

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

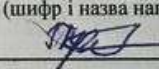
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Розвиток електричної мережі з аналізом різновидів та умов
обслуговування трансформаторних підстанцій»**

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

 Трач Р. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

 Остра Н. В.

(прізвище та ініціали)

« 06 » грудня 2024 р.

Опонент:

 к.т.н., доц. каф. ЕСС ЕМ Войтюк Ігор

(прізвище та ініціали)

« 09 » грудня 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 і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.



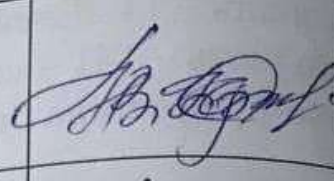
17.09 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Трачу Руслану Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Розвиток електричної мережі з аналізом різновидів та умов обслуговування трансформаторних підстанцій
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Остра Н. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310.
2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року.
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за темою магістерської кваліфікаційної роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: фрагмент електричної мережі 110 кВ АК «Вінницяобленерго» та вихідні параметри для вузлів існуючої мережі, 4 нових споживачі: $P(501) = 18,1 \text{ МВт}$, $\cos\varphi = 0,88$; $P(502) = 12,5 \text{ МВт}$, $\cos\varphi = 0,89$; $P(503) = 8,2 \text{ МВт}$, $\cos\varphi = 0,87$; $P(504) = 15,0 \text{ МВт}$, $\cos\varphi = 1,00$.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз різновидів та умов обслуговування трансформаторних підстанцій. 4. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу:
1. Схема існуючої електричної мережі з новими споживачами. 2. Варіанти розвитку електричної мережі. 3. Оптимальний варіант розвитку електричної мережі 4. Електрична схема з'єднань оптимального варіанту розвитку мережі. 5. Різновиди трансформаторних підстанцій. 6. Схема захисного заземлення 7. Основні техніко-економічні показники електричної мережі.

6. Консультанти розділів роботи		Підпис, дата	
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	завдання видав	виконав
Спеціальна частина	Керівник роботи Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

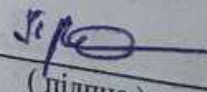
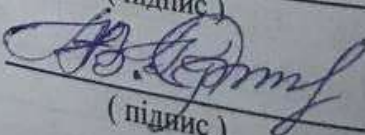
7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	19.09.24
2	Техніко-економічне обґрунтування	20.09.24	08.10.24
3	Електротехнічна частина	09.10.24	22.10.24
4	Аналіз різновидів та умов обслуговування трансформаторних підстанцій	23.10.24	29.10.24
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	30.10.24	05.11.24
6	Економічна частина	06.11.24	12.11.24
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	27.11.24
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.24	05.12.24
10	Рецензування МКР	06.12.24	09.12.24
11	Захист МКР	10.12.24	-

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

Р. О. Трач

Н. В. Остра

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.4

Трач Руслан Олександрович «Розвиток електричної мережі з аналізом різновидів та умов обслуговування трансформаторних підстанцій». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 109 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 29 назв; рис. 26; табл. 21.

В магістерській кваліфікаційній роботі сформовано оптимальну схему розвитку електричних мереж напругою 110 кВ з аналізом різновидів та умов обслуговування трансформаторних підстанцій.

В роботі визначено оптимальну схему розвитку електричної мережі. Оптимальний варіант забезпечує надійне та безперервне постачання споживачів електричною енергією.

В роботі розглянуто та проаналізовано питання обслуговування трансформаторних підстанцій. Також, розглянуто різновиди трансформаторних підстанцій, їх обладнання та призначення.

В роботі розглянуто заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. В економічній частині роботи розглянуто показники та критерії економічної ефективності, визначено основні техніко-економічні показники електричної мережі.

Ключові слова: електрична мережа, оптимальний граф розвитку мережі, регулювання напруги, трансформатор, підстанція.

ANNOTATION

Trach Ruslan "The development of the electrical network with an analysis of the varieties and maintenance conditions of transformer substations". Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 109 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 29 titles; Fig.: 26; table 21.

In the master's qualification work, an optimal scheme for the development of electrical networks with a voltage of 110 kV was formed with an analysis of the varieties and conditions of service of transformer substations.

The work defines the optimal scheme for the development of the electrical network. The optimal option ensures a reliable and uninterrupted supply of electrical energy to consumers.

The work considers and analyzes the issue of maintenance of transformer substations. Also, the types of transformer substations, their equipment and purpose are considered.

Measures to ensure reliable and safe operation of electrical installations are considered in the work. In the economic part of the work, indicators and criteria of economic efficiency are considered, the main technical and economic indicators of the electric network are determined.

Keywords: electrical network, optimal graph of network development, voltage regulation, transformer, substation.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	5
ВСТУП	6
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	10
2.1 Аналіз методики прогнозування електричних навантажень	10
2.1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	11
2.1.2 Аналіз етапів формування максимального графа ЕМ	13
2.2 Дослідження методів вибору оптимальної схеми ЕМ.....	15
2.2.1 Аналіз етапів лінеаризації цільової функції.....	15
2.2.2 Аналіз застосування методу оптимізації схеми ЕМ за допомогою симплекс-методу.....	18
2.3 Аналіз методики визначення оптимальної схеми розвитку ЕМ з використанням методу динамічного програмування	23
2.3.1 Аналіз вибору оптимальної послідовності спорудження ЕМ.....	23
2.3.2 Визначення остаточного (кінцевого) варіанту розвитку ЕМ (оптимальна послідовність)	27
2.3.3 Аналіз алгоритму розрахунку конструктивних параметрів ЛЕП ..	28
2.4 Визначення та розрахунок значень потужностей трансформаторів на споживальних підстанціях	27
2.5 Аналіз вибору схем РП підстанцій	32
2.5.1 Аналіз вибору схем прохідних підстанцій	32
2.5.2 Аналіз вибору схеми відгалужувальної підстанції.....	33
2.6 Оцінювання надійності схем підстанції	34
2.7 Аналіз етапів оцінки балансу потужностей	38
2.8 Аналіз етапів розрахунку та аналізу усталеного режиму роботи ЕМ ..	40
2.9 Аналіз регулювання напруги в електричній мережі	41
3 АНАЛІЗ РІЗНОВИДІВ ТА УМОВ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ	45

3.1 Основні функції трансформаторних підстанцій та їх структурні компоненти	45
3.2 Аналіз різновидів трансформаторних підстанцій.....	47
3.3 Дослідження умов обслуговування та особливостей експлуатації трансформаторних підстанцій, які розрізняють за призначенням	52
3.4 Аналіз особливостей експлуатації та умов обслуговування трансформаторних підстанцій, які класифікують за розташуванням .	55
3.5 Дослідження умов обслуговування та особливостей експлуатації трансформаторних підстанцій класифікованих за конструкцією.....	58
3.6 Аналіз особливостей експлуатації та умов обслуговування трансформаторних підстанцій класифікованих за напругою	62
4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	66
4.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції	68
4.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час проведення робіт по обслуговуванню заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції	69
4.3 Розрахунок штучного заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції при відсутності природних заземлювачів.....	71
4.4 Протипожежний захист електроустановок на підстанції.....	76
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	78
ВИСНОВКИ	102
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	104
Додаток А. Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи.....	108
Додаток Б. Технічне завдання МКР	110
Додаток В. Результати розрахунків режимів роботи проекрованої мережі..	118
Додаток Д Ілюстративна частина	134

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АТ – автотрансформатор

ВН – висока напруга

ВРП – відкритий розподільний пристрій

ВП – вузлова підстанція

ЕЕС – електроенергетична система

ЕМ – електрична мережа

ЗКО – засоби комерційного обліку

КЗ – коротке замикання

КРУ – комплектна розподільна установка

ЛЕП – лінія електропередачі

НН – низька напруга

ПУЕ – Правил улаштування електроустановок

РП – розподільчий пристрій

РПН – регулювання напруги під навантаженням

ТП – трансформаторна підстанція

ОЕС – об'єднана енергетична система

ОВ – обхідний вимикач

ОСР – Оператор системи розподілу

ВСТУП

Актуальність теми. Значний ступінь старіння електроенергетичних об'єктів, електричних мереж та електрообладнання до повномасштабного вторгнення призвів до істотного зростання витрат на забезпечення функціональності ліній електропередачі (ЛЕП) і підстанцій (ПС). Це також призвело до збільшення витрат на технічне обслуговування, ремонт, технічне обслуговування та збільшення кількості обслуговуючого персоналу для проведення регулярних та непередбачених оглядів, поточних та аварійних ремонтів [1].

Повномасштабне вторгнення країни-терористки, розпочате 24.02.2022 р., спричинило ще більше трагедій та негативного впливу на українську енергетику в цілому. Лише протягом першого півріччя повномасштабної війни країна-агресор пошкодила близько 35% встановлених енергетичних потужностей країни, а також тисячі кілометрів електричних мереж та тисячі електрообладнань різного виду [2].

На сьогодні ще велика кількість енергетичного обладнання або пошкоджен, або відключені через атаки ворога та бойові дії, особливо у прифронтових регіонах.

Також, наразі понад 40 повітряних ліній та більше 20 підстанцій напругою 220–750 кВ зазнали пошкоджень або були відключені через постійні атаки та бойові дії. Тому відновлення, розвиток, оптимізація та реконструкція електричних мереж є **важливою і актуальною науково-прикладною задачею.**

Тому в магістерській кваліфікаційній роботі планується розробка проекту розвитку електричної мережі 110 кВ на основі існуючої схеми електричної мережі з аналізом різних типів та умов обслуговування трансформаторних підстанцій.

Мета та задачі дослідження. Основною метою роботи є вибрати оптимальну схему розвитку електричної мережі напругою 110 кВ та

проаналізувати різновиди та умови обслуговування трансформаторних підстанцій. Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються наступні **основні задачі:**

- техніко – економічне обґрунтування проекту розвитку існуючої ЕМ;
- вибір оптимальної схеми розвитку існуючої мережі 110/35 кВ;
- аналіз різних типів та умов обслуговування трансформаторних підстанцій;
- визначення основних техніко-економічних показників розвитку мережі;
- аналіз питань забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

Об'єктом дослідження є електричні мережі напругою 110 кВ. **Предметом дослідження** є існуючі методи оптимізації розвитку електричних мереж та вибору оптимальної схеми мережі.

Методи дослідження. Для вирішення поставленої задачі використано методи оптимізації розвитку електричних мереж, а саме: метод динамічного програмування - з врахуванням фактору часу та технічних обмежень та симплекс-метод. Для оцінки надійності схем вузлових підстанцій використано метод Тарівердієва. Для виконання розрахунків в магістерській роботі використано програмний комплекс “ВТРАТИ-110”.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у аналізі та дослідженні ефективності методів оптимізації для розв'язання задач оптимального розвитку електричних мереж, що дало можливість отримати оптимальну схему розвитку ЕМ з найкращими техніко-економічними показниками.

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

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Повномасштабне вторгнення країни-терориста, що розпочалося 24 лютого 2022 року, призвело до ще більших трагедій та негативних наслідків для української енергетики в цілому. Лише в перші шість місяців війни країна-агресор пошкодила близько 35% енергетичних потужностей, а також тисячі кілометрів електричних мереж і тисячі одиниць електрообладнання різного типу [1, 4].

З огляду на зміни в навантаженнях споживачів та необхідність підключення нових споживачів, енергетична мережа знаходиться на етапі розвитку, відновлення, модернізації та реконструкції. Ведеться добудова та заміна обладнання, ліній і підстанцій, а також впровадження нових систем управління. Це обумовлює потребу в проектуванні електричної мережі таким чином, щоб залишалася можливість її подальшого розвитку та розширення.

Зі збільшенням кількості споживачів електричної енергії (501, 502, 503 та 504), постала необхідність та доцільність розвитку існуючої електричної мережі з напругою 110 кВ.

На рисунку 1.1 показана початкова схема електричної мережі з новими споживачами.

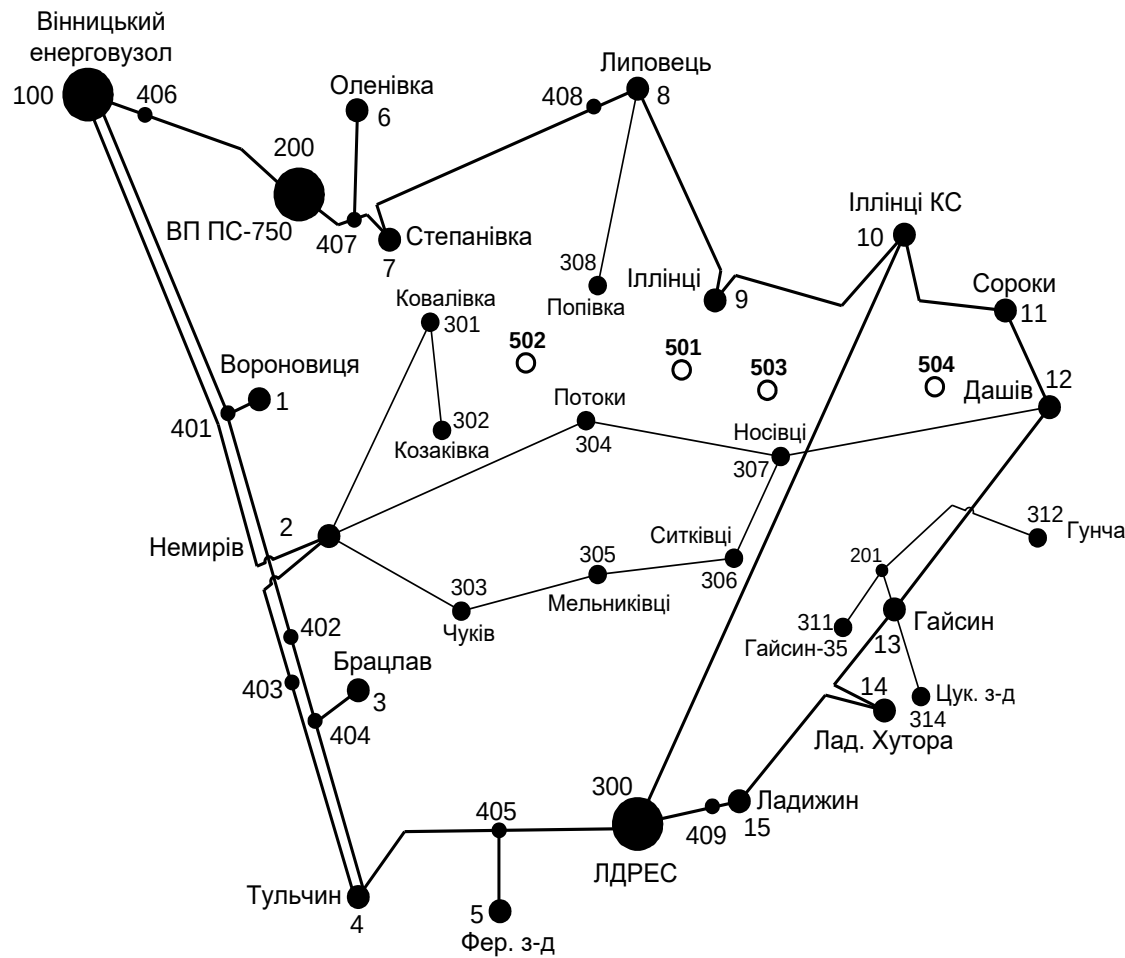


Рисунок 1.1 – Зображення схеми існуючої електричної мережі з новими споживачами

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Аналіз методики прогнозування електричних 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 $P'_{\max}(T)$ [4, 5]:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (2.1)$$

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:

$$\Pi = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (2.2)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' має вигляд:

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (2.3)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (2.3) остання набуває вигляду:

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

звідки $a' = -4948,8$, $b' = 2,497$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2,497 - 4948,8$$

Використовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 2.1).

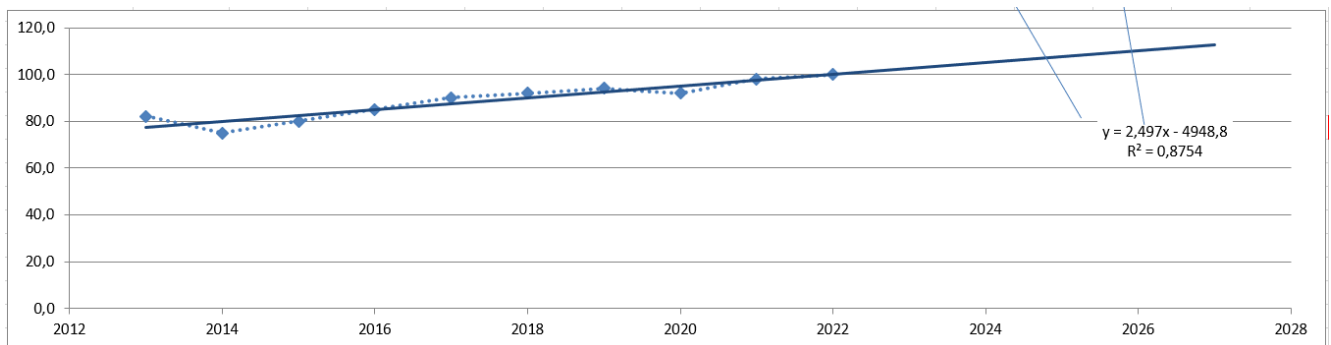


Рисунок 2.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 2.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2027-й рік збільшиться до 112,6 %, що на 12,6 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

2.1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

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

наявних регулювальних пристроїв.

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток В) з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв [4, 5].

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

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

- в лініях електропередачі – 2,16 МВт;
- в трансформаторах – 0,96 МВт з них холостого ходу 0,53 МВт та навантажувальні 0,43 МВт.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів яка вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них табл. 2.1.

Таблиця 2.1– Порівняльна характеристика струмів проводів

	100-401	12-11	15-14	12-307
Марка проводу	АС-185	АС-120	АС-150	АС-120
Допустимий струм, А	200	125	150	125
Розр. струм, А	31	14	132	28

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. 2.2.

Таблиця 2.2 – Значення напруг потенційних вузлів приєднання

Номери вузлів	7	9	11	12
Значення напруги вузла, кВ	109,81	109,61	103,22	103,22

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 2.1) 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 [5].

2.1.2 Аналіз етапів формування максимального графа ЕМ

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам [4, 5].

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 7 – Степанівка з рівнем напруги 109,81 кВ; вузол № 9 – Іллінці з рівнем напруги 109,61 кВ; вузол № 11 – Сороки з рівнем напруги 103,22 кВ; вузол № 12 – Дашів з рівнем напруги 103,22 кВ.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис.2.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

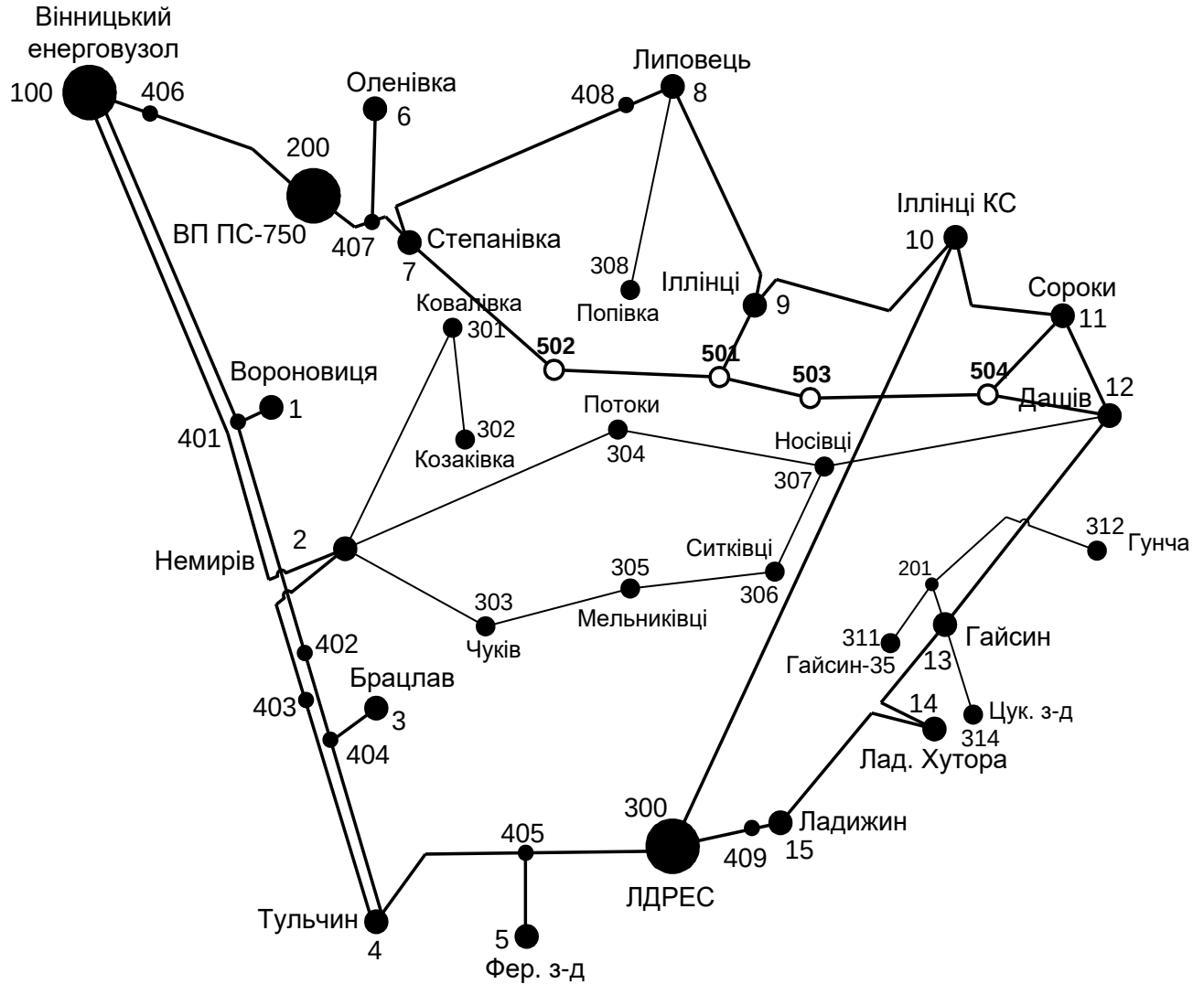


Рисунок 2.2 – Зображення максимального графа схеми ЕМ

2.2 Дослідження методів вибору оптимальної схеми ЕМ

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

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

2.2.1 Аналіз етапів лінеаризації цільової функції

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимальності. В даному випадку за критерій найкраще вибрати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними прийняти потужності P_i , які протікають лініями [4].

Записуємо вираз для визначення дисконтованих витрат B_i для кожної i -тої ділянки ЛЕП:

$$B_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (2.4)$$

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$B_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (2.5)$$

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

Для лінеаризації функції було застосовано метод найменших квадратів. Для використання методу найменших квадратів необхідно отримати n значень вихідної функції для різної потужності P_i , за якими формується система рівнянь, аналогічна до (2.3). Її розв'язання дає змогу визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

Згідно ПУЕ [8] на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис. грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_H^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (2.6)$$

де U_H – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (4720 год/рік для $T_{нб} = 6100$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 3,68 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Значення вартісних коефіцієнтів для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат виду $V_d = a + b \cdot P^2$

Вузод початку	Вузод кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном. кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
7	502	2,4	16,8	110	1573,680	0,131	8460,1	3,900	8850,1
9	501	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	1,625	3687,5
11	504	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	2,112	4793,8
12	504	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	2,437	5531,3
502	501	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	3,250	7375,1
501	503	1,1	7,7	110	1573,680	0,131	3877,5	1,787	4056,3
503	504	2,2	15,4	110	1573,680	0,131	7755,1	3,575	8112,6

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i' зросли (табл. 2.4).

Таблиця 2.4 – Значення вартісних коефіцієнтів для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Дисконт. витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коеф. a_1 , тис. грн	Коеф. b_1 , тис. грн/МВт	Диск. витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн
7-502	2,4	19,4	9927,9	9399,5	10573,7	8460,1	75,658	9927,9	9634,3
9-501	1	19,4	4136,6	3916,4	4405,7	3525,0	31,524	4136,6	4014,3
11-504	1,3	19,4	5377,6	5091,4	5727,4	4582,6	40,982	5377,6	5218,6
12-504	1,5	19,4	6204,9	5874,7	6608,6	5287,6	47,286	6204,9	6021,4
502-501	2	19,4	8273,2	7832,9	8811,4	7050,1	63,048	8273,2	8028,6
501-503	1,1	19,4	4550,3	4308,1	4846,3	3877,5	34,677	4550,3	4415,7
503-504	2,2	19,4	9100,6	8616,2	9692,6	7755,1	69,353	9100,6	8831,5

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (2.4) та лінеаризованою (2.5) функціями (табл. 2.4). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Значення вартісних коефіцієнтів для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
7-502	2,4	19,4	9927,9	9649,0	10236,1	511,7	9927,9	8935,1	10920,7
9-501	1	19,4	4136,6	4020,4	4265,0	213,2	4136,6	3723,0	4550,3
11-504	1,3	19,4	5377,6	5226,5	5544,6	277,2	5377,6	4839,8	5915,4
12-504	1,5	19,4	6204,9	6030,6	6397,6	319,8	6204,9	5584,4	6825,4
502-501	2	19,4	8273,2	8040,8	8530,1	426,5	8273,2	7445,9	9100,6
501-503	1,1	19,4	4550,3	4422,5	4691,5	234,6	4550,3	4095,2	5005,3
503-504	2,2	19,4	9100,6	8844,9	9383,1	469,1	9100,6	8190,5	10010,6

2.2.2 Аналіз застосування методу оптимізації схеми ЕМ за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод – метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому здійснюється скерований рух по опорних планах до знаходження оптимального розв'язку; симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану [4, 5].

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв та параметрів які потрібно оптимізувати з математичної точки зору задача оптимізації формується наступним чином:

Мінімізувати

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1} \quad (2.7)$$

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-503	9-501	11-504	12-504	502-501	501-502	501-503	503-501	503-504	504-503	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	20,38	0,00
502	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	14,08	0,00
503	1	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	9,23	0,00
504	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	16,89	0,00
Коефіцієнти цільової функції	515,7	158,3	307,0	386,0	514,7	546,6	283,1	283,1	566,1	566,1	0,0	0,0	0,0	0,0	22410,135	
Потужності ЛЕП	0	43,69617	16,89285	0	0	14,07738	9,234758	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	3525,044	4582,557	0,000	0,000	7050,087	3877,548	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	19035,235	
Змінні складові витрат	0,000	3102,629	602,826	0,000	0,000	644,045	152,436	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4501,936	
Дисконтровані витрати, тис. грн																23537,171

Рисунок 2.4 – Отримані результати пошуку розв’язання з використання Excel (перша ітерація)

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 2.5).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-503	9-501	11-504	12-504	502-501	501-502	501-503	503-501	503-504	504-503	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	20,38	0,00
502	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	14,08	0,00
503	1	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	9,23	0,00
504	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	16,89	0,00
Коефіцієнти цільової функції	515,7	158,3	307,0	386,0	514,7	546,6	283,1	283,1	566,1	566,1	0,0	0,0	0,0	0,0	22410,135	
Потужності ЛЕП	0	43,69617	16,89285	0	0	14,07738	9,234758	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	3525,044	4582,557	0,000	0,000	7050,087	3877,548	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	19035,235	
Змінні складові витрат	0,000	3102,629	602,826	0,000	0,000	644,045	152,436	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4501,936	
Дисконтровані витрати, тис. грн																23537,171

Рисунок 2.5 – Аналіз результатів коригування значень вартісних коефіцієнтів через зміну перетоків потужності по ЛЕП (друга ітерація)

Після виконаного корегування, остаточно матимемо (рис. 2.6):

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-503	9-501	11-504	12-504	502-501	501-502	501-503	503-501	503-504	504-503	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	20,38	0,00
502	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	14,08	0,00
503	1	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	9,23	0,00
504	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	16,89	0,00
Коефіцієнти цільової функції	515,7	158,3	307,0	386,0	514,7	546,6	283,1	283,1	566,1	566,1	0,0	0,0	0,0	0,0	22410,135	
Потужності ЛЕП	0	43,69617	16,89285	0	0	14,07738	9,234758	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	3525,044	4582,557	0,000	0,000	7050,087	3877,548	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	19035,235	
Змінні складові витрат	0,000	3102,629	602,826	0,000	0,000	644,045	152,436	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4501,936	
Дисконтровані витрати, тис. грн																23537,171

Рисунок 2.6 – Результати корегування (остаточний варіант -перша ітерація)

В результаті виконаних розрахунків отримуємо схему ЕМ (таблиця на рис. 2.6), для якої забезпечується найменше значення витрат. Графічне зображення представлено на рис. 2.7.

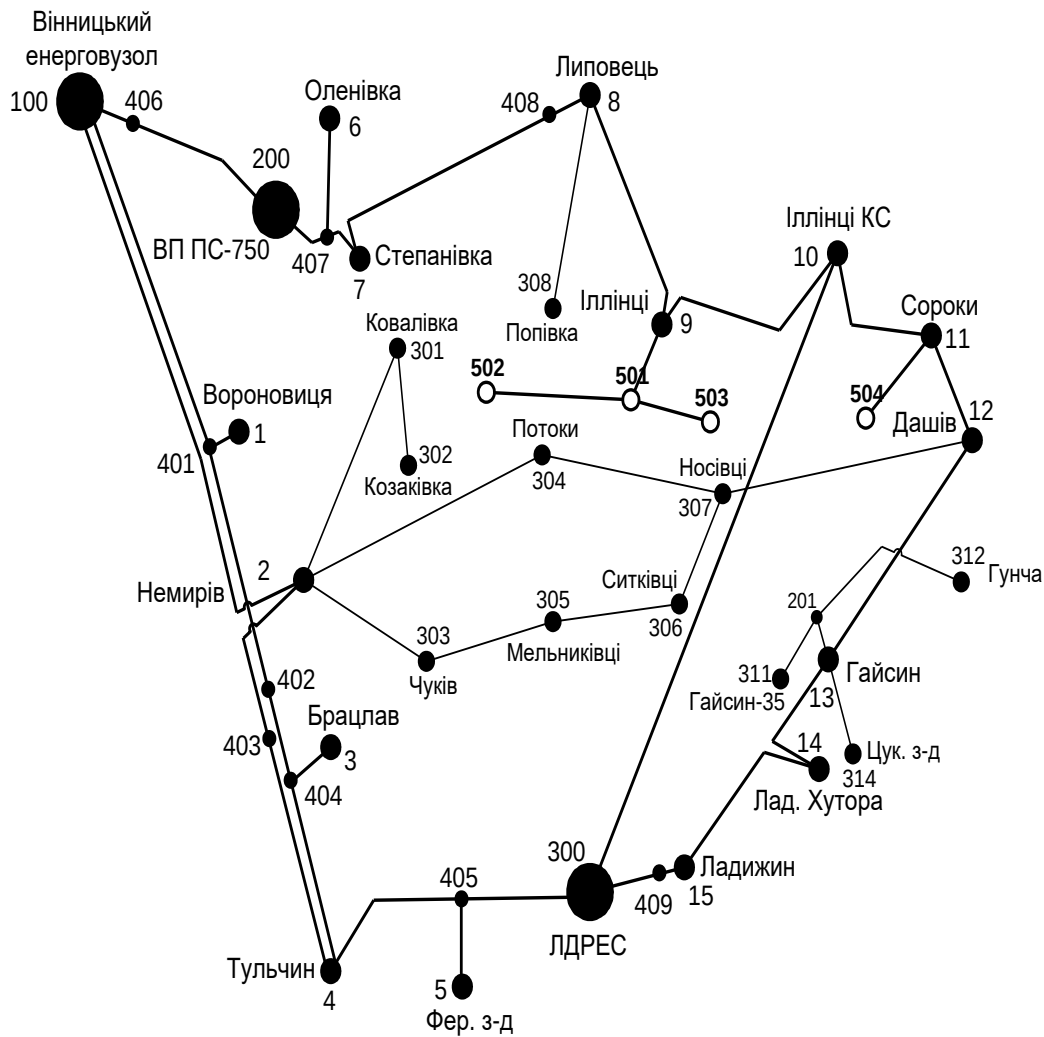


Рисунок 2.7 – Отриманий граф оптимальної схеми розвитку ЕМ отриманої після розрахунку за допомогою симплекс-методу

Проте, в процесі розрахунків ми прийняли рішення щодо побудови додаткової ділянки ЛЕП між вузлами 503-504 для забезпечення живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення та для забезпечення надійності електропостачання.

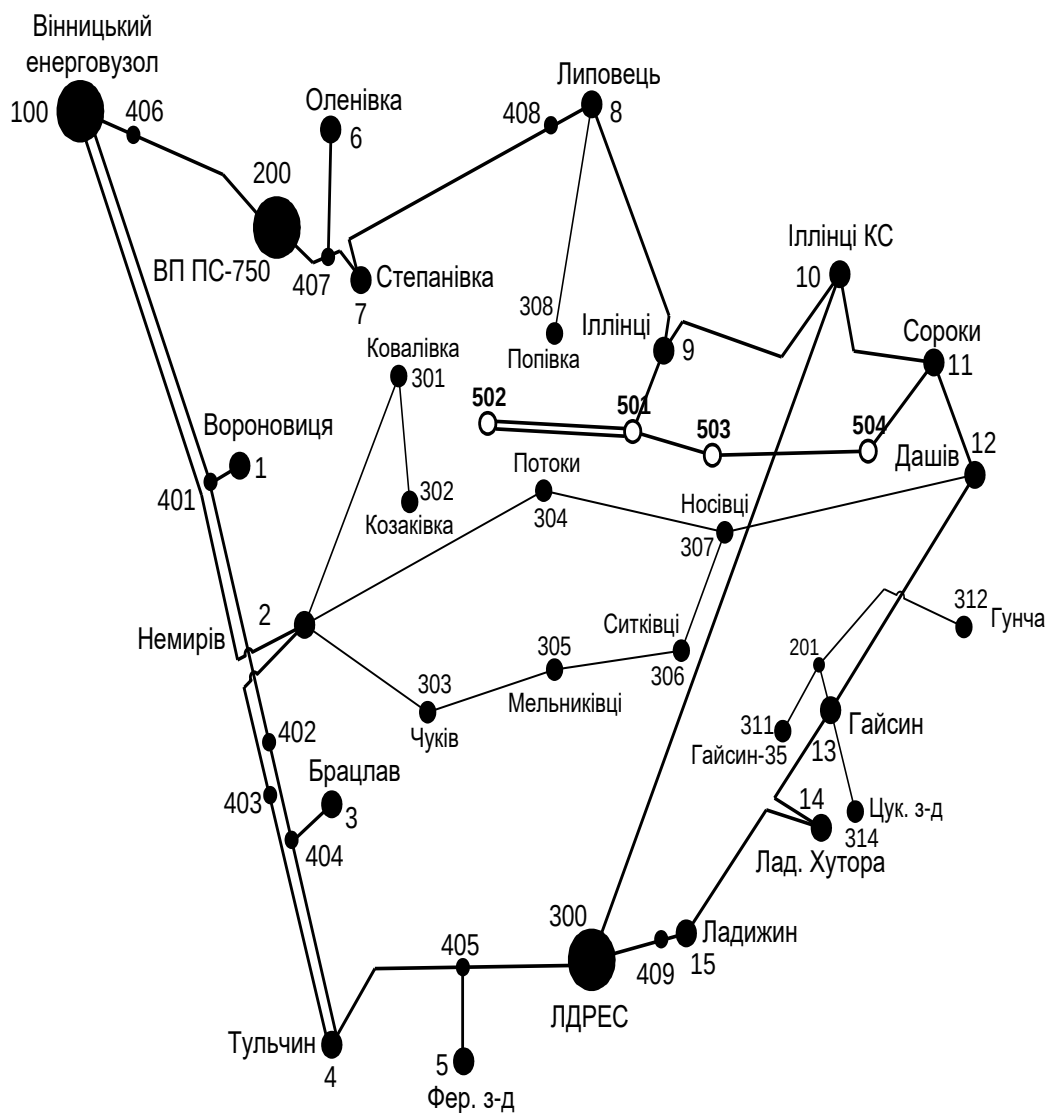


Рисунок 2.8 – Зображення оптимальної схеми ЕМ для забезпечення споживачів 1-ої категорії надійності

Для того, щоб забезпечити належний рівень надійності електропостачання споживачів 1-ої категорії, то необхідно побудувати додаткову ЛЕП 503-504 довжина якої дорівнює 15,4 км. Прийняте рішення дає можливість підсилити існуючу електричну мережу 110 кВ та розвантажити вже наявні ЛЕП.

2.3 Аналіз методика визначення оптимальної схеми розвитку ЕМ з використанням методу динамічного програмування

Для того, щоб розв'язувати оптимізаційні задачі електроенергетики, які пов'язані з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, в яких необхідно враховувати фактору часу та технічні обмеження, на ряду з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується також і метод динамічного програмування [4, 5].

2.3.1 Аналіз вибору оптимальної послідовності спорудження ЕМ

В даному випадку необхідно забезпечити розвиток існуючої мережі для забезпечення електропостачанням нові вузли споживання, які плануються вводитись протягом двох років (це вузли – Нова 501, Нова 502, Нова 503 та Нова 504). Приймаємо два опорних пункти живлення: вузли 9 та 11, відносно цих вузлів будуть розглядатись варіанти розвитку схеми.

Згідно [4] записуємо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.9)$$

де T – період будівництва (роки), B_t – значення витрат на t період спорудження об'єкту; $E_{н.п}$ – величина нормативного коефіцієнта приведення різночасових витрат до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.10)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.9) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

Відомо, що метод динамічного програмування складається з двох етапів: прямого та зворотного ходу [5].

Кожен крок вибираємо таким чином, щоб сумарні витрати на i -му та $(i+1)$ році були мінімальними:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.11)$$

На наступному, другому етапі маємо рухатися від останнього року до першого, і таким чином уточнюємо параметри ЕМ та траєкторію її оптимального будівництва за відповідним критерієм (2.11).

В даній задачі динамічного програмування, використовуємо цільову функцію (2.9), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Вткнуємо необхідні обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.12)$$

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 три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. 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 – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові та дволанцюгову лінії до пунктів 9-501, 501-502, 501-503. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{9-501} + \Delta L_{501-502} + \Delta L_{501-503} = 7 + 14 + 7,7 = 28,7 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл. 2.6.

Для 1-го варіанта протягом другого року розвитку будемо будувати одноланцюгові ЛЕП 503 - 504, 504 - 11. Отримані результати розрахунків представлені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.6 – Запропоновані варіанти розвитку ЕМ для 1-го року
будівництва

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	<u>L_{сум}</u>	Ві	<u>Ві_{сум}</u>	<u>Вт</u>	Вартість
1	1	9-501	7	43,7	28,7	13540,605	52096,01	43413,34	43413,34
		501-502	14	14,1		24925,501			
		501-503	7,7	9,2		13629,906			
	2	9-501	7	43,7	30,1	13540,605	54738,77	45615,64	45615,64
		501-502	14	14,1		24925,501			
		504-11	9,1	16,9		16272,665			
	3	9-501	7	43,7	31,5	13540,605	57271,79	47726,49	47726,49
		504-11	9,1	16,9		16272,665			
		503-504	15,4	15,1		27458,522			
	4	501-503	7,7	9,2	32,2	13629,906	57361,09	47800,91	47800,91
		503-504	15,4	15,1		27458,522			
		504-11	9,1	16,9		16272,665			
	5	9-501	7	43,7	31,5	13540,605	57271,79	47726,49	47726,49
		504-11	9,1	16,9		16272,665			
		503-504	15,4	15,1		27458,522			

Таблиця 2.7 - Запропоновані варіанти розвитку ЕМ для 2-го року
будівництва

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	<u>L_{сум}</u>	Ві	<u>Ві_{сум}</u>	<u>Вт</u>	Вартість
2	11	503-504	15,4	15,1	24,5	27458,522	43731,19	30368,88	73782,22
		504-11	9,1	16,9		16272,665			
	21	501-503	7,7	9,2	23,1	13629,906	41088,43	28533,63	74149,27
		503-504	15,4	15,1		27458,522			
	31	501-502	14	14,1	21,7	24925,501	38555,41	26774,59	74501,08
		501-503	7,7	9,2		13629,906			
	41	9-501	7	43,7	21	13540,605	38466,11	26712,57	74513,48
		501-502	14	14,1		24925,501			
	51	501-502	14	14,1	21,7	24925,501	38555,41	26774,59	74501,08
		501-503	7,7	9,2		13629,906			

2.3.2 Визначення остаточного (кінцевого) варіанту розвитку ЕМ (оптимальна послідовність)

За результатами розрахунків з врахуванням V_{Σ} був обраний варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунку вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 11. Проте, після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 11, приєднання нових підстанцій 501, 502, 503, 504 приведе до змін перетоків потужності в ЛЕП, побудованих на першому та другому роках. Тому необхідно уточнити витрати для всіх оптимальних варіантів, що відображено в таблиці 2.7.

Запропонована схема відповідає вимогам надійності постачання для споживачів, а потужність, що перетікає в ній, забезпечує економічно ефективну експлуатацію ЛЕП.

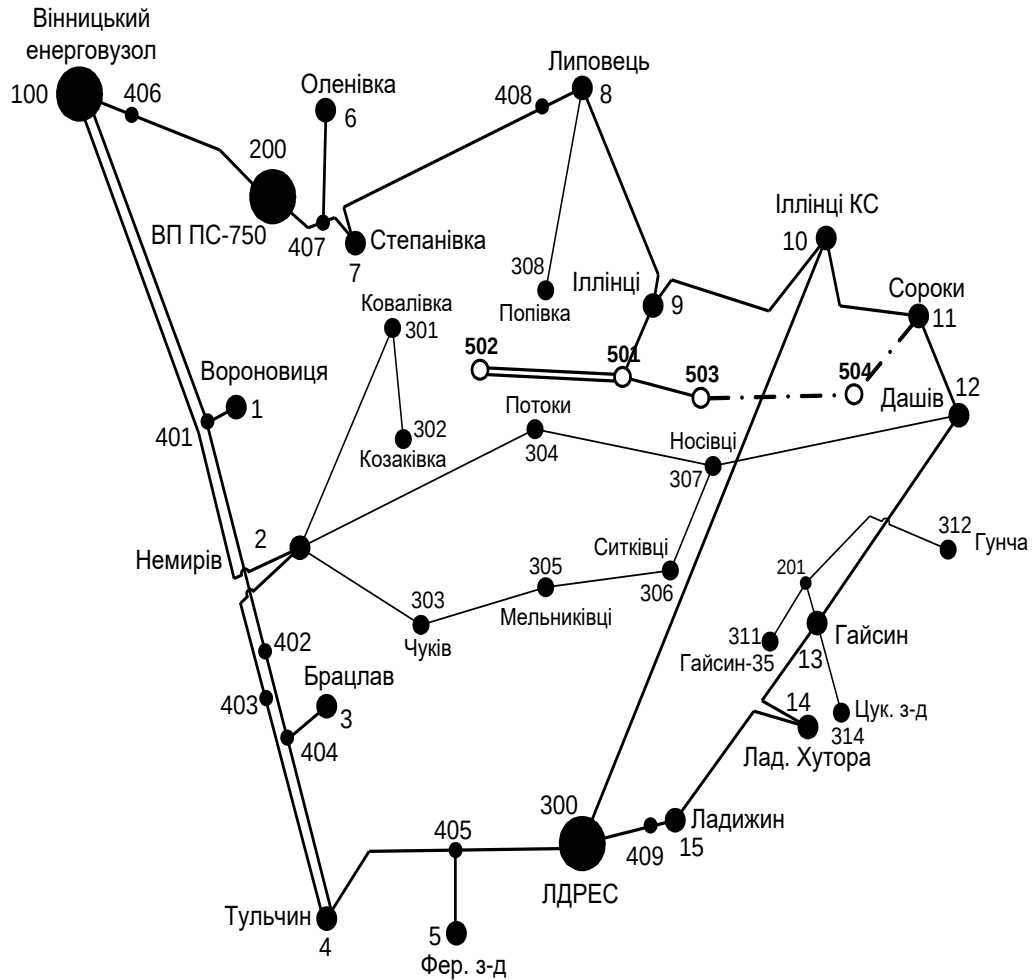


Рисунок 2.9 – Зображення вибраної оптимальної схеми ЕМ згідно методу динамічного програмування

2.3.3 Аналіз алгоритму розрахунку конструктивних параметрів ЛЕП

Визначаємо значення розрахункових струмів в усіх вітках згідно оптимального варіанту використовуючи (2.13) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (2.13)$$

$$I_{\text{розр9-501}} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\Sigma}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{47.075}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 259.432 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}504-11} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{13,37}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 73,683 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-502} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{15,654}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 86,269 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,65}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 53,18 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5,112}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 28,171 \text{ (A)}.$$

Значення часу найбільших навантажень становить: $T_{\text{нб}} = 6100$ (год). Отже, $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

По приведеній в [4] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри ЛЕП.

- Значення номінальної напруги – 110 кВ;
- Вид опор – одноланцюгові;
- Матеріал опор – залізобетон;
- Район по ожеледі – III;

Також необхідно провести перевірку проводів на післяаварійний режим, а саме - 6 варіантів видів аварій в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1-й варіант – розрив лінії 9-501;

2-й варіант – розрив лінії 9-501 та відсутня генерація на СЕС (504);

3-й варіант – розрив лінії 11-504;

4-й варіант – розрив лінії 11-504 та відсутня генерація на СЕС (504);

5-й варіант – розрив лінії 501-502;

6-й варіант – розрив лінії 501-503;

7-й варіант – розрив лінії 503-504.

Результати виконаної перевірки представлені у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Визначені конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	$I_{па1},$ А	$I_{па2},$ А	$I_{па3},$ А	$I_{па4},$ А	$I_{па5},$ А	$I_{па6},$ А	$I_{па7},$ А	$I_{па}, A$ max	$I_{па}$ Доп.	$I_{роз},$ А	Марка проводу
9-501	0	0	192.3	271.4	195.3	213.8	272.6	284.8	390	259.4	АС-240/39
11-504	205.4	284.8	0	0	93.1	49.4	92.9			73.7	АС-240/39
501-502	86.7	86.7	86.2	86.3	0	86.2	86.3			86.3	АС-240/39
501-503	215.3	215.6	49.4	56.9	71.4	0	58.2			53.2	АС-240/39
503-504	280.2	281.1	92.7	1.3	27.8	58.1	0			28.2	АС-240/39

Згідно ПУЕ [8] для мережі напругою 110кВ рекомендовано використовувати провід типу АС 240/39.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС 240/39, було вирішено використовувати цей провідник, оскільки він відповідає необхідним вимогам нормативних документів.

2.4 Визначення та розрахунок значень потужностей трансформаторів на споживальних підстанціях

Вибір трансформаторів здійснюється за такими критеріями:

1. Якщо в складі навантаження підстанції є споживачі 1-ої категорії, кількість встановлених трансформаторів повинна бути не меншою за два.
2. Для підстанцій, що забезпечують електроживлення споживачів 2-ої та 3-ої категорії, допускається встановлення лише одного трансформатора, за умови наявності в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом не більше однієї доби, що на сьогодні є малоймовірним.

Для вибору трансформаторів використовуємо наступні вирази [5, 7]:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.14)$$

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

Для вузла Нова 501 відповідно з (2.14) отримуємо:

$$S_1 \geq \frac{18.1}{2 \cdot 0.88} = 14.692 \text{ МВА.}$$

У відповідному діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора зі значенням номінальної потужності 16,0 МВА.

В інших нових вузлах 502, 503 та 504 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.9 – Перелік технічних параметрів вибраних трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	$S_{ном}$ МВА	Границі регулювання	$U_{ном}$ обмоток, кВ		u_k %	ΔP_k кВт	ΔP_x кВт	I_x %	R	X	ΔQ_x кВАр
				ВН	НН					Ом	Ом	
501	ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
502	ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
503	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
504	ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.

Необхідну перевірку допустимості післяаварійного режиму виконуємо використовуючи 2.10 [6]:

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_H} \leq 1.4 \quad (2.10)$$

Потім, для нових вузлів виконаємо аналогічну перевірку:

$$K_{з1.па} = \frac{20.568}{(2-1) \cdot 16} = 1.286 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{9.425}{(2-1) \cdot 10} = 0.943 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{14.045}{(2-1) \cdot 16} = 0.878 \leq 1.4$$

$$K_{з4.па} = \frac{15}{(2-1) \cdot 16} = 0.938 \leq 1.4$$

Виконана перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показує, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 – це відповідає необхідним технічним умовам експлуатації. Результати вибору трансформаторів для інших підстанцій виконано аналогічним способом. Отримані результати представлено в таблиці 2.9.

2.5 Аналіз вибору схем РП 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).

Для ПС нових вузлів напругою від 6 кВ до 750 кВ необхідно передбачити переважно електричні схеми РП, показані в табл. 4.2.10-4.2.13 [8]. При цьому слід дотримуватись відповідних до вимог в СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

2.5.1 Аналіз вибору схем прохідних підстанцій

Враховуючи те, що на нових підстанціях 501, 503 та 504 передбачено до встановлення по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює 2, то для розподільчих пристроїв 110 кВ було вибрано схему 110-3 – «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис 2.10).

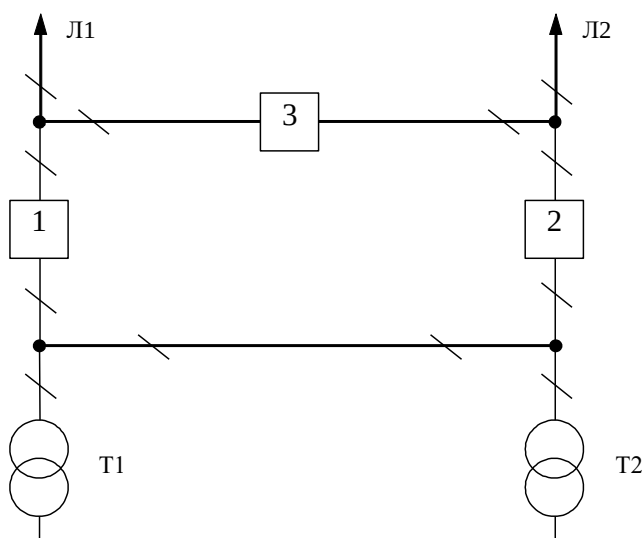


Рисунок 2.10 – Зображення схеми розподільчого пристрою для нових вузлів 501, 503 та 504 (СЕС)

В такому випадку, вибрано схема зможе забезпечити транзит електроенергії у разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

2.5.2 Аналіз вибору схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення електроживлення нових споживачів було обрано підстанцію «Сороки» як одне з джерел електропостачання. Таким чином, після реконструкції ця підстанція з прохідної стане відгалужувальною. Існуюча схема розподільного пристрою 110 кВ на відгалужувальній підстанції «Сороки» (вузол 11) виявилась незадовільною, тому пропонується її реконструкція. Рекомендується замінити наявну схему розподільного пристрою 110 кВ на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» та замінити короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отже, для цієї підстанції обрана схема розподільного пристрою 110 кВ 110-5 – «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» (рис. 2.11) [4].

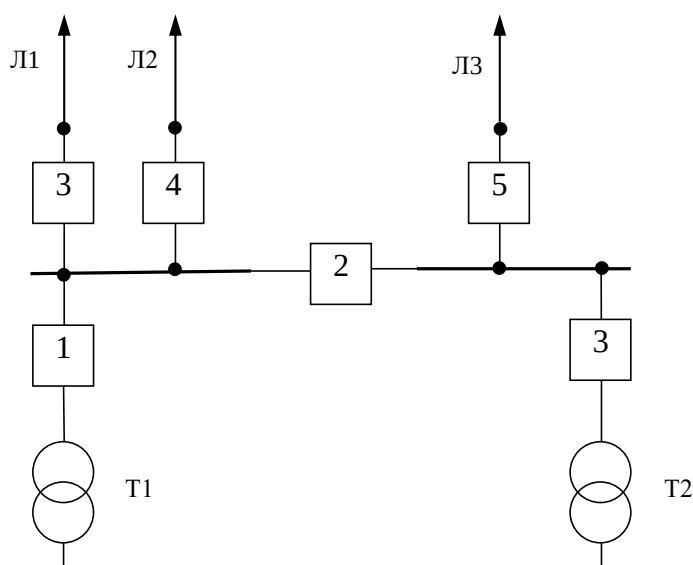


Рисунок 2.11 – Зображення схеми РП «одна робоча, секціонована вимикачем система шин»

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято Липовець (вузол 9), що є місцем з'єднання проводів АС-185 та АС-120 лінії «Липовець-Іллінці КС», тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Липовець-Іллінці КС» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-3» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

2.6 Аналіз оцінки надійності схем підстанцій

Оцінку показників надійності виконуємо за допомогою формалізованого методу В.Д. Тарівердієва [4, 6]. 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_r (год.) [4, табл. 6.2].

Розрахунок виконуємо по формі табл. 2.10, 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 .

Отже, нормальному режиму роботи РП присвоюємо номер 0; тоді коефіцієнт нормального режиму дорівнюватиме:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.15)$$

де n – вказана кількість вимикачів в РП.

З врахуванням (2.15) для варіантів схеми вузлової підстанції отримаємо:

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

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

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

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 $T_{\Pi} = 23$ год;

Тоді:

$$T_{B2\Pi} = 40 - ((40)^2 / 2 \cdot 23) = 5,22 \text{ год.}$$

Отже, отримаємо розрахункову таблицю вигляду, як показано в табл. 2.10.

Для розрахунків використовуємо програму «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації. Далі, після проведених розрахунків можемо сформувати вибірку характеристик надійності схеми підстанції (табл. 2.11).

Таблиця 2.10 – Аналіз наслідків відмов та ремонтів елементів схеми РП
(для вузла 15)

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

Таблиця 2.11 – Аналіз вибірки характеристик надійності схеми
підстанції

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

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

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (2.16), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (2.17) та недовідпуск електроенергії (2.18).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($З_0 = 750$ грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot З_0 \quad (2.16)$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (2.17)$$

$$\Delta W_{НД} = K_{Всум.} \cdot W_{РІК} \quad (2.18)$$

Маємо:

$$W_{РІК} = 6100 \cdot 38,8 = 236\,680 \text{ (МВт·год)}$$

$$\Delta W_{НД} = 236\,680 \cdot 0,0003 = 71 \text{ (МВт·год)}$$

$$M_{ЗБ} = 71 \cdot 700 = 49\,702,8 \text{ (тис. грн)}$$

Результати розрахунків показані в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Аналіз збитків від недовідпуску електричної енергії

<u>W_{РІК}</u> , МВт·год	<u>ΔW_{НД}</u> , МВт·год	<u>M_{ЗБ}</u> , грн.
236 680	71	49 702,8

Аналізуючи, результати розрахунків ми бачимо, що дана схема дає відносно невеликий рівень збитку.

2.7 Аналіз етапів оцінки балансу потужностей

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережу стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього, баланс активних потужностей за незмінної частоти $f = f_{ном}$ для вузлів 501, 502, 503, 504 запишеться наступним чином [4, 6]:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{ni} + \Delta P_M; \quad (2.18)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 38,8 + 0,05 \cdot 38,8 = 36,86 \text{ (МВт)},$$

де $K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження, P_{Γ} – значення активної потужності на шинах підстанції; $\sum P_{ni}$ - значення сумарної активної потужності навантажень; $\Delta P_M = 0.05 \cdot \sum P_{ni}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{ni}$.

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

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.19)$$

$$Q_{\Gamma} = 36,86 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0.95) = 36,86 \cdot 0,34 = 12,532 \text{ (МВАр)}.$$

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

Виконаємо розрахунок генерації реактивної потужності для певних відрізків ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.20)$$

Тоді, визначаємо генерацію реактивної потужності відрізка ЛЕП – 9-501:

$$Q_{\text{ЛЕП9-501}} = 105,71^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 7) = 0,223 \text{ (МВАр)}.$$

Для всіх інших ділянок ЛЕП розрахунок проводимо аналогічним чином. Визначаємо сумарну генерацію реактивної потужності магістралі:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,223 + 0,443 + 0,244 + 0,487 + 0,286 = 1,684 \text{ (МВАр)}.$$

Визначаємо розрахункову потужність компенсуючого пристрою (КП):

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 20,82 = 19,779 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 19,779 = 1,978 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 19,779 + 1,978 - 12,532 - 1,684 = 7,541 \text{ (МВАр)}.$$

Виконавши порівняння сумарної потужності споживачів 38,8 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 20,82 МВАр, ми дійшли висновку, що буде доцільним встановити компенсуючі пристрої УКРЛ56-10,5-7650-450 УЗ на 7650 КВАр у вузлі з найменшим значенням напруги, тобто у вузлі Нова 501.

2.8 Аналіз етапів розрахунку та аналізу усталеного режиму роботи ЕМ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) здійснюється за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – High”. Цей комплекс дозволяє на основі введених даних про лінії (довжина, тип проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність і кількість трансформаторів, їх типи) виконати розрахунок усталеного режиму для мережі 110/35/10 кВ [5, 6].

Основними результатами розрахунків, виконаних за допомогою цієї програми, є втрати потужності та електричної енергії в заданій електричній мережі. Однак програма також обчислює усталений режим мережі, надаючи інформацію про значення напруг у вузлах та струмів у вітках мережі.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму для вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку В у вигляді трьох

таблиць: загальні результати розрахунку втрат електричної енергії, результати за вітками та вузлами. Файл з вхідними даними, що враховує розвиток мережі, наведений у додатку В. Результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку подано в додатку В. Вхідні дані та результати розрахунків мінімального та післяаварійного режимів мережі після розвитку наведені також в додатку В.

2.9 Аналіз регулювання напруги в електричній мережі

Споживачі можуть ефективно функціонувати лише при стабільних значеннях частоти та напруги, які є основними показниками якості електричної енергії. Головне завдання підтримки напруги в живлячих мережах полягає в забезпеченні необхідних параметрів якості енергії. У розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в центрах живлення за допомогою трансформаторів з регуляторами напруги (РПН) [7, 21]. Це регулювання проводиться з метою забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги підстанцій. Отримані результати визначення напруг у нових вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН показані в табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Отримані результати визначення напруг у нових вузлах на стороні 110кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	100,44	95,14	110,95
502	100,13	94,81	110,67
503	100,15	94,82	110,70
504	100,03	94,67	110,62

Таблиця 2.14 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	<u>Максимальний</u> режим	<u>Мінімальний</u> режим	<u>Післяаварійний</u> режим
501	9,61	9,10	10,61
502	9,58	9,07	10,59
503	9,58	9,07	10,59
504	9,57	9,06	10,58

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

Визначаємо значення дійсного рівня напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (2.21)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (2.22)$$

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

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо U_{HH6} рівним 10,5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{T6} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН6}} . \quad (2.23)$$

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації за формулою (2.24) [21]:

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.24)$$

За формулою (2.22) визначаємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції вузла Нова – 501:

$$\Delta U_{T501} = \frac{((20,38) \cdot (4,38 / 2)) + ((11) \cdot (86,7 / 2))}{105,71} = 4,933 \text{ кВ.}$$

Використовуючи (2.23) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{105,71 + 4,933}{10,5} = 10,537 .$$

Ближчий за даними табл. 2.15 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501д} = 10,611$, що відповідає 8-й відпайці.

Визначаємо дійсний рівень напруги у вузлі 1, використовуючи формулу (2.22):

$$U_{НН501д} = \frac{105,71 + 4,933}{10,537} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.15 – Значення дійсних коефіцієнтів трансформації трансформаторів

№ ВДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<u>K_{ТБ}</u>	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. 2.16.

Таблиця 2.16 – Отримані результати розрахунків по регулюванню напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в <u>трансформа-</u> <u>торах, кВ</u>	<u>Бажаний</u> коефіцієнт <u>трансфор-</u> <u>мації</u>	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	4,933	10,537	10,5	8	10,611	0,093
502	3,257	10,35	10,5	9	10,455	0,096
503	3,786	10,402	10,5	9	10,455	0,096
504	0,35	10,066	10,5	11	10,141	0,098

Також, було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях та запроваджено бажані коефіцієнти трансформації на підстанціях Нова 501, 502, 503, 504 (додаток В). Аналізуючи отримані результати видно, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, а це є нормою для забезпечення відповідних показників якості електричної енергії.

3. АНАЛІЗ РІЗНОВИДІВ ТА УМОВ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

При централізованому виробництві електричної енергії в рамках об'єднаної енергетичної системи можна значно знизити потребу в резервних потужностях та загальній встановленій потужності електростанцій, а також зменшити капіталовкладення в їх будівництво та експлуатаційні витрати. Це також сприяє підвищенню надійності електропостачання споживачів і поліпшенню техніко-економічних показників роботи об'єднаної енергосистеми порівняно з ізольованою роботою окремих станцій. Електричні станції в межах енергосистеми можуть бути розташовані незалежно від центрів споживання, що дає можливість ефективно використовувати місцеві енергетичні ресурси і забезпечує економічно вигідний розподіл потужностей між станціями з точки зору мінімізації собівартості електричної енергії в системі [8, 17].

3.1 Основні функції трансформаторних підстанцій та їх структурні компоненти

Електричні мережі призначені для передачі електричної енергії від джерел живлення до споживачів, її подальшого розподілу, а також для об'єднання окремих електростанцій для паралельної роботи й створення єдиної енергетичної системи. Мережа складається з повітряних та кабельних ліній електропередачі (ЛЕП), підстанцій (ПС) та розподільних пунктів. Передача електричної енергії на великі відстані здійснюється за допомогою підвищеної напруги, що дозволяє знижувати струми, що протікають по лініях, а також зменшувати втрати напруги та потужності. Для підвищення напруги використовуються трансформатори, які встановлюються на підвищувальних трансформаторних підстанціях. На знижувальних підстанціях (ТП) напруга знижується до рівня, що дозволяє здійснювати споживання електричної

енергії. Зазвичай на шляху передачі енергії відбувається кілька етапів трансформації напруги [17].



Рисунок 3.1 – Зображення електричної підстанції

Трансформаторна підстанція (ТП) — це електричний об'єкт, який призначений для перетворення електричної енергії з одного рівня напруги на інший, зазвичай для передачі або розподілу електричної енергії на більші відстані. Це важлива частина енергетичних систем, яка забезпечує стабільну роботу електромереж [20].

Основні функції трансформаторної підстанції:

1. Перетворення напруги - трансформатор змінює рівень напруги (наприклад, з високої на низьку або навпаки) для ефективної передачі електричної енергії. Зазвичай, електрична енергія передається на великих відстанях на високій напрузі, а потім знижена до безпечного рівня для використання в будинках та інших споживачах.

2. Розподіл енергії - підстанція також може розподіляти електричну енергію по різних напрямках для забезпечення живлення різних частин міста або області.

3. Захист та контроль - вона може мати різні засоби для захисту від перенапруг, коротких замикань, а також пристрої для моніторингу і управління енергетичними потоками в мережі.

Розподіл електричної енергії на підстанціях здійснюється за допомогою розподільних пристроїв високої та низької напруги, які включають збірні шини, комутаційні апарати, електровимірювальні прилади, а також пристрої для релейного захисту та автоматики. У розподільних пунктах електрична енергія передається без трансформації напруги, на одній і тій же напрузі.

Основними компонентами трансформаторної підстанції є:

- трансформатори — основний елемент, що змінює рівень напруги.
- розподільні пристрої — для підключення і розподілу електричної енергії.
- вимикачі та запобіжники — для забезпечення безпеки та захисту від аварій.
- прилади для вимірювання та моніторингу — для контролю параметрів енергосистеми.

Трансформаторні підстанції можуть бути різного масштабу, від малих для локальних потреб до великих для промислових і міжміських мереж.

3.2 Аналіз різновидів трансформаторних підстанцій

Трансформаторні підстанції можна класифікувати за різними критеріями, зокрема за призначенням, розташуванням і конструкцією [16, 17, 20].

Згідно з нормативними документами, класифікація підстанцій за місцем та способом приєднання до електричної мережі не встановлена, однак деякі джерела пропонують класифікацію на основі типів мережевих конфігурацій та

можливих схем підключення підстанцій.

Основні типи підстанцій:

- тупикові — живляться через одну або дві радіальні лінії.
- відгалужувальні — приєднуються до однієї лінії, від якої відходять кілька інших.
- прохідні — підключаються до мережі через одну лінію з двостороннім живленням.
- вузлові — підключаються до мережі принаймні трьома лініями живлення [16].

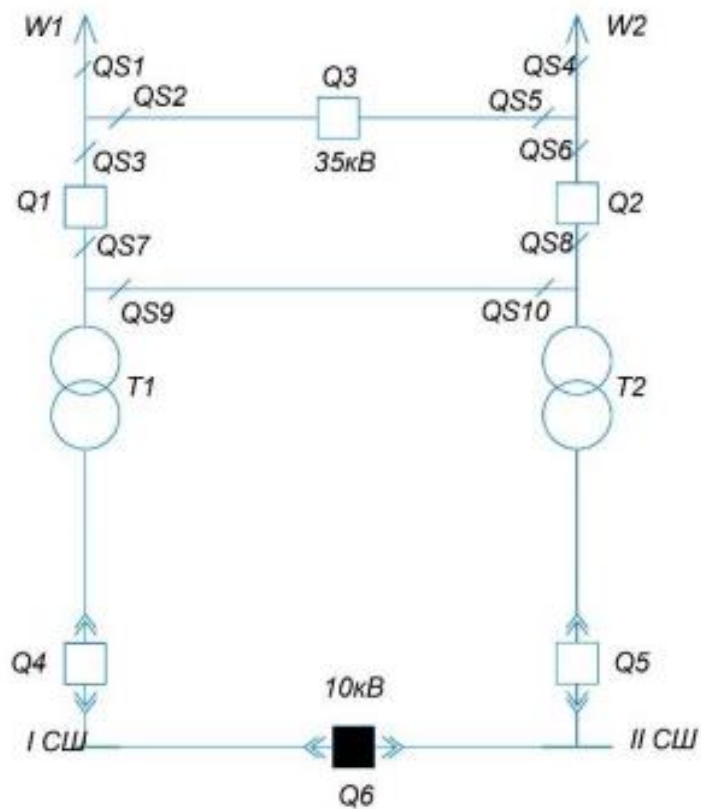


Рисунок 3.2 – Схема підключень 35 кВ на прохідній трансформаторній підстанції

Відгалужувальні та прохідні підстанції об'єднуються під терміном "проміжні", що позначає їх розташування між двома центрами живлення або вузловими підстанціями. Прохідні і вузлові підстанції, через шини яких

відбуваються перетоки потужності між вузлами мережі, іноді називають транзитними. Також використовується термін "опорна підстанція", який зазвичай означає підстанцію з більш високим класом напруги відносно інших підстанцій або мереж.

Трансформаторні підстанції в системі електропостачання класифікуються за значенням на кілька основних типів залежно від їх ролі в електричній мережі. Проаналізуємо основні категорії трансформаторних підстанцій за їх значенням:

1. генераційні (станційні) трансформаторні підстанції - це підстанції, які розташовуються безпосередньо на електростанціях і здійснюють перетворення напруги з генераторної напруги на рівень, що підходить для передачі електричної енергії по високовольтних лініях електропередачі. Вони забезпечують зв'язок між генераторами і передавальними мережами.

2. транзитні трансформаторні підстанції - ці підстанції розташовуються на лініях електропередачі між різними частинами енергосистеми і призначені для перетворення напруги на проміжних етапах. Вони допомагають знизити втрати енергії при передачі на великі відстані і зберігають стабільність роботи енергосистеми.

3. розподільчі трансформаторні підстанції - це підстанції, що забезпечують зниження високої напруги, отриманої від транзитних або генераційних підстанцій, до рівня, який підходить для споживання кінцевими користувачами (побутовими, промисловими споживачами, тощо). Вони є важливими елементами для забезпечення електричного живлення великих територій і споживачів.

4. підстанції по зниженню напруги (напрямок споживання) - це підстанції, що знижують напругу для конкретних потреб споживачів, зазвичай це промислові підприємства або великі житлові масиви. Їх завдання - забезпечити споживачів необхідною напругою для роботи їх обладнання.

5. вузлові трансформаторні підстанції - розташовуються на важливих перехрестях енергетичних мереж і виконують функцію з'єднання різних

ділянок мережі. Вони можуть одночасно знижувати або підвищувати напругу в залежності від потреби в передачі енергії між різними частинами системи.

6. тупикові трансформаторні підстанції - це підстанції, що розташовуються на кінцевих ділянках мережі і здійснюють зниження напруги для локальних споживачів або для певних обмежених територій.

Ці різні типи трансформаторних підстанцій виконують важливі функції для забезпечення стабільного і ефективного електропостачання, підтримання напруги на потрібному рівні, а також для мінімізації енергетичних втрат у процесі передачі електричної енергії.

Крім того, розглянемо основні типи трансформаторних підстанцій, які класифікують за наступними ознаками, а саме [20]:

1. За призначенням:

- Трансформаторні підстанції електричної передачі (ТПП) - призначені для перетворення напруги на високому рівні для передачі електричної енергії на великі відстані в магістральних лініях електропередачі.
- Трансформаторні підстанції розподілу (ТРП) - використовуються для зниження високої напруги до рівня, який є придатним для споживачів, а також для розподілу електричної енергії по різних напрямках до кінцевих споживачів (підприємств, житлових будинків тощо).
- Трансформаторні підстанції споживачів - зазвичай розташовуються безпосередньо на об'єктах споживачів (наприклад, на великих заводах чи промислових підприємствах), де відбувається перетворення електричної енергії для використання на конкретному об'єкті.

2. За розташуванням:

- Відкриті підстанції - це підстанції, в яких основні елементи, такі як трансформатори, розподільні пристрої і лінії електропередач, знаходяться на відкритому повітрі. Вони мають просту конструкцію та зазвичай розташовуються в районах з малим ступенем урбанізації.
- Закриті (підземні) підстанції - всі елементи, зокрема трансформатори і розподільні пристрої, знаходяться в спеціально обладнаних

приміщеннях або під землею. Це забезпечує вищий рівень захисту та естетичний вигляд в урбанізованих районах, хоча вимагає більше ресурсів для монтажу та експлуатації.

- Компактні підстанції - це підстанції, які виконують функції трансформаторних підстанцій і є дуже компактними за розмірами, зазвичай використовуються для малих навантажень або в містах, де є обмежений простір.

3. За конструкцією:

- Розподільчі трансформаторні підстанції (РТП) - це підстанції, в яких основним завданням є зниження напруги для подальшого розподілу електричної енергії. Вони зазвичай оснащені трансформаторами та обладнанням для розподілу енергії між різними споживачами.

- Модульні трансформаторні підстанції - це підстанції, що складаються з модулів, які можуть бути зібрані в одному контейнері або кількох контейнерах, що полегшує транспортування і встановлення. Вони часто використовуються на тимчасових об'єктах або в місцях, де потрібно швидко налаштувати електричне живлення.

- Підстанції з повітряним охолодженням - ці підстанції використовують природне охолодження для трансформаторів, завдяки чому вони зазвичай мають меншу вартість і простоту в обслуговуванні.

- Підстанції з масляним охолодженням - трансформатори таких підстанцій охолоджуються за допомогою масла, що дозволяє ефективно охолоджувати великі трансформатори і працювати з більшими навантаженнями.

4. За напругою:

- Низьковольтні підстанції - зазвичай використовуються для перетворення напруги до рівня, який підходить для побутових або малих промислових споживачів (380/220 В).

- Підстанції середньої напруги - перетворюють напругу з середнього рівня (6-35 кВ) на рівень, який підходить для локального

розподілу.

- Високовольтні підстанції - зазвичай використовуються для перетворення напруги 110 кВ і вище. Ці підстанції є частиною міжміських електричних мереж.

Кожен з цих типів підстанцій вибирається в залежності від конкретних потреб енергетичної системи, умов експлуатації і технічних вимог.

3.3 Дослідження умов обслуговування та особливостей експлуатації трансформаторних підстанцій, які розрізняють за призначенням

Особливості експлуатації та умови обслуговування трансформаторних підстанцій, класифікованих за призначенням (електричної передачі, розподілу та споживачів), варіюються залежно від конкретного типу підстанції. Проаналізуємо характерні особливості для кожної з них [16, 17].

1. Особливості експлуатації трансформаторних підстанцій електричної передачі такі:

- Високі вимоги до надійності та безперервності роботи: трансформаторні підстанції електричної передачі мають велике значення для забезпечення стабільного енергопостачання в межах енергосистеми. Тому вони повинні мати високий рівень надійності та мінімальний час простою.

- Високий рівень напруги: вони працюють з високими напругами, що потребує ретельного контролю та моніторингу стану обладнання, включаючи трансформатори, вимикачі, ізоляцію та систему охолодження.

- Підвищена увага до охорони: оскільки ці підстанції працюють на високій напрузі, важливо забезпечити належний рівень безпеки для обслуговуючого персоналу. Це включає використання спецодягу, інструментів з ізоляцією, а також систем захисту від коротких замикань та перенапруг.

Умови обслуговування:

- Регулярні технічні огляди та профілактика: потрібно регулярно

перевіряти стан трансформаторів, вимикачів, захисного обладнання та охолоджувальних систем.

- Контроль стану ізоляції: оскільки трансформатори працюють з високою напругою, потрібно постійно перевіряти стан ізоляційних матеріалів і замінювати їх у разі необхідності.
- Моніторинг параметрів роботи: обслуговуючий персонал має постійно відслідковувати рівень напруги, температури трансформаторів, а також стан охолоджувальних систем і запобіжників.

2. Особливості експлуатації трансформаторних підстанцій розподілу (ТРП) наступні:

- Менший рівень напруги порівняно з ТПП: зазвичай ці підстанції працюють з середніми і низькими рівнями напруги, але вони також мають велике значення для ефективного розподілу електричної енергії серед споживачів.
- Гнучкість у розподілі енергії: підстанції розподілу мають функції, які дозволяють швидко змінювати напрямок енергопостачання або оптимізувати навантаження на мережу.
- Розширена система захисту: вони часто оснащені сучасними системами автоматичного захисту, які дозволяють мінімізувати пошкодження і збої в мережі при коротких замиканнях або перенапрузі.

Умови обслуговування:

- Часті перевірки обладнання: регулярне тестування і перевірка трансформаторів, захисних систем, розподільчих пристроїв, а також актуальність налаштувань обладнання.
- Очищення та ремонт: трансформаторні підстанції розподілу можуть потребувати частішого очищення від пилу та бруду, а також регулярного огляду на предмет механічних пошкоджень.
- Обслуговування розподільних пристроїв: перевірка вимикачів, комутаційних апаратів і релейного захисту є обов'язковою частиною робіт з обслуговування.

3. Особливості експлуатації трансформаторних підстанцій споживачів такі [8, 17]:

- Перетворення енергії для конкретних споживачів: такі підстанції виконують специфічні функції для окремих підприємств або об'єктів. Тому їхнє обладнання часто розраховане на певні умови експлуатації, зокрема, на велику навантаження або нестандартні режими роботи.
- Безперервність постачання енергії: для підстанцій споживачів особливо важливим є безперервне та надійне енергопостачання. У разі збоїв, це може призвести до серйозних економічних втрат, тому необхідно вжити заходів для зниження ризиків аварій.
- Зниження рівня напруги до робочих значень: споживачі часто потребують зниження напруги до специфічних значень для нормальної роботи обладнання на об'єктах (наприклад, на великих підприємствах або в промислових зонах).

Умови обслуговування:

- Оперативний контроль і регулювання: оскільки підстанції споживачів часто працюють з індивідуальними параметрами для кожного об'єкта, потрібно постійно контролювати навантаження і коригувати роботу обладнання.
- Технічні огляди і ремонт: потрібно регулярно проводити технічні огляди трансформаторів, вимикачів і релейного захисту, а також виконувати профілактичні роботи на обладнанні.
- Забезпечення безпеки: забезпечення безпеки на об'єкті є важливим аспектом, оскільки несправності можуть призвести до небезпечних ситуацій. У таких підстанціях необхідно постійно перевіряти систему охорони та обслуговувати захисне обладнання.

Загальні рекомендації для всіх типів підстанцій:

- Регулярний моніторинг і діагностика: незалежно від типу підстанції, необхідно забезпечити постійний моніторинг технічних параметрів (напруга, температура, стан охолодження).

- Використання сучасних технологій: використання автоматизованих систем для моніторингу і управління роботою підстанції дозволяє зменшити ймовірність аварій і підвищити ефективність обслуговування.
- Навчання персоналу: оскільки обслуговування трансформаторних підстанцій вимагає знань про високу напругу, безпеку і специфіку роботи обладнання, необхідно регулярно проводити навчання для обслуговуючого персоналу.

3.4 Аналіз особливостей експлуатації та умов обслуговування трансформаторних підстанцій, які класифікують за розташуванням

Трансформаторні підстанції, які класифікуються за розташуванням, поділяються на відкриті, закриті (підземні) та комплектні. Кожен тип має свої особливості експлуатації та умови обслуговування, які варіюються залежно від умов середовища, конструктивних особливостей та призначення [8, 17].

1. Особливості експлуатації відкритих трансформаторних підстанцій наступні:

- Простота конструкції та монтажу: підстанції відкритого типу зазвичай мають відкриту конструкцію, де всі основні елементи (трансформатори, розподільчі пристрої, вимикачі тощо) розташовані на відкритому повітрі. Це забезпечує простоту їх монтажу та технічного обслуговування.
- Вразливість до погодних умов: оскільки обладнання підстанції розташовано на відкритому повітрі, воно піддається впливу різноманітних погодних умов, таких як дощ, сніг, вітер, висока вологість або перепади температур. Це вимагає додаткових заходів для захисту обладнання від корозії, зносу та інших негативних ефектів.
- Пожежна небезпека: через відкритість і можливі спалахи на лініях електропередач, такі підстанції потребують ретельного контролю за станом

обладнання і наявністю систем протипожежної безпеки.

Умови обслуговування:

- Регулярний огляд і технічне обслуговування: відкриті підстанції потребують частих перевірок для виявлення пошкоджень від погодних умов (пошкодження ізоляції, обриви проводів). Особливу увагу слід приділяти трансформаторам, вимикачам та розподільним пристроям.

- Очищення обладнання від забруднень: оскільки обладнання підстанції постійно контактує з атмосферними умовами, необхідно регулярно очищати трансформатори, вимикачі та інше обладнання від пилу, бруду, снігу та льоду.

- Заміна зношених елементів: зважаючи на вплив навколишнього середовища, деталі підстанції можуть швидше зношуватися, тому потрібно проводити профілактичні роботи та заміну зношених елементів.

2. Особливості експлуатації закритих трансформаторних підстанцій наступні:

- Захист від зовнішніх факторів: закриті підстанції (підземні або в спеціальних будівлях) захищають обладнання від зовнішніх впливів, таких як погодні умови, вандалізм, а також зменшують вірогідність корозії та інших пошкоджень.

- Обмежений доступ: доступ до обладнання підстанції може бути обмежений, що ускладнює проведення ремонту та обслуговування, особливо в екстрених ситуаціях. Необхідно враховувати це при плануванні заходів з обслуговування.

- Температурний режим: підземні підстанції повинні бути оснащені системами вентиляції та охолодження, оскільки обмежений доступ повітря може призвести до перегріву трансформаторів та іншого обладнання.

Умови обслуговування:

- Регулярний моніторинг стану обладнання: потрібно постійно контролювати температуру та вологість усередині підстанції. У разі потреби необхідно проводити очищення вентиляційних систем для забезпечення

належного охолодження.

- Системи аварійного освітлення та вентиляції: підземні підстанції повинні бути обладнані системами аварійного освітлення і вентиляції для забезпечення безпеки персоналу під час обслуговування або в разі аварії.

- Часті огляди та діагностика: оскільки доступ до обладнання може бути обмеженим, важливо проводити регулярні огляди та діагностику систем, щоб виявити потенційні проблеми на ранніх стадіях.

3. Особливості експлуатації комплектних трансформаторних підстанцій:

- Модульність і мобільність: компактні трансформаторні підстанції зазвичай мають модульну конструкцію і можуть бути встановлені на обмеженій площі, що робить їх ідеальними для міських умов або місць, де простір обмежений.

- Легкість у транспортуванні і встановленні: такі підстанції зазвичай знаходяться в контейнерах або спеціальних корпусах, що дозволяє легко транспортувати та швидко встановлювати їх на потрібному місці.

- Застосування в умовах міського середовища: завдяки своїй компактності вони часто використовуються в міських зонах, де є обмежений простір для встановлення великих підстанцій, а також де необхідно мінімізувати візуальний вплив на навколишнє середовище.

Умови обслуговування:

- Технічний моніторинг і дистанційне управління: для компактних підстанцій часто застосовуються системи дистанційного моніторингу та управління, що дозволяє здійснювати контроль за станом обладнання без необхідності частого візиту обслуговуючого персоналу.

- Очищення і обслуговування охолоджувальних систем: як і в інших типах підстанцій, необхідно регулярно очищати охолоджувальні системи і забезпечувати нормальні температурні умови для роботи обладнання.

- Перевірка герметичності і захисту від пилу: оскільки компактні підстанції зазвичай мають закриту конструкцію, важливо регулярно перевіряти герметичність корпусу і наявність пилу або бруду, що може

впливати на ефективність роботи.

Загальні аспекти для всіх типів підстанцій за розташуванням [8]:

1. Захист від корозії: оскільки трансформаторні підстанції піддаються різним кліматичним умовам, необхідно регулярно перевіряти стан обладнання на предмет корозії і проводити захисні заходи (наприклад, покриття антикорозійними матеріалами).

2. Моніторинг і автоматизація: для полегшення обслуговування і підвищення ефективності роботи підстанцій доцільно використовувати системи автоматичного контролю та моніторингу. Це дозволяє виявляти несправності на ранніх стадіях і знижує потребу в частих візитах технічного персоналу.

3. Безпека і доступ: незалежно від типу підстанції, необхідно забезпечити належний рівень безпеки для обслуговуючого персоналу. Це включає належне освітлення, виведення аварійних виходів, системи протипожежного захисту, а також забезпечення доступу до обладнання у разі аварії.

Таким чином, кожен тип трансформаторної підстанції за розташуванням має свої унікальні вимоги щодо експлуатації та обслуговування, але всі вони потребують регулярного контролю, підтримки технічного стану та дотримання стандартів безпеки.

3.5 Дослідження умов обслуговування та особливостей експлуатації трансформаторних підстанцій класифікованих за конструкцією

Трансформаторні підстанції, класифіковані за конструкцією, поділяються на розподільчі трансформаторні підстанції (РТП), модульні трансформаторні підстанції, підстанції з повітряним охолодженням та підстанції з масляним охолодженням. Кожен тип має свої особливості експлуатації та умови обслуговування, які залежать від технологічних характеристик та функцій конкретної підстанції. Розглянемо ці характерні

особливості умов експлуатації [8, 17].

1. Особливості експлуатації розподільчих трансформаторних підстанцій:

- Зниження напруги для споживачів: РТП зазвичай використовуються для перетворення високої напруги (наприклад, 35 кВ, 110 кВ) до середнього або низького рівня (наприклад, 10 кВ або 0,4 кВ) для подальшого розподілу електричної енергії.

- Різноманіття обладнання: РТП оснащені трансформаторами, розподільними пристроями, вимикачами, запобіжниками, релейним захистом і автоматикою для забезпечення надійного і безперервного електропостачання.

- Навантаження: підстанції розподілу зазвичай працюють з більш високими навантаженнями, ніж трансформаторні підстанції на передавальних лініях, тому потрібно більш ретельно контролювати роботу обладнання.

Умови обслуговування:

- Регулярні перевірки трансформаторів та розподільних пристроїв: регулярні технічні огляди трансформаторів, вимикачів і запобіжників допомагають виявити несправності на ранніх етапах.

- Контроль за параметрами роботи: потрібно постійно моніторити рівень напруги, температуру трансформаторів і стан охолоджувальних систем, щоб уникнути перегріву та перевантаження.

- Технічне обслуговування та ремонт: перевірка і заміна зношених або пошкоджених частин (ізоляції, запобіжників, вимикачів) є регулярною частиною обслуговування.

2. Особливості експлуатації модульних трансформаторних підстанцій [8]:

- Мобільність і компактність: модульні трансформаторні підстанції складаються з кількох модулів (контейнерів), що дозволяє швидко монтувати і демонтувати підстанцію в потрібному місці. Це особливо корисно для тимчасових об'єктів або для використання в місцях з обмеженим простором.

- Швидка установка: завдяки своїй компактній конструкції і готовим модулям, такі підстанції можна швидко встановити і ввести в

експлуатацію, що робить їх оптимальними для швидкої реакції на потреби в енергопостачанні.

- Автономність: модульні підстанції часто оснащуються всім необхідним для автономної роботи (вентиляція, охолодження, захист), що дозволяє їм працювати без потреби в постійному супроводі.

Умови обслуговування:

- Простота технічного обслуговування: Модульні підстанції зазвичай мають доступні елементи для обслуговування, тому їх ремонт і технічне обслуговування значно простіші та швидші порівняно з іншими типами підстанцій.

- Моніторинг і контроль стану обладнання: Застосування автоматизованих систем моніторингу для перевірки параметрів роботи обладнання, таких як температура трансформаторів, рівень напруги та навантаження.

- Перевірка герметичності та вентиляційних систем: Важливо забезпечити герметичність корпусу та наявність ефективної вентиляції, оскільки модульні підстанції можуть бути укомплектовані спеціальними охолоджувальними системами.

3. Особливості експлуатації підстанцій з повітряним охолодженням [20]:

- Охолодження трансформаторів природним шляхом: трансформатори в таких підстанціях охолоджуються за допомогою природної циркуляції повітря. Це спрощує конструкцію і знижує витрати на обслуговування.

- Обмеження по потужності: підстанції з повітряним охолодженням можуть використовуватися для трансформаторів середньої потужності, оскільки для більших потужностей потрібні більш ефективні системи охолодження.

- Залежність від навколишніх умов: оскільки охолодження залежить від природних умов (температура навколишнього середовища, швидкість вітру), підстанції повинні бути розташовані в місцях, де забезпечується

достатнє охолодження.

Умови обслуговування:

- Регулярне очищення: оскільки повітряне охолодження залежить від циркуляції повітря, необхідно регулярно очищати вентиляційні отвори і фільтри, щоб уникнути накопичення пилу і бруду.
- Перевірка стану обладнання: треба перевіряти трансформатори та інше обладнання на наявність перегріву або пошкоджень, що може виникнути через недостатнє охолодження.
- Перевірка на зовнішні впливи: регулярні перевірки на вплив корозії або механічних пошкоджень, оскільки обладнання перебуває під відкритим небом.

4. Особливості експлуатації підстанцій з масляним охолодженням:

- Охолодження за допомогою трансформаторного масла: Масляне охолодження є більш ефективним для високопотужних трансформаторів, оскільки масло має високий коефіцієнт теплопередачі і дозволяє ефективно охолоджувати трансформатор в умовах великого навантаження.
- Надійність та тривалість роботи: масляне охолодження дозволяє трансформаторам працювати при більш високих потужностях і зменшує ризик перегріву, що забезпечує довший термін служби обладнання.
- Необхідність контролю за маслом: Трансформаторне масло може з часом забруднюватися або старіти, тому необхідно регулярно перевіряти його стан і здійснювати заміну або очищення.

Умови обслуговування:

- Моніторинг якості масла: Необхідно регулярно перевіряти рівень масла та його стан, включаючи тестування на вміст води або забруднень, оскільки це може вплинути на ефективність охолодження.
- Технічне обслуговування системи охолодження: Перевірка цілісності охолоджувальних контурів, щоб уникнути витоків масла.
- Обслуговування вентиляційних систем: Масляні трансформатори часто оснащуються системами вентиляції для підтримки нормальної

температури, тому важливо забезпечити правильне функціонування вентиляційних каналів.

Загальні рекомендації для всіх типів підстанцій за конструкцією [8]:

1. Регулярне технічне обслуговування: для всіх типів підстанцій необхідне проведення регулярних технічних оглядів, перевірки працездатності захисного обладнання і систем охолодження.

2. Автоматизація моніторингу: встановлення автоматизованих систем для моніторингу стану обладнання (температура, навантаження, рівень напруги) дозволяє оперативно виявляти можливі несправності.

3. Захист від аварій: важливо забезпечити належний рівень захисту трансформаторів і обладнання від коротких замикань, перенапруг і перегріву, а також забезпечити наявність аварійного обладнання та планів дій у разі інциденту.

Трансформаторні підстанції різних конструкцій вимагають регулярного технічного обслуговування, контролю за параметрами роботи і виконання спеціальних процедур для підтримки надійності та безперебійної роботи електричних мереж.

3.6 Аналіз особливостей експлуатації та умов обслуговування трансформаторних підстанцій класифікованих за напругою

Експлуатація та обслуговування трансформаторних підстанцій (ТП) різних класів напруги мають свої особливості залежно від рівня напруги та вимог безпеки. Нижче наведено основні аспекти, які характеризують експлуатацію та умови обслуговування трансформаторних підстанцій, класифікованих за напругою [17, 20].

1. Класифікація трансформаторних підстанцій за напругою.

Загалом трансформаторні підстанції поділяються на:

- Підстанції низької напруги (до 1 кВ) — використовуються для живлення побутових споживачів, комунальних мереж.

- Підстанції середньої напруги (1-35 кВ) — для живлення промислових підприємств, розподілу електроенергії в районах або великих будівлях.

- Підстанції високої напруги (35-220 кВ) — для передачі електроенергії на великі відстані, живлення промислових об'єктів або енергетичних мереж.

- Підстанції напруги понад 220 кВ — для магістральної передачі електроенергії на великі відстані через високовольтні лінії.

2. Особливості експлуатації та обслуговування трансформаторних підстанцій за класами напруги наступні:

- Підстанції низької напруги, як правило, є простими і вимагають мінімального обслуговування. Вони забезпечують енергопостачання побутових споживачів і малих підприємств.

- Обслуговування: необхідно регулярно перевіряти стан трансформаторів, вимірювати напругу, проводити чистку та технічне обслуговування для запобігання коротким замиканням і перегріву.

- Безпека: підстанції низької напруги менш небезпечні для персоналу, але все одно вимагають дотримання норм безпеки для запобігання нещасним випадкам при роботі з електрикою.

- Трансформаторні підстанції середньої напруги зазвичай використовуються для забезпечення енергопостачання великих промислових об'єктів, житлових масивів та підприємств. Вони мають складніші конструкції порівняно з підстанціями низької напруги.

- Обслуговування: окрім стандартних перевірок, таких як перевірка рівня олії в трансформаторах, температури, ізоляції, проводять додаткові випробування для виявлення можливих несправностей в електричних ланцюгах.

- Безпека: робота з обладнанням середньої напруги вимагає дотримання більш строгих вимог безпеки через більшу небезпеку для персоналу, зокрема ізоляція, система заземлення, захист від коротких

замикань і перевантажень.

- Підстанції високої напруги служать для передачі електроенергії на великі відстані, з'єднуючи різні регіони. Вони є критичними для енергетичної інфраструктури і вимагають високої надійності.

- Обслуговування: підстанції високої напруги мають складну систему захисту, автоматичного регулювання та моніторингу стану обладнання. Вони потребують спеціального обладнання для обслуговування (високовольтні вимикачі, трансформатори, системи автоматизації).

- Безпека: це найнебезпечніші підстанції для обслуговуючого персоналу. Для роботи необхідні спеціалізовані засоби індивідуального захисту, контроль за параметрами напруги, регулярні технічні обстеження та ремонти. Використовуються спеціалізовані засоби для роботи з високовольтним обладнанням.

- Підстанції з дуже високою напругою застосовуються для магістральної передачі електричної енергії через великі відстані. Вони мають важливе значення для стабільності енергосистеми.

- Обслуговування: такі підстанції вимагають висококваліфікованих фахівців для обслуговування. Вони оснащуються складними системами автоматизації, моніторингу та дистанційного управління.

- Безпека: необхідна максимальна обережність і спеціалізоване обладнання для обслуговування підстанцій, оскільки велика напруга є дуже небезпечною для життя людини. Для таких об'єктів обов'язкове дотримання найвищих стандартів безпеки.

3. Загальні вимоги до обслуговування підстанцій:

- Технічне обслуговування: включає регулярні перевірки та випробування обладнання, контроль за станом ізоляції, запобігання корозії, вологозахист та очищення трансформаторів від пилу.

- Моніторинг: використовуються автоматизовані системи для постійного моніторингу параметрів роботи підстанції — температури, напруги, рівня олії в трансформаторах тощо.

- Ремонт: у разі виявлення несправностей проводиться ремонт або заміна комплектуючих. На високовольтних підстанціях це може вимагати часткового або повного відключення обладнання для забезпечення безпеки персоналу.

Таким чином, умови експлуатації та обслуговування трансформаторних підстанцій різних класів напруги залежать від технічних характеристик, рівня напруги, безпеки і складності обладнання, що вимагає різного підходу до обслуговування і управління ними.

4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

В даному розділі магістерської роботи розглядаються та аналізуються заходи та засоби для забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок, а також для забезпечення безпечного обслуговування електричного обладнання підстанцій.

Серйозні аварії на підстанціях, явище досить рідкісне, але якщо вони все ж таки трапляються, то їх наслідки можуть бути надзвичайно значними. Від відключення цілих мікрорайонів міста, до зупинки великих промислових підприємств.

Оскільки трансформаторна підстанція це складний технологічний об'єкт, тому вона повинна експлуатуватися за певними правилами та інструкціями, а також електротехнічним персоналом високого рівня [17, 24]. Розглянемо, причини аварій і пожеж на підстанціях, які найбільш часто поширені.

Помилкові дії електротехнічного персоналу досить часте явище. Виникають вони через низьку кваліфікацію, неуважності, порушення оперативної дисципліни при виконанні обов'язків. Найчастіше, це такі порушення як подача напруги шляхом включення комутаційних апаратів, на заземлення струмопровідні частини. Подача напруги на несправне або обладнання яке знаходиться в ремонті. Відключення або включення навантаження, комутаційними апаратами не призначеними для цього. Помилкові дії оперативного персоналу при перемиканні в ланцюгах оперативного струму і ланцюгах РЗіА.

Неякісний електромонтаж або ремонт. До цих причин можна віднести такі недоліки, як погане регулювання приводів комутаційних апаратів, погано протягнуті контакти, неправильно налаштована система РЗіА, заводські дефекти електрообладнання. Не затягнуті контакти під навантаженням

починають грітися і горіти, виникає електрична дуга і якщо захисти налаштовані погано виникає пожежа на підстанції. Через погане регулювання вкатування комірок можуть відбуватися короткі замикання. При викочуванні комірок на ПС через неякісний і несвоєчасний ремонт нерідко відривалися захисні шторки і падали на струмопровідні частини, що теж призводило до короткого замикання [17].

Електробезпека. Безпека експлуатації електрообладнання досягається системою організаційних і технічних засобів і заходів, що забезпечують безпеку при нормальному режимі роботи електроустановок, а також в аварійному стані.

Пожежна безпека. Необхідно вказати всі вибухо та пожежонебезпечні речовини і матеріали, що знаходяться на даному робочому місці і в приміщенні загалом, навести їх вибухо та пожежонебезпечні характеристики. Проводиться короткий аналіз можливих місць і причин загорань і вибухів у приміщенні [25].

Одним з важливих видів захисту обслуговуючого персоналу при роботі в електроустановках, які знаходяться на ПС є захисне заземлення. Захисне заземлення є простим, ефективним і поширеним способом захисту людини від ураження електричним струмом при дотику до металевих поверхонь, які виявились під напругою. Це забезпечується зниженням напруги між обладнанням, що виявилось під напругою, і землею до безпечної величини. Використовується в трифазній трипровідній мережі з напругою до 1000 В з ізольованою нейтраллю і вище 1000В - з довільним режимом нейтралі [24].

Щоб мінімізувати ризик професійного захворювання та травматизм працівників при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією та обслуговуванням заземлювальних пристроїв постає питання в вирішенні цілого комплексу питань з охорони праці, які розглянемо далі.

4.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції

На основі аналізу літературних джерел та викладеного матеріалу у підрозділі 4.1 при оперативному та технічному обслуговуванні трансформаторної підстанції повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ДСТУ 12.0.003-74.

Фізичні, небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

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

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори [24]:

- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації;
- психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори;
- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

4.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час проведення робіт по обслуговуванню заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції

Відповідно до завдання в роботі розглядаються організаційно-технічні рішення з охорони праці при експлуатації та обслуговуванні комплектної трансформаторної підстанції, а також під час технічного обслуговування заземлювального пристрою при відсутності природних заземлювачів.

Для розробки рішень з охорони праці при технічному обслуговуванні та ремонті заземлювального пристрою заданих технологічних параметрів за темою роботи були проаналізовані Державні стандарти України табл. 4.1. та Галузеві керівні документи:

ГКД 20.302: 2009 Норми випробування електрообладнання.

ГКД 34.20.503-97. Методичні вказівки по організації системи експлуатаційного обслуговування повітряних ліній.

Підготовчі роботи включають в себе визначення кліматичних умов на місці проведення робіт, підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та пристосувань, системи монтажу оснащення, перевірку ізоляції системи, підйомних механізмів що використовується, та окремих елементів, інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

Таблиця 4.1 – Державні стандарти України

№ п\п	Норм. док.	Назва	Примітки
1	ДСТУ2848-94	Апарати електричні комутаційні. Основні поняття. Терміни та визначення	чинний
2	ДСТУ687-78	Вимикачі змінного струму на напругу понад 1000 В. Загальні технічні умови	чинний

Кліматичні умови визначаються шляхом вимірювання температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Ці показники не повинні виходити за межі установлених допустимих значень:

- температура повітря в теплу пору року не більше плюс 28 °С;
- швидкість вітру 0,2- 0,6 м/с;
- відносна вологість не більше 75 %.

Забороняється проведення робіт при опадах у вигляді дощу та снігу, тумані та інеї, зледенінні на опорах і проводах, наближенні грози.

Конструктивними складовими заземлювального пристрою є: заземлювачі (металеві провідники, що знаходяться в землі) і заземлювальні провідники (з'єднують із заземлювачем обладнання, що заземлюється). В Україні вимоги до захисного заземлення і його забезпечення регламентуються Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) [8, 17].

Метою розрахунку захисного заземлення є визначення кількості електродів заземлювача і заземлювальних провідників, їхніх розмірів і схеми розміщення в землі, при яких опір заземлювального пристрою розтіканню струму або напруга дотику при замиканні фази на заземлені частини електроустановок не перевищують допустимих значень [24]. Розрахунок, як правило, виконується за умов однорідності ґрунту. Заземлювальний пристрій складається із заземлювача і з'єднувальної смуги. Розрізняють заземлювачі штучні, які призначені тільки для цілей заземлення, і природні (металеві конструкції і комунікації іншого призначення, які знаходяться у землі). Як штучні заземлювачі використовують сталеві труби діаметром 35–50 мм і кутову сталь (40×40....60×60 мм з товщиною стінок не менше 3,5 мм і довжиною 2,5–3 м); пруткову сталь діаметром не менше 10 мм; сталеві шини перерізом 100 мм². Вертикальні заземлювачі з'єднують у контур смугою зі сталі перерізу не менше 6 мм за допомогою зварювання. Розрахунок заземлення робиться з урахуванням заданих допустимих значень опору R_d заземлювального пристрою, допустимої напруги дотику та кроку. Загальні вимоги щодо значень R_d захисного заземлення електроустановок викладені у міждержавному стандарті ГОСТ 12.1.030-81 «Захисне заземлення. Занулення» та ПУЕ [8].

В процесі технічного огляду заземлювального пристрою для мінімізації

ризик травматизму необхідно дотримуватися наступних організаційно-технічних вимог техніки безпеки та виробничої санітарії:

- виконання електромонтажних робіт доручається особам, що пройшли медичний огляд і спеціальне навчання для роботи на електроустановках;
- при неможливості облаштування обгороджувальних монтажні роботи повинні виконуватися із застосуванням запобіжного поясу і страхувального каната;
- протягом встановлення вітряка акумуляторні батареї повинні бути від'єднані;
- не слід поєднувати при контактних електричних з'єднаннях разом різні метали (наприклад, мідь і алюміній);
- всі електричні кабелі електроживлення повинні мати надійну ізоляцію та відповідати технологічним вимогам;
- для захисту людей від ураження електричним струмом повинно бути виконано заземлення.

4.3 Розрахунок штучного заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції при відсутності природних заземлювачів

Будь-яке обладнання яке перебуває в Комплектній трансформаторній підстанції (далі КТПБ-інверторна) повинне бути заземлене для того щоб обслуговуючий персонал при виконанні будь яких робіт по обслуговуванню та ремонту не потрапив під високу напругу.

Відповідно до вимог глави 1.7.3 ПУЕ 2014 [8], заземлюючий пристрій трансформатора виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою більше 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізолюваною нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.106 ПУЕ: 2017 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 0,5 Ом.

Виконаємо розрахунок згідно методичних вказівок [24].

- Виконання мережі – з ізольованою нейтралю.
- Напруга мережі – 10 кВ.
- Тип заземлювального пристрою вертикальні сталеві труби з розмірами:
- $l_B = 3 \text{ м.}; d_B = 0.035 \text{ м.};$
 -- товщиною стінки $\delta = 3,5 \text{ мм.}$
- відстань між вертикальними заземлювачами $a = 3 \text{ м.}$, тобто $a/l_B = 1$.
- Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0.8 \text{ м.}, B_C = 35 \text{ мм},$
- Ґрунт – чорнозем; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III.

Визначаємо R_D –допустиме значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої; згідно з ПУЕ для напруги вище 6-35 кВ, $R_D < 10 \text{ Ом.}$ Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему для III кліматичної зони:

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c,$$

де $\rho_{\text{табл.}} = 200 \text{ Ом}$ - приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, (Ом·м)

$K_c = 1,5$ - коефіцієнт сезонності, для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розр.}} = 200 \cdot 1,5 = 300 (\text{Ом} \cdot \text{м})$$

Визначається Н- відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}$$

$$H = 0,8 + \frac{3}{2} = 1,2 \text{ м.}$$

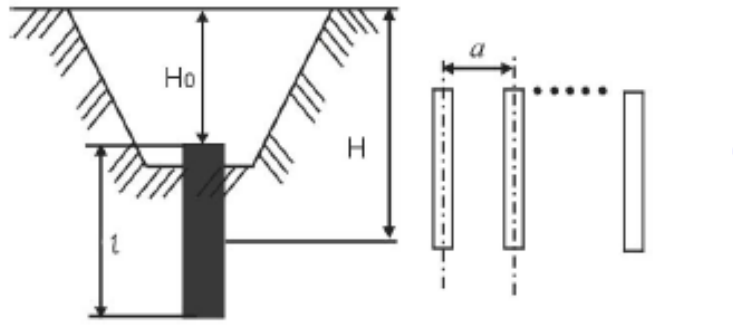


Рисунок 4.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right)$$

$$R_B = 0,366 \frac{300}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,035} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 1,2 + 3}{4 \cdot 1,2 - 3} \right) = 93,421 \text{ Ом.}$$

Визначаємо орієнтовану кількість вертикальних заземлювачів при

$\eta_B = 1$ де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів:

$$n_{\text{ор}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B}$$

$$n_{\text{ор}} = \frac{93,421}{10 \cdot 1} = 9,342 \text{ шт.}; \text{ приймаємо } n_{\text{ор}} = 9 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B , заземлювачі розташовані в ряд, $a/l_B = 1, n = 9$. Приймаємо $\eta_B = 0,55$.
Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{op} / n_{вик}$$

$$n_B = 9 / 0,55 = 16,364$$

Приймаємо $n_B = 17$ шт. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 17$ без врахування з'єднувальної смуги:

$$R_{розр.в.} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}$$

$$R_{розр.в.} = \frac{93,421}{17 \cdot 0,55} = 9,99 \text{ (Ом)}$$

Визначаємо довжину з'єднувальної смуги:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 3(17-1) = 50,4 \text{ м.}$$

Для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{\rho_{розр.}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_o \cdot B_c}$$

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{300}{50,4} \lg \frac{2 \cdot (50,4)^2}{0,8 \cdot 0,035} = 11,457 \text{ Ом}$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при $a = 1$, $n=9$. Приймаємо $\eta_\Gamma = 0,58$. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_Γ :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} ;$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{11,457}{0,58} = 19,419 \text{ Ом}$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.}\Gamma}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.}\Gamma}}$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{9,99 \cdot 19,419}{9,99 + 19,419} = 6,596 \text{ Ом}$$

Напруга на відстані 1, 2, 3 кроки від заземлюючого електроду:

$$U_{\kappa} = \frac{I \cdot \rho}{2 \cdot \pi \cdot x^2} ;$$

$$U_{\kappa 1} = \frac{20 \cdot 300}{2 \cdot 3.14 \cdot 4} = 238,859 (\text{В} / \text{м});$$

$$U_{\kappa 2} = \frac{20 \cdot 300}{2 \cdot 3.14 \cdot 16} = 59,71 (\text{В} / \text{м});$$

$$U_{\kappa 1} = \frac{20 \cdot 300}{2 \cdot 3.14 \cdot 64} = 14,93 (\text{В} / \text{м}).$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

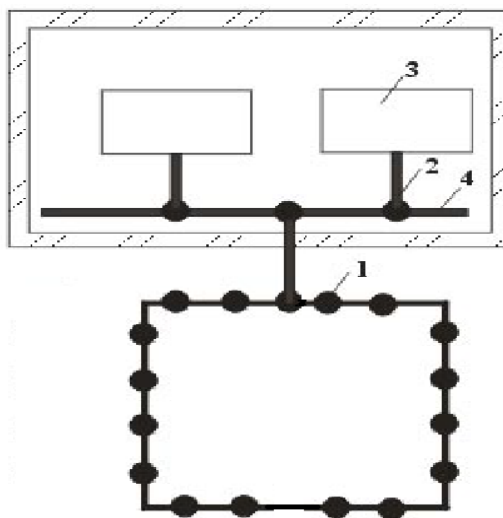


Рисунок 4.2 – Схема захисного заземлення:

1 – заземлювальний пристрій; 2 – заземлювальні провідники;
3 – заземлюване обладнання; 4 – внутрішня магістраль заземлення

4.4 Протипожежний захист електроустановок на підстанції

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах [24, 25]. Приміщення підстанції, де здійснюється діагностика вводів, за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д - негорючі речовини і матеріали в холодному стані з зонами П-ІІІ.

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В проектуваному приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м² наступна: до 1 - 100 м².

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Мінімальні межі вогнестійкості та мінімальні межі розповсюдження полум'я по будівельних конструкціях

	Стіни				Колони	Сходові клітини, балки, марші	Плити, настили та інші несучі конструкції, перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі				Плити настили і прогони	Балки, ферми
II	2/0	1/0	0,25/0	0,25/0	2/0	1/0	0,75/0	0,25/0	0,25/0

Таблиця 4.3 – Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів

Об'єм приміщення, тис. м ³	Категорія приміщення	Ступінь вогнестійкості будівлі	Кількість людей на 1 м ширини Евакуаційного виходу(дверей)
1440	Д	II	100

На території підстанції встановлено 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (5.1)$$

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = \Pi_T \gamma W_t - B_t, \quad (5.2)$$

де: Π_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $\Pi_T = 3,65$ 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:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (5.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (5.4)$$

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 (3633 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (5.5)$$

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: Іллінці (вузол 9)-501, 501-502, 501-503;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 501, 502, 503;
- спорудження відгалуджувальної опори в від ПЛ "Липовець-Іллінці КС".

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 503-504, 504-(вузол 11) Сороки;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 504;
- розвиток відгалуджувальної підстанції Сороки (вузол 11).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 5.1–5.4.

Таблиця 5.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

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

Продовження табл. 5.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

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

Продовження табл. 5.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

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

Таблиця 5.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

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

Продовження табл. 5.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

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

Продовження табл. 5.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

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

Таблиця 5.3 - 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- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 5.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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

Продовження табл. 5.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового 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 введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 5.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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

Таблиця 5.4 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛІ " Липовець-Іллінці КС " (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
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23	100
Загальна кошторисна вартість			586,23						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 167 994,84 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 5.5–5.6.

Таблиця 5.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

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

Продовження табл. 5.5 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

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

Продовження табл. 5.5 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

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

Продовження табл. 5.5 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

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

Таблиця 5.6 – Вартість реконструкції підстанції Сороки (вузол 11):

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

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 62 454,17 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (5.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 28,7 = 33\,215,48 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 24,5 = 28\,354,67 \text{ (тис. грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 167\,994,84 + 33\,215,48 = 201\,210,32 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$K_2 = 62\,454,17 + 28\,354,67 = 90\,808,84 \text{ (тис. грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_t, \quad (5.7)$$

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (5.8)$$

де $\Delta W_{\text{ЛЛ}}$, $\Delta W_{\text{ПП}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт·год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_{\text{Л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%)/100; \quad (5.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\text{П}} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\text{П}}\%)/100; \quad (5.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (5.9-5.10) маємо:

$$B_{Л1} = (33\,215,48 \cdot 0,3)/100 = 99,65 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{Л2} = (28\,354,67 \cdot 0,3)/100 = 85,06 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{П1} = (167\,994,84 \cdot 3)/100 = 5\,039,85 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{П2} = (62\,454,17 \cdot 3)/100 = 1\,873,62 \text{ (тис. грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку, зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 5.7:

Таблиця 5.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будів- ництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 9-501, 501-502, 501-503 П/ст: 501, 502, 503, 9	1 300	50	1 350
2	ЛЕП: 503-504, 504-11 П/ст: 504, 11	470	70	540

Річні видатки було розраховано за виразом (5.7).

$$B_1 = 99,65 + 5\,039,85 + 1\,350 \cdot 1,65 = 7\,366,99 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_2 = 85,06 + 1\,873,62 + 540 \cdot 1,65 = 2\,849,69 \text{ (тис. грн.)};$$

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

$$W_1 = 266509 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

$$W_2 = 18579 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 266509 - 7366,99 = 45401,79 \text{ тис. грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 18579 - 2849,69 = 828,95 \text{ тис. грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (5.1):

$$E'_a = \frac{45401,79 / (1 + 0,2) + 828,95 / (1 + 0,2)^2}{201210,32 / (1 + 0,2) + 90808,84 / (1 + 0,2)^2} = 0,17$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{\text{ок}} = 1 / E'_a = 1 / 0,17 = 6 \text{ років}.$$

Таблиця 5.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	38,8
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6 100
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	134 190
Сумарні капітальні витрати на розвиток ЕМ	тис.грн.	292 019,16
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,66
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,53
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1 840
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	12 860

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (6) підтверджують ефективність.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній роботі виконано розрахунки та спроектовано оптимальну схему розвитку ЕМ 110 кВ, а також було проаналізовано різновиди та умови обслуговування трансформаторних підстанцій.

В першому розділі роботи було показано доцільність та техніко-економічне обґрунтування розвитку існуючої мережі.

В другому розділі роботи, в електротехнічній частині, запропоновано та спроектовано оптимальну схему розвитку електричної мережі 110 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли Нова 501, Нова 502 та Нова 503) та СЕС (вузол 504).

Згідно з визначеною категорією споживачів (переважно 1-ої), була розроблена відповідна конфігурація, що гарантує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення здійснюється від двох центрів через одноланцюгові лінії. Оптимальну схему було визначено за допомогою симплекс-методу (проведено дві ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів), після чого здійснено порівняльний аналіз варіантів послідовності побудови мережі за допомогою методу динамічного програмування, що дозволило вибрати найбільш економічно ефективний варіант.

Щодо питання надійності, то для підстанції Сороки (вузол 11) виконали реконструкцію, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою програмного комплексу «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього також визначили величину сумарних питомих витрат з урахуванням надійності.

Для нових підстанцій (501, 502, 503, 504) була обрана схема РП типу: «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», з урахуванням результатів попередніх розрахунків,

схеми електричних з'єднань проектованої мережі та можливостей її подальшого розвитку.

Що стосується вузла 9, пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опори. Це дозволить уникнути необхідності в розширенні проміжного розподільного пристрою та заощадити кошти на облаштування і подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання.

Отримана мережа була перевірена за такими параметрами режиму, як напруги в вузлах, струми та потужності на ділянках мережі. На основі результатів перевірки було визначено доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

В третьому розділі роботи були розглянуті та проаналізовані різновиди та умови обслуговування трансформаторних підстанцій. Також, було розглянуто схеми підключень електрообладнання та проаналізовано особливості експлуатації трансформаторних підстанцій.

В четвертому розділі роботи було проаналізовано заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації трансформаторних підстанцій. Також було виконано розрахунок штучного заземлювального пристрою для комплектної трансформаторної підстанції. В роботі також розглянуто питання забезпечення протипожежного захисту електроустановок на підстанції.

В п'ятому розділі роботи було виконано розрахунок техніко-економічних показників розвитку електричної мережі. Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності, а саме: 3,66 МВт при сумарній активній потужності генерації 137,79 МВт. Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 292 019,16 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність та хороший термін окупності проекту - 6 років.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Постанова Кабінету Міністрів України від 27 грудня 2022 р. № 1463 «Про внесення змін до пункту 2 додатка 1 до постанови Кабінету Міністрів України від 13 грудня 2017 р. № 1010», Інтернет ресурс [<https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-vnesennia-zmin-do-punktu-2-dodatka-1-do-postanovy-kabinetu-ministriv-ukrainy-vid-13-hrudnia-2017-r-1010-i271222-1463>];
2. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Електрична енергія, <http://www.nerc.gov.ua/>.
3. Cooperation for Restoring the Ukrainian Energy Infrastructure Project, Part I (Task Force), Energy Charter Secretariat, 2022 Boulevard de la Woluwe, 46 B-1200 Brussels, Belgium Revised version, 30 June 2024 (first revision). - Звіт про оцінку збитків в рамках проекту «Співпраця для відновлення енергетичної інфраструктури України»
4. 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.
5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
6. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
7. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.
8. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
9. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені

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

10. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;

11. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;

12. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;

13. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;

14. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;

15. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 – 750 кВ;

16. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;

17. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;

18. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;

19. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;

20. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матєєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.

21. Лежнюк П. Д. Регулювання напруги в електричних системах.

Навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар. – Вінниця: УНІВЕРСУМ Вінниця, 2008. – 171 с. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії. Під заг. ред. Шидловського А.К. Київ: Українські енциклопедичні знання, 2007. 559 с.

22. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Електричні мережі та системи: підручн. К.: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.

23. Кутін В.М. Релейний захист електричних станцій. Навчальний посібник / В.М. Кутін, О.Є. Рубаненко, В.М. Лагутін. – Вінниця: ВНТУ, 2007. – 110 с.

24. Методичні рекомендації до розділу «Охорона праці» в дипломних роботах (для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Укл. – Бондаренко Є.А. – Вінниця.

25. Пожежна безпека об'єктів будівництва: ДБН В.1.1.7-2002. – [Чинний від 03 грудня 2002 р.]. – К.: Держбуд України, 2003.

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

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

28. 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.

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

ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній роботі виконано розрахунки та спроектовано оптимальну схему розвитку ЕМ 110 кВ, а також було проаналізовано різновиди та умови обслуговування трансформаторних підстанцій.

В першому розділі роботи було показано доцільність та техніко-економічне обґрунтування розвитку існуючої мережі.

В другому розділі роботи, в електротехнічній частині, запропоновано та спроектовано оптимальну схему розвитку електричної мережі 110 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли Нова 501, Нова 502 та Нова 503) та СЕС (вузол 504).

Згідно з визначеною категорією споживачів (переважно 1-ої), була розроблена відповідна конфігурація, що гарантує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення здійснюється від двох центрів через одноланцюгові лінії. Оптимальну схему було визначено за допомогою симплекс-методу (проведено дві ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів), після чого здійснено порівняльний аналіз варіантів послідовності побудови мережі за допомогою методу динамічного програмування, що дозволило вибрати найбільш економічно ефективний варіант.

Щодо питання надійності, то для підстанції Сороки (вузол 11) виконали реконструкцію, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою програмного комплексу «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього також визначили величину сумарних питомих витрат з урахуванням надійності.

Для нових підстанцій (501, 502, 503, 504) була обрана схема РП типу: «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», з урахуванням результатів попередніх розрахунків,

схеми електричних з'єднань проектованої мережі та можливостей її подальшого розвитку.

Що стосується вузла 9, пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опори. Це дозволить уникнути необхідності в розширенні проміжного розподільного пристрою та заощадити кошти на облаштування і подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання.

Отримана мережа була перевірена за такими параметрами режиму, як напруги в вузлах, струми та потужності на ділянках мережі. На основі результатів перевірки було визначено доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

В третьому розділі роботи були розглянуті та проаналізовані різновиди та умови обслуговування трансформаторних підстанцій. Також, було розглянуто схеми підключень електрообладнання та проаналізовано особливості експлуатації трансформаторних підстанцій.

В четвертому розділі роботи було проаналізовано заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації трансформаторних підстанцій. Також було виконано розрахунок штучного заземлювального пристрою для комплектної трансформаторної підстанції. В роботі також розглянуто питання забезпечення протипожежного захисту електроустановок на підстанції.

В п'ятому розділі роботи було виконано розрахунок техніко-економічних показників розвитку електричної мережі. Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності, а саме: 3,66 МВт при сумарній активній потужності генерації 137,79 МВт. Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 292 019,16 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність та хороший термін окупності проекту - 6 років.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Розвиток електричної мережі з аналізом різновидів та умов обслуговування трансформаторних підстанцій.

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

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

Керівник к.т.н., доцент кафедри ЕСС Остра Н.В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор _____ Трач Р.О. _____
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

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

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

ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(підпис)

" ____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ РІЗНОВИДІВ ТА УМОВ

ОБСЛУГОВУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

08-21.МКР.016.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

_____ Остра Н.В.

Магістр групи 2ЕСМ-22м

_____ Трач Р.О.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, збільшення пропускної спроможності основних перетинів та розв'язання проблеми мережних обмежень необхідно спроектувати, добудувати та ввести в експлуатацію нові об'єкти – лінії електропередачі та підстанції;

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної мережі - сформулювати оптимальну схему розвитку електричної мережі 110 кВ та проаналізувати різновиди та умови обслуговування трансформаторних підстанцій. б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. 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.

2. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

3. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 2017.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Запропонувати оптимальний варіант розвитку електричних мереж. Проектування, монтаж і експлуатація електрообладнання мають виконуватися у відповідності до вимог ПУЕ та ПТЕ.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних методів застосовується фрагмент схеми електричної мережі 110 кВ ПАТ “Вінницяобленерго”. Дані про лінії існуючої електричної мережі подані в таблиці 1. Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі показані в таблиці 2. Схема існуючої електричної мережі до розвитку показана на рисунку 1.

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 6100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 700 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники оптимального розвитку електричної мережі та на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такого проекту.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	19.09.24	
2	Техніко-економічне обґрунтування	20.09.24	08.10. 24	
3	Електротехнічна частина	09.10. 24	22.10. 24	
4	Аналіз різновидів та умов обслуговування трансформаторних підстанцій	23.10. 24	29.10. 24	
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	30.10. 24	05.11. 24	

6	Економічна частина	06.11. 24	12.11. 24	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11. 24	20.11. 24	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11. 24	27.11. 24	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11. 24	05.12. 24	
10	Рецензування МКР	06.12. 24	09.12. 24	
11	Захист МКР	За графіком	-	

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

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

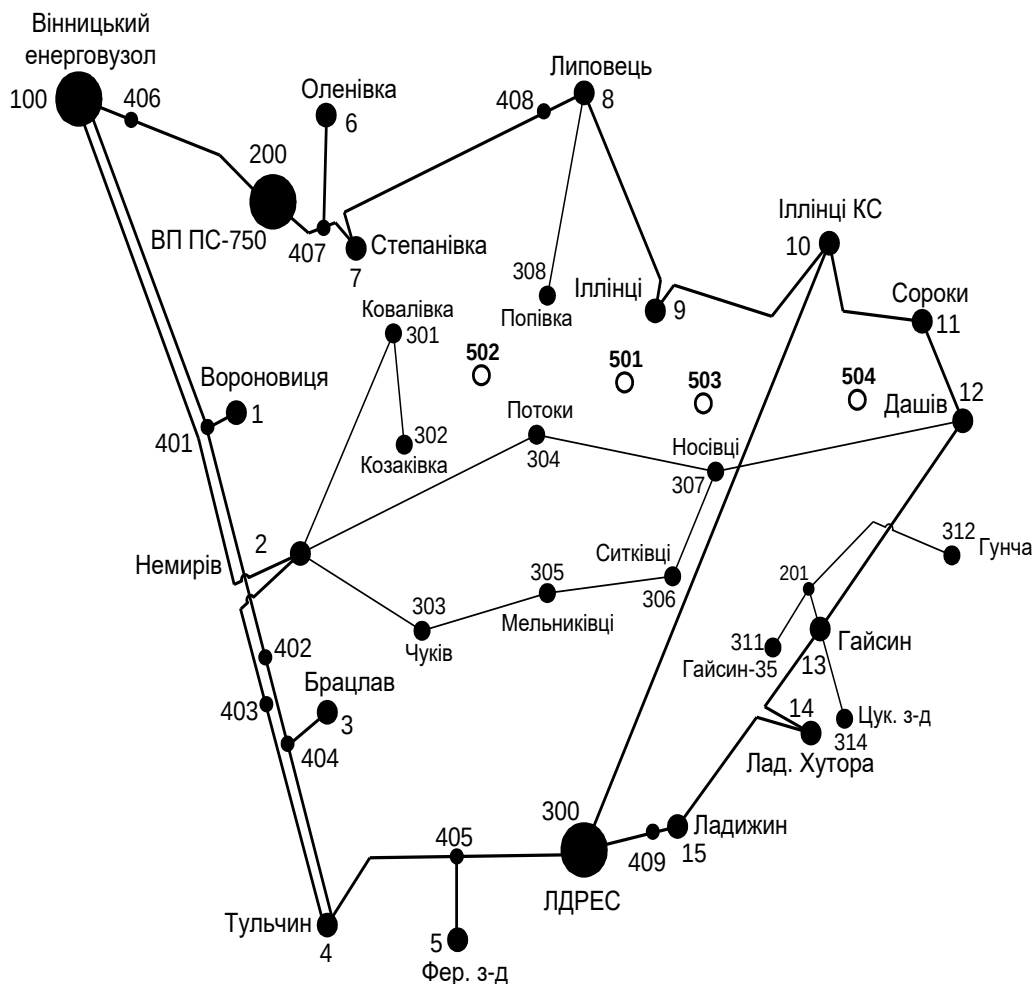


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 700 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	Нова 3 (503)	СЕС 4 (504)
Навантаження, МВт	18,1	12,5	8,2	15,0
cos φ	0,88	0,89	0,87	1,00
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	82	75	80	85	90	92	94	92	98	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжин а лінії
100	401	Вінницький енерговузол – 401	14,08	АС-185
401	1	401 – Вороновиця	7,55	АС-95
401	402	401 – 402	23,82	АС-185
402	404	402 – 404	14,2	АС-150
404	3	404 – Брацлав	5,1	АС-95
404	4	404 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	403	Немирів – 403	4	АС-185
403	4	403 – Тульчин	28,6	АС-150
405	4	405 – Тульчин	24,8	АС-150
405	5	405 – Ферментний завод	0,8	АС-95
300	405	Ладизинська ТЕС – 405	2,3	АС-150
100	406	100 – 406	1,35	АС-185
406	200	406 – ВП ПС-750	15,75	АС-150
200	407	ВП ПС-750 – 407	4,0	АС-150
407	6	407 – Оленівка	6,4	АС-150
407	7	407 – Степанівка	3,3	АС-150
7	408	Степанівка – 408	23,5	АС-150
408	8	408 – Липовець	2,5	АС-120
8	9	Липовець – Іллінці	17,6	АС-120
9	10	Іллінці – Іллінці КС	21,6	АС-120
300	10	Ладизинська ТЕС – Іллінці КС	80,2	АС-240
11	10	Сороки – Іллінці КС	17,9	АС-120
12	11	Дашів – Сороки	8,1	АС-120
13	12	Гайсин – Дашів	27,0	АС-150
14	13	Лад. Хутора – Гайсин	20,7	АС-150
15	14	Ладизин – Лад. Хутора	10,5	АС-150
409	15	409 – Ладизин	1,47	АС-150
300	409	Ладизинська ТЕС – 409	25,3	АС-95
2	301	Немирів – Ковалівка	12,4	АС-95
301	302	Ковалівка – Козаківка	10,7	АС-95
2	303	Немирів – Чуків	10,21	АС-95
2	304	Немирів – Потоки	22,9	АС-50
303	305	Чуків – Мельниківці	14,8	АС-95
305	306	Мельниківці – Ситківці	17,0	АС-95
304	307	Потоки – Носівці	31,52	АС-120
306	307	Ситківці – Носівці	9,3	АС-95
12	307	Дашів – Носівці	29,41	АС-120

8	308	Липовець – Попівка	14,93	АС-95
12	309	Дашів – Слободище	19,5	АС-70
309	310	Слободище – Гранів	13,43	АС-95
13	201	Гайсин – 201	5,05	АС-120
201	311	201 – Гайсин 35	4,0	АС-95
201	312	201 – Гунча	6,6	АС-95
13	313	Гайсин – Тишківка	12,9	АС-50
13	314	Гайсин – Цук. з-д	16,94	АС-95

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Ладизинська ТЕС		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,87	2,3 + j1,3	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,88	4,7 + j2,54	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,86	2,2 + j1,31	ТМН-6300/110/10	1
4	Тульчин	0,9	4,8 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Ферментний завод	0,88	9,0 + j4,86	ТРДН-25000/110/10	1
6	Оленівка	0,88	2,3 + j1,24	ТМН-6300/110/10	1
7	Степанівка	0,89	2,5 + j1,28	ТМН-6300/110/10	1
8	Липовець	0,88	4,3 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
9	Іллінці	0,87	2,6 + j1,47	ТМН-6300/110/10	2
10	Іллінці КС	0,86	21,0 + j12,46	ТРДЦН-63000/110/10	2
11	Сороки	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/110/10	1
12	Дашів	0,88	3,0 + j1,62	ТДТН-10000/110/35/10	2
13	Гайсин	0,89	6,5 + j3,33	ТДТН-25000/110/35/10	1
14	Лад. Хутора	0,9	2,6 + j1,26	ТМН-6300/110/10	1
15	Ладизин	0,87	6,7 + j3,8	ТДТН-25000/110/35/10	2
301	Ковалівка	0,86	1,0 + j0,59	ТМН-2500/35/10	1
302	Козаківка	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	1
303	Чуків	0,87	0,6 + j0,34	ТМН-1600/35/10	2
304	Потоки	0,89	1,1 + j0,56	ТМН-2500/35/10	2
305	Мельниківці	0,88	1,2 + j0,65	ТМН-2500/35/10	1
306	Ситківці	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-2500/35/10	2
307	Носівці	0,86	1,4 + j0,83	ТМН-4000/35/10	2
308	Попівка	0,9	0,6 + j0,29	ТМН-1600/35/10	1
309	Слободище	0,88	0,8 + j0,43	ТМН-2500/35/10	1
310	Гранів	0,9	0,8 + j0,39	ТМН-1600/35/10	1
311	Гайсин 35	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-4000/35/10 ТМН-6300/35/10	2
312	Гунча	0,89	0,5 + j0,26	ТМН-1600/35/10	2
313	Тишківка	0,87	1,4 + j0,79	ТМН-4000/35/10	1
314	Цук. з-д	0,88	0,9 + j0,49	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Ладизинська ТЕС		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,87	$2,3 + j1,3$	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,88	$4,7 + j2,54$	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,86	$2,2 + j1,31$	ТМН-6300/110/10	1
4	Тульчин	0,9	$4,8 + j2,32$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Ферментний завод	0,88	$9,0 + j4,86$	ТРДН-25000/110/10	1
6	Оленівка	0,88	$2,3 + j1,24$	ТМН-6300/110/10	1
7	Степанівка	0,89	$2,5 + j1,28$	ТМН-6300/110/10	1
8	Липовець	0,88	$4,3 + j2,32$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
9	Іллінці	0,87	$2,6 + j1,47$	ТМН-6300/110/10	2
10	Іллінці КС	0,86	$21,0 + j12,46$	ТРДЦН-63000/110/10	2
11	Сороки	0,89	$2,2 + j1,13$	ТМН-6300/110/10	1
12	Дашів	0,88	$3,0 + j1,62$	ТДТН-10000/110/35/10	2
13	Гайсин	0,89	$6,5 + j3,33$	ТДТН-25000/110/35/10	1
14	Лад. Хутора	0,9	$2,6 + j1,26$	ТМН-6300/110/10	1
15	Ладизин	0,87	$6,7 + j3,8$	ТДТН-25000/110/35/10	2
301	Ковалівка	0,86	$1,0 + j0,59$	ТМН-2500/35/10	1
302	Козаківка	0,87	$0,9 + j0,51$	ТМН-2500/35/10	1
303	Чуків	0,87	$0,6 + j0,34$	ТМН-1600/35/10	2
304	Потоки	0,89	$1,1 + j0,56$	ТМН-2500/35/10	2
305	Мельниківці	0,88	$1,2 + j0,65$	ТМН-2500/35/10	1
306	Ситківці	0,87	$1,3 + j0,74$	ТМН-2500/35/10	2
307	Носівці	0,86	$1,4 + j0,83$	ТМН-4000/35/10	2
308	Попівка	0,9	$0,6 + j0,29$	ТМН-1600/35/10	1
309	Слободище	0,88	$0,8 + j0,43$	ТМН-2500/35/10	1
310	Гранів	0,9	$0,8 + j0,39$	ТМН-1600/35/10	1
311	Гайсин 35	0,87	$1,3 + j0,74$	ТМН-4000/35/10 ТМН-6300/35/10	2
312	Гунча	0,89	$0,5 + j0,26$	ТМН-1600/35/10	2
313	Тишківка	0,87	$1,4 + j0,79$	ТМН-4000/35/10	1
314	Цук. з-д	0,88	$0,9 + j0,49$	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2

ДОДАТОК В

Результати розрахунків режимів роботи проекрованої мережі

В.1 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ДОДАТОК А

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛИСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 6100.0 ГОД
 ЧАС ВТРАТ: 3007.5 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 93.572 МВт / 570.788 МЛН.КВТ*Г
 ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 90.500 МВт / 552.050 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 2.156 МВт / 6.483 МЛН.КВТ*Г
 ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 2.156 МВт / 6.483 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.531 МВт / 3.238 МЛН.КВТ*Г
 ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.432 МВт / 1.299 МЛН.КВТ*Г
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.963 МВт / 4.537 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 3.118 МВт / 11.020 МЛН.КВТ*Г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-17.877	-8.923	110.000	0.00
401		0.000	0.000	109.775	-0.12
1	ВОРОНОВИЦЯ	0.000	0.000	109.685	-0.13
402		0.000	0.000	109.531	-0.23
404		0.000	0.000	109.336	-0.28
3	БРАЦЛАВ	0.000	0.000	109.276	-0.29
4	ТУЛЬЧИН	0.000	0.000	109.244	-0.29
2	НЕМИРІВ	0.000	0.000	108.766	-0.42
403		0.000	0.000	108.827	-0.40
405		0.000	0.000	109.862	-0.05
5	ФЕРМЕНТНИЙ ЗАВОД	0.000	0.000	109.824	-0.06
300	ЛАДИЖИНСЬКА ТЕС	-67.703	-40.686	110.000	0.00
406		0.000	0.000	110.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.992	-4.013	110.000	0.00
407		0.000	0.000	109.883	-0.04
6	ОЛЕНІВКА	0.000	0.000	109.824	-0.06
7	СТЕПАНІВКА	0.000	0.000	109.813	-0.07
408		0.000	0.000	109.518	-0.16
8	ЛИПОВЕЦЬ	0.000	0.000	109.478	-0.17
9	ІЛЛІНЦІ	0.000	0.000	109.613	-0.13
10	ІЛЛІНЦІ КС	0.000	0.000	103.373	-2.35
11	СОРОКИ	0.000	0.000	103.216	-2.29
12	ДАШІВ	0.000	0.000	103.222	-2.24
13	ГАЙСИН	0.000	0.000	103.906	-1.84
14	ЛАД. ХУТОРА	0.000	0.000	105.371	-1.24
15	ЛАДИЖИН	0.000	0.000	106.214	-0.90
409		0.000	0.000	106.375	-0.84
301	КОВАЛІВКА	0.000	0.000	32.930	-7.55
302	КОЗАКІВКА	0.000	0.000	32.761	-7.65
303	ЧУКІВ	0.000	0.000	32.872	-7.54
304	ПОТОКИ	0.000	0.000	32.504	-7.57
305	МЕЛЬНИКІВЦІ	0.000	0.000	32.343	-7.79
306	СИТКІВЦІ	0.000	0.000	32.089	-7.84
307	НОСІВЦІ	0.000	0.000	32.170	-7.74
308	ПОПІВКА	0.000	0.000	35.097	-3.66
309	СЛОБОДИЩЕ	0.000	0.000	32.079	-7.35
310	ГРАНІВ	0.000	0.000	31.895	-7.49
201		0.000	0.000	33.394	-5.15
311	ГАЙСИН 35	0.000	0.000	33.300	-5.19
312	ГУНЧА	0.000	0.000	33.337	-5.18
313	ТИШКІВКА	0.000	0.000	33.368	-5.25
314	ЦУК. З-Д	0.000	0.000	33.026	-5.16
1001		2.300	1.300	10.195	-2.53
2003		0.000	0.000	101.971	-5.48

2002	0.000	0.000	33.345	-7.31
2001	4.700	2.540	9.741	-5.44
20033	0.000	0.000	108.766	-0.42
20021	0.000	0.000	36.413	-0.42
20011	0.000	0.000	10.403	-0.42
3001	2.200	1.310	10.154	-2.59
4003	0.000	0.000	105.389	-3.64
4002	0.000	0.000	35.283	-3.64
4001	4.800	2.320	9.873	-5.66
40031	0.000	0.000	109.244	-0.29
40021	0.000	0.000	36.573	-0.29
40011	0.000	0.000	10.449	-0.29
5001	9.000	4.860	9.769	-2.43
6001	2.300	1.240	10.221	-2.45
7001	2.500	1.280	10.207	-2.67
8003	0.000	0.000	105.272	-3.57
8002	0.000	0.000	35.233	-3.56
8001	4.300	2.320	9.865	-5.38
80031	0.000	0.000	109.478	-0.17
80021	0.000	0.000	36.652	-0.17
80011	0.000	0.000	10.471	-0.17
9001	2.600	1.470	10.146	-2.84
10001	21.000	12.460	9.163	-4.85
100011	0.000	0.000	9.439	-2.35
11001	2.200	1.130	9.594	-4.89
12003	0.000	0.000	97.959	-7.11
12002	0.000	0.000	32.738	-7.07
12001	3.000	1.620	9.218	-8.56
120031	0.000	0.000	103.222	-2.24
120021	0.000	0.000	34.557	-2.24
120011	0.000	0.000	9.873	-2.24
13003	0.000	0.000	100.234	-5.06
13002	0.000	0.000	33.536	-5.04
13001	6.500	3.330	9.465	-6.32
14001	2.600	1.260	9.769	-4.19
15003	0.000	0.000	103.925	-2.80
15002	0.000	0.000	34.792	-2.80
15001	6.700	3.800	9.807	-4.01
150031	0.000	0.000	106.214	-0.90
150021	0.000	0.000	35.559	-0.90
150011	0.000	0.000	10.159	-0.90
301001	1.000	0.590	9.658	-9.12
302001	0.900	0.510	10.093	-9.08
303001	0.600	0.340	9.657	-9.01
3030011	0.000	0.000	9.863	-7.54
304001	1.100	0.560	9.983	-9.37
3040011	0.000	0.000	10.215	-7.57
305001	1.200	0.650	9.896	-9.77
306001	1.300	0.740	9.336	-10.03
3060011	0.000	0.000	9.628	-7.84
307001	1.400	0.830	9.879	-9.45
3070011	0.000	0.000	10.110	-7.74
308001	0.600	0.290	10.852	-4.96
309001	0.800	0.430	9.906	-8.69
310001	0.800	0.390	9.756	-9.61
311001	1.300	0.740	10.266	-6.67
3110011	0.000	0.000	10.465	-5.19
312001	0.500	0.260	10.313	-6.38
3120011	0.000	0.000	10.477	-5.18
313001	1.400	0.790	9.977	-6.28
3130011	0.900	0.490	10.247	-6.20

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QП, МВАР	РК, МВТ	QК, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
100	401	5.609	2.131	5.601	2.115	0.007	0.016	0.031	0.225
401	402	3.282	1.500	3.278	1.491	0.004	0.010	0.019	0.244
402	404	3.278	2.126	3.274	2.119	0.004	0.007	0.021	0.196
404	4	1.056	1.248	1.056	1.247	0.001	0.001	0.009	0.093
4	403	3.310	2.339	3.301	2.324	0.008	0.015	0.021	0.418
403	2	3.301	2.855	3.300	2.852	0.001	0.002	0.023	0.060
2	100	-7.749	-4.982	-7.800	-5.096	0.051	0.113	-0.049	-1.236
2002	303	2.560	1.762	2.531	1.727	0.029	0.035	0.054	0.486
303	305	1.922	1.363	1.897	1.333	0.025	0.030	0.041	0.544
305	306	0.686	0.646	0.681	0.641	0.005	0.006	0.017	0.256
306	307	-0.636	-0.179	-0.637	-0.180	0.001	0.002	-0.012	-0.088
307	304	-0.579	-0.470	-0.584	-0.477	0.005	0.007	-0.013	-0.344
304	2002	-1.697	-1.051	-1.736	-1.087	0.039	0.035	-0.035	-0.854
2	2003	10.998	8.271	10.955	6.814	0.043	1.450	0.073	7.258
2003	2002	6.251	4.276	6.236	3.980	0.015	0.295	0.043	2.713
307	12002	-1.473	-0.564	-1.492	-0.592	0.019	0.028	-0.028	-0.613

12003	12002	3.147	1.416	3.140	1.416	0.007	0.000	0.020	0.159
12	12003	6.178	3.845	6.151	3.138	0.026	0.704	0.041	5.937
12	11	2.181	-1.337	2.179	-1.339	0.001	0.002	0.014	0.009
11	10	-0.037	-2.285	-0.039	-2.289	0.002	0.003	0.013	-0.152
10	300	-21.181	-15.290	-21.853	-17.181	0.669	1.883	-0.146	-6.714
12	13	-8.392	-2.192	-8.432	-2.265	0.040	0.073	-0.048	-0.709
13	14	-19.166	-8.590	-19.343	-8.915	0.177	0.324	-0.117	-1.495
14	15	-21.963	-9.934	-22.078	-10.145	0.115	0.210	-0.132	-0.854
15	409	-28.844	-14.591	-28.872	-14.644	0.028	0.052	-0.175	-0.163
409	300	-28.872	-14.242	-29.638	-15.162	0.762	0.917	-0.174	-3.636
13002	313	0.885	0.095	0.881	0.091	0.004	0.004	0.015	0.178
313	313001	0.876	0.077	0.874	0.061	0.002	0.016	0.015	0.175
314	313001	0.532	0.768	0.525	0.728	0.006	0.040	0.016	1.336
314	13002	-1.441	-1.306	-1.461	-1.330	0.019	0.023	-0.034	-0.515
4	405	-7.124	-3.176	-7.150	-3.225	0.026	0.048	-0.041	-0.619
405	300	-16.199	-8.318	-16.212	-8.342	0.013	0.024	-0.096	-0.138
100	406	0.002	-0.263	0.002	-0.263	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.021	0.002	0.021	0.000	0.000	0.000	0.001
200	407	7.994	4.035	7.988	4.024	0.006	0.010	0.047	0.117
407	7	5.670	2.921	5.668	2.917	0.002	0.004	0.033	0.070
7	408	3.149	1.865	3.144	1.855	0.005	0.010	0.019	0.295
408	8	3.144	2.281	3.143	2.280	0.001	0.001	0.020	0.040
8	9	-1.834	-0.868	-1.835	-0.870	0.002	0.002	-0.011	-0.134
9	100	-4.455	-1.943	-4.467	-1.960	0.011	0.017	-0.026	-0.388
15	15003	6.712	4.305	6.704	3.992	0.008	0.312	0.043	2.400
15003	15002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15003	15001	6.704	3.992	6.696	3.798	0.008	0.193	0.043	1.521
15	150031	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
12002	309	1.648	0.893	1.619	0.867	0.029	0.026	0.033	0.674
309	310	0.812	0.434	0.808	0.430	0.004	0.004	0.017	0.193
13	13003	10.709	6.874	10.686	6.040	0.022	0.830	0.071	4.009
13003	13002	4.182	2.525	4.179	2.525	0.004	0.000	0.028	0.058
13002	201	1.833	1.152	1.828	1.144	0.006	0.008	0.037	0.147
201	311	1.320	0.864	1.317	0.860	0.003	0.004	0.027	0.095
311	311001	1.305	0.788	1.299	0.740	0.005	0.048	0.026	0.718
311	3110011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	312	0.508	0.303	0.507	0.303	0.001	0.001	0.010	0.059
312	312001	0.502	0.275	0.500	0.260	0.002	0.015	0.010	0.589
312	3120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	310001	0.806	0.431	0.799	0.390	0.006	0.041	0.017	1.015
309	309001	0.803	0.456	0.799	0.430	0.004	0.026	0.017	0.658
1	1001	2.308	1.435	2.299	1.299	0.009	0.135	0.014	3.204
302	302001	0.904	0.543	0.899	0.510	0.005	0.033	0.019	0.756
314	3130011	0.902	0.512	0.899	0.490	0.003	0.023	0.018	0.478
13003	13001	6.504	3.515	6.496	3.328	0.008	0.186	0.043	1.490
12	120031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
12003	12001	3.005	1.722	2.998	1.619	0.007	0.103	0.020	1.907
307	307001	1.406	0.891	1.399	0.829	0.007	0.061	0.030	0.868
307	3070011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
306	306001	1.310	0.813	1.299	0.740	0.011	0.073	0.028	1.148
306	3060011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
305	305001	1.208	0.709	1.199	0.650	0.009	0.060	0.025	1.011
303	303001	0.603	0.363	0.600	0.340	0.004	0.023	0.012	0.797
303	3030011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2003	2001	4.705	2.538	4.697	2.538	0.007	0.000	0.030	0.118
2	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
301	301001	1.005	0.631	0.999	0.590	0.006	0.041	0.021	0.861
11	11001	2.208	1.263	2.199	1.129	0.009	0.133	0.014	3.192
405	5	9.049	5.554	9.046	5.551	0.002	0.003	0.056	0.038
5	5001	9.018	5.364	8.994	4.857	0.023	0.505	0.055	2.928
4	4003	4.825	2.918	4.811	2.539	0.014	0.377	0.030	4.065
4003	4002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4003	4001	4.811	2.539	4.797	2.319	0.014	0.219	0.030	2.461
4	40031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
40031	40021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
40031	40011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
404	3	2.218	1.420	2.217	1.419	0.001	0.001	0.014	0.061
3	3001	2.207	1.437	2.199	1.309	0.008	0.128	0.014	3.219
2002	301	1.940	1.197	1.920	1.174	0.019	0.023	0.039	0.429
10	10001	21.038	13.756	20.987	12.452	0.051	1.299	0.140	3.288
10	100011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
301	302	0.912	0.554	0.908	0.549	0.004	0.004	0.019	0.175
304	304001	1.106	0.608	1.099	0.560	0.007	0.048	0.022	0.878
304	3040011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
14	14001	2.610	1.435	2.598	1.259	0.012	0.176	0.016	3.481
401	1	2.319	1.379	2.317	1.377	0.001	0.002	0.014	0.090
9	9001	2.610	1.644	2.598	1.469	0.012	0.174	0.016	3.668
8	80031	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

80031	80011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
80031	80021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	8003	4.932	3.196	4.917	2.786	0.015	0.408	0.031	4.410
8003	8001	4.309	2.504	4.297	2.319	0.012	0.185	0.027	2.383
8003	8002	0.608	0.283	0.607	0.283	0.000	0.000	0.004	0.030
8002	308	0.607	0.307	0.605	0.305	0.002	0.002	0.011	0.140
308	308001	0.603	0.308	0.600	0.290	0.003	0.018	0.011	0.622
7	7001	2.509	1.432	2.498	1.279	0.010	0.152	0.015	3.216
407	6	2.318	1.329	2.317	1.328	0.001	0.001	0.014	0.058
6	6001	2.307	1.371	2.299	1.239	0.009	0.131	0.014	3.066
15001	150011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
306001	3060011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4002	40021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
303001	3030011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
307001	3070011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12002	120021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4001	40011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2002	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
311001	3110011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001	80011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304001	3040011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
312001	3120011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001	100011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8002	80021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12001	120011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
313001	3130011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

В2 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6100.0 год

Час втрат: 3007.5 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 138.111 МВт / 842.479 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 134.190 МВт / 818.559 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.961 МВт / 8.905 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.961 МВт / 8.905 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.540 МВт / 3.294 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.480 МВт / 1.445 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.020 МВт / 4.739 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.981 МВт / 13.644 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-46.359	-28.208	105.000	0.00
401		0.000	0.000	104.757	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	104.662	-0.14
402		0.000	0.000	104.496	-0.24
404		0.000	0.000	104.292	-0.30
3	Брацлав	0.000	0.000	104.228	-0.31
4	Тульчин	0.000	0.000	104.199	-0.31
2	Немирів	0.000	0.000	103.715	-0.43
403		0.000	0.000	103.776	-0.42
405		0.000	0.000	104.854	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	104.814	-0.06
300	ладизинська ТЕС	-54.536	-36.793	105.000	0.00

406		0.000	0.000	105.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-20.327	-13.467	105.000	0.00
407		0.000	0.000	104.640	-0.10
6	Оленівка	0.000	0.000	104.579	-0.12
7	Степанівка	0.000	0.000	104.372	-0.18
408		0.000	0.000	102.686	-0.63
8	Липовець	0.000	0.000	102.479	-0.67
9	Іллінці	0.000	0.000	101.474	-0.85
10	Іллінці КС	0.000	0.000	99.449	-1.65
11	Сороки	0.000	0.000	99.752	-1.39
12	Дашів	0.000	0.000	99.567	-1.43
13	Гайсин	0.000	0.000	99.817	-1.33
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	100.996	-0.93
15	Ладизин	0.000	0.000	101.695	-0.68
409		0.000	0.000	101.839	-0.63
301	Ковалівка	0.000	0.000	31.112	-7.98
302	Козаківка	0.000	0.000	30.932	-8.09
303	Чуків	0.000	0.000	31.087	-7.93
304	Потоки	0.000	0.000	30.752	-7.93
305	Мельниківці	0.000	0.000	30.576	-8.15
306	Ситківці	0.000	0.000	30.367	-8.15
307	Носівці	0.000	0.000	30.486	-8.01
308	Попівка	0.000	0.000	32.606	-4.69
309	Слободище	0.000	0.000	30.570	-7.36
310	Гранів	0.000	0.000	30.376	-7.51
201		0.000	0.000	31.953	-4.92
311	Гайсин 35	0.000	0.000	31.856	-4.98
312	Гунча	0.000	0.000	31.894	-4.96
313	Тишківка	0.000	0.000	31.916	-5.03
314	Цук. з-д	0.000	0.000	31.580	-4.95
1001		2.300	1.300	9.698	-2.78
2003		0.000	0.000	96.668	-5.81
2002		0.000	0.000	31.553	-7.71
2001		4.700	2.540	9.233	-5.77
20033		0.000	0.000	103.715	-0.43
20021		0.000	0.000	34.722	-0.43
20011		0.000	0.000	9.920	-0.43
3001		2.200	1.310	9.655	-2.85
4003		0.000	0.000	100.084	-4.00
4002		0.000	0.000	33.506	-4.00
4001		4.800	2.320	9.353	-6.25
40031		0.000	0.000	104.199	-0.31
40021		0.000	0.000	34.884	-0.31
40011		0.000	0.000	9.966	-0.31
5001		9.000	4.860	9.298	-2.68
6001		2.300	1.240	9.703	-2.77
7001		2.500	1.280	9.669	-3.07
8003		0.000	0.000	97.869	-4.59
8002		0.000	0.000	32.754	-4.58
8001		4.300	2.320	9.140	-6.69
80031		0.000	0.000	102.479	-0.67
80021		0.000	0.000	34.308	-0.67
80011		0.000	0.000	9.802	-0.67
9001		2.600	1.470	9.336	-4.04
10001		21.000	12.460	8.793	-4.35
100011		0.000	0.000	9.080	-1.65
11001		2.200	1.130	9.252	-4.17
12003		0.000	0.000	93.590	-7.10
12002		0.000	0.000	31.264	-7.05
12001		3.000	1.620	8.792	-8.70
120031		0.000	0.000	99.567	-1.43
120021		0.000	0.000	33.333	-1.43
120011		0.000	0.000	9.523	-1.43
13003		0.000	0.000	95.953	-4.83
13002		0.000	0.000	32.102	-4.81
13001		6.500	3.330	9.050	-6.21
14001		2.600	1.260	9.335	-4.15
15003		0.000	0.000	99.283	-2.76
15002		0.000	0.000	33.238	-2.76
15001		6.700	3.800	9.356	-4.09
150031		0.000	0.000	101.695	-0.68

150021	0.000	0.000	34.046	-0.68
150011	0.000	0.000	9.727	-0.68
301001	1.000	0.590	9.099	-9.75
302001	0.900	0.510	9.505	-9.70
303001	0.600	0.340	9.109	-9.58
3030011	0.000	0.000	9.327	-7.93
304001	1.100	0.560	9.418	-9.95
3040011	0.000	0.000	9.664	-7.93
305001	1.200	0.650	9.324	-10.38
306001	1.300	0.740	8.800	-10.60
3060011	0.000	0.000	9.111	-8.15
307001	1.400	0.830	9.336	-9.91
3070011	0.000	0.000	9.581	-8.01
308001	0.600	0.290	10.055	-6.20
309001	0.800	0.430	9.422	-8.83
310001	0.800	0.390	9.264	-9.86
311001	1.300	0.740	9.802	-6.59
3110011	0.000	0.000	10.011	-4.98
312001	0.500	0.260	9.851	-6.27
3120011	0.000	0.000	10.023	-4.96
313001	1.400	0.790	9.529	-6.16
3130011	0.900	0.490	9.786	-6.08
501	20.380	11.000	100.441	-1.30
502	14.080	7.210	100.133	-1.47
503	9.230	5.230	100.148	-1.33
504	-16.890	0.000	100.030	-1.17
501001	0.000	0.000	9.607	-1.30
502001	0.000	0.000	9.578	-1.47
503001	0.000	0.000	9.579	-1.33
504001	0.000	0.000	9.568	-1.17

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
100	401	5.552	2.306	5.544	2.288	0.008	0.017	0.033	0.243
401	402	3.224	1.586	3.220	1.575	0.005	0.011	0.020	0.261
402	404	3.220	2.154	3.216	2.147	0.004	0.007	0.021	0.205
404	4	0.998	1.211	0.997	1.209	0.001	0.001	0.009	0.093
4	403	3.124	2.305	3.116	2.290	0.008	0.015	0.021	0.424
403	2	3.116	2.772	3.115	2.770	0.001	0.002	0.023	0.061
2	100	-7.503	-5.036	-7.557	-5.156	0.054	0.119	-0.050	-1.288
2002	303	2.336	1.687	2.308	1.653	0.028	0.034	0.053	0.478
303	305	1.700	1.287	1.677	1.259	0.023	0.028	0.040	0.522
305	306	0.465	0.563	0.461	0.559	0.003	0.004	0.014	0.207
306	307	-0.856	-0.269	-0.859	-0.272	0.003	0.003	-0.017	-0.129
307	304	-0.376	-0.399	-0.379	-0.402	0.003	0.004	-0.010	-0.269
304	2002	-1.492	-0.987	-1.527	-1.018	0.035	0.032	-0.034	-0.810
2	2003	10.571	8.203	10.526	6.689	0.045	1.508	0.074	7.541
2003	2002	5.821	4.150	5.806	3.856	0.015	0.293	0.043	2.775
307	12002	-1.898	-0.739	-1.934	-0.791	0.035	0.051	-0.039	-0.839
12003	12002	3.595	1.633	3.585	1.633	0.009	0.000	0.024	0.190
12	12003	6.633	4.258	6.600	3.366	0.033	0.888	0.046	6.665
12	11	-4.328	-2.838	-4.334	-2.846	0.006	0.009	-0.030	-0.187
11	10	6.333	-0.036	6.313	-0.064	0.019	0.028	0.037	0.315
10	300	-14.825	-13.234	-15.245	-14.416	0.418	1.178	-0.115	-5.592
11	504	-12.884	-3.659	-12.905	-3.719	0.021	0.060	-0.077	-0.287
504	503	3.959	-3.463	3.954	-3.479	0.006	0.016	0.030	-0.111
503	501	-5.282	-8.450	-5.292	-8.478	0.010	0.028	-0.057	-0.295
501	9	-39.783	-25.913	-39.988	-26.490	0.204	0.575	-0.272	-1.048
9	8	-10.178	-7.773	-10.254	-7.883	0.075	0.109	-0.073	-1.009
8	408	-15.229	-11.143	-15.252	-11.176	0.023	0.033	-0.106	-0.208
408	7	-15.252	-10.801	-15.416	-11.100	0.163	0.298	-0.105	-1.692
7	407	-17.935	-12.206	-17.965	-12.261	0.030	0.055	-0.120	-0.268
407	200	-20.283	-13.404	-20.328	-13.487	0.045	0.083	-0.134	-0.360
9	100	-32.431	-19.801	-33.249	-20.986	0.815	1.180	-0.216	-3.537
12	13	-2.336	-1.126	-2.340	-1.133	0.004	0.007	-0.015	-0.255
13	14	-13.076	-7.603	-13.176	-7.785	0.099	0.182	-0.087	-1.192
14	15	-15.795	-8.855	-15.866	-8.985	0.071	0.129	-0.103	-0.706

15	409	-22.629	-13.469	-22.650	-13.507	0.021	0.038	-0.149	-0.145
409	300	-22.650	-13.139	-23.202	-13.803	0.550	0.662	-0.148	-3.167
13002	314	1.449	1.283	1.429	1.259	0.020	0.024	0.035	0.526
314	313001	0.520	0.721	0.513	0.681	0.006	0.039	0.016	1.317
313	313001	0.888	0.127	0.886	0.108	0.002	0.018	0.016	0.217
313	13002	-0.893	-0.139	-0.897	-0.144	0.005	0.004	-0.016	-0.195
4	405	-6.996	-3.324	-7.025	-3.376	0.029	0.052	-0.043	-0.656
405	300	-16.074	-8.547	-16.088	-8.574	0.015	0.027	-0.100	-0.146
100	406	0.001	-0.239	0.001	-0.239	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.001	0.019	0.001	0.019	0.000	0.000	0.000	0.001
8002	308	0.608	0.311	0.606	0.308	0.002	0.003	0.012	0.152
308	308001	0.603	0.311	0.600	0.290	0.003	0.021	0.012	0.689
8003	8001	4.311	2.534	4.297	2.319	0.014	0.215	0.029	2.648
8	80031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
80031	80021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
80031	80011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	310001	0.807	0.435	0.799	0.390	0.007	0.045	0.017	1.073
309	309001	0.804	0.459	0.799	0.430	0.004	0.029	0.017	0.693
7	7001	2.510	1.449	2.498	1.279	0.011	0.169	0.016	3.431
1	1001	2.309	1.449	2.299	1.299	0.010	0.149	0.015	3.388
407	6	2.318	1.348	2.317	1.346	0.001	0.002	0.015	0.062
6	6001	2.308	1.385	2.299	1.239	0.010	0.146	0.015	3.256
302	302001	0.905	0.547	0.899	0.510	0.005	0.037	0.020	0.811
301	301001	1.006	0.636	0.999	0.590	0.007	0.046	0.022	0.923
501	502	14.109	6.962	14.086	6.898	0.022	0.063	0.090	0.315
502	502001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
501	501001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	503001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
504	504001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	120031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120021	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	11001	2.208	1.273	2.199	1.129	0.010	0.143	0.015	3.253
2002	301	1.943	1.210	1.922	1.184	0.021	0.026	0.042	0.457
14	14001	2.611	1.452	2.598	1.259	0.013	0.192	0.017	3.639
10	10001	21.042	13.869	20.987	12.452	0.055	1.411	0.146	3.388
15	15003	6.714	4.355	6.705	4.011	0.009	0.343	0.045	2.521
15003	15002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15003	15001	6.705	4.011	6.696	3.798	0.009	0.212	0.045	1.597
15	150031	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150021	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
10	100011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
301	302	0.912	0.558	0.908	0.553	0.004	0.005	0.020	0.187
13	13003	10.713	6.977	10.688	6.065	0.024	0.908	0.074	4.179
13003	13002	4.184	2.532	4.180	2.532	0.004	0.000	0.029	0.061
13002	201	1.834	1.153	1.827	1.144	0.006	0.009	0.039	0.154
201	312	0.508	0.302	0.507	0.302	0.001	0.001	0.011	0.061
312	312001	0.502	0.276	0.500	0.260	0.003	0.016	0.010	0.615
312	3120011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	311	1.320	0.862	1.316	0.858	0.003	0.004	0.028	0.100
311	311001	1.305	0.792	1.299	0.740	0.006	0.053	0.028	0.750
311	3110011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
304	304001	1.107	0.614	1.099	0.560	0.008	0.054	0.024	0.940
304	3040011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
401	1	2.319	1.398	2.318	1.396	0.002	0.002	0.015	0.095
12002	309	1.652	0.906	1.620	0.877	0.032	0.029	0.035	0.710
314	3130011	0.902	0.515	0.899	0.490	0.003	0.025	0.019	0.499
13003	13001	6.505	3.533	6.496	3.328	0.009	0.204	0.044	1.554
12003	12001	3.005	1.733	2.998	1.619	0.007	0.113	0.021	2.004
307	307001	1.407	0.898	1.399	0.829	0.008	0.069	0.032	0.925
307	3070011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
306	306001	1.311	0.822	1.299	0.740	0.012	0.082	0.029	1.229
306	3060011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
305	305001	1.209	0.717	1.199	0.650	0.010	0.067	0.026	1.084
303	303001	0.604	0.365	0.600	0.340	0.004	0.026	0.013	0.852
303	3030011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2003	2001	4.705	2.538	4.697	2.538	0.008	0.000	0.032	0.124
2	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

В3 Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6100.0 год
Час втрат: 3007.5 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 138.519 МВт / 844.965 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 134.190 МВт / 818.559 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.358 МВт / 10.099 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.358 МВт / 10.099 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.484 МВт / 2.953 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.545 МВт / 1.639 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.029 МВт / 4.592 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.387 МВт / 14.691 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-46.524	-29.396	100.000	0.00
401		0.000	0.000	99.732	-0.13
1	Вороновиця	0.000	0.000	99.632	-0.15
402		0.000	0.000	99.446	-0.26
404		0.000	0.000	99.226	-0.33
3	Брацлав	0.000	0.000	99.159	-0.34
4	Тульчин	0.000	0.000	99.127	-0.34
2	Немирів	0.000	0.000	98.600	-0.47
403		0.000	0.000	98.666	-0.45
405		0.000	0.000	99.843	-0.06
5	Ферментний завод	0.000	0.000	99.801	-0.06
300	ладизинська ТЕС	-54.729	-38.136	100.000	0.00
406		0.000	0.000	100.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-20.376	-13.891	100.000	0.00
407		0.000	0.000	99.615	-0.11
6	Оленівка	0.000	0.000	99.550	-0.14
7	Степанівка	0.000	0.000	99.329	-0.19
408		0.000	0.000	97.527	-0.69
8	Липовець	0.000	0.000	97.307	-0.73
9	Іллінці	0.000	0.000	96.238	-0.93
10	Іллінці КС	0.000	0.000	94.047	-1.81
11	Сороки	0.000	0.000	94.369	-1.52
12	Дашів	0.000	0.000	94.166	-1.56
13	Гайсин	0.000	0.000	94.437	-1.45
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	95.706	-1.00
15	Ладизин	0.000	0.000	96.461	-0.73
409		0.000	0.000	96.615	-0.68
301	Ковалівка	0.000	0.000	29.082	-8.97
302	Козаківка	0.000	0.000	28.888	-9.10
303	Чуків	0.000	0.000	29.053	-8.91
304	Потоки	0.000	0.000	28.691	-8.91
305	Мельниківці	0.000	0.000	28.501	-9.17
306	Ситківці	0.000	0.000	28.274	-9.16
307	Носівці	0.000	0.000	28.404	-9.00
308	Попівка	0.000	0.000	30.744	-5.22
309	Слободище	0.000	0.000	28.499	-8.26
310	Гранів	0.000	0.000	28.288	-8.43
201		0.000	0.000	30.043	-5.49
311	Гайсин 35	0.000	0.000	29.939	-5.55
312	Гунча	0.000	0.000	29.980	-5.53
313	Тишківка	0.000	0.000	29.990	-5.59
314	Цук. з-д	0.000	0.000	29.662	-5.54
1001		2.300	1.300	9.199	-3.07
2003		0.000	0.000	90.922	-6.50
2002		0.000	0.000	29.556	-8.66
2001		4.700	2.540	8.683	-6.45
20033		0.000	0.000	98.600	-0.47

20021	0.000	0.000	33.010	-0.47
20011	0.000	0.000	9.431	-0.47
3001	2.200	1.310	9.152	-3.15
4003	0.000	0.000	94.707	-4.44
4002	0.000	0.000	31.707	-4.44
4001	4.800	2.320	8.825	-6.96
40031	0.000	0.000	99.127	-0.34
40021	0.000	0.000	33.186	-0.34
40011	0.000	0.000	9.481	-0.34
5001	9.000	4.860	8.824	-2.96
6001	2.300	1.240	9.204	-3.06
7001	2.500	1.280	9.168	-3.40
8003	0.000	0.000	92.338	-5.10
8002	0.000	0.000	30.902	-5.09
8001	4.300	2.320	8.596	-7.47
80031	0.000	0.000	97.307	-0.73
80021	0.000	0.000	32.577	-0.73
80011	0.000	0.000	9.307	-0.73
9001	2.600	1.470	8.811	-4.50
10001	21.000	12.460	8.280	-4.84
100011	0.000	0.000	8.587	-1.81
11001	2.200	1.130	8.718	-4.64
12003	0.000	0.000	87.583	-7.98
12002	0.000	0.000	29.248	-7.92
12001	3.000	1.620	8.206	-9.81
120031	0.000	0.000	94.166	-1.56
120021	0.000	0.000	31.525	-1.56
120011	0.000	0.000	9.007	-1.56
13003	0.000	0.000	90.280	-5.38
13002	0.000	0.000	30.201	-5.36
13001	6.500	3.330	8.498	-6.94
14001	2.600	1.260	8.808	-4.61
15003	0.000	0.000	93.886	-3.05
15002	0.000	0.000	31.431	-3.05
15001	6.700	3.800	8.831	-4.54
150031	0.000	0.000	96.461	-0.73
150021	0.000	0.000	32.293	-0.73
150011	0.000	0.000	9.226	-0.73
301001	1.000	0.590	8.471	-11.00
302001	0.900	0.510	8.846	-10.95
303001	0.600	0.340	8.482	-10.81
3030011	0.000	0.000	8.717	-8.91
304001	1.100	0.560	8.751	-11.24
3040011	0.000	0.000	9.017	-8.91
305001	1.200	0.650	8.648	-11.74
306001	1.300	0.740	8.146	-12.00
3060011	0.000	0.000	8.483	-9.16
307001	1.400	0.830	8.662	-11.20
3070011	0.000	0.000	8.926	-9.00
308001	0.600	0.290	9.457	-6.92
309001	0.800	0.430	8.756	-9.96
310001	0.800	0.390	8.584	-11.16
311001	1.300	0.740	9.186	-7.38
3110011	0.000	0.000	9.409	-5.55
312001	0.500	0.260	9.238	-7.01
3120011	0.000	0.000	9.422	-5.53
313001	1.400	0.790	8.933	-6.89
3130011	0.900	0.490	9.174	-6.82
501	20.380	11.000	95.135	-1.42
502	14.080	7.210	94.809	-1.61
503	9.230	5.230	94.815	-1.46
504	-16.890	0.000	94.673	-1.27
501001	0.000	0.000	9.099	-1.42
502001	0.000	0.000	9.068	-1.61
503001	0.000	0.000	9.069	-1.46
504001	0.000	0.000	9.055	-1.27

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.557	2.537	5.548	2.517	0.009	0.020	0.035	0.268
401	402	3.228	1.728	3.223	1.716	0.005	0.012	0.021	0.287
402	404	3.223	2.240	3.218	2.232	0.005	0.008	0.023	0.220
404	4	1.000	1.230	0.999	1.229	0.001	0.001	0.009	0.099
4	403	3.149	2.444	3.139	2.426	0.010	0.018	0.023	0.463
403	2	3.139	2.862	3.138	2.859	0.001	0.003	0.025	0.066
2	100	-7.513	-5.332	-7.575	-5.470	0.062	0.137	-0.054	-1.403

2002	303	2.349	1.718	2.316	1.678	0.033	0.039	0.057	0.517
303	305	1.708	1.308	1.681	1.276	0.027	0.032	0.043	0.565
305	306	0.468	0.566	0.464	0.561	0.004	0.004	0.015	0.223
306	307	-0.854	-0.280	-0.858	-0.283	0.003	0.004	-0.018	-0.141
307	304	-0.379	-0.400	-0.382	-0.405	0.003	0.005	-0.011	-0.291
304	2002	-1.496	-1.002	-1.537	-1.038	0.040	0.037	-0.036	-0.873
2	2003	10.609	8.550	10.558	6.812	0.052	1.730	0.080	8.259
2003	2002	5.851	4.274	5.834	3.933	0.017	0.340	0.046	3.062
307	12002	-1.894	-0.764	-1.935	-0.823	0.041	0.059	-0.041	-0.915
12003	12002	3.604	1.694	3.593	1.694	0.011	0.000	0.026	0.202
12	12003	6.649	4.474	6.611	3.444	0.038	1.026	0.049	7.397
12	11	-4.313	-3.044	-4.320	-3.054	0.007	0.010	-0.032	-0.205
11	10	6.359	-0.038	6.337	-0.070	0.022	0.032	0.039	0.335
10	300	-14.799	-13.494	-15.276	-14.837	0.475	1.337	-0.123	-6.000
11	504	-12.895	-3.927	-12.920	-3.996	0.024	0.068	-0.082	-0.314
504	503	3.946	-3.766	3.940	-3.785	0.007	0.019	0.033	-0.135
503	501	-5.295	-8.783	-5.307	-8.816	0.012	0.033	-0.062	-0.321
501	9	-39.797	-26.344	-40.028	-26.994	0.230	0.648	-0.289	-1.120
9	8	-10.182	-7.893	-10.267	-8.016	0.085	0.123	-0.077	-1.073
8	408	-15.244	-11.377	-15.270	-11.414	0.026	0.037	-0.113	-0.221
408	7	-15.270	-11.076	-15.454	-11.414	0.184	0.336	-0.111	-1.809
7	407	-17.973	-12.572	-18.007	-12.633	0.034	0.062	-0.127	-0.286
407	200	-20.326	-13.815	-20.377	-13.909	0.051	0.093	-0.142	-0.385
9	100	-32.468	-20.270	-33.391	-21.606	0.919	1.331	-0.229	-3.774
12	13	-2.364	-1.167	-2.368	-1.175	0.004	0.008	-0.016	-0.276
13	14	-13.109	-7.861	-13.223	-8.070	0.113	0.208	-0.093	-1.284
14	15	-15.844	-9.202	-15.925	-9.350	0.081	0.147	-0.110	-0.761
15	409	-22.685	-13.890	-22.708	-13.932	0.023	0.043	-0.159	-0.155
409	300	-22.708	-13.601	-23.335	-14.355	0.625	0.751	-0.158	-3.392
13002	314	1.435	1.226	1.413	1.200	0.022	0.026	0.036	0.545
314	313001	0.504	0.661	0.498	0.622	0.006	0.039	0.016	1.303
313	313001	0.904	0.189	0.901	0.168	0.002	0.022	0.018	0.287
313	13002	-0.908	-0.201	-0.913	-0.206	0.006	0.005	-0.018	-0.222
4	405	-7.019	-3.597	-7.052	-3.657	0.033	0.060	-0.046	-0.718
405	300	-16.102	-8.913	-16.118	-8.943	0.016	0.030	-0.106	-0.157
100	406	0.001	-0.217	0.001	-0.217	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.001	0.018	0.001	0.018	0.000	0.000	0.000	0.001
8002	308	0.608	0.314	0.606	0.312	0.002	0.003	0.013	0.163
308	308001	0.603	0.314	0.600	0.290	0.004	0.024	0.013	0.743
8003	8001	4.313	2.563	4.297	2.319	0.016	0.243	0.031	2.863
8	80031	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
80031	80021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
80031	80011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	310001	0.808	0.443	0.799	0.390	0.008	0.053	0.019	1.184
309	309001	0.804	0.464	0.799	0.430	0.005	0.034	0.019	0.760
7	7001	2.511	1.468	2.498	1.279	0.013	0.188	0.017	3.649
1	1001	2.310	1.465	2.299	1.299	0.011	0.166	0.016	3.597
407	6	2.319	1.368	2.318	1.366	0.001	0.002	0.016	0.065
6	6001	2.309	1.402	2.299	1.239	0.011	0.162	0.016	3.457
302	302001	0.906	0.553	0.899	0.510	0.006	0.043	0.021	0.889
301	301001	1.007	0.643	0.999	0.590	0.008	0.054	0.024	1.010
501	502	14.110	7.001	14.085	6.930	0.025	0.071	0.095	0.334
502	502001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
501	501001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
503	503001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
504	504001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	120031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120021	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	11001	2.209	1.291	2.199	1.129	0.011	0.162	0.016	3.492
2002	301	1.948	1.228	1.923	1.198	0.025	0.030	0.045	0.492
14	14001	2.613	1.476	2.598	1.259	0.014	0.216	0.018	3.903
10	10001	21.050	14.049	20.987	12.452	0.063	1.591	0.155	3.639
15	15003	6.716	4.423	6.706	4.037	0.010	0.385	0.048	2.700
15003	15002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15003	15001	6.706	4.037	6.696	3.798	0.010	0.238	0.048	1.710
15	150031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150021	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
10	100011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
301	302	0.913	0.564	0.908	0.558	0.005	0.006	0.021	0.201
13	13003	10.720	7.140	10.692	6.106	0.027	1.030	0.079	4.525
13003	13002	4.187	2.546	4.182	2.546	0.004	0.000	0.031	0.065
13002	201	1.834	1.156	1.827	1.145	0.007	0.010	0.041	0.164
201	312	0.508	0.302	0.507	0.301	0.001	0.001	0.011	0.065
312	312001	0.503	0.278	0.500	0.260	0.003	0.018	0.011	0.665
312	3120011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	311	1.319	0.862	1.316	0.858	0.004	0.004	0.030	0.106
311	311001	1.306	0.800	1.299	0.740	0.007	0.060	0.029	0.813
311	3110011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000

В4 Результати розрахунку режиму післяаварійного навантаження після розвитку ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6100.0 год
Час втрат: 3007.5 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 137.532 МВт / 838.946 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 134.190 МВт / 818.559 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.361 МВт / 7.100 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.361 МВт / 7.100 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.660 МВт / 4.024 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.385 МВт / 1.157 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.044 МВт / 5.181 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.405 МВт / 12.281 млн.кВт*г (1.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-46.122	-26.152	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.798	-0.11
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.712	-0.12
402		0.000	0.000	114.581	-0.21
404		0.000	0.000	114.401	-0.26
3	Брацлав	0.000	0.000	114.344	-0.27
4	Тульчин	0.000	0.000	114.316	-0.27
2	Немирів	0.000	0.000	113.899	-0.38
403		0.000	0.000	113.952	-0.36
405		0.000	0.000	114.872	-0.04
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.836	-0.05
300	ладизинська ТЕС	-54.261	-34.541	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-20.259	-12.729	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.682	-0.09
6	Оленівка	0.000	0.000	114.626	-0.11
7	Степанівка	0.000	0.000	114.445	-0.15
408		0.000	0.000	112.951	-0.54
8	Липовець	0.000	0.000	112.766	-0.57
9	Іллінці	0.000	0.000	111.868	-0.73
10	Іллінці КС	0.000	0.000	110.108	-1.39
11	Сороки	0.000	0.000	110.381	-1.18
12	Дашів	0.000	0.000	110.221	-1.22
13	Гайсин	0.000	0.000	110.438	-1.13
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	111.470	-0.80
15	Ладизин	0.000	0.000	112.081	-0.59
409		0.000	0.000	112.208	-0.55
301	Ковалівка	0.000	0.000	35.009	-6.47
302	Козаківка	0.000	0.000	34.850	-6.56
303	Чуків	0.000	0.000	34.989	-6.44
304	Потоки	0.000	0.000	34.696	-6.44
305	Мельниківці	0.000	0.000	34.542	-6.62
306	Ситківці	0.000	0.000	34.359	-6.61
307	Носівці	0.000	0.000	34.463	-6.50
308	Попівка	0.000	0.000	36.258	-3.86
309	Слободище	0.000	0.000	34.533	-5.98
310	Гранів	0.000	0.000	34.363	-6.10
201		0.000	0.000	35.680	-4.04
311	Гайсин 35	0.000	0.000	35.593	-4.09
312	Гунча	0.000	0.000	35.627	-4.07
313	Тишківка	0.000	0.000	35.672	-4.15
314	Цук. з-д	0.000	0.000	35.318	-4.04
1001		2.300	1.300	10.690	-2.30
2003		0.000	0.000	107.817	-4.75
2002		0.000	0.000	35.397	-6.26
2001		4.700	2.540	10.301	-4.71
20033		0.000	0.000	113.899	-0.38

20021	0.000	0.000	38.131	-0.38
20011	0.000	0.000	10.894	-0.38
3001	2.200	1.310	10.654	-2.37
4003	0.000	0.000	110.690	-3.31
4002	0.000	0.000	37.057	-3.31
4001	4.800	2.320	10.391	-5.14
40031	0.000	0.000	114.316	-0.27
40021	0.000	0.000	38.271	-0.27
40011	0.000	0.000	10.934	-0.27
5001	9.000	4.860	10.239	-2.22
6001	2.300	1.240	10.693	-2.29
7001	2.500	1.280	10.663	-2.54
8003	0.000	0.000	108.725	-3.77
8002	0.000	0.000	36.390	-3.76
8001	4.300	2.320	10.202	-5.47
80031	0.000	0.000	112.766	-0.57
80021	0.000	0.000	37.752	-0.57
80011	0.000	0.000	10.786	-0.57
9001	2.600	1.470	10.369	-3.33
10001	21.000	12.460	9.797	-3.58
100011	0.000	0.000	10.054	-1.39
11001	2.200	1.130	10.300	-3.44
12003	0.000	0.000	105.147	-5.77
12002	0.000	0.000	35.141	-5.73
12001	3.000	1.620	9.916	-7.03
120031	0.000	0.000	110.221	-1.22
120021	0.000	0.000	36.900	-1.22
120011	0.000	0.000	10.542	-1.22
13003	0.000	0.000	107.034	-3.97
13002	0.000	0.000	35.814	-3.95
13001	6.500	3.330	10.124	-5.07
14001	2.600	1.260	10.372	-3.43
15003	0.000	0.000	109.934	-2.29
15002	0.000	0.000	36.804	-2.29
15001	6.700	3.800	10.389	-3.37
150031	0.000	0.000	112.081	-0.59
150021	0.000	0.000	37.523	-0.59
150011	0.000	0.000	10.720	-0.59
301001	1.000	0.590	10.296	-7.86
302001	0.900	0.510	10.762	-7.83
303001	0.600	0.340	10.306	-7.73
3030011	0.000	0.000	10.498	-6.44
304001	1.100	0.560	10.688	-8.02
3040011	0.000	0.000	10.904	-6.44
305001	1.200	0.650	10.606	-8.35
306001	1.300	0.740	10.038	-8.51
3060011	0.000	0.000	10.309	-6.61
307001	1.400	0.830	10.616	-7.98
3070011	0.000	0.000	10.831	-6.50
308001	0.600	0.290	11.223	-5.08
309001	0.800	0.430	10.690	-7.13
310001	0.800	0.390	10.553	-7.92
311001	1.300	0.740	11.000	-5.37
3110011	0.000	0.000	11.186	-4.09
312001	0.500	0.260	11.044	-5.12
3120011	0.000	0.000	11.196	-4.07
313001	1.400	0.790	10.686	-5.04
3130011	0.900	0.490	10.976	-4.95
501	20.380	11.000	110.951	-1.09
502	14.080	7.210	110.674	-1.23
503	9.230	5.230	110.700	-1.13
504	-16.890	0.000	110.619	-0.99
501001	0.000	0.000	10.612	-1.09
502001	0.000	0.000	10.586	-1.23
503001	0.000	0.000	10.588	-1.13
504001	0.000	0.000	10.580	-0.99

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.547	1.868	5.541	1.854	0.006	0.014	0.029	0.202
401	402	3.222	1.329	3.218	1.321	0.004	0.008	0.017	0.218
402	404	3.218	2.016	3.215	2.010	0.003	0.006	0.019	0.180
404	4	0.997	1.205	0.996	1.204	0.001	0.001	0.008	0.085
4	403	3.088	2.100	3.082	2.088	0.006	0.012	0.019	0.365
403	2	3.082	2.670	3.081	2.668	0.001	0.002	0.021	0.054
2	100	-7.494	-4.547	-7.536	-4.640	0.042	0.093	-0.044	-1.104

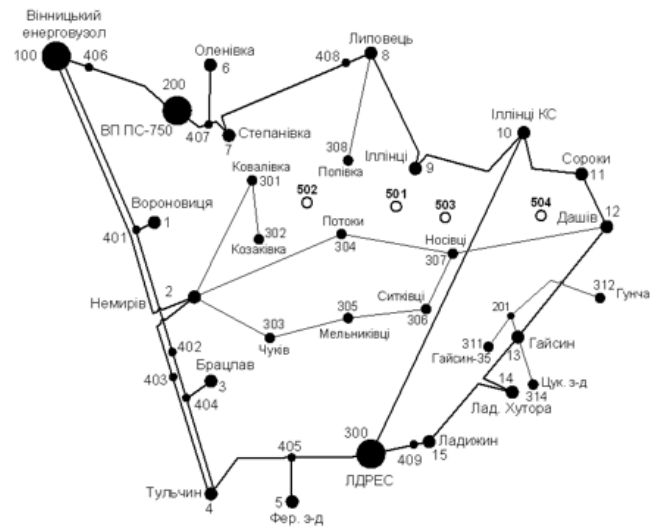
2002	303	2.319	1.640	2.297	1.614	0.022	0.026	0.046	0.418
303	305	1.688	1.253	1.671	1.232	0.018	0.021	0.035	0.456
305	306	0.460	0.557	0.458	0.554	0.002	0.003	0.012	0.182
306	307	-0.859	-0.257	-0.861	-0.259	0.002	0.003	-0.015	-0.112
307	304	-0.371	-0.395	-0.373	-0.398	0.002	0.003	-0.009	-0.235
304	2002	-1.486	-0.962	-1.513	-0.987	0.027	0.024	-0.029	-0.709
2	2003	10.519	7.693	10.484	6.502	0.035	1.186	0.066	6.449
2003	2002	5.780	3.964	5.768	3.736	0.011	0.226	0.037	2.345
307	12002	-1.906	-0.705	-1.934	-0.745	0.028	0.040	-0.034	-0.724
12003	12002	3.583	1.540	3.576	1.540	0.007	0.000	0.021	0.172
12	12003	6.613	3.943	6.587	3.249	0.026	0.691	0.040	5.582
12	11	-4.363	-2.531	-4.367	-2.538	0.005	0.007	-0.026	-0.161
11	10	6.288	-0.025	6.273	-0.048	0.016	0.023	0.033	0.282
10	300	-14.877	-12.785	-15.211	-13.725	0.332	0.936	-0.103	-4.925
11	504	-12.872	-3.238	-12.889	-3.286	0.017	0.048	-0.069	-0.245
504	503	3.972	-2.973	3.968	-2.984	0.004	0.011	0.026	-0.076
503	501	-5.271	-7.899	-5.278	-7.920	0.007	0.021	-0.049	-0.252
501	9	-39.771	-25.160	-39.936	-25.625	0.164	0.463	-0.244	-0.929
9	8	-10.176	-7.563	-10.237	-7.652	0.061	0.088	-0.065	-0.902
8	408	-15.214	-10.754	-15.233	-10.781	0.018	0.027	-0.095	-0.185
408	7	-15.233	-10.328	-15.364	-10.567	0.131	0.239	-0.094	-1.499
7	407	-17.882	-11.574	-17.906	-11.618	0.024	0.044	-0.107	-0.237
407	200	-20.225	-12.685	-20.261	-12.752	0.036	0.066	-0.120	-0.319
9	100	-32.380	-18.979	-33.037	-19.930	0.654	0.947	-0.193	-3.141
12	13	-2.288	-1.051	-2.291	-1.056	0.003	0.005	-0.013	-0.220
13	14	-13.024	-7.175	-13.103	-7.319	0.079	0.144	-0.078	-1.042
14	15	-15.722	-8.269	-15.778	-8.371	0.056	0.102	-0.092	-0.616
15	409	-22.548	-12.778	-22.564	-12.808	0.016	0.030	-0.133	-0.127
409	300	-22.564	-12.361	-23.003	-12.890	0.437	0.526	-0.132	-2.798
13002	314	1.481	1.409	1.463	1.387	0.018	0.022	0.033	0.499
314	313001	0.552	0.848	0.546	0.807	0.006	0.041	0.017	1.357
313	313001	0.855	-0.004	0.853	-0.018	0.001	0.013	0.014	0.098
313	13002	-0.861	-0.012	-0.864	-0.015	0.003	0.003	-0.014	-0.151
4	405	-6.963	-2.843	-6.985	-2.884	0.022	0.041	-0.038	-0.556
405	300	-16.035	-7.906	-16.046	-7.927	0.012	0.021	-0.090	-0.128
100	406	0.002	-0.287	0.002	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.023	0.002	0.023	0.000	0.000	0.000	0.001
8002	308	0.607	0.306	0.605	0.303	0.002	0.002	0.011	0.136
308	308001	0.602	0.307	0.600	0.290	0.003	0.017	0.011	0.603
8003	8001	4.308	2.492	4.297	2.319	0.011	0.173	0.026	2.308
8	80031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
80031	80021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
80031	80011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	310001	0.805	0.425	0.799	0.390	0.006	0.035	0.015	0.910
309	309001	0.803	0.452	0.799	0.430	0.003	0.023	0.015	0.593
7	7001	2.508	1.419	2.498	1.279	0.009	0.139	0.015	3.068
1	1001	2.307	1.422	2.299	1.299	0.008	0.123	0.014	3.039
407	6	2.318	1.314	2.317	1.313	0.001	0.001	0.013	0.055
6	6001	2.307	1.360	2.299	1.239	0.008	0.120	0.013	2.919
302	302001	0.904	0.539	0.899	0.510	0.004	0.029	0.017	0.694
301	301001	1.005	0.626	0.999	0.590	0.005	0.036	0.019	0.792
501	502	14.108	6.882	14.089	6.830	0.018	0.052	0.082	0.282
502	502001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
501	501001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	503001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
504	504001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
12	120031	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120021	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	11001	2.206	1.245	2.199	1.129	0.008	0.116	0.013	2.868
2002	301	1.937	1.184	1.920	1.164	0.017	0.020	0.037	0.401
14	14001	2.609	1.416	2.598	1.259	0.010	0.156	0.015	3.213
10	10001	21.032	13.593	20.987	12.452	0.045	1.136	0.131	2.987
15	15003	6.711	4.250	6.703	3.970	0.007	0.278	0.041	2.230
15003	15002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15003	15001	6.703	3.970	6.696	3.798	0.007	0.172	0.041	1.414
15	150031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150021	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
10	100011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
301	302	0.911	0.550	0.908	0.546	0.003	0.004	0.018	0.164
13	13003	10.704	6.739	10.685	6.010	0.019	0.726	0.066	3.639
13003	13002	4.182	2.518	4.179	2.518	0.003	0.000	0.026	0.055
13002	201	1.834	1.153	1.829	1.146	0.005	0.007	0.035	0.137
201	312	0.508	0.305	0.508	0.305	0.001	0.001	0.010	0.055
312	312001	0.502	0.273	0.500	0.260	0.002	0.013	0.009	0.537
312	3120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	311	1.321	0.867	1.318	0.864	0.003	0.003	0.026	0.089
311	311001	1.304	0.781	1.299	0.740	0.005	0.042	0.025	0.653
311	3110011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Д

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

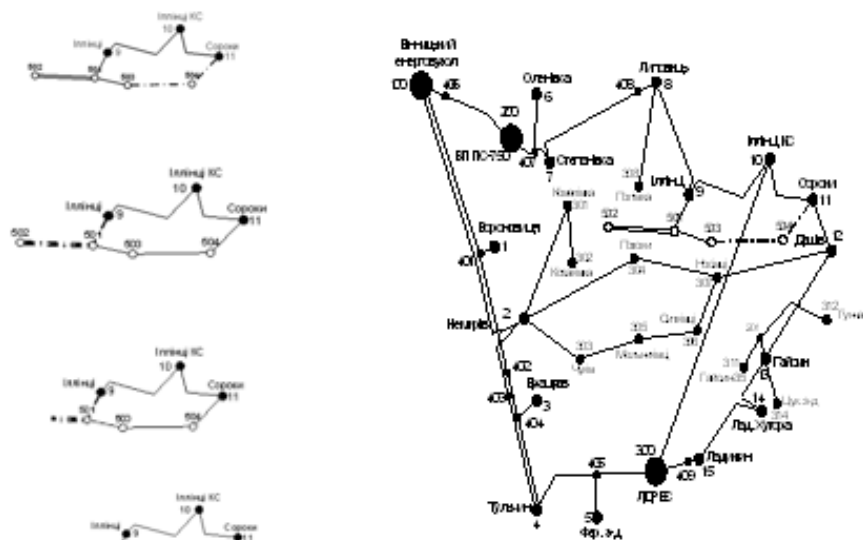
**РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ РІЗНОВИДІВ ТА
УМОВ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ**

Схема існуючої електричної мережі з новими споживачами



1

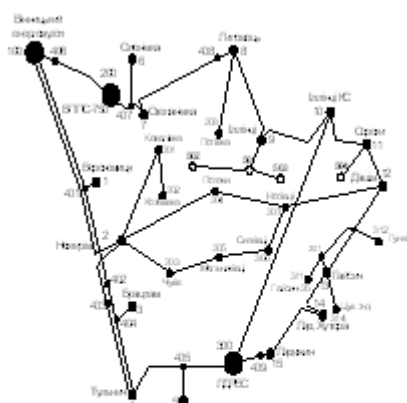
Варіанти розвитку електричної мережі



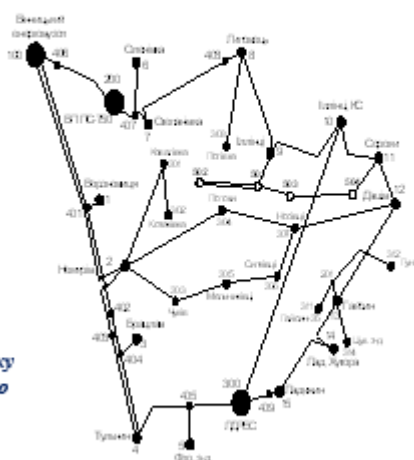
Зображення вибраної оптимальної схеми ЕМ
згідно методу динамічного програмування

2

Оптимальний варіант розвитку електричної мережі



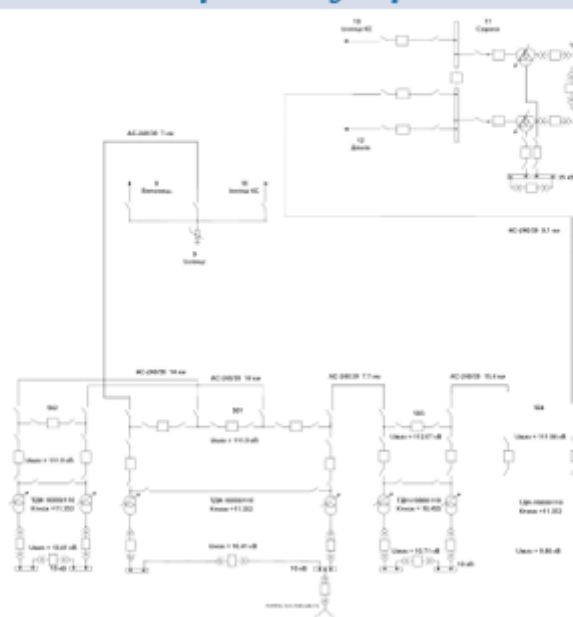
Отриманий граф оптимальної схеми розвитку ЕМ отриманої після розрахунку за допомогою симплекс-методу



*Зображення оптимальної схеми ЕМ для
забезпечення споживачів 1-ої категорії
надійності*

3

Схема електричних з'єднань оптимального варіанту розвитку мережі



4

Різновиди трансформаторних підстанцій

Трансформаторна підстанція (ТП) — це електричний об'єкт, який призначений для перетворення електричної енергії з одного рівня напруги на інший, зазвичай для передачі або розподілу електричної енергії на більші відстані. Це важлива частина енергетичних систем, яка забезпечує стабільну роботу електромереж.

Основні типи підстанцій:

- тупикові — живляться через одну або дві радіальні лінії.
- відгалужувальні — приєднуються до однієї лінії, від якої відходять кілька інших.
- прохідні — підключаються до мережі через одну лінію з двостороннім живленням.
- вузлові — підключаються до мережі принаймні трьома лініями живлення.

5

Схема захисного заземлення

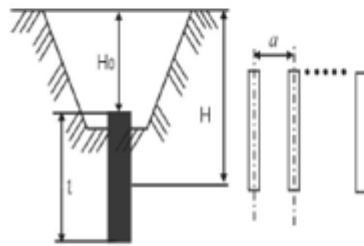
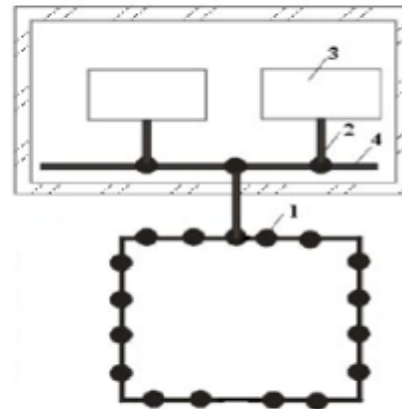


Схема розміщення заземлювача в ґрунті



1 – заземлювальний пристрій; 2 – заземлювальні провідники;
3 – заземлюване обладнання; 4 – внутрішня магістраль заземлення

6

Основні техніко-економічні показники електричної мережі

Основні техніко-економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	38,8
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6 100
Сумарна електроенергія, віддана новим підстанціям	МВт*год	134 190
Сумарні капітальні витрати на розвиток ЕМ	тис.грн.	292 019,16
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	Мвт	3,66
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,53
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	Мвт*год	1 840
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	12 860

7