

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Розвиток Хмельницьких районних електричних мереж в умовах
розбудови відновлюваних джерел енергії з аналізом їх диспетчеризації»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕСМ-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Гук О. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., проф. каф. ЕСС

Комар В.О.

(прізвище та ініціали)

« 08 » 12 2024 р.

Опонент:

д.т.н., доцент каф. ЕССЕМ Волітук Ю.П.

(прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

17.09

2024 року

З А В Д А Н Н Я

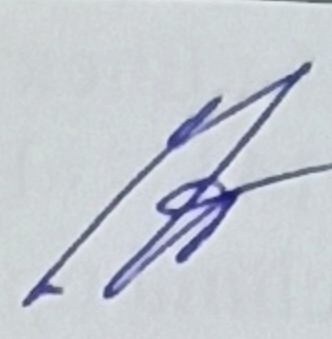
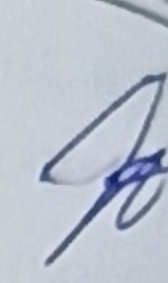
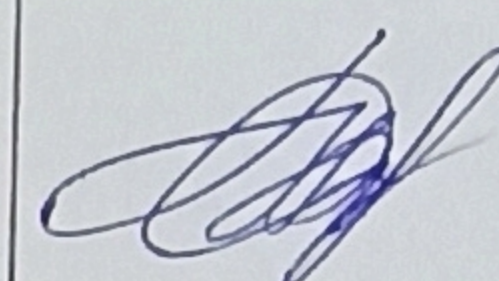
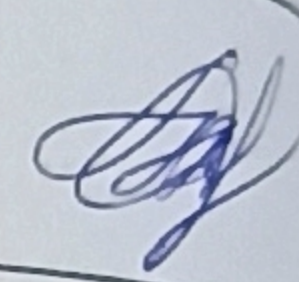
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Гуку Олександр Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи «Розвиток Хмельницьких районних електричних мереж в умовах розбудови відновлюваних джерел енергії з аналізом їх диспетчеризації»
керівник роботи д.т.н., проф. каф. ЕСС Комар В. О.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310
- Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року.
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік.
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу ЛЕП. 5. Вибір схем розподільних підстанцій. 6. Оцінювання балансу потужностей. 7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. 8. Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. 9. Диспетчеризація об'єктів відновлювальної енергетики 10. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
- Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Граф електричної схеми РЕМ. 2. Параметри вихідної схеми. 3. Електрична схема розвитку РЕМ. 4. Техніко-економічні показники 5. Диспетчеризація об'єктів відновлювальної енергетики.

6. Консультанти розділів роботи

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

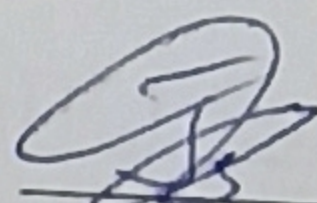
7. Дата видачі завдання 14 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

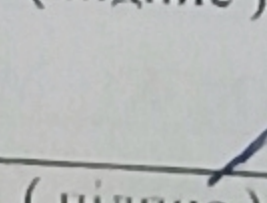
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Прізвище
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.09.24	28.09.24	
2	Аналіз впливу на якість електричної енергії відновлюваних джерел енергії	29.09.24	07.10.24	
3	Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності	08.10.24	24.10.24	
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.10.24	01.11.24	
5	Техніко-економічна частина	02.11.24	07.12.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	08.11.24	12.11.24	
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.11.24	28.11.24	

Студент

Керівник роботи


(підпис)

О. О. Гук


(підпис)

В. О. Комар

АНОТАЦІЯ

Гук Олександр Олегович "Розвиток Хмільницьких районних електричних мереж в умовах розбудови відновлюваних джерел енергії з аналізом їх диспетчеризації". Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ, – 2024. – 114 с. – Іл.: 14. – Табл. 27.

В магістерській роботі розраховано і спроектовано живлення нових підстанцій шляхом розвитку існуючої електричної мережі. Для електричної мережі було проведено розрахунок і аналіз характеристик режимів, та надано рекомендації щодо забезпечення якості електричної енергії. За результатами проектування надано рекомендації з реконструкцій та розвитку електричної мережі, а також ведення її режимів.

В роботі також виконано аналіз оперативно-диспетчерського управління об'єктів електроенергетики. Розглянуто основні обов'язки та функції оперативного та оперативно-диспетчерського персоналу під час вирішування оперативних питань по експлуатації обладнання об'єкта ВДЕ.

Ключові слова: електрична енергія, електричні системи та мережі, відновлювані джерела енергії, диспетчерське керування

ANNOTATION

Hyk Oleksandr Olegovich "Development of Khmelnytskyi district electric networks in the conditions of development of renewable energy sources with analysis of their dispatching". Master's thesis. – Vinnytsia: VNTU, – 2024. – 114 p. – Ill.: 14. – Table. 27.

In the master's thesis, the power supply of new substations was calculated and designed by developing the existing electric network. For the electric network, the calculation and analysis of the characteristics of the modes were carried out, and recommendations were given for ensuring the quality of electric energy. Based on the design results, recommendations were given for the reconstruction and development of the electric network, as well as maintaining its modes.

The work also analyzed the operational dispatch management of electric power facilities. The main duties and functions of operational and operational dispatch personnel when solving operational issues on the operation of the equipment of the RES facility were considered.

Keywords: electric energy, electrical systems and networks, renewable energy sources, dispatching control.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	3
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	5
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	7
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	18
3.1. Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі.....	18
3.2. Вибір оптимальної схеми електричної мережі	18
3.3 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі...	22
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ	24
4.1 Вибір трансформаторів.....	24
4.2 Визначення конструктивних перерізів ЛЕП	25
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ	28
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	28
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	29
5.3 Оцінювання надійності схеми підстанції	30
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	35
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	35
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	39
7.1 Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних	39
7.1.1 Введення та редагування інформації про вузли.....	39
7.1.2 Введення та редагування інформації про вітки	39
7.2 Виконання розрахунків.....	39
7.3 Аналіз та виведення результатів розрахунків	40

7.4. Регулювання напруги у мережі.....	41
8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	45
9 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА ПРОТИАВАРІЙНА АВТОМАТИКА.....	72
9.1 Опис мікропроцесорного терміналу захисту ЛЕП – 10 кВ.....	75
9.2 Розрахунок уставок струмового ступеневого спрямованого захисту ЛЕП 10 кВ ФЕС	77
9.3 Вибір витримки часу спрацювання МСЗ КЛ 10 кВ ФЕС	77
9.4 Вибір уставок МСЗ КЛ 10 кВ ФЕС	78
9.5 Розрахунок параметрів АПВ лінії з одностороннім живленням.....	80
10 ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЯ ОБ’ЄКТІВ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ	81
10.1 Особливості організації процесу оперативно-диспетчерського управління енергосистемою.....	82
10.2 Особливості організації процесу оперативно-диспетчерського управління в електроустановках.....	85
10.3 Функції в галузі оперативно-диспетчерського управління.	87
10.4 Оперативне обслуговування	89
11 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	98
11.1 Постановка задачі.....	98
11.2 Організація робочого місця.....	99
11.3 Параметри мікроклімату	101
11.4 Освітленість	102
11.5 Вибір засобів пожежогасіння.....	109
11.6 Висновки.....	110
ВИСНОВКИ.....	106
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	108
ДОДАТОК А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи...	112
ДОДАТОК Б Технічне завдання.....	113
ДОДАТОК В.....	1217

ДОДАТОК Г	128
ДОДАТОК Д.....	134
ДОДАТОК Е	136
ДОДАТОК Є	138
ДОДАТОК Ж.....	1443
ДОДАТОК З.....	145
ДОДАТОК І	148

ВСТУП

Пріоритетною задачею розвитку електричних мереж є розробка із врахуванням найновіших досягнень науки і техніки і техніко-економічного обґрунтування рішень, що визначають формування енергетичних об'єднань і розвиток електричних станцій, електричних мереж і засобів їх експлуатації та управління, при яких забезпечується оптимальна надійність постачання споживачів електричною та тепловою енергією в необхідних розмірах та з певною якістю із найменшими затратами. План розвитку розподільних мереж має містити пропозиції щодо нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення розподільних мереж або магістральних мереж для досягнення (підтримання) належної балансової надійності ОЕС України.

У процесі планування розвитку розподільних електричних мереж необхідно враховувати:

- обґрунтовані прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність, приєднану до розподільних мереж потужність електростанцій, у тому числі які виробляють електроенергію з альтернативних джерел енергії, та пропускну спроможність ліній;
- фактичні і очікувані зміни щодо приєднання Замовників до електричних мереж;
- вплив відновлювальних джерел енергії;
- план розвитку об'єднаної енергетичної системи України;
- комплексні плани забудови територій.

В процесі проектування ЕС використовувався Симплекс-метод для визначення найменш вартісного варіанту схеми приєднання нових споживачів, метод динамічного програмування для визначення найкращої послідовності будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій. У процесі подальшого розрахунку вибирається номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють мережу наміченої конфігурації. При розробці проекту установлюються потужності трансформаторів на підстанціях і

схеми електричних з'єднань цих підстанцій, визначається потужність джерел реактивної потужності, вибираються найбільш економічний розподіл цих джерел і необхідні засоби для регулювання напруги.

При розвитку електричних мереж в умовах розбудови ВДЕ необхідно розуміти особливості організації процесу оперативно-диспетчерського управління об'єктів ВДЕ. Необхідно визначити порядок управління обладнанням, що знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, та встановити особливості організації процесу оперативно-диспетчерського управління в електроустановках об'єктів ВДЕ для вирішування оперативних питань. Визначено дії персоналу при можливих порушеннях нормального режиму роботи та при аварійно-відновлювальних роботах по ремонту обладнання.

Згідно вимог ОП визначити особливості робочого місця диспетчера та запропонувати заходи, а також вимоги до приміщення та особистого робочого місця для того, щоб мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при довготривалій роботі за комп'ютером.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є забезпечення живлення нових підстанцій шляхом формування оптимальної схеми розвитку електричної мережі.

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

- виконання вибору схем розподільних пристроїв, основного обладнання та апаратів з урахуванням вимог надійності електропостачання споживачів для нових підстанцій;
- проведення розрахунків та аналізу характерних режимів та надати рекомендації щодо забезпечення якості електричної енергії для електричної мережі;
- надання рекомендацій з реконструкції та розвитку електричної мережі, а також ведення її режимів.

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

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних

мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань підстанцій використовуються елементи теорії надійності. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем.

Новизна дослідження. Виконано дослідження диспетчеризації відновлювальних джерел енергії.

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

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Надійність електропостачання є одним з факторів, які повинні враховуватись при виборі оптимальної встановленої потужності в енергосистемах. Сумарна встановлена потужність генеруючих агрегатів енергосистеми на будь-якому рівні розвитку повинна бути більша від відповідного максимуму навантаження, що прогнозується. При рівності вказаних потужностей будь-яке відхилення потужностей, як агрегатів в сторону зниження, так і навантаження в сторону збільшення призвело б до дефіциту потужності та недовідпуску електроенергії споживачам. Збільшення встановленої потужності генеруючих агрегатів в ЕС в порівнянні з навантаженням, тобто створення в енергосистем резерву активної потужності призведе з одного боку, до підвищення надійності електропостачання та зниженню збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, а з іншого – потребує витрат на побудову та експлуатацію додаткової генеруючої потужності на електростанціях. Щоб ці витрати не були завищені, потрібне чітке і вірне прогнозування навантажень.

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

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

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

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

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

де $P_{\max,i}$ – максимальна потужність в i -тому році, що виконується шляхом розв’язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial \Pi}{\partial b'} = 0; \quad (1.3)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.4)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1. завдання в систему (1.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 962, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1938028. \end{cases}$$

звідки $a' = 0.9576$, $b' = -1832.8$ тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0.9576 \cdot T - 1832.8 .$$

Використовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну функцію та її коефіцієнти (рис 1.1).

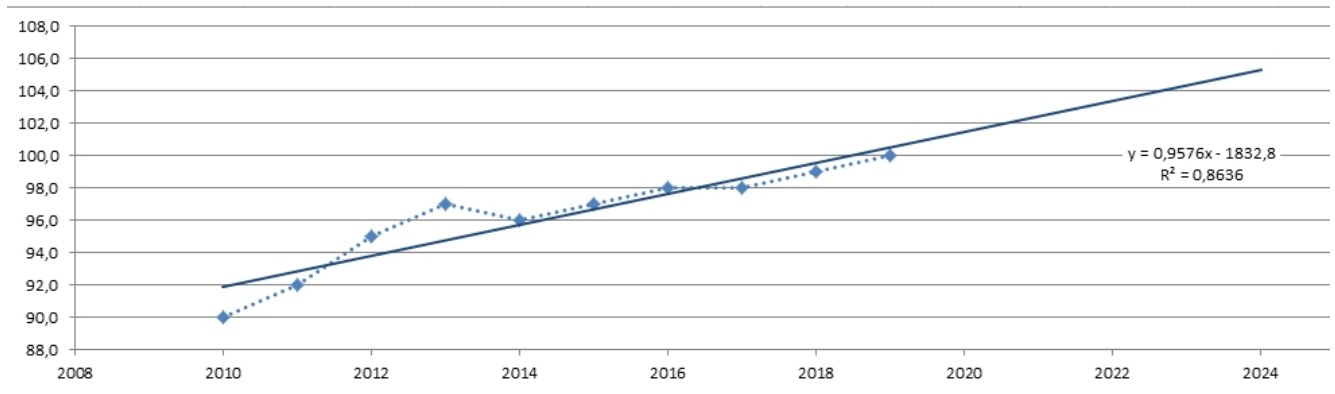


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 105.4 %, що на 5.4 % більше проектної потужності електромереж. Отже необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі додаток Б з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

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

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

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній

здатності для транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

Вітки	6-7	7-8	8-205	205-9	9-206
Марка проводу	АС-95	АС-120	АС-120	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	330	390	390	450	450
Розрах. струм, А	31	47	65	64	78

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	7	8	9	206
Напруга вузла,кВ	111.3	112.1	112.8	114.0

Аналізуючи результати розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

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

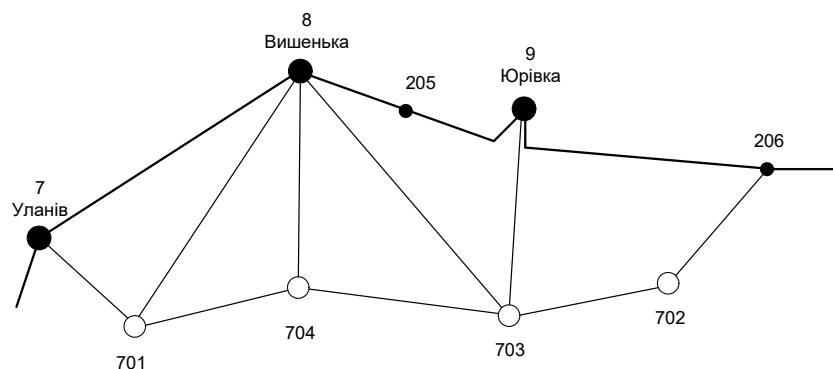


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

мати канонічний вигляд для СА тільки в тому випадку, коли всі $b'_j (j = \overline{1, m})$ будуть невід'ємні, тобто $b'_j \geq 0$. Тому наступним кроком в СМ буде перевірка умов $b'_j \geq 0$. При цьому можливі два випадки. Якщо всі $b'_j \geq 0$, то система рівнянь (2.3) приведена до канонічного вигляду і далі оптимізація ведеться за допомогою СА.

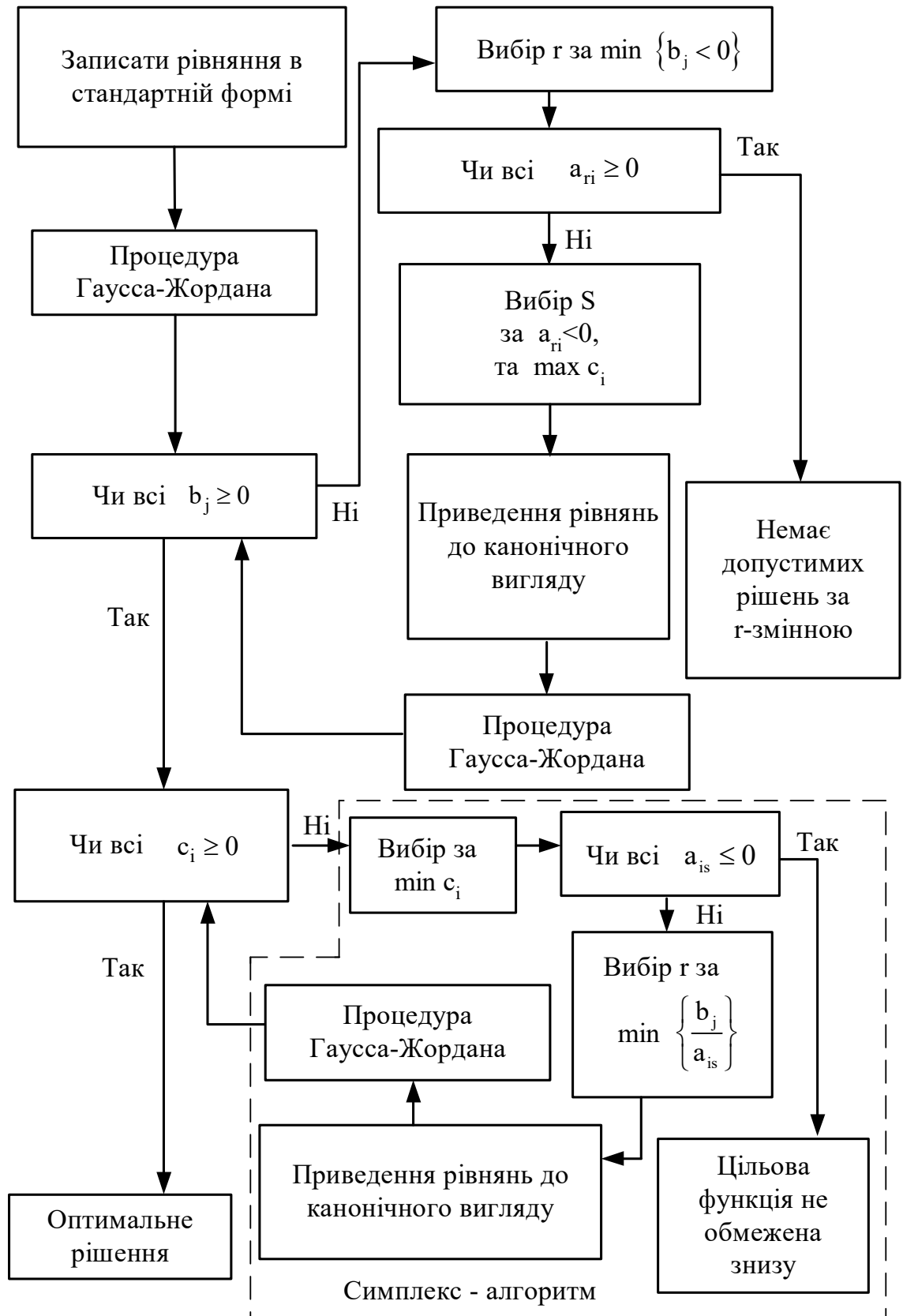


Рисунок 2.1 – Алгоритм Симплекс-методу

Якщо існують $b'_j < 0$, то потрібно виконати ще крок для канонізації системи (2.4). Для цього змінюють склад базисних і небазисних змінних. Алгоритм приведення системи (2.4) до канонічного вигляду буде таким:

1. Обирається змінна x_r , яка виводиться з базису і вводиться до складу небазисних змінних. Індекс r вибирається відповідним індексу від'ємних b'_j .

2. В рядку r , починаючи з $m+1$ -го стовпця вибираються від'ємні коефіцієнти $a_{ri} (i = \overline{m+1, n})$. Якщо такі відсутні, це означає, що задача оптимізації сформульована некоректно, тому що немає допустимих рішень за змінною x_r . При наявності від'ємних коефіцієнтів a'_{ri} , індекс небазисної змінної, переведеної до складу базисних, шукається в стовпці i . При цьому індекс s визначається з умови відповідності a'_{rs} максимальному c'_s .

3. Стовпці r і s в матриці (2.4) міняють місцями і система знов приводиться до канонічного вигляду.

4. Перевіряється умова $b'_j \geq 0, j = \overline{1, m}$.

Пункти 1-4 виконуються до тих пір, поки всі b'_j не стануть позитивними $b'_j \geq 0$, тобто система рівнянь (2.4) не буде приведена до канонічного вигляду. Далі виконується другий етап СМ.

Розглянемо другий етап СМ, тобто оптимізацію за допомогою СА системи рівнянь, отриманої на першому етапі.

Критерієм мінімальності функції (2.1) є невід'ємність всіх коефіцієнтів c'_i в системі (2.4). Якщо хоча б один із коефіцієнтів в системі (2.4) $c'_i < 0$, то це означає, що зменшити значення функції $y(x)$ можна збільшенням x_i . При цьому змінна x_i повинна бути виведена зі складу небазисних змінних і введена в базисні оптимальні змінні. Якщо декілька коефіцієнтів $c'_i < 0$, то для прискорення процесу оптимізації вибирається коефіцієнт, найбільший за абсолютною величиною. Тобто вибирається індекс s -змінної, яка з небазисних

переводиться в базисні змінні. Тут потрібно перевіряти знак коефіцієнтів a'_{is} в стовпці s . Очевидно, що коли всі $a'_{is} \leq 0$, то x_s можна збільшити без всяких обмежень до $+\infty$, відповідно, функція $y(x)$ не має обмежень знизу. Тоді мінімізація функції $y(x)$ не має сенсу. Це означає, що задача поставлена некоректно і потрібно уточнити і постановку задачі, і відповідну модель. Якщо $a'_{is} > 0$, то на збільшення змінної x_s є обмеження і тоді відповідні базисні змінні x_i будуть зменшуватись. Раніше за всіх досягне нульового значення та базисна змінна x_i , для якої відношення $\frac{b'_j}{a'_{is}}$ буде мінімальним. Тому вибір індексу r базисної невідомої x_r , яка виводиться із базису, визначається умовою:

$$\frac{b'_j}{a_{rs}} = \min \left(\frac{b'_j}{a'_{is}} \right),$$

де $a'_{is} > 0$.

Після визначення індексів r і s в системі рівнянь (2.4) обмінюються місцями r -тий і s -тий стовпці. Далі ведучим елементом вибирається a_{rs} і система (2.4) знову приводиться до канонічного вигляду.

Викладена обчислювальна процедура СА повторюється доти, доки в функції мети системи (2.4) всі c'_i не стануть додатними або рівними нулю. В цьому разі оптимальне рішення отримано. Змінним, які входять до складу базисних, присвоюють значення відповідних вільних членів b'_j ($j = \overline{1, m}$). Небазисні змінні прирівнюють до нуля. Оптимальне значення функції мети $y_{\min}$ дорівнює $n+1$ елементу матриці (2.4), тобто, $y_{\min} = b'_{n+1}$, де b'_{n+1} - вільний член перетвореної системи (2.4). Необхідно відмітити, що величина вільного члена b'_{n+1} не впливає на визначення вектора оптимізованих змінних x при Симплекс-методі.

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

Вітки	Орієнтовна потужність P, що передається по ЛЕП, МВт	Коефіцієнт a, тис.грн	Коефіцієнт b, грн/МВт ²	Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн
7-701	13,6	3021,5	0,511	3072,6
8-704	13,6	5740,8	0,971	5837,9
9-703	13,6	5740,8	0,971	5837,9
13-702	13,6	6949,4	1,175	7066,9
701-704	13,6	4532,2	0,767	4608,9
704-703	13,6	3625,8	0,613	3687,1
703-702	13,6	3927,9	0,664	3994,3
206-702	13,6	3625,8	0,613	3687,1

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції
дисконтованих витрат $V_d = a_1 + b_1 \cdot P$

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт a ₁ , тис.грн	Коефіцієнт b ₁ , грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
7-701	3115,7	3021,5	6,940	3115,7
8-704	5919,9	5740,8	13,187	5919,9
9-703	5919,9	5740,8	13,187	5919,9
13-702	7166,1	6949,4	15,963	7166,1
701-704	4673,6	4532,2	10,410	4673,6
704-703	3738,9	3625,8	8,328	3738,9
703-702	4050,4	3927,9	9,022	4050,4
206-702	3738,9	3625,8	8,328	3738,9

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис. грн	Коефіцієнт c , тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис. грн
7-701	3115,7	229,4	3115,7
8-704	5919,9	435,9	5919,9
9-703	5919,9	435,9	5919,9
13-702	7166,1	527,7	7166,1
701-704	4673,6	344,2	4673,6
704-703	3738,9	275,3	3738,9
703-702	4050,4	298,3	4050,4
206-702	3738,9	275,3	3738,9

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 2.2:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-701	8-704	9-703	13-702	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	206-702	702-206	0-0	0-0		
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2,53	2,53
702	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	9,17	9,17
703	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	10,96	10,96
704	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-4,50	-4,50
Коефіцієнти цільової функції	667,9430402	1269,092	1269,092	1536,269	1001,915	1001,915	801,53165	801,53165	868,326	868,326	801,5316	801,5316	0	0		0,000
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																0,000

Рисунок 2.2 – Вихідні дані для розв’язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у Microsoft office Excel надстройкою «Пошук рішень» отримаємо розв’язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.3:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-701	8-704	9-703	13-702	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	206-702	702-206	0-0	0-0		
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2,53	0,00
702	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	9,17	0,00
703	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	10,96	0,00
704	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-4,50	0,00
Коефіцієнти цільової функції	667,9430402	1269,092	647,3778	1536,269	1001,915	1793,904	1840,9275	801,53165	868,326	868,326	401,0909	801,5316	0	0		17661,798
Потужності ЛЕП	0	0	8,988947	0	0	2,529178	1,9708224	0	0	0	9,168269	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	5740,785	0,000	0,000	4532,199	3625,759	0,000	0,000	0,000	3625,759	0,000	0,000	0,000		17524,502
Змінні складові витрат	0,000	0,000	78,460	0,000	0,000	4,904	2,382	0,000	0,000	0,000	51,550	0,000	0,000	0,000		137,296
Дисконтовані витрати, тис. грн																17661,798

Рисунок 2.3 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку зі зміною перетоків по лініях, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок :

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-701	8-704	9-703	13-702	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	206-702	702-206	0-0	0-0		
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2,53	0,00
702	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	9,17	0,00
703	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	10,96	0,00
704	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-4,50	0,00
Коефіцієнти цільової функції	1195,93619	1269,092	894,9707	1536,269	1001,915	1001,915	808,48398	801,53165	868,326	868,326	401,0909	801,5316	0	0		15849,552
Потужності ЛЕП	0	0	8,988947	0	0	2,529178	1,9708224	0	0	0	9,168269	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	5740,785	0,000	0,000	4532,199	3625,759	0,000	0,000	0,000	3625,759	0,000	0,000	0,000		17524,502
Змінні складові витрат	0,000	0,000	78,460	0,000	0,000	4,904	2,382	0,000	0,000	0,000	51,550	0,000	0,000	0,000		137,296
Дисконтовані витрати, тис. грн																17661,798

Рисунок 2.4 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях

Було отримано розрахунок з найменшим значенням витрат рис. 2.5:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-701	8-704	9-703	13-702	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	206-702	702-206	0-0	0-0		
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2,53	0,00
702	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	9,17	0,00
703	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	10,96	0,00
704	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-4,50	0,00
Коефіцієнти цільової функції	1195,93619	1269,092	894,9707	1536,269	1001,915	1001,915	808,48398	801,53165	868,326	868,326	401,0909	801,5316	0	0		16121,527
Потужності ЛЕП	2,5291776	0	6,45977	0	0	0	4,5	0	0	0	9,168269	0	0	0		
Постійні складові витрат	3021,466	0,000	5740,785	0,000	0,000	0,000	3625,759	0,000	0,000	0,000	3625,759	0,000	0,000	0,000		16013,769
Змінні складові витрат	3,269	0,000	40,519	0,000	0,000	0,000	12,419	0,000	0,000	0,000	51,550	0,000	0,000	0,000		107,758
Дисконтовані витрати, тис. грн																16121,527

Рисунок 2.5 – Друга ітерація пошуку рішення

При повторному уточненні коефіцієнтів цільової функції ми отримуємо попередню схему. Отже, на рис.2.6 була отримана оптимальна схема ЕМ так як у ній найменше значення витрат.

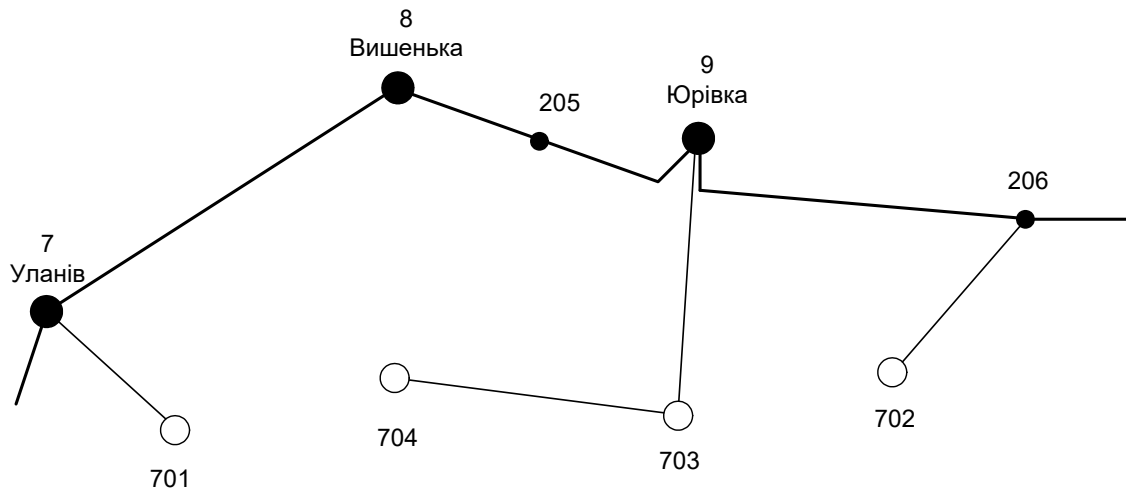


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку Симплекс-методом

Проте дана схема рис.2.6 згідно до ПУЕ [1] не надає новим споживачам заданий рівень надійності електропостачання, що відповідає заданій категорії тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення встановити дволанцюгове ліні.на відрізках 206-702, та побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 701-704 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних один від одного джерел живлення. В результаті за допомогою таблиці на рис 2.8 було пораховано вартість схеми з забезпеченням належної надійності. Розрахункова вартість схеми зросла на 5982.957 тис.грн., у порівнянні з схемою отриманою після розрахунку Симплекс-методом.

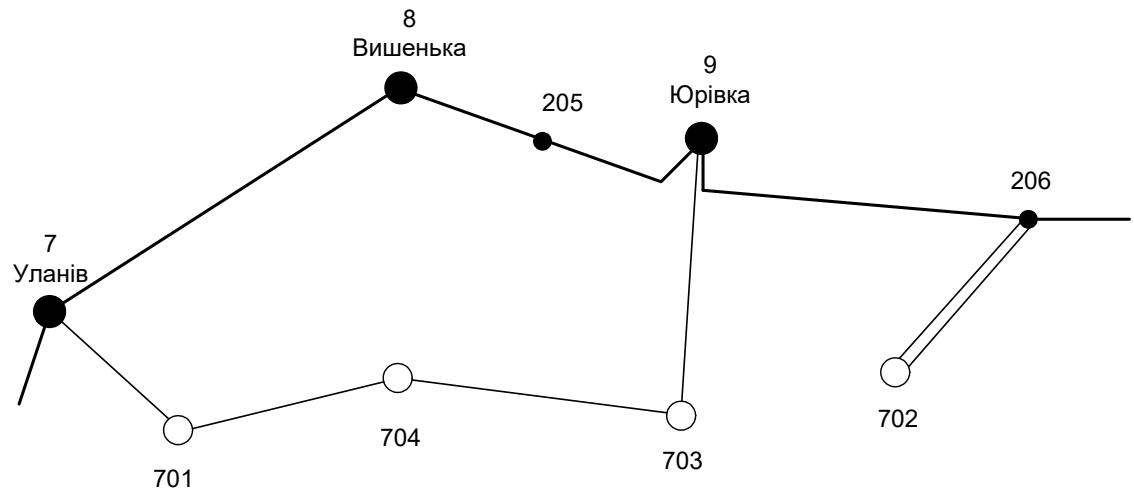


Рис 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-701	8-704	9-703	13-702	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	206-702	702-206	0-0	0-0		
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2,53	0,77
702	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	9,17	0,00
703	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	10,96	0,00
704	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-4,50	-0,77
Коефіцієнти цільової функції	667,9430402	1269,092	1269,092	1536,269	1001,915	1001,915	801,53165	801,53165	868,326	868,326	801,5316	801,5316	0	0		21614,411
Потужності ЛЕП	2,5291776	0	6,45977	0	0,77	0	4,5	0	0	0	9,168269	0	0	0		
Постійні складові витрат	3021,466	0,000	5740,785	0,000	4532,199	0,000	3625,759	0,000	0,000	0,000	5076,063	0,000	0,000	0,000		21996,272
Змінні складові витрат	3,269	0,000	40,519	0,000	0,455	0,000	12,419	0,000	0,000	0,000	51,550	0,000	0,000	0,000		108,212
Дисконтовані витрати, тис. грн																22104,484

Рисунок 2.8 – Коригування схеми з урахуванням забезпечення категорій надійності споживачів

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

3.1. Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

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

3.2. Вибір оптимальної схеми електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 701, 702, 703, 704). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

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:

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

Для розв’язування необхідних задач (3.1) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

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

На першому етапі рухаючись від першого року до останнього визначають умовно оптимальну схему електричної мережі. Кожен крок вибирають так, щоб сумарні витрати на i -му та $(i+1)$ році були мінімальні:

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

Тобто витрати на першому році розраховуються виходячи з усіх можливих варіантів реалізації. Отриманий таким чином варіант буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

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

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (3.3).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

- 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 два роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703, 704. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію 7-701 до вузла 701. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає 6 км., що не перевищує обмежень по введенню ліній яке рівне 35км. 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.

Кожний наступний крок формуються з врахуванням розвитку електропостачання на попередньому кроці. І так само для кожного варіанту враховується обмеження по введеній довжині лінії.

2-ий рік – можемо будуємо одноланцюгові лінії 701-704, 704-703, 703-9 та дволанцюгову 206-702. Дволанцюгові ЛЕП використовуються для забезпечення надійності електропостачання споживачів. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

Варіант	ЛЕП	L _i , км	L _Σ , км	P _i , мВт	B _i , тис.грн	B _Σ , тис.грн	B, тис.грн
1	7-701	6	6	2,53	3024,74	3024,74	3508,70
2	9-703	11,4	11,4	10,93	5856,79	5856,79	6793,87
3	206-702	7,2	7,2	9,17	5127,63	5127,63	5948,05
4	7-701	6	15	-1,98	3023,47	7571,19	8782,58
	701-704	9		-4,5	4547,72		
5	7-701	6	13,2	2,53	3024,74	8152,37	9456,75
	206-702	7,2		9,17	5127,63		
6	9-703	11,4	18,6	6,43	5780,93	9419,11	10926,17
	703-704	7,2		-4,5	3638,18		

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого року

Варіант	ЛЕП	L _i , км	L _Σ , км	P _i , мВт	B _i , тис.грн	B _Σ , тис.грн	B, тис.грн	B _Σ , тис.грн
1,1	701-704	9	34,8	4,59	4548,35	19164,80	19164,80	22673,5
	704-703	7,2		0,13	3625,77			
	703-9	11,4		11,19	5862,37			
	206-702	7,2		9,23	5128,31			
2,1	703-704	7,2	29,4	0,13	3625,77	16326,00	16326,00	23119,87
	704-701	9		4,59	4548,35			
	701-7	6		2,03	3023,57			
	206-702	7,2		9,23	5128,31			
3,1	7-701	6	33,6	2,03	3023,57	17060,06	17060,06	23008,11
	701-704	9		4,59	4548,35			
	704-703	7,2		0,13	3625,77			
	703-9	11,4		11,19	5862,37			
4,1	704-703	7,2	25,8	0,13	3625,77	14616,45	14616,45	23399,03
	703-9	11,4		11,19	5862,37			
	206-702	7,2		9,23	5128,31			
5,1	9-703	11,4	27,6	11,19	5862,37	14036,49	14036,49	23493,24
	703-704	7,2		0,13	3625,77			

	704-701	9		4,59	4548,35			
6,1	704-701	9	22,2	4,59	4548,35	12700,23	12700,23	23626,4
	701-7	6		2,03	3023,57			
	206-702	7,2		9,23	5128,31			

3.3 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 3.2 вибираємо найдешевший варіант. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі визначають умовно оптимальний варіант розв'язку (для нашого розрахунку варіант 1.1). Далі уточнюють потоки розподіл та вартість будівництва по роках.

Оскільки для варіанту 1.1 приєднання підстанцій 701-704,704-703,703-9 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому році, то необхідно уточнити витрати по даному варіанту, що показано в табл 3.3. Значення перетоків потужності біли взяті з додатку В.

Таблиця 3.3 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , МВт	$V_{i\text{зх}}$, тис.грн	$V_{\Sigma\text{зх}}$, тис.грн	$V_{\text{зх}}$, тис.грн
1,1	701-704	9	34,8	4,59	4548,35	19164,80	19164,80
	704-703	7,2		0,13	3625,77		
	703-9	11,4		11,19	5862,37		
	206-702	7,2		9,23	5128,31		
1	7-701	6	6	2,04	3023,59	3023,59	3507,37
						$V_{\Sigma\text{зх}}$	22672,17

Після уточнення витрати на 2 році зменшилися до сумарних витрат 22672,17 тис.грн, тому він залишається оптимальним. Тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема зображена на рис 3.1.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої

та другої категорії надійності, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам струмів для одноланцюгових ліній.

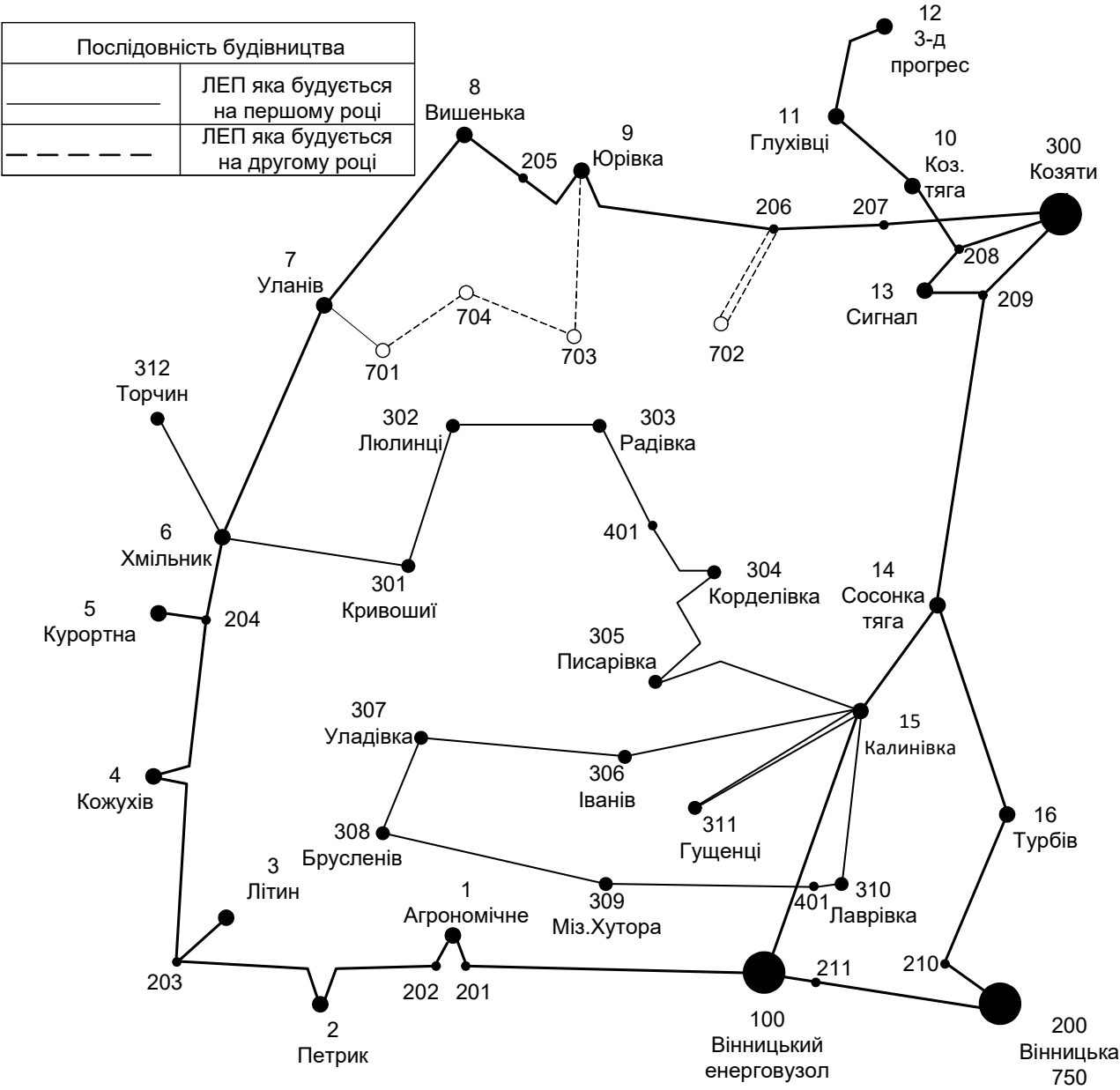


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ

4.1 Вибір трансформаторів

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

1. Якщо в складі навантаження підстанції існують споживачі 1-ої категорії, то число встановлюваних трансформаторів повинно бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

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

Для 701 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_{T.ном} \geq \frac{2,94}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 2,1 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 2,5 МВА.

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

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

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к	ΔP _к	ΔP _х	I _х	R	X	ΔQ _х
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
701	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10.5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
702	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
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	11,5	0.8	14.7	220.4	50.4

4.2 Визначення конструктивних перерізів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (4.2) :

$$I_{розрп} = \alpha_I \alpha_T \frac{|I_n|}{n_n}; \quad (4.2)$$

$$I_{розр 7-701} = \alpha_I \alpha_T \frac{I_{7-701}}{n_n} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{13}{1} = 13,65 \text{ (A)};$$

$$I_{розр 701-704} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{28}{1} = 29,40 \text{ (A)};$$

$$I_{розр 703-704} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{15}{1} = 15,75 \text{ (A)};$$

$$I_{розр 703-9} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{75}{1} = 78,75 \text{ (A)};$$

$$I_{розр 206-702} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{53}{2} = 27,82 \text{ (A)};$$

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

По приведеній в [3] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

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

Таблиця 4.2 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	$I_{\text{розр}}, \text{A}$	$I_{\text{Е}}, \text{A}$	Марка проводу
7-701	2,04	13,85	135	АС-120/19
701-704	4,59	29,4	135	АС-120/19
704-703	0,13	15,75	135	АС-120/19
703-9	11,19	78,75	135	АС-120/19
206-702	9,23	27,82	135	АС-120/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. Були проведені розрахунки у програмі «Втрати-110» після аварійного режиму (Додаток Г), з можливими пошкодження найбільш завантажених віток 7-701, 9-703, 704-703 та 704-701. Були показані струми у нових вітках після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19.

Таблиця 4.3 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП							
Аварії на ЛЕП	7-701	9-703	704-703	704-701	$I_{\text{па,мах}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$	Марка проводу

Струми	A	A	A	A	A	A	
7-701	0	65	-13	16	65	390	АС-120/19
701-704	-16	49	-23	0	49	390	АС-120/19
704-703	13	68	0	23	68	390	АС-120/19
703-9	-62	0	-66	-47	66	390	АС-120/19
206-702	53	53	53	53	53	390	АС-120/19

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Під час вибору схеми електричної підстанції потрібно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

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

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;
- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;
- ураховувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;
- ураховувати вимоги протиаварійної автоматики.

З огляду на експлуатаційні якості електрична схема РУ повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 701, 702, 703 та 704 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонується схема – місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

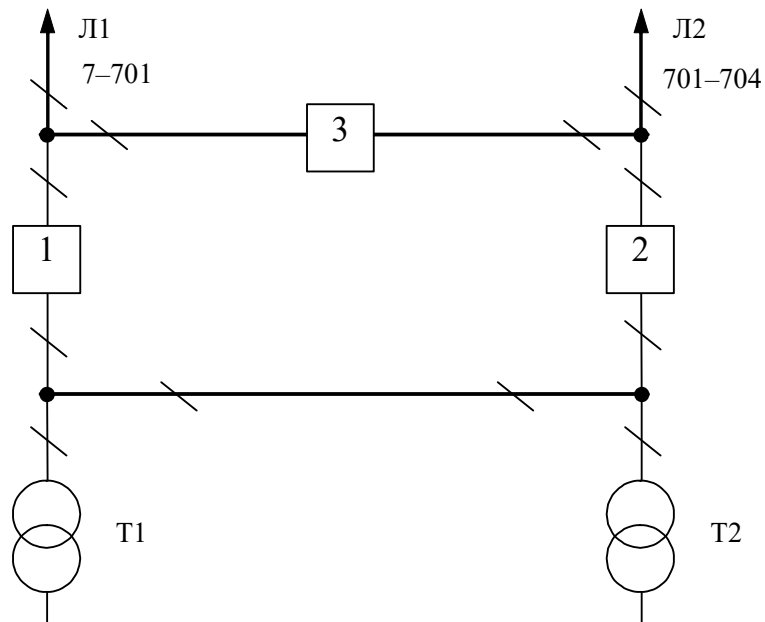


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704.

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі поломки одного з елементів РП на ВН.

Для підключення нової підстанції (вузол 702) пропонується виконати врізку в лінію електропередач яка сполучає ПС Козятин-330 (вузол 300) та Юрівку (вузол 9) та прокласти дволанцюгову ЛЕП до даної підстанції.

5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалуджувальних підстанцій Уланів (вузол 7) та Юрівка (вузол 9) пропонується здійснити реконструкцію схеми ВН: розширити схему місток та замінити дійсні короткозамикачі на вимикачі навантаження, варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис. 5.2).

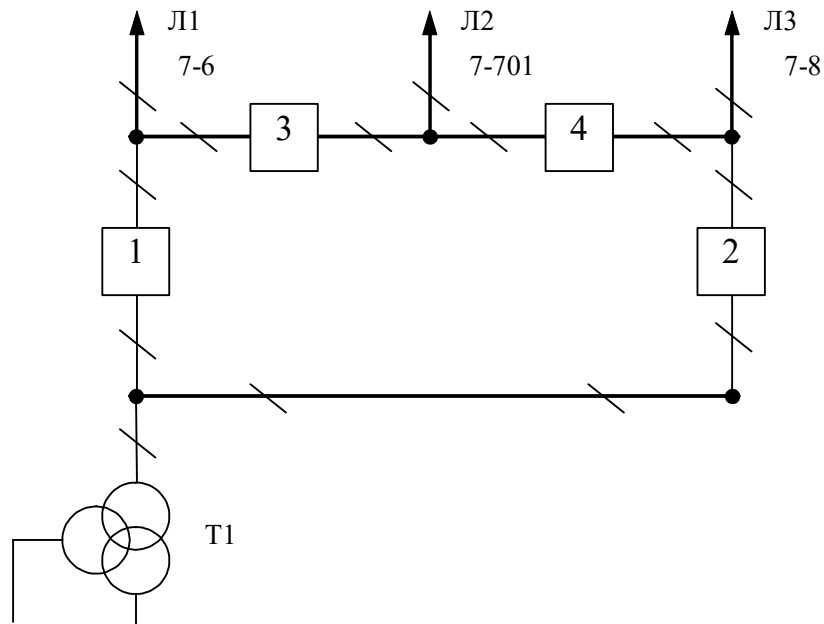


Рисунок 5.2– Схема вузових підстанцій (вузол 7,9) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

5.3 Оцінювання надійності схеми підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП.

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.).

В даному випадку розрахунок надійності виконується для схеми підстанції (пункт 704) (рис.5.1), так як дана підстанція являється СЕС то її відключення може впливати на зміну перетоків потужності по лініям інших споживачів.

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 $K_j = K_{\Pi} = 17,1 \cdot 10^{-3}$ (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:

$$K_0 = 1 - 3 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.9486.$$

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: $\omega_{1,2} = 0.0248 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 4,2 \cdot 10^{-4}$ 1/рік.

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

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

де $T_{\Pi} = 500$ год;

Тоді $T_{B2\Pi} = 250 - (250)^2/2 \cdot 500 = 187,5$ год.

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$Z_6 = \Sigma T_{нб} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (5.5)$$

де y_0 – питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачем ($y_0 = 120$ грн./кВт·год.);

$T_{н.б.}$ – час максимальних навантажень ($T_{н.б.} = 1200$ год).

Таблиця 5.1 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (вузол 704)

№ відмов елементів	Елемент, що від- мовив	Пара- метр поточу відмов $\omega_j, 1/\text{год}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елементу та коефіцієнті режиму K_j			
			$K_0 = 0.9486$	B_1 0,0171	B_2 0,0171	B_3 0,0171
			Для порядкового номеру режиму K_j			
			0	1	2	3
1	B_1	0,0248	Л1; Т1 0,0235 1; 250	–	Л1,Л2; Т1,Т2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1 0,0004 187,5
2	B_2	0,0248	Л2; Т2 0,0235 1; 250	Л1,Л2; Т1,Т2 0,0004 1; 187,5	–	Л2; Т2 0,0004 187,5
3	B_3	0,0248	Л1,Л2,Т1,Т2 0,0235 1	Л1,Т1; Л2, Т2 0,0004 187,5; 1	Л1,Т1; Л2,Т2 0,0004	–

					1; 187,5	
--	--	--	--	--	----------	--

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми вузлової підстанції (вузол 704).

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск Р, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Л1,Л2,Т1,Т2	1	4,5	1		4		0,031159
Д(Л1,Л2),Д(Т1,Т2)	187,5	4,5			2		0,715635
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							0,746794
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							120
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							89,615246

Збитки від перерви електропостачання для варіанту схем підстанції будуть мати такі значення, визначаються за формулою (5.5):

$$Зб_1 = (1 \cdot 4,5 \cdot (1 \cdot 0,0235) + (4 \cdot 0,0004)) + (187,5 \cdot 4,5 \cdot (2 \cdot 0,0004) \cdot 120) = 89,61 (\text{тис.грн.});$$

Як видно з результатів розрахунку, вартість збитку від перерви електропостачання для СЕС (вузол 704) складає 89,61 тис.грн.

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 701,704,703 записуємо так:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 13,49 + 0,05 \cdot 13,49 = 12,82 \text{ (МВт)},$$

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

Повна потужність генерування:

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}}; \quad (6.2)$$

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

$$S_{\Gamma} = \frac{12,82}{0,95} = 13,49 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{S_{\Gamma}^2 - P_{\Gamma}^2}; \quad (6.3)$$

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{13,49^2 - 12,82^2} = 4,21 (\text{МВАр}).$$

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах.

$$Q_{\text{СП}} = \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i}; \quad (6.4)$$

$$Q_{\text{СП}} = 6,81 (\text{МВАр});$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}}; \quad (6.5)$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot 6,81 = 0,7 (\text{МВАр});$$

Генерація реактивної потужності лініями ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = \sum_{i=1}^k U^2 \cdot (b_0 \cdot l_{\text{ЛЕП}}); \quad (6.6)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 14–502.

$$Q_{\text{ЛЕП17-701}} = 109,95^2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 6) = 0,20 (\text{МВАр}).$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,20 + 0,29 + 0,24 + 0,38 = 1,1 (\text{МВАр}).$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = Q_{\text{СП}} + \Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} - Q_{\Gamma} - Q_{\text{ЛЕП}}; \quad (6.7)$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 6,81 + 0,7 - 4,21 - 1,1 = 2,2 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 6,81 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 4,21 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-2250-450 УЗ на 2,25 МВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 701.

Також розрахуємо необхідність встановлення компенсуючого пристрою у вузлі 702 відповідно за формулами (6.1–6.7):

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 9,17 + 0,05 \cdot 9,17 = 8,71 \text{ (МВт)};$$

$$S_{\Gamma} = \frac{8,71}{0,95} = 9,17 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{9,17^2 - 8,71^2} = 2,86 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{\text{СП}} = \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 4,18 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot 4,18 = 0,4 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{\text{ЛЕП2-501}} = 112,68^2 \cdot (2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6}) \cdot 7,2) = 0,49 \text{ (МВАр)};$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 4,18 + 0,4 - 2,86 - 0,49 = 1,24 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживача 4,18 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 2,86 МВАр, дозволяє зробити висновок про

доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ на 1,35 МВАр на низькій стороні вузла 702.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

7.1 Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних

7.1.1 Введення та редагування інформації про вузли

Після введення за зазначеним вище алгоритмом інформації для всіх вузлів електричної мережі був отриманий файл вхідних даних. Інформація про вузли з файла вхідних даних представлена в додатку В.

7.1.2 Введення та редагування інформації про вітки

Після введення інформації для всіх наявних віток електричної мережі, інформація про вітки з файлу вхідних даних представлена в додатку Б.

7.2 Виконання розрахунків

Після введення всіх необхідних вхідних даних необхідно перевірити їх коректність. Для цього передбачено модуль тестування схеми на наявність помилок.

У разі знаходження помилок у схемі у вікно тестування додаються поля у яких виводяться помилки схеми та найімовірніші методи їх виправлення.

Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку. У даному вікні відображається проходження процесу розрахунку режиму мережі після чого відкривається вікно результатів розрахунків.

7.3 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку Г.

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

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою.

Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 3,342 МВт або 1,8% від потужності генерації.

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

7.4. Регулювання напруги у мережі

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

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів. Регулювання напруги виконується з метою забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях.

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	110,28	108,58	115,35
702	112,77	109,32	119,07
703	110,43	108,63	114,44
704	110,41	108,63	114,78

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	11,13	10,72	11,61
702	10,57	10,35	11,19

703	10,17	10,26	10,57
704	10,58	10,40	11,00

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

$$(0.95 \div 1.05) U_{\text{ном}} = 9.5 \div 10.5 \text{ кВ}$$

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{HH}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (7.1)$$

де $\Delta U'_{\text{T}}$ – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{H}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{H}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (7.2)$$

де $U_{\text{ВН}}$ – 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 $U_{\text{HHб}}$ (приймаємо $U_{\text{HHб}}$ рівним 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{HHб}}} \quad (7.3)$$

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 – 11 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{11} = 10.45 \quad (7.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації K_{Td} за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки. А коефіцієнт трансформації для ЭОМ є величиною, зворотною до дійсного коефіцієнту трансформації.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U_{T703} = \frac{((5,5 + 5,5) \cdot (7,96 / 2)) + ((3,11 + 3,11) \cdot (139 / 2))}{110,43} = 4,31 \text{ кВ.}$$

За (8.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{110,43 - 4,31}{10,5} = 10,11$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501д} = 10,298$, що відповідає десятій відпайці.

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

$$U_{\text{HH501д}} = \frac{110,43 - 4,31}{9,984} = 10,62 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

Аналогічні розрахунки 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	1,87	10,32	10,68	8	10,150	0,098
702	2,38	10,51	10,57	9	10,45	0,096
703	4,31	10,11	10,62	12	9,984	0,100
704	0,48	10,45	10,58	9	10,45	0,096

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704 (додаток Є). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.

8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

У попередніх розділах було виконано розрахунки з вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору головних схем вузлової та споживальних підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. За рахунок вказаних дій було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

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

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн;

$E = E_{ан} = 0.16$ – 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),

$\Pi_T = 1,65$ 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;

B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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 -ій лінії, МВт;

U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ);

r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (5400 год);

ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

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.;

$K_{ЛЕП}$ – 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 ліній електропередач: 7-701;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пункті 701;
- розвиток відгалуджувальної підстанції Уланів.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 701-704, 704-703, 703-9 та 206-702;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 702, 703 та 704.
- розвиток відгалуджувальної підстанції Юрівка.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 67077,508 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.1–8.2:

У відповідності укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 170687,417 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.3–8.6:

Таблиця 8.1 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 7):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	1 од.	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	3 од.	559,962	8235,786	344,904	239,700	3,723	9384,072	615,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	149,820	5418,836	222,622	148,574	2,432	5942,284	250,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216,0
2.12	Приєднання ремонтної	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0

	перемички 110кВ								
Всього ВРУ 110 кВ			921,793	18315,216	823,805	522,124	11,356	20594,291	1336
Загальна кошторисна вартість			20594,291						

Таблиця 8.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 2,5 В×А	2 од.	517,488	4987,412	451,372	371,798	3,43	14843,022	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0

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

5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор- матора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0

	заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)								
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110- 10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			46483,217						

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор-	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

	маторами струму								
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з	10 од.	617,856	5519,632	149,024	167,232	10,000	6469,744	110,4

	вакуумним вимикачем									
4.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6	
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0	
Всього ЗРУ 10 кВ			1004,016	7978,803	229,950	245,792	26,000	9484,560	174,6	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:									
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0	
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0	
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0	
5	ЗПК:									
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ									
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор- матора (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	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0	

	захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)								
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			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			53884,766						

Таблиця 8.4 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 9):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	1 од.	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130

	трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	617,856	5519,632	149,024	167,232	9,000	6469,744	110,4
4.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			1004,016	7978,803	229,950	245,792	26,000	9484,560	174,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
4,10	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 1.35 МВАр	1 компл						1028,0	
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	3428,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор- матора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0

5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК		1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0	
Загальна кошторисна вартість		54912,766							

Таблиця 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 704):

[illegible]

	кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,905	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8

	силового трансформатора з вакуумним вимикачем								
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	689,954	18,628	20,904	2,000	808,718	13,8
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	2 од.	77,232	275,736	12,844	10,476	2,000	378,288	13,8
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			386,160	2873,389	86,710	88,988	10,000	3445,246	64,2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	100 кВ·А	2 од.	27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
Всього			27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0

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..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1431,052 \cdot 6 = 8586,312 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1431,052 \cdot 27,6 + 2072,336 \cdot 7,2 = 54417,854 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 68077,508 + 8586,312 = 75663,820 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 170687,417 + 54417,854 = 225105,271 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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 втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{тЛ}} + \Delta W_{\text{тП}}; \quad (8.8)$$

де $\Delta W_{\text{тл}}$, $\Delta W_{\text{тп}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

де $P_{\text{л}}\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування повітряних ліній (0,3%);

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{\text{л1}} = (8586,312 \cdot 0,3)/100 = 25,8 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{л2}} = (54417,845 \cdot 0,3)/100 = 163,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{п1}} = (67077,508 \cdot 3)/100 = 2012,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{п2}} = (170687,417 \cdot 3)/100 = 5120,6 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подання в табл 8.8:

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:7-701; П/ст:7;	219,41
2	ЛЕП:701-704, 704-703, 703-9, 206-702; П/ст:9, 702, 703,704	2280,10

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 25,8 + 2012,3 + 219,41 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2038,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 163,3 + 5120,6 + 2280,10 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 5287,6 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = 2,53 \cdot 5400 = 13662 \text{ МВт} \times \text{год};$$

$$W_2 = (9,17 + 10,93) \cdot 5400 + (-4,5) \cdot 1200 = 113940 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 13662 - 2038,4 = 666,6 \text{ тис.грн.};$$

$$\begin{aligned} \Pi_2 = & 1,65 \cdot 0,12 \cdot 108540 - 5287,6 + \\ & + 18,55 \cdot 0,12 \cdot 5400 = 22936,1 \text{ тис.грн.}; \end{aligned}$$

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

$$E'_a = \frac{666,6 / (1 + 0.16) + 22936,1 / (1 + 0.16)^2}{75663,8 / (1 + 0.16) + 225105,3 / (1 + 0.16)^2} = 0,076$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,076 = 13,2 \text{ року.}$$

9 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА ПРОТИАВАРІЙНА АВТОМАТИКА

ФЕС підключена до розподільних електричних мереж і тому уставки спрацювання захистів її обладнання узгоджуються з уставками захистів розподільних мереж. Уставки цих захистів потрібно вибрати так, щоб забезпечити селективність, швидкодію, чутливість та надійність.

Селективна дія захисту забезпечує відключення тільки пошкодженої ділянки мережі найближчим до неї вимикачем. Швидкодія релейного захисту зменшує розміри, запобігає або зменшує пошкодження в місці КЗ, зберігає нормальну роботу споживачів неушкодженої частини електричної установки. Чутливістю релейного захисту називають її здатність реагувати на всі види пошкоджень і ненормальних режимів, які можуть виникати в межах основної зони, що захищається, та зони резервування. Надійність релейного захисту визначається як її спрацюванням у всіх необхідних випадках, так і не спрацюванням у випадках, коли дія захисту не потребується.

У процесі експлуатації електричних машин, апаратів, повітряних ліній електропередач можуть відбуватися порушення нормальних режимів роботи і виникати пошкодження, що приводять до коротких замикань.

У більшості випадків аварії або їхній розвиток можуть бути уникнуті швидким відключенням ушкодженої ділянки електричної установки або мережі за допомогою релейного захисту, що діє на відключення вимикачів.

При відключенні вимикачів ушкодженого елемента гасне електрична дуга в місці короткого замикання, припиняється проходження струму короткого замикання і відновлюється нормальна напруга на неушкодженій частині електроустановки або мережі. Завдяки цьому скорочуються розміри або навіть запобігають ушкодження устаткування, на якому виникло коротке замикання, а також відновлюється нормальна робота неушкодженого устаткування.

Таким чином, основним призначенням релейного захисту є виявлення місця виникнення короткого замикання і швидке автоматичне відключення

вимикачів пошкодженого устаткування або ділянки мережі від іншої неушкодженої частини електричної установки або мережі.

Крім пошкоджень електричного устаткування, можуть виникати такі порушення нормальних режимів роботи, як перевантаження, замикання на землю однієї фази в мережі з ізольованою нейтраллю, виділення газу в результаті розкладання оливи в трансформаторі або зниження рівня оливи в його розширювачі.

Отже, іншим призначенням релейного захисту є виявлення порушення нормальних режимів роботи устаткування і подача попереджувальних сигналів обслуговуючому персоналу або відключення устаткування з витримкою часу.

На ФЕС-1 всі приєднання 10 кВ захищені пристроями РЗА від аварійних та аномальних режимів роботи обладнання з дією, відповідно, на вимкнення або сигнал (світлова сигналізація, вказівні реле). Кола захисту, управління та автоматики заживлені від шафи постійного струму 220 В, при цьому кола захисту та кола управління заживлюються від окремих автоматичних вимикачів.

Трансформатори струму виготовляються з двома і більше групами вторинних обмоток: одна використовується для підключення пристроїв захисту, інша, більш точна — для підключення кіл обліку і вимірювання.

Забороняється розривати кола вторинних обмоток трансформаторів струму. У разі необхідності виконання робіт у вторинних колах ТС їх необхідно попередньо замкнути перемичкою, встановленою до передбачуваного місця розриву (починаючи від трансформатора струму).

Додатково встановлені в комірках на КЛ-10 кВ, трансформатори струму нульової послідовності (ТСнп-10), які застосовуються в схемі захисту від замикань на землю, в ньому передбачена одна вторинна обмотка, що під'єднується до пристрою захисту РС83-АВ2.

На ФЕС-1 в МП РС83-АВ2 реалізовані наступні функції захистів:

- МСВ - максимальна струмова відсічка;
- МСЗ - максимальний струмовий захист;

–блокування роботи ЛЗШ;

–НЗЗ (ЗНЗ-1) - направлений земляний захист або струмовий захист нульової послідовності.

–ЛЗШ - логічний захист шин діє з витримкою часу;

Максимальна струмова відсічка (МСВ)– це струмовий захист без витримки часу, що реагує на підвищення струму на заданій ділянці, яка захищається.

Максимальний струмовий захист (МСЗ) – це струмовий захист з витримкою часу спрацювання, що реагує на підвищення струму на заданій ділянці, яка захищається.

Захисти захищають від трифазних і двофазних КЗ. При спрацюванні захистів КЛ-10 ТП (МСЗ або МСВ) відбувається блокування роботи ЛЗШ у ввідній комірці В-10 ФЕС-1, а на МП РС83-АВ2 засвічується СД- “Блок. ЛЗШ”.

Направлений земляний захист (струмовий захист нульової послідовності) – для спрацювання цього захисту потрібно, щоб виконувалось дві умови, одна з яких поява струмів нульової послідовності в трансформаторі струму нульової послідовності (при однофазних КЗ) ТСнп-10 та поява напруги нульової послідовності $3U_0$, яка з’являється в колах розімкнутого трикутника ТН-10 кВ. Направленість визначається напрямком струму, захист направлений в КЛ-10. Даний вид захисту переважно діє на сигнал, але він дає можливість наявно визначити в якому приєднанні відбулось однофазне КЗ.

Логічний захист шин (ЛЗШ) – це струмовий захист збірних шин з мінімальною витримкою часу, що реагує на підвищення струму, але при замиканнях на відхідних приєднаннях КЛ – блокується, даючи можливість усунути КЗ нижче встановленими захистами. В основному ЛЗШ використовується для радіальних розподільчих мереж 10 кВ. Захист захищає від трифазних і двофазних КЗ.

9.1 Опис мікропроцесорного терміналу захисту ЛЕП – 10 кВ

Захист КЛ-10 кВ здійснюється на базі МП РС83-AB2, що розташований на передній панелі релейного відсіку комірки В-10.

Мікропроцесорний пристрій захисту РС83-AB2 (далі – пристрій), призначений для виконання функцій релейного захисту, автоматики, управління і сигналізації приєднань напругою 6-35 (110) кВ, а також може бути використаний на приєднання інших класів напруги.

Живлення пристрою може здійснюватись по ланцюгах напруги від джерела постійного струму напругою 68-450 В або змінного струму з діючим значенням напруги 48-400 В, що забезпечує роботу в системах з номінальною напругою 110 і 220 В, а також підвищує надійність роботи пристрою за рахунок розширення діапазону допустимих відхилень напруги живлення.

Час готовності пристрою до роботи після подачі напруги оперативного живлення – не більше 0,2 с. Пристрій зберігає працездатність при короткочасних перервах живлення тривалістю до 0,5 с.

Завдання уставок по струму і напрузі виконується у вторинних одиницях. Відображення вимірюваних значень струмів і напруг на індикаторі пристрою в вихідному стані і в програмах «Codis» і «RZA_Oscillog» здійснюється в первинних одиницях з урахуванням введених значень коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму і напруги. У розділі меню «КОНТРОЛЬ» для налагоджувальних цілей ті ж значення виміряних струмів і напруг відображаються у вторинних одиницях.

Пристрій має дві групи уставок. Робоча група уставок може задаватися з меню, по локальній мережі, з програми «Codis». Перемикання робочої групи уставок також може здійснюватися сигналом на дискретному вході, призначеному для цієї мети, або в залежності від напрямку потужності.

Перемикання груп уставок у напрямку потужності дозволяє в мережах з двостороннім живленням використовувати один пристрій РС83-AB2 замість двох комплектів захистів, спрямованих в різні боки. Вибір робочої групи

установок у напрямку потужності відбувається в залежності від того, до якої групи установок відноситься ступінь спрямованого захисту, для якого виконується умова спрацювання.

У пристрої передбачається два режими вимірювання напруги:

- вимір фазних напруг U_{A0} , U_{B0} , U_{C0} , і напруги $3U_0$;
- вимір лінійних напруг U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} , і напруги $3U_0$;

Пристрій оснащений наступними функціями:

- 4-х ступінчатий трифазний направлений максимально-струмовий захист (МСЗ) з незалежною чи залежною витримкою часу;
- 2-х ступеневий направлений захист від замикань на землю (ЗНЗ) по вимірюваному струму нульової послідовності з виконаннями по струму спрацювання (0,004-1) А, (0,02-5) А чи (1-120) А;
- 2-х ступеневий захист від несиметричного навантаження або обриву фаз по струму зворотної послідовності (ОБР);
- ЗМН - 2-х ступеневий захист мінімальної напруги, з блокуванням при АВР (блокування ЗМН при КЗ на шинах і при ручному відключенні для її використання в якості пускового органу АВР), з блокуванням від ЗОЦН;
- Двократне автоматичне повторне включення (АПВ);
- АЧР / ЧАПВ - автоматичне частотне розвантаження / частотне АПВ (по дискретному входу від зовнішнього реле частоти);
- Прискорення МТЗ при включенні вимикача;
- Місцеве, з передньої панелі пристрою, або дистанційне керування вимикачем (включення, відключення), в тому числі по інтерфейсу зв'язку RS-485, з контролем несправності ланцюгів включення-відключення (НЦЕВО-рос.);
- Зовнішнє блокування захисту вводу і СВ від пристроїв РЗА ліній, що відходять (логічний захист шин - ЛЗШ);
- Резервування відмови вимикача (ПРВВ);
- Вимірювання струмів фаз, фазних (лінійних) напруг, струму і напруги нульової послідовності;

- ЗОЦН - захист від обриву ланцюгів напруги, в тому числі і з зовнішнім пуском по дискретному вході (для організації повного контролю ланцюгів напруги, зокрема з використанням інформації від другого ТН або ТСН);
- Наявність двох груп уставок, меню, що перемикається, по дискретному входу, по мережі або у напрямку потужності;
- ВМП - визначення відстані до місця пошкодження;
- Реєстрація параметрів спрацювання захистів в журналі аварій (ЖА) на 100 подій;
- Реєстрація змін уставок і налаштувань в журналі подій (ЖП) на 200 подій;
- Цифрове осцилографування параметрів аварійних подій;

9.2 Розрахунок уставок струмового ступеневого спрямованого захисту ЛЕП 10 кВ ФЕС

Захист КЛ-10 трансформаторних підстанцій, а також живлячої КЛ-10 ФЕС з боку ПС здійснюється на базі МП РС-83АВ2.

9.3 Вибір витримки часу спрацювання МСЗ КЛ 10 кВ ФЕС

Витримка часу спрацювання використовується з метою забезпечення селективності пристроїв МСЗ суміжних ліній. Для цього в пристроях МСЗ передбачено реле часу КТ. Витримку часу спрацювання МСЗ суміжних ліній вибирають за ступінчастим принципом починаючи з найвіддаленішої точки КЗ від джерела, збільшуючи її у кожному захисті на величину Δt селективності. Величина ступеня селективності Δt має бути такою, щоб захист розташований нижче, спрацював раніше за захист розташований вище.

$$\Delta t = t_{\text{БК.В}(i-1)} \cdot t_{\text{ПОХ.і}} \cdot t_{\text{ПОХ.}(i-1)} \cdot t_{\text{іН}} \cdot t_{\text{зап}}$$

де $t_{\text{БК.В}(i-1)}$ – час відключення $(i-1)$ вимикача;

$t_{\text{ПОХ.і}}$ – від’ємна похибка i -го захисту;

$t_{\text{ПОХ.}(i-1)}$ – позитивна похибка $(i-1)$ -го захисту;

$t_{\text{іН}}$ – час інерції i -го захисту;

$t_{\text{зап}}$ – час запасу.

Ступінь селективності частіше за все приймається рівним 0,5 с.

9.4 Вибір уставок МСЗ КЛ 10 кВ ФЕС

Розрахунки мають за мету визначення первинного струму захисту ($I_{\text{сз}}$), струму спрацювання вимірювального реле ($I_{\text{сп}}$) та коефіцієнта чутливості ($K_{\text{ч}}$) МСЗ.

Струм спрацювання максимального струмового захисту МСЗ розраховують з умови відлаштування від робочого максимального струму навантаження:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{рМАХ}}}{K_{\text{ПОВ}}}.$$

де $I_{\text{рМАХ}}$ – максимальний робочий струм в лінії (приймаємо 60 А);

$K_{\text{Н}} = 1,2$ – коефіцієнт запасу;

$K_{\text{ПОВ}} = 0,85$ – коефіцієнт повернення;

$K_{\text{СЗП}} = 1,5$ – коефіцієнт само запуску.

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,5 \cdot 60}{0,85} = 127,05 \text{ А}$$

Відповідно, розрахунковий струм спрацювання реле:

$$I_{ср} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сз}}{K_{ТА}}.$$

де $K_{сх}$ – коефіцієнт схеми;

$K_{ТА}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

$$K_{сх} = \frac{I_{реле}}{I_{2ТА}} = \frac{40}{5} = 8 \text{ А};$$

$$I_{ср} = \frac{8 \cdot 127,05}{80} = 12,7 \text{ А}.$$

За набутим значенням струму спрацювання реле приведемо його значення в таблиці 9.1.

Таблиця–9.1. Технічні характеристики реле струму РТ-40

Тип реле	Межі уставок, А	Послідовність з'єднання обмоток		
		Струм спрацювання, А	Термічна стійкість, А	
			тривалість	на протязі 1 с
РТ 40/50	12,5...50	12,5...25	27,0	500

Перевірка чутливості максимального струмового захисту МСЗ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{(2)\text{КЗ}}}{I_{\text{сз}}}.$$

де $I_{(2)\text{КЗ}}$ – струм двофазного короткого замикання (268,72 А).

$$K_{\text{ч}} = \frac{268,72}{127,05} = 2,11$$

Перевіряємо виконання умови $K_{\text{ч}} = 2,11 > 2$. Умова виконується.

Чутливість МСЗ достатня.

Захист силового трансформатора по стороні 10 кВ здійснюється за допомогою запобіжників типу ПКТ-103-10-80-20-УЗ.

9.5 Розрахунок параметрів АПВ лінії з одностороннім живленням

Розрахунок АПВ на лінії з одностороннім живленням заключається у визначенні затримки часу на спрацювання.

Затримка часу визначається двома факторами:

- дуга, виникає в місці пошкодження, за час без струмової паузи повинна погаснути

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{гд}} + \Delta t.$$

- привод вимикача повинен бути готовий до повторного включення

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{гот.прив.}}$$

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{гот.прив.}}$$

10 ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЯ ОБ'ЄКТІВ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

Енергосистема являє собою єдину мережу, що складається з джерел електричної енергії - електростанцій, електричних мереж, а також підстанцій, які здійснюють перетворення і розподіл виробленої електроенергії. Для управління всіма процесами виробництва, передачі і розподілу електричної енергії існує система оперативно-диспетчерського управління.

Енергосистема країни може включати в себе кілька підприємств різних форм власності. Кожне з електроенергетичних підприємств має окрему службу оперативно-диспетчерського управління. Всі служби окремих підприємств управляються центральною диспетчерською системою. Залежно від величини енергосистеми центральна диспетчерська система може поділятися на окремі системи по регіонах країни. Енергосистеми суміжних країн можуть вмикатися на паралельну синхронну роботу. Центральна диспетчерська система (ЦДС) здійснює оперативно-диспетчерське управління міждержавними електричними мережами, через які здійснюються перетоки потужностей між енергосистемами суміжних країн.

Завдання оперативно-диспетчерського управління енергосистемою:

- підтримання балансу між кількістю виробленої і споживаної потужності в енергосистемі;
- надійність електропостачання постачають підприємств від магістральних мереж 220-750 кВ;
- синхронність роботи електростанцій в межах енергосистеми;
- синхронність роботи енергосистеми країни з енергосистемами суміжних країн, з якими є зв'язок міждержавними лініями електропередач.

Виходячи з перерахованого вище, слідуює, що система оперативно-диспетчерського управління енергосистемою забезпечує ключові завдання в енергосистемі, від виконання яких залежить енергетична безпека країни.

10.1 Особливості організації процесу оперативно-диспетчерського управління енергосистемою

Організація процесу оперативно-диспетчерського управління (ОДУ) в енергетиці здійснюється таким чином, щоб забезпечити розподіл різних функцій по декількох рівнях. При цьому кожен рівень підпорядковується вищестоящому.

Наприклад, початковий рівень - оперативно-технічний персонал, який здійснює безпосередньо операції з обладнанням в різних точках енергосистеми, підпорядковується вищестоящому оперативному персоналу - черговому диспетчеру підрозділу енергопостачального підприємства, за яким закріплені електроустановки. Черговий диспетчер підрозділу, в свою чергу підпорядковується диспетчерській службі підприємства і т.д. аж до центральної диспетчерської системи країни. Процес управління енергосистемою організований таким чином, щоб забезпечити безперервний контроль і управління всіма складовими об'єднаної енергосистеми. Для забезпечення нормальних умов роботи як окремих ділянок енергосистеми, так і енергосистеми в цілому, для кожного об'єкта розробляються спеціальні режими (схеми), які слід забезпечувати в залежності від режиму роботи того чи іншого ділянки електричної мережі (нормальний, ремонтний, аварійний режими). Структура оперативно-диспетчерського управління зображена на рисунку 10.1.



Рисунок 10.1 – Структура оперативно-диспетчерського управління

Для забезпечення виконання головних завдань ОДУ в енергосистемі крім оперативного управління існує таке поняття як оперативне відання:

оперативне управління – це категорія диспетчерського керування, коли перемикання в електроустановках виконуються за розпорядженнями (командами) оперативного персоналу визначеного рівня;

оперативне відання – це категорія диспетчерського керування, коли перемикання в електроустановках виконуються з дозволу оперативного персоналу визначеного рівня.

Диспетчеризація об'єктів відновлювальної енергетики здійснюється на основі положення про оперативно-технологічні відносини між ОСП та Споживачем. Це положення є невід'ємною частиною договору між ОСП та Споживачем про надання послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління. Це Положення встановлює порядок оперативно-технологічних відносин між ОСП (відповідним РДЦ) та Споживачем в частині централізованого ОДУ режимами роботи, експлуатації обладнання, пристроїв РЗ і ПА, ЗДТУ, обчислювальної техніки, перспективного розвитку.

Положення про оперативно-технологічні відносини складається на підставі Закону України «Про ринок електроенергії», Кодексу системи передачі (КСП), статусів ОСП та Споживача. Після підписання цього Положення керівниками ОСП та Споживача його направляють у відповідні РДЦ згідно з діючою структурою централізованого ОДУ.

До основних функцій ОСП (РДЦ) і оперативно-диспетчерського персоналу Споживача належать:

- управління режимом роботи електричної мережі Споживача у складі ОЕС України;
- управління устаткуванням, обладнанням, пристроями РЗ і ПА, ЗДТУ, встановленими на енергооб'єктах Споживача;
- попередження та ліквідація технологічних порушень (аварійних ситуацій) у роботі електричної мережі Споживача та ОЕС України;

- проведення оперативних перемикачів в електричній мережі Споживача, на обладнанні, що знаходиться в оперативному управлінні або віданні диспетчерів ОСП та РДЦ, згідно з інструкціями та положеннями про оперативно-диспетчерське управління роботою регіону ОЕС України, розробленими РДЦ і направленими Споживачу. Виконання вимог вищезазначених інструкцій обов'язкове для оперативно-диспетчерського персоналу Споживача.

Оперативне керівництво оперативним персоналом на об'єктах ВЕ здійснюється черговим диспетчером ДЦ підприємства в обслуговуванні якого знаходиться об'єкт ВЕ.

Працівники диспетчерського центру підпорядковані керівнику та технічному керівнику підприємства.

Сфера діяльності диспетчера під час його чергування є оперативно-диспетчерське управління узгодженою роботою об'єктів ВЕ в нормальних, ремонтних і аварійних режимах.

Мета діяльності диспетчерського центру підприємства, що обслуговує об'єкт ВДЕ – забезпечити:

- оперативне керівництво узгодженою роботою об'єктів ВЕ;
- розгляд оперативних заявок на вивід обладнання, що знаходиться у віданні/управлінні диспетчера ДЦ;
- покриття графіку генерації об'єктами ВЕ;
- дотримання вимог енергетичної безпеки України;

10.2 Особливості організації процесу оперативно-диспетчерського управління в електроустановках

Для організації процесу ОДУ розробляються і узгоджуються між собою інструкції, вказівки і різна документація для кожного окремого підрозділу відповідно до рівня, до якого належить та чи інша оперативна служба. Для кожного рівня системи ОДУ є свій індивідуальний перелік необхідної

документації. Керівник підприємства зобов'язаний забезпечити утримання, експлуатацію і обслуговування електроустановок відповідно до вимог чинних нормативних документів [11]. Для цього він повинен:

- призначити відповідального за справний стан і безпечну експлуатацію електрогосподарства з числа інженерно-технічних працівників, які мають електротехнічну підготовку і пройшли перевірку знань у встановленому порядку;
- забезпечити достатню кількість електротехнічних електротехнічних працівників;
- затвердити Положення про енергетичну службу підприємства, а також посадові інструкції і інструкції з охорони праці;
- встановити такий порядок, щоб працівники, на яких покладено обов'язки з обслуговування електроустановок, вели ретельні спостереження за дорученим їм обладнанням і мережами – оглядом, перевіркою дії, випробуванням і вимірюванням;
- забезпечити проведення технічного огляду електроустановок.

Під час виконання службових обов'язків працівник повинен мати з собою посвідчення про перевірку знань. За відсутності посвідчення, або за наявності посвідчення з простроченими термінами перевірки знань, працівник до роботи не допускається.

В своїй діяльності ДЦ керується:

- чинним законодавством України;
- Законом України „Про охорону праці”;
- державними та галузевими стандартами;
- збірками протиаварійних і експлуатаційних нормативних документів;
- Правилами безпечної експлуатації електроустановок;
- Правилами технічної експлуатації електричних станцій і мереж;
- Правилами пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України;
- положеннями та виробничо-технічними, посадовими інструкціями;

- наказами та іншою розпорядчою документацією;
- правилами внутрішнього трудового розпорядку;
- положеннями про оперативно-технологічні взаємовідносини між оперативним персоналом об'єктів та оперативним персоналом відповідного оператора мережі, від устаткування якого відходять живлячі лінії об'єктів ВЕ;
- Кодексом цивільного захисту;
- Кодексом законів про працю України;
- Законом України «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування»;
- Правилами пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України, затверджені наказом Міністерства палива та енергетики України від 26.07.2005 № 343 (НАПБ В.01.034-2005/111);
- Положення про навчання і перевірку знань працівників Південно-Західної ЕС з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації;
- Правилами охорони праці під час експлуатації електронно обчислювальних машин (НПАОП 0.00-1.28-10).
- ГНД «Проведення Днів охорони праці в електроенергетиці. Положення» (СОУ-Н МПЕ 40.1.03.108-2004);
- «Особливі умови безпечного виконання робіт на підприємствах електроенергетики. Положення», затверджене наказом Міненерговугілля України від 14.11.2012 №898;
- Правилами улаштування електроустановок;

10.3 Функції в галузі оперативно-диспетчерського управління.

- Здійснювати згідно діючих інструкцій оперативне диспетчерське управління об'єктами ВЕ та обладнанням, що перебувають на

обслуговуванні підприємства, через безпосередньо підлеглий йому оперативний персонал;

- Забезпечувати дотримання оперативних схем з'єднань об'єктів ВЕ, що перебувають на обслуговуванні підприємства, на підставі затверджених нормальних схем об'єктів і дозволених оперативних заявок;
- Контролювати виконання об'єктами ВЕ заданих графіків генерації;
- Опрацьовувати і передавати заявки та отримувати відповідь від оперативного персоналу диспетчерських груп районних електричних мереж (ОДГ РЕМ), ОДС, РДЦ відповідного регіону на вивід з роботи обладнання, пристроїв РЗА, ПА, ЗДТУ, які знаходяться в оперативному управлінні або віданні ЧД ОДГ РЕМ, ЧД ОДС, ЧД РДЦ;
- Опрацьовувати, погоджувати і забезпечувати передачу відповідей на підприємства розглянутих заявок на обладнання, що знаходиться в оперативному управлінні або віданні ЧД ДЦ;
- Керувати діями підлеглого оперативного персоналу об'єктів ВЕ при виконанні операцій на обладнанні та пристроях РЗА, ПА, ЗДТУ, які знаходяться в оперативному управлінні ЧД ДЦ;
- Готувати режим роботи і давати дозвіл на виконання оперативних перемикань на обладнанні, яке знаходиться в оперативному віданні ЧД ДЦ;
- Керувати ліквідацією аварій на обладнанні, яке знаходиться в оперативному управлінні ЧД ДЦ;
- Вести диспетчерську звітність у встановленому обсязі;
- Диспетчери, вільні від змін, згідно графіку чергувань використовуються керівництвом диспетчерської служби для перевірки стану оперативної роботи та охорони праці і пожежної безпеки на об'єктах ВЕ, складання інструктивно-довідкового матеріалу, програм, бланків оперативних перемикань та інших робіт;

- На протязі зміни проводити аналітичні заходи, щодо нормальної роботи об'єктів ВЕ, які знаходяться в обслуговуванні відповідного підприємства;
- Розробляти ремонтні схеми для виведення обладнання об'єктів ВЕ в ремонт для нормальних і аварійних режимів.

В процесі оперативного керівництва об'єктом ВЕ черговий диспетчер має право давати розпорядження підлеглому оперативному персоналу об'єкта ВЕ:

- про зміну обсягів генерації об'єктів ВЕ;
- про увімкнення з резерву або ремонту та вимкнення в ремонт або резерв основного обладнання об'єкту ВЕ;
- про виконання оперативних перемикачів на обладнанні, що знаходяться в оперативному управлінні або віданні чергового диспетчера на основі дозволеної заявки з технічними заходами;
- про зміну уставок пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики основного обладнання у відповідності з діючими інструкціями, програмами, вказівками відділу РЗА;
- про збір додаткової інформації необхідної для чергового диспетчера в процесі роботи.

10.4 Оперативне обслуговування

Згідно ПБЕЕС черговий диспетчер має право оскаржувати розпорядження диспетчера ОДГ РЕМ (ОДС, РДЦ), виконання яких загрожують життю людей, цілості обладнання, або може призвести до втрати живлення власних потреб об'єкта ВЕ [12]. Використовувати для оперативних переговорів всі технологічні та резервні канали зв'язку при відмові диспетчерських каналів. Вимагати від підлеглого оперативного персоналу своєчасного повідомлення про всі випадки або можливі випадки порушення нормального режиму роботи, та про хід аварійно-відновлювальних робіт по ремонту основного обладнання. Самостійно, в межах своєї зміни, вирішувати всі оперативні питання по

експлуатації обладнання об'єкта ВЕ, керуючись диспетчерськими інструкціями, ПТЕ, ПБЕЕ. В підпорядкуванні у диспетчера знаходяться оперативні працівники безпосередньо на об'єктах відновлювальної енергетики.

Працівники оперативні - це працівники які перебувають на чергуванні в зміні і допущені до оперативного керування і оперативних перемикань: диспетчери, чергові інженери і техніки, начальники змін, чергові по будинку і щитах керування, члени оперативно-виїзних бригад [11].

Оперативне обслуговування електроустановок може здійснюватися як місцевими оперативними чи оперативно-ремонтними працівниками, за якими закріплена ця електроустановка, так і виїзними, за якими закріплена група електроустановок.

Вид оперативного обслуговування, кількість оперативних працівників в зміну чи на електроустановці визначаються особою, відповідальною за електрогосподарство, за узгодженням з керівництвом підприємства (організації) і зазначаються в місцевих інструкціях. До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають оперативні схеми, посадові і експлуатаційні інструкції, інструкції з охорони праці, особливості обладнання і пройшли навчання, дублювання та перевірку знань ПБЕЕ [11] та ПТЕ.

Оперативні працівники, які заступають на чергування, мають прийняти зміну від попереднього чергового, здати зміну наступному черговому у відповідності з графіком. Під час приймання зміни, оперативний працівник зобов'язаний:

- ознайомитися зі схемою і станом та режимом роботи устаткування на своїй ділянці особистим оглядом в обсязі, встановленому інструкцією;
- одержати від чергового, який здає міну, інформацію про стан устаткування, за яким необхідно вести ретельний нагляд для запобігання аваріям та неполадкам, а також про стан устаткування, що перебуває в ремонті або резерві;

- ознайомитися з усіма записами та розпорядженнями за час, що минув з його останнього чергування;
- оформити приймання зміни записом у журналі, відомості, а також в оперативній схемі власним підписом та підписом працівника, який її здає.

Прийняття і здача зміни безпосередньо під час ліквідації аварії, виконання перемикань чи операцій по вмиканню та вимиканню обладнання забороняється. Під час тривалої ліквідації аварії здача зміни здійснюється з дозволу особи, відповідальної за електрогосподарство. Прийняття зміни, коли устаткування несправне чи є відхилення від нормального режиму його роботи, допускається тільки з дозволу особи, відповідальної за електрогосподарство підприємства, або оперативного працівника вищого рівня, про що робиться запис в оперативному журналі. Старший в зміні оперативний працівник зобов'язаний негайно повідомити диспетчера енергопостачальної організації про аварії, які спричинили відключення однієї або кількох ліній електропередачі, що живлять підприємство. Список працівників, які мають право проведення оперативних переговорів з енергопостачальною організацією, визначається особою, відповідальною за електрогосподарство, затверджується керівником, погоджується з Держнаглядохоронпраці і передається у відповідну оперативну службу енергопостачальної організації. В разі порушення режиму роботи, пошкодженні чи аварії електроустаткування оперативний працівник зобов'язаний негайно вжити заходів з відновлення схеми нормального режиму роботи і повідомити про те, що сталося, безпосередньо старшому у зміні працівнику або особі, відповідальній за електрогосподарство. У випадку неправильних дій оперативних працівників під час ліквідації аварії старший в зміні оперативний працівник зобов'язаний прийняти на себе керівництво і відповідальність за подальший перебіг ліквідації аварії.

Зміна оперативного стану силового обладнання та пристроїв РЗ і ПА, здійснюється тільки за розпорядженням оперативного персоналу, в керуванні

якого воно знаходиться та з дозволу оперативного персоналу у віданні якого знаходиться дане устаткування. Перемикання без розпорядження або дозволу оперативного персоналу вищого рівня диспетчерського управління, але з наступним повідомленням йому, дозволяється виконувати у випадках, що не терплять зволікання (нещасний випадок, стихійне лихо, пожежа, аварія). Оперативний персонал, з дозволу якого виконуються перемикання, несе відповідальність за можливість і своєчасність їх виконання за схемою та режимом роботи електромережі, що існують, допустимість режимів після перемикань. Оперативний персонал, за розпорядженням якого виконуються перемикання, відповідає за допустимість і своєчасність перемикань за наявною схемою і режимом роботи обладнання, а також правильну послідовність і необхідну кількість операцій з комутаційними апаратами і пристроями РЗА та ПА.

Особи, які безпосередньо виконують оперативні перемикання, а також ті, що здійснюють контроль за ними, несуть відповідальність за допустимість операцій при даній схемі та режимі роботи обладнання, правильність вибору типового бланка (правильність складання звичайного бланка перемикань) та послідовність дій з комутаційними апаратами та пристроями РЗА (ПА), своєчасність і точність виконання розпоряджень диспетчера. Складні перемикання виконуються за бланками перемикань двома особами, одна з яких – контролююча. Про віднесення певних видів перемикань до числа складних приймає рішення керівництво підприємства.

Прості перемикання можуть виконуватись без бланка перемикань і однією особою, незалежно від складу зміни.

На енергооб'єктах в розподільних пристроях, де несправний або відсутній блокувальний пристрій хоча б одного приєднання, всі перемикання виконуються тільки за бланками перемикань.

Бланк перемикань (звичайний) - оперативний документ, в якому приводиться строга послідовність операцій з комутаційними апаратами, заземляючими роз'єднувачами (ножами), ланцюгами оперативного струму,

пристроями релейного захисту, протиаварійної і режимної автоматики, операцій по перевірці відсутності напруги, накладенню і зняттю переносних заземлень, вивішуванню і зняттю плакатів, а також необхідних (за умовами безпеки персоналу і збереження устаткування) перевірочних операцій.

Типовий бланк перемикань - оперативний документ, в якому вказується строга послідовність операцій при виконанні складних перемикань, що повторюються, в електроустановках для конкретних схем електричних з'єднань і станів пристроїв РЗА.

До складних відносяться перемикання, що вимагають строгої послідовності операцій з комутаційними апаратами, заземляючими роз'єднувачами і пристроями релейного захисту, протиаварійної і режимної автоматики. При виконанні вказаної в програмах, бланках перемикань послідовності операцій забезпечується безпека оперативного і ремонтного персоналу і запобігається виникнення або розвиток порушення в роботі електроустановки.

Для кожної електростанції, підстанції і електроустановки розподільних електромереж розробляються переліки видів перемикань, що виконуються по звичайних бланках перемикань, по типових бланках перемикань і програмах, а також перелік видів перемикань, виконання яких допускається без бланків перемикань. У кожному переліку вказується число осіб оперативного персоналу, що беруть участь в тих або інших перемиканнях. Переліки складних перемикань переглядаються при зміні схеми, складу устаткування, пристроїв захисту і автоматики.

Звичайний бланк перемикань складається оперативним або оперативно-ремонтним персоналом, який буде проводити перемикання, після запису розпорядження в оперативному журналі. Допускається складання бланка перемикань завчасно протягом зміни вказаним персоналом. Типові бланки перемикань заздалегідь розробляються персоналом енергопідприємств стосовно складних перемикань в головній схемі електричних з'єднань електроустановки, в ланцюгах власних потреб, пристроях РЗА з урахуванням

того, що перемикання, що містять операції з апаратурою вторинної комутації в ланцюгах протиаварійної системної автоматики, належать до складних.

Початок планових перемикань обумовлено заявками, але в кожному конкретному випадку він визначається диспетчером, в оперативному підпорядкуванні якого знаходиться обладнання. Планові перемикання повинні проводитися при температурі повітря не нижче -10°C і при освітленості на робочих місцях, яка дозволяє чітко бачити написи на обладнанні, положення вказівників, стан контактів та опорної ізоляції комутаційних апаратів.

Розпорядження на перемикання диспетчер віддає безпосередньо підлеглому оперативному персоналу. У розпорядженні на оперативні перемикання повинні бути чітко вказані послідовність операцій і їх кінцева мета. Розпорядження має бути коротким та зрозумілим. Розпорядження потрібно віддавати на одне завдання. Дозволяється видавати водночас кілька завдань на перемикання із зазначенням черговості їх виконання. Число завдань визначається особою, яка видає розпорядження. До виконання кожного наступного завдання, черговий персонал приступає тільки після того, як повідомить диспетчера про виконання попереднього завдання.

Після закінчення перемикань в оперативному журналі виконується запис про всі операції з комутаційними апаратами, зміни в схемах РЗ (ПА), увімкнення (вимкнення) ЗН, встановлення (зняття) переносних заземлень із зазначенням їх номерів та місця встановлення. При виконанні операцій за бланками перемикань в оперативному журналі слід вказати його номер. Запис про виконані операції здійснюється без зайвої деталізації.

У разі порушень режимів роботи, пошкодження устаткування, виявлення дефектів, що загрожують пошкодженням устаткування, а також у разі виникнення пожежі оперативний персонал повинен негайно вжити заходів для відновлення нормального режиму роботи або ліквідації аварійної ситуації і запобігання розвитку технологічного порушення. Про порушення, що виникло, оперативний персонал повинен повідомити вищий оперативно-диспетчерський

і адміністративно-технічний персонал відповідно до затвердженого регламенту повідомлень.

Розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу з питань, що входять у його компетенцію, обов'язкове до виконання підпорядкованим йому оперативним персоналом. Оперативне розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу повинно бути чітким і стислим. Вислухавши розпорядження, підпорядкований оперативний персонал повинен дослівно повторити текст розпорядження й одержати підтвердження, що розпорядження зрозуміле ним вірно. Розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу повинні виконуватися негайно і точно.

Оперативно-диспетчерський персонал, віддавши або отримавши розпорядження або дозвіл, повинен записати його в оперативний журнал. За наявності пристроїв реєстрації оперативних переговорів обсяг запису в оперативний журнал визначається відповідними інструкціями.

Оперативні переговори повинні вестись технічно грамотно. Все устаткування, приєднання, пристрої релейного і технологічного захисту, автоматики повинні називатися повністю відповідно до встановлених диспетчерських найменувань. Відступ від технічної термінології та диспетчерських найменувань категорично забороняється.

Оперативно-диспетчерський персонал, отримавши розпорядження свого вищого адміністративно-технічного керівника з питань, що входять у компетенцію вищого оперативно-диспетчерського персоналу, повинен виконати його тільки після повідомлення й одержання дозволу останнього. Відповідальність за невиконання або затримку виконання розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу несуть особи, котрі не виконали розпорядження, а також керівники, які санкціонували його невиконання або затримку. У випадку, якщо розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу видається підпорядкованому оперативному персоналу помилковим, він повинен негайно доповісти про це особі, котра дала розпорядження. У разі підтвердження розпорядження

оперативний персонал зобов'язаний виконати його. Розпорядження осіб вищого оперативно-диспетчерського персоналу, що містять порушення правил охорони праці і представляють загрозу життю людей, а також розпорядження, що можуть призвести до пошкодження устаткування, виконувати забороняється. Про свою відмову виконати таке розпорядження оперативний персонал зобов'язаний негайно повідомити оперативно-диспетчерський персонал, який видав це розпорядження, а також доповісти вищому адміністративно - технічному керівнику та записати в оперативний журнал. Оперативні й адміністративно-технічні керівники мають право відсторонити від роботи підпорядкований їм оперативний персонал, який не виконує свої обов'язки відповідно до посадової інструкції, і зробити відповідну заміну або перерозподіл обов'язків у зміні. У цьому випадку робиться запис в оперативному журналі або випускається письмове розпорядження і повідомляється персонал відповідних рівнів оперативно-диспетчерського керування.

Ведення оперативно-технічної документації повинно вестися із застосуванням єдиної загальноживаної термінології, типових розпоряджень, повідомлень і записів. Все устаткування, приєднання, пристрої релейного і технологічного захисту, автоматики повинні називатися повністю відповідно до встановлених диспетчерських найменувань. Відступ від технічної термінології диспетчерських найменувань категорично забороняється. Оперативний журнал - основний документ, який ведеться на диспетчерському центрі і є першоджерелом оперативно-диспетчерської інформації черговим диспетчерам, які заступають на зміну, керівництву підприємства. Всі записи в оперативному журналі необхідно виконувати в хронологічному порядку, без пропущених рядків, розбірливо, лаконічно, технічно грамотно. Записи мають давати коротку, змістовну і зрозумілу інформацію про події, що фіксуються. При веденні оперативного журналу дозволяються аббревіатура і скорочення відповідно оперативних найменувань обладнання, діючих правил та інструкцій. Інші скорочення і аббревіатура не дозволяються. Також в оперативному журналі фіксується:

- вивід (уведення) пристроїв РЗ і ПА, які знаходяться в оперативному управлінні та віданні;
- введення в роботу нового обладнання;
- порушення в роботі РЗ і ПА, які можуть викликати небезпечний режим роботи обладнання;
- розпорядження про увімкнення з резерву або з ремонту обладнання і ліній в термін аварійної готовності;
- вивід з роботи несправних пристроїв РЗ і ПА, введення їх в роботу після усунення несправностей;
- аварійні вимкнення захистами живлячих ліній з вказівкою роботи РЗА або ПА та параметрами вимкнення;
- аварійні вимкнення захистами обладнання головної схеми енергооб'єктів з вказівкою роботи РЗА або ПА та параметрами вимкнення;
- пошкодження споруд та конструкцій на енергооб'єктах внаслідок стихійних явищ, тощо;
- загроза втрати (втрата) оперативного струму.

11 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

11.1 Постановка задачі

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці.

В Законі України «Про охорону праці» усі працівники мають конституційне право на безпеку і охорону життя та здоров'я, це також стосується і безпеки праці користувачів комп'ютерів.

Оперативно-диспетчерський персонал цілодобово здійснює контроль за виконанням об'єктами ВЕ заданих графіків генерації, за контролем справного стану обладнання. Через масовий характер робіт, що виконуються працівниками за допомогою комп'ютера, законодавством України чітко врегульовано норми та вимоги до використання комп'ютерної техніки на підприємстві, безпосередньо й охорона праці при роботі з комп'ютером.

На робочому місці користувача ПК виникають небезпечні та шкідливі фактори: підвищений рівень шуму, несприятливі мікрокліматичні умови, недостатній рівень освітленості, шкідливі речовини, підвищений рівень електромагнітних випромінювань радіочастот, висока напруга електричної мережі, статична електрика та інші. Робота з ПК супроводжується також підвищеним ступенем напруженості трудового процесу. При систематичному впливі виробничих факторів, які не відповідають нормативним показникам, зростає рівень професійно зумовленої захворюваності працюючих та можуть виникнути професійні захворювання органів зору, руху, нервової системи. Таким чином, вивчення умов праці на робочому місці користувача ПК є необхідною умовою запобігання негативних наслідків впливу небезпечних та шкідливих факторів.

11.2 Організація робочого місця

Приміщення, в яких планується установка та подальша робота з комп'ютером, повинні відповідати проектній документації будинку, погодженій з уповноваженими державними органами. Крім того, роботодавець повинен враховувати санітарні нормативи освітлення, вимоги до параметрів мікроклімату (температура, відносна вологість), ступеня і сили вібрації, звукового шуму і вогнестійкості приміщення, а також характеристики електромагнітного, ультрафіолетового та інфрачервоного полів. Конкретні показники зазначених санітарних норм див. в Державних санітарних правилах і нормах роботи з візуальними дисплейними терміналами електронно-обчислювальних машин ДСанПІН 3.3.2.007-98, затверджених Постановою Головного державного санітарного лікаря України №7 від 10 грудня 1998 року. Правила поширюються на умови й організацію праці при роботі з візуальними дисплейними терміналами (ВДТ) усіх типів вітчизняного та зарубіжного виробництва на основі електронно-променевих трубок (ЕПТ), що використовуються в електронно-обчислювальних машинах (ЕОМ) колективного використання та персональних ЕОМ (ПЕОМ). Так, наприклад, роботодавцю заборонено установлювати комп'ютери в приміщеннях, розташованих у підвалах будинків. Для уникнення можливих аварій та замикань, поряд з приміщеннями, де вестиметься робота з комп'ютером (над чи під ними), також не дозволяється проведення робіт, що потребують здійснення надмірно вологих технологічних процесів. Відповідне приміщення повинно бути укомплектоване системами центрального або індивідуального опалення, кондиціонування чи вентиляції повітря. Але при установці зазначених систем, необхідно переконатись, що батареї опалення, водопровідні труби, вентиляційні кабелі тощо, надійно сховані під захисними щитками, які перешкоджатимуть можливому потраплянню робітника під напругу. Будівлі та

приміщення, де розміщені робочі місця, мають бути не нижче II ступеня вогнестійкості згідно з ДБН В.1.1.7-2002 [1].

У кожній кімнаті, де обладнуватимуться робочі місця співробітників, що працюватимуть на комп'ютері, повинні бути наявні елементи природного та штучного освітлення. При цьому, на вікнах слід встановити легко регульовані жалюзі чи штори, які дозволять працівникам коригувати рівень освітлення в приміщенні. Бажано розмістити комп'ютери в кімнаті таким чином, щоб світло потрапляло на екрани моніторів з півдня чи північного сходу. З метою досягнення максимального рівня безпеки і охорони праці при роботі з комп'ютером, виробничі приміщення необхідно обладнати аптечками першої медичної допомоги, системами автоматичної пожежної сигналізації і вогнегасниками. В приміщенні, в якому разом працюють 5 або більше комп'ютерів, на видимому місці установлюється службовий вимикач, який у разі потреби дозволить повністю відключити електричне живлення кімнати [2].

Розмір одного робочого місця має становити не менше 6 квадратних метрів. При необхідності, суміжні робочі місця співробітників, що працюють з комп'ютером, слід розділити перегородками висотою до 2 метрів [2]. При визначенні достатнього розміру приміщення і робочого місця на одну особу необхідно додатково враховувати шафи, сейфи, тумби або інші предмети меблів чи обладнання, які знаходяться в кімнаті. У разі надмірного шуму чи вібрації технічного обладнання, роботодавець повинен забезпечити працівників антивібраційними килимками. Робочий стілець співробітника має бути підйомно-поворотним, легко регульованим за висотою та забезпечувати належну підтримку та зручне положення спини і хребта особи. Щодня необхідно проводити вологе прибирання приміщення, та очищати робоче місце та безпосередньо монітор комп'ютера від запиленості. На підприємстві забороняється: проводити ремонт та технічне обслуговування комп'ютера за робочим місцем працівника; самочинно ремонтувати або намагатись здійснити технічне налагодження комп'ютера без залучення компетентних спеціалістів; складувати на робочому місці зайві документи, деталі та предмети, що не

потрібні для роботи; використовувати монітори з нечітким зображенням та монітори, у яких наявні поламки екрану; працювати з матричним принтером без антивібраційного покриття та зі знятою кришкою. Допускати до роботи осіб, які не пройшли затвердження на підприємстві курс охорони праці для роботи з комп'ютером, не дозволяється.

11.3 Параметри мікроклімату

Нормування параметрів проводиться в залежності від періоду року та категорії важкості виконуваних робіт. Для постійних робочих місць, якими є робочі місця операторів ПК, встановлені оптимальні параметри мікроклімату, а за неможливості їх дотримання використовують допустимі параметри. Робота оператора ПК за енерговитратами відноситься до категорії легких робіт Іа, Іб. В таблиці 11.1. наведені оптимальні параметри мікроклімату в приміщеннях, де виконуються роботи операторського типу.

Таблиця 11.1 – Параметри мікроклімату для приміщень з ПК

Період року	Параметр мікроклімату	Величина
Холодний	Темп. повітря в приміщенні; відносна вологість; швидкість руху повітря	22...24°C; 40...60%; до 1м/с
Теплий	Темп. повітря в приміщенні; відносна вологість; швидкість руху повітря	23...25°C; 40...60%; до 0,1...0,2 м/с

Слід зазначити, що для нормалізації параметрів мікроклімату слід використовувати у приміщеннях кондиціювання повітря, або забезпечити подачу свіжого повітря системами вентиляції. Норми подачі свіжого повітря наведені у таблиці 11.2.

Таблиця 11.2 – Норми подачі свіжого повітря в приміщеннях з ПК

Характеристика приміщення	Об'ємна витрата свіжого повітря, що подається в приміщення, м ³ на одну людину в годину
Об'єм до 20 м ³ на людину	Не менше 30
20...40 м ³ на людину	Не менше 20
Більше 40 м ³ на людину	Може бути використана природна вентиляція

11.4 Освітленість

Нормованим параметром природного освітлення являється коефіцієнт природного освітлення (КПО). КПО встановлюється в залежності від розряду виконуваних зорових робіт.

Робота оператора ПК відноситься до робіт середньої точності (IV розряд зорових робіт, мінімальний розмір об'єкту розрізнення складає 0,5 – 1,0 мм), для яких при використанні бокового освітлення КПО=1,5 % [15].

Для штучного освітлення нормованим параметром виступає Емін – мінімальний рівень освітленості, та Кп – коефіцієнт пульсації світлового потоку, який не повинний бути більшим ніж 20%.

Мінімальна освітленість встановлюється в залежності від розряду виконуваних зорових робіт. Для IV розряду зорових робіт вона складає 300...500 лк [15].

Перевіримо освітленість робочого місця користувача ПК на відповідність розряду зорової роботи. За даними вимірювань рівень природної освітленості поверхні, де розташований ПК, складає 200 лк за освітленості тієї же поверхні відкритим небосхилом в 20000 лк, тобто КПО = 1%, що не відповідає нормативному КПО.

Для штучного освітлення у приміщенні використовуються люмінесцентні лампи.

Розрахунок штучного освітлення проведемо для кімнати площею 20 м², ширина якої складає 5м, довжина – 4м, висота – 3м.

Скористаємося методом використання світлового потоку. Для визначення потрібної кількості світильників, які повинні забезпечити нормований рівень освітленості, визначимо світловий потік, що падає на робочу поверхню за формулою:

$$F = \frac{E \cdot K \cdot S \cdot Z}{\eta}$$

де F – світловий потік, що розраховується, лм;

E – нормована мінімальна освітленість, лк; $E=300$ лк;

S – площа освітлювального приміщення;

Z – відношення середньої освітленості до мінімальної; $Z=1,1$;

K – коефіцієнт запасу, що враховує зменшення світлового потоку лампи в результаті забруднення світильників в процесі експлуатації; $K=1,5$;

η – коефіцієнт використання світлового потоку

Обчислимо індекс приміщення за формулою:

$$I = \frac{S}{h \cdot (A + B)}$$

де h – розрахункова висота підвісу;

A – ширина приміщення;

B – довжина приміщення;

Підставивши значення отримаємо:

$$I = \frac{20}{2,9 \cdot (4 + 5)} = 0,77$$

Підставимо всі значення у формулу для визначення світлового потоку F :

$$F = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 20 \cdot 1,1}{0,22} = 45000 \quad \text{лм}$$

Для освітлення використані люмінесцентні лампи типу ЛБ 40-1, світловий потік яких $F_{\text{л}} = 4320$ лм. Розрахуємо необхідну кількість ламп у світильниках за формулою [15]:

$$N = \frac{F}{F_{\text{л}}}$$

де N – кількість ламп, що визначається

$F_{\text{л}}$ – світловий потік лампи;

$$N = \frac{45000}{4320} = 11$$

В приміщенні використовуються світильники типу ОД. Кожен світильник комплектується двома лампами. Тобто необхідно використовувати 6 світильників із 12 працюючими лампами в них. На момент перевірки робочого місця оператора працювало 7 ламп, тому рівень штучного освітлення не задовольняв санітарним нормам. Для покращення умов праці рекомендовано збільшити рівень загальної освітленості приміщення шляхом встановлення 5 додаткових ламп.

11.5 Вибір засобів пожежогасіння

Розглянемо засоби пожежогасіння первинні, як найбільш поширені засоби пожежогасіння на підприємстві, установі, організації, до яких належать:

- вогнегасники;
- пожежні крани-комплекти, ручні насоси та насоси-підвищувачі;
- лопати, ломи, сокири, гаки, пили, багри;
- ящики з піском, бочки з водою;
- азбестові полотна, повстяні мати та ін.

Будівлі і ті їх частини, в яких розташовуються ЕОМ, повинні належати за пожежовибухобезпекою до категорії В відповідно до НАПБ Б.03.002-2007. Приміщення з ЕОМ, крім приміщень, в яких розміщуються ЕОМ типу ЕС, СМ та інші великі ЕОМ загального призначення, повинні бути оснащені системою автоматичної пожежної сигналізації відповідно до вимог НАПБ Б.06.004-97 “Перелік однотипних за призначенням об’єктів, які підлягають обладнанню автоматичними установками пожежогасіння та пожежної сигналізації”, та ДБН В.2.5-13–98 “Інженерне обладнання будинків і споруд. Пожежна автоматика будинків і споруд” з переносними вуглекислотними вогнегасниками.

Вогнегасник - основний первинний засіб пожежогасіння. Значна роль в системах протипожежного захисту об’єктів належить вогнегасникам, які є основним видом первинних засобів пожежогасіння. На маркуванні кожного типу вогнегасника вказано символи класів пожеж, для гасіння яких він призначений.

ВИСНОВКИ

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

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №701, 702 та 703) та СЕС (вузол №704). Було задано, що до пунктів 701, 702, 703 та 704 під'єднані споживачі 1-ї та 2-ї категорій надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюгових лініям від двох джерел або дволанцюговими від одного джерела і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для нової вузлової підстанції (вузол 704) було визначене математичне очікування збитку.

Для діючих підстанцій Уланів та Юрівка (вузли 7,9) було розраховано проведення реконструкції РП ВН, було вибрано схему типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

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 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.

Спроекована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,19 МВт при сумарній активній потужності генерації 115,982 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 237764,925 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність оскільки E близький до E_a , та задовільний термін окупності 13,2 років.

В роботі також виконано аналіз структури оперативно-диспетчерського управління в енергетиці, так як енергосистема країни може включати в себе кілька підприємств різних форм власності. Кожне з електроенергетичних підприємств має окрему службу оперативно-диспетчерського управління. Розглянуто особливості організації процесу оперативно-диспетчерського управління енергосистемою та в електроустановках. Визначено функції в галузі оперативно-диспетчерського управління. Виділено перелік основних законів, інструкцій та правил якими керується диспетчер в своїй діяльності. Визначено дії оперативно персоналу які заступають на зміну, виконують огляд оперативного стану обладнання та пристроїв РЗ і ПА, виконують оперативні перемикання. Проведено аналіз роботи оперативно-диспетчерського персоналу: ведення оперативно-технічної документації та оперативних переговорів.

Проведений аналіз літератури та нормативної документації дозволили:

- провести аналіз умов праці при роботі за комп'ютером;
- провести аналіз вимог до робочого місця та вимог до приміщення, де розташоване робоче місце;
- розробити організаційні та технічні рішення безпеки при виконанні робіт за комп'ютером.

Запропоновані заходи, а також вимоги до приміщення та особистого робочого місця з охорони праці дозволять мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при довготривалій експлуатації ЕОМ.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Электричні мережі та системи: підручн. К.: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.
4. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
5. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
6. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
7. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. Сегеда М. С. *Електричні мережі та системи*. Підручник. ·Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 ·с.
9. F. Hinz and D. Moest, "Techno-economic Evaluation of 110 kV Grid Reactive Power Support for the Transmission Grid," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, 2018.
10. W. Becker, M. Hable, M. Malsch, T. Stieger, and F. Sommerwerk, "Reactive power management by distribution system operators concept and experience," *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, №1, pp. 2509-2512, 2017.
11. R. Moreira, G. Strbac, P. Papadopoulos, and A. Laguna, "Business case in support for reactive power services from distributed energy storage," *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1609-1613, Oct. 2017.
12. A. Zecchino, M. Marinelli, C. Træholt, and M. Korpås, "Guidelines for

distribution system operators on reactive power provision by electric vehicles in low-voltage grids," *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1787-1791, Oct. 2017.

13. M. Tarafdar Hagh, M. Jadidbonab, and M. Jedari, "Control strategy for reactive power and harmonic compensation of three-phase grid-connected photovoltaic system," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 559-563, Oct. 2017

14. A. Samir, M. Taha, M. M. Sayed, and A. Ibrahim, "Efficient PV-grid system integration with PV-voltage-source converter reactive power support," *The Journal of Engineering*, vol. 2018, no. 2, pp. 130-137, Feb. 2018

15. L. De Alvaro Garcia, F. Beaune, M. Pitard, and L. Karsenti, "Cost-benefit analysis of MV reactive power management and active power curtailment," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1660-1663, Oct. 2017.

16. L. Wautier, F. Beaune, J. Fournel, and L. Karsenti, "Using LV distributed generation's reactive power for voltage regulation," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 2037-2040, Oct. 2017.

17. S. S. Alkaabi, H. H. Zeineldin, and V. Khadkikar, "Short-Term Reactive Power Planning to Minimize Cost of Energy Losses Considering PV Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, Oct. 2018.

18. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі (діючий), Київ, Україні: Коопосвіта, 1997

20. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.

19. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною електричною системою України / СОУ НЕК XX.XXX:2017. Київ, 2017

20. M. Mohsen and H. Siahkali, "Multi-objective optimization of reactive power dispatch in power systems via SPMGSO algorithm," in *Proceedings of the 2017 Smart Grid Conference*, Tehran, Iran, 2017, pp. 1-9
21. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.
22. Правила безпечної експлуатації електроустановок / Державний Комітет України по нагляду за охороною праці. К.: 1998. 132 с.
23. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.
24. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.
25. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання) навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.
26. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Розвиток Хмільницьких районних електричних мереж в умовах розбудови відновлюваних джерел енергії з аналізом їх диспетчеризації

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Комар В.О., зав. кафедри ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор _____
(підпис)

Гук О.О.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я
(прізвище, ініціали)

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

ДОДАТОК Б**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

(підпис)

" ____ " ____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Розвиток Хмельницьких районних електричних мереж в умовах розбудови
відновлюваних джерел енергії з аналізом їх диспетчеризації

08-21.МКР.002.00.004 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф..

(підпис) Комар В.О.

Магістр групи ІЕСМ-23м

(підпис) Гук О.О.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС України, в умовах стрімкої розбудови ВДЕ необхідно спроектувати розвиток електричної мережі для підключення нових споживачів;

б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування розвитку Хмельницьких районних електричних мереж в умовах розбудови ВДЕ та диспетчеризація об'єктів ВДЕ;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.

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.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

передбачається проектування розвитку електричної мережі 110/35/10 КВ.

–технічне завдання: розрахунок і проектування живлення нових підстанцій шляхом розвитку існуючої електричної мережі. Потужність трансформаторів на проєктованих підстанціях та вибір перерізу проводу:

- Параметри трансформаторів у вузлах: ТМН-2500/110 – вузол 701; ТДН-10000/110 – вузол 702; ТДН-10000/110 – вузол 703; ТМН-6300/110 – вузол 704;
- Марка проводу ЛЕП 7-701, ЛЕП 701-704, ЛЕП 704-703, ЛЕП 703-9, ЛЕП 206-702 АС-120/19

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на сонячній електростанції, українського та зарубіжного виробництва (“Запоріжтрансформатор”, “Електросвіт”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB”, “Siemens” та ін.)

– показники технологічності: проектування електромережі, будівництво, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал підстанції.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники проекрованої електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої мережі.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.09.24	28.09.24	формування технічного завдання
2	Аналіз впливу на якість електричної енергії відновлюваних джерел енергії	29.09.24	07.10.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ ПЗ
3	Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності	08.10.24	24.10.24	розділ ПЗ
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.10.24	01.11.24	розділ ПЗ
5	Техніко-економічна частина	02.11.24	07.12.24	розділ ПЗ
6	Оформлення пояснювальної записки	08.11.24	12.11.24	ПЗ
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.11.24	28.11.24	презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

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

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.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 92.573 МВт / 810.937 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 89.880 МВт / 787.349 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.749 МВт / 7.556 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.749 МВт / 7.556 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.585 МВт / 5.129 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.405 МВт / 1.747 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.990 МВт / 6.876 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.342 МВт / 14.432 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град

100		-44.125	-21.305	115.000	0.00
201		0.000	0.000	113.885	-0.27
1		0.000	0.000	113.667	-0.34
202		0.000	0.000	113.487	-0.40
2		0.000	0.000	112.274	-0.70
203		0.000	0.000	111.397	-0.93
3		0.000	0.000	111.386	-0.93
4		0.000	0.000	110.779	-1.11
204		0.000	0.000	110.658	-1.15
5		0.000	0.000	110.619	-1.15
6		0.000	0.000	110.668	-1.17
7		0.000	0.000	111.281	-1.08
8		0.000	0.000	112.068	-0.90
205		0.000	0.000	112.561	-0.77
9		0.000	0.000	112.828	-0.68
206		0.000	0.000	114.031	-0.36
207		0.000	0.000	114.871	-0.06
300		-48.448	-26.252	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.569	-0.16
10		0.000	0.000	113.851	-0.42
11		0.000	0.000	113.754	-0.46
12		0.000	0.000	113.767	-0.46

13	0.000	0.000	114.569	-0.16
209	0.000	0.000	114.570	-0.16
14	0.000	0.000	112.839	-0.73
15	0.000	0.000	112.657	-0.79
211	0.000	0.000	114.951	-0.02
200	0.000	0.000	114.361	-0.26
210	0.000	0.000	114.127	-0.34
16	0.000	0.000	113.244	-0.60
301	0.000	0.000	34.556	-5.27
302	0.000	0.000	34.056	-5.66
303	0.000	0.000	34.208	-5.67
401	0.000	0.000	34.692	-5.41
304	0.000	0.000	34.899	-5.26
305	0.000	0.000	35.309	-4.96
306	0.000	0.000	35.353	-4.93
307	0.000	0.000	34.962	-5.24
308	0.000	0.000	34.953	-5.21
309	0.000	0.000	35.120	-5.06
402	0.000	0.000	35.507	-4.77
310	0.000	0.000	35.530	-4.75
311	0.000	0.000	35.885	-4.50
312	0.000	0.000	35.824	-4.39
1001	2.950	1.680	10.498	-3.21
2002	3.370	1.630	10.359	-4.09
3003	4.950	2.680	10.277	-4.06
30031	0.000	0.000	108.897	-2.89
30032	0.000	0.000	36.457	-2.89
30033	0.000	0.000	10.277	-4.06
4001	3.160	1.530	10.236	-4.37
5001	4.320	2.210	10.265	-3.97
6001	0.000	0.000	107.996	-3.48
6002	0.000	0.000	35.825	-4.39
6003	1.900	1.070	10.325	-3.47
7001	2.850	1.540	10.291	-3.98
8001	3.270	1.580	10.351	-4.19
9001	0.000	0.000	109.207	-3.27
9002	0.000	0.000	36.561	-3.27
9003	2.530	1.500	10.246	-4.84
100001	0.000	0.000	112.636	-1.40
100002	0.000	0.000	26.933	-1.40
100003	12.860	7.280	10.701	-2.01
110001	3.900	2.110	10.592	-2.85
1000001	0.000	0.000	112.636	-1.40
1000002	0.000	0.000	26.933	-1.40
130001	0.000	0.000	112.913	-1.49
130003	0.000	0.000	37.802	-1.49
130004	6.740	3.830	10.792	-1.47
130006	0.000	0.000	112.917	-1.49
130007	0.000	0.000	37.802	-1.49
130008	0.000	0.000	10.793	-1.47
140001	0.000	0.000	111.751	-1.67
140002	0.000	0.000	26.722	-1.67
140003	7.590	4.100	10.684	-1.66

140005	0.000	0.000	111.754	-1.67
140006	0.000	0.000	26.722	-1.67
140007	0.000	0.000	10.684	-1.66
15001	0.000	0.000	108.547	-4.19
15002	0.000	0.000	36.150	-4.35
15003	5.900	2.860	10.364	-4.15
15005	0.000	0.000	108.194	-4.41
15006	0.000	0.000	36.150	-4.35
15007	0.000	0.000	10.364	-4.15
16001	0.000	0.000	112.035	-1.57
16002	0.000	0.000	37.492	-1.56
16003	4.530	2.570	10.681	-1.78
16005	0.000	0.000	111.766	-1.80
16006	0.000	0.000	37.492	-1.56
16007	0.000	0.000	10.681	-1.78
3011	1.160	0.650	10.613	-6.94
3021	2.530	1.370	10.521	-7.03
3022	0.000	0.000	10.522	-7.03
3031	1.690	0.810	10.591	-6.91
3032	0.000	0.000	10.592	-6.91
3041	2.110	1.070	10.682	-7.47
3051	1.260	0.680	10.841	-6.70
3061	2.210	1.250	6.273	-6.04
3062	0.000	0.000	6.273	-6.04
3071	2.420	1.170	10.834	-6.49
3072	0.000	0.000	10.834	-6.49
3081	0.630	0.380	10.762	-6.56
3091	1.260	0.610	10.801	-6.84
3101	1.370	0.780	11.030	-5.67
3102	0.000	0.000	11.030	-5.67
3111	1.050	0.570	10.891	-7.04
3112	1.370	0.710	10.891	-7.04
3121	0.000	0.000	11.258	-4.39
1000003	0.000	0.000	10.702	-2.02
120001	0.000	0.000	10.882	-0.46

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
3	3003	3.083	1.865	3.068	1.635	0.015	0.230	0.019	4.194
3003	30033	-1.879	-1.044	-1.879	-1.044	0.000	0.000	-0.121	-0.000
30031	30033	1.882	1.096	1.879	1.044	0.003	0.052	0.012	1.580
3	30031	1.886	1.187	1.882	1.096	0.003	0.090	0.012	2.613
100	201	19.861	8.940	19.711	8.759	0.150	0.180	0.109	1.116
201	1	19.711	9.026	19.683	8.986	0.027	0.040	0.110	0.218
1	202	16.710	7.127	16.691	7.099	0.019	0.028	0.092	0.181
202	2	16.691	7.425	16.552	7.257	0.139	0.167	0.093	1.219
203	4	8.083	3.082	8.048	3.040	0.035	0.042	0.045	0.624
4	204	4.864	1.595	4.860	1.590	0.004	0.005	0.027	0.122
204	6	0.511	-0.671	0.511	-0.672	0.000	0.000	0.004	-0.008

6	7	-4.921	-3.504	-4.943	-3.531	0.022	0.027	-0.031	-0.617
7	8	-7.815	-4.592	-7.855	-4.650	0.040	0.058	-0.047	-0.793
8	205	-11.150	-5.990	-11.185	-6.042	0.035	0.051	-0.065	-0.496
205	9	-11.185	-5.752	-11.203	-5.784	0.017	0.032	-0.064	-0.270
9	206	-13.757	-7.153	-13.863	-7.307	0.106	0.153	-0.079	-1.209
206	207	-13.863	-6.632	-13.930	-6.754	0.067	0.122	-0.078	-0.842
207	300	-13.930	-6.380	-13.939	-6.401	0.009	0.021	-0.077	-0.129
2	203	13.156	5.819	13.076	5.722	0.080	0.096	0.074	0.883
6	6001	5.406	3.196	5.397	2.903	0.009	0.292	0.033	2.848
6001	6002	3.497	1.834	3.493	1.762	0.004	0.072	0.021	1.102
6002	301	3.489	1.832	3.392	1.715	0.097	0.116	0.063	1.310
301	302	2.222	1.056	2.197	1.026	0.025	0.030	0.041	0.520
302	303	-0.352	-0.446	-0.353	-0.448	0.002	0.002	-0.010	-0.151
303	401	-2.057	-1.305	-2.080	-1.333	0.023	0.028	-0.041	-0.496
401	304	-2.080	-1.300	-2.090	-1.313	0.009	0.013	-0.041	-0.214
304	305	-4.216	-2.508	-4.252	-2.560	0.036	0.052	-0.081	-0.426
305	15002	-5.524	-3.289	-5.619	-3.428	0.095	0.138	-0.105	-0.868
15001	15002	0.641	1.114	0.640	1.106	0.000	0.008	0.007	0.587
15	15001	8.128	5.084	8.108	4.425	0.020	0.656	0.049	4.390
15	100	-12.344	-7.551	-12.493	-7.882	0.148	0.329	-0.074	-2.354
15	14	-9.917	-5.955	-9.926	-5.976	0.009	0.021	-0.059	-0.184
14	209	-10.575	-6.651	-10.669	-6.860	0.094	0.208	-0.064	-1.739
209	13	6.475	3.915	6.475	3.915	0.000	0.000	0.038	0.000
13	208	-0.330	-0.490	-0.330	-0.490	0.000	0.000	-0.003	-0.000
208	300	-17.289	-9.882	-17.327	-9.966	0.038	0.084	-0.100	-0.431
10	100001	6.433	3.883	6.429	3.731	0.004	0.151	0.038	1.245
100001	100002	0.008	-0.017	0.008	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
100002	1000002	0.008	-0.017	0.008	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
1000001	1000002	-0.008	0.017	-0.008	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000001	6.434	3.883	6.430	3.732	0.004	0.151	0.038	1.246
1000001	1000003	6.438	3.714	6.434	3.621	0.004	0.093	0.038	0.786
1000003	100003	6.434	3.621	6.434	3.621	0.000	0.000	0.398	0.001
100001	100003	6.422	3.748	6.418	3.655	0.004	0.093	0.038	0.792
13	130001	3.373	2.023	3.370	1.916	0.003	0.107	0.020	1.694
130001	130003	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
130003	130007	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
130006	130007	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
13	130006	3.375	2.019	3.372	1.912	0.003	0.107	0.020	1.690
130006	130008	3.374	1.908	3.370	1.908	0.003	0.000	0.020	0.080
130008	130004	3.370	1.908	3.370	1.908	0.000	0.000	0.207	0.000
130001	130004	3.369	1.920	3.366	1.920	0.003	0.000	0.020	0.080
209	300	-17.144	-9.801	-17.181	-9.885	0.037	0.083	-0.099	-0.431
14	140001	3.796	2.135	3.793	2.053	0.002	0.082	0.022	1.127
140001	140002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
140002	140006	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
140005	140006	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	140005	3.799	2.128	3.797	2.045	0.002	0.082	0.022	1.123
140005	140007	3.799	2.038	3.797	2.038	0.002	0.000	0.022	0.051
140007	140003	3.797	2.038	3.797	2.038	0.000	0.000	0.232	0.000
140001	140003	3.791	2.059	3.788	2.059	0.002	0.000	0.022	0.051
14	16	-7.041	-2.954	-7.059	-2.981	0.018	0.027	-0.039	-0.408
16	210	-11.643	-5.389	-11.709	-5.484	0.066	0.095	-0.065	-0.887
210	200	-11.709	-5.060	-11.727	-5.086	0.017	0.025	-0.064	-0.235

200	211	-11.727	-4.712	-11.767	-4.786	0.040	0.074	-0.064	-0.591
211	100	-11.767	-4.477	-11.771	-4.483	0.003	0.006	-0.063	-0.049
16	16001	1.555	0.917	1.554	0.881	0.001	0.036	0.009	1.245
16001	16002	0.992	0.415	0.992	0.415	0.000	0.000	0.006	0.046
16002	16006	0.992	0.415	0.992	0.415	0.000	0.000	0.017	0.000
16005	16006	-0.991	-0.410	-0.992	-0.415	0.000	0.005	-0.006	-0.236
16	16005	2.981	1.781	2.979	1.696	0.003	0.085	0.018	1.527
16005	16007	3.970	2.106	3.966	2.106	0.004	0.000	0.023	0.095
16007	16003	3.966	2.106	3.966	2.106	0.000	0.000	0.242	0.000
16001	16003	0.562	0.466	0.562	0.462	0.000	0.003	0.004	0.381
311	3111	1.222	0.717	1.209	0.640	0.012	0.077	0.023	1.381
3111	3112	0.160	0.070	0.160	0.070	0.000	0.000	0.009	0.000
311	3112	1.222	0.717	1.209	0.640	0.012	0.077	0.023	1.381
15	15005	14.076	9.106	14.043	7.875	0.033	1.226	0.086	4.772
15005	15006	15.598	8.321	15.559	8.321	0.039	0.000	0.094	0.204
15006	15002	13.095	6.926	13.095	6.926	0.000	0.000	0.236	0.000
15005	15007	-1.555	-0.445	-1.556	-0.453	0.000	0.008	-0.009	-0.200
15007	15003	-1.556	-0.453	-1.556	-0.453	0.000	0.000	-0.090	-0.000
15001	15003	7.467	3.311	7.452	3.311	0.015	0.000	0.043	0.180
306	3061	1.107	0.656	1.104	0.625	0.003	0.030	0.021	0.563
3061	3062	-1.105	-0.624	-1.105	-0.624	0.000	0.000	-0.117	-0.000
306	3062	1.108	0.654	1.105	0.624	0.003	0.030	0.021	0.562
310	3101	0.440	0.241	0.438	0.232	0.002	0.010	0.008	0.481
3101	3102	-0.931	-0.548	-0.931	-0.548	0.000	0.000	-0.056	-0.000
310	3102	0.933	0.570	0.931	0.548	0.002	0.022	0.018	0.481
15002	306	4.717	2.845	4.641	2.735	0.076	0.109	0.088	0.824
306	307	2.412	1.384	2.392	1.356	0.019	0.028	0.045	0.406
307	308	-0.045	0.088	-0.045	0.087	0.000	0.000	-0.002	0.006
308	309	-0.681	-0.285	-0.684	-0.288	0.003	0.003	-0.012	-0.174
309	402	-1.955	-0.925	-1.972	-0.946	0.017	0.020	-0.035	-0.401
402	310	-1.972	-0.922	-1.973	-0.923	0.001	0.001	-0.035	-0.024
310	15002	-3.355	-1.770	-3.400	-1.825	0.046	0.055	-0.062	-0.638
307	3071	1.213	0.620	1.209	0.585	0.004	0.035	0.022	0.563
3071	3072	-1.209	-0.584	-1.209	-0.584	0.000	0.000	-0.071	-0.000
307	3072	1.213	0.619	1.209	0.584	0.004	0.035	0.022	0.563
303	3032	0.848	0.429	0.845	0.405	0.004	0.025	0.016	0.584
3032	3031	0.845	0.405	0.845	0.405	0.000	0.000	0.051	0.000
303	3031	0.848	0.429	0.844	0.405	0.004	0.025	0.016	0.584
302	3022	1.269	0.727	1.264	0.684	0.005	0.042	0.025	0.662
3022	3021	1.264	0.684	1.264	0.684	0.000	0.000	0.079	0.000
302	3021	1.269	0.727	1.264	0.685	0.005	0.042	0.025	0.663
12	120001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6002	312	0.004	-0.000	0.004	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.001
30031	30032	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	16.959	9.762	16.896	9.624	0.062	0.138	0.098	0.721
11	110001	3.910	2.331	3.898	2.109	0.012	0.222	0.023	3.148
312	3121	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
309	3091	1.267	0.662	1.259	0.610	0.008	0.053	0.023	0.858
308	3081	0.633	0.403	0.630	0.380	0.004	0.023	0.012	0.788
9	9001	2.541	1.768	2.535	1.598	0.007	0.169	0.016	3.792
9001	9002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.993	3.181	4.992	3.181	0.000	0.000	0.031	0.011
305	3051	1.267	0.734	1.259	0.680	0.008	0.055	0.024	0.916

304	3041	2.121	1.181	2.109	1.069	0.012	0.111	0.040	1.050
9001	9003	2.535	1.598	2.528	1.499	0.007	0.098	0.016	2.286
8	8001	3.284	1.827	3.268	1.579	0.016	0.247	0.019	4.123
7	7001	2.861	1.739	2.848	1.539	0.013	0.199	0.017	3.926
15006	311	2.463	1.445	2.449	1.428	0.014	0.017	0.046	0.271
10	11	3.946	1.726	3.944	1.721	0.002	0.004	0.022	0.097
11	12	0.019	-0.218	0.019	-0.218	0.000	0.000	0.001	-0.013
301	3011	1.166	0.699	1.159	0.650	0.007	0.049	0.023	0.887
6001	6003	1.900	1.069	1.899	1.069	0.001	0.000	0.012	0.046
204	5	4.348	2.556	4.347	2.554	0.001	0.001	0.026	0.040
5	5001	4.333	2.492	4.317	2.209	0.016	0.283	0.026	3.537
4	4001	3.174	1.766	3.158	1.529	0.016	0.236	0.019	4.053
2	2002	3.385	1.892	3.368	1.629	0.017	0.262	0.020	4.238
1	1001	2.962	1.890	2.948	1.679	0.014	0.210	0.018	4.082

ДОДАТОК Г

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.: 116.074 МВт / 1016.806 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.540 МВт / 985.850 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.397 МВт / 10.352 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.397 МВт / 10.352 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.671 МВт / 5.877 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.520 МВт / 2.248 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.191 МВт / 8.125 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.278 МВт / 18.477 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-46.903	-23.244	115.000	0.00
201		0.000	0.000	113.709	-0.30
1		0.000	0.000	113.457	-0.37
202		0.000	0.000	113.243	-0.44
2		0.000	0.000	111.805	-0.78
203		0.000	0.000	110.727	-1.04
3		0.000	0.000	110.716	-1.04
4		0.000	0.000	109.872	-1.26
204		0.000	0.000	109.673	-1.31
5		0.000	0.000	109.633	-1.32
6		0.000	0.000	109.547	-1.36
7		0.000	0.000	109.849	-1.32
8		0.000	0.000	110.235	-1.27
205		0.000	0.000	110.545	-1.20
9		0.000	0.000	110.713	-1.14
206		0.000	0.000	112.689	-0.72
207		0.000	0.000	114.685	-0.11
300		-64.671	-37.372	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.568	-0.16
10		0.000	0.000	113.849	-0.42

11	0.000	0.000	113.753	-0.46
12	0.000	0.000	113.766	-0.46
13	0.000	0.000	114.568	-0.16
209	0.000	0.000	114.568	-0.16
14	0.000	0.000	112.822	-0.73
15	0.000	0.000	112.637	-0.79
211	0.000	0.000	114.950	-0.02
200	0.000	0.000	114.356	-0.26
210	0.000	0.000	114.120	-0.34
16	0.000	0.000	113.232	-0.60
301	0.000	0.000	34.308	-5.39
302	0.000	0.000	33.852	-5.77
303	0.000	0.000	34.061	-5.75
401	0.000	0.000	34.590	-5.48
304	0.000	0.000	34.817	-5.32
305	0.000	0.000	35.248	-5.01
306	0.000	0.000	35.323	-4.97
307	0.000	0.000	34.932	-5.28
308	0.000	0.000	34.924	-5.24
309	0.000	0.000	35.090	-5.10
402	0.000	0.000	35.478	-4.81
310	0.000	0.000	35.501	-4.79
311	0.000	0.000	35.857	-4.54
312	0.000	0.000	35.509	-4.52
1001	2.950	1.680	10.477	-3.26
2002	3.370	1.630	10.312	-4.20
3003	4.950	2.680	10.210	-4.20
30031	0.000	0.000	108.209	-3.03
30032	0.000	0.000	36.227	-3.03
30033	0.000	0.000	10.210	-4.21
4001	3.160	1.530	10.146	-4.57
5001	4.320	2.210	10.167	-4.19
6001	0.000	0.000	106.986	-3.64
6002	0.000	0.000	35.510	-4.52
6003	1.900	1.070	10.228	-3.63
7001	2.850	1.540	10.149	-4.30
8001	3.270	1.580	10.169	-4.68
9001	0.000	0.000	107.003	-3.85
9002	0.000	0.000	35.823	-3.85
9003	2.530	1.500	10.031	-5.47
100001	0.000	0.000	112.635	-1.40
100002	0.000	0.000	26.933	-1.40
100003	12.860	7.280	10.701	-2.02
110001	3.900	2.110	10.592	-2.85
1000001	0.000	0.000	112.634	-1.40
1000002	0.000	0.000	26.933	-1.40
130001	0.000	0.000	112.912	-1.49
130003	0.000	0.000	37.802	-1.49
130004	6.740	3.830	10.792	-1.47
130006	0.000	0.000	112.916	-1.49
130007	0.000	0.000	37.802	-1.49
130008	0.000	0.000	10.792	-1.47
140001	0.000	0.000	111.734	-1.67

140002		0.000	0.000	26.718	-1.67
140003		7.590	4.100	10.682	-1.66
140005		0.000	0.000	111.738	-1.68
140006		0.000	0.000	26.718	-1.67
140007		0.000	0.000	10.682	-1.66
15001		0.000	0.000	108.474	-4.23
15002		0.000	0.000	36.121	-4.38
15003		5.900	2.860	10.357	-4.18
15005		0.000	0.000	108.111	-4.45
15006		0.000	0.000	36.122	-4.38
15007		0.000	0.000	10.357	-4.18
16001		0.000	0.000	112.023	-1.58
16002		0.000	0.000	37.488	-1.57
16003		4.530	2.570	10.679	-1.78
16005		0.000	0.000	111.754	-1.80
16006		0.000	0.000	37.488	-1.57
16007		0.000	0.000	10.680	-1.78
3011		1.160	0.650	10.533	-7.08
3021		2.530	1.370	10.456	-7.15
3022		0.000	0.000	10.456	-7.15
3031		1.690	0.810	10.544	-7.01
3032		0.000	0.000	10.544	-7.01
3041		2.110	1.070	10.656	-7.54
3051		1.260	0.680	10.821	-6.75
3061		2.210	1.250	6.268	-6.08
3062		0.000	0.000	6.268	-6.08
3071		2.420	1.170	10.824	-6.53
3072		0.000	0.000	10.825	-6.53
3081		0.630	0.380	10.753	-6.60
3091		1.260	0.610	10.792	-6.88
3101		1.370	0.780	11.021	-5.71
3102		0.000	0.000	11.021	-5.71
3111		1.050	0.570	10.882	-7.08
3112		1.370	0.710	10.882	-7.08
3121		0.000	0.000	11.159	-4.52
1000003		0.000	0.000	10.702	-2.02
120001		0.000	0.000	10.881	-0.46
701		0.000	0.000	109.882	-1.30
702		0.000	0.000	112.551	-0.76
703		0.000	0.000	110.083	-1.26
704	CEC	0.000	0.000	110.037	-1.25
701010		2.530	1.500	10.561	-4.32
7010010		0.000	0.000	10.561	-4.32
7020010		9.170	4.180	10.467	-3.65
702010		0.000	0.000	10.467	-3.65
703010		10.960	5.310	10.137	-4.90
7030010		0.000	0.000	10.138	-4.90
704010		-4.500	0.000	10.545	1.10
7040010		0.000	0.000	10.545	1.10

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	3.084	1.868	3.068	1.635	0.015	0.233	0.019	4.237
3003	30033	-1.879	-1.044	-1.879	-1.044	0.000	0.000	-0.121	-0.000
30031	30033	1.882	1.097	1.879	1.044	0.004	0.053	0.012	1.596
3	30031	1.886	1.189	1.882	1.097	0.004	0.091	0.012	2.639
100	201	22.513	10.746	22.316	10.508	0.197	0.236	0.125	1.292
201	1	22.316	10.775	22.280	10.723	0.036	0.052	0.126	0.253
1	202	19.307	8.862	19.280	8.824	0.026	0.038	0.108	0.215
202	2	19.280	9.149	19.089	8.919	0.190	0.229	0.109	1.445
203	4	10.582	4.682	10.519	4.605	0.064	0.076	0.060	0.863
4	204	7.335	3.150	7.324	3.138	0.010	0.012	0.042	0.202
204	6	2.976	0.867	2.973	0.864	0.003	0.003	0.016	0.128
6	7	-2.282	-1.810	-2.287	-1.817	0.005	0.006	-0.015	-0.304
7	8	-3.186	-2.628	-3.195	-2.640	0.009	0.012	-0.022	-0.388
8	205	-6.490	-4.005	-6.503	-4.025	0.013	0.019	-0.040	-0.313
205	9	-6.503	-3.745	-6.510	-3.757	0.006	0.012	-0.039	-0.170
9	206	-20.213	-12.891	-20.476	-13.272	0.262	0.380	-0.125	-1.990
206	207	-29.711	-17.088	-30.051	-17.710	0.339	0.620	-0.175	-2.004
207	300	-30.051	-17.337	-30.099	-17.444	0.048	0.107	-0.174	-0.315
702	702010	4.599	2.381	4.583	2.087	0.016	0.293	0.027	3.326
702010	7020010	4.583	2.087	4.583	2.087	0.000	0.000	0.277	0.000
702	7020010	4.598	2.385	4.581	2.091	0.016	0.293	0.027	3.330
9	703	11.149	7.925	11.102	7.857	0.047	0.068	0.071	0.634
703	704	0.069	1.757	0.069	1.757	0.000	0.001	0.009	0.046
704	701	4.534	1.711	4.529	1.704	0.005	0.007	0.025	0.157
701	7	1.973	0.176	1.973	0.176	0.001	0.001	0.010	0.034
701	701010	1.272	0.848	1.264	0.750	0.008	0.098	0.008	4.544
701010	7010010	-1.264	-0.749	-1.264	-0.749	0.000	0.000	-0.080	-0.000
701	7010010	1.273	0.848	1.264	0.749	0.008	0.098	0.008	4.543
704	704010	-2.243	0.091	-2.249	-0.001	0.006	0.091	-0.012	-0.214
704010	7040010	2.249	-0.001	2.249	-0.001	0.000	0.000	0.123	0.000
704	7040010	-2.242	0.092	-2.249	0.001	0.006	0.091	-0.012	-0.212
703	703010	5.501	3.114	5.476	2.656	0.025	0.456	0.033	4.461
703010	7030010	-5.477	-2.651	-5.478	-2.651	0.000	0.000	-0.346	-0.001
703	7030010	5.503	3.109	5.478	2.651	0.025	0.456	0.033	4.455
302	3021	1.269	0.728	1.264	0.685	0.005	0.043	0.025	0.668
3021	3022	-1.264	-0.684	-1.264	-0.684	0.000	0.000	-0.079	-0.000
302	3022	1.269	0.727	1.264	0.684	0.005	0.043	0.025	0.668
303	3031	0.848	0.430	0.844	0.405	0.004	0.025	0.016	0.588
3031	3032	-0.845	-0.405	-0.845	-0.405	0.000	0.000	-0.051	-0.000
303	3032	0.848	0.429	0.845	0.405	0.004	0.025	0.016	0.588
311	3111	1.222	0.717	1.209	0.640	0.012	0.077	0.023	1.383
3111	3112	0.160	0.070	0.160	0.070	0.000	0.000	0.009	0.000
311	3112	1.222	0.717	1.209	0.640	0.012	0.077	0.023	1.383
15001	15002	0.662	1.139	0.661	1.131	0.000	0.008	0.007	0.601
15	15001	8.189	5.150	8.169	4.479	0.020	0.668	0.050	4.446
15	15005	14.198	9.238	14.165	7.981	0.033	1.252	0.087	4.840
15005	15006	15.760	8.454	15.720	8.454	0.040	0.000	0.095	0.207
15006	15002	13.256	7.059	13.256	7.059	0.000	0.000	0.240	0.000

15005	15007	-1.595	-0.474	-1.596	-0.482	0.000	0.008	-0.009	-0.211
15007	15003	-1.596	-0.482	-1.596	-0.482	0.000	0.000	-0.093	-0.000
15001	15003	7.508	3.340	7.492	3.340	0.016	0.000	0.044	0.181
2	203	15.693	7.474	15.575	7.332	0.118	0.142	0.090	1.086
6	6001	5.229	3.030	5.221	2.753	0.008	0.276	0.032	2.747
6001	6002	3.321	1.684	3.318	1.619	0.003	0.065	0.020	1.032
6002	301	3.313	1.688	3.226	1.582	0.087	0.105	0.060	1.243
301	302	2.055	0.922	2.034	0.896	0.021	0.026	0.038	0.476
303	401	-2.222	-1.438	-2.249	-1.471	0.027	0.033	-0.045	-0.543
401	304	-2.249	-1.439	-2.260	-1.454	0.011	0.016	-0.044	-0.235
304	305	-4.387	-2.649	-4.426	-2.706	0.039	0.057	-0.085	-0.447
305	15002	-5.697	-3.436	-5.800	-3.584	0.102	0.148	-0.109	-0.902
15	100	-12.411	-7.629	-12.562	-7.964	0.150	0.334	-0.075	-2.374
14	140001	3.796	2.135	3.793	2.053	0.002	0.082	0.022	1.127
140001	140002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
140002	140006	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
140005	140006	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	140005	3.799	2.128	3.797	2.045	0.002	0.082	0.022	1.123
140005	140007	3.799	2.038	3.797	2.038	0.002	0.000	0.022	0.051
140007	140003	3.797	2.038	3.797	2.038	0.000	0.000	0.233	0.000
140001	140003	3.791	2.059	3.788	2.059	0.002	0.000	0.022	0.051
16	16001	1.555	0.917	1.554	0.881	0.001	0.036	0.009	1.245
16001	16002	0.992	0.415	0.992	0.415	0.000	0.000	0.006	0.046
16002	16006	0.992	0.415	0.992	0.415	0.000	0.000	0.017	0.000
16005	16006	-0.991	-0.410	-0.992	-0.415	0.000	0.005	-0.006	-0.236
16	16005	2.981	1.781	2.979	1.696	0.003	0.085	0.018	1.527
16005	16007	3.970	2.106	3.966	2.106	0.004	0.000	0.023	0.095
16007	16003	3.966	2.106	3.966	2.106	0.000	0.000	0.242	0.000
16001	16003	0.562	0.466	0.562	0.462	0.000	0.003	0.004	0.381
302	303	-0.515	-0.576	-0.518	-0.580	0.003	0.004	-0.013	-0.208
15	14	-10.033	-6.075	-10.043	-6.096	0.010	0.021	-0.060	-0.187
14	16	-7.096	-3.002	-7.115	-3.029	0.019	0.027	-0.039	-0.412
16	210	-11.699	-5.438	-11.766	-5.534	0.066	0.096	-0.066	-0.893
210	200	-11.766	-5.110	-11.784	-5.136	0.018	0.026	-0.065	-0.237
200	211	-11.784	-4.763	-11.824	-4.838	0.041	0.074	-0.064	-0.595
211	100	-11.824	-4.528	-11.828	-4.534	0.003	0.006	-0.063	-0.050
130006	130008	3.374	1.908	3.370	1.908	0.003	0.000	0.020	0.080
130008	130004	3.370	1.908	3.370	1.908	0.000	0.000	0.207	0.000
130001	130004	3.369	1.920	3.366	1.920	0.003	0.000	0.020	0.080
130001	130003	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
130003	130007	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
130006	130007	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
13	130006	3.375	2.019	3.372	1.912	0.003	0.107	0.020	1.690
13	130001	3.373	2.023	3.370	1.916	0.003	0.107	0.020	1.694
10	100001	6.433	3.883	6.429	3.731	0.004	0.151	0.038	1.245
100001	100002	0.008	-0.017	0.008	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
100002	1000002	0.008	-0.017	0.008	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
1000001	1000002	-0.008	0.017	-0.008	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000001	6.434	3.883	6.430	3.732	0.004	0.151	0.038	1.246
1000001	1000003	6.438	3.714	6.434	3.621	0.004	0.093	0.038	0.786
1000003	100003	6.434	3.621	6.434	3.621	0.000	0.000	0.398	0.001
100001	100003	6.422	3.748	6.418	3.655	0.004	0.093	0.038	0.792
14	209	-10.636	-6.724	-10.731	-6.936	0.095	0.211	-0.064	-1.755

209	13	6.444	3.877	6.444	3.877	0.000	0.000	0.038	0.000
13	208	-0.361	-0.528	-0.361	-0.528	0.000	0.000	-0.003	-0.000
208	300	-17.320	-9.920	-17.358	-10.005	0.038	0.084	-0.100	-0.432
209	300	-17.175	-9.839	-17.213	-9.923	0.038	0.084	-0.100	-0.432
306	3062	1.108	0.654	1.105	0.624	0.003	0.030	0.021	0.563
3062	3061	1.105	0.624	1.105	0.624	0.000	0.000	0.117	0.000
306	3061	1.107	0.656	1.104	0.625	0.003	0.030	0.021	0.564
307	3071	1.213	0.620	1.209	0.585	0.004	0.035	0.022	0.564
3071	3072	-1.209	-0.584	-1.209	-0.584	0.000	0.000	-0.072	-0.000
307	3072	1.213	0.619	1.209	0.584	0.004	0.035	0.022	0.564
310	3101	0.440	0.242	0.438	0.232	0.002	0.010	0.008	0.482
3101	3102	-0.931	-0.548	-0.931	-0.548	0.000	0.000	-0.056	-0.000
310	3102	0.933	0.570	0.931	0.548	0.002	0.022	0.018	0.482
15002	306	4.717	2.845	4.641	2.735	0.076	0.110	0.088	0.825
306	307	2.412	1.384	2.392	1.356	0.019	0.028	0.045	0.407
307	308	-0.045	0.088	-0.045	0.088	0.000	0.000	-0.002	0.006
308	309	-0.681	-0.285	-0.684	-0.288	0.003	0.003	-0.012	-0.174
309	402	-1.955	-0.926	-1.972	-0.946	0.017	0.020	-0.036	-0.401
402	310	-1.972	-0.922	-1.973	-0.923	0.001	0.001	-0.035	-0.024
310	15002	-3.355	-1.770	-3.400	-1.825	0.046	0.055	-0.062	-0.639
301	3011	1.167	0.700	1.159	0.650	0.007	0.050	0.023	0.896
206	702	9.235	4.721	9.226	4.709	0.008	0.012	0.053	0.140
312	3121	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9003	2.535	1.602	2.528	1.499	0.007	0.103	0.016	2.366
203	3	4.993	3.184	4.992	3.184	0.000	0.000	0.031	0.011
30031	30032	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15006	311	2.463	1.446	2.449	1.428	0.014	0.017	0.046	0.272
208	10	16.959	9.762	16.896	9.624	0.062	0.138	0.098	0.721
10	11	3.946	1.726	3.944	1.721	0.002	0.004	0.022	0.097
11	110001	3.910	2.331	3.898	2.109	0.012	0.222	0.023	3.148
9001	9002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3081	0.633	0.403	0.630	0.380	0.004	0.023	0.012	0.789
8	8001	3.285	1.836	3.268	1.579	0.017	0.256	0.020	4.250
309	3091	1.267	0.663	1.259	0.610	0.008	0.053	0.023	0.860
6002	312	0.004	-0.000	0.004	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.001
7	7001	2.862	1.744	2.848	1.539	0.014	0.204	0.018	4.011
11	12	0.019	-0.218	0.019	-0.218	0.000	0.000	0.001	-0.013
12	120001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
304	3041	2.121	1.181	2.109	1.069	0.012	0.111	0.040	1.054
9	9001	2.542	1.780	2.535	1.602	0.007	0.177	0.016	3.928
305	3051	1.267	0.735	1.259	0.680	0.008	0.055	0.024	0.918
6001	6003	1.900	1.069	1.899	1.069	0.001	0.000	0.012	0.046
204	5	4.348	2.560	4.347	2.559	0.001	0.002	0.027	0.041
5	5001	4.333	2.498	4.317	2.209	0.016	0.288	0.026	3.591
4	4001	3.174	1.770	3.158	1.529	0.016	0.240	0.019	4.111
2	2002	3.386	1.895	3.368	1.629	0.018	0.264	0.020	4.269
1	1001	2.962	1.891	2.948	1.679	0.014	0.211	0.018	4.094

ДОДАТОК Д

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.: 40.342 МВт / 353.398 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 39.400 МВт / 345.144 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.261 МВт / 1.128 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.261 МВт / 1.128 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.642 МВт / 5.627 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.061 МВт / 0.265 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.704 МВт / 5.893 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.625 МВт / 7.020 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-16.085	-3.931	110.000	0.00
201		0.000	0.000	109.636	-0.15
1		0.000	0.000	109.565	-0.18
202		0.000	0.000	109.507	-0.21
2		0.000	0.000	109.094	-0.38
203		0.000	0.000	108.784	-0.50
3		0.000	0.000	108.780	-0.50
4		0.000	0.000	108.542	-0.60
204		0.000	0.000	108.486	-0.62
5		0.000	0.000	108.472	-0.62
6		0.000	0.000	108.459	-0.64
7		0.000	0.000	108.575	-0.63
8		0.000	0.000	108.690	-0.60
205		0.000	0.000	108.778	-0.56
9		0.000	0.000	108.820	-0.54
206		0.000	0.000	109.373	-0.33
207		0.000	0.000	109.919	-0.05
300		-22.657	-7.897	110.000	0.00
208		0.000	0.000	109.866	-0.07
10		0.000	0.000	109.626	-0.17

11	0.000	0.000	109.603	-0.19
12	0.000	0.000	109.615	-0.20
13	0.000	0.000	109.866	-0.07
209	0.000	0.000	109.867	-0.07
14	0.000	0.000	109.346	-0.31
15	0.000	0.000	109.290	-0.34
211	0.000	0.000	109.988	-0.01
200	0.000	0.000	109.829	-0.12
210	0.000	0.000	109.758	-0.15
16	0.000	0.000	109.474	-0.26
301	0.000	0.000	35.545	-2.04
302	0.000	0.000	35.381	-2.14
303	0.000	0.000	35.443	-2.12
401	0.000	0.000	35.617	-2.01
304	0.000	0.000	35.690	-1.95
305	0.000	0.000	35.830	-1.84
306	0.000	0.000	35.846	-1.83
307	0.000	0.000	35.722	-1.93
308	0.000	0.000	35.727	-1.92
309	0.000	0.000	35.779	-1.87
402	0.000	0.000	35.896	-1.77
310	0.000	0.000	35.903	-1.76
311	0.000	0.000	36.019	-1.69
312	0.000	0.000	35.946	-1.75
1001	1.000	0.600	10.348	-1.21
2002	1.200	0.600	10.299	-1.62
3003	1.700	0.900	10.281	-1.60
30031	0.000	0.000	107.974	-1.19
30032	0.000	0.000	36.148	-1.19
30033	0.000	0.000	10.281	-1.60
4001	1.100	0.500	10.267	-1.76
5001	1.500	0.800	10.264	-1.62
6001	0.000	0.000	107.646	-1.45
6002	0.000	0.000	35.946	-1.75
6003	0.700	0.400	10.294	-1.45
7001	1.000	0.500	10.272	-1.68
8001	1.100	0.600	10.262	-1.74
9001	0.000	0.000	107.658	-1.51
9002	0.000	0.000	36.042	-1.51
9003	0.900	0.500	10.231	-2.08
100001	0.000	0.000	109.206	-0.54
100002	0.000	0.000	26.113	-0.54
100003	4.500	2.500	10.420	-0.77
110001	1.400	0.700	10.387	-1.10
1000001	0.000	0.000	109.206	-0.54
1000002	0.000	0.000	26.113	-0.54
130001	0.000	0.000	109.291	-0.58
130003	0.000	0.000	36.589	-0.58
130004	2.400	1.300	10.451	-0.57
130006	0.000	0.000	109.292	-0.58
130007	0.000	0.000	36.589	-0.58
130008	0.000	0.000	10.451	-0.57
140001	0.000	0.000	108.967	-0.67

140002		0.000	0.000	26.056	-0.67
140003		2.700	1.400	10.421	-0.66
140005		0.000	0.000	108.968	-0.67
140006		0.000	0.000	26.056	-0.67
140007		0.000	0.000	10.421	-0.66
15001		0.000	0.000	108.023	-1.57
15002		0.000	0.000	36.108	-1.62
15003		2.100	1.000	10.326	-1.55
15005		0.000	0.000	107.930	-1.64
15006		0.000	0.000	36.108	-1.62
15007		0.000	0.000	10.326	-1.55
16001		0.000	0.000	109.045	-0.63
16002		0.000	0.000	36.501	-0.62
16003		1.600	0.900	10.417	-0.70
16005		0.000	0.000	108.948	-0.71
16006		0.000	0.000	36.501	-0.62
16007		0.000	0.000	10.417	-0.70
3011		0.400	0.200	11.097	-2.58
3021		0.900	0.500	11.057	-2.59
3022		0.000	0.000	11.057	-2.59
3031		0.600	0.300	11.084	-2.53
3032		0.000	0.000	11.084	-2.53
3041		0.700	0.400	11.118	-2.64
3051		0.400	0.200	11.187	-2.37
3061		0.800	0.400	6.423	-2.22
3062		0.000	0.000	6.423	-2.22
3071		0.800	0.400	11.176	-2.32
3072		0.000	0.000	11.176	-2.32
3081		0.200	0.100	11.170	-2.34
3091		0.400	0.200	11.171	-2.40
3101		0.500	0.300	11.233	-2.09
3102		0.000	0.000	11.233	-2.09
3111		0.400	0.200	11.199	-2.62
3112		0.500	0.200	11.199	-2.62
3121		0.000	0.000	11.297	-1.75
1000003		0.000	0.000	10.420	-0.77
120001		0.000	0.000	10.484	-0.20
701		0.000	0.000	108.582	-0.62
702		0.000	0.000	109.325	-0.34
703		0.000	0.000	108.628	-0.59
704	CEC	0.000	0.000	108.625	-0.59
701010		0.900	0.500	10.720	-1.69
7010010		0.000	0.000	10.720	-1.69
7020010		3.200	1.500	10.352	-1.39
702010		0.000	0.000	10.352	-1.39
703010		3.800	1.900	10.257	-1.85
7030010		0.000	0.000	10.257	-1.85
704010		-1.600	0.000	10.399	0.26
7040010		0.000	0.000	10.399	0.26

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.055	0.576	1.054	0.549	0.002	0.027	0.006	1.327
3003	30033	-0.645	-0.351	-0.645	-0.351	0.000	0.000	-0.041	-0.000
30031	30033	0.646	0.357	0.645	0.351	0.000	0.006	0.004	0.501
3	30031	0.646	0.367	0.646	0.357	0.000	0.010	0.004	0.825
100	201	7.605	1.626	7.584	1.601	0.021	0.025	0.041	0.365
201	1	7.584	1.848	7.581	1.843	0.004	0.006	0.041	0.071
1	202	6.570	1.246	6.567	1.241	0.003	0.004	0.035	0.058
202	2	6.567	1.545	6.546	1.521	0.020	0.024	0.036	0.415
203	4	3.599	0.751	3.592	0.743	0.007	0.008	0.019	0.244
4	204	2.482	0.523	2.480	0.522	0.001	0.001	0.013	0.057
204	6	0.966	-0.089	0.965	-0.089	0.000	0.000	0.005	0.028
6	7	-0.897	-0.667	-0.897	-0.668	0.001	0.001	-0.006	-0.117
7	8	-1.177	-0.619	-1.178	-0.620	0.001	0.001	-0.007	-0.116
8	205	-2.289	-0.792	-2.290	-0.794	0.001	0.002	-0.013	-0.089
205	9	-2.290	-0.524	-2.291	-0.525	0.001	0.001	-0.012	-0.042
9	206	-7.106	-2.482	-7.133	-2.521	0.027	0.039	-0.040	-0.556
206	207	-10.364	-3.190	-10.400	-3.256	0.036	0.066	-0.057	-0.548
207	300	-10.400	-2.913	-10.405	-2.925	0.005	0.011	-0.057	-0.081
702	702010	1.601	0.786	1.599	0.749	0.002	0.037	0.009	1.123
702010	7020010	1.599	0.749	1.599	0.749	0.000	0.000	0.098	0.000
702	7020010	1.601	0.787	1.599	0.750	0.002	0.037	0.009	1.125
9	703	3.902	1.977	3.897	1.969	0.005	0.007	0.023	0.192
703	704	0.066	0.081	0.066	0.081	0.000	0.000	0.001	0.003
704	701	1.644	0.192	1.643	0.191	0.001	0.001	0.009	0.044
701	7	0.731	-0.168	0.731	-0.168	0.000	0.000	0.004	0.007
701	701010	0.451	0.262	0.450	0.250	0.001	0.012	0.003	1.424
701010	7010010	-0.450	-0.250	-0.450	-0.250	0.000	0.000	-0.028	-0.000
701	7010010	0.451	0.262	0.450	0.250	0.001	0.012	0.003	1.423
704	704010	-0.799	0.012	-0.800	-0.000	0.001	0.012	-0.004	-0.101
704010	7040010	0.799	-0.000	0.799	-0.000	0.000	0.000	0.044	0.000
704	7040010	-0.799	0.012	-0.799	0.000	0.001	0.012	-0.004	-0.100
703	703010	1.901	1.005	1.898	0.950	0.003	0.054	0.011	1.444
703010	7030010	-1.899	-0.949	-1.899	-0.949	0.000	0.000	-0.119	-0.000
703	7030010	1.902	1.003	1.899	0.949	0.003	0.054	0.011	1.442
302	3021	0.450	0.255	0.450	0.250	0.001	0.005	0.008	0.208
3021	3022	-0.450	-0.250	-0.450	-0.250	0.000	0.000	-0.027	-0.000
302	3022	0.450	0.255	0.450	0.250	0.001	0.005	0.008	0.208
303	3031	0.300	0.153	0.300	0.150	0.000	0.003	0.005	0.186
3031	3032	-0.300	-0.150	-0.300	-0.150	0.000	0.000	-0.017	-0.000
303	3032	0.300	0.153	0.300	0.150	0.000	0.003	0.005	0.186
311	3111	0.451	0.209	0.450	0.200	0.002	0.009	0.008	0.405
3111	3112	0.050	-0.000	0.050	-0.000	0.000	0.000	0.003	0.000
311	3112	0.451	0.209	0.450	0.200	0.002	0.009	0.008	0.405
15001	15002	0.217	0.327	0.217	0.326	0.000	0.001	0.002	0.171
15	15001	2.830	1.468	2.827	1.390	0.002	0.077	0.017	1.306
15	15005	4.891	2.600	4.887	2.457	0.004	0.142	0.029	1.403
15005	15006	5.396	2.521	5.392	2.521	0.004	0.000	0.032	0.073
15006	15002	4.482	2.157	4.482	2.157	0.000	0.000	0.079	0.000

15005	15007	-0.510	-0.064	-0.510	-0.064	0.000	0.001	-0.003	-0.032
15007	15003	-0.510	-0.064	-0.510	-0.064	0.000	0.000	-0.029	-0.000
15001	15003	2.610	1.064	2.608	1.064	0.002	0.000	0.015	0.065
2	203	5.335	1.315	5.323	1.300	0.012	0.015	0.029	0.311
6	6001	1.837	0.927	1.836	0.894	0.001	0.033	0.011	0.840
6001	6002	1.136	0.494	1.136	0.487	0.000	0.007	0.007	0.289
6002	301	1.131	0.558	1.122	0.546	0.010	0.012	0.020	0.407
301	302	0.717	0.383	0.714	0.380	0.003	0.003	0.013	0.166
303	401	-0.807	-0.454	-0.810	-0.457	0.003	0.004	-0.015	-0.176
401	304	-0.810	-0.423	-0.811	-0.424	0.001	0.002	-0.015	-0.074
304	305	-1.518	-0.850	-1.522	-0.857	0.004	0.006	-0.028	-0.143
305	15002	-1.927	-1.057	-1.938	-1.072	0.011	0.016	-0.035	-0.282
15	100	-4.386	-1.883	-4.404	-1.922	0.017	0.038	-0.025	-0.712
14	140001	1.349	0.712	1.349	0.701	0.000	0.011	0.008	0.384
140001	140002	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	-0.001
140002	140006	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
140005	140006	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	0.001
14	140005	1.350	0.709	1.350	0.698	0.000	0.011	0.008	0.383
140005	140007	1.351	0.696	1.351	0.696	0.000	0.000	0.008	0.019
140007	140003	1.351	0.696	1.351	0.696	0.000	0.000	0.084	0.000
140001	140003	1.348	0.703	1.348	0.703	0.000	0.000	0.008	0.019
16	16001	0.549	0.311	0.548	0.307	0.000	0.005	0.003	0.434
16001	16002	0.350	0.144	0.350	0.144	0.000	0.000	0.002	0.017
16002	16006	0.350	0.144	0.350	0.144	0.000	0.000	0.006	0.000
16005	16006	-0.350	-0.143	-0.350	-0.144	0.000	0.001	-0.002	-0.082
16	16005	1.052	0.605	1.051	0.594	0.000	0.011	0.006	0.533
16005	16007	1.401	0.737	1.400	0.737	0.001	0.000	0.008	0.035
16007	16003	1.400	0.737	1.400	0.737	0.000	0.000	0.088	0.000
16001	16003	0.199	0.163	0.199	0.162	0.000	0.000	0.001	0.135
302	303	-0.198	-0.149	-0.198	-0.149	0.000	0.000	-0.004	-0.063
15	14	-3.388	-1.541	-3.389	-1.544	0.001	0.002	-0.020	-0.056
14	16	-2.414	-0.731	-2.416	-0.734	0.002	0.003	-0.013	-0.129
16	210	-4.061	-1.379	-4.069	-1.390	0.008	0.011	-0.023	-0.285
210	200	-4.069	-0.998	-4.071	-1.001	0.002	0.003	-0.022	-0.071
200	211	-4.071	-0.657	-4.075	-0.666	0.005	0.008	-0.022	-0.159
211	100	-4.075	-0.382	-4.076	-0.383	0.000	0.001	-0.021	-0.012
130006	130008	1.200	0.648	1.200	0.648	0.000	0.000	0.007	0.030
130008	130004	1.200	0.648	1.200	0.648	0.000	0.000	0.075	0.000
130001	130004	1.199	0.652	1.198	0.652	0.000	0.000	0.007	0.030
130001	130003	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	-0.001
130003	130007	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
130006	130007	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	0.001
13	130006	1.200	0.663	1.200	0.649	0.000	0.014	0.007	0.580
13	130001	1.200	0.665	1.199	0.650	0.000	0.014	0.007	0.581
10	100001	2.249	1.281	2.249	1.261	0.000	0.019	0.014	0.425
100001	100002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
100002	1000002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
1000001	1000002	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000001	2.250	1.281	2.249	1.261	0.000	0.019	0.014	0.425
1000001	1000003	2.252	1.255	2.251	1.243	0.000	0.012	0.014	0.268
1000003	100003	2.251	1.243	2.251	1.243	0.000	0.000	0.142	0.000
100001	100003	2.246	1.267	2.246	1.255	0.000	0.012	0.014	0.271
14	209	-3.763	-1.638	-3.774	-1.662	0.011	0.024	-0.022	-0.522

209	13	2.322	1.698	2.322	1.698	0.000	0.000	0.015	0.000
13	208	-0.130	0.036	-0.130	0.036	0.000	0.000	-0.001	-0.000
208	300	-6.147	-2.487	-6.152	-2.498	0.005	0.010	-0.035	-0.134
209	300	-6.096	-2.465	-6.100	-2.475	0.005	0.010	-0.034	-0.134
306	3062	0.400	0.203	0.400	0.200	0.000	0.004	0.007	0.167
3062	3061	0.400	0.200	0.400	0.200	0.000	0.000	0.040	0.000
306	3061	0.400	0.204	0.400	0.200	0.000	0.004	0.007	0.167
307	3071	0.400	0.204	0.400	0.200	0.000	0.004	0.007	0.168
3071	3072	-0.400	-0.200	-0.400	-0.200	0.000	0.000	-0.023	-0.000
307	3072	0.400	0.203	0.400	0.200	0.000	0.004	0.007	0.168
310	3101	0.160	0.091	0.160	0.089	0.000	0.001	0.003	0.167
3101	3102	-0.340	-0.210	-0.340	-0.210	0.000	0.000	-0.021	-0.000
310	3102	0.340	0.213	0.340	0.210	0.000	0.003	0.006	0.167
15002	306	1.609	0.894	1.600	0.881	0.008	0.012	0.029	0.266
306	307	0.786	0.433	0.784	0.430	0.002	0.003	0.014	0.125
307	308	-0.028	-0.008	-0.028	-0.008	0.000	0.000	-0.000	-0.005
308	309	-0.231	-0.078	-0.231	-0.078	0.000	0.000	-0.004	-0.053
309	402	-0.636	-0.258	-0.638	-0.259	0.002	0.002	-0.011	-0.119
402	310	-0.638	-0.235	-0.638	-0.235	0.000	0.000	-0.011	-0.007
310	15002	-1.147	-0.575	-1.152	-0.582	0.005	0.006	-0.021	-0.208
301	3011	0.400	0.205	0.400	0.200	0.001	0.005	0.007	0.247
206	702	3.231	1.521	3.230	1.519	0.001	0.001	0.019	0.048
312	3121	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9003	0.900	0.512	0.899	0.500	0.001	0.012	0.006	0.724
203	3	1.724	1.066	1.724	1.066	0.000	0.000	0.011	0.004
30031	30032	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15006	311	0.910	0.415	0.909	0.412	0.002	0.002	0.016	0.090
208	10	6.017	2.864	6.009	2.847	0.008	0.017	0.035	0.241
10	11	1.433	0.163	1.432	0.162	0.000	0.001	0.008	0.023
11	110001	1.401	0.728	1.399	0.700	0.002	0.029	0.008	1.027
9001	9002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3081	0.200	0.102	0.200	0.100	0.000	0.002	0.004	0.195
8	8001	1.101	0.630	1.099	0.600	0.002	0.030	0.007	1.449
309	3091	0.400	0.205	0.400	0.200	0.001	0.005	0.007	0.245
6002	312	0.004	-0.000	0.004	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.001
7	7001	1.001	0.524	0.999	0.500	0.002	0.024	0.006	1.220
11	12	0.018	-0.202	0.018	-0.202	0.000	0.000	0.001	-0.012
12	120001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	3041	0.701	0.412	0.700	0.400	0.001	0.012	0.013	0.330
9	9001	0.901	0.533	0.900	0.512	0.001	0.021	0.006	1.194
305	3051	0.400	0.205	0.400	0.200	0.001	0.005	0.007	0.244
6001	6003	0.700	0.400	0.700	0.400	0.000	0.000	0.004	0.017
204	5	1.515	0.894	1.515	0.894	0.000	0.000	0.009	0.014
5	5001	1.501	0.834	1.499	0.799	0.002	0.035	0.009	1.195
4	4001	1.101	0.528	1.099	0.500	0.002	0.028	0.006	1.243
2	2002	1.202	0.634	1.199	0.600	0.002	0.034	0.007	1.458
1	1001	1.001	0.625	0.999	0.600	0.002	0.025	0.006	1.399

ДОДАТОК Е

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.: 116.098 МВт / 1017.017 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.540 МВт / 985.850 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.402 МВт / 10.375 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.402 МВт / 10.375 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.744 МВт / 6.518 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.466 МВт / 2.015 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.211 МВт / 8.533 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.378 МВт / 18.908 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
7		0.000	0.000	114.925	-1.40
9		0.000	0.000	117.354	-0.94
206		0.000	0.000	119.011	-0.60
701		0.000	0.000	114.636	-1.44
702		0.000	0.000	118.880	-0.64
703		0.000	0.000	113.960	-1.56
704	СЕС	0.000	0.000	114.302	-1.48
701010		2.530	1.500	11.057	-4.21
7010010		0.000	0.000	11.057	-4.21
7020010		9.170	4.180	11.091	-3.22
702010		0.000	0.000	11.091	-3.22
703010		10.960	5.310	10.524	-4.95
7030010		0.000	0.000	10.524	-4.95
704010		-4.500	0.000	10.953	0.69
7040010		0.000	0.000	10.952	0.69

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

[illegible]

ДОДАТОК Є**РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВИЛЬНИХ
ПІДСТАНЦІЯХ****ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ**

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.982 МВт / 1016.004 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.540 МВт / 985.850 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.314 МВт / 9.994 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.314 МВт / 9.994 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.672 МВт / 5.887 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.511 МВт / 2.207 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.183 МВт / 8.094 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.188 МВт / 18.088 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
701		0.000	0.000	110.280	-1.43
702		0.000	0.000	112.769	-0.82
703		0.000	0.000	110.428	-1.37
704	СЕС	0.000	0.000	110.406	-1.36
701010		2.530	1.500	11.135	-4.51
7010010		0.000	-2.250	11.135	-4.51
7020010		9.170	4.180	10.572	-3.70
702010		0.000	-1.350	10.572	-3.70
703010		10.960	5.310	10.172	-4.98
7030010		0.000	0.000	10.172	-4.99
704010		-4.500	0.000	10.580	0.96
7040010		0.000	0.000	10.580	0.96

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Р _п , МВт	Q _п , МВАр	Р _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
702	702010	4.598	1.674	4.583	1.412	0.014	0.261	0.025	2.454
702010	7020010	4.583	2.761	4.583	2.761	0.000	0.000	0.292	0.000
702	7020010	4.596	1.678	4.581	1.416	0.014	0.260	0.025	2.459
9	703	11.193	6.968	11.149	6.905	0.043	0.063	0.068	0.596
703	704	0.118	0.812	0.117	0.812	0.000	0.000	0.004	0.023
704	701	4.582	0.768	4.578	0.762	0.004	0.006	0.024	0.128
701	7	2.027	1.539	2.026	1.538	0.001	0.001	0.013	0.063
701	701010	1.270	-0.303	1.264	-0.375	0.006	0.071	0.007	-0.759
701010	7010010	-1.264	-1.874	-1.264	-1.874	0.000	0.000	-0.117	-0.000
701	7010010	1.270	-0.304	1.264	-0.375	0.006	0.071	0.007	-0.760
704	704010	-2.243	0.091	-2.249	-0.001	0.006	0.091	-0.012	-0.224
704010	7040010	2.249	-0.001	2.249	-0.001	0.000	0.000	0.122	0.000
704	7040010	-2.242	0.092	-2.249	0.001	0.006	0.091	-0.012	-0.222
703	703010	5.501	3.111	5.476	2.656	0.025	0.453	0.033	4.455
703010	7030010	-5.477	-2.651	-5.478	-2.651	0.000	0.000	-0.345	-0.001
703	7030010	5.503	3.106	5.478	2.651	0.025	0.453	0.033	4.450

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ З ВСТАНОВЛЕНИМИ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯМ РПН

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.982 МВт / 1016.004 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.540 МВт / 985.850 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.314 МВт / 9.994 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.314 МВт / 9.994 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.672 МВт / 5.887 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.511 МВт / 2.207 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.183 МВт / 8.094 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.188 МВт / 18.088 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-46.771	-22.303	115.000	0.00
201		0.000	0.000	113.753	-0.31
1		0.000	0.000	113.510	-0.39
202		0.000	0.000	113.306	-0.46
2		0.000	0.000	111.925	-0.81
203		0.000	0.000	110.899	-1.09
3		0.000	0.000	110.888	-1.09
4		0.000	0.000	110.105	-1.33
204		0.000	0.000	109.926	-1.39
5		0.000	0.000	109.886	-1.40
6		0.000	0.000	109.836	-1.45
7		0.000	0.000	110.218	-1.44
8		0.000	0.000	110.568	-1.37
205		0.000	0.000	110.862	-1.29
9		0.000	0.000	111.019	-1.24
206		0.000	0.000	112.890	-0.77
207		0.000	0.000	114.714	-0.12
300		-64.711	-34.419	115.000	0.00

208	0.000	0.000	114.568	-0.16
10	0.000	0.000	113.850	-0.42
11	0.000	0.000	113.753	-0.46
12	0.000	0.000	113.766	-0.46
13	0.000	0.000	114.568	-0.16
209	0.000	0.000	114.569	-0.16
14	0.000	0.000	112.826	-0.73
15	0.000	0.000	112.642	-0.80
211	0.000	0.000	114.950	-0.02
200	0.000	0.000	114.357	-0.26
210	0.000	0.000	114.122	-0.34
16	0.000	0.000	113.235	-0.60
301	0.000	0.000	34.367	-5.44
302	0.000	0.000	33.901	-5.81
303	0.000	0.000	34.097	-5.78
401	0.000	0.000	34.616	-5.49
304	0.000	0.000	34.838	-5.33
305	0.000	0.000	35.265	-5.01
306	0.000	0.000	35.333	-4.97
307	0.000	0.000	34.941	-5.28
308	0.000	0.000	34.933	-5.24
309	0.000	0.000	35.100	-5.10
402	0.000	0.000	35.487	-4.81
310	0.000	0.000	35.510	-4.79
311	0.000	0.000	35.866	-4.54
312	0.000	0.000	35.582	-4.60
1001	2.950	1.680	10.482	-3.27
2002	3.370	1.630	10.324	-4.23
3003	4.950	2.680	10.227	-4.25
30031	0.000	0.000	108.386	-3.07
30032	0.000	0.000	36.286	-3.07
30033	0.000	0.000	10.228	-4.25
4001	3.160	1.530	10.169	-4.63
5001	4.320	2.210	10.192	-4.25
6001	0.000	0.000	107.231	-3.72
6002	0.000	0.000	35.583	-4.60
6003	1.900	1.070	10.252	-3.71
7001	2.850	1.540	10.186	-4.40
8001	3.270	1.580	10.202	-4.76
9001	0.000	0.000	107.322	-3.92
9002	0.000	0.000	35.930	-3.92
9003	2.530	1.500	10.062	-5.54
100001	0.000	0.000	112.635	-1.40
100002	0.000	0.000	26.933	-1.40
100003	12.860	7.280	10.701	-2.02
110001	3.900	2.110	10.592	-2.85
1000001	0.000	0.000	112.635	-1.40
1000002	0.000	0.000	26.933	-1.40
130001	0.000	0.000	112.912	-1.49
130003	0.000	0.000	37.802	-1.49
130004	6.740	3.830	10.792	-1.47
130006	0.000	0.000	112.916	-1.49
130007	0.000	0.000	37.802	-1.49

130008	0.000	0.000	10.792	-1.47
140001	0.000	0.000	111.738	-1.67
140002	0.000	0.000	26.719	-1.68
140003	7.590	4.100	10.683	-1.66
140005	0.000	0.000	111.742	-1.68
140006	0.000	0.000	26.719	-1.68
140007	0.000	0.000	10.683	-1.66
15001	0.000	0.000	108.497	-4.22
15002	0.000	0.000	36.130	-4.38
15003	5.900	2.860	10.360	-4.18
15005	0.000	0.000	108.138	-4.45
15006	0.000	0.000	36.131	-4.38
15007	0.000	0.000	10.359	-4.18
16001	0.000	0.000	112.026	-1.58
16002	0.000	0.000	37.489	-1.57
16003	4.530	2.570	10.680	-1.78
16005	0.000	0.000	111.757	-1.81
16006	0.000	0.000	37.489	-1.57
16007	0.000	0.000	10.680	-1.78
3011	1.160	0.650	10.552	-7.13
3021	2.530	1.370	10.472	-7.19
3022	0.000	0.000	10.472	-7.19
3031	1.690	0.810	10.556	-7.03
3032	0.000	0.000	10.556	-7.03
3041	2.110	1.070	10.663	-7.55
3051	1.260	0.680	10.827	-6.76
3061	2.210	1.250	6.269	-6.08
3062	0.000	0.000	6.269	-6.08
3071	2.420	1.170	10.827	-6.53
3072	0.000	0.000	10.828	-6.53
3081	0.630	0.380	10.756	-6.60
3091	1.260	0.610	10.795	-6.88
3101	1.370	0.780	11.024	-5.71
3102	0.000	0.000	11.024	-5.71
3111	1.050	0.570	10.885	-7.08
3112	1.370	0.710	10.885	-7.08
3121	0.000	0.000	11.182	-4.60
1000003	0.000	0.000	10.702	-2.02
120001	0.000	0.000	10.882	-0.46
701	0.000	0.000	110.280	-1.43
702	0.000	0.000	112.769	-0.82
703	0.000	0.000	110.428	-1.37
704	CEC	0.000	110.406	-1.36
701010	2.530	1.500	10.655	-4.51
7010010	0.000	-2.250	10.655	-4.51
7020010	9.170	4.180	10.572	-3.70
702010	0.000	-1.350	10.572	-3.70
703010	10.960	5.310	10.651	-4.98
7030010	0.000	0.000	10.652	-4.99
704010	-4.500	0.000	10.580	0.96
7040010	0.000	0.000	10.580	0.96

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	3.084	1.868	3.068	1.635	0.015	0.232	0.019	4.234
3003	30033	-1.879	-1.044	-1.879	-1.044	0.000	0.000	-0.121	-0.000
30031	30033	1.882	1.097	1.879	1.044	0.003	0.053	0.012	1.594
3	30031	1.886	1.188	1.882	1.097	0.003	0.091	0.012	2.638
100	201	22.387	9.850	22.197	9.622	0.189	0.227	0.123	1.248
201	1	22.197	9.888	22.162	9.838	0.034	0.050	0.123	0.244
1	202	19.190	7.978	19.164	7.941	0.025	0.037	0.106	0.206
202	2	19.164	8.266	18.982	8.047	0.182	0.219	0.106	1.388
203	4	10.481	3.822	10.422	3.751	0.059	0.071	0.058	0.803
4	204	7.238	2.298	7.229	2.287	0.009	0.011	0.040	0.182
204	6	2.880	0.019	2.878	0.016	0.002	0.003	0.015	0.093
6	7	-2.382	-2.716	-2.390	-2.726	0.008	0.010	-0.019	-0.382
7	8	-3.236	-2.168	-3.244	-2.179	0.008	0.011	-0.020	-0.353
8	205	-6.539	-3.540	-6.551	-3.558	0.013	0.018	-0.039	-0.297
205	9	-6.551	-3.277	-6.557	-3.288	0.006	0.011	-0.038	-0.159
9	206	-20.305	-11.460	-20.553	-11.819	0.247	0.357	-0.121	-1.887
206	207	-29.783	-14.215	-30.097	-14.790	0.313	0.572	-0.168	-1.834
207	300	-30.097	-14.417	-30.142	-14.516	0.044	0.099	-0.168	-0.286
702	702010	4.598	1.674	4.583	1.412	0.014	0.261	0.025	2.454
702010	7020010	4.583	2.761	4.583	2.761	0.000	0.000	0.292	0.000
702	7020010	4.596	1.678	4.581	1.416	0.014	0.260	0.025	2.459
9	703	11.193	6.968	11.149	6.905	0.043	0.063	0.068	0.596
703	704	0.118	0.812	0.117	0.812	0.000	0.000	0.004	0.023
704	701	4.582	0.768	4.578	0.762	0.004	0.006	0.024	0.128
701	7	2.027	1.539	2.026	1.538	0.001	0.001	0.013	0.063
701	701010	1.270	-0.303	1.264	-0.375	0.006	0.071	0.007	-0.758
701010	7010010	-1.264	-1.874	-1.264	-1.874	0.000	0.000	-0.122	-0.000
701	7010010	1.270	-0.304	1.264	-0.375	0.006	0.071	0.007	-0.760
704	704010	-2.243	0.091	-2.249	-0.001	0.006	0.091	-0.012	-0.224
704010	7040010	2.249	-0.001	2.249	-0.001	0.000	0.000	0.122	0.000
704	7040010	-2.242	0.092	-2.249	0.001	0.006	0.091	-0.012	-0.222
703	703010	5.501	3.110	5.476	2.655	0.025	0.453	0.033	4.455
703010	7030010	-5.477	-2.651	-5.478	-2.651	0.000	0.000	-0.329	-0.000
703	7030010	5.503	3.106	5.478	2.651	0.025	0.453	0.033	4.450
302	3021	1.269	0.728	1.264	0.685	0.005	0.043	0.025	0.668
3021	3022	-1.264	-0.684	-1.264	-0.684	0.000	0.000	-0.079	-0.000
302	3022	1.269	0.727	1.264	0.684	0.005	0.043	0.025	0.667
303	3031	0.848	0.430	0.844	0.405	0.004	0.025	0.016	0.588
3031	3032	-0.845	-0.405	-0.845	-0.405	0.000	0.000	-0.051	-0.000
303	3032	0.848	0.429	0.845	0.405	0.004	0.025	0.016	0.587
311	3111	1.222	0.717	1.209	0.640	0.012	0.077	0.023	1.383
3111	3112	0.160	0.070	0.160	0.070	0.000	0.000	0.009	0.000
311	3112	1.222	0.717	1.209	0.640	0.012	0.077	0.023	1.383
15001	15002	0.662	1.130	0.662	1.122	0.000	0.008	0.007	0.597
15	15001	8.187	5.127	8.167	4.458	0.020	0.666	0.049	4.428
15	15005	14.194	9.193	14.160	7.940	0.033	1.248	0.087	4.818
15005	15006	15.753	8.402	15.713	8.401	0.040	0.000	0.095	0.206

15006	15002	13.249	7.007	13.249	7.007	0.000	0.000	0.239	0.000
15005	15007	-1.593	-0.462	-1.593	-0.470	0.000	0.008	-0.009	-0.207
15007	15003	-1.593	-0.470	-1.593	-0.470	0.000	0.000	-0.092	-0.000
15001	15003	7.505	3.328	7.489	3.328	0.015	0.000	0.044	0.181
2	203	15.586	6.603	15.474	6.469	0.111	0.134	0.087	1.035
6	6001	5.234	3.090	5.226	2.811	0.008	0.277	0.032	2.795
6001	6002	3.326	1.742	3.322	1.676	0.003	0.066	0.020	1.061
6002	301	3.318	1.745	3.229	1.638	0.089	0.107	0.061	1.256
301	302	2.059	0.978	2.037	0.952	0.022	0.026	0.038	0.485
303	401	-2.218	-1.381	-2.245	-1.414	0.027	0.032	-0.044	-0.533
401	304	-2.245	-1.381	-2.255	-1.396	0.010	0.015	-0.044	-0.230
304	305	-4.382	-2.591	-4.421	-2.647	0.039	0.056	-0.084	-0.442
305	15002	-5.692	-3.377	-5.794	-3.524	0.101	0.146	-0.108	-0.895
15	100	-12.410	-7.603	-12.561	-7.938	0.150	0.333	-0.074	-2.369
14	140001	3.796	2.135	3.793	2.053	0.002	0.082	0.022	1.127
140001	140002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
140002	140006	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
140005	140006	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	140005	3.799	2.128	3.797	2.045	0.002	0.082	0.022	1.123
140005	140007	3.799	2.038	3.797	2.038	0.002	0.000	0.022	0.051
140007	140003	3.797	2.038	3.797	2.038	0.000	0.000	0.233	0.000
140001	140003	3.791	2.059	3.788	2.059	0.002	0.000	0.022	0.051
16	16001	1.555	0.917	1.554	0.881	0.001	0.036	0.009	1.245
16001	16002	0.992	0.415	0.992	0.415	0.000	0.000	0.006	0.046
16002	16006	0.992	0.415	0.992	0.415	0.000	0.000	0.017	0.000
16005	16006	-0.991	-0.410	-0.992	-0.415	0.000	0.005	-0.006	-0.236
16	16005	2.981	1.781	2.979	1.696	0.003	0.085	0.018	1.527
16005	16007	3.970	2.106	3.966	2.106	0.004	0.000	0.023	0.095
16007	16003	3.966	2.106	3.966	2.106	0.000	0.000	0.242	0.000
16001	16003	0.562	0.466	0.562	0.462	0.000	0.003	0.004	0.381
302	303	-0.511	-0.520	-0.514	-0.524	0.003	0.003	-0.012	-0.197
15	14	-10.028	-6.033	-10.038	-6.055	0.010	0.021	-0.060	-0.186
14	16	-7.092	-2.984	-7.111	-3.011	0.019	0.027	-0.039	-0.411
16	210	-11.695	-5.419	-11.762	-5.516	0.066	0.096	-0.066	-0.891
210	200	-11.762	-5.092	-11.780	-5.118	0.018	0.026	-0.065	-0.236
200	211	-11.780	-4.744	-11.820	-4.819	0.041	0.074	-0.064	-0.594
211	100	-11.820	-4.510	-11.824	-4.516	0.003	0.006	-0.063	-0.050
130006	130008	3.374	1.908	3.370	1.908	0.003	0.000	0.020	0.080
130008	130004	3.370	1.908	3.370	1.908	0.000	0.000	0.207	0.000
130001	130004	3.369	1.920	3.366	1.920	0.003	0.000	0.020	0.080
130001	130003	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
130003	130007	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
130006	130007	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
13	130006	3.375	2.019	3.372	1.912	0.003	0.107	0.020	1.690
13	130001	3.373	2.023	3.370	1.916	0.003	0.107	0.020	1.694
10	100001	6.433	3.883	6.429	3.731	0.004	0.151	0.038	1.245
100001	100002	0.008	-0.017	0.008	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
100002	1000002	0.008	-0.017	0.008	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
1000001	1000002	-0.008	0.017	-0.008	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000001	6.434	3.883	6.430	3.732	0.004	0.151	0.038	1.246
1000001	1000003	6.438	3.714	6.434	3.621	0.004	0.093	0.038	0.786
1000003	100003	6.434	3.621	6.434	3.621	0.000	0.000	0.398	0.001
100001	100003	6.422	3.748	6.418	3.655	0.004	0.093	0.038	0.792

14	209	-10.634	-6.700	-10.730	-6.911	0.095	0.211	-0.064	-1.751
209	13	6.444	3.889	6.444	3.889	0.000	0.000	0.038	0.000
13	208	-0.361	-0.516	-0.361	-0.516	0.000	0.000	-0.003	-0.000
208	300	-17.319	-9.908	-17.358	-9.992	0.038	0.084	-0.100	-0.432
209	300	-17.174	-9.827	-17.212	-9.911	0.038	0.083	-0.100	-0.432
306	3062	1.108	0.654	1.105	0.624	0.003	0.030	0.021	0.563
3062	3061	1.105	0.624	1.105	0.624	0.000	0.000	0.117	0.000
306	3061	1.107	0.656	1.104	0.625	0.003	0.030	0.021	0.563
307	3071	1.213	0.620	1.209	0.585	0.004	0.035	0.022	0.564
3071	3072	-1.209	-0.584	-1.209	-0.584	0.000	0.000	-0.071	-0.000
307	3072	1.213	0.619	1.209	0.584	0.004	0.035	0.022	0.564
310	3101	0.440	0.242	0.438	0.232	0.002	0.010	0.008	0.482
3101	3102	-0.931	-0.548	-0.931	-0.548	0.000	0.000	-0.056	-0.000
310	3102	0.933	0.570	0.931	0.548	0.002	0.022	0.018	0.482
15002	306	4.717	2.845	4.641	2.735	0.076	0.110	0.088	0.825
306	307	2.412	1.384	2.392	1.356	0.019	0.028	0.045	0.406
307	308	-0.045	0.088	-0.045	0.088	0.000	0.000	-0.002	0.006
308	309	-0.681	-0.285	-0.684	-0.288	0.003	0.003	-0.012	-0.174
309	402	-1.955	-0.926	-1.972	-0.946	0.017	0.020	-0.036	-0.401
402	310	-1.972	-0.922	-1.973	-0.923	0.001	0.001	-0.035	-0.024
310	15002	-3.355	-1.770	-3.400	-1.825	0.046	0.055	-0.062	-0.639
301	3011	1.166	0.700	1.159	0.650	0.007	0.050	0.023	0.895
206	702	9.230	3.305	9.223	3.294	0.007	0.011	0.050	0.122
312	3121	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9003	2.535	1.602	2.528	1.499	0.007	0.102	0.016	2.362
203	3	4.993	3.184	4.992	3.183	0.000	0.000	0.031	0.011
30031	30032	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15006	311	2.463	1.445	2.449	1.428	0.014	0.017	0.046	0.272
208	10	16.959	9.762	16.896	9.624	0.062	0.138	0.098	0.721
10	11	3.946	1.726	3.944	1.721	0.002	0.004	0.022	0.097
11	110001	3.910	2.331	3.898	2.109	0.012	0.222	0.023	3.148
9001	9002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3081	0.633	0.403	0.630	0.380	0.004	0.023	0.012	0.788
8	8001	3.285	1.834	3.268	1.579	0.017	0.254	0.020	4.245
309	3091	1.267	0.662	1.259	0.610	0.008	0.053	0.023	0.859
6002	312	0.004	-0.000	0.004	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.001
7	7001	2.862	1.743	2.848	1.539	0.014	0.203	0.018	4.005
11	12	0.019	-0.218	0.019	-0.218	0.000	0.000	0.001	-0.013
12	120001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
304	3041	2.121	1.181	2.109	1.069	0.012	0.111	0.040	1.053
9	9001	2.542	1.778	2.535	1.602	0.007	0.176	0.016	3.922
305	3051	1.267	0.735	1.259	0.680	0.008	0.055	0.024	0.918
6001	6003	1.900	1.069	1.899	1.069	0.001	0.000	0.012	0.046
204	5	4.348	2.559	4.347	2.557	0.001	0.002	0.026	0.040
5	5001	4.333	2.496	4.317	2.209	0.016	0.287	0.026	3.588
4	4001	3.174	1.769	3.158	1.529	0.016	0.239	0.019	4.108
2	2002	3.386	1.894	3.368	1.629	0.018	0.264	0.020	4.267
1	1001	2.962	1.890	2.948	1.679	0.014	0.211	0.018	4.093

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ

1 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД

ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 2.554 МВТ / 22382.207 ТИС.КВТ*Г

ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 2.530 МВТ / 22162.800 ТИС.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.001 МВТ / 8.668 ТИС.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 ТИС.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.001 МВТ / 8.668 ТИС.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.011 МВТ / 98.201 ТИС.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.012 МВТ / 112.537 ТИС.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.023 МВТ / 210.739 ТИС.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 0.024 МВТ / 219.407 ТИС.КВТ*Г (1.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
7		-2.552	0.631	111.070	0.00
701		0.000	0.000	111.046	-0.03
701010		2.530	1.500	10.728	-3.07
7010010		0.000	-2.250	10.728	-3.07

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QП,МВАР	РК,МВТ	QК,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I,КА	DU,КВ
701	701010	1.270	-0.304	1.264	-0.375	0.006	0.070	0.007	-0.903
701010	7010010	-1.264	-1.874	-1.264	-1.874	0.000	0.000	-0.121	-0.000
701	7010010	1.270	-0.305	1.264	-0.375	0.006	0.070	0.007	-0.904
7	701	2.552	-0.631	2.551	-0.632	0.001	0.001	0.014	0.024

2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД

ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 22.902 МВТ / 200.787 МЛН.КВТ*Г

ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 22.660 МВТ / 198.502 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.050 МВТ / 0.494 МЛН.КВТ*Г

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

СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.050 МВТ / 0.494 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.089 МВТ / 0.778 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.103 МВТ / 1.012 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.192 МВТ / 1.790 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 0.242 МВТ / 2.285 МЛН.КВТ*Г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
7		-0.225	3.088	110.220	0.00
701		0.000	0.000	110.282	-0.03
701010		2.530	1.500	10.656	-3.10
7010010		0.000	-2.250	10.656	-3.10
704		0.000	0.000	110.408	-0.01
703		0.000	0.000	110.430	-0.06
9		-8.937	-8.510	111.020	0.00
206		-9.230	-3.305	112.890	0.00
702		0.000	0.000	112.769	-0.04
70210		9.170	4.180	10.572	-2.92
702010		0.000	-1.350	10.572	-2.92
70310		10.960	5.310	10.652	-3.68
703010		0.000	0.000	10.652	-3.68
704010		-4.500	0.000	10.580	2.31
70410		0.000	0.000	10.580	2.31

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QП,МВАР	РК,МВТ	QК,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I,КА	DU,КВ
701	701010	1.270	-0.303	1.264	-0.375	0.006	0.071	0.007	-0.905
701010	7010010	-1.264	-1.874	-1.264	-1.874	0.000	0.000	-0.122	-0.000
701	7010010	1.270	-0.304	1.264	-0.375	0.006	0.071	0.007	-0.906
7	701	0.225	-3.088	0.224	-3.089	0.001	0.002	0.016	-0.062
701	704	-2.328	-2.313	-2.330	-2.316	0.002	0.003	-0.017	-0.125
704	703	2.135	-2.359	2.133	-2.362	0.002	0.002	0.017	-0.023
703	9	-8.899	-8.455	-8.937	-8.510	0.038	0.055	-0.064	-0.590
703	70310	5.501	3.110	5.476	2.655	0.025	0.453	0.033	4.303

70310	703010	-5.477	-2.651	-5.478	-2.651	0.000	0.000	-0.329	-0.000
703	703010	5.503	3.106	5.478	2.651	0.025	0.453	0.033	4.298
704	70410	-2.242	0.092	-2.249	0.001	0.006	0.091	-0.012	-0.116
70410	704010	-2.249	0.001	-2.249	0.001	0.000	0.000	-0.122	-0.000
704	704010	-2.243	0.091	-2.249	-0.001	0.006	0.091	-0.012	-0.118
702	702010	4.598	1.674	4.583	1.412	0.014	0.261	0.025	2.380
702010	70210	4.583	2.761	4.583	2.761	0.000	0.000	0.292	0.000
702	70210	4.596	1.678	4.581	1.416	0.014	0.260	0.025	2.384
206	702	9.230	3.305	9.223	3.294	0.007	0.011	0.050	0.121

ДОДАТОК І

ГРАФІЧНА ЧАСТИНА (ПРЕЗЕНТАЦІЯ)

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Магістерська кваліфікаційна робота на тему:

Розвиток Хмільницьких районних електричних
мереж в умовах розбудови відновлюваних джерел
енергії з аналізом їх диспетчеризації

Виконавець: ст. гр. 1ЕСМ-23м
Гук Олександр Олегович
Керівник: д.т.н., проф каф. ЕСС
Комар Вячеслав Олександрович

Вінниця ВНТУ 2024



У ПРОЦЕСІ **ПЛАНУВАННЯ РОЗВИТКУ** РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ НЕОБХІДНО ВРАХОВУВАТИ:

- Прогнозовані обсяги попиту на електричну енергію;
- Потужність електричних станцій в тому числі які виробляють електроенергію з альтернативних джерел енергії;
- Вплив ВДЕ;
- Пропускну спроможність ліній;
- План розвитку ОЕС України.

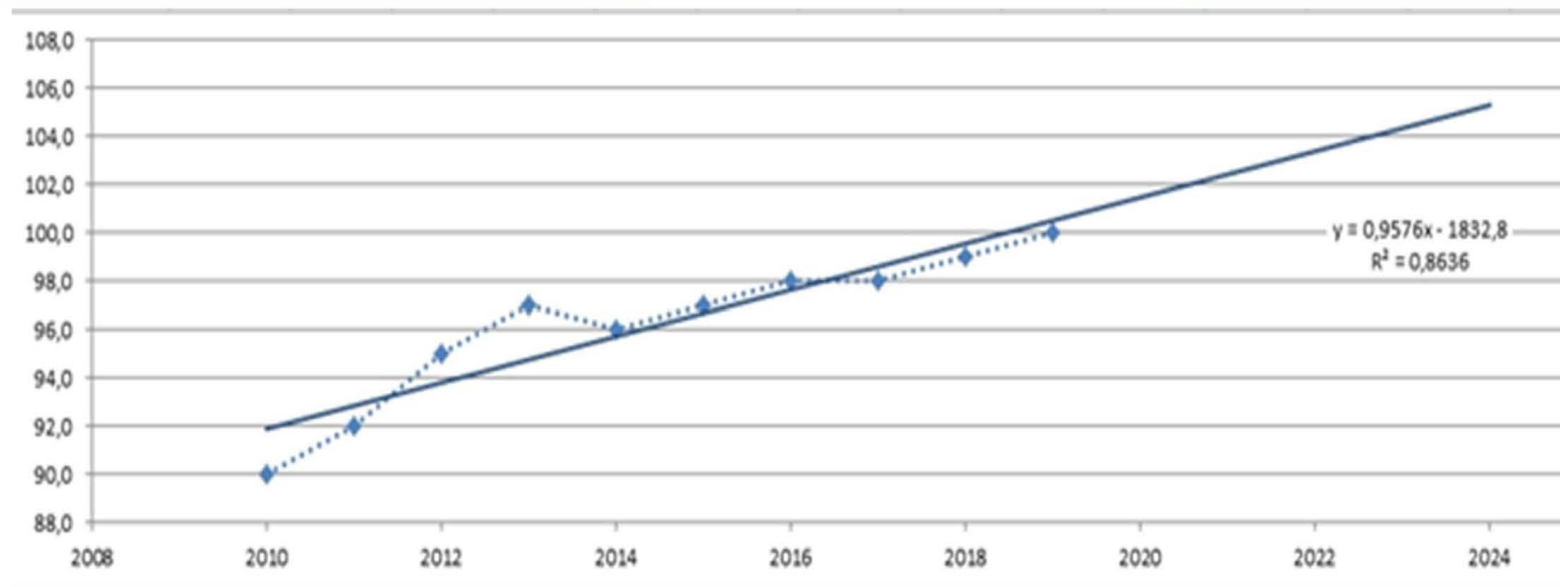


Рисунок 1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T



Рисунок 2 – Оптимальна схема ЕМ

- На першому році: будівництво лінії 7-701
- На другому році: будівництво ліній 701-704; 704-703; 703-709; 206-702.

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

- 01** забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;
 - 02** забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;
 - 03** враховувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;
- 

ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

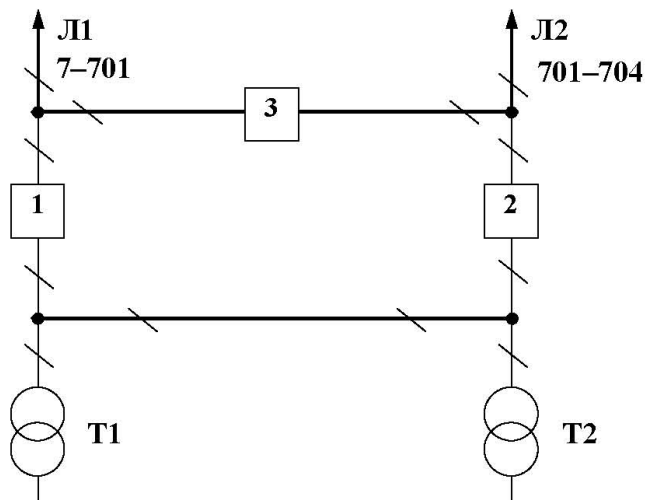


Рисунок 3 – Схема розподільчого пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704 – місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

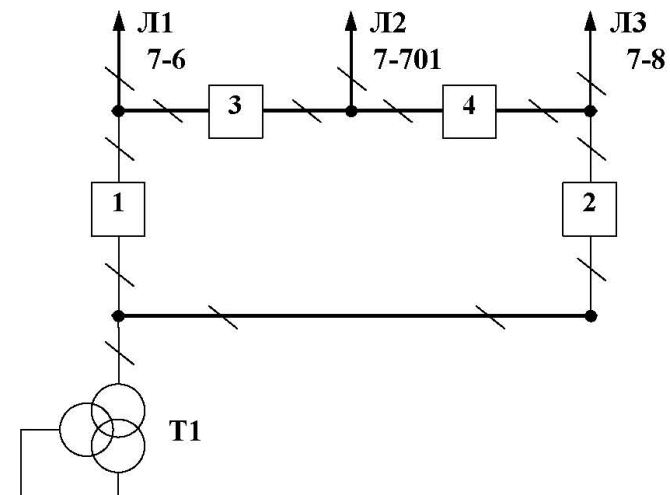


Рисунок 4– Схема вузових підстанцій (вузол 7,9) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСЬКЕ УПРАВЛІННЯ

Енергосистема являє собою єдину мережу, що складається з джерел електричної енергії - електростанцій, електричних мереж, а також підстанцій, які здійснюють перетворення і розподіл виробленої електроенергії. Для управління всіма процесами виробництва, передачі і розподілу електричної енергії існує система оперативно-диспетчерського управління .

ЧД НЕК
«Укренерго»

ЧД РДЦ

ЧД ОДС

ЧД ОДГ

Обслуговуюче
підприємство



ЗАВДАННЯ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМОЮ:

підтримання балансу між кількістю виробленої і споживаної потужності в енергосистемі

надійність електропостачання постачають підприємств від магістральних мереж 220-750 кВ

синхронність роботи електростанцій в межах енергосистеми

синхронність роботи енергосистеми країни з енергосистемами суміжних країн, з якими є зв'язок міждержавними лініями електропередач

