

MR-5784

621.316.3
Р64

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

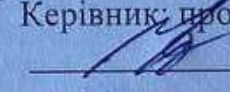
на тему:

«Розвиток електричної мережі 110 кВ з визначення строку служби силового трансформатора в умовах систематичних перевантажень»

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

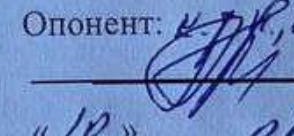

Гаврилюк Н. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: професор, д.т.н., зав. каф. ЕСС


Комар В.О.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

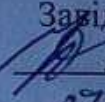
Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕССЕМ


Байденко О.В.
(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС


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

« 07 » 06 2024 р.

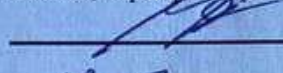
Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.


18.03 2024 року

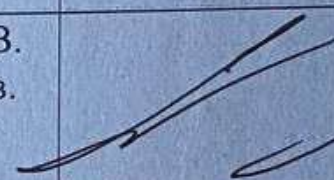
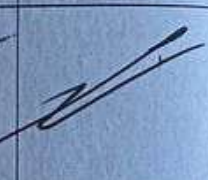
ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Гаврилюка Назара Вікторовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи «Розвиток електричної мережі 110 кВ з визначення строку служби силового трансформатора в умовах систематичних перевантажень».
керівник роботи професор, д.т.н., зав. каф. ЕСС Комар В.О.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.03.2024 року № 81
- Строк подання студентом роботи 22 травня 2024 року.
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік.
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу ЛЕП. 5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 6. Оцінювання балансу потужностей. 7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. 8. Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. 9. Визначення строку служби силового трансформатора з врахування систематичних перевантажень 10. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
- Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Граф електричної схеми РЕМ. 2. Параметри вихідної схеми. 3. Електрична схема розвитку РЕМ. 4. Техніко-економічні показники 5. Визначення строку служби силового трансформатора з врахування систематичних перевантажень.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Комар В. О., проф., д.т.н., зав. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.пед.н., проф., зав. каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

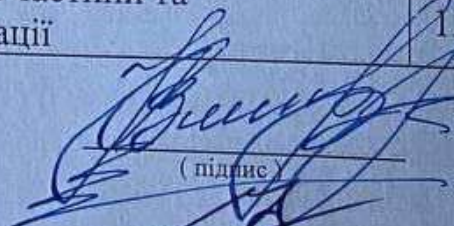
7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.01.24	28.01.24	
2	Визначення строку служби силового трансформатора з врахування систематичних перевантажень	29.01.24	07.02.24	
3	Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності	08.02.24	24.02.24	
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.02.23	05.03.24	
5	Техніко-економічна частина	06.03.24	07.04.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	08.04.24	12.05.24	
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.05.24	22.05.24	

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

Н. В. Гаврилюк

В. О. Комар

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

В цій магістерській роботі наведено розвиток вже існуючої електричної мережі, шляхом приєднання чотирьох нових ПС. За допомогою математичних було спрогнозовано оптимальну конфігурацію, яка забезпечує як надійність, так і економічну доцільність. Згідно отриманих результатів виконано підбір обладнання, проаналізовано рівні напруг у вузлах при різних режимах роботи, подано схеми розподільчих пристроїв.

Дослідження проводилися з використанням програми розрахунку й оптимізації нормальних режимів роботи електричних мереж „Втрати – 110”. У процесі дослідження була підготовлена розрахункова модель мережі, і отримані результати проаналізовані.

Новизною цієї роботи стало дослідження режимів роботи силових трансформаторів в умовах систематичних перевантажень.

В розділі з охорони праці розроблено комплекс заходів, що дозволяють зменшити вплив небезпечних та шкідливих факторів на персонал підстанцій 110/35 кВ.

Ключові слова: електрична мережа, надійність, споживання, потужність, якість електричної енергії, симплекс метод.

Бібліогр.: 27 назв; рис.: 29; табл. 15.

ABSTRACT

This master's thesis includes the development of an existing electrical network by connecting four new substations. With the help of mathematics, the optimal configuration was predicted, which provides both reliability and economic feasibility. According to the obtained results, the equipment was selected, voltage levels in the nodes at different operating modes were analyzed, and diagrams of switchgear were given.

The research was conducted using the "Loss - 110" program for calculating and optimizing normal modes of operation of electrical networks. In the course of the research, a calculation model of the network was prepared, and the obtained results were analyzed.

The work analyzed the influence of renewable energy sources on the quality of electric energy.

The novelty of this work was the study of the operating modes of power transformers under conditions of systematic overloads.

The section on labor protection has developed a set of measures to reduce the impact of dangerous and harmful factors on the personnel of 110/35 kV substations.

Key words: electric grid, reliability, consumption, power, quality of electric energy, simplex method.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	11
1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі.....	12
1.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою Симплекс-методу	19
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	16
2.1. Лінеаризація цільової функції.....	16
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	15
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	24
3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі....	24
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	28
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	29
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ ЛЕП.....	32
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ	34
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	35
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	35
5.3 Оцінювання надійності схеми розподільного пристрою сонячної електростанції.....	37
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	41
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	41
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	43
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	43
7.2 Регулювання напруги у мережі.....	44
7.3 Регулювання напруги на шинах споживальних підстанцій.....	43

8 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	49
9. ВИЗНАЧЕННЯ СТРОКУ СЛУЖБИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА З ВРАХУВАННЯ СИСТЕМАТИЧНИХ ПЕРЕВАНТАЖЕНЬ	67
9.1. Основні обмеження і дії режимів навантажень, що перевищують номінальні значення.....	67
9.2 Визначення температури	71
9.3 Старіння ізоляції.....	75
9.4 Навколишня температура (температура охолоджуючого середовища	79
9.5 Графіки та таблиці допустимих навантажень	82
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	90
10.1 Технічні рішення з безпечної організації будівельно-монтажних робіт.....	90
10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	95
10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. дослідження безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	100
10.4 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дій загрозливих надзвичайних ситуацій	105
ВИСНОВКИ.....	108
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	110
ДОДАТОК А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	113
ДОДАТОК Б Технічне завдання.....	114
ДОДАТОК В Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році	121
ДОДАТОК Д Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році.....	130
ДОДАТОК Ж Графічна частина.....	134

ВСТУП

Актуальність теми. При проектуванні нових та розвитку вже існуючих електричних мереж необхідно враховувати багато факторів: від надійного та якісного постачання до використання найновіших принципів побудови. Тобто дана задача вимагає комплексного підходу та контролю різних аспектів, які вказуватимуть на техніко-економічну доцільність даної мережі, відповідний рівень експлуатації, управління, при яких забезпечуються найменші затрати.

Водночас, побудова мережі завжди має певне призначення відповідно до якого і виконується прогноз майбутнього розвитку (побудови) мережі, що встановлює певні додаткові обмеження.

При створенні детальних розрахункових режимів перспективного планування враховуються:

- прогнози навантаження, генерації і обміну електроенергією в різних часових горизонтах, а також визначений перелік мережевих об'єктів, що необхідно розглянути;
- добові і річні зміни навантаження і генерації
- погодні умови, які впливають не тільки на попит, і, все частіше, на генерацію, а й на технічні характеристики елементів енергосистеми.
- перспективний режим являє собою конкретні умови, які можуть виникнути в рамках зазначеного сценарію і включають:
- реалізація конкретних випадкових подій, як правило, пов'язаних з кліматичними умовами (наприклад, сила вітру, наповнення водосховищ гідроелектростанцій, температури і т. д.) або відключення електростанцій (вимушені і планові);
- відповідний розподіл всіх генеруючих блоків (на базі моделювання ринку або структури покриття навантаження). Наразі лише структури покриття навантаження;
- детальне розташування об'єктів генерації;
- детальне розташування споживання, з урахуванням характерних графіків

або, принаймні, нерівномірності навантаження по регіонах;

- припущення щодо розвитку мереж.

З точки зору практичності, то електрична схема РУ повинна бути максимально простою, але при цьому забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

Нове будівництво напругою від 6 кВ до 750 кВ вже має свої типові схеми РУ, які детально описані в «Правила улаштування електроустановок» табл. 4.2.10-4.2.13 та повинні використовуватися в будівництві.

Попередньо перед будівництвом доцільно використати математичні методи визначення найдоцільніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

- симплекс-метод для визначення найменш вартісного варіанту схеми приєднання нових споживачів;
- метод динамічного програмування для визначення найкращої послідовності будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій,

Після затвердження конфігурації та послідовності побудови мережі, наступними кроками визначається: номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють мережу наміченої конфігурації і тд.

При розробці проекту визначається відповідна кількість та вид обладнання, установлюються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, визначається потужність джерел реактивної потужності, вибираються найбільш економічний розподіл цих джерел і необхідні засоби для регулювання напруги.

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

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

- виконання вибору схем розподільних пристроїв, основного обладнання та апаратів з урахуванням вимог надійності електропостачання споживачів для нових підстанцій;

- проведення розрахунків та аналізу характерних режимів та надати рекомендації щодо забезпечення якості електричної енергії для електричної мережі;

- надання рекомендацій з реконструкції та розвитку електричної мережі, а також ведення її режимів.

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

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних мереж.

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

Новизна дослідження. Дослідження режимів роботи силових трансформаторів в умовах систематичних перевантажень.

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

1 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 $P'_{\max}(T)$:

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

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

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

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

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

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

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (1.3) остання набуває вигляду:

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

звідки $a' = -1824$, $b' = 0,9515$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,9515T - 1824$$

Виористовуюючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 1.1).

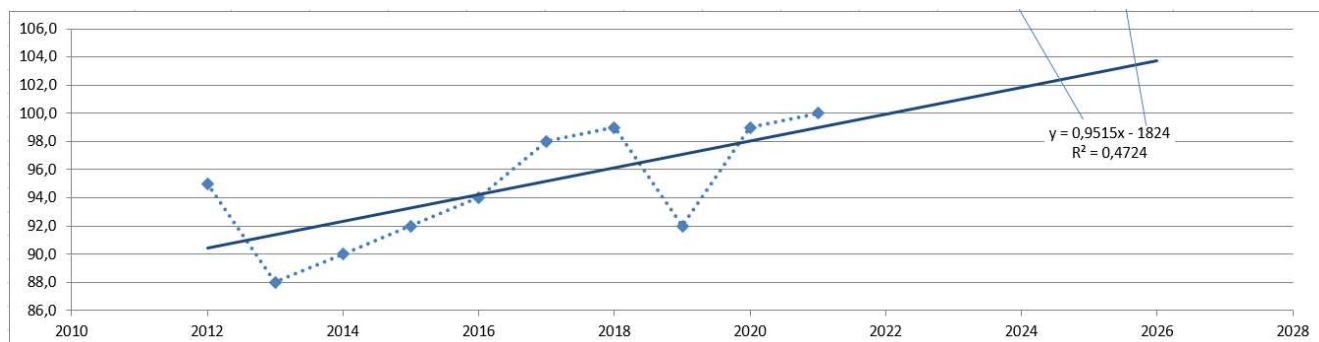


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 103,7 %, що на 3,7 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

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

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

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

- в лініях електропередач – 5.3 МВт;
- в трансформаторах – 2.0 МВт з них холостого ходу 0.6 МВт та навантажувальні 1.5 МВт.

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

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	2-102	101-3	105-104	103-4
Марка проводу	АС-185	АС-185	АС-150	АС-120
Допустимий струм, А	200	200	150	125
Розрах. струм, А	161	151	28	67

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	200	103	12	7
Напруга вузла, кВ	110	104,75	107,37	104,46

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування

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

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

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

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

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 200 - ДСГЕС з рівнем напруги 110 кВ; вузол № 103 з рівнем напруги 104,75 кВ; вузол № 12 - Чернятин з рівнем напруги 107,37 кВ; вузол № 7 – Носківці рівнем напруги 104,46 кВ.

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

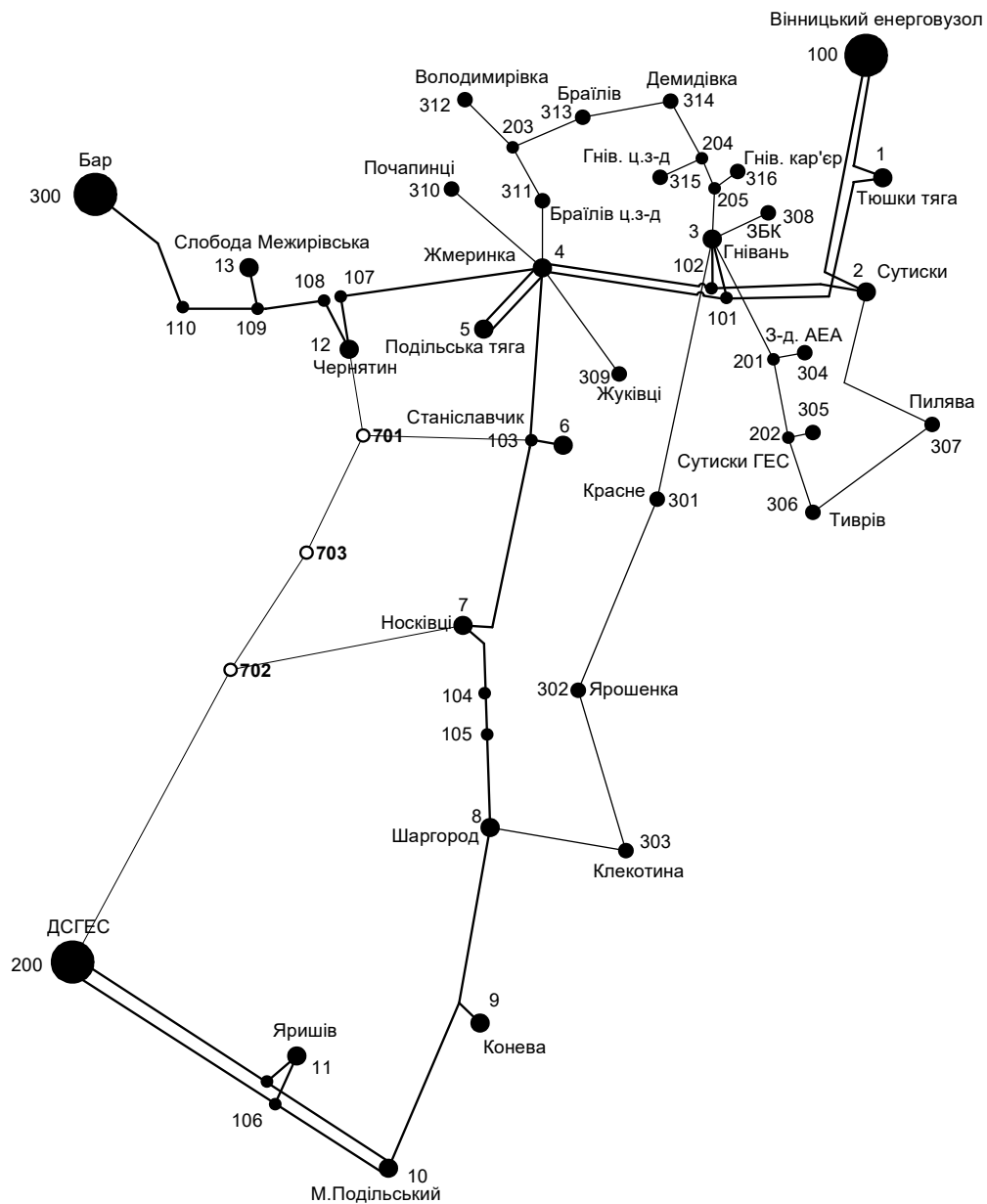


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1. Лінеаризація цільової функції

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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 год/рік для $T_{нб} = 5400$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт · год втраченої електроенергії прийнято 2,65 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. 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
12	701	1	6	110	1573,680	0,131	3021,5	0,821	3103,5
103	701	1,9	11,4	110	1573,680	0,131	5740,8	1,560	5896,7
7	702	2,7	16,2	110	1573,680	0,131	8158,0	2,216	8379,6
200	702	3,8	22,8	110	1573,680	0,131	11481,6	3,119	11793,5
701	703	1,5	9	110	1573,680	0,131	4532,2	1,231	4655,3
703	702	1,6	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	1,313	4965,7

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

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн
12-701	1	8,1	3074,7	3055,5	3098,1	3021,5	6,607	3074,7	3064,0	3085,3
103-701	1,9	8,1	5841,8	5805,5	5886,3	5740,8	12,554	5841,8	5821,6	5862,1
7-702	2,7	8,1	8301,6	8249,9	8364,8	8158,0	17,840	8301,6	8272,8	8330,3
200-702	3,8	8,1	11683,7	11610,9	11772,6	11481,6	25,108	11683,7	11643,3	11724,1
701-703	1,5	8,1	4612,0	4583,3	4647,1	4532,2	9,911	4612,0	4596,0	4627,9
703-702	1,6	8,1	4919,4	4888,8	4956,9	4834,3	10,572	4919,4	4902,4	4936,5

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

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

табл. 2.3.

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), 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
12-701	1	8,1	3074,7	3064,5	3085,8	381,9	3074,7	2767,2	3382,1
103-701	1,9	8,1	5841,8	5822,6	5863,1	725,7	5841,8	5257,7	6426,0
7-702	2,7	8,1	8301,6	8274,3	8331,7	1031,3	8301,6	7471,4	9131,7
200-702	3,8	8,1	11683,7	11645,3	11726,1	1451,4	11683,7	10515,3	12852,1
701-703	1,5	8,1	4612,0	4596,8	4628,7	572,9	4612,0	4150,8	5073,2
703-702	1,6	8,1	4919,4	4903,3	4937,3	611,1	4919,4	4427,5	5411,4

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі 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.

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

мінімізувати

$$y(x) = c_1 x_1 + c_2 x_2 + c_3 x_3 + \dots + c_n x_n + b_{n+1} \quad (2.3)$$

при обмеженнях:

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		12-701	103-701	7-702	200-702	701-703	703-701	703-702	702-703	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	701	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	2,39	-6,07
	702	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	15,66	26,16
	703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	14,32	3,82
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		548,9	386,8	580,1	962,1	483,4	483,4	725,2	444,6	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0		8746,001
Потужності ЛЕП		4,987243	3,465677	0	0	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		3021,466	5740,785	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4834,345	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		13596,596
Змінні складові витрат		20,415	18,731	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	144,789	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		183,936
Дисконтовані витрати, тис. грн																13780,533

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

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

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		12-701	103-701	7-702	200-702	701-703	703-701	703-702	702-703	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	701	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	2,39	0,00
	702	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	15,66	0,00
	703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	14,32	0,00
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		507,1	369,8	534,9	1927,0	334,2	760,7	811,4	811,4	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0		19339,826
Потужності ЛЕП		0	16,70198	15,66459	0	14,31598	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		0,000	5740,785	7855,811	0,000	4532,199	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		18128,795
Змінні складові витрат		0,000	435,039	523,660	0,000	252,332	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1211,031
Дисконтовані витрати, тис. грн																19339,826

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

У таблиці на рис. 2.2 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.3.

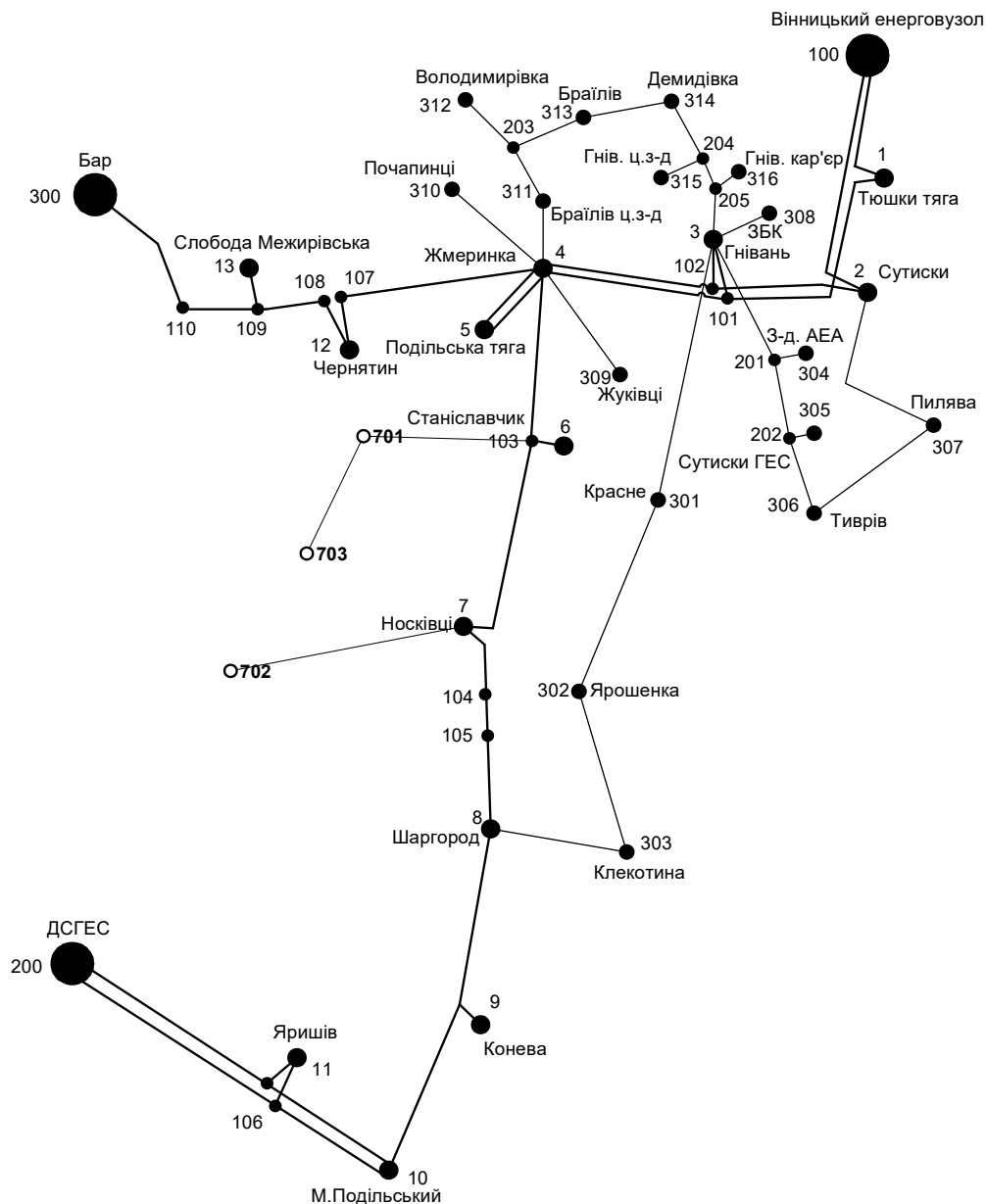


Рисунок 2.3 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за
симплекс-методом

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 702-703 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

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

3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 701, 702, 703). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пунктів живлення: 7 та 103 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

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

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 25 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 лінії до пунктів 103-701, 701-703. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{103-701} + \Delta L_{701-703} = 11,4 + 9 = 20,4 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.3.1.

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгові лінії 7-702, 702-703. Результати розрахунків подано в табл.3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
1	1	103-701	11,4	16,7	20,4	20378,64	36406,78	30338,98	30338,98
		701-703	9	14,3		16028,14			
	2	7-702	15,6	15,7	25,2	27841,07	44792,18	37326,81	37326,81
		702-703	9,6	6		16951,1			
	3	103-701	11,4	16,7	11,4	20378,64	20378,64	16982,2	16982,2
	4	7-702	15,6	15,7	15,6	27841,07	27841,07	23200,89	23200,89

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
2	11	7-702	15,6	15,7	25,2	27841,07	44792,18	37326,81	61444,66
		702-703	9,6	6		16951,1			
	21	103-701	11,4	16,7	20,4	20378,64	36406,78	30338,98	47446,93
		701-703	9	14,3		16028,14			
	31	7-702	15,6	15,7	25,2	27841,07	44792,18	37326,81	48087,88
		702-703	9,6	6		16951,1			
	32	7-702	15,6	15,7	24,6	27841,07	43869,21	36557,67	48449,95
		701-703	9	14,3		16028,14			
	41	103-701	11,4	16,7	20,4	20378,64	36406,78	30338,98	48483,38
		701-703	9	14,3		16028,14			
	42	103-701	11,4	16,7	21	20378,64	37329,75	31108,12	49124,33
		702-703	9,6	6		16951,1			

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

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку мережі для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
3	311	701-703	9	14,3	9	16028,14	16028,14	9275,542	57363,42
	321	702-703	9,6	6	9,6	16951,1	16951,1	9809,667	57256,6
	411	702-703	9,6	6	9,6	16951,1	16951,1	9809,667	58293,04
	421	701-703	9	14,3	9	16028,14	16028,14	9275,542	58399,87

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 3.2 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 21. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 21 приєднання підстанцій 701, 702, 703 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.3.

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

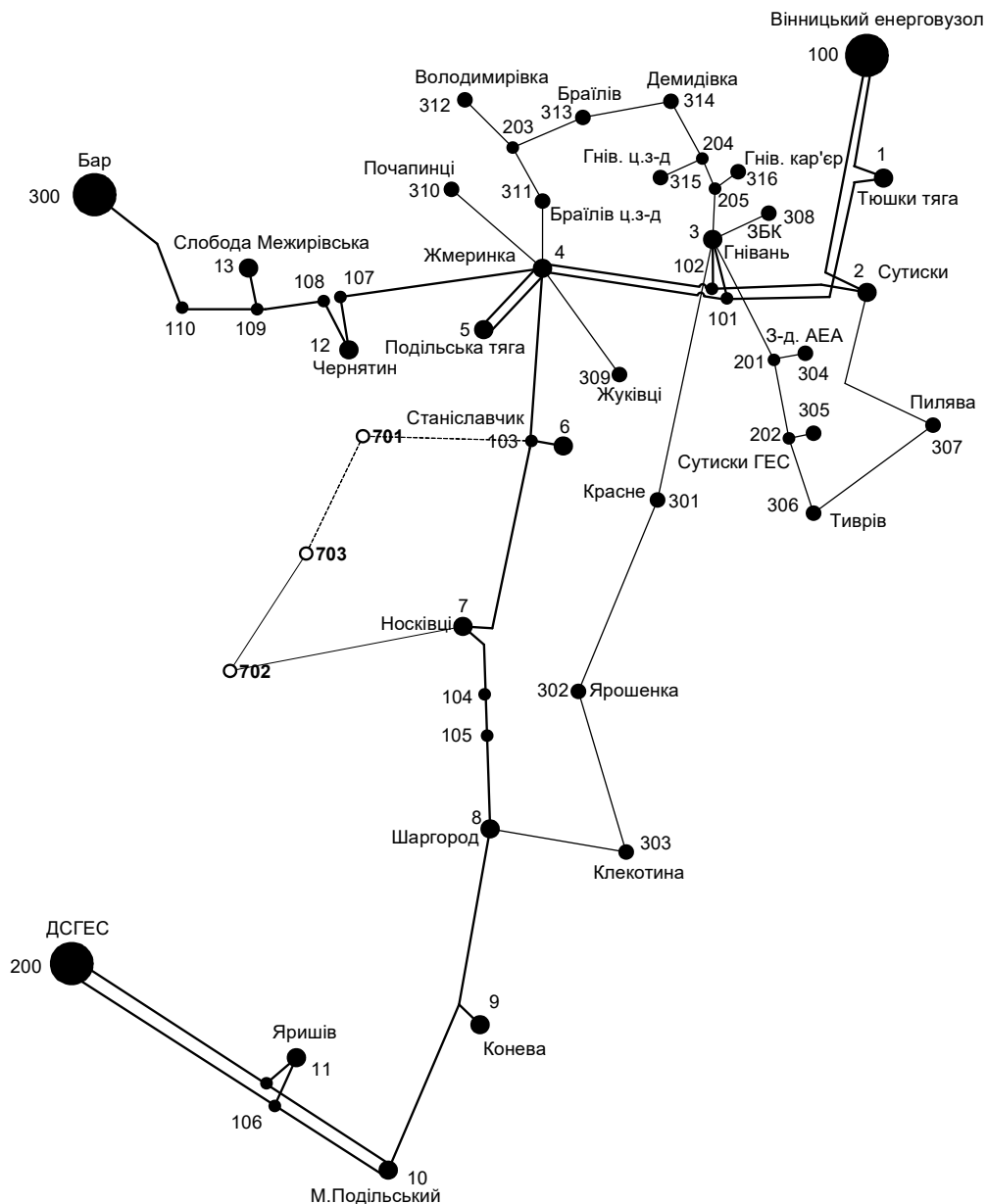


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (3.5) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{\mathcal{J}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HOM}}} ; \quad (3.5)$$

$$I_{\text{порп 7-702}} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{4.711}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 25.962 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр } 701-103} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5.646}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 31.118 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр } 702-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{13.216}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 72.836 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр } 701-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{3.095}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 17.056 \text{ (A)};$$

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

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

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

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

1й – розрив лінії 7-702;

2й – розрив лінії 103-701;

3й – розрив лінії 7-702 та відсутня генерація на СЕС (702);

4й – розрив лінії 103-701 та відсутня генерація на СЕС (702);

5й – розрив лінії 702-703;

6й – розрив лінії 701-703.

Отримані результати представлені у таблиці 3.3

Таблиця 3.3 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} , А max	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
7-702	0	6.1	0	104.7	97.9	8.4	105.2	390	25.96	АС-120/19
103-701	6.1	0	104.5	0	105.2	14.4			31.1	АС-120/19
702-703	97.9	104.8	0.8	104.8	0	90.6			72.8	АС-120/19
701-703	8.1	14.4	89.9	14.5	90.6	0			17.06	АС-120/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19.

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

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ ЛЕП

4.1 Вибір трансформаторів

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить в задачу даного проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перевантаження в після аварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

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

Для 701 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{2.3}{1.4 \cdot 0.89} = 1.846 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 6.3 МВА.

У вузлах 702 та 703 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		ц _к	ΔP _к	ΔP _х	I _х	R	X	ΔQ _х
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
701	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
702	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
703	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{2.584}{(2 - 1) \cdot 6.3} = 0.41 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{17.159}{(2 - 1) \cdot 16} = 1.072 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{15.862}{(2 - 1) \cdot 16} = 0.991 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

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

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

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;

- ураховувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- ураховувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 701, 702 та 703 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

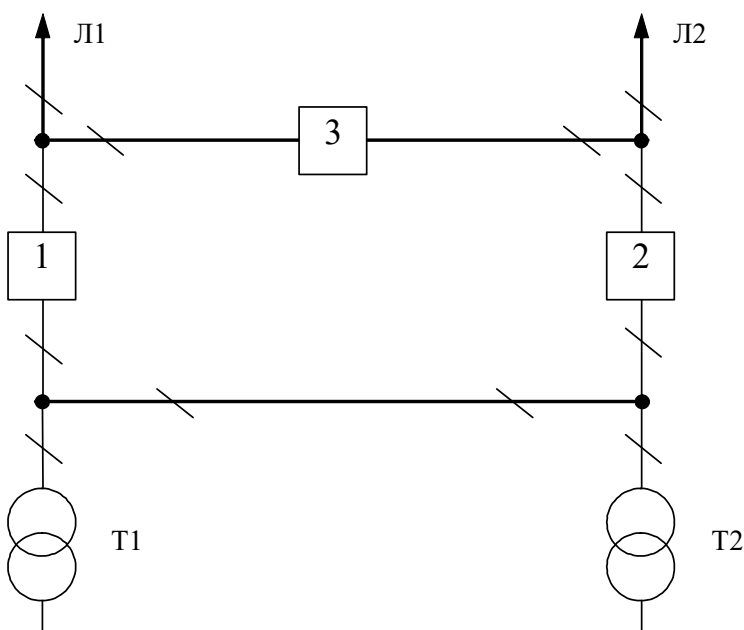


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 701, 702 та 703

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

5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Носківці». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Носківці» (вузол 7) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію.

Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин (рис 5.2).

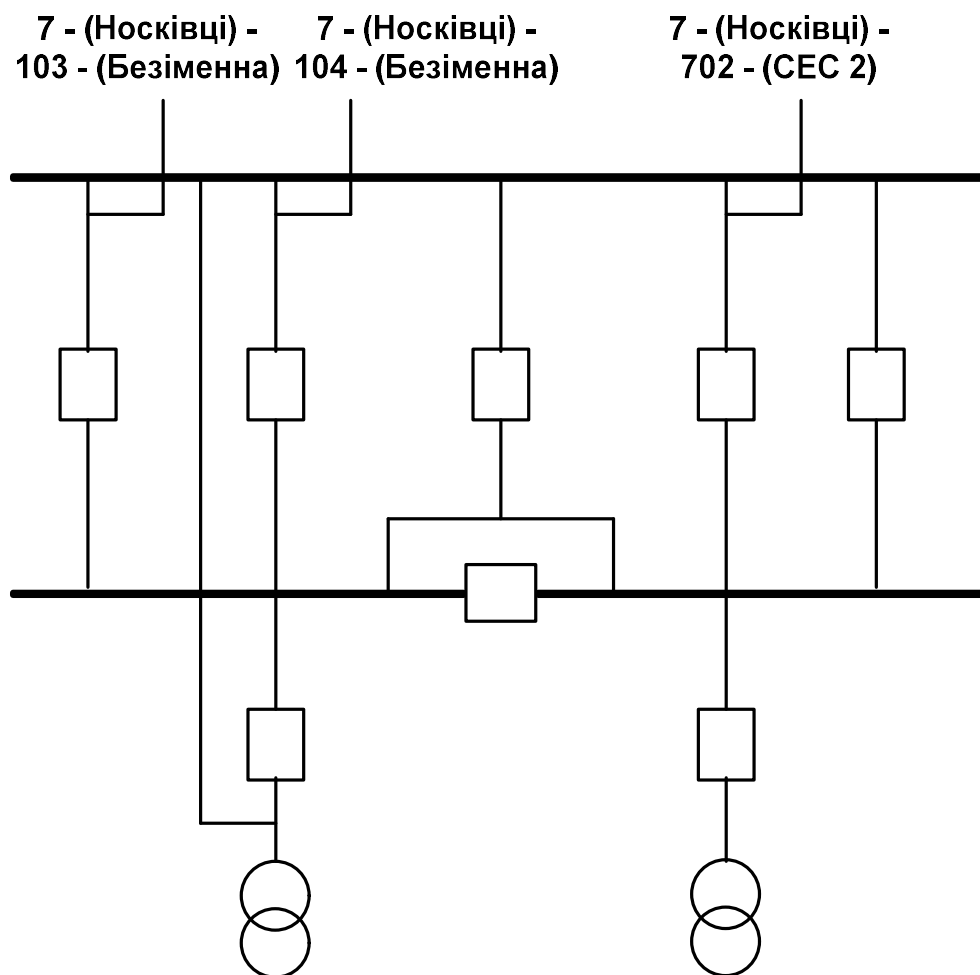


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 103, що є місцем з'єднання проводів АС-120 ліній «Жмеринка - Станіславчик» та «Станіславчик - Носківці» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опори. 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 «Жмеринка - Станіславчик» та «Станіславчик - Носківці» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-2» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми прохідної підстанції СЕС (вузол 702).

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

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

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

$$K^I_0 = 1 - 4 \cdot 0,0003 = 0,9988$$

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

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

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

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тоді:

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

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 5.1).

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

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_0=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4

Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23
			D(АТ2,Л2)- 40		Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)-40	Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)- 40	Л2, АТ2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23		ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)- 40		ЛЗ, Л1, D(АТ1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(АТ1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23		ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			ЛЗ-40	ЛЗ D(АТ1,Л1), D(АТ2,Л2)- 40	G2,G1, D(W1,W2)-40		ЛЗ,Л2, D (АТ1АТ2,Л1) - 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, АТ2 – 23	Л2, АТ2-23	Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3) – 23	ЛЗ,Л2,АТ2, D(АТ1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(АТ1, АТ2, Л3) - 40	ЛЗ, Л2, D(АТ1, АТ2, Л1) - 40	

Таблиця 5.2 – Вибірка 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 (5.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (5.6) та недовідпуск електроенергії (5.7).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 185$ грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot Z_0 \quad (5.5)$$

$$M_{ЗБ} = 1731,4 \cdot 185 = 320309 \text{ (тис. грн.)}$$

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

$$W_{РІК} = 5400 \cdot 18,75 = 101250 \text{ (МВт·год),}$$

$$\Delta W_{\text{нд}} = K_{\text{всум}} \cdot W_{\text{рік}} \quad (5.7)$$

$$\Delta W_{\text{нд}} = 0,0171 \cdot 101250 = 1731,4 \text{ (МВт·год)}.$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, грн.
101250	1731,4	320309

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

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

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

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 31,2 + 0,05 \cdot 31,2 = 29,64 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{\text{ні}}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{М}} = 0,05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{ні}}$;

$K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

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

$$Q_{\Gamma} = 29,64 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 29,64 \cdot 0,34 = 10,078 \text{ (МВАр)}.$$

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

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

урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0.95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 7-702

$$Q_{\text{ЛЕП7-702}} = 104,61^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 15,6) = 0,487 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,487 + 0,301 + 0,28 + 0,355 = 1,423 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 17,88 = 16,891 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 16,891 = 1,689 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 16,891 + 1,689 - 10,078 - 1,423 = 7,079 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 16,891 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 7,079 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-7200-450 УЗ на 7200 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 703.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – Hign”. Цей програмний

комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

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

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

Післяаварійний режим - режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної надійності та якості електропостачання частини споживачів, що залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 121кВ.

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

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

7.2. Регулювання напруги у мережі

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

Регулювання напруги виконується з метою забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях.

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	98,99	93,08	104,53
702	99,92	93,38	104,81
703	98,91	92,98	104,45

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

Напруга вузла навантаження, кВ	
--------------------------------	--

Номер вузла за схемою	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	7,87	6,63	9,27
702	8,47	7,44	8,71
703	7,79	6,49	9,01

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

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

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо U_{HH6} рівним 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

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

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

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

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

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{\text{Тд}}$ за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

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

$$\Delta U_{\text{Т701}} = \frac{((2,39) \cdot (14,7 / 2)) + ((1,22) \cdot (220,4 / 2))}{104,53} = 1,454 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Т701б}} = \frac{104,53 + 1,454}{10,5} = 10,094$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{\text{Т701д}} = 10,094$, що відповідає 11-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН}701\text{д}} = \frac{104,53 + 1,454}{10,094} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

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

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	1,454	10,094	10,5	8	10,611	0,09
702	3,821	10,346	10,39	9	10,455	0,096
703	3,663	10,297	9,756	13	9,827	0,093

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

8 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

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

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

де: Π_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $\Pi_T = 2,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$

[2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт·год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

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

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

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

К_{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: Носківці (вузол 7) – 702 та 702 - 703;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 702, 703;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Носківці (вузол 7).

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 103-701 та 701-703;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 701
- спорудження відгалуджувальної опори в від ПЛ «Жмеринка - Станіславчик» та «Станіславчик - Носківці».

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	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. 8.1 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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

Продовження табл. 8.1 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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

Продовження табл. 8.1 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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 8.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

Ч.ч. згідн о з таб- лице ю 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210

2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,39 4	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,52 4	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,41 8	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,10 2	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	13145,1 82	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	4484,70 1	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6

	напруги 10 кВ								
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	6943,87	202,008	214,406	23	8271,483	153,9
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	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

5.1.9	Панелі керування та захисту заземл. 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	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального корист. (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 8.3 – Вартість реконструкції підстанції Носківці (вузол 7):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, 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	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0

	тора напруги 110 кВ								
Всього ВРУ 110 кВ		224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998		
Загальна кошторисна вартість		4276,998							

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 120 622,332 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.4 – 8.5.

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівел ь- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проек- т- ні робот и	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнят а облад- нання м, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів в напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 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 трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

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	2096,27	103,1	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
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 8.4 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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			51 054,247						

Таблиця 8.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ " Жмеринка - Станіславчик " та " Станіславчик - Носківці " (вузол 103):

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						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 51640,477 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 25,2 = 29\,164,808 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 20,4 = 23\,609,607 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 120\,631,332 + 29\,164,808 = 149\,796,14 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 51\,640,477 + 23\,609,607 = 75\,250,084 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{л1} = (29\,164,808 \cdot 0,3)/100 = 87,494 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{л2} = (23\,609,607 \cdot 0,3)/100 = 70,829 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п1} = (120\,631,332 \cdot 3)/100 = 3618,94 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п2} = (51\,640,477 \cdot 3)/100 = 1549,214 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.6:

Таблиця 8.6 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 7-702, 702-703, П/ст: 702, 703	+300	-200	7,29
2	ЛЕП: 701-703, 703-103	-100	-200	7,42

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 87,494 + 3618,94 + 7,29 \cdot 1,65 = 3718,463 \text{ (тис.грн.);}$$

$$B_2 = 70,829 + 1549,214 + 7,42 \cdot 1,65 = 1632,286 \text{ (тис.грн.);}$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 21,7 \cdot 5400 = 117180 \text{ МВт·год;}$$

$$W_{2(\Sigma)} = 31 \cdot 5400 = 167400 \text{ МВт·год.}$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 117180 - 3718,463 = 19483,177 \text{ тис.грн.;}$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 167400 - 1632,286 = 31512,914 \text{ тис.грн.;}$$

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

$$E'_a = 0,215$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,215 = 4,6 \text{ років.}$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	16,1
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	284 580
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	225 046,224
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	4,6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	7,42
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,27
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1200
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	34,52

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 (4,6) підтверджують ефективність.

9. ВИЗНАЧЕННЯ СТРОКУ СЛУЖБИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА З ВРАХУВАННЯ СИСТЕМАТИЧНИХ ПЕРЕВАНТАЖЕНЬ

9.1. Основні обмеження і дії режимів навантаження, що перевищують номінальні значення

9.1.1 Наслідки дії навантаження вище номінального

Дійсний термін служби трансформатора в значній мірі залежить від виняткових впливів, таких як перенапруга, короткі замикання в мережі і аварійні перевантаження. Вірогідність безвідмовної роботи при таких діях, що виникають окремо або в поєднанні, залежить в основному від:

- амплітуди і тривалості дії;
- конструкції трансформатора;
- температури різних частин трансформатора;
- вмісту кисню і інших газів в ізоляції і маслі;
- кількості, розміру і виду частинок домішок;
- вміст вологи в ізоляції і маслі.

Передбачуваний нормальний термін служби – це деяка умовна величина, що приймається для безперервного постійного навантаження при нормальній температурі охолоджуючого середовища і номінальних умов експлуатації. Навантаження і/або температура охолоджуючого середовища, що перевищують номінальну, викликають прискорений знос і створюють підвищений ризик.

Метою вищезгаданих стандартів є визначення ступеня ризику і встановлення деяких обмежень режимів навантаження трансформаторів, що перевищують номінальні значення.

Наслідки навантаження трансформатора, вище за її номінальне значення можуть бути наступними:

- а) температура обмоток, відводів, ізоляції і масла збільшуються і можуть досягти неприйнятної рівня;

- б) індукція магнітного потоку розсіяння збільшується, викликаючи збільшення вихрових струмів, що нагрівають металеві частини;
- в) поєднання головного потоку і збільшеного потоку розсіяння накладає обмеження на можливе перезбуджування магнітної системи;
- г) із зміною температури змінюється вміст вологи і газу в ізоляції і масла
- д) вводи, перемикачі, під'днувачі відводів, і трансформатори струму піддаватимуться жорсткішим діям, які можуть перевищити їх проектний рівень.

Як наслідок, з'являється ризик пошкодження, пов'язаний з величиною струму і температури. Цей ризик може привести до пошкодження під час перевищення навантаження або мати кумулятивний ефект протягом багатьох років.

Небезпека при короткочасних аварійних впливах:

а) головним ризиком під час короткочасного навантаження є зниження електричної міцності внаслідок утворення бульбашок газу в області високої напруженості, тобто у обмоток або на відводах. Ці бульбашки можуть виникати в паперовій ізоляції, коли температура найбільш нагрітої точки досягає 140-160 °C при нормальному вмісті вологи в ізоляції. З підвищенням вологовмісту критична температура початку утворення бульбашок може знизитися.

Газові бульбашки можуть утворюватися на поверхні неізольованих металевих деталей, коли їх температура унаслідок збільшення індукції потоку розсіяння підвищитися вище 180°C, що приводить до розкладання масла.

б) тимчасове зменшення механічної міцності унаслідок високої температури може привести до зниження міцності обмоток при дії струмів короткого замикання.

в) підвищення тиску у вводах може привести до витоку масла і пошкодження вводу. У вводі також можуть утворюватися бульбашки газу при температурі ізоляції вище 140°C.

г) перемикання при великих струмах можуть викликати пошкодження в

перемикачі.

Небезпека тривалого перевантаження

а) прискорене старіння виткової ізоляції і зниження її механічної міцності. Якщо це зниження значне, знижується термін служби трансформатора, особливо якщо він схильний до дії струмів короткого замикання.

б) до прискореного старіння схильні і інші частини ізоляції.

в) внаслідок дії високої температури і великих струмів збільшується опір контактів перемикаючих пристроїв.

г) старінню піддаються і ущільнення бака, які стають крихкішими. Ризик пошкодження при короточасній дії зазвичай зникає при зменшенні рівня навантаження до номінальної, але для загального рівня надійності короточасні дії можуть мати серйозніші наслідки, ніж тривалі дії.

Стандарти передбачають, що здатність навантаження може бути обмежена як для короточасних, так і тривалих дій. Таблиці і діаграми, розраховані згідно традиційним методам визначення механічних властивостей паперової ізоляції під впливом часу і температури найбільш нагрітої точки обмотки, є основою розгляду ризику негайного пошкодження.

Обмеження, викликані розмірами (потужністю) трансформатора

Чутливість трансформаторів до навантажень вище номінальною зазвичай залежить від потужності трансформатора. Із збільшенням потужності спостерігається така тенденція:

а) щільність потоку розсіяння збільшується;

б) зусилля при коротких замиканнях зростають ;

в) збільшується об'єм електрично напруженої ізоляції;

г) стає важчим точне визначення температури гарячої точки.

Тому великі трансформатори можуть бути чутливішими до навантаження вище номінальною, ніж трансформатори меншої потужності. Крім того, наслідки пошкодження великого трансформатора серйозніші, ніж для трансформатора меншого розміру.

Щоб встановити розумний ступінь ризику, стандарти розглядають три категорії трансформаторів:

- а) розподільні трансформатори, для яких враховуються тільки температура найбільш нагрітої точки і ступінь розкладання (старіння) ізоляції;
- б) трансформатори середньої потужності, для яких дія поля розсіяння не є критичною, але повинні враховуватися різні способи охолодження;
- в) силові трансформатори великої потужності, в яких ефект поля розсіяння може бути значним і наслідки пошкодження дуже важкими.

9.1.2 Граничні значення струму і температури

У стандартах МЭК 60354-91 і ГОСТ-14209-97 рекомендовані граничні значення струмів і температури при перевантаженні, вказані в таблиці 9.1. Ці значення не повинні бути перевищені.

Таблиця 9.1 – Граничні значення температури і струму для режимів навантаження, що перевищує номінальну

Тип навантажень	Трансформатори		
	Розподіл	Середньої потужності	Великої потужності
Режим систематических нагрузок			
Струм у відносних одиницях	1,5	1,5	1,3
Температура найбільш нагрітої точки і металевих частин, дотичних з ізоляційним матеріалом °С	140	140	120
Температура масла у верхніх шарах °С	105	105	105
Режим тривалих аварійних перевантажень			
Струм у відносних	1,8	1,5	1,3
Температура найбільш нагрітої точки і металевих частин, дотичних з ізоляційним матеріалом °С	150	140	130

Температура масла у верхніх шарах °С	115	115	115
Режим короткочасних аварійних перевантажень			
Струм у відносних одиницях	2,0	1,8	1,5
Температура найбільш нагрітої точки і металевих частин, дотичних з ізоляційним матеріалом °С		160	160
Температура масла у верхніх шарах °С		115	115

9.2 Визначення температури

9.2.1 Безпосереднє вимірювання температури найбільш нагрітої точки

Найбільш критичною температурою, що обмежує навантаження трансформатора, є температура, що досягається в найбільш нагрітій частині обмотки, і потрібно подолати істотні труднощі, щоб визначити цю температуру досить точно. Для цієї мети можуть застосовуватися безпосередні вимірювання (за допомогою оптико-волоконної або подібної техніки). Вони дозволяють уточнити температуру найбільш нагрітої точки, в порівнянні з результатами, отриманими розрахунковим методом, викладеним в ГОСТ 14209-97 і МЕК 60354 (1991).

9.2.2 Розрахункові теплові характеристики

Розрахункові методи, викладені, в стандартах засновані на деяких допущеннях. Теплова діаграма, приведена на рисунку 5.1, спрощена, в порівнянні з фактично складнішим розподілом температури. Прийняті наступні допущення:

- а) температура масла усередині обмоток зростає лінійно від низу до верху незалежно від виду охолодження;
- б) перевищення температури провідника в будь-якій крапці зростає

лінійно паралельно перевищенню температури масла з постійною різницею g між двома прямими лініями (g – є різниця між середнім перевищенням температури, зміряним по опору і середнім перевищенням температури масла);

в) перевищення температури найбільш нагрітої точки вище, ніж перевищення температури провідника у верхній частині обмотки, як показано на рисунку 9.1, унаслідок допущення, яке було зроблено враховуючи збільшення додаткових втрат. Щоб врахувати їх нелінійність, різниця між температурами найбільш нагрітою крапкою і маслом у верхній частині обмотки прийнята рівною H_g . Коефіцієнт H може мінятися від 1,1 до 1,5, залежно від розмірів трансформатора, опору короткого замикання і конструкції обмотки.

У розрахункових таблицях в стандартах цей коефіцієнт прийнятий рівним 1,1 для розподільних трансформаторів і 1,3 для середніх і великих силових трансформаторів.

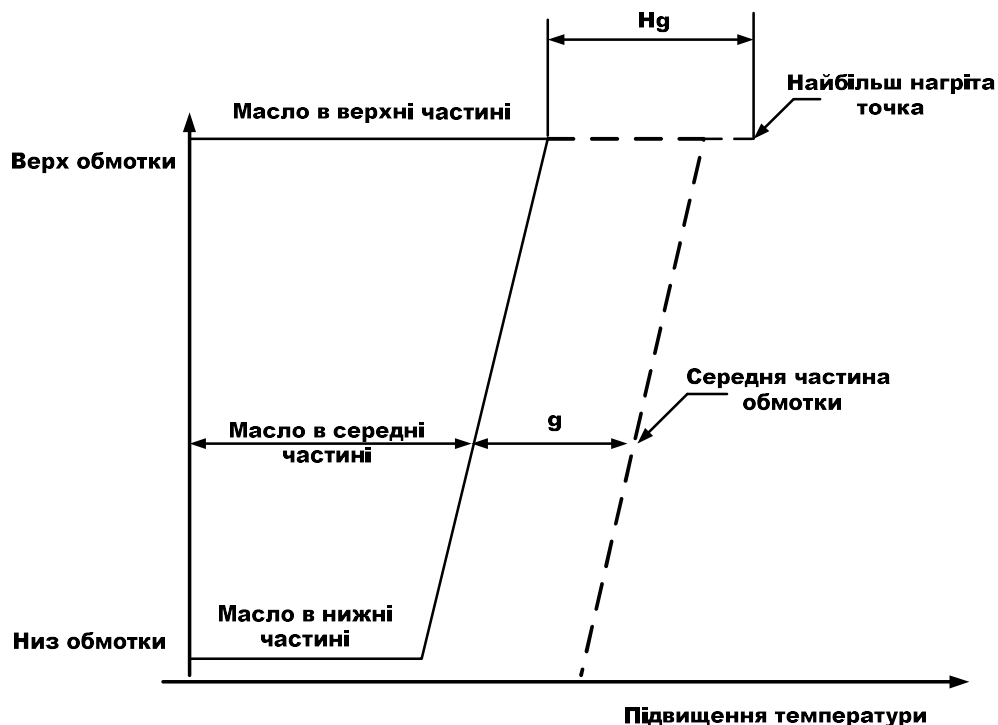


Рисунок 9.1 – Схема розподілу температури

Температура верхніх шарів масла, зміряна при випробуваннях на нагрів, відрізняється від температури масла, що виходить з обмотки, особливо під час

перехідного періоду при виникненні великого навантаження. Фактично верхнє масло є сумішшю різних потоків масла, які циркулюють упродовж і зовні обмоток.

При охолодженні типа ON різниця між основними обмотками не має особливого значення. Температура масла у верхній частині різних обмоток приймається рівній температурі змішай масла у верхній частині бака.

Для охолодження типа OF а OD температура у верхній частині обмотки приймається рівній температурі нижніх шарів масла плюс подвоєна різниця температури середнього масла в даній обмотці і температури нижніх шарів масла.

Різні типи охолодження повинні розглядатися і розраховуватися по-різному, зважаючи на різницю в потоках масла.

Для охолодження типів ON і OF вважається, що циркуляція масла в обмотках визначається нагрівом обмоток, тоді як у разі OD швидкості потоку масла визначається головним чином насосом і не залежить від температури масла.

При охолодженні OF і OD середню температуру масла слід визначати кращим з наявних методів, оскільки розрахунок найбільш нагрітої точки безпосередньо залежить від цього визначення. У МЕК 60076-2 і ГОСТІ 3484-2-88 приводяться декілька методів визначення поправки до перевищення середньої температури обмотки. Альтернативний метод визначенні середньої температури масла за наслідками випробувань приводиться в МЕК 60354 (1991) для застосування в розрахунках здатності навантаження.

З огляду на те, що постійна часу обмоток зазвичай дуже мала (5-10 мін), вона має тільки обмежений вплив на температуру найбільш нагрітої точки навіть при короткочасному навантаженні великої величини.

Оскільки найбільше короткочасне навантаження, розглянуте в стандартах, рівне 30 мін, постійна часу обмотки прийнята рівною нулю.

Для розрахунку перевищення температури найбільш нагрітою, точки при тривалій, циклічній або іншому навантаженню можуть бути використані

різні джерела теплових характеристик, а саме:

а) результати спеціальних випробувань, включаючи пряме вимірювання температури найбільш нагрітої точки або температури верхніх шарів масла в обмотках (за відсутності прямих вимірювань температура найбільш нагрітої точки, коефіцієнт найбільш нагрітої тички може бути визначений тільки виготовником);

б) результати звичайних випробувань на нагрів;

в) значень перевищення температури при номінальному струмі.

Таблиця 9.2 – Теплові характеристики

Показатель	Трансформатори			
	Розподільні	Середній і великий потужності		
	ONAN	ON	OF	OD
Показник ступеня масла x	0.8	0.9	1.0	1.0
Показник ступеня обмотки y	1,6	1,6	1,6	2,0
Відношення втрат R	5	6	6	6
Коефіцієнт температури найбільш нагрітої точки H	1.1	1,3	1,3	1,3
Теплова постійна часу масла τ_0 , ч	3,0	2,5	1,5	1,5
Температура охолоджуючого середовища Θ_A °C	20	20	20	20
Перевищення температури найбільш нагрітої точки D Θ_{hr} °C	7S	78	78	78
Перевищення середньої температури обмотки $\Delta\Theta_{wr}$ °C	65	63	63	68
Градiєнт температури найбільш нагрітої точки (масло на виході з обмотки) H_{gn} °C	23	26	22	29
Перевищення середньої температури масла $\Delta\Theta_{jwr}$ „°C	44	43	46	46

Перевищення температури масла на виході з обмотки $\Delta\Theta_{ir}, ^\circ\text{C}$	55	52	56	49
Перевищення температури масла в нижній частині обмотки $\Delta\Theta_{br}, ^\circ\text{C}$	33	34	36	43

Слід зазначити, що для великих силових трансформаторів, якщо зміряне середнє перевищення температури обмотки при номінальному струмі знаходиться в межах $65\text{ }^\circ\text{C}$, для охолодження ON і OF і $70\text{ }^\circ\text{C}$ для охолодження OD, перевищення температури найбільш нагрітої точки при номінальному струмі може перевищити $78\text{ }^\circ\text{C}$ залежно від конструкції.

У стандартах приводяться рівняння для розрахунку температури в стаціонарних і перехідних режимах.

9.3 Старіння ізоляції

9.3.1 Закон теплового старіння

Під час роботи трансформатора відбувається знос окремих його частин. Найбільш істотною є деградація, або старіння ізоляції. Старіння целюлозної ізоляції супроводжується погіршенням її механічних характеристик і, зокрема, міцності на розрив. Звичайне старіння ізоляції визначають ступенем її полімеризації (СП), тобто кількістю однакових циклічних структур в молекулі целюлози. У міру старіння, відбувається розщеплювання молекул, і середній ступінь полімеризації молекул зменшується. Для ізоляції в стані постачання СП рівна близько 1300. Вважають, що до кінця терміну експлуатації трансформатора міцність ізоляційного паперу на розрив може знизитися удвічі. При цьому ступінь полімеризації зменшується приблизно до 400.

Швидкість старіння залежить від температури, згідно наступному рівнянню, запропонованому Монтзінгером.

$$\text{Швидкість старіння} = k \times e^{-p\Theta}$$

де k і p – постійні, Θ – температура $^\circ\text{C}$.

Кількісне значення постійних залежить від багатьох причин, таких як

хімічний склад целюлози, наявність води і кисню і ін.

Проте незалежно від впливу цих чинників величина параметра p може бути прийнята постійною для інтервалу, що цікавить нас, температури від 80 до 140 °С. Ця величина така, що швидкість старіння подвоюється при кожному підвищенні температури на 6 °С. Це прийнято за основу для керівництва по здатності навантаження. При температурі нижче 80 °С старіння ізоляції незначне.

Швидкість старіння ізоляції трансформатора визначається температурою найбільш нагрітої точки обмотки.

Для трансформаторів, в яких дотримуються норми МЕК 60076-2, відносна швидкість теплового старіння визначається по відношенню до швидкості старіння протягом одного нормального дня.

Таким днем вважається день роботи трансформатора при номінальному навантаженні при навколишній температурі 20 °С. При цьому температура найбільш нагрітої точки складає 98 °С.

У тих випадках, коли в трансформаторі застосовується ізоляція підвищеної нагревостойкості, температура найбільш нагрітої точки і інші теплові характеристики можуть бути встановлені угодами між виготівником і замовником трансформатора. У багатьох випадках трансформатори з такою ізоляцією мають нормальний очікуваний термін служби при температурі найбільш нагрітої точки 110°С.

9.3.2 Відносна швидкість теплового старіння

Відносна швидкість теплового старіння приймається рівній одиниці при температурі найбільш нагрітої точки 98 °С і навколишній температурі (температурі охолоджуючого середовища) рівної 20 °С. При цьому перевищення температури найбільш нагрітої точки над температурою охолоджуючого середовища складає 78 °С.

Відносна швидкість теплового старіння може бути виражена рівнянням:

$$V = 2^{(\Theta_h - 98)},$$

де V – швидкість старіння для $98\text{ }^{\circ}\text{C}$, Θ_h – температура найбільш нагрітої точки обмотки.

Таблиця 9.3 – Залежність $V = f(\Theta_h)$

Θ_h	80	86	92	98	104	110	116	122	128	134	140
V	0,125	0,25	0,5	1,0	2,0	4,0	8,0	16,0	32,0	64,0	128,0

З рівняння випливає, що відносна швидкість старіння сильно залежить від температури найбільш нагрітої точки, як показано в таблиці 9.3.

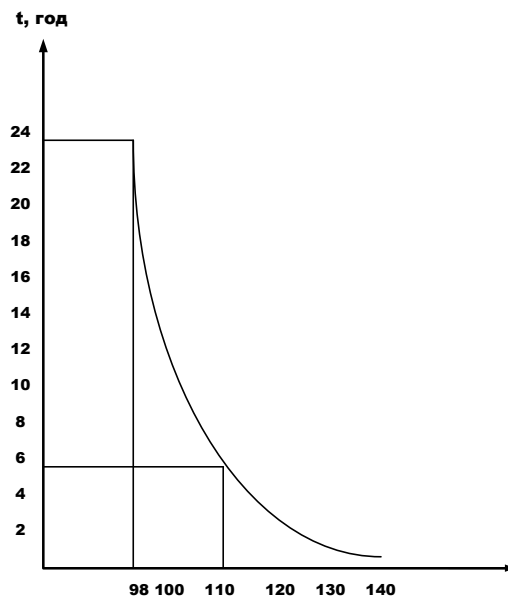


Рисунок 9.2 – Час роботи, яке відповідає втраті нормальних годин строку служби в залежності від температури найбільш нагрітої точки Θ_h

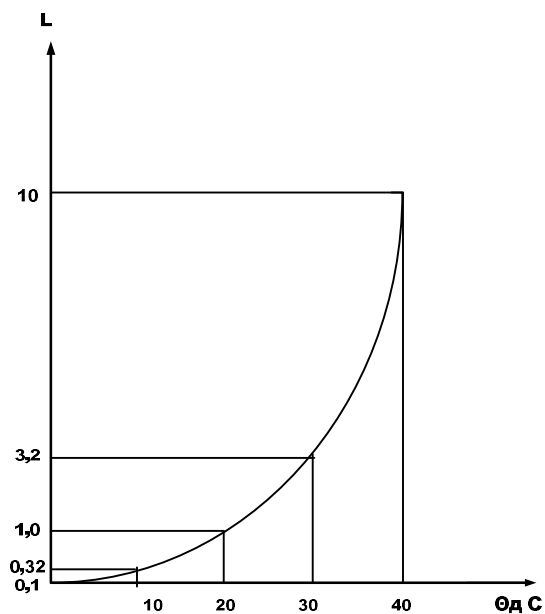


Рисунок 9.3 – Втрата терміну служби, L , при нормальних днях (добі) при номінальному навантаженні протягом дня залежно від навколишньої температури

Рисунок 9.2 і рисунок 9.3 ілюструють цю залежність.

Тривала робота при температурі найбільш нагрітої точки, рівної $98\text{ }^{\circ}\text{C}$, дає нормальну швидкість старіння. Швидкість подвоюється при кожному збільшенні температури на $6\text{ }^{\circ}\text{C}$. Зменшення терміну служби при збільшенні температури, або збільшення терміну служби, при її зниженні виражається в нормальних днях (добі), відповідних 24 годинам роботи в умовах даних вище (найбільш нагріта крапка $98\text{ }^{\circ}\text{C}$, навколишня температура $20\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Втрата терміну служби при будь-якій температурі найбільш нагрітої точки протягом години, дня або місяця виражається кількістю нормативних годин, днів або місяців відповідно.

Приблизно вірним залишається правило, що збільшення або зниження навантаження на $0,8\%$ від номінальної приводить, приблизно, до такої ж зміни швидкості старіння, як при зміні навколишньої температури на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$.

9.3.3 Розрахунок зменшення терміну служби

При температурі найбільш нагрітої точки $98\text{ }^{\circ}\text{C}$ має місце втрата терміну служби в нормальних місяця, днях, годинах.

Якщо навантаження і навколишня температура незмінні протягом деякого часу t , втрата терміну служби у відносних одиницях складе $V \times t$.

Це ж співвідношення застосовується і при середньозваженій навколишній температурі, коли температура змінюється, а навантаження постійне.

У загальному випадку, коли і навантаження, і навколишня температура міняються, відносна швидкість старіння змінюється в часі. При цьому, відносна втрата терміну служби визначається формулами:

$$L = \frac{1}{t} \times \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad \text{або} \quad L = \frac{1}{N} \times \sum_{n=1}^N V_n,$$

де N – загальна кількість однакових інтервалів часу.

9.4 Навколишня температура (температура охолоджуючого середовища)

Для трансформаторів зовнішньої установки, що охолоджуються повітрям, фактична температура повітря приймається рівній навколишній температурі.

Для розподільних трансформаторів внутрішньої установки в стандартах дані поправки для обліку навколишньої температури. Для трансформаторів з водяним охолодженням температура охолоджуючого середовища приймається рівній температурі води на вході в охолоджувач.

Якщо тривалість піку навантаження більше декількох годин, то зміни навколишньої температури повинні враховуватися. Ці зміни можуть бути враховані за допомогою таких методів:

а) для розрахунку теплового старіння може бути використана середневзвешенная еквівалентна навколишня температура; для розрахунку максимуму температури найбільш нагрітої точки – середнє значення місячних максимумів навколишньої температури;

б) може бути використана фактична крива зміни навколишньої температури.

9.4.1 Средньозважена (еквівалентна) оточуюча температура Θ_e

Якщо навколишня температура змінюється приблизно по синусоїдальному закону, в розрахунках повинне бути використане середньозважені її значення, оскільки середньозважена навколишня температура буде вища середньої. Средньозважена навколишня температура є фіктивна постійна температура, яка протягом певного часу викликає те ж старіння ізоляції, як і температура, що змінюється, діє протягом цього часу (що може вимірюватися в днях, місяцях і роках).

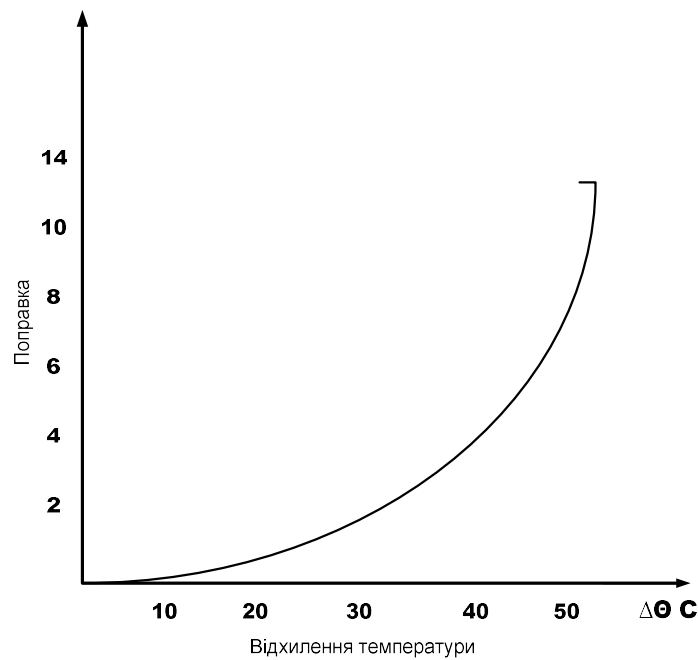


Рисунок 9.4 – Поправка на середню температуру для отримання середньозваженої (еквівалентної) температури.

У разі, коли температура міняється синусоїдально, середньозважена температура може бути визначена за таким виразом:

$$\Theta_E = \bar{\Theta} + 0,01(\Delta\bar{\Theta})^{1,85},$$

де $\bar{\Theta}$ – середня температура; $\Delta\bar{\Theta}$ – різниця середніх значень максимуму і мінімуму температури за даний період часу.

Поправочний коефіцієнт до середньої температури може також бути отриманий з рисунка 9.4, який ілюструє приведену вище формулу.

9.4.2 Навколишня температура для розрахунку температури найбільш нагрітої точки

Середньозважена навколишня температура може бути використана для розрахунку теплового старіння, але не може бути застосована для перевірки максимального значення температури найбільш нагрітої точки, що досягається при піковому періоді навантаження. Для цієї мети рекомендується використовувати середнє значення місячного максимуму. Використовувати максимальне значення максимуму недоцільно, зважаючи на малу вірогідність

цієї величини і впливу постійною часу масла.

9.4.3 Безперервно змінна навколишня температура

Коли тривалість навантаження вище номінальною не обмежена декількома днями, розрахунок старіння і температури найбільш нагрітої точки буває доцільно проводити, використовуючи фактичні зміни навколишньої температури, розділивши даний інтервал на окремі ділянки.

9.4.4 Поправки навколишньої температури для трансформаторів, встановлених в приміщеннях

Трансформатори, що працюють в закритих приміщеннях, мають додаткові перевищення температури, які складають близько половини перевищення температури повітря в приміщенні.

Випробування показали, що додаткове перевищення температури верхнього масла змінюється залежно від струму навантаження приблизно також як змінюється температура верхнього масла. В таблиці 9.4 приведені відповідні поправки.

Таблиця 9.4 – Поправки на температуру охолоджуючого середовища для трансформаторів внутрішньої установки

Вид приміщення	Кількість встановлених трансформаторів	Поправка (додаватися до еквівалентної температури охолоджуючого середовища) °С			
		Номінальна потужність трансформатора кВ*А			
		250	500	750	1000
Підземні камери з природною вентиляцією	1	11	12	13	14
	2	12	13	14	16
	3	14	17	19	22
Підвальні поверхи і споруди з незначною природною вентиляцією	1	7	8	9	10
	2	8	9	10	12
	3	10	13	15	17
Споруди з хорошою природною вентиляцією, підземні камери і підвальні поверхи з примусовою	1	3	4	5	6
	2	4	5	6	7
	3	6	9	10	13
Трансформаторні кіоски	1	10	15	20	

б) Використовувані при розрахунку теплові характеристики таблиці 9.1 можуть не відповідати характеристикам даного трансформатора.

в) Температура охолоджуючого середовища за всю тривалість графіка навантаження (24 години) береться постійною.

Зважаючи на вказані допущення, графіки і таблиці мають певні погрішності. Тому при необхідності мати точніші результати, споживач може провести власні розрахунки на основі точніших, теплових характеристик і використовувати реальніший графік навантаження.

9.5 Графіки та таблиці допустимих навантажень

9.5.1 Метод перетворення фактичного графіка навантаження в еквівалентний двухступінчатий графік

Для того, щоб користуватися графіками і таблицями, приведеними в

стандартах, необхідно перетворити реальний добовий графік навантаження в еквівалентний двохступенчатий графік у відповідність з рисунком 5.5 із ступенями навантаження $K1$ і $K2$, де $K2$ – максимум навантаження. Тривалість максимуму навантаження протягом години. Методи визначення цієї тривалості залежать від декількох чинників; нижче приведені рекомендовані методи для різних видів реальних графіків навантаження. Якщо еквівалентність двохступенчатого графіка викликає сумніви, слід зробити декілька допущень і прийняти графік з найбільшим запасом.

Графік навантаження з одним максимумом

В цьому випадку значення слід визначати так, як показано на рис 5.5. Для ділянки графіка навантаження без максимуму значення навантаження $K1$ визначають, як середнє значення навантаження без максимуму.

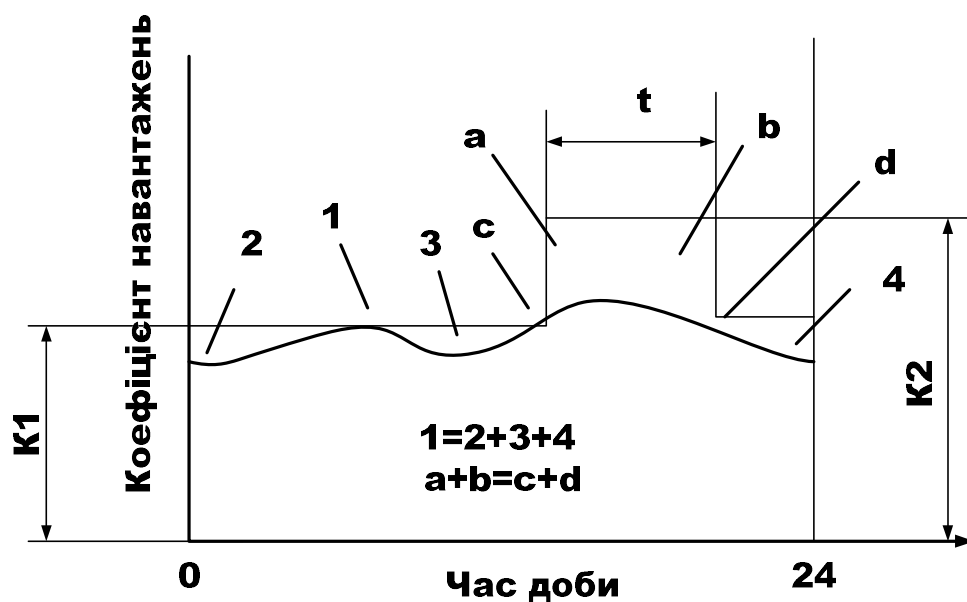


Рисунок 9.5 – Графік навантаження з одним максимумом

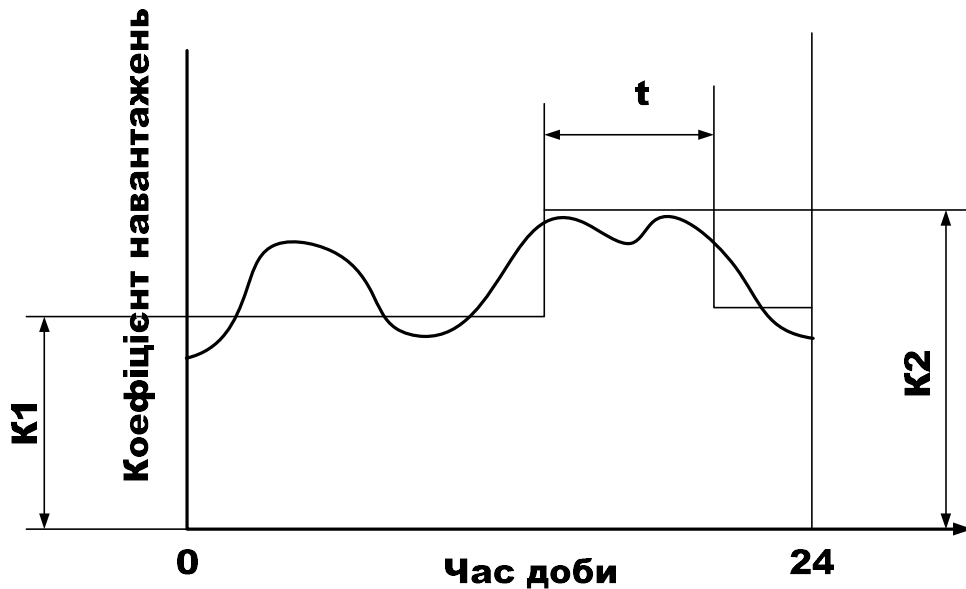


Рисунок 9.6 – Графік навантаження з двома максимумами рівної амплітуди і різної тривалості

Графік навантаження з двома максимумами рівної амплітуди, але різній тривалості

При двох максимумах приблизно рівної амплітуди, але різній тривалості, значення t визначають для максимуму більшої тривалості, а значення $K1$ повинне відповідати середньому значенню частини навантаження, що залишилася. На рисунку 9.6 приведений приклад графіка такого навантаження.

Графік навантаження з послідовними максимумами

Якщо графік навантаження складається з декількох послідовних максимумів, значення t приймають достатній тривалості, щоб охопити всі максимуми, а значення $K1$ повинне відповідати середньому значенню навантаження, що залишилося, як показано на рисунку 9.7.

9.5.2 Нормальне тривале навантаження

Коли струм навантаження протягом деякого часу істотно не змінюється, може розглядатися еквівалентний постійний струм навантаження. У таблиці 9.5 дані допустимі значення коефіцієнта навантаження $K=K_{24}$ для тривалої

роботи при різній навколишній температурі.

9.5.3 Нормальний циклічний режим навантаження

У стандартах приведені графіки допустимих навантажень для восьми значень температури: -25, -20, -10, 0, 10, 20, 30 і 40 °С, і для чотирьох категорій трансформаторів, а саме:

навколишня температура °С			-25	-20	-10	0	10	20	30 40
перевищення температури найбільш нагрітої точки °С			123	118	108	98	88	78	68 58
K_{24}	Розподільні трансформатори	ONAN	1,37	1,33	1,25	1,17	1,09	1,00	0,91 0,81
	Трансформатори середньої і більшої потужності	ON	1 13	1 10	1,22	1,12	1 08	1 10	0,92 0,82
		OF	1,31	1,28	1,21	1,14	1,08	1,00	0,92
		OD	1,24	1,22	1,17	1,11	1,06	1,00	0,83 0,84 0,87

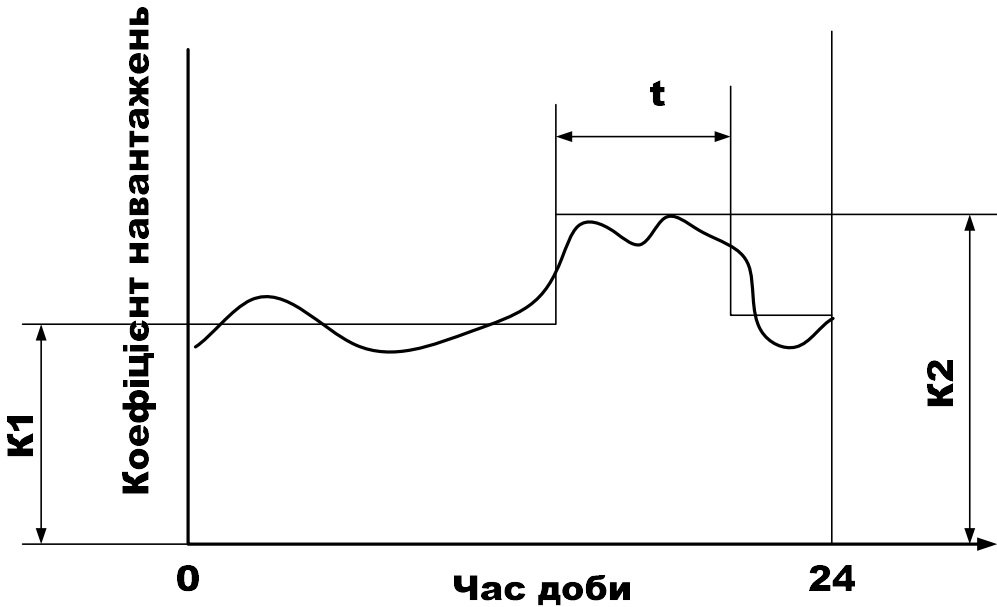


Рисунок 9.7 – Графік навантаження з близько розташованими максимумами

- розподільні трансформатори з охолодженням ONAN;
- трансформатори середньої і великої потужності з охолодженням ON;
- трансформатори середньої і великої потужності з охолодженням OF;
- трансформатори середньої і великої потужності з охолодженням OD.

По графіках можна визначити допустиме навантаження K_2 при заданій тривалості t і такому початковому навантаженню K_1 , при яких втрата терміну служби за день, місяць і т.д. не перевищить нормальної.

На рисунку 9.8–9.11 приведені графіки допустимого навантаження для температури охолоджуючого середовища $-20, 0 +20$ і $+40$ °C для всіх чотирьох категорій трансформаторів, вказаних вище.

Ці графіки можна також використовувати для вибору номінальної потужності трансформатора (з нормальним терміном служби) для заданого прямокутного графіка навантаження, визначуваного відношенням K_2/K_1 , за умови постійного значення прикладеної до трансформатора напруги. Для цього досить знайти точку перетину кривої, відповідній тривалості t навантаження K_2 і прямій постійного нахилу K_2/K_1 яка може бути побудована по крапках, відповідних ординаті K_2 і абсцисі K_1 , і з'єднавши ці дві точки прямої (див. нижче приклад 2 і відповідний рисунок 9.12).

Приклад 1

Розподільний трансформатор потужністю 6,3 МВ·А з охолодженням ONAN. Початкове навантаження 2,5 МВ·А.

Необхідно визначити навантаження, допустиме для тривалості 2 години при навколишній температурі 20°C і незмінній напрузі мережі.

$$\Theta_A = 20^\circ \text{C}$$

$$t = 2\text{ч}$$

$$K_1 = 0.5$$

З рисунку 5.7, а визначуваний $K_2 = 1,56$. Але граничним значенням є $K_2 = 1,5$. Тому допустимим навантаженням протягом 2-х годин буде 7,56 МВА. Потім навантаження знижується до 2,5 МВА.

Приклад 2

Розподільний трансформатор з системою охолодження ONAN при навколишній температурі $\Theta_A = 20^\circ\text{C}$. Потрібно тримати потужність 4,41 МВА протягом 8 годин, а в інші 16 годин – 2,52 МВА. Вважаючи напругу постійною, маємо:

$$K_2 / K_1 = 4,41 / 2,52 = 1,75$$

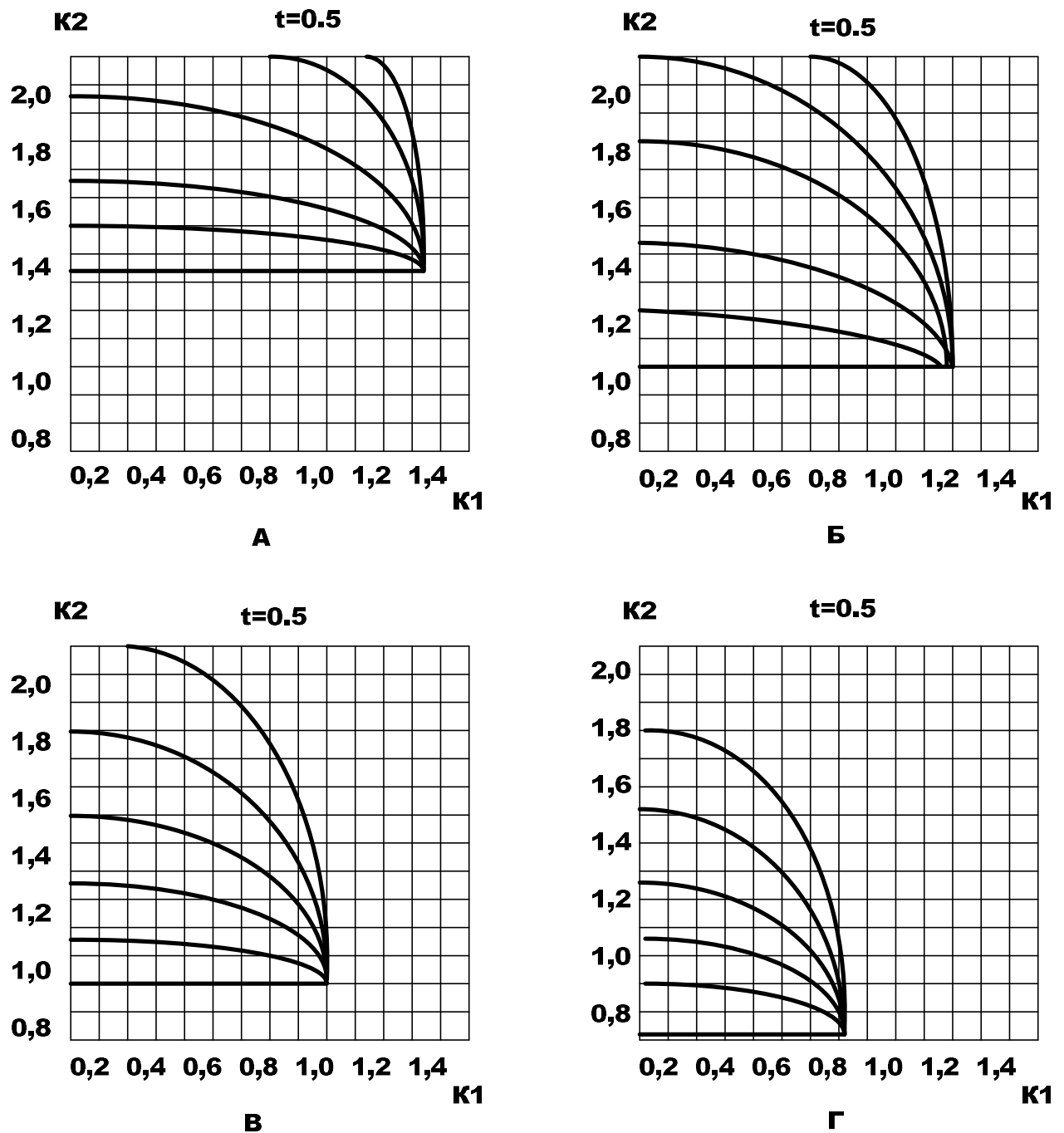


Рисунок 9.8 – Охолодження ON. Середні та великі трансформатори.

Допустимі режими

З графіка рисунок 9.8 для $t=8$ год визначуваний K_1 і K_2 , для яких:

$$K_2 / K_1 = 1,75$$

Отримуємо $K_2 = 1,15$ і $K_1 = 0,66$ (дивись рисунок 9.8). Звідси номінальна потужність повинна бути:

$$S_r = 4,41 / 1,15 = 2,52 / 0,66 = 3,83 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

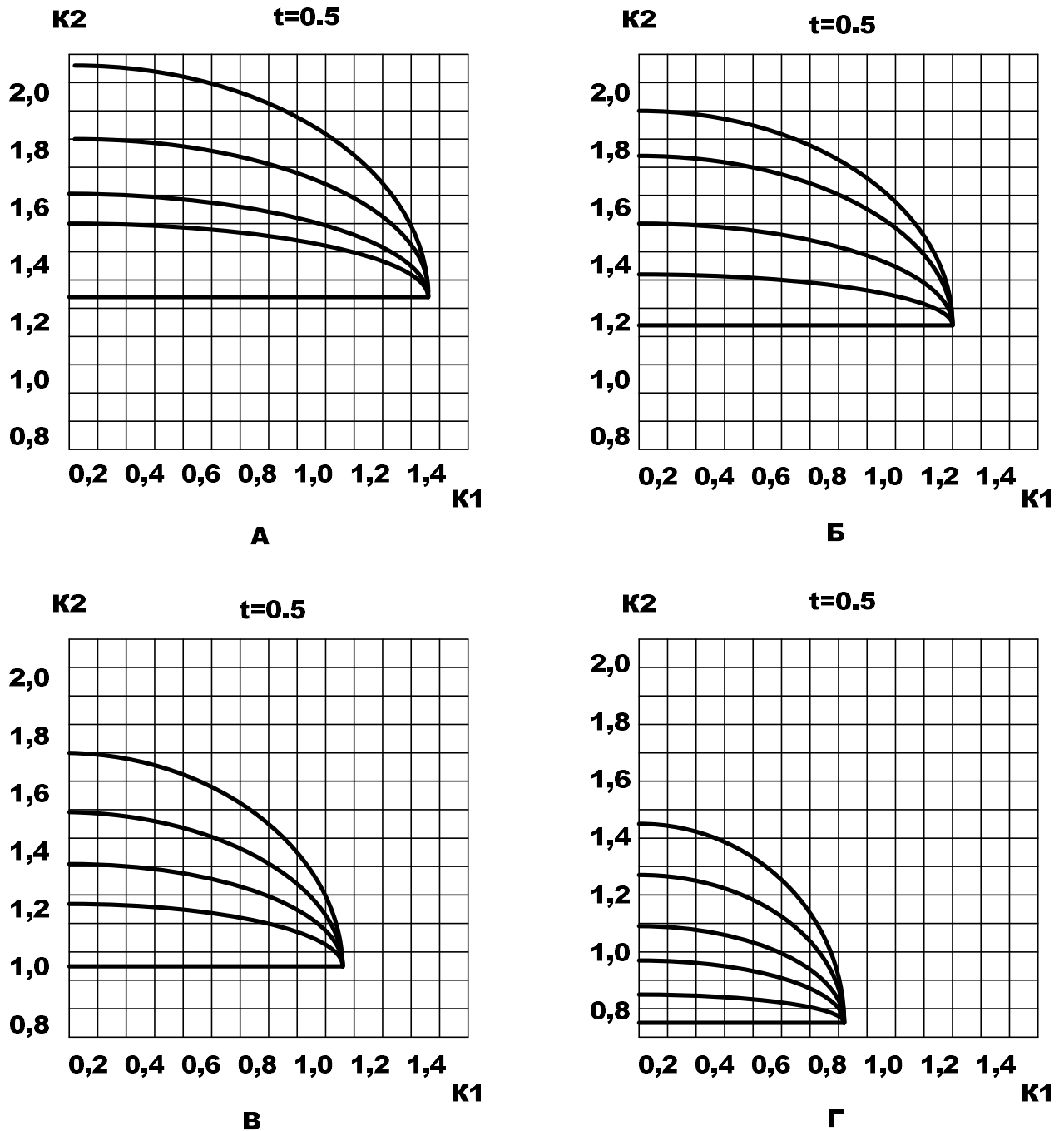


Рисунок 9.9 – Охолодження ОФ. Середні та великі трансформатори.

Допустимі режими

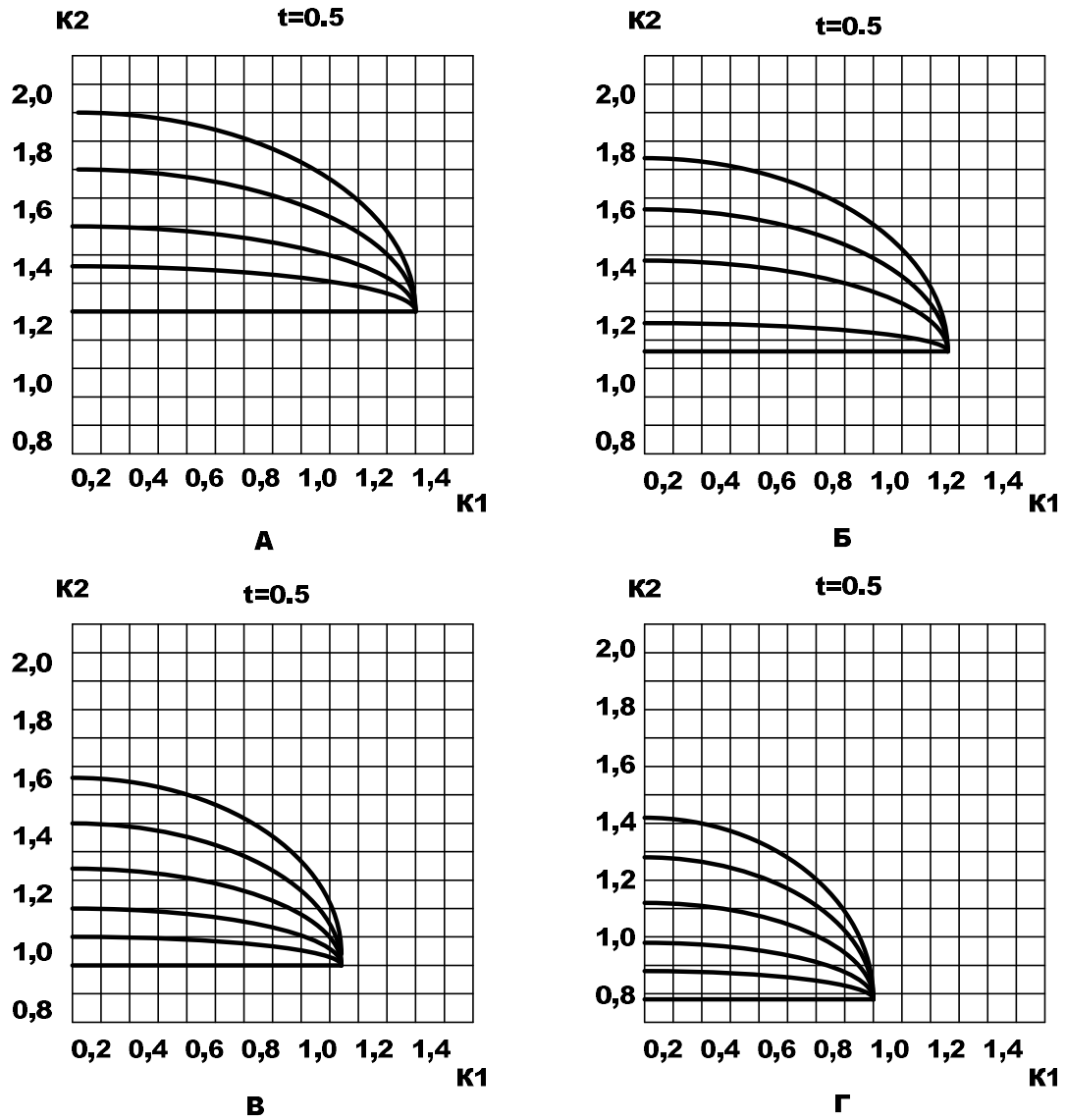


Рисунок 9.10 – Охолодження ОД. Середні та великі трансформатори.

Допустимі режими

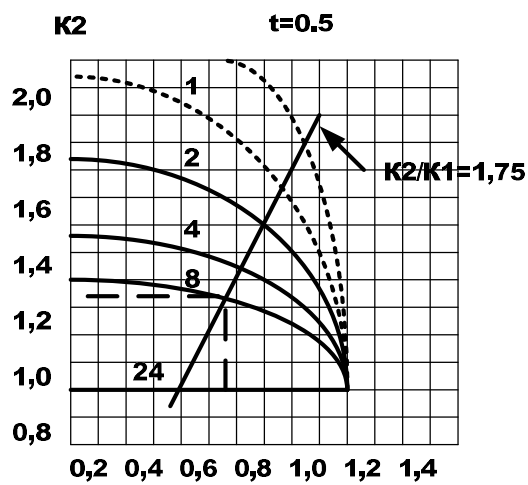


Рисунок 9.11 – Ілюстрація до прикладу 2

9.5.4 Аварійне циклічне навантаження

У стандартах (МЕК 60354 (1991) і ГОС 14209-97) приведені значення аварійні навантажень, при яких не перевищується допустима температура найбільш нагрітої точки (таблиця 9.1), але може бути прискорене старіння ізоляції при характеристиках трансформаторів, приведених в таблиці 9.2.

Інформація приводиться в таблиці 9.2 для 4 категорій трансформаторів при 6 значеннях часу t (від 0,5 до 24 годин)

ONAN – розподільні трансформатори

ON- трансформатори середньої і більшої потужності

OF – трансформатори середньої і великої потужності

OD – трансформатори середньої і великої потужності.

За допомогою цих таблиць може бути визначена допустимість що розглядається на вантаження (по температурі найбільш нагрітої точки) при заданих значеннях K_1 K_2 і втрату терміну служби в нормальних дня (тобто в еквівалентній добі роботи при номінальній потужності і температурі охолоджуючого середовища 20 °C).

Якщо аварійне навантаження мало місце тільки один день, а в попередні і подальші дні навантаження було нижче, то фактична втрата терміну служби буде менше розрахованої.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Цей розділ магістерської роботи присвячений дотримання вимог охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях в умовах обслуговування силових трансформаторів електротехнічним персоналом. Під час обслуговування силових трансформаторів, згідно [1, 2], на електротехнічний персонал впливають такі шкідливі виробничі фактори: фізичні, хімічні та трудового процесу.

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо).

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил).

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

10.1 Технічні рішення з безпечної організації будівельно-монтажних робіт

10.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Працівники, які обслуговують електроустановки, повинні вивчити ці Правила відповідно до вимог своєї посади або роботи, яку вони виконують, пройти навчання безпечним прийомам праці на робочому місці під керівництвом досвідченого працівника, перевірку знань та присвоєння групи з електробезпеки (далі - групи) відповідно до додатка 1 до цих Правил.

Працівнику, який пройшов перевірку знань цих Правил, видається посвідчення встановленої форми, яке він повинен мати при собі під час виконання робіт.

Забороняється допуск до роботи працівників, які не пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці. Працівники, які виконують роботи, зазначені у ДНАОП 0.00-8.02-93 "Перелік робіт з підвищеною небезпекою", повинні мати відповідний запис у посвідченні про перевірку знань. Забороняється допуск працівників, молодших 18 років, до робіт, зазначених у ДНАОП 0.03-8.07-94 "Перелік важких робіт і робіт зі шкідливими і небезпечними умовами праці, на яких забороняється застосування праці неповнолітніх".

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають їхні схеми, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи обладнання і пройшли навчання та перевірку знань.

В електроустановках понад 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, а також старші в зміні повинні мати групу IV, решта - групу III. В електроустановках до 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, повинні мати групу III.

Забороняється в електроустановках наближення людей, механізмів та вантажопідіймальних машин до неогороджених струмовідних частин, що перебувають під напругою, на відстань, меншу 0.6 – 2.5 м в залежності від напруги (0.4 – 330 кВ). Виняток становлять роботи з використанням електрозахисних засобів.

Огляд електроустановок електростанцій, підстанцій та розподільчих пунктів може виконувати один працівник з групою III зі складу оперативних та оперативно-виробничих працівників або працівник з групою V зі складу керівників чи спеціалістів підприємства. Огляд виконується з дозволу особи, в управлінні якої знаходиться електроустановка.

Огляд електроустановок неелектротехнічними працівниками та екскурсії слід проводити під наглядом працівника з групою V або оперативного працівника з групою IV, якщо є дозвіл керівництва підприємства. Огляд ПЛ слід виконувати відповідно до вимог цих Правил. Електротехнічних працівників, які не обслуговують дані електроустановки, слід допускати до них у супроводі оперативних або оперативно-виробничих працівників з групою IV, або іншого працівника з групою V. Працівник, який супроводить, повинен забезпечити створення безпечних умов для людей та попереджати їх про заборону наближення до струмовідних частин.

Під час огляду електроустановок понад 1000 В забороняється відчиняти двері приміщень, комірок, не обладнаних сітчастими огороженнями або бар'єрами, якщо відстань між дверима і струмовідними частинами менша за зазначену в цих Правилах. Перелік таких приміщень і комірок затверджує керівництво підприємства. В електроустановках понад 1000 В, в яких вхід до приміщень, комірок обладнано сітчастими огороженнями або бар'єрами, під час огляду забороняється відчиняти двері сітчастих огорожень і проникати за огороження або бар'єри. В електроустановках до 1000 В під час огляду дозволяється відчиняти двері щитів, збірок, пультів керування та інших пристроїв. Забороняється під час огляду виконувати будь-яку роботу.

В електроустановках 6-35 кВ забороняється наближатись до місця замикання на землю на відстань менше 4 м в ЗРУ та менше 8 м у ВРУ та на ПЛ. Наближення до місця замикання на землю в цих електроустановках допускається тільки для знімання напруги та звільнення людей, які потрапили під напругу. У цьому разі потрібно користуватись електрозахисними засобами.

Вимикати та вмикати роз'єднувачі, відокремлювачі, вимикачі понад 1000 В з ручним приводом необхідно в діелектричних рукавичках.

Двері приміщень електроустановок, камер, щитів та збірок слід зачиняти на замок, крім тих, в яких проводяться роботи.

Ключі від електроустановок всіх класів напруг повинні перебувати на обліку у оперативних працівників. В електроустановках без місцевих

оперативних працівників ключі можуть перебувати на обліку у керівників або спеціалістів. Ключі слід пронумерувати. Один комплект ключів повинен бути запасним. Запасний комплект ключів повинен бути у оперативних працівників. Ключі видаються під розписку:

- працівникам, які мають право на одноособовий огляд, - від усіх приміщень;

- в разі допуску - працівнику, який допускає (далі - допускачу), керівнику робіт, працівнику, який спостерігає за безпечним виконанням робіт (далі - наглядачу) - від приміщень, в яких треба буде працювати.

Ключі слід повертати кожного дня після завершення огляду або роботи. Під час виконання роботи в електроустановках без місцевих оперативних працівників ключі слід повертати не пізніше наступного робочого дня після огляду або повного закінчення роботи. Необхідність видавання ключів на тривалий термін працівникам підприємств-споживачів, які мають право на оперативні перемикання в РУ підприємств електромереж, а також оперативним, оперативно-виробничим працівникам, керівникам та спеціалістам свого підприємства, які мають право одноособового огляду, визначається керівництвом підприємства. Видавання та повернення ключів слід реєструвати в журналі довільної форми або в оперативному журналі.

У разі нещасних випадків для звільнення потерпілого від дії електричного струму слід негайно зняти напругу без попереднього дозволу.

10.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

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

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;
- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та

вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

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

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [23], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.2.1 Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 10.1.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочих місцях передбачається [21]:

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

Таблиця 10.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість, %	Швидкість руху, м/с
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

10.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м [23]. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 10.2.

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

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

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [7]: провітрювання приміщень; цілісність конструкції кабін будівельної техніки та вікон для перешкодження попадання пилу в кабінні під час роботи; встановлення пиловловлюючих засобів.

10.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці працівника.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [8] розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 10.3.

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень, що будуються

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

Для забезпечення нормативних значень освітлення передбачено:

- використання додаткового штучного освітлення, а саме світлодіодних ламп;
- необхідна кількість природного світла (великі вікна);
- для підтримки постійної освітленості повинно бути організовано систематичне, не рідше двох разів на місяць, очищення арматури світильників і ламп від пилу та бруду, а в приміщеннях із значним виділенням пилу, диму та кіптяви - не рідше чотирьох разів на місяць згідно з графіком.

10.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» [9].

Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в приміщеннях об'єктів будівництва наведено в таблиці 10.4.

Таблиця 10.4 – Рівень звукового тиску

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

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні. Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі (ширми, екрани тощо).

- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

10.2.5 Виробничі вібрації

Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сидниці). Допустимі рівні загальної вібрації на робочих місцях приймаються за вимогами ДСН 32.23-85 [10] і наведені в таблиці 10.5.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і

будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

Таблиця 10.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

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

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

10.2.6 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [11]. Робота електротехнічного персоналу потребує великих фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (ккал/м) – до 290; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 13000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 44000; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кг – до 30 кг; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук) – до 40000; при регіональному навантаженні (участь рук та плечового суглоба) – до 20000; статичне навантаження (кг/с): двома руками (чоловіки) – до 70000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 100 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаєморозташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни; перебування у вимушеній позі до 10%, в позі «стоячи» – до 60% часу

зміни;нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 51-100 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 8, вертикалі – 4 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності

Сенсорні навантаження: зосередження (%за зміну) – більше 75; щільність сигналів (звукові за 1 год) - більше 300; навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

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

Режим праці: тривалість робочого дня – 8 год; змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

На території України досить велику ймовірність виникнення мають надзвичайні ситуації як техногенного так і природного характеру, що можуть нести негативний вплив на роботу електричних мереж. Найзагрозливішим для електричної мережі 110 кВ може бути дія електромагнітного імпульсу та сейсмічних хвиль, особливо в південних районах країни.

Дія механічних факторів землетрусу на об'єкт характеризується складним комплексом. Значення їх залежить в основному від потужності і тривалості землетрусу, відстані до об'єкту, конструкції та розмірів елементів об'єкта тощо.

Результатом дії сейсмічних хвиль є землетрус, що призводить до руйнування будівель, ліній електропередач, електричних апаратів і машин, а також дамб водосховища тощо. Це може призвести до важких аварій в самі електричні мережі. У зв'язку з чим порушується електропостачання електроенергією важливих промислових об'єктів. Щоб запобігти шкідливим, наслідкам виконують розрахунки по стійкості роботи об'єктів чи обладнання, визначають коефіцієнт захисту даного об'єкта.

ЕМІ може поширюватись на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях, здійснюючи вплив на об'єкти там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають свої значення як вражаючі фактори. Також може виникнути в лініях зв'язку, енергопостачання, систем обчислювальних машин, напруги, що можуть викликати пробій ізоляції елементів апаратури і пристроїв, підключених до повітряних і підземних ліній. Ступінь пошкоджень залежить від наведеного імпульсу напруги чи струму і електричної міцності обладнання, а також в надійності екранованих елементів електричної мережі 110 кВ.

10.3.1 Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії сейсмічних хвиль

До основних елементів ЕМ від яких залежить його функціонування є трансформатори, генератори, відкриті розподільчі пристрої, релейний захист та автоматика, повітряні та кабельні лінії електропередач, електричні апарати.

По таблиці (1.1) [26], для кожного елемента електричної мережі 110 кВ визначаємо границю стійкості при яких він отримує середні руйнування. Дані заносимо в таблицю 10.1

Таблиця 10.1 - Границі стійкості кожного елемента електричної мережі 110 кВ

№	Елементи ЕМ	$\Delta P_{\text{фігран}}, \text{кПа}$	$\Delta P_{\text{фгран}}, \text{кПа}$
1	Опори ПЛ	10	10
2	Портальні опори	10	
3	Кабельна мережа	30	
4	Вимикачі	18	
5	Роз'єднувачі, розрядники, обмежувачі перенапруги	15	
6	Вимірювальні трансформатори (трансформатори струму та напруги)	20	
7	Релейний захист та автоматика	23	
8	Генератори	25	
9	Силові трансформатори	22	
10	Відкриті розподільчі пристрої	35	

Границя стійкості об'єкта в цілому складає 10 кПа. Найбільш уразливий елемент ЕМ – опори повітряних ліній. Початку середніх руйнувань відповідає інтенсивність землетрусу $I = 7,2$ б.

Прийmemo що електрична система знаходиться на відстані від епіцентру землетрусу $R = 190$ км, $h = 250$ км. В інших випадках значення магнітуди буде інше.

Допустима потужність землетрусу, б;

$$I_R = 1,5 \cdot M - 3,5 \lg \sqrt{R^2 + h^2} + 3; \quad (10.1)$$

$$M = (I_R + 3,5 \lg \sqrt{R^2 + h^2} + 3) / 1,5; \quad (10.2)$$

$$M = (7,2 + 3,5 \lg \sqrt{190^2 + 250^2} + 3) / 1,5 = 5,7(б).$$

Електрична мережа буде працювати безпечно при значенні магнітуди до 5,7 балів за шкалою Ріхтера.

10.3.2 Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах впливу ЕМІ

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) - вражаючий фактор, що виникає від будь-яких джерел ЕМІ (наприклад блискавки, спеціальної електромагнітної зброї, короткого замикання в обладнанні великої потужності і т.д.).

Значні порушення викликає електромагнітний імпульс у роботі цифрових та контрольних пристроїв. Великі електричні потенціали відносно землі, які виникають на екранах, жилах кабелів, антенно-фідерних пристроях та провідних лініях зв'язку, виникають внаслідок дії ЕМІ і можуть являти небезпеку для обслуговуючого персоналу.

Дані про елементи ЕМ наведені в таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – Дані про елементи електричної мережі 110 кВ

Елемент ЕМ	$U_{ж}, В$	$L_i, м$	$N, \%$
Вимикач	12	0,4	10
Вимірювальний трансформатор	48	0,25	15
Силовий трансформатор	24	0,3	15

Визначаємо допустиму напругу:

$$U_{д} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N; \quad (10.3)$$

$$U_{д1} = 12 + \frac{12}{100} \cdot 10 = 13,2(В);$$

$$U_{д2} = 48 + \frac{48}{100} \cdot 15 = 55,2(В);$$

$$U_{д3} = 24 + \frac{24}{100} \cdot 15 = 27,6(В).$$

В якості показника стійкості елементів електричної мережі до дії електромагнітного імпульсу використовується коефіцієнт безпеки, який визначається відношенням гранично допустимої напруги U_D до наведеної, тобто створеної ЕМІ в даних умовах U_E , який вимірюється у децибелах:

$$K_B = 20 \cdot \lg \cdot \frac{U_D}{U_E} (\text{дБ}). \quad (10.4)$$

Для нормальної роботи елементів необхідно, щоб виконувалась умова:

$$K_B \geq 40 (\text{дБ}).$$

$$U_{\Gamma} = \frac{U_D}{10^{\frac{K}{20}}} (\text{дБ}); \quad (10.5)$$

$$U_{\Gamma 1} = \frac{13,2}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,132 (B);$$

$$U_{\Gamma 2} = \frac{55,2}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,552 (B);$$

$$U_{\Gamma 3} = \frac{27,6}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,276 (B).$$

Напруженість електричного поля для вертикальної складової знаходимо з формули [26]:

$$U_1 = \frac{E_B \cdot L_{\Gamma}}{\eta} (B). \quad (10.6)$$

де $\eta=1$ – коефіцієнт екранування лінії.

$$E_B = \frac{U_1}{L_\Gamma}; \quad (10.7)$$

$$E_{B1} = \frac{0,132}{0,4} = 0,33(B / м);$$

$$E_{B2} = \frac{0,552}{0,25} = 2,21(B / м);$$

$$E_{B3} = \frac{0,276}{0,3} = 0,92(B / м).$$

10.4 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дій загрозливих надзвичайних ситуацій

Основними напрямками по підвищенню безпеки роботи електричної мережі 110 кВ є:

1. Встановлення анкерних опор в сейсмічно небезпечних зонах які сприймають навантаження від поперечних складових тяжіння проводів і тросів.
2. Встановлення захисних екранів й захисних пристроїв які значною мірою знижують параметри електромагнітного імпульсу в екранованій облсті.
3. Використання захисних та іскрових розрядників і плавких запобіжників.
4. Встановлення грозозахисних пристроїв – блискавковідводів, які складаються з блискавки приймачів і струмовідвідних спусків; встановлення спеціальних пристроїв захисту від імпульсних перенапруг .
5. Використання симетричних двопровідних ліній в електричних мережах.
6. Встановлення на електричних станціях сучасних систем захисту і попередження аварійних ситуацій.

Необхідно проводити захист населення і територій від НС техногенного та природного характеру на принципах:

- пріоритетності завдань, спрямованих на рятування життя та збереження здоров'я людей і довкілля;
- безумовного надання переваги раціональній та превентивній безпеці;
- вільного доступу населення до інформації щодо захисту населення і територій від НС техногенного та природного характеру;
- особистої відповідальності та піклування громадян про власну безпеку, неухильного дотримання ними правил поведінки та дій у НС техногенного та природного характеру;
- обов'язковості завчасної реалізації заходів, спрямованих на запобігання виникненню НС техногенного та природного характеру та мінімізацію їх негативних психосоціальних наслідків;
- урахування економічних, природних та інших особливостей територій і ступеня реальної небезпеки виникнення НС техногенного та природного характеру;
- максимально можливого, ефективного і комплексного використання наявних сил і засобів, які призначені для запобігання НС техногенного та природного характеру і реагування на них.

Висновки : отже нами була проведена Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії сейсмічних коливань та електромагнітного імпульсу. В ході розрахунків було отримано такі показники:

- В умовах дії сейсмічних хвиль електрична мережа буде нормально працювати в діапазоні зміни магнітуди від 0 до 5,7 балів за шкалою Ріхтера.

- Елементи мережі здатні працювати в умовах дії електромагнітного імпульсу при таких напруженостях вертикальної складової електричного поля: вимикач до 0,33 В/м, вимірювальний трансформатор до 2,21 В/м, силовий трансформатор до 0,92 В/м.

Також в даному розділі проаналізовано основні шкідливі фактори сейсмічних коливань та емі, можливі наслідки їх дій на електричну мережу,

розроблено методи по підвищенню безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах надзвичайних ситуацій.

ВИСНОВКИ

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

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702 та 703) та СЕС (вузол 702). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для ПС Носківці (вузол 7) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

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

Щодо вузла 103, то 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

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв

регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 7,42 МВт при сумарній активній потужності генерації 173,76 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 225 046,224 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.215)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 4.6 років.

Основними показниками якості електроенергії при живленні від електричних мереж трифазного струму є відхилення і коливання частоти та напруги, ступінь несинусоїдальності форми кривої напруги, несиметрія напруги і зсув нейтралі. Норми на ці показники якості електроенергії в точках мереж, до яких безпосередньо приєднуються електроприймачі, визначаються ГОСТом. Відхилення показників якості електроенергії, зокрема рівня напруги, від номінальних значень поділяються на нормально допустимі, яких повинні дотримуватися протягом 95% часу доби, і максимально допустимі, які не повинні бути перевищені протягом всього часу, включаючи післяаварійні режими.

Суттєво впливає значення напруги на процес транспортування та розподілу електроенергії в ЕЕС. Цей вплив проявляється, наприклад, на значенні втрат електроенергії під час її транспортування. Від напруги залежать навантажувальні втрати електроенергії в елементах системи з активним опором та, особливо, втрати на коронування. За хорошої погоди втрати на коронування пропорційні квадрату напруги, а під час опадів та інієутворенні ці втрати залежать від напруги вже в четвертому – шостому степені.

Таким чином, проблема контролю і регулювання якості електричної енергії в ЕЕС є складною і багатопланою. Для ефективного її вирішення необхідні глибокі знання і постійна увага.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

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

12. A. Zecchino, M. Marinelli, C. Træholt, and M. Korpås, "Guidelines for distribution system operators on reactive power provision by electric vehicles in low-voltage grids," *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1787-1791, Oct. 2017.
13. M. Tarafdar Hagh, M. Jadidbonab, and M. Jedari, "Control strategy for reactive power and harmonic compensation of three-phase grid-connected photovoltaic system," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 559-563, Oct. 2017
14. A. Samir, M. Taha, M. M. Sayed, and A. Ibrahim, "Efficient PV-grid system integration with PV-voltage-source converter reactive power support," *The Journal of Engineering*, vol. 2018, no. 2, pp. 130-137, Feb. 2018
15. L. De Alvaro Garcia, F. Beaune, M. Pitard, and L. Karsenti, "Cost-benefit analysis of MV reactive power management and active power curtailment," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1660-1663, Oct. 2017.
16. L. Wautier, F. Beaune, J. Fournel, and L. Karsenti, "Using LV distributed generation's reactive power for voltage regulation," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 2037-2040, Oct. 2017.
17. S. S. Alkaabi, H. H. Zeineldin, and V. Khadkikar, "Short-Term Reactive Power Planning to Minimize Cost of Energy Losses Considering PV Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, Oct. 2018.
18. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі (діючий), Київ, Україні: Коопосвіта, 1997
20. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
19. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною електричною системою України / СОУ НЕК

XX.XXX:2017. Київ, 2017

20. M. Mohsen and H. Siahkali, "Multi-objective optimization of reactive power dispatch in power systems via SPMGSO algorithm," in *Proceedings of the 2017 Smart Grid Conference*, Tehran, Iran, 2017, pp. 1-9

21. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

22. Правила безпечної експлуатації електроустановок / Державний Комітет України по нагляду за охороною праці. К.: 1998. 132 с.

23. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

24. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

25. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання) навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.

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

27. Назар Гаврилюк «Систематичні перевантаження силових трансформаторів». Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН2024)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка", Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. [Електронний ресурс]. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/21049/17650>

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ
РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ
ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричної мережі 110 кВ з визначення строку служби силового трансформатора в умовах систематичних перевантажень

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
 (БДР, МКР)

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

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNISCHECK

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
 (підпис)

Вишневецький С.Я.
 (прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
 (підпис)

Гаврилук Н.В.
 (прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
 (підпис)

Комар В.О.
 (прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

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

(підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**Розвиток електричної мережі 110 кВ з визначення строку
служби силового трансформатора в умовах систематичних
перевантажень**

08-21.МКР.005.00.007 ТЗ

Керівник проекту: проф., д.т.н., зав. каф. ЕСС

_____ Комар В. О.

(підпис)

Виконавець: ст. гр. ЕСМ-22мз

_____ Гаврилюк Н. В.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що сучасний стан енергетичної галузі України характеризується значним зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей, обмеженістю пропускної здатності ліній електропередачі електромереж. Разом з тим у Вінницькій області спостерігається зміна структури та обсягів споживання електричної енергії. Виходячи з цього постає необхідність впровадження заходів з реконструкції та розвитку електричних мереж 110/35 кВ шляхом заміни основного обладнання.

б) наказ ректора ВНТУ № 81 18.03.2024 року про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – реконструкція мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» для підвищення ефективності транспортування електричної енергії та забезпечення належної якості електропостачання споживачів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи розвитку розподільних електричних мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго», що забезпечить виконання основних вимог щодо надійності електропостачання, якості електроенергії та економічності її транспортування.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

2. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 · с.

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

4. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Для якісного та надійного забезпечення споживачів, які продовжують розвиватися та збільшувати власне електроспоживання, спроектувати реконструкцію електричних мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» з врахуванням вимог нормативної документації.

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 5 підстанцій 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва («Південномаш», «РЗВА», «АВВ», «Siemens» та ін.);

– конструктивне виконання: оскільки в окремих пунктах споживання є

споживачі 1 категорії, то необхідне резервування як по лініях, так і по трансформаторних підстанціях;

– показники технологічності: реконструкція електричної мережі, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися згідно вимог ПУЕ та ПТЕ.

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

– живлення об'єкта проектування: виконується від шин 110 кВ.

– умови експлуатації об'єкта, що проектується: район по ожеледі – 3, нормативна стінка ожеледі – 15 мм, район по вітру – 3, середньорічна температура +6°C, максимальна температура +32°C, ступінь забрудненості – 2.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники розвитку електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок щодо доцільності реалізації розробленого проекту електропостачання нових споживачів.

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	16.01.24	28.01.24	
2	Аналіз впливу систематичних перевантажень на ресурс силових трансформаторів	29.01.24	07.02.24	
3	Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності	08.02.24	24.02.24	
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.02.23	05.03.24	
5	Техніко-економічна частина	06.03.24	07.04.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	08.04.24	12.05.24	
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.05.24	22.05.24	

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

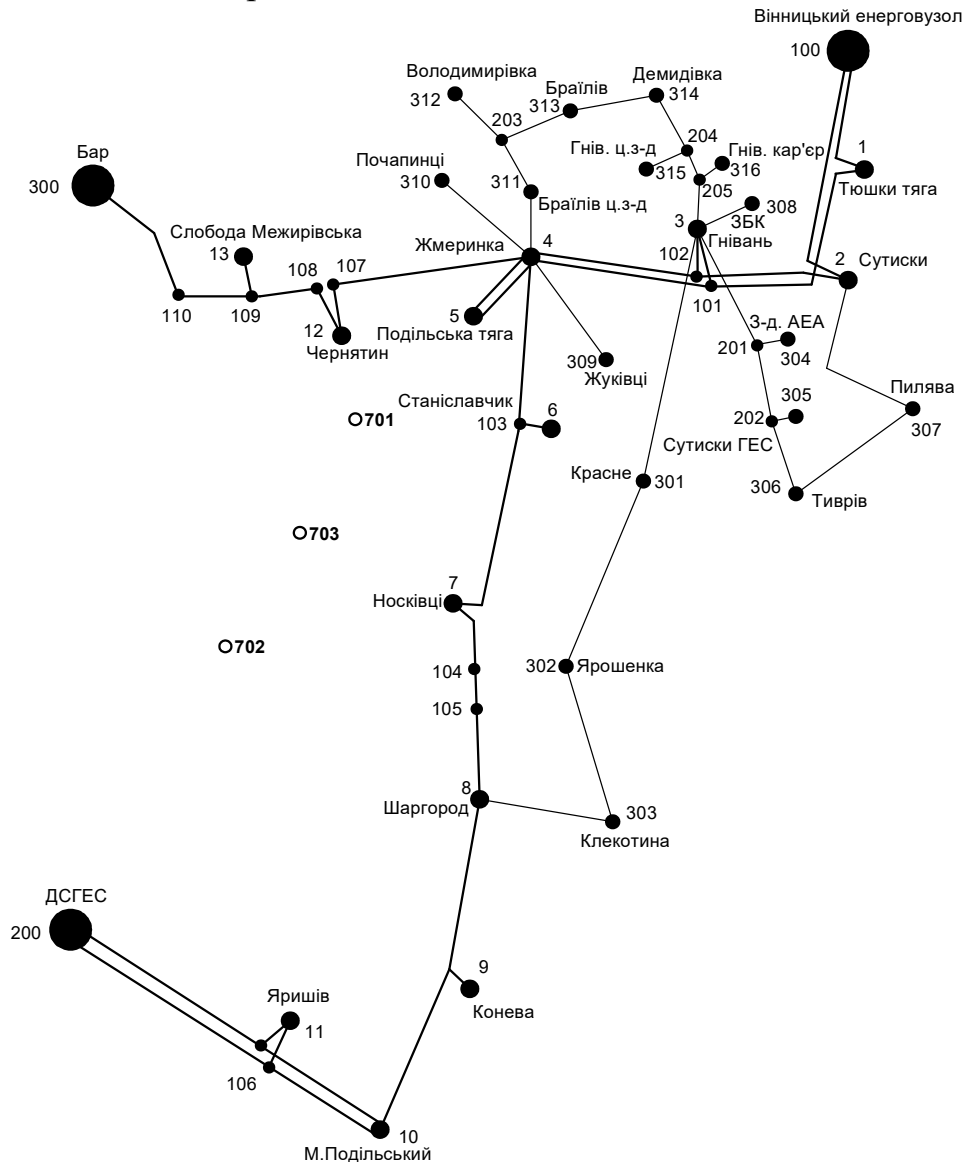
10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

11. Вихідні дані для розроблення МКР

Для проектування використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:60000).

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 185 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.



Масштаб : 1:60000.

Рисунок Б.1 – Топографічна схема існуючої електричної мережі

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

Пункти	Нова 1 (701)	СЕС 2 (702)	Нова 3 (703)
Навантаження, МВт	2,3	15,1	13,8
cos φ	0,89	0,88	0,87
Категорія споживачів	I, II	I, II	II

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Макс. навантаж., %	95	88	90	92	94	98	99	92	99	100

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжина лінії
100	1	Вінницький енерговузол – Тюшки тяга	1,5	АС-185
100	2	Вінницький енерговузол – Сутиски	15,03	АС-185
1	101	Тюшки тяга – 101	15,1	АС-185
2	102	Сутиски – 102	8,86	АС-185
101	3	101 – Гнівань	2,8	АС-185
102	3	102 – Гнівань	2,8	АС-185
101	4	101 – Жмеринка	22,27	АС-185
102	4	102 – Жмеринка	18,77	АС-185
4	5	Жмеринка – Подільська тяга	2×5,2	АС-120
103	4	103 – Жмеринка	10,02	АС-120
103	6	103 – Станіславчик	5,14	АС-120
7	103	Носківці – 103	10,38	АС-120
104	7	104 – Носківці	6,41	АС-120
105	104	105 – 104	2,585	АС-150
8	105	Шаргород – 105	15,885	АС-120
9	8	Конева – Шаргород	36,7	АС-120
10	9	Мог.Подільський – Конева	12,34	АС-120
106	10	106 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
106	11	106 – Яришів	2×1,65	АС-185
200	106	Дністровська ГЕС – 106	2×16,6	АС-185
107	4	107 – Жмеринка	14,3	АС-95
12	107	Чернятин – 107	0,3	АС-150
108	12	108 – Чернятин	0,3	АС-150
109	108	109 – 108	0,02	АС-95
109	13	109 – Слобода Межирівська	0,3	АС-95
110	109	110 – 109	12,48	АС-95
300	110	Бар – 110	3,4	АС-240
3	301	Гнівань – Красне	21,7	АС-95
301	302	Красне – Ярошенка	16,8	АС-70
302	303	Ярошенка – Клекотина	13,74	АС-95
8	303	Шаргород – Клекотина	27,7	АС-95
3	201	Гнівань – 201	7,45	АС-95
201	304	201 – Завод АЕА	0,05	АС-95
201	202	201 – 202	0,35	АС-120
202	305	202 – Сутиски ГЕС	0,05	АС-95

202	306	302 – Тиврів	8,34	АС-95
307	306	Пилява – Тиврів	14,4	АС-95
2	307	Сутиски – Пилява	10,83	АС-95
3	308	Гнівань – ЗБК	3,8	АС-95
4	309	Жмеринка – Жуківці	7,0	АС-95
4	310	Жмеринка – Почапинці	20,7	АС-70
4	311	Жмеринка – Браїлів ц.з.	6,0	АС-95
311	203	Браїлів ц.з. – 203	2,64	АС-95
203	312	203 – Володимирівка	3,2	АС-70
203	313	203 – Браїлів	3,3	АС-95
313	314	Браїлів – Демидівка	6,4	АС-95

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
200	Дністровська ГЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
300	Бар	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
400	Ладизинська ТЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
1	Тюшки тяга	0,88	8,8 + j4,75	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
2	Сутиски	0,89	3,5 + j1,79	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Гнівань	0,87	7,8 + j4,42	ТДТН-16000/110/35/6 ТДТН-25000/110/35/6	2
4	Жмеринка	0,87	4,0 + j2,27	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Подільська тяга	0,88	17,0 + j9,18	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
6	Станіславчик	0,89	4,3 + j2,2	ТДН-10000/110/10	1
7	Носківці	0,9	2,1 + j1,02	ТМН-6300/110/10	1
8	Шаргород	0,87	10,2 + j5,78	ТДТН-25000/110/35/10	2
9	Конєва	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/110/10	1
10	Мог.Подільс.	0,9	4,3 + j2,08	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Яришів	0,87	3,8 + j2,15	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
12	Чернятин	0,88	3,2 + j1,73	ТДН-10000/110/10	1
13	Слобода Механізаторів	0,89	2,4 + j1,23	ТМН-6300/110/10	1
301	Красне	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	2
302	Ярошенка	0,89	0,6 + j0,31	ТМН-2500/35/10	1
303	Клекотина	0,88	1,3 + j0,7	ТМН-2500/35/10 ТМН-4000/35/10	2
304	Завод АЕА	0,89	0,9 + j0,46	ТМН-2500/35/10	2
305	Сутиски ГЕС	0,9	0,7 + j0,34	ТМН-2500/35/10	1
306	Тиврів	0,87	1,4 + j0,79	ТМН-4000/35/10	2

307	Пилява	0,88	$0,8 + j0,43$	ТМН-2500/35/10	1
308	ЗБК	0,9	$3,0 + j1,45$	ТМН-6300/35/10	2
309	Жуківці	0,87	$1,6 + j0,91$	ТМН-4000/35/10	2
310	Почапинці	0,89	$1,2 + j0,61$	ТМН-2500/35/10	1
311	Браїлів ц.з.	0,87	$1,1 + j0,62$	ТМН-2500/35/6	1
312	Володимирівка	0,86	$1,5 + j0,89$	ТМН-4000/35/10	1
313	Браїлів	0,89	$1,4 + j0,72$	ТМН-4000/35/10	2
314	Демидівка	0,9	$0,8 + j0,39$	ТМН-2500/35/10	1
315	Гнівань ц.з.	0,88	$1,0 + j0,54$	ТМН-2500/35/6	2

ДОДАТОК В

УКРУПНЕНІ КАПІТАЛЬНІ ВИТРАТИ НА РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА ПЕРШОМУ РОЦІ

Таблиця В.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	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
2.4	Приєднання трансформа- тора 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

Продовження табл. 8.1 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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

Таблиця В.2 – 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	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
2.4	Приєднання трансформа- тора 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
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
5.1.9	Панелі керування та захисту заземл. реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0

ДОДАТОК Д

УКРУПНЕНІ КАПІТАЛЬНІ ВИТРАТИ НА РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ

МЕРЕЖІ НА ДРУГОМУ РОЦІ

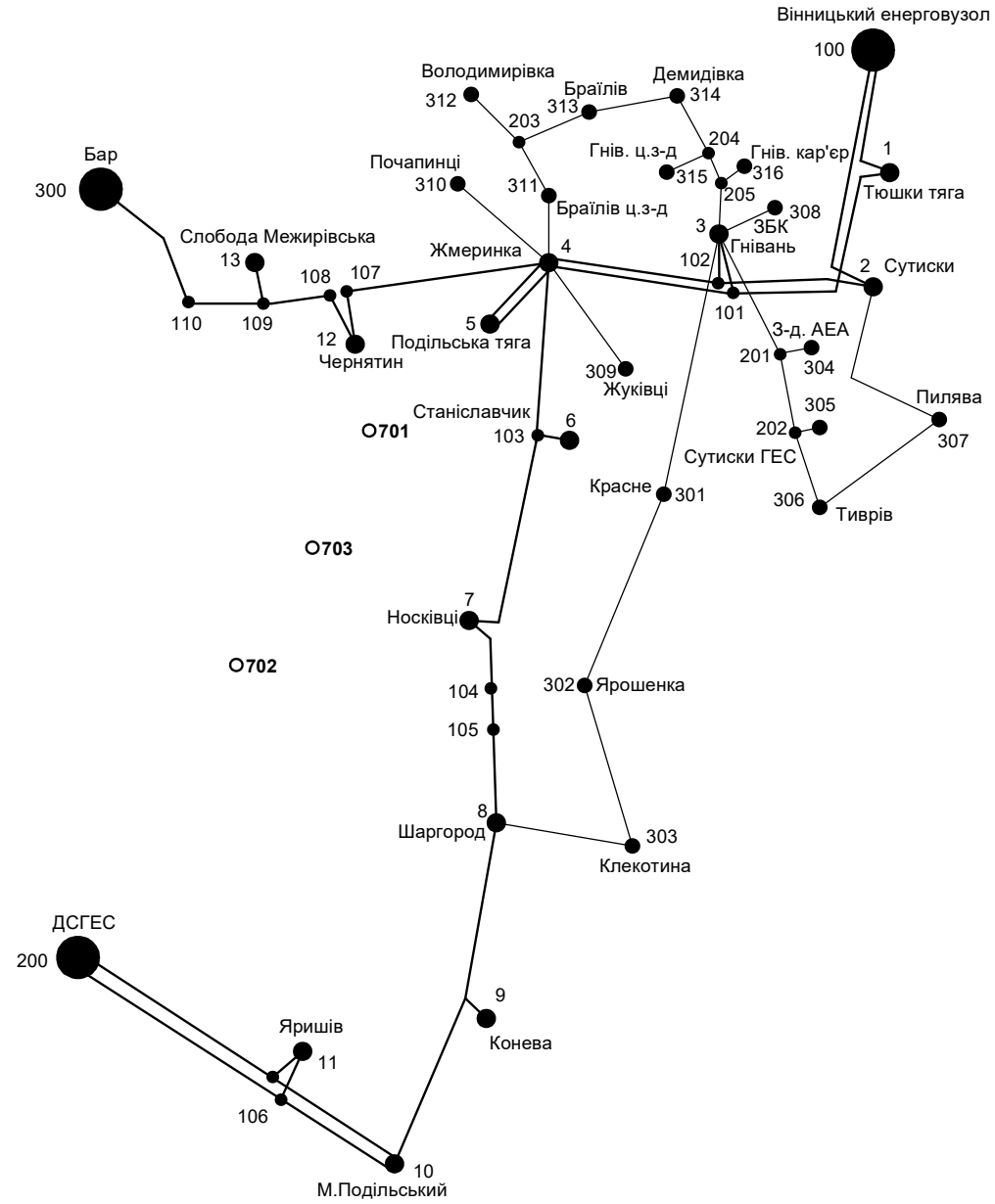
Таблиця Д.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701):

Ч.ч. згідно з таб- лице ю 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель - ні роботи	Облад- нання	Інші витрат и	Проект - ні роботи	Експер - тиза проект у	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 в напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	602,532	17350,13 0	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	13145,18 2	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 трансфор- матора 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 трансформа- торами 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
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
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								

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

ДОДАТОК Ж
ГРАФІЧНА ЧАСТИНА



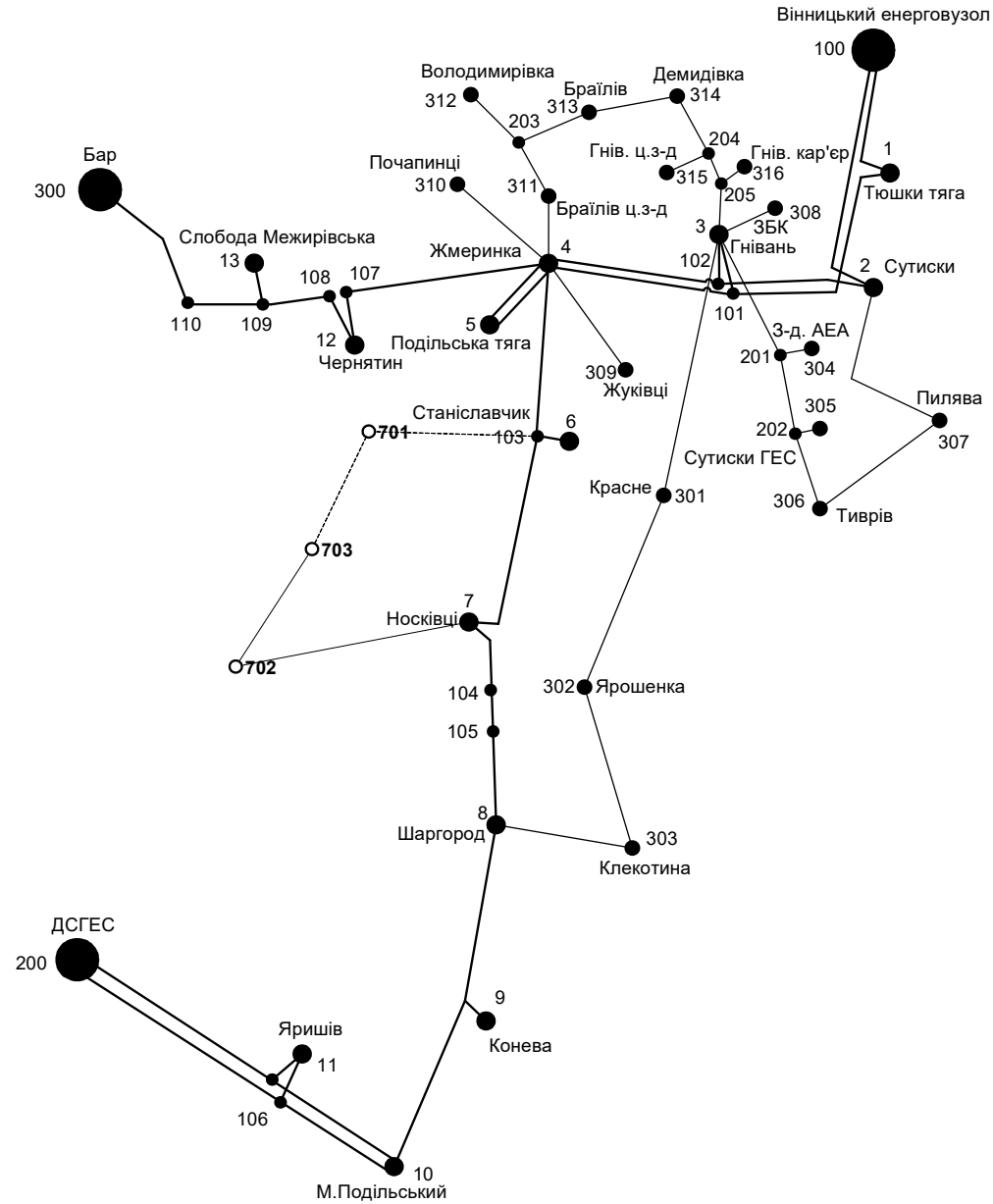


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

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

Пункти	Нова 1 (701)	СЕС 2 (702)	Нова 3 (703)
Навантаження, МВт	2,3	15,1	13,8
cos φ	0,89	0,88	0,87
Категорія споживачів	I, II	I, II	II

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	95	88	90	92	94	98	99	92	99	100

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

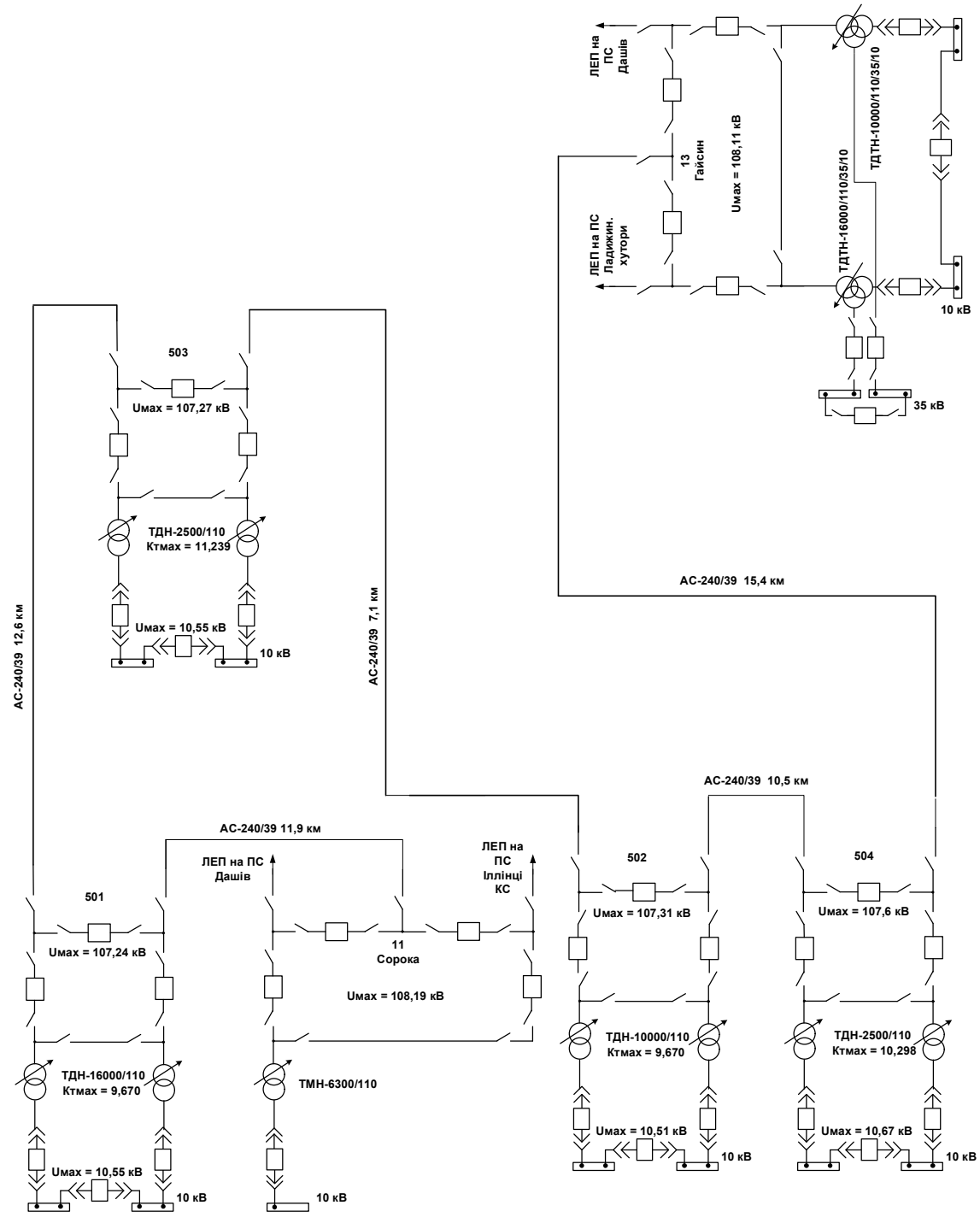
№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	1	Вінницький енерговузол – Тюшки тяга	1,5	АС-185
100	2	Вінницький енерговузол – Сутиски	15,03	АС-185
1	101	Тюшки тяга – 101	15,1	АС-185
2	102	Сутиски – 102	8,86	АС-185
101	3	101 – Гнівань	2,8	АС-185
102	3	102 – Гнівань	2,8	АС-185
101	4	101 – Жмеринка	22,27	АС-185
102	4	102 – Жмеринка	18,77	АС-185
4	5	Жмеринка – Подільська тяга	2×5,2	АС-120
103	4	103 – Жмеринка	10,02	АС-120
103	6	103 – Станіславчик	5,14	АС-120
7	103	Носківці – 103	10,38	АС-120
104	7	104 – Носківці	6,41	АС-120
105	104	105 – 104	2,585	АС-150
8	105	Шаргород – 105	15,885	АС-120
9	8	Конева – Шаргород	36,7	АС-120
10	9	Мог.Подільський – Конева	12,34	АС-120
106	10	106 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
106	11	106 – Яришів	2×1,65	АС-185
200	106	Дністровська ГЕС – 106	2×16,6	АС-185
107	4	107 – Жмеринка	14,3	АС-95
12	107	Чернятин – 107	0,3	АС-150
108	12	108 – Чернятин	0,3	АС-150
109	108	109 – 108	0,02	АС-95
109	13	109 – Слобода Межирівська	0,3	АС-95
110	109	110 – 109	12,48	АС-95
300	110	Бар – 110	3,4	АС-240
3	301	Гнівань – Красне	21,7	АС-95
301	302	Красне – Ярошенка	16,8	АС-70
302	303	Ярошенка – Клекотина	13,74	АС-95
8	303	Шаргород – Клекотина	27,7	АС-95
3	201	Гнівань – 201	7,45	АС-95
201	304	201 – Завод АЕА	0,05	АС-95
201	202	201 – 202	0,35	АС-120
202	305	202 – Сутиски ГЕС	0,05	АС-95
202	306	302 – Тиврів	8,34	АС-95
307	306	Пилява – Тиврів	14,4	АС-95
2	307	Сутиски – Пилява	10,83	АС-95
3	308	Гнівань – ЗБК	3,8	АС-95
4	309	Жмеринка – Жуківці	7,0	АС-95
4	310	Жмеринка – Почапинці	20,7	АС-70
4	311	Жмеринка – Браїлів ц.з.	6,0	АС-95
311	203	Браїлів ц.з. – 203	2,64	АС-95

203	312	203 – Володимирівка	3,2	АС-70
203	313	203 – Браїлів	3,3	АС-95
313	314	Браїлів – Демидівка	6,4	АС-95
314	204	Демидівка – 204	6,3	АС-95
204	315	204 – Гнівань ц.з.	2,2	АС-95
204	205	204 – 205	0,6	АС-95
205	316	205 – Гнівань кар'єр	0,19	АС-95
3	205	Гнівань – 205	2,0	АС-95

Таблиця Б.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



Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	16,1
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	284 580
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	225 046,224
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	4,6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	7,42
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,27
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1200
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	34,52

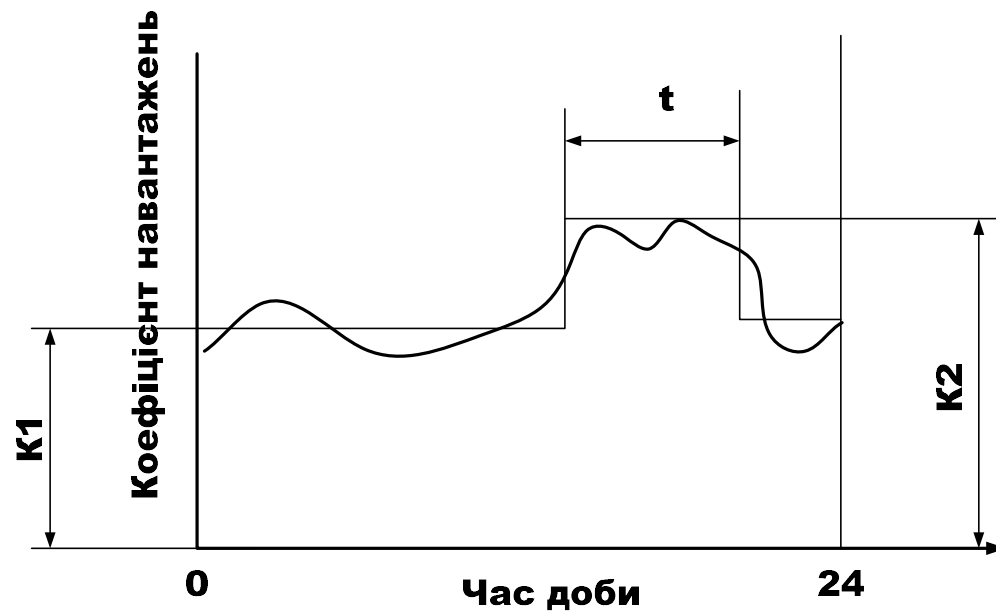


Рисунок 1 – Графік навантаження з близько розташованими максимумами

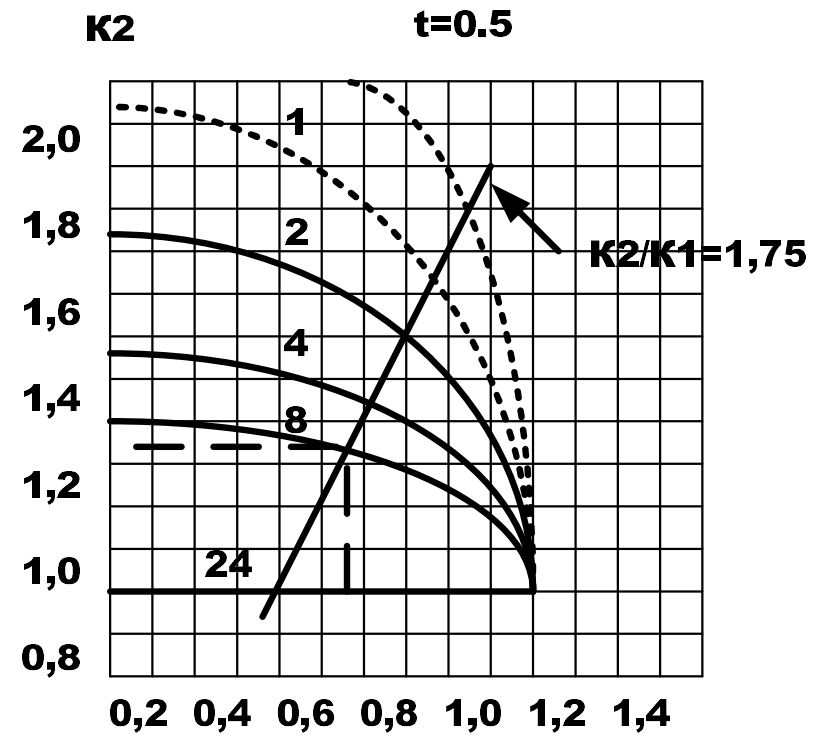


Рисунок 2 – Ілюстрація