0.033	-0.066	-0.278
9	206	-14.186	-7.408	-14.299	-7.572	0.113	0.163	-0.082	-1.250
206	207	-14.299	-6.897	-14.370	-7.028	0.071	0.130	-0.080	-0.872
207	300	-14.370	-6.654	-14.380	-6.676	0.010	0.022	-0.079	-0.134
2	203	13.646	6.265	13.575	6.161	0.071	0.103	0.077	0.816
6	10006	5.587	3.367	5.578	3.050	0.009	0.316	0.034	3.002
10006	2006	3.618	1.941	3.614	1.863	0.004	0.078	0.022	1.168
2006	301	3.614	1.906	3.509	1.780	0.104	0.126	0.066	1.364
301	302	2.298	1.088	2.271	1.055	0.027	0.032	0.043	0.540
302	303	-0.357	-0.460	-0.359	-0.462	0.002	0.002	-0.010	-0.156
303	401	-2.113	-1.350	-2.138	-1.380	0.025	0.030	-0.042	-0.514
401	304	-2.138	-1.346	-2.147	-1.360	0.010	0.014	-0.042	-0.222
304	305	-4.345	-2.612	-4.384	-2.668	0.039	0.056	-0.084	-0.443
305	20015	-5.705	-3.432	-5.808	-3.582	0.103	0.149	-0.109	-0.905
100015	20015	0.666	1.153	0.666	1.145	0.000	0.008	0.007	0.610
15	100015	8.414	5.279	8.393	4.570	0.021	0.706	0.051	4.566
15	100	-12.899	-7.932	-13.063	-8.295	0.163	0.361	-0.078	-2.471
15	14	-10.146	-6.120	-10.156	-6.142	0.010	0.022	-0.061	-0.189
14	209	-10.673	-6.785	-10.770	-6.999	0.096	0.214	-0.065	-1.769
209	300	-20.384	-11.671	-20.437	-11.790	0.053	0.118	-0.118	-0.513
13	100013	3.949	2.326	3.944	2.181	0.004	0.145	0.023	1.952
100013	20013	-0.779	-0.333	-0.780	-0.337	0.000	0.003	-0.004	-0.189
20013	200132	-0.780	-0.337	-0.780	-0.337	0.000	0.000	-0.013	-0.000
1000132	200132	0.780	0.340	0.780	0.337	0.000	0.003	0.004	0.189
13	1000132	3.031	1.881	3.029	1.792	0.003	0.088	0.018	1.574
1000132	100132	2.249	1.453	2.248	1.433	0.001	0.019	0.014	0.488
100132	10013	2.248	1.433	2.248	1.433	0.000	0.000	0.143	0.000
100013	10013	4.724	2.514	4.717	2.514	0.006	0.000	0.027	0.112
209	13	9.614	5.644	9.614	5.644	0.000	0.000	0.056	0.000
13	208	2.578	1.075	2.578	1.075	0.000	0.000	0.014	0.000
208	300	-20.584	-11.782	-20.637	-11.902	0.054	0.119	-0.119	-0.514
10	100010	6.648	4.026	6.645	3.863	0.004	0.162	0.039	1.300
100010	10010	6.637	3.881	6.633	3.780	0.004	0.100	0.039	0.826

10010	100102	-6.649	-3.745	-6.649	-3.745	0.000	0.000	-0.413	-0.001
1000102	100102	6.653	3.846	6.649	3.745	0.004	0.100	0.039	0.820
10	1000102	6.649	4.027	6.645	3.864	0.004	0.162	0.039	1.300
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
11	100112	2.017	1.142	2.014	1.084	0.003	0.058	0.012	1.564
100112	10011	2.014	1.084	2.014	1.084	0.000	0.000	0.123	0.000
11	10011	2.017	1.143	2.013	1.085	0.003	0.058	0.012	1.566
14	100014	3.921	2.206	3.918	2.118	0.002	0.088	0.023	1.166
100014	20014	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.924	2.198	3.922	2.110	0.002	0.088	0.023	1.162
1000142	100142	3.924	2.103	3.922	2.103	0.002	0.000	0.023	0.053
100142	10014	3.922	2.103	3.922	2.103	0.000	0.000	0.240	0.000
100014	10014	3.916	2.124	3.913	2.124	0.002	0.000	0.023	0.053
16	100016	1.607	0.947	1.605	0.909	0.001	0.039	0.010	1.288
100016	20016	1.025	0.428	1.024	0.428	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.024	0.428	1.024	0.428	0.000	0.000	0.017	0.000
1000162	200162	-1.024	-0.423	-1.024	-0.428	0.000	0.005	-0.006	-0.244
16	1000162	3.080	1.840	3.078	1.749	0.003	0.091	0.018	1.580
1000162	100162	4.102	2.172	4.097	2.172	0.005	0.000	0.024	0.098
100162	10016	4.097	2.172	4.097	2.172	0.000	0.000	0.251	0.000
100016	10016	0.581	0.481	0.580	0.477	0.000	0.004	0.004	0.394
14	16	-7.422	-3.129	-7.443	-3.159	0.021	0.030	-0.041	-0.431
16	210	-12.178	-5.656	-12.250	-5.761	0.072	0.104	-0.068	-0.930
210	200	-12.250	-5.338	-12.269	-5.366	0.019	0.028	-0.068	-0.247
200	211	-12.269	-4.992	-12.314	-5.074	0.044	0.081	-0.067	-0.622
211	100	-12.314	-4.764	-12.317	-4.771	0.004	0.007	-0.066	-0.052
15	1000152	14.574	9.456	14.539	8.132	0.035	1.319	0.089	4.963
1000152	100152	-1.614	-0.461	-1.614	-0.469	0.000	0.008	-0.009	-0.209
100152	10015	-1.614	-0.469	-1.614	-0.469	0.000	0.000	-0.094	-0.000
100015	10015	7.727	3.417	7.710	3.417	0.016	0.000	0.045	0.187
1000152	200152	16.152	8.592	16.110	8.592	0.042	0.000	0.098	0.212
200152	20015	16.110	8.592	16.109	8.592	0.000	0.000	0.292	0.000
20015	306	4.886	2.956	4.804	2.837	0.082	0.118	0.091	0.858
306	307	2.494	1.433	2.474	1.403	0.021	0.030	0.047	0.422
307	308	-0.044	0.092	-0.044	0.092	0.000	0.000	-0.002	0.007
308	309	-0.700	-0.290	-0.703	-0.293	0.003	0.003	-0.013	-0.179
309	402	-2.024	-0.952	-2.042	-0.974	0.018	0.022	-0.037	-0.417
402	310	-2.042	-0.949	-2.043	-0.950	0.001	0.001	-0.037	-0.025
310	20015	-3.481	-1.853	-3.531	-1.913	0.050	0.060	-0.064	-0.668
310	1003101	0.556	1.026	0.547	0.972	0.009	0.054	0.019	1.608
1003101	100310	0.547	0.972	0.547	0.972	0.000	0.000	0.060	0.000
310	100310	0.874	-0.158	0.872	-0.172	0.002	0.014	0.014	0.011
307	1003071	1.254	0.642	1.249	0.604	0.004	0.037	0.023	0.588
1003071	100307	1.249	0.604	1.249	0.604	0.000	0.000	0.078	0.000
307	100307	1.253	0.643	1.249	0.605	0.004	0.037	0.023	0.588
306	100306	1.148	0.683	1.144	0.650	0.004	0.033	0.022	0.590
100306	1003061	-1.145	-0.649	-1.145	-0.649	0.000	0.000	-0.121	-0.000
306	1003061	1.148	0.682	1.145	0.649	0.004	0.033	0.022	0.589
311	1003111	0.547	0.310	0.545	0.295	0.002	0.015	0.010	0.603
1003111	100311	0.545	0.295	0.545	0.295	0.000	0.000	0.034	0.000
311	100311	0.547	0.310	0.545	0.295	0.002	0.015	0.010	0.604
303	100303	0.873	0.446	0.869	0.420	0.004	0.026	0.017	0.611
100303	1003031	-0.870	-0.420	-0.870	-0.420	0.000	0.000	-0.055	-0.000
303	1003031	0.873	0.446	0.870	0.420	0.004	0.026	0.017	0.611
302	1003021	1.309	0.750	1.304	0.704	0.005	0.045	0.026	0.690
1003021	100302	1.304	0.704	1.304	0.704	0.000	0.000	0.086	0.000
302	100302	1.309	0.750	1.304	0.705	0.005	0.045	0.026	0.690
10009	1009	2.609	1.560	2.608	1.549	0.000	0.011	0.016	0.228
208	10	23.162	13.227	23.046	12.969	0.115	0.256	0.134	0.982
8	1008	3.396	1.895	3.378	1.629	0.018	0.265	0.020	4.281
7	1007	2.952	1.803	2.938	1.589	0.014	0.213	0.018	4.075
5	1005	4.474	2.593	4.457	2.289	0.017	0.303	0.027	3.684

10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	312	1.447	0.810	1.433	0.797	0.015	0.013	0.027	0.423
	312	100312	1.429	0.797	1.419	0.730	0.010	0.067	0.026
20015	311	1.103	0.617	1.100	0.614	0.003	0.003	0.020	0.120
204	5	4.489	2.656	4.488	2.655	0.001	0.002	0.027	0.042
9	10009	2.609	1.577	2.609	1.560	0.000	0.016	0.016	0.333
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
305	100305	1.318	0.770	1.309	0.710	0.009	0.060	0.025	0.964
304	100304	2.192	1.240	2.179	1.119	0.013	0.120	0.042	1.107
10	11	9.665	4.785	9.652	4.756	0.013	0.028	0.055	0.254
203	3	5.164	3.288	5.164	3.287	0.000	0.001	0.032	0.012
11	12	5.589	2.765	5.579	2.744	0.009	0.021	0.032	0.329
12	10012	5.560	2.958	5.547	2.688	0.014	0.269	0.032	2.548
309	100309	1.317	0.687	1.309	0.630	0.008	0.057	0.024	0.898
308	100308	0.653	0.414	0.650	0.390	0.004	0.025	0.013	0.817
301	100301	1.207	0.733	1.199	0.680	0.008	0.054	0.024	0.934
10006	1006	1.960	1.109	1.959	1.109	0.001	0.000	0.012	0.048
4	1004	3.285	1.834	3.268	1.579	0.017	0.254	0.020	4.215
2	1002	3.497	1.972	3.478	1.689	0.019	0.281	0.021	4.418
1	1001	3.063	1.955	3.048	1.729	0.015	0.225	0.018	4.225

ДОДАТОК Д

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.: 142.924 МВт / 1252.011 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 138.250 МВт / 1211.070 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.357 МВт / 14.497 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.357 МВт / 14.497 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.746 МВт / 6.532 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.634 МВт / 2.739 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.380 МВт / 9.271 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.737 МВт / 23.768 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-76.110	-40.071	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	111.984	-0.63
1	Агрономічне	0.000	0.000	111.396	-0.79
202	202	0.000	0.000	111.251	-0.85
2	Петрик	0.000	0.000	110.252	-1.20
203	203	0.000	0.000	109.682	-1.46
3	Літин	0.000	0.000	109.670	-1.47
4	Кожухів	0.000	0.000	109.340	-1.68
204	204	0.000	0.000	109.318	-1.73
5	Курортна	0.000	0.000	109.276	-1.74
6	Хмільник	0.000	0.000	109.454	-1.69
7	Уланів	0.000	0.000	110.349	-1.50
8	Вишенька	0.000	0.000	111.390	-1.20
205	205	0.000	0.000	112.006	-1.01
9	Юрівка	0.000	0.000	112.341	-0.89
206	206	0.000	0.000	113.810	-0.46
207	207	0.000	0.000	114.841	-0.07
300	Козятин	-58.814	-31.427	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.485	-0.19
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.508	-0.54
11	Глухівці	0.000	0.000	113.256	-0.65
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.930	-0.79
13	Сигнал	0.000	0.000	114.486	-0.19
209	209	0.000	0.000	114.486	-0.19
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.711	-0.77
15	Калинівка	0.000	0.000	112.521	-0.83
211	211	0.000	0.000	114.948	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.323	-0.28
210	210	0.000	0.000	114.075	-0.35
16	Турбів	0.000	0.000	113.144	-0.63
1001		3.050	1.730	10.259	-3.90
1002		3.480	1.690	10.142	-4.84
2003		0.000	0.000	35.838	-3.56

1003		5.120	2.760	10.093	-4.81
1004		3.270	1.580	10.079	-5.15
1005		4.460	2.290	10.119	-4.72
2006		0.000	0.000	35.392	-4.92
1006		1.960	1.110	10.202	-4.01
1007		2.940	1.590	10.186	-4.55
1008		3.380	1.630	10.271	-4.65
2009		0.000	0.000	37.500	-1.15
1009		2.610	1.550	10.693	-1.33
20010		0.000	0.000	26.840	-1.57
10010		13.290	7.530	10.661	-2.21
10032		0.000	0.000	10.093	-4.81
200102		0.000	0.000	26.840	-1.57
100102		0.000	0.000	10.662	-2.21
10011		4.030	2.170	10.688	-1.88
100112		0.000	0.000	10.688	-1.88
10012		5.550	2.690	10.571	-2.94
20013		0.000	0.000	37.752	-1.57
10013		6.970	3.950	10.758	-1.72
200132		0.000	0.000	37.752	-1.57
100132		0.000	0.000	10.758	-1.72
20014		0.000	0.000	26.683	-1.74
10014		7.840	4.230	10.668	-1.73
200142		0.000	0.000	26.683	-1.74
100142		0.000	0.000	10.668	-1.73
20015		0.000	0.000	36.028	-4.58
10015		6.100	2.950	10.332	-4.36
200152		0.000	0.000	36.028	-4.58
100152		0.000	0.000	10.332	-4.36
20016		0.000	0.000	37.444	-1.63
10016		4.680	2.650	10.666	-1.85
200162		0.000	0.000	37.444	-1.63
100162		0.000	0.000	10.666	-1.85
10003		0.000	0.000	107.047	-3.56
10006		0.000	0.000	106.715	-4.03
10009		0.000	0.000	112.014	-1.15
100010		0.000	0.000	112.245	-1.57
1000102		0.000	0.000	112.245	-1.57
100013		0.000	0.000	112.586	-1.75
1000132		0.000	0.000	112.944	-1.39
100014		0.000	0.000	111.586	-1.74
1000142		0.000	0.000	111.590	-1.74
100015		0.000	0.000	108.215	-4.41
1000152		0.000	0.000	107.842	-4.64
100016		0.000	0.000	111.895	-1.64
1000162		0.000	0.000	111.617	-1.88
301	Кривошиї	0.000	0.000	34.143	-5.77
302	Люлинці	0.000	0.000	33.671	-6.13
303	Радівка	0.000	0.000	33.887	-6.07
401	401	0.000	0.000	34.436	-5.76
304	Корделівка	0.000	0.000	34.670	-5.58
305	Писарівка	0.000	0.000	35.118	-5.24
306	Іванів	0.000	0.000	35.198	-5.19
307	Уладівка	0.000	0.000	34.792	-5.51
308	Брусленів	0.000	0.000	34.783	-5.47
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	34.954	-5.32
402	402	0.000	0.000	35.356	-5.02
310	Лаврівка	0.000	0.000	35.379	-5.00
311	Гушенці	0.000	0.000	35.911	-4.65
312	Торчин	0.000	0.000	35.611	-4.73
100301		1.200	0.680	9.994	-7.53
100302		2.610	1.410	9.922	-7.58
100303		1.740	0.840	10.008	-7.38
100304		2.180	1.120	10.115	-7.90
100305		1.310	0.710	10.280	-7.07
100306		2.290	1.300	6.241	-6.34

100307	2.500	1.210	10.286	-6.81
100308	0.650	0.390	10.701	-6.89
100309	1.310	0.630	10.253	-7.19
100310	1.420	0.800	10.628	-5.93
100311	1.090	0.590	10.611	-5.77
100312	1.420	0.730	10.421	-6.67
1003021	0.000	0.000	9.922	-7.58
1003031	0.000	0.000	10.008	-7.38
1003061	0.000	0.000	6.241	-6.34
1003071	0.000	0.000	10.286	-6.81
1003101	0.000	0.000	10.628	-5.94
1003111	0.000	0.000	10.611	-5.77
702	0.000	0.000	109.389	-1.77
703	0.000	0.000	109.538	-1.66
704	0.000	0.000	110.188	-1.29
701	0.000	0.000	110.739	-1.06
100701	9.400	5.580	10.197	-4.12
1007012	0.000	0.000	10.197	-4.13
100702	18.000	1.450	10.349	-5.54
1007022	0.000	0.000	10.350	-5.54
100703	12.400	6.010	10.025	-5.85
1007032	0.000	0.000	10.025	-5.85
100704	-8.000	0.000	10.563	2.86
1007042	0.000	0.000	10.562	2.86

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
3	10003	1.951	1.234	1.947	1.134	0.004	0.100	0.012	2.795
10003	1003	1.947	1.134	1.943	1.076	0.004	0.058	0.012	1.688
1003	10032	-3.174	-1.682	-3.174	-1.682	0.000	0.000	-0.205	-0.000
3	10032	3.191	1.938	3.174	1.682	0.017	0.255	0.020	4.480
100	201	50.548	26.896	49.508	25.646	1.035	1.246	0.287	3.023
201	1	49.508	25.904	49.320	25.631	0.188	0.272	0.288	0.591
1	202	15.234	4.250	15.219	4.227	0.015	0.022	0.082	0.147
202	2	15.219	4.541	15.109	4.409	0.109	0.131	0.082	1.010
203	4	6.390	0.031	6.371	0.007	0.020	0.024	0.034	0.353
4	204	3.075	-1.521	3.073	-1.523	0.002	0.002	0.018	0.025
204	6	-2.758	-1.313	-2.761	-1.316	0.003	0.003	-0.016	-0.138
6	7	-8.113	-4.203	-8.165	-4.265	0.052	0.062	-0.048	-0.905
7	8	-11.128	-5.405	-11.204	-5.515	0.076	0.110	-0.065	-1.055
8	205	-14.610	-6.933	-14.668	-7.018	0.058	0.085	-0.084	-0.623
205	9	-14.668	-6.731	-14.697	-6.783	0.029	0.052	-0.083	-0.338
9	206	-17.362	-8.254	-17.526	-8.493	0.164	0.237	-0.099	-1.479
206	207	-17.526	-7.820	-17.631	-8.011	0.104	0.190	-0.097	-1.035
207	300	-17.631	-7.638	-17.645	-7.671	0.015	0.033	-0.096	-0.159
2	203	11.602	2.868	11.555	2.800	0.047	0.068	0.062	0.582
6	10006	5.327	3.243	5.318	2.948	0.009	0.294	0.033	2.955
10006	2006	3.358	1.838	3.355	1.769	0.003	0.069	0.021	1.125
2006	301	3.355	1.812	3.262	1.700	0.093	0.111	0.062	1.291
301	302	2.051	1.006	2.029	0.980	0.022	0.027	0.039	0.492
302	303	-0.600	-0.536	-0.603	-0.540	0.003	0.004	-0.014	-0.218
303	401	-2.357	-1.429	-2.387	-1.466	0.030	0.036	-0.047	-0.565
401	304	-2.387	-1.431	-2.399	-1.448	0.012	0.017	-0.047	-0.244
304	305	-4.596	-2.701	-4.639	-2.764	0.043	0.062	-0.089	-0.466
305	20015	-5.961	-3.528	-6.073	-3.690	0.111	0.161	-0.114	-0.941
100015	20015	0.699	1.173	0.699	1.165	0.000	0.009	0.007	0.623
15	100015	8.503	5.332	8.482	4.608	0.022	0.721	0.051	4.614
15	100	-12.999	-7.996	-13.165	-8.365	0.165	0.367	-0.078	-2.491
15	14	-10.314	-6.215	-10.324	-6.237	0.010	0.022	-0.062	-0.192
14	209	-10.764	-6.845	-10.863	-7.063	0.098	0.217	-0.065	-1.784
209	300	-20.431	-11.703	-20.484	-11.822	0.053	0.118	-0.119	-0.515
13	100013	3.949	2.326	3.944	2.181	0.004	0.145	0.023	1.952

100013	20013	-0.779	-0.333	-0.780	-0.337	0.000	0.003	-0.004	-0.189
20013	200132	-0.780	-0.337	-0.780	-0.337	0.000	0.000	-0.013	-0.000
1000132	200132	0.780	0.340	0.780	0.337	0.000	0.003	0.004	0.189
13	1000132	3.031	1.881	3.029	1.792	0.003	0.088	0.018	1.574
1000132	100132	2.249	1.453	2.248	1.433	0.001	0.019	0.014	0.488
100132	10013	2.248	1.433	2.248	1.433	0.000	0.000	0.143	0.000
100013	10013	4.724	2.514	4.717	2.514	0.006	0.000	0.027	0.112
209	13	9.568	5.612	9.568	5.612	0.000	0.000	0.056	0.000
13	208	2.532	1.043	2.532	1.043	0.000	0.000	0.014	0.000
208	300	-20.630	-11.814	-20.684	-11.934	0.054	0.120	-0.120	-0.515
10	100010	6.648	4.026	6.645	3.863	0.004	0.162	0.039	1.300
100010	10010	6.637	3.881	6.633	3.780	0.004	0.100	0.039	0.826
10010	100102	-6.649	-3.745	-6.649	-3.745	0.000	0.000	-0.413	-0.001
1000102	100102	6.653	3.846	6.649	3.745	0.004	0.100	0.039	0.820
10	1000102	6.649	4.027	6.645	3.864	0.004	0.162	0.039	1.300
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
11	100112	2.017	1.142	2.014	1.084	0.003	0.058	0.012	1.565
100112	10011	2.014	1.084	2.014	1.084	0.000	0.000	0.123	0.000
11	10011	2.017	1.143	2.013	1.085	0.003	0.058	0.012	1.566
14	100014	3.921	2.206	3.918	2.118	0.002	0.088	0.023	1.167
100014	20014	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.924	2.198	3.922	2.110	0.002	0.088	0.023	1.163
1000142	100142	3.924	2.103	3.922	2.103	0.002	0.000	0.023	0.053
100142	10014	3.922	2.103	3.922	2.103	0.000	0.000	0.240	0.000
100014	10014	3.916	2.124	3.913	2.124	0.002	0.000	0.023	0.053
16	100016	1.607	0.947	1.605	0.909	0.001	0.039	0.010	1.288
100016	20016	1.025	0.428	1.024	0.428	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.024	0.428	1.024	0.428	0.000	0.000	0.017	0.000
1000162	200162	-1.024	-0.423	-1.024	-0.428	0.000	0.005	-0.006	-0.244
16	1000162	3.080	1.840	3.078	1.749	0.003	0.091	0.018	1.580
1000162	100162	4.102	2.172	4.097	2.172	0.005	0.000	0.024	0.098
100162	10016	4.097	2.172	4.097	2.172	0.000	0.000	0.251	0.000
100016	10016	0.581	0.481	0.580	0.477	0.000	0.004	0.004	0.394
14	16	-7.499	-3.164	-7.520	-3.195	0.021	0.030	-0.042	-0.436
16	210	-12.255	-5.692	-12.328	-5.798	0.073	0.106	-0.069	-0.936
210	200	-12.328	-5.375	-12.348	-5.403	0.019	0.028	-0.068	-0.249
200	211	-12.348	-5.030	-12.393	-5.113	0.045	0.082	-0.067	-0.626
211	100	-12.393	-4.803	-12.397	-4.810	0.004	0.007	-0.067	-0.052
15	1000152	14.753	9.561	14.717	8.204	0.036	1.351	0.090	5.021
1000152	100152	-1.669	-0.477	-1.670	-0.486	0.000	0.009	-0.009	-0.217
100152	10015	-1.670	-0.486	-1.670	-0.486	0.000	0.000	-0.097	-0.000
100015	10015	7.783	3.435	7.766	3.435	0.017	0.000	0.045	0.188
1000152	200152	16.386	8.682	16.342	8.682	0.044	0.000	0.099	0.215
200152	20015	16.342	8.682	16.342	8.682	0.000	0.000	0.296	0.000
20015	306	4.886	2.956	4.804	2.838	0.082	0.118	0.091	0.859
306	307	2.494	1.433	2.474	1.403	0.021	0.030	0.047	0.423
307	308	-0.044	0.092	-0.044	0.092	0.000	0.000	-0.002	0.007
308	309	-0.700	-0.290	-0.703	-0.293	0.003	0.003	-0.013	-0.179
309	402	-2.024	-0.953	-2.042	-0.974	0.018	0.022	-0.037	-0.417
402	310	-2.042	-0.949	-2.043	-0.951	0.001	0.001	-0.037	-0.025
310	20015	-3.481	-1.854	-3.531	-1.914	0.050	0.060	-0.064	-0.668
310	1003101	0.555	1.025	0.547	0.971	0.009	0.054	0.019	1.608
1003101	100310	0.547	0.971	0.547	0.971	0.000	0.000	0.060	0.000
310	100310	0.874	-0.157	0.872	-0.171	0.002	0.014	0.014	0.012
307	1003071	1.254	0.642	1.249	0.604	0.004	0.038	0.023	0.589
1003071	100307	1.249	0.604	1.249	0.604	0.000	0.000	0.078	0.000
307	100307	1.253	0.643	1.249	0.605	0.004	0.038	0.023	0.589
306	100306	1.148	0.683	1.144	0.650	0.004	0.033	0.022	0.591
100306	1003061	-1.145	-0.649	-1.145	-0.649	0.000	0.000	-0.122	-0.000
306	1003061	1.148	0.682	1.145	0.649	0.004	0.033	0.022	0.590
311	1003111	0.547	0.310	0.545	0.295	0.002	0.015	0.010	0.604
1003111	100311	0.545	0.295	0.545	0.295	0.000	0.000	0.034	0.000

311	100311	0.547	0.310	0.545	0.295	0.002	0.015	0.010	0.605
303	100303	0.873	0.447	0.869	0.420	0.004	0.027	0.017	0.616
100303	1003031	-0.870	-0.420	-0.870	-0.420	0.000	0.000	-0.056	-0.000
303	1003031	0.873	0.446	0.870	0.420	0.004	0.027	0.017	0.616
302	1003021	1.309	0.750	1.304	0.704	0.005	0.046	0.026	0.698
1003021	100302	1.304	0.704	1.304	0.704	0.000	0.000	0.086	0.000
302	100302	1.309	0.751	1.304	0.705	0.005	0.046	0.026	0.698
204	702	1.342	-2.398	1.341	-2.401	0.001	0.003	0.014	-0.069
702	703	-16.745	-5.024	-16.759	-5.061	0.013	0.038	-0.092	-0.154
703	704	-29.245	-12.232	-29.339	-12.495	0.093	0.262	-0.167	-0.668
704	701	-21.402	-12.914	-21.456	-13.066	0.054	0.151	-0.131	-0.560
701	1	-30.919	-19.301	-31.012	-19.561	0.092	0.259	-0.190	-0.666
701	100701	4.716	3.155	4.696	2.790	0.020	0.363	0.030	4.390
100701	1007012	-4.698	-2.786	-4.698	-2.786	0.000	0.000	-0.309	-0.000
701	1007012	4.718	3.151	4.698	2.786	0.020	0.363	0.030	4.386
704	100704	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	-0.134
100704	1007042	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.218	0.000
704	1007042	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	-0.130
703	100703	6.228	3.605	6.195	3.006	0.033	0.597	0.038	5.230
100703	1007032	-6.197	-3.001	-6.198	-3.001	0.000	0.000	-0.396	-0.001
703	1007032	6.231	3.600	6.198	3.001	0.033	0.597	0.038	5.224
702	100702	9.025	1.334	8.994	0.730	0.030	0.602	0.048	1.641
100702	1007022	-8.995	-0.719	-8.995	-0.719	0.000	0.000	-0.503	-0.001
702	1007022	9.026	1.323	8.995	0.719	0.030	0.601	0.048	1.632
12	10012	5.560	2.958	5.547	2.688	0.014	0.269	0.032	2.548
309	100309	1.318	0.687	1.309	0.630	0.008	0.057	0.025	0.900
308	100308	0.654	0.414	0.650	0.390	0.004	0.025	0.013	0.819
301	100301	1.207	0.734	1.199	0.680	0.008	0.054	0.024	0.947
10006	1006	1.960	1.109	1.959	1.109	0.001	0.000	0.012	0.048
10009	1009	2.609	1.560	2.608	1.549	0.000	0.011	0.016	0.230
208	10	23.162	13.227	23.046	12.970	0.115	0.256	0.134	0.982
8	1008	3.396	1.898	3.378	1.629	0.018	0.268	0.020	4.340
7	1007	2.953	1.806	2.938	1.589	0.014	0.216	0.018	4.149
5	1005	4.474	2.600	4.457	2.289	0.017	0.310	0.027	3.786
10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	312	1.447	0.810	1.433	0.797	0.015	0.013	0.027	0.424
312	100312	1.429	0.797	1.419	0.730	0.010	0.067	0.026	0.992
20015	311	1.103	0.617	1.100	0.614	0.003	0.003	0.020	0.120
204	5	4.490	2.662	4.488	2.660	0.001	0.002	0.028	0.042
9	10009	2.609	1.577	2.609	1.560	0.000	0.017	0.016	0.336
10009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
305	100305	1.318	0.770	1.309	0.710	0.009	0.060	0.025	0.968
304	100304	2.192	1.241	2.179	1.119	0.013	0.121	0.042	1.112
10	11	9.665	4.785	9.652	4.756	0.013	0.028	0.055	0.254
203	3	5.164	3.297	5.164	3.297	0.000	0.001	0.032	0.012
11	12	5.589	2.765	5.579	2.744	0.010	0.021	0.032	0.329
4	1004	3.285	1.841	3.268	1.579	0.017	0.261	0.020	4.339
2	1002	3.497	1.982	3.478	1.689	0.019	0.292	0.021	4.571
1	1001	3.064	1.964	3.048	1.729	0.016	0.234	0.019	4.373

ДОДАТОК Е

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.: 143.334 МВт / 1255.602 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 138.250 МВт / 1211.070 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.761 МВт / 16.244 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.761 МВт / 16.244 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.677 МВт / 5.928 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.706 МВт / 3.050 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.383 МВт / 8.978 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.144 МВт / 25.223 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-76.415	-41.780	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	106.785	-0.68
1	Агрономічне	0.000	0.000	106.159	-0.85
202	202	0.000	0.000	106.003	-0.92
2	Петрик	0.000	0.000	104.935	-1.29
203	203	0.000	0.000	104.325	-1.58
3	Літин	0.000	0.000	104.312	-1.58
4	Кожухів	0.000	0.000	103.957	-1.82
204	204	0.000	0.000	103.933	-1.87
5	Курортна	0.000	0.000	103.888	-1.88
6	Хмільник	0.000	0.000	104.075	-1.83
7	Уланів	0.000	0.000	105.025	-1.62
8	Вишенька	0.000	0.000	106.136	-1.29
205	205	0.000	0.000	106.794	-1.10
9	Юрівка	0.000	0.000	107.153	-0.96
206	206	0.000	0.000	108.721	-0.50
207	207	0.000	0.000	109.829	-0.08
300	Козятин	-58.919	-32.436	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.455	-0.20
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.426	-0.59
11	Глухівці	0.000	0.000	108.160	-0.71
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.816	-0.86
13	Сигнал	0.000	0.000	109.455	-0.20
209	209	0.000	0.000	109.456	-0.20
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.561	-0.83
15	Калинівка	0.000	0.000	107.357	-0.90
211	211	0.000	0.000	109.944	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.275	-0.30
210	210	0.000	0.000	109.011	-0.38
16	Турбів	0.000	0.000	108.023	-0.68
1001		3.050	1.730	9.735	-4.28
1002		3.480	1.690	9.609	-5.33
2003		0.000	0.000	33.988	-3.91

1003		5.120	2.760	9.556	-5.30
1004		3.270	1.580	9.541	-5.67
1005		4.460	2.290	9.584	-5.19
2006		0.000	0.000	33.496	-5.43
1006		1.960	1.110	9.668	-4.41
1007		2.940	1.590	9.655	-5.00
1008		3.380	1.630	9.745	-5.12
2009		0.000	0.000	35.758	-1.25
1009		2.610	1.550	10.194	-1.45
20010		0.000	0.000	25.609	-1.72
10010		13.290	7.530	10.165	-2.42
10032		0.000	0.000	9.557	-5.30
200102		0.000	0.000	25.609	-1.72
100102		0.000	0.000	10.165	-2.42
10011		4.030	2.170	10.193	-2.06
100112		0.000	0.000	10.193	-2.06
10012		5.550	2.690	10.069	-3.23
20013		0.000	0.000	36.039	-1.72
10013		6.970	3.950	10.267	-1.89
200132		0.000	0.000	36.039	-1.72
100132		0.000	0.000	10.267	-1.89
20014		0.000	0.000	25.438	-1.91
10014		7.840	4.230	10.170	-1.89
200142		0.000	0.000	25.438	-1.91
100142		0.000	0.000	10.170	-1.89
20015		0.000	0.000	34.181	-5.05
10015		6.100	2.950	9.808	-4.81
200152		0.000	0.000	34.182	-5.05
100152		0.000	0.000	9.807	-4.81
20016		0.000	0.000	35.708	-1.78
10016		4.680	2.650	10.168	-2.02
200162		0.000	0.000	35.708	-1.78
100162		0.000	0.000	10.169	-2.02
10003		0.000	0.000	101.522	-3.91
10006		0.000	0.000	101.131	-4.43
10009		0.000	0.000	106.810	-1.25
100010		0.000	0.000	107.097	-1.72
1000102		0.000	0.000	107.097	-1.72
100013		0.000	0.000	107.460	-1.92
1000132		0.000	0.000	107.836	-1.52
100014		0.000	0.000	106.380	-1.91
1000142		0.000	0.000	106.384	-1.91
100015		0.000	0.000	102.744	-4.86
1000152		0.000	0.000	102.339	-5.12
100016		0.000	0.000	106.710	-1.79
1000162		0.000	0.000	106.418	-2.05
301	Кривошиї	0.000	0.000	32.164	-6.37
302	Люлинці	0.000	0.000	31.662	-6.77
303	Радівка	0.000	0.000	31.894	-6.71
401	401	0.000	0.000	32.480	-6.36
304	Корделівка	0.000	0.000	32.732	-6.16
305	Писарівка	0.000	0.000	33.210	-5.79
306	Іванів	0.000	0.000	33.301	-5.72
307	Уладівка	0.000	0.000	32.869	-6.08
308	Брусленів	0.000	0.000	32.859	-6.04
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	33.041	-5.88
402	402	0.000	0.000	33.468	-5.54
310	Лаврівка	0.000	0.000	33.493	-5.52
311	Гушенці	0.000	0.000	34.058	-5.13
312	Торчин	0.000	0.000	33.739	-5.22
100301		1.200	0.680	9.384	-8.37
100302		2.610	1.410	9.307	-8.42
100303		1.740	0.840	9.399	-8.19
100304		2.180	1.120	9.514	-8.77
100305		1.310	0.710	9.692	-7.84
100306		2.290	1.300	5.894	-7.02

100307	2.500	1.210	9.700	-7.54
100308	0.650	0.390	10.082	-7.63
100309	1.310	0.630	9.664	-7.97
100310	1.420	0.800	10.046	-6.57
100311	1.090	0.590	10.046	-6.37
100312	1.420	0.730	9.843	-7.39
1003021	0.000	0.000	9.307	-8.42
1003031	0.000	0.000	9.400	-8.19
1003061	0.000	0.000	5.894	-7.02
1003071	0.000	0.000	9.700	-7.55
1003101	0.000	0.000	10.046	-6.57
1003111	0.000	0.000	10.046	-6.37
702	0.000	0.000	104.010	-1.92
703	0.000	0.000	104.169	-1.80
704	0.000	0.000	104.863	-1.40
701	0.000	0.000	105.455	-1.14
100701	9.400	5.580	9.668	-4.54
1007012	0.000	0.000	9.668	-4.54
100702	18.000	1.450	9.826	-6.09
1007022	0.000	0.000	9.827	-6.09
100703	12.400	6.010	9.482	-6.46
1007032	0.000	0.000	9.483	-6.46
100704	-8.000	0.000	10.051	3.19
1007042	0.000	0.000	10.051	3.19

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
3	10003	1.952	1.253	1.947	1.141	0.004	0.111	0.013	2.986
10003	1003	1.947	1.141	1.943	1.076	0.004	0.065	0.013	1.803
1003	10032	-3.174	-1.682	-3.174	-1.682	0.000	0.000	-0.217	-0.000
3	10032	3.193	1.967	3.174	1.682	0.019	0.284	0.021	4.786
100	201	50.770	28.050	49.604	26.647	1.161	1.397	0.304	3.222
201	1	49.604	26.881	49.393	26.576	0.210	0.305	0.305	0.631
1	202	15.295	4.553	15.278	4.528	0.017	0.025	0.087	0.158
202	2	15.278	4.813	15.155	4.665	0.122	0.147	0.087	1.081
203	4	6.429	0.118	6.406	0.091	0.022	0.027	0.036	0.380
4	204	3.110	-1.498	3.108	-1.500	0.002	0.003	0.019	0.028
204	6	-2.756	-1.292	-2.759	-1.296	0.003	0.004	-0.017	-0.145
6	7	-8.123	-4.302	-8.181	-4.371	0.058	0.069	-0.051	-0.961
7	8	-11.144	-5.599	-11.230	-5.722	0.085	0.123	-0.068	-1.126
8	205	-14.637	-7.213	-14.702	-7.309	0.066	0.095	-0.089	-0.666
205	9	-14.702	-7.048	-14.735	-7.107	0.032	0.059	-0.088	-0.363
9	206	-17.394	-8.590	-17.578	-8.857	0.183	0.266	-0.104	-1.579
206	207	-17.578	-8.243	-17.696	-8.458	0.117	0.214	-0.103	-1.111
207	300	-17.696	-8.116	-17.712	-8.153	0.017	0.037	-0.102	-0.172
2	203	11.646	3.049	11.594	2.973	0.052	0.076	0.066	0.624
6	10006	5.341	3.327	5.331	2.995	0.010	0.331	0.035	3.193
10006	2006	3.371	1.886	3.367	1.807	0.004	0.078	0.022	1.224
2006	301	3.367	1.845	3.262	1.719	0.105	0.126	0.066	1.380
301	302	2.050	1.013	2.025	0.983	0.025	0.030	0.041	0.525
302	303	-0.604	-0.544	-0.607	-0.549	0.004	0.005	-0.015	-0.235
303	401	-2.362	-1.445	-2.396	-1.486	0.034	0.041	-0.050	-0.605
401	304	-2.396	-1.456	-2.409	-1.475	0.013	0.019	-0.050	-0.262
304	305	-4.608	-2.743	-4.657	-2.814	0.049	0.071	-0.094	-0.499
305	20015	-5.979	-3.586	-6.106	-3.770	0.126	0.183	-0.121	-1.007
100015	20015	0.704	1.198	0.703	1.188	0.000	0.010	0.008	0.672
15	100015	8.528	5.478	8.504	4.667	0.024	0.808	0.054	4.969
15	100	-13.012	-8.224	-13.197	-8.636	0.185	0.410	-0.083	-2.656
15	14	-10.367	-6.466	-10.379	-6.492	0.011	0.025	-0.066	-0.206
14	209	-10.776	-7.054	-10.887	-7.298	0.110	0.243	-0.069	-1.905
209	300	-20.444	-11.953	-20.503	-12.085	0.059	0.131	-0.125	-0.545
13	100013	3.949	2.341	3.945	2.181	0.005	0.159	0.024	2.055

100013	20013	-0.780	-0.333	-0.780	-0.337	0.000	0.003	-0.005	-0.199
20013	200132	-0.780	-0.337	-0.780	-0.337	0.000	0.000	-0.014	-0.000
1000132	200132	0.780	0.340	0.780	0.337	0.000	0.003	0.005	0.199
13	1000132	3.032	1.892	3.029	1.795	0.003	0.097	0.019	1.656
1000132	100132	2.249	1.455	2.248	1.433	0.001	0.021	0.014	0.513
100132	10013	2.248	1.433	2.248	1.433	0.000	0.000	0.150	0.000
100013	10013	4.724	2.514	4.717	2.514	0.007	0.000	0.029	0.117
209	13	9.557	5.544	9.557	5.544	0.000	0.000	0.058	0.000
13	208	2.525	0.980	2.525	0.980	0.000	0.000	0.014	0.000
208	300	-20.643	-12.065	-20.703	-12.198	0.060	0.132	-0.126	-0.546
10	100010	6.649	4.053	6.645	3.873	0.004	0.178	0.041	1.371
100010	10010	6.637	3.891	6.633	3.780	0.004	0.111	0.041	0.871
10010	100102	-6.649	-3.745	-6.650	-3.745	0.000	0.000	-0.433	-0.001
1000102	100102	6.654	3.856	6.650	3.745	0.004	0.110	0.041	0.864
10	1000102	6.650	4.053	6.646	3.874	0.004	0.178	0.041	1.371
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
11	100112	2.018	1.147	2.014	1.084	0.004	0.064	0.012	1.648
100112	10011	2.014	1.084	2.014	1.084	0.000	0.000	0.129	0.000
11	10011	2.017	1.149	2.013	1.085	0.004	0.064	0.012	1.650
14	100014	3.921	2.215	3.919	2.118	0.003	0.097	0.024	1.229
100014	20014	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.925	2.207	3.922	2.110	0.003	0.097	0.024	1.225
1000142	100142	3.925	2.103	3.922	2.103	0.003	0.000	0.024	0.056
100142	10014	3.922	2.103	3.922	2.103	0.000	0.000	0.252	0.000
100014	10014	3.916	2.124	3.913	2.124	0.003	0.000	0.024	0.055
16	100016	1.607	0.952	1.606	0.910	0.002	0.042	0.010	1.357
100016	20016	1.025	0.429	1.024	0.429	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.024	0.429	1.024	0.429	0.000	0.000	0.018	0.000
1000162	200162	-1.024	-0.423	-1.024	-0.429	0.000	0.006	-0.006	-0.258
16	1000162	3.081	1.849	3.078	1.749	0.003	0.100	0.019	1.665
1000162	100162	4.102	2.172	4.097	2.172	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.097	2.172	4.097	2.172	0.000	0.000	0.263	0.000
100016	10016	0.581	0.481	0.580	0.477	0.000	0.004	0.004	0.415
14	16	-7.535	-3.284	-7.558	-3.319	0.023	0.034	-0.044	-0.465
16	210	-12.290	-5.856	-12.371	-5.974	0.081	0.118	-0.073	-0.994
210	200	-12.371	-5.587	-12.393	-5.619	0.022	0.031	-0.072	-0.265
200	211	-12.393	-5.278	-12.443	-5.370	0.050	0.092	-0.071	-0.670
211	100	-12.443	-5.087	-12.447	-5.095	0.004	0.008	-0.070	-0.056
15	1000152	14.799	9.834	14.758	8.311	0.040	1.516	0.095	5.413
1000152	100152	-1.685	-0.510	-1.685	-0.521	0.000	0.010	-0.010	-0.245
100152	10015	-1.685	-0.521	-1.685	-0.521	0.000	0.000	-0.104	-0.000
100015	10015	7.800	3.469	7.782	3.469	0.019	0.000	0.048	0.198
1000152	200152	16.443	8.822	16.394	8.822	0.049	0.000	0.105	0.226
200152	20015	16.394	8.822	16.394	8.822	0.000	0.000	0.314	0.000
20015	306	4.898	2.989	4.806	2.856	0.092	0.133	0.097	0.914
306	307	2.497	1.448	2.473	1.414	0.023	0.034	0.050	0.450
307	308	-0.044	0.096	-0.044	0.096	0.000	0.000	-0.002	0.008
308	309	-0.700	-0.292	-0.704	-0.296	0.003	0.004	-0.013	-0.191
309	402	-2.026	-0.966	-2.046	-0.990	0.020	0.024	-0.039	-0.445
402	310	-2.046	-0.968	-2.047	-0.969	0.001	0.002	-0.039	-0.026
310	20015	-3.484	-1.869	-3.540	-1.936	0.056	0.067	-0.068	-0.710
310	1003101	0.544	0.944	0.536	0.892	0.008	0.053	0.019	1.581
1003101	100310	0.536	0.892	0.536	0.892	0.000	0.000	0.060	0.000
310	100310	0.885	-0.076	0.884	-0.092	0.002	0.016	0.015	0.075
307	1003071	1.254	0.647	1.249	0.604	0.005	0.042	0.025	0.635
1003071	100307	1.249	0.604	1.249	0.604	0.000	0.000	0.082	0.000
307	100307	1.254	0.647	1.249	0.605	0.005	0.042	0.025	0.635
306	100306	1.148	0.688	1.144	0.650	0.004	0.037	0.023	0.634
100306	1003061	-1.145	-0.649	-1.145	-0.649	0.000	0.000	-0.129	-0.000
306	1003061	1.149	0.686	1.145	0.649	0.004	0.037	0.023	0.633
311	1003111	0.547	0.312	0.545	0.295	0.003	0.017	0.011	0.646
1003111	100311	0.545	0.295	0.545	0.295	0.000	0.000	0.036	0.000

311	100311	0.547	0.312	0.545	0.295	0.003	0.017	0.011	0.646
303	100303	0.874	0.450	0.869	0.420	0.004	0.030	0.018	0.667
100303	1003031	-0.870	-0.420	-0.870	-0.420	0.000	0.000	-0.059	-0.000
303	1003031	0.874	0.450	0.870	0.420	0.004	0.030	0.018	0.666
302	1003021	1.310	0.757	1.304	0.704	0.006	0.052	0.028	0.756
1003021	100302	1.304	0.704	1.304	0.704	0.000	0.000	0.092	0.000
302	100302	1.310	0.757	1.304	0.705	0.006	0.052	0.028	0.756
204	702	1.373	-2.471	1.372	-2.474	0.001	0.003	0.016	-0.075
702	703	-16.717	-5.232	-16.732	-5.274	0.015	0.042	-0.097	-0.166
703	704	-29.224	-12.589	-29.328	-12.882	0.104	0.292	-0.176	-0.715
704	701	-21.394	-13.376	-21.454	-13.547	0.060	0.170	-0.139	-0.602
701	1	-30.919	-19.871	-31.023	-20.163	0.103	0.290	-0.201	-0.713
701	100701	4.718	3.196	4.696	2.790	0.022	0.404	0.031	4.673
100701	1007012	-4.698	-2.786	-4.698	-2.786	0.000	0.000	-0.326	-0.000
701	1007012	4.721	3.192	4.698	2.786	0.022	0.404	0.031	4.668
704	100704	-3.976	0.318	-3.998	-0.001	0.021	0.318	-0.022	-0.092
100704	1007042	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.229	0.000
704	1007042	-3.976	0.320	-3.997	0.001	0.021	0.318	-0.022	-0.088
703	100703	6.232	3.676	6.195	3.006	0.037	0.668	0.040	5.613
100703	1007032	-6.197	-3.001	-6.198	-3.001	0.000	0.000	-0.419	-0.001
703	1007032	6.235	3.671	6.198	3.001	0.037	0.668	0.040	5.606
702	100702	9.028	1.400	8.994	0.730	0.034	0.667	0.051	1.800
100702	1007022	-8.995	-0.719	-8.995	-0.719	0.000	0.000	-0.529	-0.001
702	1007022	9.029	1.389	8.995	0.719	0.034	0.667	0.051	1.791
12	10012	5.562	2.986	5.547	2.688	0.015	0.296	0.034	2.697
309	100309	1.319	0.694	1.309	0.630	0.009	0.065	0.026	0.970
308	100308	0.654	0.418	0.650	0.390	0.004	0.028	0.014	0.879
301	100301	1.208	0.741	1.199	0.680	0.009	0.062	0.025	1.023
10006	1006	1.960	1.109	1.959	1.109	0.001	0.000	0.013	0.050
10009	1009	2.609	1.561	2.608	1.549	0.000	0.012	0.016	0.242
208	10	23.168	13.383	23.040	13.100	0.127	0.282	0.141	1.034
8	1008	3.398	1.928	3.378	1.629	0.020	0.298	0.021	4.628
7	1007	2.954	1.831	2.938	1.589	0.016	0.241	0.019	4.423
5	1005	4.476	2.636	4.457	2.289	0.019	0.346	0.029	4.044
10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	312	1.450	0.820	1.434	0.805	0.016	0.015	0.028	0.449
312	100312	1.430	0.805	1.419	0.730	0.011	0.075	0.028	1.065
20015	311	1.103	0.622	1.100	0.618	0.003	0.004	0.021	0.127
204	5	4.490	2.692	4.489	2.690	0.002	0.002	0.029	0.045
9	10009	2.609	1.580	2.609	1.561	0.000	0.018	0.016	0.354
10009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
305	100305	1.319	0.777	1.309	0.710	0.010	0.067	0.027	1.041
304	100304	2.194	1.256	2.179	1.119	0.015	0.137	0.045	1.203
10	11	9.665	4.874	9.651	4.843	0.014	0.031	0.058	0.269
203	3	5.165	3.333	5.165	3.333	0.000	0.001	0.034	0.013
11	12	5.589	2.814	5.579	2.791	0.010	0.023	0.033	0.348
4	1004	3.287	1.871	3.268	1.579	0.019	0.291	0.021	4.644
2	1002	3.500	2.016	3.478	1.689	0.022	0.325	0.022	4.884
1	1001	3.065	1.990	3.048	1.729	0.017	0.260	0.020	4.648

ДОДАТОК Є

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.: 142.536 МВт / 1248.619 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 138.250 МВт / 1211.070 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.957 МВт / 12.769 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.957 МВт / 12.769 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.832 МВт / 7.290 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.563 МВт / 2.431 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.395 МВт / 9.721 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.352 МВт / 22.490 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-75.817	-38.247	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	118.191	-0.59
1	Агрономічне	0.000	0.000	117.645	-0.73
202	202	0.000	0.000	117.511	-0.79
2	Петрик	0.000	0.000	116.585	-1.10
203	203	0.000	0.000	116.057	-1.34
3	Літин	0.000	0.000	116.045	-1.34
4	Кожухів	0.000	0.000	115.741	-1.53
204	204	0.000	0.000	115.721	-1.58
5	Курортна	0.000	0.000	115.682	-1.58
6	Хмільник	0.000	0.000	115.851	-1.55
7	Уланів	0.000	0.000	116.688	-1.37
8	Вишенька	0.000	0.000	117.657	-1.10
205	205	0.000	0.000	118.229	-0.93
9	Юрівка	0.000	0.000	118.538	-0.81
206	206	0.000	0.000	119.904	-0.42
207	207	0.000	0.000	120.855	-0.07
300	Козятин	-58.720	-30.317	121.000	0.00
208	208	0.000	0.000	120.517	-0.17
10	Козятин тяга	0.000	0.000	119.595	-0.49
11	Глухівці	0.000	0.000	119.359	-0.59
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	119.053	-0.71
13	Сигнал	0.000	0.000	120.518	-0.17
209	209	0.000	0.000	120.518	-0.17
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	118.868	-0.70
15	Калинівка	0.000	0.000	118.692	-0.76
211	211	0.000	0.000	120.952	-0.02
200	200	0.000	0.000	120.373	-0.25
210	210	0.000	0.000	120.142	-0.32
16	Турбів	0.000	0.000	119.271	-0.57
1001		3.050	1.730	10.881	-3.50
1002		3.480	1.690	10.774	-4.34
2003		0.000	0.000	38.029	-3.21

1003		5.120	2.760	10.728	-4.32
1004		3.270	1.580	10.716	-4.62
1005		4.460	2.290	10.753	-4.24
2006		0.000	0.000	37.629	-4.41
1006		1.960	1.110	10.834	-3.61
1007		2.940	1.590	10.816	-4.08
1008		3.380	1.630	10.894	-4.18
2009		0.000	0.000	39.581	-1.05
1009		2.610	1.550	11.288	-1.21
20010		0.000	0.000	28.313	-1.42
10010		13.290	7.530	11.254	-1.99
10032		0.000	0.000	10.728	-4.32
200102		0.000	0.000	28.313	-1.42
100102		0.000	0.000	11.255	-1.99
10011		4.030	2.170	11.279	-1.69
100112		0.000	0.000	11.280	-1.69
10012		5.550	2.690	11.170	-2.65
20013		0.000	0.000	39.802	-1.42
10013		6.970	3.950	11.345	-1.55
200132		0.000	0.000	39.802	-1.42
100132		0.000	0.000	11.345	-1.55
20014		0.000	0.000	28.170	-1.58
10014		7.840	4.230	11.263	-1.56
200142		0.000	0.000	28.170	-1.58
100142		0.000	0.000	11.263	-1.56
20015		0.000	0.000	38.214	-4.10
10015		6.100	2.950	10.953	-3.91
200152		0.000	0.000	38.214	-4.10
100152		0.000	0.000	10.953	-3.91
20016		0.000	0.000	39.519	-1.47
10016		4.680	2.650	11.261	-1.67
200162		0.000	0.000	39.519	-1.47
100162		0.000	0.000	11.261	-1.67
10003		0.000	0.000	113.594	-3.21
10006		0.000	0.000	113.318	-3.62
10009		0.000	0.000	118.229	-1.05
100010		0.000	0.000	118.403	-1.42
1000102		0.000	0.000	118.403	-1.42
100013		0.000	0.000	118.720	-1.58
1000132		0.000	0.000	119.060	-1.25
100014		0.000	0.000	117.804	-1.58
1000142		0.000	0.000	117.808	-1.58
100015		0.000	0.000	114.700	-3.95
1000152		0.000	0.000	114.358	-4.15
100016		0.000	0.000	118.091	-1.48
1000162		0.000	0.000	117.827	-1.69
301	Кривошиї	0.000	0.000	36.465	-5.16
302	Люлинці	0.000	0.000	36.023	-5.48
303	Радівка	0.000	0.000	36.223	-5.43
401	401	0.000	0.000	36.733	-5.15
304	Корделівка	0.000	0.000	36.950	-4.99
305	Писарівка	0.000	0.000	37.367	-4.69
306	Іванів	0.000	0.000	37.436	-4.64
307	Уладівка	0.000	0.000	37.056	-4.92
308	Брусленів	0.000	0.000	37.048	-4.90
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	37.209	-4.76
402	402	0.000	0.000	37.584	-4.49
310	Лаврівка	0.000	0.000	37.606	-4.47
311	Гушенці	0.000	0.000	38.104	-4.16
312	Торчин	0.000	0.000	37.823	-4.24
100301		1.200	0.680	10.708	-6.70
100302		2.610	1.410	10.640	-6.74
100303		1.740	0.840	10.720	-6.57
100304		2.180	1.120	10.819	-7.02
100305		1.310	0.710	10.972	-6.30
100306		2.290	1.300	6.650	-5.66

100307	2.500	1.210	10.975	-6.07
100308	0.650	0.390	11.428	-6.14
100309	1.310	0.630	10.945	-6.40
100310	1.420	0.800	11.314	-5.30
100311	1.090	0.590	11.279	-5.15
100312	1.420	0.730	11.101	-5.95
1003021	0.000	0.000	10.640	-6.74
1003031	0.000	0.000	10.720	-6.57
1003061	0.000	0.000	6.650	-5.66
1003071	0.000	0.000	10.976	-6.07
1003101	0.000	0.000	11.314	-5.30
1003111	0.000	0.000	11.279	-5.15
702	0.000	0.000	115.786	-1.61
703	0.000	0.000	115.923	-1.52
704	0.000	0.000	116.527	-1.19
701	0.000	0.000	117.035	-0.97
100701	9.400	5.580	10.823	-3.71
1007012	0.000	0.000	10.824	-3.71
100702	18.000	1.450	10.970	-4.97
1007022	0.000	0.000	10.971	-4.97
100703	12.400	6.010	10.665	-5.23
1007032	0.000	0.000	10.666	-5.24
100704	-8.000	0.000	11.170	2.53
1007042	0.000	0.000	11.170	2.53

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
3	10003	1.950	1.216	1.946	1.128	0.003	0.088	0.011	2.598
10003	1003	1.946	1.128	1.943	1.076	0.003	0.051	0.011	1.571
1003	10032	-3.174	-1.682	-3.174	-1.682	0.000	0.000	-0.193	-0.000
3	10032	3.189	1.908	3.174	1.682	0.015	0.225	0.018	4.166
100	201	50.332	25.673	49.417	24.573	0.911	1.096	0.269	2.815
201	1	49.417	24.860	49.252	24.620	0.165	0.239	0.270	0.550
1	202	15.172	3.914	15.158	3.894	0.013	0.019	0.077	0.135
202	2	15.158	4.244	15.062	4.128	0.096	0.116	0.077	0.937
203	4	6.350	-0.061	6.332	-0.082	0.017	0.021	0.032	0.325
4	204	3.038	-1.542	3.036	-1.544	0.002	0.002	0.017	0.023
204	6	-2.760	-1.344	-2.762	-1.347	0.002	0.003	-0.015	-0.131
6	7	-8.105	-4.109	-8.151	-4.164	0.046	0.055	-0.045	-0.846
7	8	-11.113	-5.201	-11.180	-5.298	0.067	0.097	-0.061	-0.980
8	205	-14.585	-6.629	-14.637	-6.704	0.051	0.074	-0.078	-0.578
205	9	-14.637	-6.384	-14.662	-6.430	0.025	0.046	-0.078	-0.312
9	206	-17.333	-7.887	-17.478	-8.097	0.144	0.209	-0.093	-1.375
206	207	-17.478	-7.350	-17.570	-7.518	0.092	0.167	-0.091	-0.954
207	300	-17.570	-7.105	-17.583	-7.133	0.013	0.029	-0.090	-0.146
2	203	11.555	2.672	11.514	2.613	0.041	0.060	0.059	0.538
6	10006	5.314	3.161	5.306	2.902	0.008	0.258	0.031	2.717
10006	2006	3.346	1.792	3.343	1.732	0.003	0.060	0.019	1.026
2006	301	3.343	1.780	3.262	1.683	0.081	0.097	0.058	1.201
301	302	2.052	1.002	2.032	0.978	0.019	0.023	0.036	0.459
302	303	-0.596	-0.528	-0.599	-0.531	0.003	0.003	-0.013	-0.202
303	401	-2.353	-1.413	-2.379	-1.444	0.026	0.031	-0.044	-0.524
401	304	-2.379	-1.405	-2.389	-1.420	0.010	0.015	-0.043	-0.226
304	305	-4.586	-2.659	-4.623	-2.714	0.037	0.054	-0.083	-0.432
305	20015	-5.945	-3.470	-6.042	-3.611	0.097	0.141	-0.106	-0.874
100015	20015	0.695	1.149	0.695	1.141	0.000	0.007	0.007	0.574
15	100015	8.480	5.187	8.461	4.549	0.019	0.636	0.048	4.254
15	100	-12.990	-7.755	-13.137	-8.080	0.146	0.324	-0.073	-2.318
15	14	-10.262	-5.965	-10.271	-5.985	0.009	0.020	-0.058	-0.177
14	209	-10.755	-6.624	-10.842	-6.816	0.086	0.192	-0.061	-1.659
209	300	-20.421	-11.431	-20.469	-11.537	0.048	0.106	-0.112	-0.482
13	100013	3.948	2.312	3.944	2.181	0.004	0.131	0.022	1.843

100013	20013	-0.779	-0.333	-0.779	-0.336	0.000	0.003	-0.004	-0.178
20013	200132	-0.779	-0.336	-0.779	-0.336	0.000	0.000	-0.012	-0.000
1000132	200132	0.780	0.339	0.779	0.336	0.000	0.003	0.004	0.178
13	1000132	3.031	1.869	3.029	1.790	0.002	0.079	0.017	1.486
1000132	100132	2.249	1.451	2.248	1.433	0.001	0.017	0.013	0.461
100132	10013	2.248	1.433	2.248	1.433	0.000	0.000	0.135	0.000
100013	10013	4.723	2.514	4.717	2.514	0.005	0.000	0.026	0.106
209	13	9.579	5.692	9.579	5.692	0.000	0.000	0.053	0.000
13	208	2.538	1.109	2.538	1.109	0.000	0.000	0.013	0.000
208	300	-20.620	-11.540	-20.669	-11.647	0.048	0.107	-0.113	-0.483
10	100010	6.648	3.999	6.644	3.853	0.003	0.146	0.037	1.224
100010	10010	6.636	3.871	6.633	3.780	0.003	0.090	0.037	0.778
10010	100102	-6.649	-3.745	-6.649	-3.745	0.000	0.000	-0.391	-0.001
1000102	100102	6.653	3.836	6.649	3.745	0.003	0.090	0.037	0.772
10	1000102	6.648	4.000	6.645	3.853	0.003	0.146	0.037	1.224
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
11	100112	2.017	1.136	2.014	1.084	0.003	0.052	0.011	1.475
100112	10011	2.014	1.084	2.014	1.084	0.000	0.000	0.117	0.000
11	10011	2.016	1.137	2.013	1.085	0.003	0.052	0.011	1.477
14	100014	3.920	2.197	3.918	2.118	0.002	0.079	0.022	1.100
100014	20014	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.924	2.189	3.922	2.110	0.002	0.079	0.022	1.096
1000142	100142	3.924	2.103	3.922	2.103	0.002	0.000	0.022	0.050
100142	10014	3.922	2.103	3.922	2.103	0.000	0.000	0.228	0.000
100014	10014	3.915	2.124	3.913	2.124	0.002	0.000	0.022	0.050
16	100016	1.606	0.942	1.605	0.908	0.001	0.035	0.009	1.214
100016	20016	1.025	0.428	1.024	0.428	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	200162	1.024	0.428	1.024	0.428	0.000	0.000	0.016	0.000
1000162	200162	-1.024	-0.423	-1.024	-0.428	0.000	0.005	-0.005	-0.230
16	1000162	3.080	1.831	3.077	1.749	0.002	0.082	0.017	1.490
1000162	100162	4.101	2.172	4.097	2.172	0.004	0.000	0.023	0.093
100162	10016	4.097	2.172	4.097	2.172	0.000	0.000	0.237	0.000
100016	10016	0.581	0.480	0.580	0.477	0.000	0.003	0.004	0.372
14	16	-7.465	-3.044	-7.484	-3.071	0.018	0.027	-0.039	-0.406
16	210	-12.223	-5.522	-12.287	-5.616	0.065	0.094	-0.065	-0.875
210	200	-12.287	-5.146	-12.305	-5.171	0.017	0.025	-0.064	-0.232
200	211	-12.305	-4.757	-12.344	-4.830	0.040	0.072	-0.063	-0.580
211	100	-12.344	-4.488	-12.348	-4.494	0.003	0.006	-0.063	-0.048
15	1000152	14.710	9.291	14.678	8.097	0.032	1.189	0.084	4.624
1000152	100152	-1.654	-0.444	-1.655	-0.452	0.000	0.008	-0.009	-0.190
100152	10015	-1.655	-0.452	-1.655	-0.452	0.000	0.000	-0.090	-0.000
100015	10015	7.766	3.400	7.751	3.400	0.015	0.000	0.043	0.178
1000152	200152	16.332	8.541	16.294	8.541	0.038	0.000	0.093	0.203
200152	20015	16.294	8.541	16.293	8.541	0.000	0.000	0.277	0.000
20015	306	4.875	2.925	4.803	2.820	0.072	0.104	0.086	0.803
306	307	2.492	1.419	2.474	1.392	0.018	0.027	0.044	0.394
307	308	-0.044	0.087	-0.044	0.086	0.000	0.000	-0.002	0.006
308	309	-0.700	-0.287	-0.702	-0.290	0.002	0.003	-0.012	-0.167
309	402	-2.023	-0.939	-2.039	-0.958	0.016	0.019	-0.035	-0.388
402	310	-2.039	-0.930	-2.040	-0.931	0.001	0.001	-0.034	-0.023
310	20015	-3.479	-1.839	-3.523	-1.892	0.044	0.053	-0.060	-0.625
310	1003101	0.570	1.125	0.561	1.069	0.009	0.056	0.019	1.645
1003101	100310	0.561	1.069	0.561	1.069	0.000	0.000	0.062	0.000
310	100310	0.859	-0.257	0.858	-0.270	0.001	0.013	0.014	-0.056
307	1003071	1.253	0.637	1.249	0.604	0.004	0.033	0.022	0.543
1003071	100307	1.249	0.604	1.249	0.604	0.000	0.000	0.073	0.000
307	100307	1.253	0.638	1.249	0.605	0.004	0.033	0.022	0.544
306	100306	1.147	0.680	1.144	0.650	0.003	0.029	0.021	0.547
100306	1003061	-1.145	-0.649	-1.145	-0.649	0.000	0.000	-0.114	-0.000
306	1003061	1.148	0.678	1.145	0.649	0.003	0.029	0.021	0.547
311	1003111	0.547	0.308	0.545	0.295	0.002	0.013	0.009	0.562
1003111	100311	0.545	0.295	0.545	0.295	0.000	0.000	0.032	0.000

311	100311	0.547	0.308	0.545	0.295	0.002	0.013	0.009	0.562
303	100303	0.873	0.443	0.869	0.420	0.003	0.023	0.016	0.566
100303	1003031	-0.870	-0.420	-0.870	-0.420	0.000	0.000	-0.052	-0.000
303	1003031	0.873	0.443	0.870	0.420	0.003	0.023	0.016	0.566
302	1003021	1.309	0.744	1.304	0.704	0.004	0.040	0.024	0.640
1003021	100302	1.304	0.704	1.304	0.704	0.000	0.000	0.080	0.000
302	100302	1.309	0.745	1.304	0.705	0.004	0.040	0.024	0.641
204	702	1.307	-2.302	1.306	-2.304	0.001	0.002	0.013	-0.062
702	703	-16.777	-4.790	-16.789	-4.823	0.012	0.033	-0.087	-0.142
703	704	-29.271	-11.850	-29.354	-12.083	0.082	0.232	-0.157	-0.620
704	701	-21.416	-12.422	-21.463	-12.555	0.047	0.133	-0.122	-0.516
701	1	-30.925	-18.700	-31.006	-18.929	0.081	0.228	-0.178	-0.617
701	100701	4.714	3.114	4.696	2.790	0.018	0.322	0.028	4.097
100701	1007012	-4.698	-2.786	-4.698	-2.786	0.000	0.000	-0.291	-0.000
701	1007012	4.716	3.110	4.698	2.786	0.018	0.322	0.028	4.093
704	100704	-3.980	0.257	-3.998	-0.001	0.017	0.257	-0.020	-0.170
100704	1007042	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.206	0.000
704	1007042	-3.980	0.259	-3.997	0.001	0.017	0.257	-0.020	-0.167
703	100703	6.224	3.535	6.195	3.006	0.029	0.528	0.036	4.840
100703	1007032	-6.197	-3.001	-6.198	-3.001	0.000	0.000	-0.372	-0.001
703	1007032	6.227	3.530	6.198	3.001	0.029	0.528	0.036	4.834
702	100702	9.021	1.268	8.994	0.730	0.027	0.535	0.045	1.482
100702	1007022	-8.995	-0.719	-8.995	-0.719	0.000	0.000	-0.474	-0.001
702	1007022	9.022	1.256	8.995	0.719	0.027	0.535	0.045	1.473
12	10012	5.559	2.930	5.547	2.688	0.012	0.241	0.030	2.391
309	100309	1.316	0.680	1.309	0.630	0.007	0.050	0.023	0.830
308	100308	0.653	0.411	0.650	0.390	0.003	0.022	0.012	0.757
301	100301	1.206	0.727	1.199	0.680	0.007	0.047	0.022	0.871
10006	1006	1.960	1.109	1.959	1.109	0.001	0.000	0.011	0.045
10009	1009	2.609	1.559	2.608	1.549	0.000	0.010	0.015	0.218
208	10	23.158	13.059	23.054	12.828	0.104	0.230	0.127	0.926
8	1008	3.394	1.868	3.378	1.629	0.016	0.238	0.019	4.041
7	1007	2.951	1.781	2.938	1.589	0.013	0.192	0.017	3.865
5	1005	4.472	2.565	4.457	2.289	0.015	0.275	0.026	3.520
10003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	312	1.445	0.800	1.432	0.789	0.013	0.012	0.025	0.397
312	100312	1.428	0.789	1.419	0.730	0.009	0.059	0.025	0.918
20015	311	1.103	0.613	1.100	0.610	0.002	0.003	0.019	0.112
204	5	4.489	2.634	4.488	2.632	0.001	0.001	0.026	0.040
9	10009	2.609	1.574	2.609	1.559	0.000	0.015	0.015	0.317
10009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
305	100305	1.317	0.762	1.309	0.710	0.008	0.053	0.023	0.894
304	100304	2.190	1.225	2.179	1.119	0.012	0.106	0.039	1.022
10	11	9.666	4.683	9.655	4.658	0.011	0.025	0.052	0.238
203	3	5.164	3.264	5.164	3.264	0.000	0.000	0.030	0.011
11	12	5.588	2.711	5.580	2.692	0.008	0.019	0.030	0.308
4	1004	3.283	1.810	3.268	1.579	0.015	0.231	0.019	4.026
2	1002	3.495	1.949	3.478	1.689	0.017	0.259	0.020	4.248
1	1001	3.062	1.938	3.048	1.729	0.014	0.208	0.018	4.085

ДОДАТОК Ж

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.: 142.924 МВт / 1252.011 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 138.250 МВт / 1211.070 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.357 МВт / 14.497 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.357 МВт / 14.497 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.746 МВт / 6.532 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.634 МВт / 2.739 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.380 МВт / 9.271 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.737 МВт / 23.768 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-76.110	-40.071	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	111.984	-0.63
1	Агрономічне	0.000	0.000	111.396	-0.79
202	202	0.000	0.000	111.251	-0.85
2	Петрик	0.000	0.000	110.252	-1.20
203	203	0.000	0.000	109.682	-1.46
3	Літин	0.000	0.000	109.670	-1.47
4	Кожухів	0.000	0.000	109.340	-1.68
204	204	0.000	0.000	109.318	-1.73
5	Курортна	0.000	0.000	109.276	-1.74
6	Хмільник	0.000	0.000	109.454	-1.69
7	Уланів	0.000	0.000	110.349	-1.50
8	Вишенька	0.000	0.000	111.390	-1.20
205	205	0.000	0.000	112.006	-1.01
9	Юрівка	0.000	0.000	112.341	-0.89
206	206	0.000	0.000	113.810	-0.46
207	207	0.000	0.000	114.841	-0.07
300	Козятин	-58.814	-31.427	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.485	-0.19
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.508	-0.54
11	Глухівці	0.000	0.000	113.256	-0.65
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.930	-0.79
13	Сигнал	0.000	0.000	114.486	-0.19
209	209	0.000	0.000	114.486	-0.19
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.711	-0.77
15	Калинівка	0.000	0.000	112.521	-0.83
211	211	0.000	0.000	114.948	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.323	-0.28
210	210	0.000	0.000	114.075	-0.35
16	Турбів	0.000	0.000	113.144	-0.63

1001		3.050	1.730	10.259	-3.90
1002		3.480	1.690	10.142	-4.84
2003		0.000	0.000	35.838	-3.56
1003		5.120	2.760	10.093	-4.81
1004		3.270	1.580	10.079	-5.15
1005		4.460	2.290	10.119	-4.72
2006		0.000	0.000	35.392	-4.92
1006		1.960	1.110	10.202	-4.01
1007		2.940	1.590	10.186	-4.55
1008		3.380	1.630	10.271	-4.65
2009		0.000	0.000	37.500	-1.15
1009		2.610	1.550	10.693	-1.33
20010		0.000	0.000	26.840	-1.57
10010		13.290	7.530	10.661	-2.21
10032		0.000	0.000	10.093	-4.81
200102		0.000	0.000	26.840	-1.57
100102		0.000	0.000	10.662	-2.21
10011		4.030	2.170	10.688	-1.88
100112		0.000	0.000	10.688	-1.88
10012		5.550	2.690	10.571	-2.94
20013		0.000	0.000	37.752	-1.57
10013		6.970	3.950	10.758	-1.72
200132		0.000	0.000	37.752	-1.57
100132		0.000	0.000	10.758	-1.72
20014		0.000	0.000	26.683	-1.74
10014		7.840	4.230	10.668	-1.73
200142		0.000	0.000	26.683	-1.74
100142		0.000	0.000	10.668	-1.73
20015		0.000	0.000	36.028	-4.58
10015		6.100	2.950	10.332	-4.36
200152		0.000	0.000	36.028	-4.58
100152		0.000	0.000	10.332	-4.36
20016		0.000	0.000	37.444	-1.63
10016		4.680	2.650	10.666	-1.85
200162		0.000	0.000	37.444	-1.63
100162		0.000	0.000	10.666	-1.85
10003		0.000	0.000	107.047	-3.56
10006		0.000	0.000	106.715	-4.03
10009		0.000	0.000	112.014	-1.15
100010		0.000	0.000	112.245	-1.57
1000102		0.000	0.000	112.245	-1.57
100013		0.000	0.000	112.586	-1.75
1000132		0.000	0.000	112.944	-1.39
100014		0.000	0.000	111.586	-1.74
1000142		0.000	0.000	111.590	-1.74
100015		0.000	0.000	108.215	-4.41
1000152		0.000	0.000	107.842	-4.64
100016		0.000	0.000	111.895	-1.64
1000162		0.000	0.000	111.617	-1.88
301	Кривошиї	0.000	0.000	34.143	-5.77
302	Люлинці	0.000	0.000	33.671	-6.13
303	Радівка	0.000	0.000	33.887	-6.07
401	401	0.000	0.000	34.436	-5.76
304	Корделівка	0.000	0.000	34.670	-5.58
305	Писарівка	0.000	0.000	35.118	-5.24
306	Іванів	0.000	0.000	35.198	-5.19
307	Уладівка	0.000	0.000	34.792	-5.51
308	Брусленів	0.000	0.000	34.783	-5.47
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	34.954	-5.32
402	402	0.000	0.000	35.356	-5.02
310	Лаврівка	0.000	0.000	35.379	-5.00
311	Гущенці	0.000	0.000	35.911	-4.65
312	Торчин	0.000	0.000	35.611	-4.73
100301		1.200	0.680	9.994	-7.53
100302		2.610	1.410	9.922	-7.58
100303		1.740	0.840	10.008	-7.38

100304	2.180	1.120	10.115	-7.90
100305	1.310	0.710	10.280	-7.07
100306	2.290	1.300	6.241	-6.34
100307	2.500	1.210	10.286	-6.81
100308	0.650	0.390	10.701	-6.89
100309	1.310	0.630	10.253	-7.19
100310	1.420	0.800	10.628	-5.93
100311	1.090	0.590	10.611	-5.77
100312	1.420	0.730	10.421	-6.67
1003021	0.000	0.000	9.922	-7.58
1003031	0.000	0.000	10.008	-7.38
1003061	0.000	0.000	6.241	-6.34
1003071	0.000	0.000	10.286	-6.81
1003101	0.000	0.000	10.628	-5.94
1003111	0.000	0.000	10.611	-5.77
702	0.000	0.000	109.389	-1.77
703	0.000	0.000	109.538	-1.66
704	0.000	0.000	110.188	-1.29
701	0.000	0.000	110.739	-1.06
100701	9.400	5.580	10.197	-4.12
1007012	0.000	0.000	10.197	-4.13
100702	18.000	1.450	10.349	-5.54
1007022	0.000	0.000	10.350	-5.54
100703	12.400	6.010	10.025	-5.85
1007032	0.000	0.000	10.025	-5.85
100704	-8.000	0.000	10.563	2.86
1007042	0.000	0.000	10.562	2.86

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
3	10003	1.951	1.234	1.947	1.134	0.004	0.100	0.012	2.795
10003	1003	1.947	1.134	1.943	1.076	0.004	0.058	0.012	1.688
1003	10032	-3.174	-1.682	-3.174	-1.682	0.000	0.000	-0.205	-0.000
3	10032	3.191	1.938	3.174	1.682	0.017	0.255	0.020	4.480
100	201	50.548	26.896	49.508	25.646	1.035	1.246	0.287	3.023
201	1	49.508	25.904	49.320	25.631	0.188	0.272	0.288	0.591
1	202	15.234	4.250	15.219	4.227	0.015	0.022	0.082	0.147
202	2	15.219	4.541	15.109	4.409	0.109	0.131	0.082	1.010
203	4	6.390	0.031	6.371	0.007	0.020	0.024	0.034	0.353
4	204	3.075	-1.521	3.073	-1.523	0.002	0.002	0.018	0.025
204	6	-2.758	-1.313	-2.761	-1.316	0.003	0.003	-0.016	-0.138
6	7	-8.113	-4.203	-8.165	-4.265	0.052	0.062	-0.048	-0.905
7	8	-11.128	-5.405	-11.204	-5.515	0.076	0.110	-0.065	-1.055
8	205	-14.610	-6.933	-14.668	-7.018	0.058	0.085	-0.084	-0.623
205	9	-14.668	-6.731	-14.697	-6.783	0.029	0.052	-0.083	-0.338
9	206	-17.362	-8.254	-17.526	-8.493	0.164	0.237	-0.099	-1.479
206	207	-17.526	-7.820	-17.631	-8.011	0.104	0.190	-0.097	-1.035
207	300	-17.631	-7.638	-17.645	-7.671	0.015	0.033	-0.096	-0.159
2	203	11.602	2.868	11.555	2.800	0.047	0.068	0.062	0.582
6	10006	5.327	3.243	5.318	2.948	0.009	0.294	0.033	2.955
10006	2006	3.358	1.838	3.355	1.769	0.003	0.069	0.021	1.125
2006	301	3.355	1.812	3.262	1.700	0.093	0.111	0.062	1.291
301	302	2.051	1.006	2.029	0.980	0.022	0.027	0.039	0.492
302	303	-0.600	-0.536	-0.603	-0.540	0.003	0.004	-0.014	-0.218
303	401	-2.357	-1.429	-2.387	-1.466	0.030	0.036	-0.047	-0.565
401	304	-2.387	-1.431	-2.399	-1.448	0.012	0.017	-0.047	-0.244
304	305	-4.596	-2.701	-4.639	-2.764	0.043	0.062	-0.089	-0.466
305	20015	-5.961	-3.528	-6.073	-3.690	0.111	0.161	-0.114	-0.941
100015	20015	0.699	1.173	0.699	1.165	0.000	0.009	0.007	0.623
15	100015	8.503	5.332	8.482	4.608	0.022	0.721	0.051	4.614
15	100	-12.999	-7.996	-13.165	-8.365	0.165	0.367	-0.078	-2.491
15	14	-10.314	-6.215	-10.324	-6.237	0.010	0.022	-0.062	-0.192

14	209	-10.764	-6.845	-10.863	-7.063	0.098	0.217	-0.065	-1.784
209	300	-20.431	-11.703	-20.484	-11.822	0.053	0.118	-0.119	-0.515
13	100013	3.949	2.326	3.944	2.181	0.004	0.145	0.023	1.952
100013	20013	-0.779	-0.333	-0.780	-0.337	0.000	0.003	-0.004	-0.189
20013	200132	-0.780	-0.337	-0.780	-0.337	0.000	0.000	-0.013	-0.000
1000132	200132	0.780	0.340	0.780	0.337	0.000	0.003	0.004	0.189
13	1000132	3.031	1.881	3.029	1.792	0.003	0.088	0.018	1.574
1000132	100132	2.249	1.453	2.248	1.433	0.001	0.019	0.014	0.488
100132	10013	2.248	1.433	2.248	1.433	0.000	0.000	0.143	0.000
100013	10013	4.724	2.514	4.717	2.514	0.006	0.000	0.027	0.112
209	13	9.568	5.612	9.568	5.612	0.000	0.000	0.056	0.000
13	208	2.532	1.043	2.532	1.043	0.000	0.000	0.014	0.000
208	300	-20.630	-11.814	-20.684	-11.934	0.054	0.120	-0.120	-0.515
10	100010	6.648	4.026	6.645	3.863	0.004	0.162	0.039	1.300
100010	10010	6.637	3.881	6.633	3.780	0.004	0.100	0.039	0.826
10010	100102	-6.649	-3.745	-6.649	-3.745	0.000	0.000	-0.413	-0.001
1000102	100102	6.653	3.846	6.649	3.745	0.004	0.100	0.039	0.820
10	1000102	6.649	4.027	6.645	3.864	0.004	0.162	0.039	1.300
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
11	100112	2.017	1.142	2.014	1.084	0.003	0.058	0.012	1.565
100112	10011	2.014	1.084	2.014	1.084	0.000	0.000	0.123	0.000
11	10011	2.017	1.143	2.013	1.085	0.003	0.058	0.012	1.566
14	100014	3.921	2.206	3.918	2.118	0.002	0.088	0.023	1.167
100014	20014	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.924	2.198	3.922	2.110	0.002	0.088	0.023	1.163
1000142	100142	3.924	2.103	3.922	2.103	0.002	0.000	0.023	0.053
100142	10014	3.922	2.103	3.922	2.103	0.000	0.000	0.240	0.000
100014	10014	3.916	2.124	3.913	2.124	0.002	0.000	0.023	0.053
16	100016	1.607	0.947	1.605	0.909	0.001	0.039	0.010	1.288
100016	20016	1.025	0.428	1.024	0.428	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.024	0.428	1.024	0.428	0.000	0.000	0.017	0.000
1000162	200162	-1.024	-0.423	-1.024	-0.428	0.000	0.005	-0.006	-0.244
16	1000162	3.080	1.840	3.078	1.749	0.003	0.091	0.018	1.580
1000162	100162	4.102	2.172	4.097	2.172	0.005	0.000	0.024	0.098
100162	10016	4.097	2.172	4.097	2.172	0.000	0.000	0.251	0.000
100016	10016	0.581	0.481	0.580	0.477	0.000	0.004	0.004	0.394
14	16	-7.499	-3.164	-7.520	-3.195	0.021	0.030	-0.042	-0.436
16	210	-12.255	-5.692	-12.328	-5.798	0.073	0.106	-0.069	-0.936
210	200	-12.328	-5.375	-12.348	-5.403	0.019	0.028	-0.068	-0.249
200	211	-12.348	-5.030	-12.393	-5.113	0.045	0.082	-0.067	-0.626
211	100	-12.393	-4.803	-12.397	-4.810	0.004	0.007	-0.067	-0.052
15	1000152	14.753	9.561	14.717	8.204	0.036	1.351	0.090	5.021
1000152	100152	-1.669	-0.477	-1.670	-0.486	0.000	0.009	-0.009	-0.217
100152	10015	-1.670	-0.486	-1.670	-0.486	0.000	0.000	-0.097	-0.000
100015	10015	7.783	3.435	7.766	3.435	0.017	0.000	0.045	0.188
1000152	200152	16.386	8.682	16.342	8.682	0.044	0.000	0.099	0.215
200152	20015	16.342	8.682	16.342	8.682	0.000	0.000	0.296	0.000
20015	306	4.886	2.956	4.804	2.838	0.082	0.118	0.091	0.859
306	307	2.494	1.433	2.474	1.403	0.021	0.030	0.047	0.423
307	308	-0.044	0.092	-0.044	0.092	0.000	0.000	-0.002	0.007
308	309	-0.700	-0.290	-0.703	-0.293	0.003	0.003	-0.013	-0.179
309	402	-2.024	-0.953	-2.042	-0.974	0.018	0.022	-0.037	-0.417
402	310	-2.042	-0.949	-2.043	-0.951	0.001	0.001	-0.037	-0.025
310	20015	-3.481	-1.854	-3.531	-1.914	0.050	0.060	-0.064	-0.668
310	1003101	0.555	1.025	0.547	0.971	0.009	0.054	0.019	1.608
1003101	100310	0.547	0.971	0.547	0.971	0.000	0.000	0.060	0.000
310	100310	0.874	-0.157	0.872	-0.171	0.002	0.014	0.014	0.012
307	1003071	1.254	0.642	1.249	0.604	0.004	0.038	0.023	0.589
1003071	100307	1.249	0.604	1.249	0.604	0.000	0.000	0.078	0.000
307	100307	1.253	0.643	1.249	0.605	0.004	0.038	0.023	0.589
306	100306	1.148	0.683	1.144	0.650	0.004	0.033	0.022	0.591
100306	1003061	-1.145	-0.649	-1.145	-0.649	0.000	0.000	-0.122	-0.000

306	1003061	1.148	0.682	1.145	0.649	0.004	0.033	0.022	0.590
311	1003111	0.547	0.310	0.545	0.295	0.002	0.015	0.010	0.604
1003111	100311	0.545	0.295	0.545	0.295	0.000	0.000	0.034	0.000
311	100311	0.547	0.310	0.545	0.295	0.002	0.015	0.010	0.605
303	100303	0.873	0.447	0.869	0.420	0.004	0.027	0.017	0.616
100303	1003031	-0.870	-0.420	-0.870	-0.420	0.000	0.000	-0.056	-0.000
303	1003031	0.873	0.446	0.870	0.420	0.004	0.027	0.017	0.616
302	1003021	1.309	0.750	1.304	0.704	0.005	0.046	0.026	0.698
1003021	100302	1.304	0.704	1.304	0.704	0.000	0.000	0.086	0.000
302	100302	1.309	0.751	1.304	0.705	0.005	0.046	0.026	0.698
204	702	1.342	-2.398	1.341	-2.401	0.001	0.003	0.014	-0.069
702	703	-16.745	-5.024	-16.759	-5.061	0.013	0.038	-0.092	-0.154
703	704	-29.245	-12.232	-29.339	-12.495	0.093	0.262	-0.167	-0.668
704	701	-21.402	-12.914	-21.456	-13.066	0.054	0.151	-0.131	-0.560
701	1	-30.919	-19.301	-31.012	-19.561	0.092	0.259	-0.190	-0.666
701	100701	4.716	3.155	4.696	2.790	0.020	0.363	0.030	4.390
100701	1007012	-4.698	-2.786	-4.698	-2.786	0.000	0.000	-0.309	-0.000
701	1007012	4.718	3.151	4.698	2.786	0.020	0.363	0.030	4.386
704	100704	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	-0.134
100704	1007042	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.218	0.000
704	1007042	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	-0.130
703	100703	6.228	3.605	6.195	3.006	0.033	0.597	0.038	5.230
100703	1007032	-6.197	-3.001	-6.198	-3.001	0.000	0.000	-0.396	-0.001
703	1007032	6.231	3.600	6.198	3.001	0.033	0.597	0.038	5.224
702	100702	9.025	1.334	8.994	0.730	0.030	0.602	0.048	1.641
100702	1007022	-8.995	-0.719	-8.995	-0.719	0.000	0.000	-0.503	-0.001
702	1007022	9.026	1.323	8.995	0.719	0.030	0.601	0.048	1.632
12	10012	5.560	2.958	5.547	2.688	0.014	0.269	0.032	2.548
309	100309	1.318	0.687	1.309	0.630	0.008	0.057	0.025	0.900
308	100308	0.654	0.414	0.650	0.390	0.004	0.025	0.013	0.819
301	100301	1.207	0.734	1.199	0.680	0.008	0.054	0.024	0.947
10006	1006	1.960	1.109	1.959	1.109	0.001	0.000	0.012	0.048
10009	1009	2.609	1.560	2.608	1.549	0.000	0.011	0.016	0.230
208	10	23.162	13.227	23.046	12.970	0.115	0.256	0.134	0.982
8	1008	3.396	1.898	3.378	1.629	0.018	0.268	0.020	4.340
7	1007	2.953	1.806	2.938	1.589	0.014	0.216	0.018	4.149
5	1005	4.474	2.600	4.457	2.289	0.017	0.310	0.027	3.786
10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	312	1.447	0.810	1.433	0.797	0.015	0.013	0.027	0.424
312	100312	1.429	0.797	1.419	0.730	0.010	0.067	0.026	0.992
20015	311	1.103	0.617	1.100	0.614	0.003	0.003	0.020	0.120
204	5	4.490	2.662	4.488	2.660	0.001	0.002	0.028	0.042
9	10009	2.609	1.577	2.609	1.560	0.000	0.017	0.016	0.336
10009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
305	100305	1.318	0.770	1.309	0.710	0.009	0.060	0.025	0.968
304	100304	2.192	1.241	2.179	1.119	0.013	0.121	0.042	1.112
10	11	9.665	4.785	9.652	4.756	0.013	0.028	0.055	0.254
203	3	5.164	3.297	5.164	3.297	0.000	0.001	0.032	0.012
11	12	5.589	2.765	5.579	2.744	0.010	0.021	0.032	0.329
4	1004	3.285	1.841	3.268	1.579	0.017	0.261	0.020	4.339
2	1002	3.497	1.982	3.478	1.689	0.019	0.292	0.021	4.571
1	1001	3.064	1.964	3.048	1.729	0.016	0.234	0.019	4.373

ДОДАТОК 3

Результати розрахунку поетапного розвитку ЕМ

ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 101.428 МВт / 888.512 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 98.450 МВт / 862.422 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.969 МВт / 8.502 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.969 МВт / 8.502 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.637 МВт / 5.584 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.423 МВт / 1.828 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.061 МВт / 7.412 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.029 МВт / 15.914 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-45.973	-22.631	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.831	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.602	-0.35
202	202	0.000	0.000	113.413	-0.40
2	Петрик	0.000	0.000	112.139	-0.72
203	203	0.000	0.000	111.330	-0.96
3	Літин	0.000	0.000	111.318	-0.97
4	Кожухів	0.000	0.000	110.673	-1.15
204	204	0.000	0.000	110.543	-1.19
5	Курортна	0.000	0.000	110.502	-1.19
6	Хмільник	0.000	0.000	110.544	-1.20
7	Уланів	0.000	0.000	111.166	-1.12
8	Вишенька	0.000	0.000	111.972	-0.92
205	205	0.000	0.000	112.478	-0.79
9	Юрівка	0.000	0.000	112.753	-0.70
206	206	0.000	0.000	113.996	-0.37
207	207	0.000	0.000	114.866	-0.06
300	Козятин	-55.455	-30.368	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.486	-0.19
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.509	-0.54
11	Глухівці	0.000	0.000	113.257	-0.65
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.932	-0.79
13	Сигнал	0.000	0.000	114.487	-0.19
209	209	0.000	0.000	114.487	-0.18
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.728	-0.76
15	Калинівка	0.000	0.000	112.541	-0.83
211	211	0.000	0.000	114.948	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.328	-0.27
210	210	0.000	0.000	114.081	-0.35
16	Турбів	0.000	0.000	113.156	-0.62
1001		3.050	1.730	10.479	-3.33
1002		3.480	1.690	10.331	-4.23
2003		0.000	0.000	36.405	-3.00
1003		5.120	2.760	10.258	-4.21
1004		3.270	1.580	10.212	-4.53
1005		4.460	2.290	10.241	-4.11
2006		0.000	0.000	35.717	-4.55
1006		1.960	1.110	10.299	-3.59
1007		2.940	1.590	10.268	-4.12
1008		3.380	1.630	10.329	-4.34

2009		0.000	0.000	37.639	-0.96
1009		2.610	1.550	10.732	-1.14
20010		0.000	0.000	26.840	-1.57
10010		13.290	7.530	10.661	-2.21
10032		0.000	0.000	10.258	-4.21
200102		0.000	0.000	26.840	-1.57
100102		0.000	0.000	10.662	-2.21
10011		4.030	2.170	10.688	-1.88
100112		0.000	0.000	10.688	-1.88
10012		5.550	2.690	10.571	-2.94
20013		0.000	0.000	37.752	-1.57
10013		6.970	3.950	10.758	-1.72
200132		0.000	0.000	37.752	-1.57
100132		0.000	0.000	10.758	-1.72
20014		0.000	0.000	26.687	-1.74
10014		7.840	4.230	10.669	-1.72
200142		0.000	0.000	26.687	-1.74
100142		0.000	0.000	10.670	-1.72
20015		0.000	0.000	36.052	-4.52
10015		6.100	2.950	10.338	-4.32
200152		0.000	0.000	36.053	-4.52
100152		0.000	0.000	10.338	-4.32
20016		0.000	0.000	37.449	-1.62
10016		4.680	2.650	10.667	-1.84
200162		0.000	0.000	37.449	-1.62
100162		0.000	0.000	10.668	-1.84
10003		0.000	0.000	108.741	-3.00
10006		0.000	0.000	107.731	-3.61
10009		0.000	0.000	112.427	-0.96
100010		0.000	0.000	112.246	-1.57
1000102		0.000	0.000	112.246	-1.57
100013		0.000	0.000	112.587	-1.75
1000132		0.000	0.000	112.945	-1.38
100014		0.000	0.000	111.603	-1.74
1000142		0.000	0.000	111.607	-1.74
100015		0.000	0.000	108.276	-4.36
1000152		0.000	0.000	107.911	-4.58
100016		0.000	0.000	111.907	-1.63
1000162		0.000	0.000	111.629	-1.87
301	Кривошиї	0.000	0.000	34.396	-5.46
302	Люлинці	0.000	0.000	33.878	-5.87
303	Радівка	0.000	0.000	34.035	-5.88
401	401	0.000	0.000	34.535	-5.62
304	Корделівка	0.000	0.000	34.750	-5.46
305	Писарівка	0.000	0.000	35.177	-5.15
306	Іванів	0.000	0.000	35.223	-5.13
307	Уладівка	0.000	0.000	34.817	-5.45
308	Брусленів	0.000	0.000	34.808	-5.42
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	34.979	-5.27
402	402	0.000	0.000	35.381	-4.96
310	Лаврівка	0.000	0.000	35.404	-4.94
311	Гушенці	0.000	0.000	35.936	-4.59
312	Торчин	0.000	0.000	35.635	-4.68
100301		1.200	0.680	10.072	-7.20
100302		2.610	1.410	9.985	-7.30
100303		1.740	0.840	10.053	-7.18
100304		2.180	1.120	10.140	-7.77
100305		1.310	0.710	10.298	-6.97
100306		2.290	1.300	6.246	-6.28
100307		2.500	1.210	10.294	-6.75
100308		0.650	0.390	10.709	-6.83
100309		1.310	0.630	10.260	-7.13
100310		1.420	0.800	10.635	-5.88
100311		1.090	0.590	10.619	-5.71
100312		1.420	0.730	10.428	-6.61
1003021		0.000	0.000	9.985	-7.30
1003031		0.000	0.000	10.053	-7.18
1003061		0.000	0.000	6.246	-6.28
1003071		0.000	0.000	10.294	-6.75
1003101		0.000	0.000	10.635	-5.88
1003111		0.000	0.000	10.619	-5.71

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.950	1.229	1.947	1.132	0.004	0.096	0.012	2.710
10003	1003	1.947	1.132	1.943	1.076	0.004	0.056	0.012	1.638
1003	10032	-3.174	-1.682	-3.174	-1.682	0.000	0.000	-0.202	-0.000
3	10032	3.190	1.930	3.174	1.682	0.016	0.246	0.019	4.345
100	201	20.593	9.565	20.430	9.368	0.163	0.196	0.114	1.171
201	1	20.430	9.635	20.400	9.592	0.030	0.043	0.114	0.229
1	202	17.326	7.667	17.305	7.637	0.021	0.030	0.096	0.190
202	2	17.305	7.963	17.153	7.780	0.151	0.182	0.097	1.280
203	4	8.410	3.417	8.371	3.370	0.039	0.047	0.047	0.663
4	204	5.076	1.857	5.072	1.851	0.005	0.006	0.028	0.132
204	6	0.582	-0.511	0.582	-0.511	0.000	0.000	0.004	-0.000
6	7	-5.031	-3.515	-5.054	-3.543	0.023	0.027	-0.032	-0.626
7	8	-8.017	-4.669	-8.059	-4.730	0.042	0.061	-0.048	-0.812
8	205	-11.465	-6.139	-11.503	-6.194	0.037	0.054	-0.067	-0.510
205	9	-11.503	-5.904	-11.521	-5.938	0.018	0.033	-0.066	-0.278
9	206	-14.186	-7.408	-14.299	-7.572	0.113	0.163	-0.082	-1.250
206	207	-14.299	-6.897	-14.370	-7.028	0.071	0.130	-0.080	-0.872
207	300	-14.370	-6.654	-14.380	-6.676	0.010	0.022	-0.079	-0.134
2	203	13.646	6.265	13.575	6.161	0.071	0.103	0.077	0.816
6	10006	5.587	3.367	5.578	3.050	0.009	0.316	0.034	3.002
10006	2006	3.618	1.941	3.614	1.863	0.004	0.078	0.022	1.168
2006	301	3.614	1.906	3.509	1.780	0.104	0.126	0.066	1.364
301	302	2.298	1.088	2.271	1.055	0.027	0.032	0.043	0.540
302	303	-0.357	-0.460	-0.359	-0.462	0.002	0.002	-0.010	-0.156
303	401	-2.113	-1.350	-2.138	-1.380	0.025	0.030	-0.042	-0.514
401	304	-2.138	-1.346	-2.147	-1.360	0.010	0.014	-0.042	-0.222
304	305	-4.345	-2.612	-4.384	-2.668	0.039	0.056	-0.084	-0.443
305	20015	-5.705	-3.432	-5.808	-3.582	0.103	0.149	-0.109	-0.905
100015	20015	0.666	1.153	0.666	1.145	0.000	0.008	0.007	0.610
15	100015	8.414	5.279	8.393	4.570	0.021	0.706	0.051	4.566
15	100	-12.899	-7.932	-13.063	-8.295	0.163	0.361	-0.078	-2.471
15	14	-10.146	-6.120	-10.156	-6.142	0.010	0.022	-0.061	-0.189
14	209	-10.673	-6.785	-10.770	-6.999	0.096	0.214	-0.065	-1.769
209	300	-20.384	-11.671	-20.437	-11.790	0.053	0.118	-0.118	-0.513
13	100013	3.949	2.326	3.944	2.181	0.004	0.145	0.023	1.952
100013	20013	-0.779	-0.333	-0.780	-0.337	0.000	0.003	-0.004	-0.189
20013	200132	-0.780	-0.337	-0.780	-0.337	0.000	0.000	-0.013	-0.000
1000132	200132	0.780	0.340	0.780	0.337	0.000	0.003	0.004	0.189
13	1000132	3.031	1.881	3.029	1.792	0.003	0.088	0.018	1.574
1000132	100132	2.249	1.453	2.248	1.433	0.001	0.019	0.014	0.488
100132	10013	2.248	1.433	2.248	1.433	0.000	0.000	0.143	0.000
100013	10013	4.724	2.514	4.717	2.514	0.006	0.000	0.027	0.112
209	13	9.614	5.644	9.614	5.644	0.000	0.000	0.056	0.000
13	208	2.578	1.075	2.578	1.075	0.000	0.000	0.014	0.000
208	300	-20.584	-11.782	-20.637	-11.902	0.054	0.119	-0.119	-0.514
10	100010	6.648	4.026	6.645	3.863	0.004	0.162	0.039	1.300
100010	10010	6.637	3.881	6.633	3.780	0.004	0.100	0.039	0.826
10010	100102	-6.649	-3.745	-6.649	-3.745	0.000	0.000	-0.413	-0.001
1000102	100102	6.653	3.846	6.649	3.745	0.004	0.100	0.039	0.820
10	1000102	6.649	4.027	6.645	3.864	0.004	0.162	0.039	1.300
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
11	100112	2.017	1.142	2.014	1.084	0.003	0.058	0.012	1.564
100112	10011	2.014	1.084	2.014	1.084	0.000	0.000	0.123	0.000
11	10011	2.017	1.143	2.013	1.085	0.003	0.058	0.012	1.566
14	100014	3.921	2.206	3.918	2.118	0.002	0.088	0.023	1.166
100014	20014	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.924	2.198	3.922	2.110	0.002	0.088	0.023	1.162
1000142	100142	3.924	2.103	3.922	2.103	0.002	0.000	0.023	0.053
100142	10014	3.922	2.103	3.922	2.103	0.000	0.000	0.240	0.000
100014	10014	3.916	2.124	3.913	2.124	0.002	0.000	0.023	0.053

16	100016	1.607	0.947	1.605	0.909	0.001	0.039	0.010	1.288
100016	20016	1.025	0.428	1.024	0.428	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.024	0.428	1.024	0.428	0.000	0.000	0.017	0.000
1000162	200162	-1.024	-0.423	-1.024	-0.428	0.000	0.005	-0.006	-0.244
16	1000162	3.080	1.840	3.078	1.749	0.003	0.091	0.018	1.580
1000162	100162	4.102	2.172	4.097	2.172	0.005	0.000	0.024	0.098
100162	10016	4.097	2.172	4.097	2.172	0.000	0.000	0.251	0.000
100016	10016	0.581	0.481	0.580	0.477	0.000	0.004	0.004	0.394
14	16	-7.422	-3.129	-7.443	-3.159	0.021	0.030	-0.041	-0.431
16	210	-12.178	-5.656	-12.250	-5.761	0.072	0.104	-0.068	-0.930
210	200	-12.250	-5.338	-12.269	-5.366	0.019	0.028	-0.068	-0.247
200	211	-12.269	-4.992	-12.314	-5.074	0.044	0.081	-0.067	-0.622
211	100	-12.314	-4.764	-12.317	-4.771	0.004	0.007	-0.066	-0.052
15	1000152	14.574	9.456	14.539	8.132	0.035	1.319	0.089	4.963
1000152	100152	-1.614	-0.461	-1.614	-0.469	0.000	0.008	-0.009	-0.209
100152	10015	-1.614	-0.469	-1.614	-0.469	0.000	0.000	-0.094	-0.000
100015	10015	7.727	3.417	7.710	3.417	0.016	0.000	0.045	0.187
1000152	200152	16.152	8.592	16.110	8.592	0.042	0.000	0.098	0.212
200152	20015	16.110	8.592	16.109	8.592	0.000	0.000	0.292	0.000
20015	306	4.886	2.956	4.804	2.837	0.082	0.118	0.091	0.858
306	307	2.494	1.433	2.474	1.403	0.021	0.030	0.047	0.422
307	308	-0.044	0.092	-0.044	0.092	0.000	0.000	-0.002	0.007
308	309	-0.700	-0.290	-0.703	-0.293	0.003	0.003	-0.013	-0.179
309	402	-2.024	-0.952	-2.042	-0.974	0.018	0.022	-0.037	-0.417
402	310	-2.042	-0.949	-2.043	-0.950	0.001	0.001	-0.037	-0.025
310	20015	-3.481	-1.853	-3.531	-1.913	0.050	0.060	-0.064	-0.668
310	1003101	0.556	1.026	0.547	0.972	0.009	0.054	0.019	1.608
1003101	100310	0.547	0.972	0.547	0.972	0.000	0.000	0.060	0.000
310	100310	0.874	-0.158	0.872	-0.172	0.002	0.014	0.014	0.011
307	1003071	1.254	0.642	1.249	0.604	0.004	0.037	0.023	0.588
1003071	100307	1.249	0.604	1.249	0.604	0.000	0.000	0.078	0.000
307	100307	1.253	0.643	1.249	0.605	0.004	0.037	0.023	0.588
306	100306	1.148	0.683	1.144	0.650	0.004	0.033	0.022	0.590
100306	1003061	-1.145	-0.649	-1.145	-0.649	0.000	0.000	-0.121	-0.000
306	1003061	1.148	0.682	1.145	0.649	0.004	0.033	0.022	0.589
311	1003111	0.547	0.310	0.545	0.295	0.002	0.015	0.010	0.603
1003111	100311	0.545	0.295	0.545	0.295	0.000	0.000	0.034	0.000
311	100311	0.547	0.310	0.545	0.295	0.002	0.015	0.010	0.604
303	100303	0.873	0.446	0.869	0.420	0.004	0.026	0.017	0.611
100303	1003031	-0.870	-0.420	-0.870	-0.420	0.000	0.000	-0.055	-0.000
303	1003031	0.873	0.446	0.870	0.420	0.004	0.026	0.017	0.611
302	1003021	1.309	0.750	1.304	0.704	0.005	0.045	0.026	0.690
1003021	100302	1.304	0.704	1.304	0.704	0.000	0.000	0.086	0.000
302	100302	1.309	0.750	1.304	0.705	0.005	0.045	0.026	0.690
10009	1009	2.609	1.560	2.608	1.549	0.000	0.011	0.016	0.228
208	10	23.162	13.227	23.046	12.969	0.115	0.256	0.134	0.982
8	1008	3.396	1.895	3.378	1.629	0.018	0.265	0.020	4.281
7	1007	2.952	1.803	2.938	1.589	0.014	0.213	0.018	4.075
5	1005	4.474	2.593	4.457	2.289	0.017	0.303	0.027	3.684
10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	312	1.447	0.810	1.433	0.797	0.015	0.013	0.027	0.423
312	100312	1.429	0.797	1.419	0.730	0.010	0.067	0.026	0.990
20015	311	1.103	0.617	1.100	0.614	0.003	0.003	0.020	0.120
204	5	4.489	2.656	4.488	2.655	0.001	0.002	0.027	0.042
9	10009	2.609	1.577	2.609	1.560	0.000	0.016	0.016	0.333
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
305	100305	1.318	0.770	1.309	0.710	0.009	0.060	0.025	0.964
304	100304	2.192	1.240	2.179	1.119	0.013	0.120	0.042	1.107
10	11	9.665	4.785	9.652	4.756	0.013	0.028	0.055	0.254
203	3	5.164	3.288	5.164	3.287	0.000	0.001	0.032	0.012
11	12	5.589	2.765	5.579	2.744	0.009	0.021	0.032	0.329
12	10012	5.560	2.958	5.547	2.688	0.014	0.269	0.032	2.548
309	100309	1.317	0.687	1.309	0.630	0.008	0.057	0.024	0.898
308	100308	0.653	0.414	0.650	0.390	0.004	0.025	0.013	0.817
301	100301	1.207	0.733	1.199	0.680	0.008	0.054	0.024	0.934
10006	1006	1.960	1.109	1.959	1.109	0.001	0.000	0.012	0.048
4	1004	3.285	1.834	3.268	1.579	0.017	0.254	0.020	4.215
2	1002	3.497	1.972	3.478	1.689	0.019	0.281	0.021	4.418
1	1001	3.063	1.955	3.048	1.729	0.015	0.225	0.018	4.225

2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 142.924 МВт / 1252.011 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 138.250 МВт / 1211.070 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.357 МВт / 14.497 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.357 МВт / 14.497 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.746 МВт / 6.532 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.634 МВт / 2.739 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.380 МВт / 9.271 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.737 МВт / 23.768 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-76.110	-40.071	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	111.984	-0.63
1	Агрономічне	0.000	0.000	111.396	-0.79
202	202	0.000	0.000	111.251	-0.85
2	Петрик	0.000	0.000	110.252	-1.20
203	203	0.000	0.000	109.682	-1.46
3	Літин	0.000	0.000	109.670	-1.47
4	Кожухів	0.000	0.000	109.340	-1.68
204	204	0.000	0.000	109.318	-1.73
5	Курортна	0.000	0.000	109.276	-1.74
6	Хмільник	0.000	0.000	109.454	-1.69
7	Уланів	0.000	0.000	110.349	-1.50
8	Вишенька	0.000	0.000	111.390	-1.20
205	205	0.000	0.000	112.006	-1.01
9	Юрівка	0.000	0.000	112.341	-0.89
206	206	0.000	0.000	113.810	-0.46
207	207	0.000	0.000	114.841	-0.07
300	Козятин	-58.814	-31.427	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.485	-0.19
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.508	-0.54
11	Глухівці	0.000	0.000	113.256	-0.65
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.930	-0.79
13	Сигнал	0.000	0.000	114.486	-0.19
209	209	0.000	0.000	114.486	-0.19
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.711	-0.77
15	Калинівка	0.000	0.000	112.521	-0.83
211	211	0.000	0.000	114.948	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.323	-0.28
210	210	0.000	0.000	114.075	-0.35
16	Турбів	0.000	0.000	113.144	-0.63
1001		3.050	1.730	10.259	-3.90
1002		3.480	1.690	10.142	-4.84
2003		0.000	0.000	35.838	-3.56
1003		5.120	2.760	10.093	-4.81
1004		3.270	1.580	10.079	-5.15
1005		4.460	2.290	10.119	-4.72
2006		0.000	0.000	35.392	-4.92
1006		1.960	1.110	10.202	-4.01
1007		2.940	1.590	10.186	-4.55
1008		3.380	1.630	10.271	-4.65
2009		0.000	0.000	37.500	-1.15
1009		2.610	1.550	10.693	-1.33
20010		0.000	0.000	26.840	-1.57
10010		13.290	7.530	10.661	-2.21

10032		0.000	0.000	10.093	-4.81
200102		0.000	0.000	26.840	-1.57
100102		0.000	0.000	10.662	-2.21
10011		4.030	2.170	10.688	-1.88
100112		0.000	0.000	10.688	-1.88
10012		5.550	2.690	10.571	-2.94
20013		0.000	0.000	37.752	-1.57
10013		6.970	3.950	10.758	-1.72
200132		0.000	0.000	37.752	-1.57
100132		0.000	0.000	10.758	-1.72
20014		0.000	0.000	26.683	-1.74
10014		7.840	4.230	10.668	-1.73
200142		0.000	0.000	26.683	-1.74
100142		0.000	0.000	10.668	-1.73
20015		0.000	0.000	36.028	-4.58
10015		6.100	2.950	10.332	-4.36
200152		0.000	0.000	36.028	-4.58
100152		0.000	0.000	10.332	-4.36
20016		0.000	0.000	37.444	-1.63
10016		4.680	2.650	10.666	-1.85
200162		0.000	0.000	37.444	-1.63
100162		0.000	0.000	10.666	-1.85
10003		0.000	0.000	107.047	-3.56
10006		0.000	0.000	106.715	-4.03
10009		0.000	0.000	112.014	-1.15
100010		0.000	0.000	112.245	-1.57
1000102		0.000	0.000	112.245	-1.57
100013		0.000	0.000	112.586	-1.75
1000132		0.000	0.000	112.944	-1.39
100014		0.000	0.000	111.586	-1.74
1000142		0.000	0.000	111.590	-1.74
100015		0.000	0.000	108.215	-4.41
1000152		0.000	0.000	107.842	-4.64
100016		0.000	0.000	111.895	-1.64
1000162		0.000	0.000	111.617	-1.88
301	Кривошиї	0.000	0.000	34.143	-5.77
302	Люлинці	0.000	0.000	33.671	-6.13
303	Радівка	0.000	0.000	33.887	-6.07
401	401	0.000	0.000	34.436	-5.76
304	Корделівка	0.000	0.000	34.670	-5.58
305	Писарівка	0.000	0.000	35.118	-5.24
306	Іванів	0.000	0.000	35.198	-5.19
307	Уладівка	0.000	0.000	34.792	-5.51
308	Брусленів	0.000	0.000	34.783	-5.47
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	34.954	-5.32
402	402	0.000	0.000	35.356	-5.02
310	Лаврівка	0.000	0.000	35.379	-5.00
311	Гущенці	0.000	0.000	35.911	-4.65
312	Торчин	0.000	0.000	35.611	-4.73
100301		1.200	0.680	9.994	-7.53
100302		2.610	1.410	9.922	-7.58
100303		1.740	0.840	10.008	-7.38
100304		2.180	1.120	10.115	-7.90
100305		1.310	0.710	10.280	-7.07
100306		2.290	1.300	6.241	-6.34
100307		2.500	1.210	10.286	-6.81
100308		0.650	0.390	10.701	-6.89
100309		1.310	0.630	10.253	-7.19
100310		1.420	0.800	10.628	-5.93
100311		1.090	0.590	10.611	-5.77
100312		1.420	0.730	10.421	-6.67
1003021		0.000	0.000	9.922	-7.58
1003031		0.000	0.000	10.008	-7.38
1003061		0.000	0.000	6.241	-6.34
1003071		0.000	0.000	10.286	-6.81
1003101		0.000	0.000	10.628	-5.94
1003111		0.000	0.000	10.611	-5.77
702		0.000	0.000	109.389	-1.77
703		0.000	0.000	109.538	-1.66
704		0.000	0.000	110.188	-1.29
701		0.000	0.000	110.739	-1.06

100701	9.400	5.580	10.197	-4.12
1007012	0.000	0.000	10.197	-4.13
100702	18.000	1.450	10.349	-5.54
1007022	0.000	0.000	10.350	-5.54
100703	12.400	6.010	10.025	-5.85
1007032	0.000	0.000	10.025	-5.85
100704	-8.000	0.000	10.563	2.86
1007042	0.000	0.000	10.562	2.86

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.951	1.234	1.947	1.134	0.004	0.100	0.012	2.795
10003	1003	1.947	1.134	1.943	1.076	0.004	0.058	0.012	1.688
1003	10032	-3.174	-1.682	-3.174	-1.682	0.000	0.000	-0.205	-0.000
3	10032	3.191	1.938	3.174	1.682	0.017	0.255	0.020	4.480
100	201	50.548	26.896	49.508	25.646	1.035	1.246	0.287	3.023
201	1	49.508	25.904	49.320	25.631	0.188	0.272	0.288	0.591
1	202	15.234	4.250	15.219	4.227	0.015	0.022	0.082	0.147
202	2	15.219	4.541	15.109	4.409	0.109	0.131	0.082	1.010
203	4	6.390	0.031	6.371	0.007	0.020	0.024	0.034	0.353
4	204	3.075	-1.521	3.073	-1.523	0.002	0.002	0.018	0.025
204	6	-2.758	-1.313	-2.761	-1.316	0.003	0.003	-0.016	-0.138
6	7	-8.113	-4.203	-8.165	-4.265	0.052	0.062	-0.048	-0.905
7	8	-11.128	-5.405	-11.204	-5.515	0.076	0.110	-0.065	-1.055
8	205	-14.610	-6.933	-14.668	-7.018	0.058	0.085	-0.084	-0.623
205	9	-14.668	-6.731	-14.697	-6.783	0.029	0.052	-0.083	-0.338
9	206	-17.362	-8.254	-17.526	-8.493	0.164	0.237	-0.099	-1.479
206	207	-17.526	-7.820	-17.631	-8.011	0.104	0.190	-0.097	-1.035
207	300	-17.631	-7.638	-17.645	-7.671	0.015	0.033	-0.096	-0.159
2	203	11.602	2.868	11.555	2.800	0.047	0.068	0.062	0.582
6	10006	5.327	3.243	5.318	2.948	0.009	0.294	0.033	2.955
10006	2006	3.358	1.838	3.355	1.769	0.003	0.069	0.021	1.125
2006	301	3.355	1.812	3.262	1.700	0.093	0.111	0.062	1.291
301	302	2.051	1.006	2.029	0.980	0.022	0.027	0.039	0.492
302	303	-0.600	-0.536	-0.603	-0.540	0.003	0.004	-0.014	-0.218
303	401	-2.357	-1.429	-2.387	-1.466	0.030	0.036	-0.047	-0.565
401	304	-2.387	-1.431	-2.399	-1.448	0.012	0.017	-0.047	-0.244
304	305	-4.596	-2.701	-4.639	-2.764	0.043	0.062	-0.089	-0.466
305	20015	-5.961	-3.528	-6.073	-3.690	0.111	0.161	-0.114	-0.941
100015	20015	0.699	1.173	0.699	1.165	0.000	0.009	0.007	0.623
15	100015	8.503	5.332	8.482	4.608	0.022	0.721	0.051	4.614
15	100	-12.999	-7.996	-13.165	-8.365	0.165	0.367	-0.078	-2.491
15	14	-10.314	-6.215	-10.324	-6.237	0.010	0.022	-0.062	-0.192
14	209	-10.764	-6.845	-10.863	-7.063	0.098	0.217	-0.065	-1.784
209	300	-20.431	-11.703	-20.484	-11.822	0.053	0.118	-0.119	-0.515
13	100013	3.949	2.326	3.944	2.181	0.004	0.145	0.023	1.952
100013	20013	-0.779	-0.333	-0.780	-0.337	0.000	0.003	-0.004	-0.189
20013	200132	-0.780	-0.337	-0.780	-0.337	0.000	0.000	-0.013	-0.000
1000132	200132	0.780	0.340	0.780	0.337	0.000	0.003	0.004	0.189
13	1000132	3.031	1.881	3.029	1.792	0.003	0.088	0.018	1.574
1000132	100132	2.249	1.453	2.248	1.433	0.001	0.019	0.014	0.488
100132	10013	2.248	1.433	2.248	1.433	0.000	0.000	0.143	0.000
100013	10013	4.724	2.514	4.717	2.514	0.006	0.000	0.027	0.112
209	13	9.568	5.612	9.568	5.612	0.000	0.000	0.056	0.000
13	208	2.532	1.043	2.532	1.043	0.000	0.000	0.014	0.000
208	300	-20.630	-11.814	-20.684	-11.934	0.054	0.120	-0.120	-0.515
10	100010	6.648	4.026	6.645	3.863	0.004	0.162	0.039	1.300
100010	10010	6.637	3.881	6.633	3.780	0.004	0.100	0.039	0.826
10010	100102	-6.649	-3.745	-6.649	-3.745	0.000	0.000	-0.413	-0.001
1000102	100102	6.653	3.846	6.649	3.745	0.004	0.100	0.039	0.820
10	1000102	6.649	4.027	6.645	3.864	0.004	0.162	0.039	1.300
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
11	100112	2.017	1.142	2.014	1.084	0.003	0.058	0.012	1.565
100112	10011	2.014	1.084	2.014	1.084	0.000	0.000	0.123	0.000
11	10011	2.017	1.143	2.013	1.085	0.003	0.058	0.012	1.566

14	100014	3.921	2.206	3.918	2.118	0.002	0.088	0.023	1.167
100014	20014	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.924	2.198	3.922	2.110	0.002	0.088	0.023	1.163
1000142	100142	3.924	2.103	3.922	2.103	0.002	0.000	0.023	0.053
100142	10014	3.922	2.103	3.922	2.103	0.000	0.000	0.240	0.000
100014	10014	3.916	2.124	3.913	2.124	0.002	0.000	0.023	0.053
16	100016	1.607	0.947	1.605	0.909	0.001	0.039	0.010	1.288
100016	20016	1.025	0.428	1.024	0.428	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.024	0.428	1.024	0.428	0.000	0.000	0.017	0.000
1000162	200162	-1.024	-0.423	-1.024	-0.428	0.000	0.005	-0.006	-0.244
16	1000162	3.080	1.840	3.078	1.749	0.003	0.091	0.018	1.580
1000162	100162	4.102	2.172	4.097	2.172	0.005	0.000	0.024	0.098
100162	10016	4.097	2.172	4.097	2.172	0.000	0.000	0.251	0.000
100016	10016	0.581	0.481	0.580	0.477	0.000	0.004	0.004	0.394
14	16	-7.499	-3.164	-7.520	-3.195	0.021	0.030	-0.042	-0.436
16	210	-12.255	-5.692	-12.328	-5.798	0.073	0.106	-0.069	-0.936
210	200	-12.328	-5.375	-12.348	-5.403	0.019	0.028	-0.068	-0.249
200	211	-12.348	-5.030	-12.393	-5.113	0.045	0.082	-0.067	-0.626
211	100	-12.393	-4.803	-12.397	-4.810	0.004	0.007	-0.067	-0.052
15	1000152	14.753	9.561	14.717	8.204	0.036	1.351	0.090	5.021
1000152	100152	-1.669	-0.477	-1.670	-0.486	0.000	0.009	-0.009	-0.217
100152	10015	-1.670	-0.486	-1.670	-0.486	0.000	0.000	-0.097	-0.000
100015	10015	7.783	3.435	7.766	3.435	0.017	0.000	0.045	0.188
1000152	200152	16.386	8.682	16.342	8.682	0.044	0.000	0.099	0.215
200152	20015	16.342	8.682	16.342	8.682	0.000	0.000	0.296	0.000
20015	306	4.886	2.956	4.804	2.838	0.082	0.118	0.091	0.859
306	307	2.494	1.433	2.474	1.403	0.021	0.030	0.047	0.423
307	308	-0.044	0.092	-0.044	0.092	0.000	0.000	-0.002	0.007
308	309	-0.700	-0.290	-0.703	-0.293	0.003	0.003	-0.013	-0.179
309	402	-2.024	-0.953	-2.042	-0.974	0.018	0.022	-0.037	-0.417
402	310	-2.042	-0.949	-2.043	-0.951	0.001	0.001	-0.037	-0.025
310	20015	-3.481	-1.854	-3.531	-1.914	0.050	0.060	-0.064	-0.668
310	1003101	0.555	1.025	0.547	0.971	0.009	0.054	0.019	1.608
1003101	100310	0.547	0.971	0.547	0.971	0.000	0.000	0.060	0.000
310	100310	0.874	-0.157	0.872	-0.171	0.002	0.014	0.014	0.012
307	1003071	1.254	0.642	1.249	0.604	0.004	0.038	0.023	0.589
1003071	100307	1.249	0.604	1.249	0.604	0.000	0.000	0.078	0.000
307	100307	1.253	0.643	1.249	0.605	0.004	0.038	0.023	0.589
306	100306	1.148	0.683	1.144	0.650	0.004	0.033	0.022	0.591
100306	1003061	-1.145	-0.649	-1.145	-0.649	0.000	0.000	-0.122	-0.000
306	1003061	1.148	0.682	1.145	0.649	0.004	0.033	0.022	0.590
311	1003111	0.547	0.310	0.545	0.295	0.002	0.015	0.010	0.604
1003111	100311	0.545	0.295	0.545	0.295	0.000	0.000	0.034	0.000
311	100311	0.547	0.310	0.545	0.295	0.002	0.015	0.010	0.605
303	100303	0.873	0.447	0.869	0.420	0.004	0.027	0.017	0.616
100303	1003031	-0.870	-0.420	-0.870	-0.420	0.000	0.000	-0.056	-0.000
303	1003031	0.873	0.446	0.870	0.420	0.004	0.027	0.017	0.616
302	1003021	1.309	0.750	1.304	0.704	0.005	0.046	0.026	0.698
1003021	100302	1.304	0.704	1.304	0.704	0.000	0.000	0.086	0.000
302	100302	1.309	0.751	1.304	0.705	0.005	0.046	0.026	0.698
204	702	1.342	-2.398	1.341	-2.401	0.001	0.003	0.014	-0.069
702	703	-16.745	-5.024	-16.759	-5.061	0.013	0.038	-0.092	-0.154
703	704	-29.245	-12.232	-29.339	-12.495	0.093	0.262	-0.167	-0.668
704	701	-21.402	-12.914	-21.456	-13.066	0.054	0.151	-0.131	-0.560
701	1	-30.919	-19.301	-31.012	-19.561	0.092	0.259	-0.190	-0.666
701	100701	4.716	3.155	4.696	2.790	0.020	0.363	0.030	4.390
100701	1007012	-4.698	-2.786	-4.698	-2.786	0.000	0.000	-0.309	-0.000
701	1007012	4.718	3.151	4.698	2.786	0.020	0.363	0.030	4.386
704	100704	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	-0.134
100704	1007042	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.218	0.000
704	1007042	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	-0.130
703	100703	6.228	3.605	6.195	3.006	0.033	0.597	0.038	5.230
100703	1007032	-6.197	-3.001	-6.198	-3.001	0.000	0.000	-0.396	-0.001
703	1007032	6.231	3.600	6.198	3.001	0.033	0.597	0.038	5.224
702	100702	9.025	1.334	8.994	0.730	0.030	0.602	0.048	1.641
100702	1007022	-8.995	-0.719	-8.995	-0.719	0.000	0.000	-0.503	-0.001
702	1007022	9.026	1.323	8.995	0.719	0.030	0.601	0.048	1.632
12	10012	5.560	2.958	5.547	2.688	0.014	0.269	0.032	2.548
309	100309	1.318	0.687	1.309	0.630	0.008	0.057	0.025	0.900

308	100308	0.654	0.414	0.650	0.390	0.004	0.025	0.013	0.819
301	100301	1.207	0.734	1.199	0.680	0.008	0.054	0.024	0.947
10006	1006	1.960	1.109	1.959	1.109	0.001	0.000	0.012	0.048
10009	1009	2.609	1.560	2.608	1.549	0.000	0.011	0.016	0.230
208	10	23.162	13.227	23.046	12.970	0.115	0.256	0.134	0.982
8	1008	3.396	1.898	3.378	1.629	0.018	0.268	0.020	4.340
7	1007	2.953	1.806	2.938	1.589	0.014	0.216	0.018	4.149
5	1005	4.474	2.600	4.457	2.289	0.017	0.310	0.027	3.786
10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	312	1.447	0.810	1.433	0.797	0.015	0.013	0.027	0.424
312	100312	1.429	0.797	1.419	0.730	0.010	0.067	0.026	0.992
20015	311	1.103	0.617	1.100	0.614	0.003	0.003	0.020	0.120
204	5	4.490	2.662	4.488	2.660	0.001	0.002	0.028	0.042
9	10009	2.609	1.577	2.609	1.560	0.000	0.017	0.016	0.336
10009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
305	100305	1.318	0.770	1.309	0.710	0.009	0.060	0.025	0.968
304	100304	2.192	1.241	2.179	1.119	0.013	0.121	0.042	1.112
10	11	9.665	4.785	9.652	4.756	0.013	0.028	0.055	0.254
203	3	5.164	3.297	5.164	3.297	0.000	0.001	0.032	0.012
11	12	5.589	2.765	5.579	2.744	0.010	0.021	0.032	0.329
4	1004	3.285	1.841	3.268	1.579	0.017	0.261	0.020	4.339
2	1002	3.497	1.982	3.478	1.689	0.019	0.292	0.021	4.571
1	1001	3.064	1.964	3.048	1.729	0.016	0.234	0.019	4.373

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
ФЕЕМ, кафедра ЕСС

*«Розвиток фрагменту електричної мережі з
дослідженням систем діагностування
технічного стану силових підстанцій під
навантаженням»*

Виконала
Керівник

ст. гр. ЕСМ-22мз Мельник В.Ю.
д.т.н., проф. Лежнюк П.Д.

Актуальність

При розробці нових та розширенні існуючих електричних мереж необхідно враховувати різноманітні фактори, починаючи від надійного та якісного електропостачання і до застосування передових принципів конструкції. Ця задача потребує комплексного підходу і контролю різних аспектів, що визначатимуть техніко-економічну доцільність мережі, оптимальний рівень експлуатації та управління з мінімальними витратами. У той же час, будівництво мережі завжди має свою специфічну мету, відповідно до якої виконується прогноз майбутнього розвитку або розширення мережі. Цей прогноз встановлює певні додаткові обмеження та вимоги, які враховуються при проектуванні та будівництві мережі.

Для нового будівництва електричних мереж з напругою від 6 кВ до 750 кВ існують типові схеми розподільних установок, які детально описані в "Правилах улаштування електроустановок". Ці схеми повинні використовуватися під час будівництва. Перед початком будівництва рекомендується використовувати математичні методи для визначення найоптимальніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

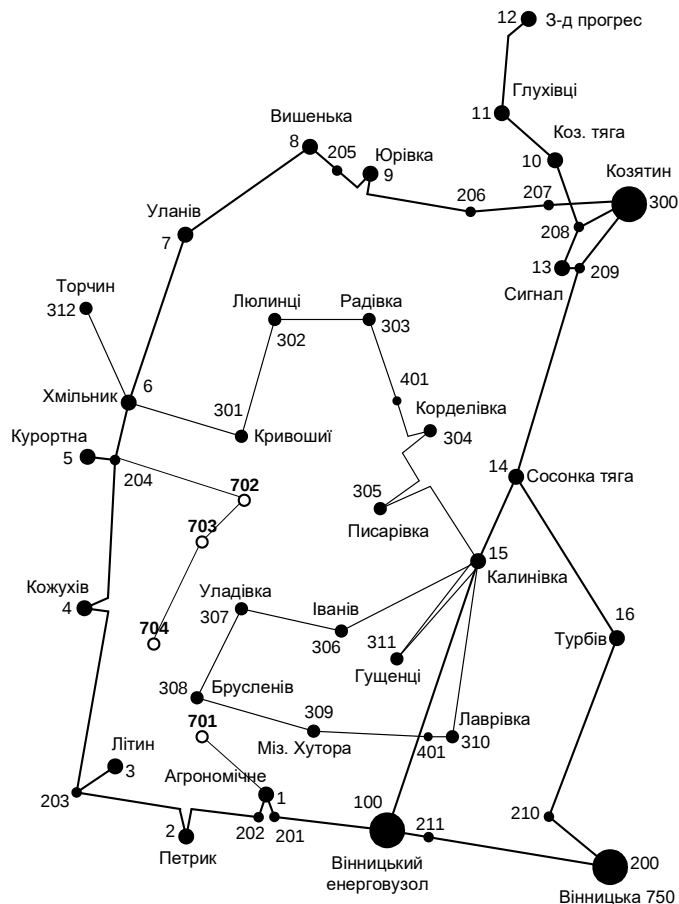
- Сิมплекс-метод, що допомагає визначити найменш вартісний варіант схеми підключення нових споживачів.
- Метод динамічного програмування, який визначає найкращу послідовність будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій.

Системи діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням включають такі основні методи та технології:

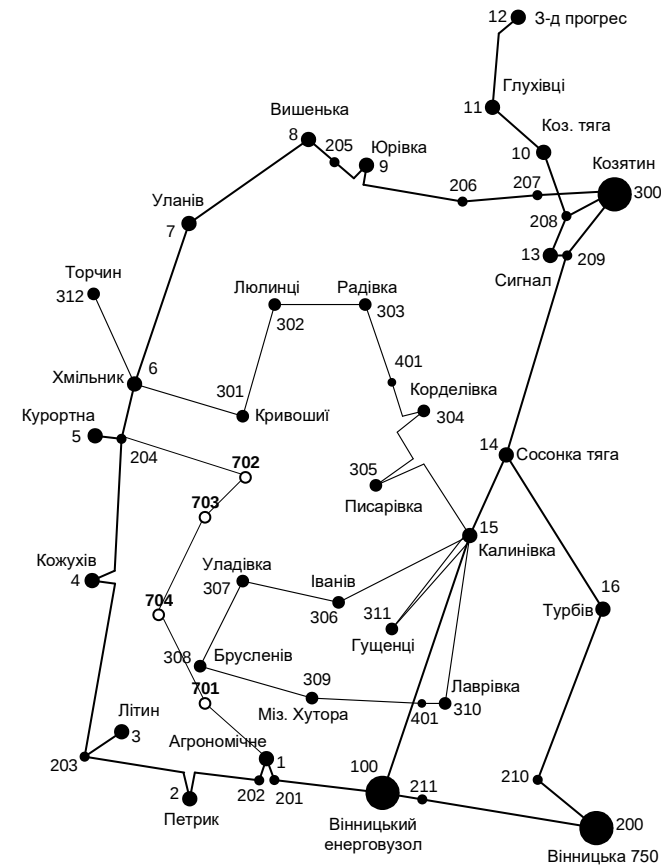
- **Системи моніторингу часткових розрядів:** виявляють проблеми ізоляції трансформаторів та кабелів.
- **Аналіз вібрації:** допомагає виявити механічні несправності.
- **Тепловізійний контроль:** використовується для виявлення перегріву та інших теплових аномалій.
- **Аналіз газів, розчинених в оливі (DGA):** дозволяє виявляти початкові стадії деградації ізоляції трансформаторів.
- **Інтелектуальні системи діагностики:** використовують алгоритми машинного навчання для прогнозування несправностей.

Ці методи забезпечують комплексний підхід до моніторингу стану підстанцій, підвищуючи надійність та ефективність їх експлуатації.

Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

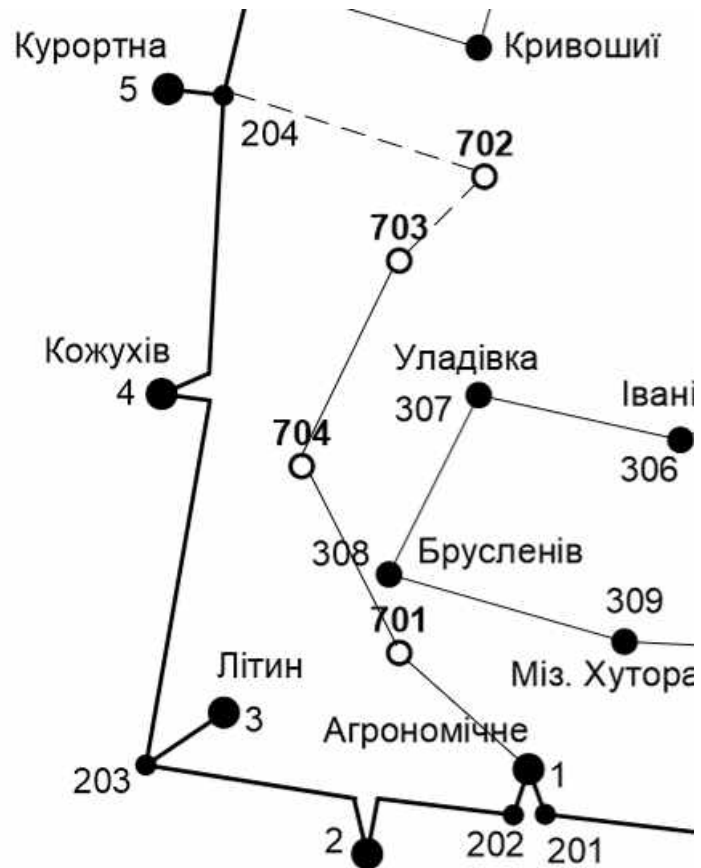


Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом



Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування



Фрагмент оптимальної схеми згідно методу динамічного програмування

Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

$$I_{\Sigma(s)} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 6100$ (год). Отже $\alpha_T = 1,05$, оскільки

$T_{нб} < 6000$ годин, район ожеледі – III, тому $\alpha_1 = 1$.

По приведеній в таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III.

Таблиця – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	I _{на1} , А	I _{на2} , А	I _{на3} , А	I _{на4} , А	I _{на5} , А	I _{на6} , А	I _{на} , А max	I _{на} Доп.	Марка проводу
204-702	0	0	268,9	321	241,81	12,95	321	390	АС-120/19
702-703	141,7	141,7	172,05	175,9	98,6	135,4	172,05		АС-120/19
703-704	241,2	241,25	39,02	77,44	0	233,56	241,25	605	АС-240/39
704-701	190,85	241,9	78,05	78,1	57,25	0	241,9	390	АС-120/19
701-1	269,77	321,23	0	0	38,6	263,1	321,23	605	АС-240/39

Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{\max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{\max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad \text{Для 701 вузла згідно:} \quad S_1 \geq \frac{10,93}{1,4 \cdot (2 - 1) \cdot 1} = 7.8(\text{МВА}).$$

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	Уном 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	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
703	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0,7	7,95	139	70
704	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

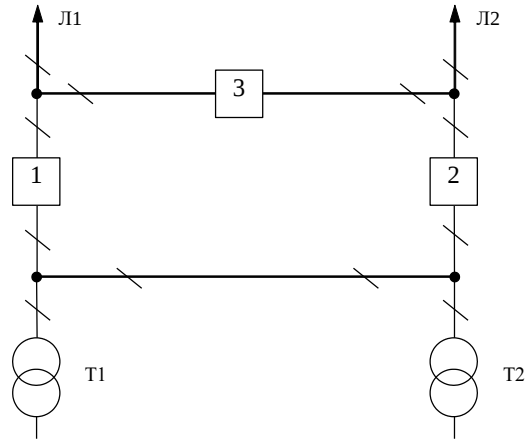


Схема розподільного пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

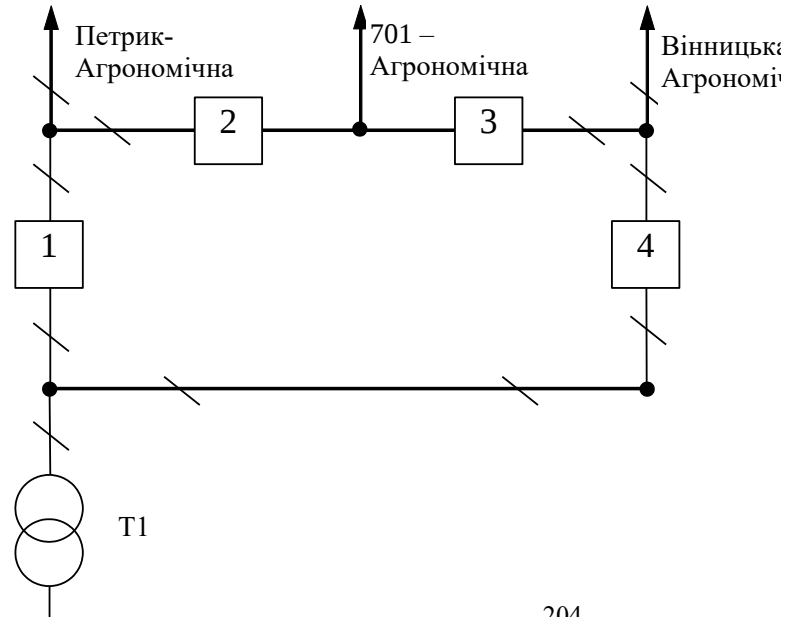
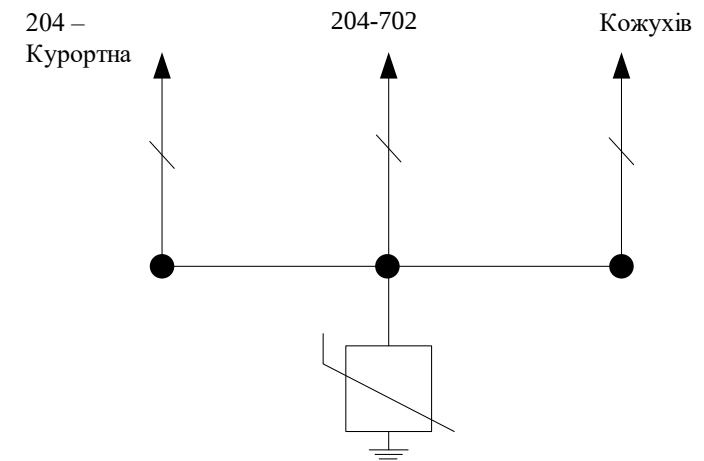


Схема РП у вузлі 204

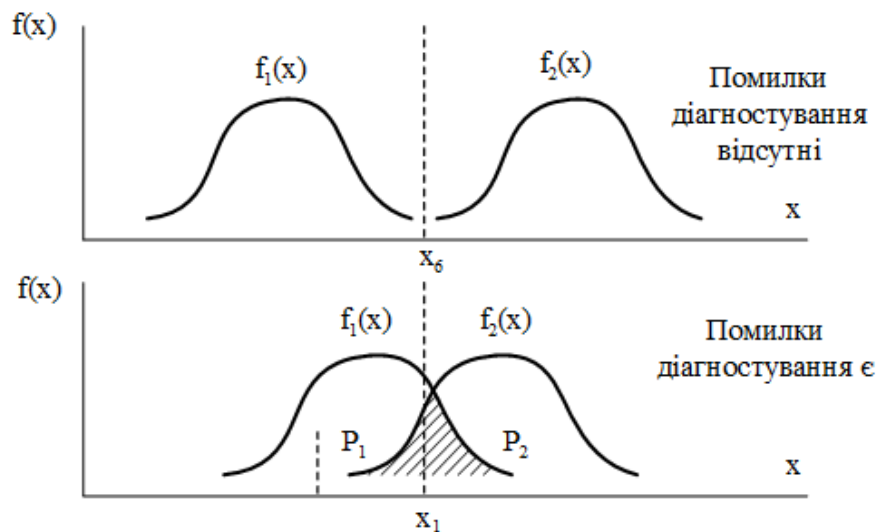
Одна секціонована система збірних шин з обхідною



Системи діагностування електрообладнання

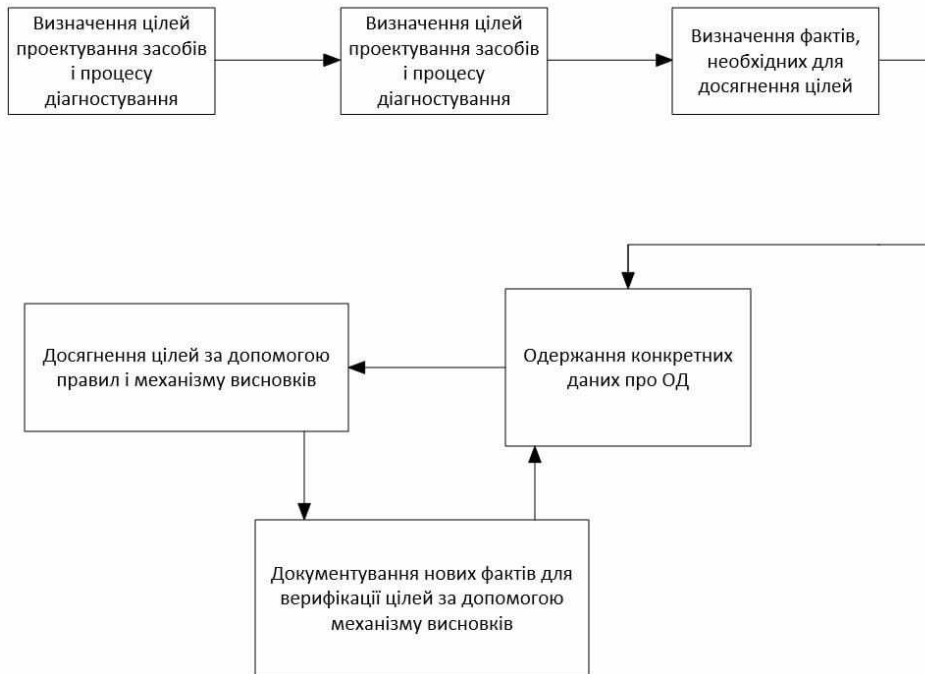
Результати контролю можуть бути спотворені різними факторами, такими як помилки вимірювальних приладів, вплив зовнішніх факторів, умови проведення контролю, неоднорідність методів вимірювань та рівень кваліфікації персоналу. Це створює ймовірність отримання неточних результатів:

- Працездатне обладнання може бути помилково визнане непридатним для подальшої експлуатації, що відомо як помилка першого роду. Ці помилки призводять до зайвих витрат на ремонт обладнання.
- Неpracездатне обладнання може бути помилково визнане придатним до подальшої експлуатації, що називається помилкою другого роду. Ці помилки можуть призвести до аварійного пошкодження обладнання та збільшення витрат на аварійно-відновлювальний ремонт.



Розподіл щільності ймовірності значень контрольованого параметра для двох сукупностей об'єктів одного виду

Smart діагностування стану силових підстанцій під навантаженням



Компоненти інтелектуалізації процесу
діагностування складних технічних систем

Серед компонентів штучного інтелекту для діагностування складних технічних систем особливий інтерес викликають такі: системи самонавчання, теорія нечітких множин та логік, штучні нейронні мережі та експертні системи. При розробці таких систем важливо враховувати всі складові процесу прийняття рішень людиною, такі як цілі, факти, правила, механізми узагальнення та спрощення.

Висновки

В магістерській кваліфікаційній потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702, 703) та СЕС (вузол 704). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Для живлячого вузла Агрономічне (вузол 1) пропонується реконструювати наявну схему на «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 204, для нього виконуємо відгалуження з роз'єднувачем та ОПН.

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 701, 702, 703 та 704 було вибрано схему РП типу «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (5 років) та перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання робочого рівня напруги. Мінімальний та післяаварійний режими у якому розмикається найбільше завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,74 МВт при сумарній електроенергії, відпущеної новими підстанціям 1 211 070 МВт·год.

Загальні витрати на мережу складають 295 133,825 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки E близький до E_a' , та швидкий термін окупності 3 роки.

Важливо визначити пошкодження обладнання для оцінки його стану та прийняття рішення про подальшу експлуатацію, ремонт чи заміну. Однак потрібне удосконалення методів технічного стану, оскільки терміни планово-попереджувальних робіт можуть бути недостатньо точними для різних видів обладнання.

Використання штучних нейронних мереж може значно підвищити ефективність процесу діагностики складних технічних систем. Це дозволяє зменшити витрати на розробку тестів, скоротити час діагностики та збільшити її достовірність. Такі технології, як штучні нейронні мережі, системи на базі нечітких множин і генетичні алгоритми, можуть об'єднатися з традиційними експертними системами, щоб створити інтелектуальні системи, які здатні вирішувати складні проблеми, які потребують обробки неповних або нечітких знань.