

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

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
на тему:  
**«Розвиток Вороновицьких електричних мереж 110 кВ з аналізом експлуатаційного та діагностичного контролю силових трансформаторів»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-21мз  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи та  
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Шевчук Т. В.  
(прізвище та ініціали)

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

Комар В. О.  
(прізвище та ініціали)

« 02 » 06 2023 р.

Опонент:

Закершигшид О.В.  
(прізвище та ініціали)

« 05 » 06 2023 р.

**Допущено до захисту**

Завідувач кафедри ЕСС

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

« 02 » 06 2023 р.

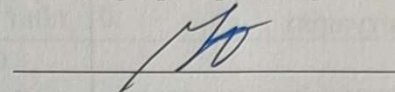
Вінниця ВНТУ – 2023 рік

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.



20.03 2023 року

### **З А В Д А Н Н Я** **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТЦІ**

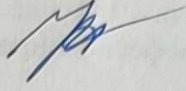
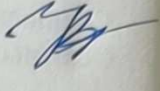


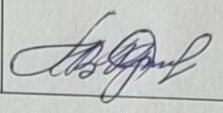
Шевчук Тетяні Василівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розвиток Вороновицьких електричних мереж 110 кВ з аналізом експлуатаційного та діагностичного контролю силових трансформаторів»  
керівник роботи д.т.н., професор, зав каф. ЕСС Комар В. О.  
затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2023 року № 68
2. Строк подання студентом роботи 30 травня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування розвитку електромереж. 2. Характеристика існуючої мережі. 3. Вибір оптимального варіанта розвитку електричної мережі. 4. Економічна частина. 5. Експлуатаційний контроль і діагностика стану трансформаторів. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Граф електричної схеми. 2. Параметри вихідної схеми. 3. Електрична схема розвитку. 4. Системи діагностування силових трансформаторів 5. Техніко-економічні показники.



6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 20 березня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.03.23	28.03.23	виз
2	Експлуатація силових трансформаторів	29.03.23	07.04.23	виз
3	Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності	08.04.23	24.04.23	виз
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.04.23	01.05.23	виз
5	Техніко-економічна частина	02.04.23	07.05.23	виз
6	Оформлення пояснювальної записки	08.05.23	12.05.23	виз
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.05.23	19.05.23	виз

Студентка

  
(підпис)

Г. В. Шевчук

Керівник роботи

  
(підпис)

В. О. Комар

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Шевчук Тетяна Василівна «Розвиток Вороновицьких електричних мереж 110 кВ з аналізом експлуатаційного та діагностичного контролю силових трансформаторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 98 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 26 назв; рис.: 7; табл. 10.

У цій магістерській кваліфікаційній роботі розраховано електричну мережу 110/35/10 кВ. По економічному критерію був вибраний оптимальний варіант, який забезпечує надійне та безперервне постачання споживачів електричною енергією.

Дослідження проводились з використанням програми розрахунку і оптимізації нормальних режимів роботи електричних мереж „Втрати – 110”. У процесі дослідження було підготовлено розрахункову модель мережі, і отримані результати проаналізовані.

Детально розглянуто питання експлуатації силових трансформаторів.

Одним з головних питань є забезпечення техніки безпеки та нормальних умов праці, тому в розділі „Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях ” було розглянуто основні заходи по забезпеченню умов праці.

В економічній частині проекту були визначені показники рентабельності, а також строк окупності.

Ключові слова: електрична енергія, генерування, споживання, потужність, силовий трансформатор

## ABSTRACT

УДК 621.316.3

Shevchuk Tetyana Vasylivna «Development of Voronovitsa 110kV electrical networks with operational and diagnostic control analysis of power transformers». Master's qualification work by specialty- 141 Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnitsya: VNTU. 2023. 98 p.

In Ukrainian language. Bibliographer: 26 titles; fig.: 7; tabl. 10.

110/35/10 kV electrical network is calculated in this master's qualification work. The optimal version which provides reliable and uninterrupted supply of consumers by electric energy was chosen according to the economic criterion.

Researches were carried out using the program of calculation and optimization of normal operating modes of electrical networks „Losses – 110”. Calculation model of the network was prepared and obtained results were analyzed in the research process.

The operation of power transformers question was considered in details.

Ensuring safety equipment and normal working conditions are basic questions. Therefore, main activities by providing of working conditions was considered in the section “Occupational health and safety in emergency situations”.

Profitability indicators and payback period were determined in economic part of the project.

Key words: electric power, generation, consumption, power, power transformer-  
Electric power engineering

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	5
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ.....	7
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ .....	11
2.1 Формування розрахункової схеми електромережі та введення початкових даних .....	12
2.2 Загальні вимоги по формуванню розрахункової схеми електричної мережі.....	14
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТА РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	17
3.1 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі .....	17
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі .....	25
3.3 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях ....	26
3.4 Вибір схем розподільчих пристроїв споживальних підстанцій.....	27
3.5 Розрахунок прогнозу навантажень.....	29
3.6 Перевірка необхідності встановлення додаткового резерву потужності .....	32
3.7 Оцінка балансу потужностей.....	36
3.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі .....	39
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....	40
5 ЕКСПЛУАТАЦІЙНИЙ КОНТРОЛЬ І ДІАГНОСТИКА СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРІВ .....	45
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	69
6.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією електричних мереж 110 кВ .....	69

6.2 Організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу електричних мереж 110 кВ при ремонті та експлуатації реле.....	69
6.3 Основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії .....	76
ВИСНОВКИ.....	84
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	85
ДОДАТОК А. Протокол перевірки .....	88
ДОДАТОК Б. Технічне завдання.....	89
ДОДАТОК В. Графічна частина.....	95

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Основним пріоритетом енергетичної стратегії України є забезпечення ефективного розвитку енергетики з орієнтацією на такий рівень, який би був передумовою підвищення рівня життя громадян України. Мета енергетичної стратегії – визначити шляхи та створити умови для безпечного, ефективного та надійного функціонування енергетичного сектору економіки.

Зниження втрат електричної енергії в електричних мережах – важлива складова загального комплексу енергоощадних заходів. Електрична енергія є єдиним видом продукції, транспортування якої відбувається за рахунок витрат деякої частини самої продукції, тому втрати електроенергії при її передачі неминучі. Задача полягає в визначенні їх оптимального рівня і підтримці фактичних втрат на цьому рівні. В зв'язку з цим в галузевих документах замість терміна "втрати електроенергії" використовується більш точний термін "технологічні витрати електричної енергії на передачу по електричних мереж".

При розгляді питань зниження втрат електричної енергії в електричних мережах необхідно мати на увазі, що зниження втрат не є самоціллю, а одним із аспектів більш загальної проблеми підвищення економічності роботи енергосистеми в цілому. Майже завжди зниження втрат відповідає підвищенню економічності роботи енергосистеми.

Електричні мережі України нараховують більше 1 млн. км ліній електропередач всіх класів напруг. Передбачається подальший розвиток магістральних та розподільних електричних мереж.

На сьогоднішній день в умовах обмеженості енергетичних ресурсів, реконструкція, проектування та розвиток електричних мереж повинні виконуватись особливо ретельно, з використанням технічно грамотних підходів до проектування.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є визначення заходів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення



розподільних електричних мереж АТ «Вінницяобленерго», які забезпечують на десятилітню перспективу попит споживачів на електричну енергію належної якості та потужності.

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

– дослідження наявних методів проектування розвитку електричних мереж;

– вибір відповідного методу розрахунку ustalених режимів ЕМ і проведення таких розрахунків з метою оцінювання працездатності електромереж АТ «Вінницяобленерго» після реалізації їх розвитку;

– аналіз основних режимів мережі з урахуванням прогнозу електроспоживання станом на 2024 рік;

– вибір оптимального варіанта розвитку електромереж АТ «Вінницяобленерго» та забезпечення надійного та ефективного електропостачання нових споживачів району.

**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.** Розроблення заходів розвитку електричних мереж для покращення їх ефективності функціонування .

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

**Апробація.** Комар В.О., Шевчук Т.В. Діагностування силових трансформаторів. ЛІІ Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2023)

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/allvntu/all-vntu-2023/>

## **1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ**

Задачею проектування розвитку електроенергетичних систем та електричних мереж є розроблення та обґрунтування технічних і економічних питань, які обумовлюють розвиток електричних мереж та систем, забезпечуючи доцільну надійність електропостачання споживачів в необхідній кількості і необхідну якість з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Проекти розвитку енергосистем та електричних мереж повинні служити вихідним матеріалом для обґрунтування необхідності та доцільності будівництва або реконструкції електричних станцій, ліній електропересялення і підстанцій та визначення їх технічних характеристик і параметрів.

В умовах переходу до ринкової економіки і нових форм власності в електроенергетиці проекти розвитку енергосистем та електричних мереж стають інструментом, який дає змогу комплексно розглядати єдиний технологічний процес виробництва, пересилання, розподілу та споживання електроенергії з врахуванням економічних інтересів всіх учасників і товариств в цілому, з дотриманням законодавства про енергопостачання.

Проектування розвитку енергосистем складається з таких видів робіт:

- проекти розвитку ОЕС країни та її окремих частин;
- коректування робіт, вказаних у попередньому пункті, в міру уточнення вихідних даних;
- техніко-економічні доповіді, обґрунтування та інші роботи з окремих питань розвитку енергетики країни або регіонів, що необхідно

розглядати в державних і громадських організаціях, соціально-економічних, екологічних та інших питань, розроблення рекомендацій щодо підвищення ефективності і надійності електропостачання окремих споживачів;

- загальноенергетична частина і розподіл по електричних мережах в складі позастадійних робіт щодо комплексного використання рік, розміщення ГЕС, ГАЕС, визначення площадок для ТЕС в різних районах країни, а також в складі проектів електричних станцій і електромережових об'єктів;

- схеми зовнішнього електропостачання великих споживачів електроенергії: електрифіковані залізничні дороги, нафто- та газопроводи, промислові вузли тощо.

Проектується розвиток електричних систем та мереж відповідно до першого пункту видів робіт періодично в ієрархічній послідовності, зумовленій технологією виробництва, пересилання та розподілу електроенергії:

- ОЕС;
- регіональна енергетична система;
- підприємство електричних мереж.

Така організація проектування забезпечує взаємну узгодженість прийнятих рішень і можливість їх проектування на основі уточнення вихідної інформації.

Поява заново збудованих підприємств та населених пунктів (Петрашівка –121, Тиврів –122, Пилява –123, Козаківка – 124, Ковалівка – 125) привело до реконструкції мережі. На рисунку 1.1 приведено граф електричної мережі до реконструкції.

Разом з тим ефективність експлуатації електричної мережі визначається її техніко-економічними показниками, тому саме вони є визначальними для

вибору напрямків реконструкції. Необхідно також врахувати, що ряд повітряних ліній побудовані 30 – 40 років тому і мають об'єктивну фізичну зношеність та високий відсоток амортизаційного зносу. Це ж стосується і окремого обладнання підстанцій.

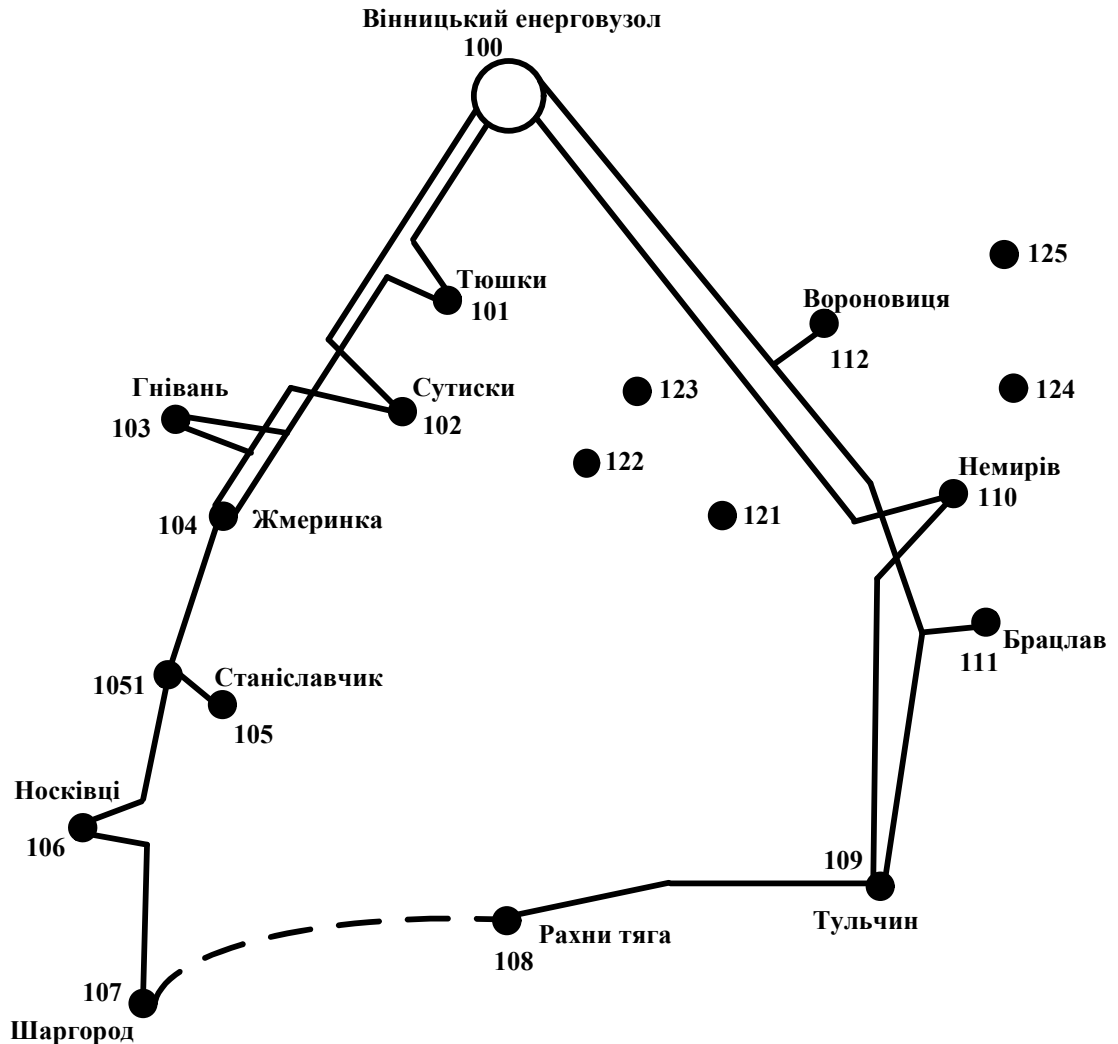


Рисунок 1.1 – Граф електричної мережі до реконструкції

У даному проекті розглядається актуальна задача реконструкції електричної системи таким чином, щоб з одного боку забезпечити надійне електропостачання споживачів, зменшити втрати на передачу електричної енергії, а з іншого – покращити техніко-економічні показники електричної системи.

Джерелами живлення для електричної мережі району є вузли Вороновиця, Немирів, Тюшки та Сутиски (ВРП-110).

Враховуючи можливості наявних регулювальних пристроїв необхідно забезпечити якісні показники електроенергії для всіх вузлів електричної системи у характерних режимах роботи ЕС.



## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ

Існуюча електрична мережа розташована на Подільському узгір'ї, що зумовлює у значній мірі кліматичні і тактико-технічні дані мережі. Подільське узгір'я характеризується рівнинним характером ландшафту, незначною (до 800 метрів) висотою над рівнем моря, помірно-континентальним кліматом. Середня температура січня – 5 °С, липня + 21 °С. Район за швидкісними вітровими навантаженнями – II, за товщиною стінки ожеледі – IV ( після стихійного лиха 2000 р. ), за танцюванням проводів – III, середньорічна тривалість гроз – близько 80 годин.

Електрична мережа (рис. 1.1), що є об'єктом даного проекту, складається з повітряних ліній номінальною напругою 110/35 кВ, трьох джерел живлення з номінальною напругою 110 кВ, 13 вузлів споживання.

Таблиця 2.1 – Вхідні дані по вузлах

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	$S_H$ , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0.9	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
101	Тюшки	0.9	11.41+j3.87	ТДТН-25000/110/35/10	2
102	Сутиски	0.9	4.41+j1.5	ТДТН-10000/110/35/10	2
103	Гнівась	0.9	7.1+j3.407	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
104	Жмеринка	0.9	4.5+j1.96	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
105	Станіславчик	0.9	4.41+j1.5	ТДН-10000/110/10	1
106	Носківці	0.9	3,4+j1.65	ТМН-6300/110/10	1
107	Шаргород	0.88	9.1+j3.08	ТДТН-25000/110/35/10	2
108	Рахни тяга	0.87	20+j9.52	ТДТН-40000/110/35/10	2
109	Тульчин	0.9	4.41+j1.5	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
110	Немирів	0.9	11.41+j3.87	ТДТН-16000/110/35/10	2
111	Брацлав	0.9	4.41+j1.5	ТМН-6300/110/10	1
112	Вороновиця	0,9	2,8+j1.44	ТМН-6300/110/10	1

Параметри ліній електропередач наведені в таблиці 2.1.2.

Таблиця 2.2 – Вхідні дані по лініям

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва вузла	Довжина лінії, км	Марка проводу
100	101	Вінницький енерговузол – Тюшки	1,5	АС-185
101	103	Тюшки – Гнівань	15,1	АС-185
103	104	Гнівань – Жмеринка	22,27	АС-185
100	102	Вінницький енерговузол – Сутиски	15,1	АС-185
102	103	Сутиски – Гнівань	8,86	АС-185
103	104	Гнівань – Жмеринка	18,77	АС-185
104	1051	Жмеринка – 1051	10,02	АС-120
1051	105	1051 – Станіславчик	5,14	АС-120
1051	106	1051 – Носківці	10,38	АС-120
106	107	Носківці – Шаргород	14,41	АС-120
100	112	Вінницький енерговузол – Вороновиця	14,08	АС-185
112	111	Вороновиця – Брацлав	14,2	АС-150
111	109	Брацлав – Тульчин	23,82	АС-185
100	110	Вінницький енерговузол – Немирів	14,4	АС-150
110	109	Немирів – Тульчин	41,86	АС-185
110	109	Немирів – Тульчин	28,6	АС-150
109	108	Тульчин – Рахни тягова	4	АС-185
109	108	Тульчин – Рахни тягова	37,53	АС-120

2.1 Формування розрахункової схеми електромережі та введення початкових даних

Розрахунки усталених режимів електричних мереж проводилися за допомогою програмного комплексу “ВТРАТИ-110”.

Кінцевою метою розрахунків і аналізу втрат є їх зниження за допомогою економічно обгрунтованих заходів. Економічним важелем, що повинен стимулювати практичне впровадження заходів, є встановлення планових значень втрат, обчислених з урахуванням реальних можливостей персоналу по їх зниженню. Тому на практиці розрахунки втрат виконують для вирішення двох основних задач: вибору заходів по зниженню втрат (ЗЗВ) та обгрунтування планового завдання по втратах.

В залежності від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків навантажувальних втрат можуть використовуватись наступні методи:

1. Методи по елементних розрахунків.
2. Методи характерних режимів.
3. Методи характерних діб.
4. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат.
5. Методи середніх навантажень.

6. Статистичні методи, що використовують регресійні залежності втрат електроенергії від узагальнених характеристик схем і режимів електричних мереж.

Методи 1-5 передбачають проведення електричних розрахунків мережі при заданих значеннях параметрів схеми і навантажень. Ці методи називають схемотехнічними.

Статистичні методи не передбачають електричного розрахунку мережі. При їх використанні втрати електроенергії обчислюють на підставі стійких

статистичних залежностей втрат від узагальнених параметрів мережі, наприклад сумарного навантаження, сумарної довжини ліній, кількості підстанцій, тощо. Самі ж залежності отримують на підставі статистичної обробки певної кількості схемотехнічних розрахунків, для кожного з яких відомі розраховане значення втрат і значення чинників, зв'язок з якими встановлюється.

В даній програмі визначення втрат потужності і енергії в електричних мережах використовуються схемотехнічні методи в різних їх комбінаціях. При цьому виходять з того, що послідовність обчислювальних операцій з заданим набором вихідних параметрів повинна призводити до конкретного чисельного результату. Заміна

величин, які використовують в конкретному методі, на величини, пов'язані з ними функціонально, не створює нового методу розрахунку і є лише іншою формою запису відомого методу, оскільки призводить до тотожного результату.

В програмі передбачено два способи розрахунку ustalених режимів – відповідно для радіальних і замкнених мереж. Для розрахунку замкнених мереж використовується метод Ньютона. Передбачена можливість проведення розрахунків з декількома балансувальними вузлами. В розрахунках враховуються втрати х.х. в трансформаторах.

В методах розрахунку втрат, які реалізовані в програмі ВТРАТИ-110, використовуються такі прийоми числової обробки даних. Інтегрування неперервного графіка навантаження здійснюється з використанням способів дискретної обробки. Відповідно визначаються всі залежні величини. Таким чином, для визначення втрат електроенергії за звітний період  $T$  необхідна інформація про мінімальне та максимальне навантаження мережі, а також кількість відпущеної (спожитої) електроенергії за цей же період.

Інформація для запуску програмного комплексу “ ВТРАТИ -110 “, яким було пораховано режими існуючої електричної мережі, була взята з реально існуючої мережі 110/35 кВ Тиврівського району. А саме: данні про потужність, марки та перерізи проводів.

## 2.2 Загальні вимоги по формуванню розрахункової схеми електричної мережі

Представлення схеми електричної мережі у програмі виконане максимально

наближено до реального. Схема поділяється на вузли, що символізують шини різних напруг, відгалуження тощо, та на вітки, що являють собою ЛЕП, трансформатори, комутаційні апарати.

Для кожного вузла електричної мережі задаються наступні параметри:

- номер вузла на диспетчерській схемі;
- назва вузла (шин підстанції, відгалуження тощо);
- значення номінальної напруги, кВ;
- значення активної та реактивної потужностей (додатніх у разі споживання, та від'ємних – у разі генерації);
- значення електроенергії, що відпущена або згенерована у даному вузлі, МВт·год;
- значення  $\cos \varphi$  ;
- значення контрольних замірів мінімальної та максимальної активної потужності (для врахування графіку навантаження).

Частина інформації вузлах ЕМ може не задаватися у разі її відсутності у користувача. Так, якщо не задано значення  $\cos \varphi$ , то приймається типове значення (0,9). Очевидно, що у даному випадку адекватність розрахунків погіршується.

У разі, якщо не задано тривалість звітного періоду, необхідну для розрахунку відпущеної електроенергії та втрат електроенергії, програма буде працювати у режимі визначення втрат потужності, тобто у вікні результатів розрахунку будуть відображені нульові значення втрат електроенергії.

Вказані значення контрольних замірів потужностей не можуть бути довільними, оскільки вони використовуються для визначення коефіцієнтів форми графіка навантаження кожного окремого споживача, та середньозваженого коефіцієнту форми графіка електричної мережі, тобто коефіцієнта збільшення втрат електроенергії за рахунок нерівномірності графіка навантаження. Значення заданих потужностей та електроенергії мають коригуватися в процесі експлуатації програми у відповідності із зміною характеру навантаження принаймні один раз на місяць.



Для опису віток електричної мережі необхідно ввести наступні дані:

- номери вузлів початку та кінця вітки;
- тип вітки (ЛЕП, трансформатор, комутаційний апарат);
- марка проводу ЛЕП;
- тип трансформатора;
- назва комутаційного апарату;
- довжина ЛЕП;
- коефіцієнт трансформації трансформатора;
- стан комутаційного апарату.

З метою зменшення обсягу даних, що вводяться, необхідно описувати лише ті комутаційні апарати, якими фактично можуть бути виконані перемикання.

Програма дозволяє визначати та структурувати втрати потужності та електроенергії не тільки по мережі в цілому, але і по її окремих частинах. Для однозначної ідентифікації частини мережі необхідно задати перелік всіх віток, що входять до її складу. Для віток, що символізують ЛЕП необхідно вказати також частку довжини, що належить вказаній частині електричної мережі.

### 3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі

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

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть введені протягом 3 років (вузли 121, 122, 123, 124, 125).

Для нашого варіанту приймаємо опорні пункти живлення – 112, 110, 101 та 102 відносно яких будуть розглядатися варіанти схеми.

Запишемо функцію мети. Найкраще потребам і умовам задачі відповідає функція затрат з врахуванням динамічного принципу, тобто:

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^n Z^{(t)}; \quad (3.1)$$

або

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^2 [E \times K^{(t)} + \Delta B^{(t)}] \times (1 + E_{н.п})^{l-t}; \quad (3.2)$$

де  $K^{(t)}$  – капітальні витрати для t-го року на будівництво конкретних ліній окремих варіантів;

$E = 0,12$  – нормативний коефіцієнт ефективності (коефіцієнт дисконтування);  $t$  – поточний рік розвитку;

$\Delta B^{(t)}$  – щорічні витрати, пов'язані з відрахуваннями, а також з втратами потужності в лініях;

$E_{н.п.} = 0,08$  – норматив приведення різночасових витрат.

Капітальні витрати для будь-якого варіанту визначаються за формулою:

$$K^{(t)} = K_{п.} \cdot \Delta L_t, \quad (3.3)$$

а щорічні витрати

$$\Delta B^{(t)} = 0,0594 \cdot K^{(t)} + \left( \frac{P}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_0 \cdot \tau \cdot \Delta L_t \cdot c; \quad (3.4)$$

де  $K^{(t)}$  – капітальні вкладення, тис. грн;

$P$  – активна потужність, що передається по лінії, МВт;

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

$r_0$  – питомий опір проводу, Ом/км;

$\tau$  – час максимальних втрат;

$\Delta L_t$  – приріст довжини лінії, км;

$c = 1,7 \cdot 10^{-2}$  у.о./кВт·год – вартість 1 кВт·год. втраченої енергії [9].

В цілому задача динамічного програмування для розвитку схеми електричних мереж може бути сформульована таким чином:

мінімізувати  $Z_{\Sigma}$  при обмеженні на будівництво ліній – 35 км на рік та балансі потужностей.

Отже, з врахуванням обмеження вказуємо можливі лінії електропередачі для існуючої схеми (рис. 3.1):

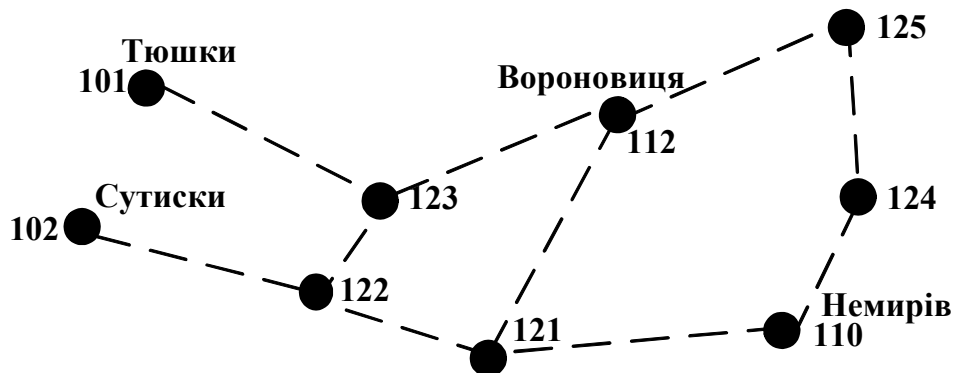


Рисунок 3.1 – Часткова схема електричної мережі

Для прикладу визначати сумарні витрати будемо для одного з варіантів. Сумарні витрати інших варіантів розраховуються аналогічно, результат відображуємо в таблиці 3.1.

Оскільки за один рік немає змоги вводити більше, ніж 35 км лінії, очевидно, що протягом першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а протягом другого року – до решти споживачів. Варіанти розвитку електричної мережі представлені на рисунку 1.2.

Варіант №1:

1-ий рік – будуємо лінії 122-123, 123-112 та 112-125. Отже сумарне збільшення довжини ліній електромережі складатиме:

$$\Delta L = 6,5 + 14,5 + 14 = 35 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по будівництву ліній.

Повна та реактивна потужність нових споживачів складатиме:

$$S_{121} = P_{121} / \cos \varphi = 4 / 0,91 = 4,4 \text{ (МВА)};$$

$$S_{122} = P_{122} / \cos \varphi = 5 / 0,9 = 5,56 \text{ (МВА)};$$

$$S_{123} = P_{123} / \cos \varphi = 5 / 0,85 = 5,88 \text{ (МВА)};$$

$$S_{124} = P_{124} / \cos \varphi = 6 / 0,9 = 6,67 \text{ (МВА)};$$

$$S_{125} = P_{125} / \cos \varphi = 4 / 0,9 = 4,44 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{121} = \sqrt{S_{121}^2 - P_{121}^2} = \sqrt{4,4^2 - 4^2} = 1,8 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{122} = \sqrt{S_{122}^2 - P_{122}^2} = \sqrt{5,56^2 - 5^2} = 2,4 \text{ (МВАр)};$$

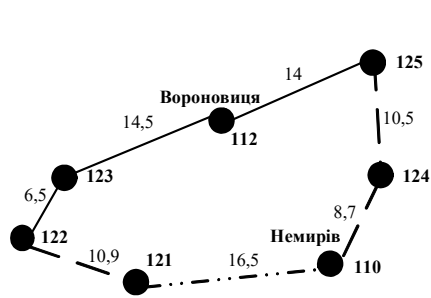
$$Q_{123} = \sqrt{S_{123}^2 - P_{123}^2} = \sqrt{5,88^2 - 5^2} = 3,09 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{124} = \sqrt{S_{124}^2 - P_{124}^2} = \sqrt{6,67^2 - 6^2} = 2,91 \text{ (МВАр)};$$

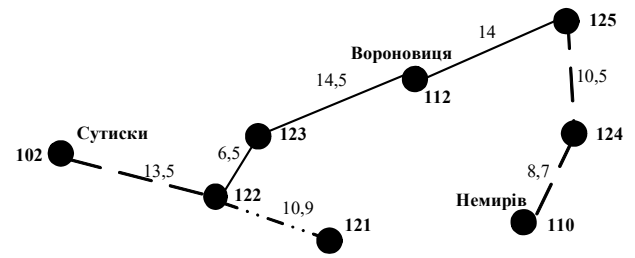
$$Q_{125} = \sqrt{S_{125}^2 - P_{125}^2} = \sqrt{4,44^2 - 4^2} = 1,93 \text{ (МВАр)}.$$

Потокорозподіл для всіх варіантів знаходиться або як для радіальної мережі, або як для ділянки з двостороннім живленням (приймаємо однакову напруга у вузлах живлення). Результати знаходження потокорозподілу представлені в таблиці 3.1.

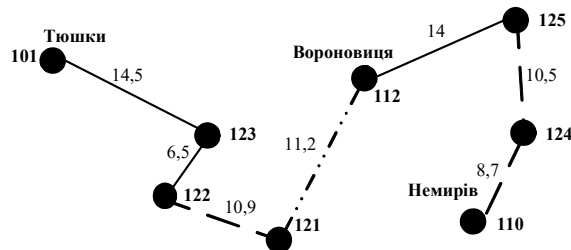
Усі варіанти розвитку представлені на рисунку 3.2.



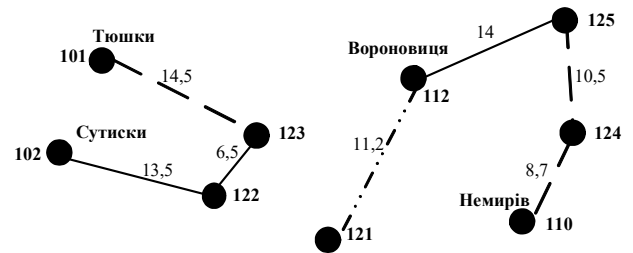
Варіант 1



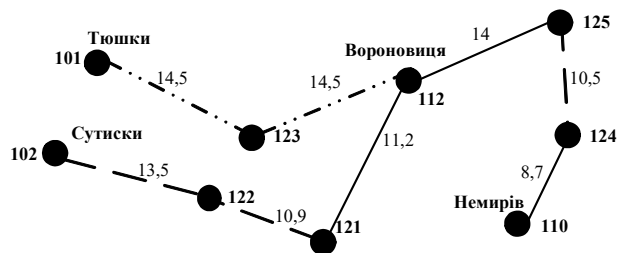
Варіант 2



Варіант 3



Варіант 4



Варіант 5

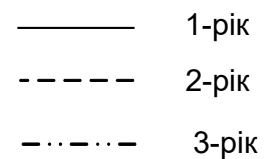


Рисунок 3.2 – Варіанти розвитку електричної системи  
Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу ліній 122-123,  
123-112 та 112-125.

Розраховуємо потужність радіальних ліній 122-123, 123-112 та 112-125:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{122-123} &= \dot{S}_{н122} = 5 + j2,4 = 5,56(\text{МВА}); \\ \dot{S}_{123-112} &= \dot{S}_{н122} + \dot{S}_{н123} = 5 + j2,4 + 5 + j3,09 = 11,44(\text{МВА}); \\ \dot{S}_{112-125} &= \dot{S}_{н125} = 4 + j2,91 = 4,44(\text{МВА}).\end{aligned}$$

Розрахунковий струм буде таким:

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



$$I_{\text{розр}112-125} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{4,44 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 24,47 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}112-123} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{11,44 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 63,04 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}122-123} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5,56 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 30,64 \text{ (A)}.$$

Час найбільших навантажень при цьому визначається:

$$T_{\text{нб}} = \left( \sqrt{\frac{\tau}{8760}} - 0,124 \right) \cdot 10^4 = \left( \sqrt{\frac{3800}{8760}} - 0,124 \right) \cdot 10^4 = 5346 \text{ (год)}.$$

Отже  $\alpha_T = 1$ , оскільки  $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$  годин.

За наведеною в [3] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- довжина введених ліній за рік  $\Delta L = 35$  (км);
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;
- марка та переріз проводу – АС-70/11.

Розрахунок потужностей ділянок та вибору марок проводів для інших ділянок наведені в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Розрахунок потужностей ділянок та вибору марок проводів

№ сх.	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	Р <sub>л</sub> ,	Q <sub>л</sub> ,	S <sub>л</sub> ,	U <sub>ном</sub> ,	I <sub>розр</sub>	F
					МВт	МВАр	МВА	кВ	А	мм
1	1	112-125	14	1	4,44	1,94	4,85	110	26,7	АС-120/19
	1	112-123	14,5	1	7,70	4,16	8,75	110	48,2	АС-120/19
	1	122-123	6,5	1	2,70	1,06	2,90	110	16,0	АС-120/19
	2	122-121	10,9	1	5,56	3,00	6,32	110	34,8	АС-120/19
	2	125-124	10,5	1	0,11	0,06	0,13	110	0,7	АС-120/19

	2	110-124	8,7	1	6,11	2,96	6,79	110	37,4	AC-120/19
	3	110-121	16,5	1	6,30	3,18	7,06	110	38,9	AC-120/19
2	1	112-125	14	1	4,44	1,94	4,85	110	26,7	AC-120/19
	1	112-123	14,5	1	7,70	4,16	8,75	110	48,2	AC-120/19
	1	122-123	6,5	1	2,70	1,06	2,90	110	16,0	AC-120/19
					МВт	МВАр	МВА	кВ	А	мм
	2	125-124	10,5	1	0,11	0,06	0,13	110	0,7	AC-120/19
	2	110-124	8,7	1	6,11	2,96	6,79	110	37,4	AC-120/19
	2	102-122	13,5	1	7,58	3,96	8,55	110	47,1	AC-120/19
	3	122-121	10,9	1	4,40	1,82	4,76	110	26,2	AC-120/19
3	1	112-125	14	1	4,44	1,94	4,85	110	26,7	AC-120/19
	1	122-123	6,5	1	10,00	5,52	11,42	110	62,9	AC-120/19
	1	101-123	14,5	1	14,00	7,36	15,82	110	87,2	AC-120/19
	2	122-121	10,9	1	5,56	3,00	6,32	110	34,8	AC-120/19
	2	125-124	10,5	1	0,11	0,06	0,13	110	0,7	AC-120/19
	2	110-124	8,7	1	6,11	2,96	6,79	110	37,4	AC-120/19
	3	121-112	11,2	1	7,08	3,57	7,93	110	43,7	AC-120/19
4	1	112-125	14	1	4,44	1,94	4,85	110	26,7	AC-120/19
	1	102-122	13,5	1	10,00	5,52	11,42	110	62,9	AC-120/19
	1	122-123	6,5	1	5,00	3,10	5,88	110	32,4	AC-120/19
	2	101-123	14,5	1	4,86	2,74	5,58	110	30,7	AC-120/19
	2	125-124	10,5	1	0,11	0,06	0,13	110	0,7	AC-120/19
	2	110-124	8,7	1	6,11	2,96	6,79	110	37,4	AC-120/19
	3	121-112	11,2	1	4,40	1,82	4,76	110	26,2	AC-120/19
5	1	112-125	14	1	4,44	1,94	4,85	110	26,7	AC-120/19
	1	121-112	11,2	1	4,64	2,17	5,12	110	28,2	AC-120/19
	1	110-124	8,7	1	6,11	2,96	6,79	110	37,4	AC-120/19
	2	125-124	10,5	1	0,11	0,06	0,13	110	0,7	AC-120/19
	2	102-122	13,5	1	4,36	2,08	4,83	110	26,6	AC-120/19
	2	122-121	10,9	1	0,64	0,34	0,72	110	4,0	AC-120/19
	3	101-123	14,5	1	2,50	1,55	2,94	110	16,2	AC-120/19
	3	123-112	14,5	1	2,50	1,55	2,94	110	16,2	AC-120/19

Капітальні вкладення розраховуємо у відповідності з формулою (3.3).

Вартості спорудження повітряних ліній напругою 110 кВ (тис.у.о/км) беремо з довідника [3].

Для ділянки 112-125:

$$K_{105-121} = 13,1 \cdot 14 = 183,4 \text{ (тис. у.о).}$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (3.4):

$$\Delta B_{112-125} = 0,0594 \cdot 183,4 + 3800 \cdot 1,7 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{4,85}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 14 = 10,89 \text{ (тис. у.о).}$$

Для інших ділянок проводимо такий самий розрахунок, результати якого представлені в таблиці 3.2.

Сумарні витрати першого року розраховуємо у відповідності з формулою (3.2):

$$Z^1 = 0,12 \cdot (183,4 + 189,95 + 85,15) + 10,89 + 11,28 + 5,06 = 82,26 \text{ (тис.у.о).}$$

2 рік Для варіанту 2 у другому році будуємо одноланцюгові лінії 125-124, 110-124 та 102-122 відповідно довжиною 10,5; 8,7 та 13,5 км.

Розрахунок капітальних вкладень та щорічних витрати проводимо аналогічно до розрахунку у першому році.

Сумарні витрати другого року розраховуємо у відповідності з формулою (3.2):

$$Z^2 = (0,12 \cdot (137,55 + 113,97 + 176,85) + 8,17 + 6,77 + 10,51)(1+0,08)^{-1} = 71,16 \text{ (тис.у.о).}$$

3 рік Для варіанту 2 у другому році будуємо одноланцюгову лінію 122-121 довжиною 10,9 км.

Розрахунок капітальних вкладень та щорічних витрати проводимо аналогічно до розрахунку у першому році.

Сумарні витрати другого року розраховуємо у відповідності з формулою (3.2):

$$Z^3 = (0,12 \cdot 142,79 + 8,48)(1+0,08)^{-2} = 21,96 \text{ (тис.у.о).}$$

Остаточні витрати будуть такими:

$$Z = 82,26 + 71,16 + 21,96 = 175,38 \text{ (тис.у.о).}$$

Розрахунок витрат для інших варіантів (рисунок 3.2) розвитку ЕС виконується аналогічно. Результати розрахунків подано в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків сумарних витрат по роках

№	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	К <sub>літг</sub> тис.у.о/км	К	ΔВ	З	Сумарні витрати 1-го року З <sub>1</sub>	Сумарні витрати 2-го року З <sub>2</sub>	Сумарні витрати 3-го року З <sub>3</sub>	Сумарні витрати за роки З	тис. у.о			
1	1	112-125	14	13,1	183,4	10,89	32,90	82,26	65,50	33,25	181,00				
	1	112-123	14,5	13,1	189,95	11,28	34,08								
	1	122-123	6,5	13,1	85,15	5,06	15,28								
	2	122-121	10,9	13,1	142,79	8,48	23,72								
	2	125-124	10,5	13,1	137,55	8,17	22,85								
	2	110-124	8,7	13,1	113,97	6,77	18,93								
	3	110-121	16,5	13,1	216,15	12,84	33,25								
2	1	112-125	14	13,1	183,4	10,89	32,90	82,26	71,16	21,96	175,38				
	1	112-123	14,5	13,1	189,95	11,28	34,08								
	1	122-123	6,5	13,1	85,15	5,06	15,28								
	2	125-124	10,5	13,1	137,55	8,17	22,85								
	2	110-124	8,7	13,1	113,97	6,77	18,93								
	2	102-122	13,5	13,1	176,85	10,51	29,38								
	3	122-121	10,9	13,1	142,79	8,48	21,96								
3	1	112-125	14	13,1	183,4	10,89	32,90	93,56	70,93	27,74	192,23				
	1	122-123	6,5	13,1	104,65	6,22	18,78								
	1	101-123	14,5	13,1	233,45	13,87	41,89								
	2	122-121	10,9	13,1	175,49	10,42	29,15								
	2	125-124	10,5	13,1	137,55	8,17	22,85								
	2	110-124	8,7	13,1	113,97	6,77	18,93								
	3	121-112	11,2	13,1	180,32	10,71	27,74								
4	1	112-125	14	13,1	183,4	10,89	32,90	90,67	80,56	22,57	193,80				
	1	102-122	13,5	13,1	217,35	12,91	38,99								
	1	122-123	6,5	13,1	104,65	6,22	18,77								
	2	101-123	14,5	13,1	233,45	13,87	38,78								
	2	125-124	10,5	13,1	137,55	8,17	22,85								
	2	110-124	8,7	13,1	113,97	6,77	18,93								
	3	121-112	11,2	13,1	146,72	8,72	22,57								
5	1	112-125	14	13,1	183,4	10,89	32,90	79,67	75,94	58,43	214,05				

1	121-112	11,2	13,1	146,72	8,72	26,32				
1	110-124	8,7	13,1	113,97	6,77	20,45				
2	125-124	10,5	13,1	137,55	8,17	22,85				
2	102-122	13,5	13,1	176,85	10,51	29,38				
2	122-121	10,9	13,1	142,79	8,48	23,72				
3	101-123	14,5	13,1	189,95	11,28	29,22				
	123-112	14,5	13,1	189,95	11,28	29,22				

### 3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

З аналізу таблиці 3.2 видно, що варіант №2 має найменші сумарні витрати. Використовуючи схему даного варіанту розвитку електромережі, маємо змогу забезпечити електроенергією протягом першого року споживачів відразу трьох вузлів, ця схема дозволяє підвищити надійність електропостачання споживачів через можливість живлення з 3-х вузлів 102, 112 та 110.

В цій схемі першого року будуються одноланцюгові лінії 112-125, 112-123 та 123-122, другого року – одноланцюгові лінії 102-122, 125-124 та 124-110. Всі одноланцюгові лінії виконані проводом АС-120/19. Оптимальна схема електричної мережі представлена на рисунку 3.3.

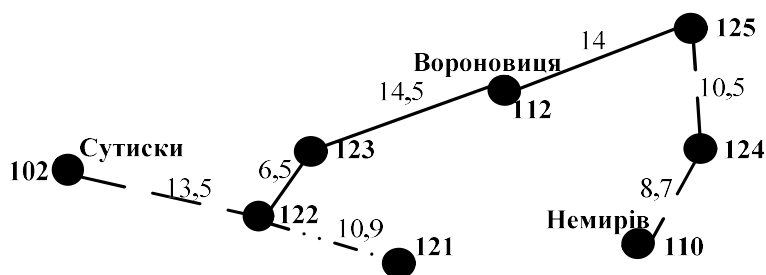


Рисунок 3.3 – Оптимальна схема електричної мережі за методом динамічного програмування

Характеристика оптимального варіанта:

1. Номінальна напруга 110 кВ.
2. Використані перерізи проводів – 120/19 мм<sup>2</sup>.

3. Всі опори залізобетонні, лінії одноланцюгові.

### 3.3 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

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 таких 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:

$$S_{\tau} \geq \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot k_1} \quad (3.5)$$

де  $n_m$  – кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;

$k_1$  - коефіцієнт завантаження, який приймаємо по ДЕСТу 60 – 80%.

Для 124-го вузла згідно (3.5) маємо:

$$S_T \geq \frac{6,67}{2 \cdot 0,7} = 4,76 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних трифазних трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

Аналогічно проводимо вибір трансформаторів для інших підстанцій. Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 122 в аварійному режимі показала, що коефіцієнт перевантаження складає  $6,67/6,3=1,06$ , 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. 3.3.

Таблиця 3.3 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S <sub>ном</sub> МВА	Границі регулювання	U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		u <sub>к</sub> %	ΔP <sub>к</sub> кВт	ΔP <sub>х</sub> кВт	I <sub>х</sub> %	R Ом	X Ом	ΔQ <sub>х</sub> кВАр
				ВН	НН							
121	ТМН-6300/110	6,3	±9х 1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
122	ТМН-6300/110	6,3	±9х 1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
123	ТМН-6300/110	6,3	±9х 1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
124	ТМН-6300/110	6,3	±9х 1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
125	ТМН-6300/110	6,3	±9х 1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4

#### 3.4 Вибір схем розподільчих пристроїв споживальних підстанцій

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по

міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримування вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань.

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні високої напруги підстанції.

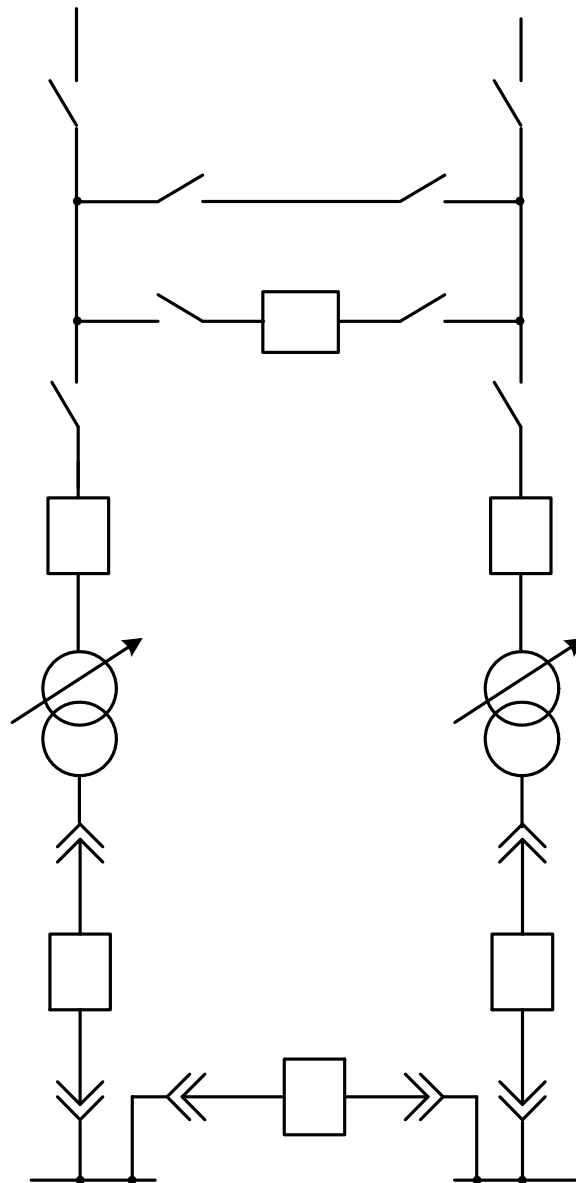


Рисунок 3.4 – Схема розподільчого пристрою вузла 124



Оскільки на підстанції 124 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цього вузла пропонуємо схему містка з вимикачем в перемичці та вимикачами в ланцюгах трансформаторів (рисунок 3.4).

### 3.5 Розрахунок прогнозу навантажень

Надійність електропостачання є одним з факторів, які повинні враховуватись при виборі оптимальної встановленої потужності в енергосистемах. сумарна встановлена потужність генеруючих агрегатів енергосистеми на будь-якому рівні розвитку повинна бути більша від відповідного максимуму навантаження, що прогнозується. При рівності вказаних потужностей будь-яке відхилення потужностей, як агрегатів в сторону зниження, так і навантаження в сторону збільшення призвело б до дефіциту потужності та недовідпуску електроенергії споживачам. Збільшення встановленої потужності генеруючих агрегатів в ЕС в порівнянні з навантаженням, тобто створення в енергосистем резерву активної потужності призведе з одного боку, до підвищення надійності електропостачання та зниженню збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, а з іншого – потребує витрат на побудову та експлуатацію додаткової генеруючої потужності на електростанціях. Щоб ці витрати не були завищені, потрібне чітке і вірне прогнозування навантажень. Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію  $P_{\max}(T)$  аналітичним виразом  $P'_{\max}(T)$ :

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (3.6)$$

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:

$$Q = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (3.7)$$

що виконується шляхом розв'язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial Q}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial Q}{\partial b'} = 0; \quad (3.8)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (3.8) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності  $a'$  та  $b'$ :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (3.9)$$

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 55 \cdot b' = 1142; \\ 55 \cdot a' + 385 \cdot b' = 6460. \end{cases}$$

звідки  $a' = 102,2$ ,  $b' = 2,169$ , тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2,169 \cdot T + 102,2.$$

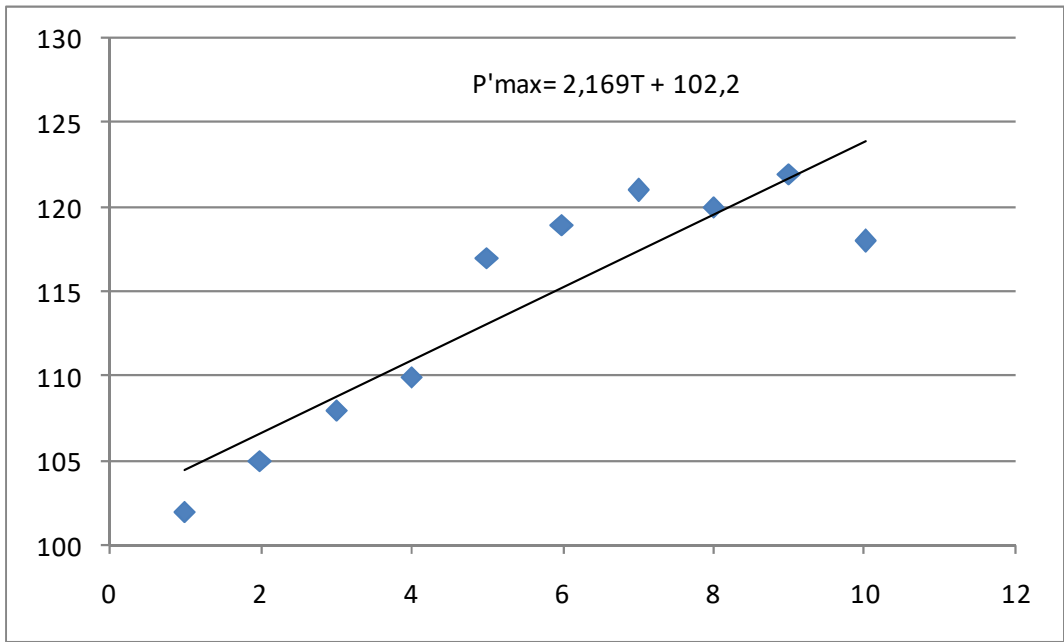


Рисунок 3.4 – Графіки таблично-заданої  $P_{max}(T)$  та регресійної  $P'_{max}(T)$  залежностей максимального навантаження від часу  $T$

З урахуванням результатів прогнозування навантажень (126%) заданий типовий графік навантажень для 11-го року прийме вигляд, поданий на рис.3.5.

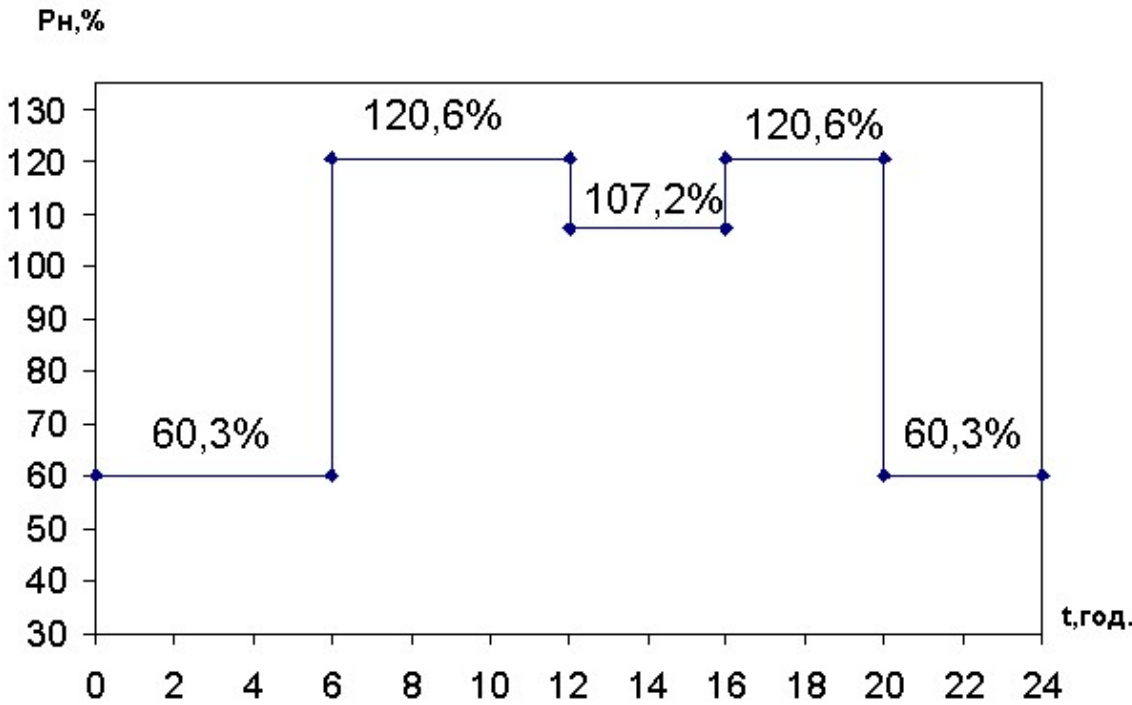


Рисунок 3.5 – Графік сумарного навантаження з урахуванням прогнозу станом на 11-й рік

Таким чином, аналізуючи даний графік, можна зробити висновок, сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 11-й рік збільшиться до 120,6%, що на 20,6 % більше встановленої потужності. Отже необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності електропостачання, тобто встановити додатковий резерв потужності.

3.6 Перевірка необхідності встановлення додаткового резерву потужності

3.6.1 Метод вибору додаткового резерву потужності

При визначенні додаткового резерву потужності необхідно знати критерій надійності, який залежить від сумарного споживання на шинах електричної станції та від потужності, що виробляється з врахуванням резерву.

Резерв потужності на електричній станції умовно поділяється на:

- навантажувальний;
- ремонтний;
- регулювальний.

Навантажувальний резерв планується для забезпечення випадкового збільшення навантаження на шинах споживачів.

Ремонтний резерв – це той резерв, який необхідно мати в енергосистемі для виконання планових ремонтів обладнання.

Регулювальний резерв – це такий резерв, який використовується для регулювання частоти в системі і забезпечення стійкості в ній.

Для забезпечення необхідного рівня надійності для ЕЕС потрібно щоб критерій надійності  $\alpha$  знаходився в межах 0,997-0,994.

Оптимальний додатковий резерв потужності відповідає оптимальному критерію надійності, а також оптимальному значенню капітальних вкладень

та затрат, але в цьому разі в ЕЕС буде збиток, якому буде відповідати недовідпущена енергія.

Для визначення недовідпущеної енергії використовують два методи :

- статистичний або метод Монте-Карло;
- метод перебору коефіцієнтів.

Метод Монте-Карло використовують для об'єднаних систем, а метод перебору коефіцієнтів для локальних і концентрованих систем.

При використанні методу перебору коефіцієнтів має бути відомою така вхідна інформація:

1. Графік сумарного навантаження.
2. Сумарна потужність генерації на станціях та кількість агрегатів.
3. Показники надійності для агрегатів (коефіцієнт готовності для кожного агрегату  $K_g$  або коефіцієнт вимушеного простою  $K_v$  ).
4. На основі аналізу вхідної інформації вибирається розрахунковий ступінь –  $P_0$ .

3.6.2 Формування найтяжчого післяаварійного режиму в ЕМ та оцінка необхідного резерву потужності

Після врахування результатів розрахунків по прогнозу навантажень станом на 11-ий рік графік сумарного навантаження станом на 11-ий рік (рис. 3.5) при приведенні до абсолютних одиниць з урахуванням встановленої потужності матиме вигляд, поданий на рис. 3.6., при цьому здійснено округлення обчислених даних.

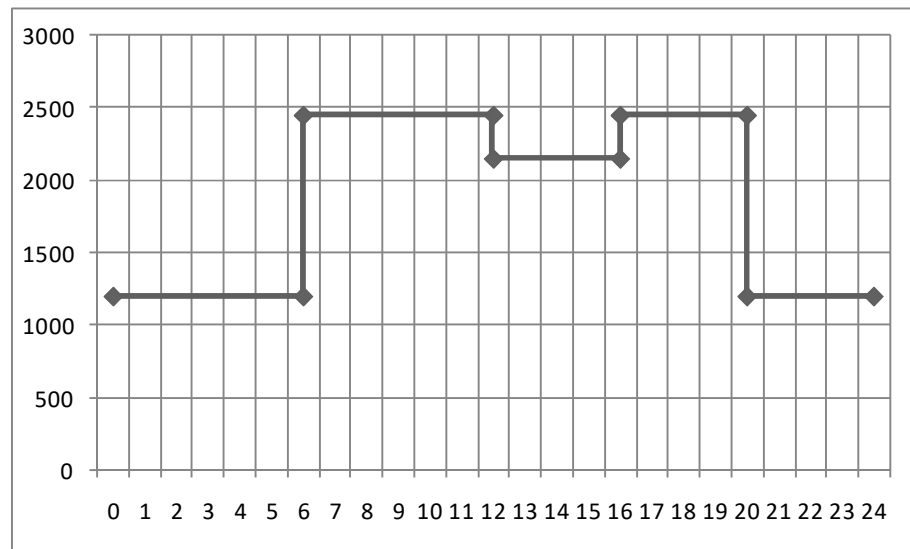


Рисунок 3.6 – Графік сумарного навантаження з урахуванням прогнозу станом на 11-й рік у абсолютних одиницях

Як видно з графіка навантаження рис.6.1 максимальна потужність  $P_{\max}$  за рахунок прогнозування станом на 11-ий рік збільшилась до 2450 МВт, що на 450 МВт більше встановленої потужності на електричній станції ( $P_{\text{ст}} = 2000$  МВт). Таким чином для забезпечення балансу потужності та енергії необхідно передбачити на електростанції встановлення 1-го додаткового блоків. Тобто для подальших розрахунків, направлених на вирішення питань забезпечення надійності електропостачання та зниження недовідпущеної енергії приймаємо такі параметри генеруючої станції:

$$P_{\text{ст}} = 2500 \text{ МВт}; n_{\text{арг}} = 5; P_{\text{арг}} = 500 \text{ МВт}; K_{\text{в}} = 0,004.$$

Недовідпущену електричну енергію визначимо за методом перебору коефіцієнтів. Даний метод базується на теорії ймовірності. Він дозволяє за коефіцієнтами генерації і коефіцієнтами навантажень визначити коефіцієнти дефіциту в ЕС, які використовуються для визначення недовідпущеної енергії.

Розрахункову ступінь потужності приймаємо  $P_0 = 50$  МВт.

Таблиця 3.3 – Ряд коефіцієнтів навантаження  $K_H$ 

$P_H, \text{МВт}$	1200	2150	2450	$j = P_H / P_0$ $K_{H_j} = t_i / 24$
$j$	24	43	49	
$K_{H_j}$	0,417	0,167	0,417	

Коефіцієнти готовності визначаються таким чином:

$$K_{r(n)}^m = C_n^m \cdot K_r^m \cdot K_b^{n-m}$$

$$\text{де } C_n^m = \frac{n!}{m! \cdot (n-m)!};$$

$K_r = 1 - K_b = 1 - 0,004 = 0,996$  – коефіцієнт готовності агрегату;

$m$  – кількість працюючих блоків.

Таблиця 3.4 – Ряд розподілу коефіцієнтів генерації

$P_r, \text{МВт}$	2500	2000	1500	1000	500	$i = P_r / P_0$
$i$	50	40	30	20	10	
$K_{r_i}$	0,996	0,01968	0,000632	0	0	

Визначимо коефіцієнт генерації для  $m = 4$ :

$$C_5^4 = \frac{5!}{4! \cdot (5-4)!} = 5;$$

$$K_{r(7)}^4 = 5 \cdot 0,996^4 \cdot 0,004^1 = 0,01968.$$

Решта розрахунків виконується аналогічно, результати подано в табл.

3.4.

Розрахунки коефіцієнтів дефіциту виконуються таким чином:

$$j > i$$

$K = j - i = 24 - 20 = 4$  – дефіцит потужності складає  $P_d = 300$  МВт.

$$K_d^4 = K_r^{20} \cdot K_H^{24} = 0 \cdot 0,417 = 0.$$

$K = j - i = 43 - 40 = 3$  – дефіцит потужності складає  $P_d = 150$  МВт.

$$K_d^3 = K_r^{40} \cdot K_H^{43} = 0,01968 \cdot 0,167 = 0,00328656.$$

$K = j - i = 49 - 40 = 9$  – дефіцит потужності складає  $P_d = 450$  МВт.

$$K_d^9 = K_r^{40} \cdot K_H^{49} = 0,01968 \cdot 0,417 = 0,00820656.$$

Результати розрахунку коефіцієнтів дефіциту подані в табл.6.3.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунку коефіцієнтів дефіциту

$P_d$ , МВт	300	150	450
$K$	6	3	9
$K_d$	0	0,00328656	0,00820656

$$K_{d\Sigma} = 0,00328656 \cdot 3 + 0,00820656 \cdot 6 = 0,05909904;$$

$$E_{\text{под}} = 8760 \cdot P_0 \cdot K_{d\Sigma} = 8760 \cdot 50 \cdot 0,05909904 = 25885,38 \text{ (МВт}\cdot\text{год.)};$$

$$E = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{нб}} = 2450 \cdot 5346 = 13097700 \text{ (МВт}\cdot\text{год.)};$$

$$\alpha = \frac{E - E_{\text{под}}}{E} = \frac{13097700 - 25885,38}{13097700} = 0,998.$$

Виходячи з значення коефіцієнту  $\alpha$  ( $\alpha = 0,998 > 0,997$ ), робимо висновок, що для забезпечення надійності електропостачання та зменшення недовідпущеної енергії споживачам непотрібне введення додаткового резерву. Як було встановлено раніше на електричній станції необхідно ввести 1 додатковий блок потужністю  $P_{\text{агр}} = 500$  МВт для забезпечення балансу потужності з урахуванням прогнозу навантажень споживачів. Введення цього агрегату автоматично вирішує питання надійності електропостачання.

### 3.7 Оцінка балансу потужностей

#### 3.7.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

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



$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{Hi} + \Delta P_M \quad (3.10)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 2500 + 0,05 \cdot 2500 = 2375 \text{ (МВт)}.$$

Де  $P_{\Gamma}$  – активна потужність на шинах постачальної підстанції;

$\sum P_{Hi}$  – сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_M = 0,05 \cdot \sum P_{Hi}$  – втрати активної потужності в лініях і

трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від  $\sum P_{Hi}$ ;

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

Повна реактивна потужність навантаження:

$$S_H = \frac{P_{EC}}{\cos \varphi} = \frac{2500}{0,85} = 2941,18 \text{ (МВА)};$$

$$Q_H = \sqrt{S_H^2 - P_H^2} = \sqrt{2941,18^2 - 2500^2} = 1549,36 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів (111,3 МВт) із потужністю, що поступає від джерел постачання (2500 МВт), дозволяє зробити висновок про недоцільність встановлення компенсуючих пристроїв в електричній мережі.

### 3.7.2 Визначення балансу потужностей для мережі

Користуючись додатком В запишемо баланс по активній потужності:

$$P_{\Gamma} = P_{НАВ} + \Delta P = 111,3 + 2,3 = 113,7 \text{ (МВт)};$$

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

$$Q_{\Gamma} = 113,7 \cdot \text{tg}(\arccos 0,85) = 70,46 \text{ (МВАр)}.$$

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.

$$0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{Hi} = 0,95 \cdot 47 = 44,65 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{KPi} = 44,65 + 9,9 - 70,46 = -15,91 \text{ (МВАр)}.$$

Відносно вузла 100 реактивна потужність генерації запишеться:

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{НАВ}} + \Delta Q = 44,65 + 9,9 = 54,55 \text{ (МВАр)}.$$

Знайдемо  $\Delta P$  і  $\Delta Q$  в ЛЕП – 330 кВ:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R, \Delta Q = 3 \cdot I^2 \cdot X,$$

де  $R = r_0 \cdot l \cdot K_r$ ,  $X = x_0 \cdot l \cdot K_x$ .

Коефіцієнти  $K_r$ ,  $K_x$  визначаються з формули (для перерізу 500 мм<sup>2</sup>):

$$K_r = 1 - \frac{l^2}{3} x_0 b_0 = 1 - \frac{100^2}{3} 0,32 \cdot 3,5 \cdot 10^{-6} = 0,996;$$

$$K_x = 1 - \frac{l^2}{6} \left( x_0 b_0 - r_0^2 \frac{b_0^2}{x_0} \right) = 1 - \frac{100^2}{6} \left( 0,32 \cdot 3,5 \cdot 10^{-6} - 0,03^2 \frac{(3,5 \cdot 10^{-6})^2}{0,32} \right) = 0,998;$$

Тоді струм в лінії 330 кВ:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} U_H} = \frac{\sqrt{113,7^2 + 54,55^2}}{\sqrt{3} \cdot 330} = 222,18 \text{ (А)}.$$

Уточнені параметри ліній 330 кВ будуть такими:

$$R = 0,03 \cdot 100 \cdot 0,996 = 2,989 \text{ (Ом)};$$

$$X = 0,32 \cdot 100 \cdot 0,998 = 31,94 \text{ (Ом)}.$$

В такому разі втрати потужності в ЛЕП 330 кВ складатимуть:

$$\Delta P = 3 \cdot 222,18^2 \cdot 2,989 = 0,44 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta Q = 3 \cdot 222,18^2 \cdot 31,94 = 4,73 \text{ (МВАр)}.$$

Таким чином, врахувавши втрати в лінії 330 кВ та резервування, будемо мати:

$$\begin{aligned} P_{\Gamma}^n &= 2500 \text{ (МВт)}; \\ Q_{\Gamma}^n &= 1549,36 \text{ (МВАр)}; \\ P_{\max} &= 2450 \text{ (МВт)}; \\ Q_{\max} &= P_{\max} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = 2450 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,85) = 1518,37 \text{ (МВАр)}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{\Gamma}^k &= P_{\Gamma}^n - \Delta P_{\text{лєп}} = 113,7 - 2,3 = 111,3 \text{ (МВт)}; \\ Q_{\Gamma}^k &= Q_{\Gamma}^n - \Delta Q_{\text{лєп}} = 56,9 - 9,9 = 47 \text{ (МВАр)}; \\ P_{\Gamma}^n - P_{\max} &= P_{\text{рез}} + P_{\text{вп}} = 2500 - 2450 = 50 \text{ (МВт)}; \\ Q_{\Gamma}^n - Q_{\max} &= Q_{\text{рез}} + Q_{\text{вп}} = 1549,36 - 1518,37 = 30,99 \text{ (МВАр)}. \end{aligned}$$

### 3.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі

#### 3.8.1 Виконання розрахунку. Аналіз результатів розрахунку

Після введення таблиці з вхідною інформацією в програмний комплекс "Втрати-110" ми отримали таблиці результатів розрахунку усталеного режиму ЕМ.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга в деяких пунктах є допустимою. Отже, напругу в даних пунктах не потрібно відрегулювати. Це відбувається за допомогою зміни коефіцієнту трансформації, яка здійснюється перемиканням відгалужень пристрою РПН, що дозволяє перемикати відгалуження без розриву кола живлення. Пристрій РПН передбачає регулювання напруги в різних межах в залежності від потужності і напруги трансформатора (від  $\pm 10$  до  $\pm 16\%$  ступенями приблизно по 1,5%).

Регулюючі ступені виконуються на стороні ВН, так як менший за значенням струм дозволяє спростити перемикаючі пристрої.

#### 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

При спорудженні всієї мережі загальні витрати за формулою (розрахунки виконуємо для 1-го варіанту):

$$Z = P_n \cdot K + B + Z_6,$$

де  $B$  – приведені витрати, тис. грн.;

$P_n$  – нормативний коефіцієнт нормативності капітальних вкладень, приймається  $P_n = 0,12$ ;

$K$  – одночасні капітальні затрати, тис.грн.;

$B$  – щорічні витрати на експлуатацію мережі.

Одноразові капітальні затрати складаються з двох складових:

$$K = K_{\text{П/СТ}} + K_{\text{ЛЕП}};$$

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

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

Капітальні затрати на спорудження підстанцій обчислюються за формулою:

$$K_{\text{П}} = K_{\text{Т}} + (K_{\text{В}} + K_{\text{ВРУ}}) + K_{\text{ПОСТ}},$$

де  $K_{\text{Т}}$  – затрати, які враховують вартість трансформаторів, тис.грн.;

$K_{\text{В}} + K_{\text{ВРУ}}$  – затрати, які враховують вартість вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв, тис.грн.;

$K_{\text{ПОСТ}}$  – постійна частина затрат, тис.грн..

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

Вартість трансформаторів буде такою:

$$K_{\text{тр}} = n_{\text{тр}} \cdot C_{\text{тр}} = 5 \cdot 494,9 = 2474,5 \text{ (тис.грн.)}$$

Визначаємо  $K_{\text{В}} + K_{\text{ВРП}}$ :

$$K_{\text{В}} + K_{\text{ВРП}} = 802,95 + 802,95 + 802,95 + 802,95 + 802,95 = 4014,75 \text{ (тис.грн.)}$$

Визначаємо  $K_{\text{ПОСТ}}$  :

$$K_{\text{ПОСТ}} = 1060,5 + 1060,5 + 1060,5 + 1060,5 = 5302,5 \text{ (тис.грн.)}$$

Таким чином капітальні витрати на спорудження підстанцій:

$$K_{\text{П}} = 2711,85 + 2711,85 + 2711,85 + 2711,85 + 2711,85 = 13559,25 \text{ (тис.грн.)}$$

Капітальні затрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_{\text{T}} \cdot l,$$

де  $C_{\text{T}}$  – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП}} = 992,325 + 688,012 + 555,7 + 473,29 + 674,78 + 674,78 = 4058,89 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні затрати К:

$$K = 13559,25 + 4058,89 = 17618,14 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + B_{\Delta W},$$

де  $B_{\text{Л}}$  – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт ліній, тис.грн.:

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

де  $P_{\text{Л}}\%$  – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування повітряних ліній;

$B_{\text{П}}$  – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн.:

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

де  $P_{\text{П}}\%$  – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій.

Таким чином у відповідності з формулами, що подані вище маємо:

$$B = 1274,57 + 113,65 = 1388,22 \text{ (тис.грн.)}$$

Народногосподарський збиток для споживача через недостатню надійність мережі визначається за формулою:

$$Z_6 = z_0 \cdot \Delta W_{\text{нд}},$$

де  $z_0$  – питомий збиток, тобто вартість 1 кВт·год недовідпущеної електроенергії споживачу ( $z_0 = 4$  грн/кВт·год);

$\Delta W_{\text{нд}}$  – недовідпущена електроенергія:

$$\Delta W_{\text{нд}} = q \cdot P_{\text{нб}} \cdot T_{\text{нб}},$$

де  $P_{\text{нб}}$  – потужність вузла, що лишився без живлення;

$q$  – імовірність перерви електропостачання для споживачів через недостатню надійність мережі (тобто через аварійний простій) [3]:

$$q = \omega \cdot T_{\text{в}},$$

де  $\omega$  – параметр потоку відмов елемента електричної мережі;

$T_{\text{в}}$  – середня тривалість аварійного простою.

Згідно формули збиток від перерви електропостачання:

$$Z_6 = 4 \cdot 10^{-3} \cdot 493,2 = 59,18 \text{ (тис.грн.)}.$$

Сумарні витрати із врахуванням додаткового блоку 500 МВт:

$$Z_{\text{ЕМ}} = 0,12 \cdot 17618,14 + 1388,22 + 59,18 + 0,6 \cdot 500 = 3866,81 \text{ (тис.грн.)}.$$

В курсовому проекті загальним критерієм економічної ефективності є значення рентабельності капіталовкладень в електричні мережі:

$$R = \frac{Ц_{т} \gamma W - E}{K} \cdot 100\%,$$

де  $Ц_{т}$  – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), приймається рівним 50 коп./кВт·год;

$\gamma$  – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для мереж 110 кВ  $\gamma$  складає 0,12);

$W$  – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн.·кВт·год.;

$E$  – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тис. грн..

Таким чином рентабельність буде такою:

$$R = \frac{50 \cdot 10^{-5} \cdot 0,12 \cdot 128304 \cdot 10^3 - 1447,4}{17618,14} \cdot 100\% = 14,23 (\%).$$

Отже строк окупності буде рівним:

$$T_{ок} = \frac{1}{R} \cdot 100 = \frac{1}{14,23} \cdot 100 = 7,03 (\text{років}).$$



## **5 ЕКСПЛУАТАЦІЙНИЙ КОНТРОЛЬ І ДІАГНОСТИКА СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

Традиційний підхід до технічного обслуговування трансформаторів, проведений за календарним графіком, полягає в проведенні запланованих профілактичних випробувань і ремонтів через задані інтервали часу. Справним вважався трансформатор, характеристики якого відповідали нормам. Однак багаторічний досвід експлуатації показує, що існуюча система періодичного профілактичного контролю не забезпечує достатньої надійності трансформаторів, особливо силових. Удосконалення експлуатації трансформаторів можливо при переході до ремонтів за результатами контролю. Для цього необхідно створення і розвиток відповідних методів і засобів технічної діагностики, причому перспективним є розвиток методів моніторингу та контролю обладнання під робочою напругою.

Системи контролю та діагностики стану трансформаторів розвиваються на основі аналізу спостережених в експлуатації відмов. Так, у трансформаторів 110-750 кВ потужністю 16МВА причинами 50% відмов виявилися пошкодження зовнішніх трансформаторів системи, в 25 – забруднення до старіння ізоляції, 16 – інші пошкодження. За останні 5 років до 51 % аварій виникло в трансформаторах з наробітком 15-25 років. Основними причинами відмов було зниження електричної міцності головної ізоляції в результаті її зволоження, забруднення та старіння; пошкодження обмоток в результаті впливу токів КЗ або через розпресовки обмоток; пошкодження введів через зниження електричної міцності внутрішньої ізоляції, зокрема перекриття внутрішньої поверхні фарфорової кришки.

Відмови трансформаторів потужністю понад 100 МВА, викликані внутрішніми пошкодженнями, наведені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Відмови потужних трансформаторів , викликані внутрішніми пошкодженнями

Компонент	Вид пошкодження	Доля відмов до загального числа, %
Обмотки	Електричний пробій	14
	Механічні деформації	10,7
	Термічне зношення	1,6
	Всього	26,4
Головна ізоляція обмоток и виводів	Діелектричний пробій, часткові або ковзаючі раозряди	14
Остов, електромагнітні шунт	Перегрів, іскріння в маслі	8,3
Виводи РПН	Підвищений нагрів, механічні пошкодження	4,1
	Перегрів контактів	8,3
	Пошкодження або ЧР в ізоляції	5,0
	Механічні порушення	0,83
	Всього	14
Вводи	Пробій внутрішньої ізоляції	28
	Перегрів контактних з'єднань	5
	Всього	33
	Всього	100

Було розглянуто понад 120 відмов, пов'язаних тільки з внутрішніми (прихованими) пошкодженнями. Не утворені відмови і вимушені відключення, зумовлені зовнішніми причинами: витікання масла з трансформаторів і вводів; низьким або підвищеним рівнем масла; перекриттям зовнішньої ізоляції, відмовами приводів РПН; відмовами елементів системи охолодження та контрольно-вимірювальної апаратури, складові більш половини випадків вимушених відключень.

Аналіз повреждаемости показує:

1. Наприклад, 50% відмов виникло після 15 років експлуатації, в тому числі 23,3% – після 25 років,

2. Не дивлячись на значне старіння парку трансформаторів, відсутня помітна пошкоджуваність внаслідок термоокислювального старіння ізоляції обмоток – 1,6 %.

3.60 % відмов обумовлено порушенням електричної ізоляції обмоток, виводів, ввідів і пристроїв РПН.

4. 70 % електричних пошкоджень виткової та міжвиткової ізоляції виникло в обмотках високої напруги, які більш чутливі до забруднення та вологості, і після порівняльної тривалої експлуатації (більше 19 років), 6 відмов ізоляції виникло при дії грозових перенапружень.

5. 16,7% відмов викликано пошкодженнями токопровідних сполук пристроїв РПН.

6. 10,3% відмов (переважно пошкодження обмоток НН) виникло при впливі скрізних коротких замикань.

До катастрофічних відмов (вибухи, пожежі, витіки масла та ін.) призвели випадки пошкодження ввідів, КЗ в баках пристроїв РПН, пробої міжфазної ізоляції та ізоляції проміжку обмотки ВН – бак.

Можливо, 90% відмов трансформаторів після 15 років роботи могли бути попереджені при вдосконаленні методів і системної діагностики.

Аналіз відмов дозволяє визначити наступні пріоритетні завдання системи контролю і діагностики:

- виявлення небезпечного порушення ізоляційних властивостей і початкових пошкоджень в головній і поздовжній ізоляції обмоток (особливо ВН), ізоляції виводів і вузлів РПН;
- виявлення механічних деформацій обмоток і ослаблення їх пресування;
- перегріву ізоляції обмоток і виводів, контактів РПН;
- виявлення дефектів у вводах і попередження пробою їх ізоляції;
- виявлення (особливо в надпотужних трансформаторах) місцевих перегрівів в остові, його кріпленнях в баці та ін.;
- попередження механічних пошкоджень пристроїв РПН.

Система контролю стану ізоляції трансформаторів і діагностика розвитку пошкоджень, розроблена з урахуванням класифікації відмов, представлена в табл. 5.2.

Аналіз відмов дозволяє виділити три напрямки моніторингу:

1. Контроль нормальних режимов работы трансформатора.
2. Контроль і обмеження аномальних режимів, що викликають підвищені або недопустимі впливи на обладнання.

Досвід показує, що в залежності від призначення і місця встановлення трансформаторів види аномальних впливів, що впливають на технічний стан, різні. Наприклад, для блокових трансформаторів характерні КЗ на генераторній стороні та несинхронні включення; перезбудження; комутаційні перенапруги при включеннях зі сторони ВН; грозові перенапруги, особливо у випадках перекриття зовнішньої ізоляції. Для мережевих автотрансформаторів істотними впливами є скрізні КЗ; перезбудження при роботі в понижаючому режимі із навантаженою третинною обмоткою; перенапруги при включеннях – відключеннях холостих ліній і автотрансформаторів.

Виявляти очевидні аномалії можна за особливостями: загальне або місцеве підвищення температури, поява сторонніх звуків і інших акустичних сигналів, незвичайна вібрація і виявлення в масі газу – явище, яке практично однозначно пов'язане з процесами аномальної деградації матеріалів.

3. Контроль і діагностика стану обладнання, попередження відмов і небезпечного розвитку початкових пошкоджень. Всю необхідну інформацію без відключення обладнання від мережі можна отримати за допомогою встановлення постійних датчиків, періодичного або ситуаційного контролю шляхом підключення або встановлення тимчасових датчиків і періодичного контролю без втручання в обладнання.

Таблиця 5.2

## Методи контролю і діагностики стану ізоляції

Типи пошкоджень	імовірні причини, характер розвитку пошкоджень	Небезпечні впливи і їх сумісність	Методи контролю, діагностики та захисту		
			моніторинг, захист	періодичний контроль під напругою	контроль з відключенням напруги
Старіння головної ізоляції, целюлозної ізоляції обмоток і відводів, масла	Термічне старіння ізоляції при $I > I_{ном}$ . Забруднення и зволоження - масла, адсорбція забруднень верхніми шарами целюлозної ізоляції	Подвійні перевантаження $I > I_{ном}$ . Порушення в роботі систем охолодження і дихання - КЗ і великі удари струму при сильному термічному розмірі паперу	Контроль струму навантаження, температури СНТ . Розрахунок відносного термічної суми целюлозної ізоляції	аналіз масла: загальний; АРГ( CO,CO <sub>2</sub> ); зміст фуранів	Вимірювання $R_{із}$ , $tg\sigma_{із}$ між обмотками. Оцінка вологовмісту ізоляції
Виткові замикання обмоток	Виникнення ЧР, втрата електричної стійкості	Рабочее напряжение, коммутационные и грозовые перенапряжения	Контроль напруги. Захист ОПН	АРГ в маслі	Вимірювання рівня і локалізації ЧР

Деформація, розпресовка обмоток		Накопичення зношеності, що призводить до втрати електродинамічної стійкості	КЗ з амплітудою струму $I_K > 0,9 I_{K \text{ ном}}$ . Вібрації	Контроль опресування обмоток по датчиках. Облік числа і амплітуди $I_K$ з розрахунком залишкового динамічного ресурсу	Контроль геометрії обмоток після КЗ	
					Розрахунок змін $Z_K$ по вимірюванню $u_i, i_i, di/dt$	Метод низьковольтних імпульсів. Вимірювання $P_K, Z_K$
Місцеві дефекти ізоляції	Перегрів папири або масла	Погіршення електричних контактів. Утворення паразитних контурів	Підвищена температура	-	Зміст ( $\text{CO}, \text{CO}_2$ ), а також фуранів в маслі	-
	Концентрація електричного поля в головній ізоляції	Дефекти конструкції і технології. Забруднення ізоляції, в тому числі продукти розміщення масла (РПН в загальному баку)	Рабочее напряжение, перенапряжения. За грязнение ізоляції	Моніторинг $\text{H}_2$ у відповідному обладнанні	Загальний аналіз масла, АРГ	Вимірювання рівня і локалізації ЧР

Порушення в роботі зовнішніх систем	Вводи	Місцеві дефекти. Старіння ізоляції  Перенапруги	Робоча напруга, перенапруги  Забруднення і зволоження ізоляції	-	Контроль комплексної провідності, $tg\sigma_{із}$ , тиск масла. Контроль температури поверхні вводів	АРГ, вимірювання ЧР $tg\sigma_{із} = f(U)$ $tg\sigma_{із} = f(t, C)$
	Захист від атмосфери, дихання	конструктивно-технологічні недоліки. Зовнішні механічні пошкодження	Зволоження масла в ізоляції	Контроль тиску в баку	аналіз масла на $U_{пр}$ , $g\sigma$ і вологовміст	Вимірювання $R_{із}$ , $g\sigma$ . Оцінка вологовмісту ізоляції
	Охолодження		Струмові навантаження - $I > I_{ном}$ . Висока температура навколишнього середовища	Контроль температур верхніх шарів масла, ННТ	Вміст $CO$ , $CO_2$ , а також фуранів в маслі	-

## Контроль режимів експлуатації

Температурно-навантажувальний контроль. Розвиток системи такого контролю трансформатора базується на наступних даних:

- значення струмів навантаження (окремо в кожній обмотці) і струму в нейтралі;
- значення температури масла у верхніх Q ВСМ і нижніх шарах, а також на вході і виході з охолоджувача;
- значення температури навколишнього повітря і повітря на виході з вентилятора;
- показання пристроїв рівня масла.

Вимірювання температури найбільш нагрітої точки обмотки Q ННТ поки не практикується в енергосистемах через відсутність технічно досконалих датчиків. Але виявлення оптико-волоконних датчиків температури дозволить вирішити завдання виміру температурного профілю обмотки в процесі експлуатації.

Температура Q ННТ може бути розрахована за даними виміру температури Q ВСМ і струму навантаження I як  $Q_{\text{ННТ}} = Q_{\text{ВСМ}} + 23 k y$ , де  $k = I / I_n$ ,  $I_n$  – номінальний струм обмотки;  $y = 1,6-1,8$  (більше значення відноситься до систем охолодження з примусовою циркуляцією).

Реалізація автоматизованої системи вимірювань потоку навантаження і температури Q ННТ дозволить оцінити поточне значення відносного розміру ізоляції обмоток F. Розрахунок F в області найбільшого розміру може бути виконаний на основі загальноприйнятої математичної моделі:

$$F = \left(\frac{t}{T}\right)^2 \cdot \frac{Q_{\text{ННТ}} - 98}{6},$$

де t – час роботи при температурі Q ННТ; T – розрахунковий

термін служби (25 років).

Для виявлення місцевих перегрівів на зовнішніх поверхнях баків трансформаторів і фарфору введів успішно застосовується тепловізійний контроль (прилади інфрачервоної (ІЧ) техніки). При діагностиці з використанням даних ІЧ-техніки необхідно враховувати конструкцію



контрольованого обладнання та режим його роботи, результати вимірів слід відповідати нормативним вимогам, враховуючи токові навантаження та зовнішні фактори (температура навколишнього середовища, матеріал об'єкта та ін.). Для огляду трансформатора і виявлення зони нагріву спочатку слід застосувати тепловизор, а потім пірометр для визначення температура нагрітого тіла. Як показує практика, застосування тепловізійної апаратури дозволяє виявити дефект на ранній стадії розвитку і запобігти можливим пошкодженням обладнання. Ефективність тепловізійного контролю залежить від вибраної періодичності його проведення, яка повинна встановлюватися з урахуванням тривалості роботи трансформатора та його режимів, робочої напруги, вимог надійності.

Урахування числа струмів КЗ з вимірюванням амплітуди ударного потоку дозволяє розрахунковим способом оцінити витрату ресурсу динамічної стійкості обмоток трансформатора (орієнтовно ресурс становить 5-6 КЗ безпосередньо за трансформатором). Витрата ресурсу  $F$ , що дорівнює числу КЗ з нормативною граничною амплітудою ударного потоку  $I_{КЗН}$ , який витримав трансформатор, розраховується за формулою  $M = \sum_i (I_{КЗi} / I_{КЗН})^2$ ,  $i = 1, 2, \dots, S$ , де  $I_{КЗН}$  – амплітуда ударного потоку  $i$ -го КЗ;  $S$  – кількість фактично виявлених КЗ,

Перенапруги поки не контролюються, але установка ОПН безпосередньо на вводах трансформатора дозволяє організувати такий контроль.

Вказана інформація спільно з даними розрахунків і заводських випробувань про значення потужності в трансформаторі і перегріві обмоток і масла дозволяє вирішити завдання по:

- оцінці температури найбільш нагрітих зон обмоток і ступеня величини ізоляції;
- оптимізації режимів охолодження за допустимими температурами;
- оптимізації режимів перевантаження по допустимим температурам;
- корекції температури масла і рівня масла в розширювальному баку;

- корекції навантаження і газовиділення.

### Контроль часткових розрядів (ЧР)

а) Акустичні характеристики ЧР. Складовою частиною системи контролю під напругою є акустична дефектоскопія. Акустичний датчик розглядається як трансформаторний аналог стетоскопа. Він відрізняється простотою використання, дозволяє локалізувати місце розташування джерела розрядів і ефективність при виявленні дефектів. При акустичній дефектоскопії увага регулюється розпізнаванням природних сигналів – початкових пошкоджень, статичних розрядів, механічних порушень, магнітоконструкції. Наприклад, механічні шуми (збільшений маслонасос) мають максимальну частоту енергії в області низьких частот, в той час як акустичні сигнали від частотних розрядів в маслі мають максимальну енергію в області 120 кГц. У наявності є датчики для внутрішніх установок, так зване «риб'яче око», що дозволяє більш чітко визначити джерела внутрішніх сигналів.

Звичайним вихідним імпульсом для застосування акустичних датчиків є виявлення джерела внутрішнього газовиділення. Типовими дефектами, виявленими за результатами акустичного дослідження, є: обрив шин заземлення активної частини або електричних екранів; порушення кріплення екранів входу; порушення ізоляції притискної обмотки винтов, замикання активної частини на баку, пошкодження контактів РПН.

б) Електричні характеристики ЧР Електричні характеристики ЧР більш чутливі до дефектів ізоляції, ніж акустичні, і, як показує досвід заводських випробувань, можуть виявити не тільки джерела розрядів, що призводять до необратимих пошкоджень ізоляції, але й різні дефекти, що знижують напругу виникнення ЧР при відсутності помітних акустичних сигналів. Але допустима межа інтенсивності ЧР, що характеризується на заводі бездефектним станом ізоляції (нижче 300 пКл), виявляється практично недопустимою в умовах експлуатації.

Разом з цим в комплекті реєстрованих під напругою характеристик ізоляції трансформаторів використовуються датчики ЧР з чутливістю 5000 пКл двох типів: електричного (з резистором, підключеним до вимірювального виводу високовольтного вводу, і передпідсилювачем) і акустичного з п'єзокерамічним перетворювачем і передпідсилювачем в герметичному корпусі, який встановлюється на боковій стінці бака трансформатора.

Крім того, застосовуються метод і пристрій з резистивним датчиком для вимірювання ЧР під напругою в умовах подачі поміху з високою чутливістю в смузі частоти 1,5-10 мГц. Досвід використання цих пристроїв протягом двох років при щодобовому вимірюванні ЧР показало, що особливо важливо проводити такий контроль для трансформаторів зі строком служби понад 20 років. Режим моніторинг дозволив встановити відмінності в інтенсивності ЧР, пов'язані з дефектом і загальним старінням ізоляції.

Але в цілому трактовка даних вимірювань ЧР поки що є роботою порівняно вузьких спеціалістів, а проблема створення ефективного, доступного та відносно недорогого діагностичного комплексу, заснованого на вимірюванні електричних характеристик ЧР, поки що очікує свого рішення.

Контроль деформації обмоток проводиться, як правило, після впливу скрізних КЗ, зафіксованих моніторингом, особливо при значній мірі витрати розрахункового ресурсу динамічної стійкості обмоток. Найбільш характерними є три види деформації:

- 1) втрата радіальної стійкості, що властиво внутрішнім обмоткам потужних силових трансформаторів і автотрансформаторів,
- 2) полягання проводників під дією основних сил,
- 3) закручування обмоток

До дефектного стану відносять також ослаблення пресової обмотки, що сприяє зменшенню динамічної стійкості, і пошкодженню елементів пресуючої конструкції. Але досвід показує, що окремі трансформатори можуть працювати з деформованими обмотками досить довго (місяці і навіть роки) до

наступного КЗ, в той же час при несприятливих умовах розвиток даного дефекту може бути дуже швидким.

Для діагностики механічних деформацій використовуються методи, пов'язані з відключенням трансформатора (вимірювання повного опору короткого замикання  $Z_K$  (або індуктивного як  $x_K \approx Z_K$ ); метод низьковольтних імпульсів (НВІ), метод частотного аналізу, методи контролю під робочою напругою (вимірювання комплексних або миттєвих значень струмів і напруги на виводах трансформатора).

По досліді КЗ при низькій напрузі і струмі від  $0,25 I_{ном}$  для кожної пари обмоток по нормам допускається зміна  $Z_K$  до 3%. Однак механічні пошкодження обмоток від електродинамічних впливів можуть супроводжуватися і значно меншими змінами  $Z_K$  (6,0-0,8 %) і  $X_K$  (0,2-0,5 %). Тому до точності вимірювань ставляться дуже високі вимоги.

Більш чутливий не тільки до радіальних, але і до основних зміщень і розпресувань методом низьковольтних імпульсів. Суть методу НВІ полягає в тому, що на один із обмоток трансформатора (або в нейтраль) дається прямокутний імпульс під напругою (100-500 В), а з іншими обмотками реєструються осцилограми перехідного імпульсу струму – реакції обмотки на цей і імпульс. Зміни в осцилограмах, записаних до і зміни після впливу струмів КЗ, свідчать про зміни механічного стану обмоток У ряді випадків саме застосування методу НВІ дозволило правильно оцінити наявність або відсутність пошкоджень в обмотці трансформатора і вирішити питання про його подальшу експлуатацію при тому, що  $Z_K$  не досягли критичного значення.

До недоліків методу НВІ, як і методу виміру  $Z_K$ , можна віднести те, що в їх основі лежить принцип послідовного дефектографування, коли результати поточних вимірів порівнюються з результатами попередніх вимірів, а оцінка наявності обмоток ґрунтується на аналізі змін у дефектограмі з порівнянням із номограмою. При первинній дефектографії необхідно проводити зйомки на всіх можливих для даного трансформатора схемах дефектографування, хоча при повторних вимірах буде використовуватися тільки частина цих схем.

Досвід застосування методу НВІ показує, що в ряді випадків повноцінний аналіз стану обмоток проводиться тільки за результатами первинного дефектографування.

Більш перспективним вважається метод контролю під робочою напругою характеристик ХХ і КЗ, Теоретичний струм і втрати ХХ, а також повний індуктивний опір КЗ пар обмоток трансформатора може бути визначено розрахунковим способом за результатами вимірювань струмів і напруг на виводах трансформатора в експлуатаційних режимах. При цьому повинні вимірюватися або комплексні струми і напруги, або миттєві значення в часі. Теоретичні основи для визначення електромагнітних характеристик трансформатора за результатами цих вимірювань реалізуються в досвідченому діагностичному пристрої, що може з'явитися новим кроком у системі моніторингу за станом трансформатора та його умов.

Контроль фізико-хімічних характеристик трансформаторного масла. Сутність фізико-хімічної діагностики полягає у визначенні причин освіти або перетворення тех або інших хімічних сполук у рідинній ізоляції. Процес визначення дефекту, що розвивається, опирається на попередньо отримані знання про фізико-хімічне наведення матеріалів ізоляції під дією факторів, що впливають. І чим досконаліше і достовірніше вивчена поведінка, тим надійніше може бути сформульовано діагностичне запропонування. Чим точніше і чутливіше був використаний метод фізико-хімічного контролю, тим більше, що з більшою ймовірністю і на більш ранній стадії може бути розпізнаний дефект, що вже розвинений або розвивається.

Склад легких газів у рідинній ізоляції в цілому не є специфічним для визначення виду дефекту – весь спектр газу утворюється і при термічному, і при електричному, і при ультразвуковому впливах, але співвідношення концентрацій окремих компонентів набуває специфіку при розмежуванні термічних і електричних пошкоджень. Швидкість утворення газоподібних компонентів характеризує швидкість розвитку процесу і швидкість старіння ізоляції. Утворення невизначених сполук (етилену та ацетилену) є

специфічним для електричних розрядів високої потужності. Утворення фуранових, як наслідок, термічної деполімеризації бумажі. У зв'язку з цими основними методами фізико-хімічної діагностики є:

1. Визначення легких газоподібних компонентів ( $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ , ...).
2. Визначення води.
3. Визначення фуранових сполук.
4. Визначення антиоксиданту.

Газохроматографічний контроль на основі аналізу розчинених у масі газів дозволяє виявити, як повільно розвиваються дефекти та слідкувати за їх розвитком. Скляним шприцем з трьохходовим краном відбирається проба масла. За допомогою спеціальних пристроїв вилучаються гази з проб масла з останньою повною передачею виділених газів на хроматографічну колонку. Стан трансформаторів оцінюється за результатами визначення перерахованих газових компонентів із застосуванням чотирьох критеріїв індикацій і діагностики дефектів: граничних концентрацій; швидкість наростання газу; концентрації визначених пар газу та співвідношення балансу.

Критерій граничних концентрацій використовується, як правило, для індикації дефектів. Граничні концентрації встановлюються шляхом статистичної обробки результатів аналізу і переглядаються кожні 2-3 роки. У разі підвищення граничних концентрацій трансформатор ставиться на частіший контроль.

Критерій швидкості наростання газу використовується для виявлення дефекту. Збільшення концентрації газу в маслі до 10% в місяць вважається нормальним. Якщо приріст більше 10%, трансформатор ставиться на навчальний контроль навіть у тому випадку, якщо не перевищені граничні концентрації.

Критерій співвідношення концентрацій визначених пар газу служить для діагностики електричного або термічного характеру розвитку дефекту. Використовуються три відносини пар газів  $\text{C}_2\text{H}_2 / \text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{CH}_4 / \text{H}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4 / \text{C}_2\text{H}_6$ .

Даний критерій застосовується в тих випадках, коли концентрація одного газу в маслі перевищує граничне значення. Наприклад, дефектам термічного характеру відповідає  $C_2H_2 / C_2H_4 \ll 0,1$ ; відношення  $C_2H_4 / C_2H_6$  характеризує температуру перегріву. Найбільш часті причини перегріву токопровідних з'єднань і елементів конструкцій опори – це нагрівання і нагрівання контактів перемикаючих пристроїв, ослаблення і нагрівання контактів з'єднань відводів низької напруги, погана ізоляція листів сталі та ін. Додаткову інформацію про стан твердої целюлозної ізоляції дає співвідношення  $CO_2 / CO$  (за нормою прийнято  $CO_2 / CO = 10$ ). Зменшення цього відношення вказує на те, що теплові або електричні дефекти пошкоджують тверду ізоляцію, збільшення – «гаряча точка» знаходиться поблизу твердої целюлозної ізоляції.

Критерій рівноваги використовується при обробці газового захисту на сигнал або відключення. Наводяться результати аналізу газу з газового реле і теоретичного вмісту газу в газовому реле, розрахованого за результатами аналізу розчиненого в масі газу в прогнозі, що гази в реле виділяються в балансових умовах. Це дозволяє отримати, виділені гази в реле в балансових умовах і за рахунок швидко розвивається дефекту і які саме.

Метод контролю, який базується на результатах хроматографічного аналізу розчинених в маслі газів, є одним із найбільш поширених і досить ефективним. Однак нормативна періодичність аналізу масел і недостатня кваліфікація персоналу, що виробляє вимірювання та інтерпретуючи результати аналізу, часто істотно знижує ефективність методу. Тому зусилля спеціалістів спрямовані на створення недорогого приладу, що дозволяє безперервно слідкувати за рівнем концентрації розчинених речовин у масі газу та сприятливою об'єктивною оцінкою стану ізоляції трансформаторів.

В цьому напрямку розроблений сигналізатор горючих газів СГГ-1, який використовується для постійного контролю вмісту горючих газів ( $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_2$ ) в маслі високовольтного трансформатора і повідомлення персоналу про досягнення встановлених рівнів концентрації в результаті розвитку теплового або електричного дефекту. СГГ-1 являє собою

мікропроцесорний інтелектуальний датчик: полімерна трубка-мембрана екстрактора, заповнена маслом, забезпечує відбір шляхом дифузії та накопичення її у внутрішній смузї горючих газів, розчинених в маслі. Накопичені гази в суміші з повітрям в якості газу-носія прокачуються через компенсований термохімічний датчик, включений у високочутливу мостову вимірювальну схему. Сигналізатор не виконує аналіз для діагностики, але попереджає про необхідність виконання цього аналізу. Не розділяючи компоненти, сигналізатор визначає суму горючих газів. Вивчення досвіду експлуатації трансформаторів під контролем газового аналізатора дозволяє оцінити склад газу, їх процентний вміст і концентрацію в маслі в залежності від терміну служби трансформатора і встановити гранично допустимі рівні концентрації горючих газів.

Оцінка вологовмісту масла. Приміщення води в трансформаторному маслі є одним із самих небажаних. Молекула води, яка має дипольний момент, поляризується в електричному полі, визначає діелектричні речовини, адсорбується на твердих примісях, на солях металів, розчиняє їх і задовго до досягнення максимальної розчинності, утворює самостійну фазу розчинів солей, сприяє утворенню шлаків, емульсій, впливає на прискорене розкладання паперу, тобто прискорює процеси старіння ізоляції.

Ріст концентрації води в робочому обладнанні може характеризувати як конструктивні помилки при проектуванні вузлів ущільнення (дифузія зовнішнього, наприклад, проникнення дощової води), так і хімічні процеси: теплове старіння паперу та окислення масла.

Традиційним методом аналізу води є титрування по Фішеру. Розроблені нові стабільні реактиви та прилади різної ступені автоматизації.

Гідрид-кальцієвий метод не володіє необхідною точністю і чутливістю.

Можливий аналіз води в газохроматографічному варіанті, так як при вилученні газу з масла відбувається також вилучення води, але розділення виконується на іншій колонці. Складністю методу є проблема калібрування та



небезпека виходу води з охолоджувачів у трансформаторів з водяним охолодженням.

Аналіз фуранових. Термічний вплив на папері ініціює процеси дегідратації, що призводять до утворення води і сполук фуранового ряду: 2 – фузол, 5 – гідроксиметил -фузол, 2 – ацетилфуран та ін. Найбільш інформативним для діагностики (оцінки ступеня старіння і виявлення розвитку дефектів целюлоїдних матеріалів в результаті перегріву в ізоляції трансформатора) вважається фузол, хоча як хімічне з'єднання воно порівняно нестійке.

Фуранові з'єднання в трансформаторній масі можуть бути визначені за допомогою різних хроматографічних методів.

Достатньо простим є експрес-метод тонкошарової хроматографії для інтенсивності фарбування фракцій кольоровими індикаторами. Для розділення використовуються пластинки із силікагелю, що випускаються у промисловості. Пропонується кольорова шкала (від рожевого до малинового), що відповідає різним концентраціям фуранових речовин від 0,5 до 500 млн -1 , градуїрована скануючим денситометром.

Використовуються також методи рідкої та газорідної хроматографії. аналіз антиоксиданта. Наявність кисню і підвищена температура масла визначають протікання окислювальних реакцій вуглеводородів ізоляції. Для запобігання окислення в трансформаторні масла додають: антиоксидант 2,6 – дитрет -бутил- р- крезол ( іонол ). Зниження вмісту антиоксиданту є суттєвою характеристикою стану рідкої ізоляції та протікаючих в її хімічних процесах (при вмісті іонола в масі менше 0,05 % ( мас.) він із присадки, що заспокоює старіння, перетворюється в речовину, що прискорює цей процес).

Для аналізу іонола тонкослойної хроматографією використовуються стандартні пластини ТСХПВ і АТСХ , закріплені силіказоль . Користувачеві нормокомплекту пропонується кольорова шкала п'ятен іонола градуїрована в межах 0,05-0,4 % (мас.). Таким чином, для експрес-аналізу кількості присадок

зручно використовувати кольорову шкалу, відповідну різним концентраціям іонолу .

Газохроматографічний аналіз іонолу виконується за типом газохроматографічного визначення фуранових сполук, але в якості екстрагента використовується етанол. Гранична чутливість методики аналізу знаходиться на рівні 0,03 % (мас.) Таку чутливість забезпечує вогнево-іонізаційний детектор, перевагою якого є і те, що в ньому відбувається згорання забруднюючих компонентів масла у водно-водневому вогнищі.

До фізико-хімічного контролю можна віднести оцінку стану масла за загальним об'ємним протилежністю масла  $\rho_v$ , так як його провідність чутливо реагує на наявність в маслі кислоти, перекису, розчинних полярних сполук і шламу. В трансформаторних маслах, в яких діелектричні втрати невеликі і в значній мірі обумовлені скрізною омичною провідністю, значення  $tg\delta$  і провідність взаємозв'язку:  $tg\delta = 1.6 \cdot 10^{12} / \rho_v$ , %, при частоті 50 Гц і діелектричній проникності масла  $\varepsilon = 25$ .

Відбір проб в герметичні шприці дозволяє поєднувати вимірювання електричних характеристик масла з виконанням газохроматографічних аналізів.

Діагностика пошкоджених пристроїв РПН. Проблеми експлуатаційної надійності пристроїв РПН пов'язані наступним чином:

1. Частотною роботою пристрою РПН і супутнім механічним вмістом деталей, електроерозійним розміром дугогасильних контактів, забрудненням масла в контакторі та ін.

2. Редкими переключеннями і супутнім «старінням» розмикаються контактів (реверсора, вибирача, робочих контактів контактора).

3. Погіршенням стану ізоляції (забрудненням, зволоженням), а також можливими перенапругами у вузлі контактора, в тому числі резонансного.

Найбільш характерне пошкодження – перерив розмикаються контактів – пов'язане з утворенням плівки, ростом перехідного опору і температури, зашморгуванням, газовиділенням, розривом кола.

Традиційний підхід до діагностики пристроїв РПН передбачає поточний контроль масла і газу в маслі, ревізію і випробування з відключенням трансформатора після певного числа переключень або певного часу експлуатації. На практиці енергосистеми досить ефективно показали себе періодичний контроль перехідних опорів контактів.

Для діагностики механічних пошкоджень застосовуються такі методи, як зміна моменту протидії на вал приводу, частотний аналіз вібрації, зміна струму та навантаження електродвигуна приводу.

Перспективи розвитку діагностики пристроїв РПН пов'язані в першу чергу із вдосконаленням методів виявлення пошкоджених контактів на більш ранній стадії. Такими методами може бути селективний аналіз газу, частотний аналіз вилучених від перегрітих контактів.

Діагностика пошкоджених вводів. Маслонаповнені вводи – це той вид обладнання, для якого контроль під напругою виявився більш ефективним, ніж традиційні випробування, проведені на відключеному обладнанні. Обробка наявного досвіду дозволяє зробити наступні висновки:

1. Типові дефекти вводів: місцеві дефекти остова, забруднення поверхні остова, а також забруднення внутрішньої поверхні фарфорової поверхні продуктами старіння масла.

можуть бути виражені через три діагностичні характеристики зміни: тангенса кута втрат; ємності остова; струму дисбалансу трьохфазної системи вводів. Розвиток вказаних дефектів, як правило, супроводжується виникненням ЧР і газовиділенням.

2. Розвиток пошкоджень в опорі може бути попереджено за допомогою контролю та обмеження настання потоку дисбалансу, підвищеного допустимого рівня, який можна використовувати в якості імпульсу для обробки сигналізації та захисту.

3. Всі перераховані діагностичні характеристики можуть вимірюватися безпосередньо під напругою. Підвищення напруги і температури підсилюють прояв дефекту у вигляді більших змін діелектричних характеристик.

4. Можуть бути запропоновані три варіанти системи контролю під напругою:

а) пристрій постійного контролю з виведенням інформації на щит управління;

б) пристрій для періодичного контролю поблизу трансформатора без пристрою балансування тока дисбалансу;

в) пристрій приєднання для забезпечення можливості виміру під напругою з попередньою балансуванням току дисбалансу.

5. Проблемою ефективного створення системи діагностики залишається розробка нормативно-технічної документації, що включає в себе визначення дефектного стану та допустимого дефектного стану введення різних конструкцій, а також розробку діагностичних алгоритмів.

Структура експертно-діагностичної системи оцінки стану трансформатора. У комплексній системі технічної діагностики повинні розглядатися разом результати контролю характеристик ізоляції різними методами і контрольованими параметрами режимів. Пропонується кілька систем контролю і діагностики.

1. Розглядаються два рівні (основні та додаткові тести): 1-й – виявлення дефекту, що розвивається (під напругою), з метою його спеціального контролю; 2-й – додаткові виміри для оцінки ступеня небезпеки дефекту (вони можуть бути виконані і на вимкненому трансформаторі) і рішення питання про виведення трансформатора з експлуатації з урахуванням результатів аналізу впливів (параметрів режиму) і аналізу причин пошкодження на аналогічному обладнанні.

2. Система функціональної діагностики, яка крім штатної схеми контролю обладнана спеціальними пристроями та датчиками (рис. 4.1).

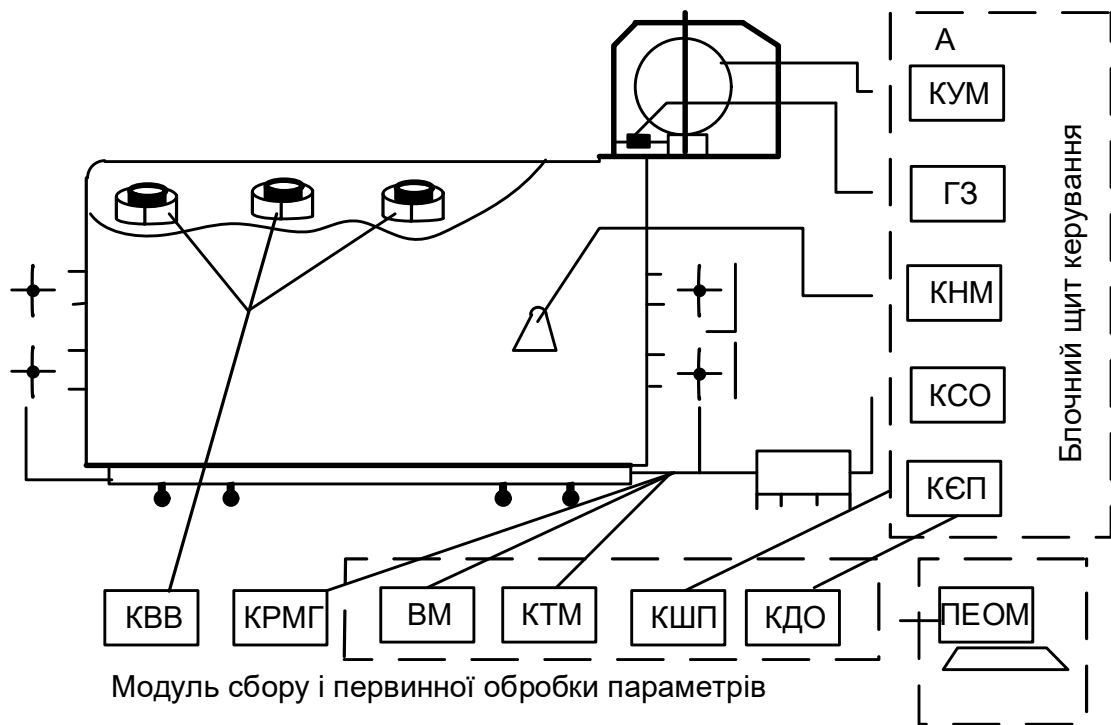


Рисунок 5.1 – Структурна технологічна схема діагностики стану силових трансформаторів:

А – блоковий щит управління; устрій штатного контролю: КУМ – контроль рівня масла; ГЗ – газовий захист; КНМ – контроль нагрівання масла; КСО – контроль системи охолодження; КЄЛ – контроль електричних параметрів режиму: напруги і струму навантаження; Б – модуль збору і первинної обробки параметрів пристрою функціонального контролю і діагностики: КВВ – контроль високовольтних ввідів; КРМГ – неперервний контроль розчинених в маслі газу; КВМ – контроль вологовмісту масла; КТМ – контроль температури масла; КШП – контроль штатних параметрів; КДО – контроль деформації обмоток; В – блок рішення задач діагностики (ПЕОМ – персональна ЕОМ з периферійними пристроями); ШАОТ – шафа автоматичного охолодження трансформатора.

Система забезпечує можливість виявлення без відключення напруги пошкоджень, що розвиваються, пов'язаних з погіршенням ізоляційних характеристик високовольтних ввідів; порушенням динамічної стійкості

трансформаторів; руйнуванням внутрішньої ізоляції під впливом електричних і теплових навантажень; забрудненням і зволоженням ізоляції.

3. Експертно-діагностична та інформаційна система (ЕДІС), розроблена з урахуванням вимог нових інформаційних технологій, що містить п'ять основних модулів: модуль бази даних (в ньому зберігається довідкова інформація – перелік встановленого обладнання, його характеристики та паспортні дані, а також оперативна – результати планових даних і позапланових випробувань і вимірювань); модуль бази даних (включає фактичні та логічні знання та правила); модуль управління і обробки даних (виконує функції в залежності від характеру і рівня шуканої інформації); модуль отримання знань (надає початковому користувачу пояснення прийнятих рішень, дає рекомендації в подальшому експлуатаційним заходам); інтелектуальний інтерфейс, в якому інформація представляється у вигляді оперативного, тактичного і стратегічного призначення.

Логічні знання базуються на теорії розпізнавання, при чому використовуються як логічні, так і детерміновані методи розпізнавання. Для трансформаторів визначається клас можливих станів (дефектів) і група ознак (за результатами вимірювань), пов'язаних з цим визнанням.

Ознаки розбити на шість груп А, В, С, D, E, G . Кожен може приймати значення з безлічі (0-4). Наприклад, 0 – інформація про визнання відсутня; 1 – признак х, в нормі і т.д. Таким чином формується масив складеного обладнання, що описує на мовою визнання всі можливі класи складеного обладнання, в тому числі і нормальний режим роботи. Алгоритм розпізнавання полягає у зведенні опису об'єкту, що розпізнається, з описом класів стану обладнання та прийнятті рішення про те, до якого класу віднести об'єкт. ЕДІС сприяє зміні ідеології ремонту (ремонт при необхідності), вдосконаленню методів діагностики (виявленню дефектів, що розвиваються на початковій стадії), забезпеченню безаварійної роботи та тимчасовому відключенню обладнання.

Аналіз експертно-діагностичної системи показує, що ефективною (і найменше затратною) може бути система, спрямована на пошук дефектів, які реально можуть мати місце засноване на вимірах таких параметрів, які найбільше характеризують образ дефекту.

Систематичний аналіз відмов і видів дефектів дозволяє визначити пріоритетні завдання. Але очевидно, що обладнання не може «мати» одночасно всі, навіть самими типовими хвороби. Вірогідність виникнення дефекту залежить від особливостей конструкції та умов експлуатації. Тому можливий наступний алгоритм побудови діагностичної системи:

1. Створення функціональної моделі трансформатора з урахуванням його основних компонентів і підсистем.
2. Визначення бездефектного стану і характеристика бездефектності.
3. Оцінка видів імовірних дефектів (в даній конструкції і в даних умовах експлуатації).
4. Визначення фізико-хімічних характеристик дефекту.
5. Визначення образу дефекту через доступні діагностичні параметри.
6. Визначення дефектного стану та його характеристика.
7. Знаходження параметрів контролю: 1) характерних симптомів дефектного стану; 2) можливої ідентифікації дефекту.
8. Оцінка механізму розвитку дефекту до відмови та визначення характеристики розвитку дефектного стану.
9. Визначення кореляції між умовами розвитку та експлуатаційними впливами.
10. Визначення допустимого дефектного стану.

Пропонуємо для створення автоматичного інтелектуального комплексу фізико-хімічної діагностики на хроматографічній основі (ЕЛХРОМ).

Створюється контроль вимірювання електричних характеристик, фізико-хімічної та тепловізійної діагностики. Стержневою діагностикою є газохроматографічний аналіз газу і води в трансформаторному маслі. Традиційні виміри електричних величин, так само як і дані термографії,

можуть як побудувати виконати позачерговий газохроматографічний контроль, так і доповнити картину розвитку дефекту і уточнити висновки про стан обладнання. Ціль перерахованих діагностичних заходів – це не тільки відбракування обладнання, але й визначення можливого виду ремонту для відновлення ресурсу та продовження експлуатації обладнання.

Основний недолік системи – низький рівень впровадження в енергосистеми, відсутність єдиної політики в розробці пристроїв, виготовленні та впровадження, з однієї сторони. З іншої сторони – необґрунтовано висока їх вартість, складність обробки даних, отриманих з ними, ненадійність результатів, не складність.

З цієї причини всі новіші системи контролю практично не виходять на підприємствах енергосистем.



## 6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

6.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією електричних мереж 110 кВ

На лініях 110 кВ виконується низка робіт, таких як: будівництво, реконструкція ЛЕП, прокладення, заміна проводу тощо.

Відповідно до цих робіт можна перелічити небезпечні та шкідливі фактори, які виникають при цьому.

1.1. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- фізичні;
- психофізіологічні.

1.1.1. Фізичні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- рухомі частини виробничого обладнання; вироби, що пересуваються, заготівлі, матеріали;
- підвищена чи знижена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- підвищене значення напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може статися через тіло людини;
- підвищений рівень статичної електрики;
- підвищена напруженість електричного поля;
- гострі кромки, задирки та шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів та обладнання [14].

6.2 Організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу електричних мереж 110 кВ при ремонті та експлуатації реле

6.2.1 Період експлуатації або термін служби пристрою до списання визначається моральним чи фізичним зношуванням пристрою до такого стану, коли відновлення його стає нерентабельним. Фізичний знос пристрою не

повинен бути причиною відмов. Рішення про заміну пристрою або його відновлення ухвалюється на рівні енергосистеми, енергопідприємства, у віданні яких знаходяться пристрої РЗА або ПА.

У термін служби пристрою, починаючи з перевірки при новому включенні, входять, як правило, кілька міжремонтних періодів, кожен з яких може бути розбитий на характерні з точки зору надійності етапи: період опрацювання, період нормальної експлуатації та період зносу.

Встановлюються такі види планового технічного обслуговування пристроїв РЗА:

- перевірка при новому включенні (налагодження);
- перший профілактичний контроль;
- профілактичний контроль, профілактичний контроль із заміною ламп;
- профілактичне відновлення (ремонт);
- тестовий контроль;
- випробування;
- технічний огляд.

Крім того, в процесі експлуатації можуть проводитися такі види позапланового технічного обслуговування:

- позачергова перевірка;
- післяаварійна перевірка [15].

6.2.2 Перевірки при новому включенні пристроїв РЗА та ПА, у тому числі вторинних ланцюгів, вимірювальних трансформаторів та елементів приводу комутаційних апаратів, що належать до пристроїв РЗА та ПА, проводяться:

- Перед включенням знову змонтованих пристроїв;
- після реконструкції діючих пристроїв, пов'язаної з встановленням нової додаткової апаратури, переробкою апаратури, що знаходиться в роботі, або після монтажу нових вторинних ланцюгів.

Якщо перевірка при новому включенні проводилася сторонньою організацією налагодження, включення нових і реконструйованих пристроїв без приймання їх службою РЗА забороняється.

6.2.3 Завданням технічного обслуговування в період приробітку з урахуванням особливостей релейного захисту та протиаварійної автоматики є найбільш швидке виявлення припрацьованих відмов та запобігання відмовам функціонування з цієї причини.

Для пристроїв РЗА та ПА приробіткові відмови найбільш характерні у початковий період експлуатації. У решту міжремонтних періодів вони виникають значно рідше.

Період приробітку пристрою релейного захисту та протиаварійної автоматики починається з проведення налагоджувальних робіт перед включенням пристрою в експлуатацію, які при ретельному їх виконанні забезпечують виявлення та усунення більшої частини відмов.

Однак навіть найретельніше налагодження не може гарантувати усунення всіх відмов приробітку. Завжди є ймовірність, що якийсь із дефектів не буде виявлено або з'явиться після налагодження. Крім того, при налагодженні можуть не виявитися приховані дефекти елементів, які виявляться через деякий час після введення пристрою в експлуатацію. До них можуть бути віднесені, наприклад, ослаблена міжвиткова ізоляція обмоток реле і трансформаторів, наявність надломів у дротяних опорах, приховані дефекти радіоелектронної апаратури.

Таким чином, із закінченням налагоджувальних робіт та введенням пристрою в експлуатацію період приробітку не може вважатися закінченим. Необхідно проведення через деякий час після налагодження ще однієї перевірки, після якої з досить великою ймовірністю вважатимуться, що приробіткові відмови виявлені та усунені. Таку перевірку названо першим профілактичним контролем. Термін проведення цього контролю визначається переважно двома суперечливими чинниками.

З одного боку необхідно деякий час для прояву прихованих дефектів і, отже, чим більший цей час, тим вірогідніше їхній прояв. З іншого – зі збільшенням інтервалу між включенням пристрою в експлуатацію та першим

профілактичним контролем збільшується ймовірність неправильної роботи пристрою.

Для пристроїв РЗА та ПА на мікроелектронній елементній базі, що мають вбудовані засоби ручного тестового контролю, до першого профілактичного контролю проводиться тестовий контроль.

6.2.4 Завданням технічного обслуговування в період зношування є своєчасне профілактичне відновлення або заміна зношених елементів пристрою з тим, щоб запобігти різкому зростанню параметра потоку відмов. Відповідний вид технічного обслуговування з урахуванням ремонтпридатності переважної більшості елементів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики названо профілактичним відновленням.

Періодичність профілактичного відновлення пристрою визначається періодичністю відновлення його елементів, що у свою чергу визначається ресурсом цих елементів. Ресурс різних елементів неоднаковий. Однак, враховуючи специфіку умов експлуатації пристроїв РЗА і ПА, доводиться поєднувати терміни профілактичних відновлення різних елементів, схильних до різних процесів старіння.

Періодичність профілактичного відновлення пристрою РЗА та ПА доцільно визначати ресурсом більшої частини апаратури та елементів цього пристрою.

Для швидкозношуваних реле (мають малий ресурс або велику швидкість вироблення ресурсу) відновлення проводиться також і при проведенні чергового профілактичного контролю.

6.2.5 Завданням технічного обслуговування період нормальної експлуатації, тобто. між двома відновленнями, є виявлення та усунення раптових відмов з метою запобігання переходу цих відмов у відмови функціонування. Відповідні види технічного обслуговування називаються профілактичним контролем та тестовим контролем.

Профілактичний контроль полягає у перевірці працездатності всього пристрою РЗА та ПА.

Тестовий контроль як додатковий вид технічного обслуговування застосовується для пристроїв на мікроелектронній базі, що мають відповідні інтегровані засоби. Під час тестового контролю здійснюється перевірка працездатності частини пристрою.

Періодичність профілактичного та тестового контролю визначається низкою факторів:

- параметром потоку відмов;
- середнім числом вимог спрацьовування в одиницю часу;
- шкодою від відмови функціонування пристрою РЗА та ПА;
- витратами на проведення профілактичного контролю;
- ймовірністю помилок персоналу у процесі проведення профілактичного контролю.

6.2.6 При частковій зміні схем або реконструкції пристроїв РЗА та ПА при відновленні ланцюгів, порушених у зв'язку з ремонтом основного обладнання, при необхідності зміни уставок, характеристик реле та пристроїв та режиму роботи ПА проводяться позачергові перевірки.

Післяаварійні перевірки проводяться для з'ясування причин відмови функціонування або неясних дій пристроїв РЗА та ПА.

Обсяг та програма післяаварійної перевірки пристроїв системного призначення повинні затверджуватись на рівні енергосистеми.

Періодично повинні проводитися зовнішні технічні огляди апаратури та вторинних ланцюгів, перевірка положення перемикаючих пристроїв, випробувальних блоків та ключів [16].

Розрахунок штучного заземлювального пристрою з використанням природних заземлювачів. В-4

Початкові дані

1. Захисту підлягає електрообладнання механічного цеху.
2. Мережа з глухозаземленою нейтраллю. Напряга мережі  $U = 380$  В.
3. Вимірний опір розтікання струму в природному заземлювачі  $R_{П.З} = 15$  Ом. Тип додаткового штучного заземлення – кутова сталь  $45 \times 4$  мм довжиною

$l_B=3$  м. Глибина закладання заземлювачів  $H_0=0,7$  м. З'єднувальна смуга шириною  $B_C=0,04$  м.

4. Ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна. Кліматична зона – III.

Розв'язання

1. Визначаємо допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальній пристрої. Згідно з ПУЕ  $R_D \leq 4$  Ом.

2. Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту для III кліматичної зони, вологість нормальна

$$\rho_{POЗP} = \rho_{ТАБЛ} \cdot K_C,$$

де  $\rho_{ТАБЛ} = 300$  Ом • м, (табл. 3.9),

$K_C = 1,3$ , (табл. 3.10),

$$\rho_{POЗP} = 300 \cdot 1,3 = 390 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

3. Визначаємо  $H$  – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:

$$H = H_0 + L_B / 2 = 0,7 + 3/2 = 2,2 \text{ м.}$$

4. Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = \frac{\rho_{POЗP}}{2\pi \cdot L_B} \cdot \left( \ln \frac{2L_B}{d_{EKB}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H + L_B}{4H - L_B} \right);$$

$$d_{EKB} = 0,045 \cdot B_K = 0,045 \cdot 1 = 0,045 \text{ м.}$$

$$R_B = \frac{390}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 3}{0,045} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 101,6 \text{ Ом}$$

5. Визначаємо опір розтікання струму штучного заземлення, якщо врахувати, що штучні і природні заземлювачі з'єднані паралельно та їх загальний опір не перевищує  $R_D = 8$  Ом

$$R_B = \frac{R_{П.3} \cdot R_{III}}{R_{П.3} + R_{III}}.$$

$$\text{Тоді } R_{III} = \frac{R_D \cdot R_{П.3}}{R_{П.3} - R_D} = \frac{8 \cdot 15}{15 - 8} = 17,1 \text{ Ом.}$$

6. Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при  $\eta_B = 1$

$$\eta_{III} = \frac{R_B}{R_{III} - \eta_{II}} = \frac{101,6}{17,1 - 1} = 6 \text{ шт.}$$

7. Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів  $\eta_B$  з табл. 3.12. Заземлювачі розташовані по контуру;  $a/L = 1$ .  $n=6$ . Тоді  $\eta_B = 0,56$ .

8. Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням  $\eta_B$

$$n_B = n_{OP} / \eta_B = 6 / 0,56 = 12.$$

Приймаємо  $n = 12$  шт.

9. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при  $n = 12$  шт

$$R_{POЗP.B} = \frac{R_B}{n - \eta_B} = \frac{101,6}{6 \cdot 0,56} = 30,2 \text{ Ом.}$$

10. Визначаємо довжину з'єднувальної смуги:

$$L_c = 1,05 a n = 1,05 \cdot 3 \cdot 12 = 37,8 \text{ м.}$$

11. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі:

$$R_\Gamma = \frac{\rho_{POЗP}}{2\pi \cdot L_B} \ln \frac{2\pi \cdot L_c^2}{H_0 \cdot B_C} = \frac{390}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \ln \frac{2 \cdot (30,2)}{0,7 \cdot 0,04}$$

$$R_\Gamma = 2,1 \text{ Ом}$$

12. Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. За табл. 3.14 при  $a/l = 1$ ,  $n_B = 12$  отримуємо  $\eta_\Gamma = 0,32$ .

13. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням  $\eta_\Gamma$ :

$$R_{POЗP.\Gamma} = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma} = \frac{2,1}{0,32} = 6,6 \text{ Ом.}$$

14. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальних та вертикальних заземлювачах

$$R_{POЗP.P} = \frac{R_{POЗP.B} \cdot R_{POЗP.\Gamma}}{R_{POЗP.B} + R_{POЗP.\Gamma}} = \frac{30,2 \cdot 6,6}{30,2 + 6,6} = 5,4 \text{ Ом.}$$

15. Визначаємо загальний опір розтікання струму в штучному та природному заземлювачах

$$R_{ЗАГ} = \frac{R_{П.З} \cdot R_{РОЗР.Р}}{R_{П.З} + R_{РОЗР.Р}} = \frac{15 \cdot 5,4}{15 + 5,4} = 4 \text{ Ом.}$$

$$R_{ЗАГ} < R_{ДОП}$$

Отримане загальнорозрахункове значення опору розтікання струму в природному та штучному заземлювачах відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ [17].

### 6.3 Основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії

Гасіння пожеж на енергетичних об'єктах під напругою

Пожежна безпека підприємств паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) забезпечується шляхом проведення організаційно-технічних та інших заходів з попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику пожежних підрозділів та успішного гасіння пожеж, а також евакуації з зони виникнення та можливого розповсюдження пожежі людей, документів і матеріальних цінностей.

#### 6.3.1. Підготовка персоналу

1.1. Особовий склад всіх караулів пожежних частин і підрозділів, які прибувають для гасіння пожежі, не рідше одного разу на рік повинен проходити спеціальний інструктаж з особливостей експлуатації енергетичних установок та техніки безпеки при пожежах. Інструктаж проводиться інженерно-технічним персоналом об'єкта за узгодженою програмою.

1.2. На кожному енергетичному об'єкті повинні регулярно проводитися протипожежні тренування з черговим персоналом, а також спільні з пожежними частинами пожежно-тактичні навчання. Навчання проводяться працівниками пожежної охорони. Графік навчань щороку розробляється начальником гарнізону пожежної охорони спільно з керівником енергетичного підприємства.



### 6.3.2. Підготовка заземлень і електрозахисних засобів

1. Енергетичні об'єкти виготовляють в необхідній кількості пристосування для заземлення пожежних стволів, піногенераторів і насосів пожежних машин з гнучкого мідного голого проводу перерізом не менше 25 мм<sup>2</sup>, які забезпечуються спеціальними струбцинами для з'єднання з заземленими конструкціями (гідрантами водогінної мережі, металевими опорами повітряних ліній електропередач, обсадними трубами артезіанських свердловин тощо).

Місця приєднання до заземлених конструкцій визначаються спеціалістами енергетичних об'єктів спільно з представниками гарнізону пожежної охорони, позначаються знаком заземлення та вносяться до графічної частини плану пожежогасіння.

2. Для забезпечення безпеки персоналу та пожежників, які беруть участь у гасінні пожежі електроустановок під напругою, застосовуються індивідуальні ізолюючі електрозахисні засоби (діелектричні рукавиці, боти).

3. Кількість заземлень та індивідуальних ізолюючих захисних засобів і місця їх зберігання визначаються керівниками енергетичних об'єктів з розрахунку подачі вогнегасних засобів на електроустановки, які знаходяться під напругою.

4. Випробування електрозахисних засобів виконується енергетичним об'єктом в установленому порядку.

5. Забороняється використання заземлюючих пристосувань і електрозахисних засобів для інших цілей, крім випадків пожеж або проведення спільних з пожежними підрозділами ДПО тренувань (навчань) на об'єкті.

6. Автомобілі пожежних частин, які охороняють енергооб'єкти, повинні бути укомплектовані електрозахисними засобами відповідно до чисельності бойового розрахунку, який бере участь у гасінні пожежі.

### 6.3.3. Дії при виникненні пожежі

1. При виникненні пожежі на енергетичному об'єкті особа, яка першою виявила займання, зобов'язана негайно повідомити начальника зміни електростанції (диспетчера або чергового підстанції, підприємства електромереж), старшого зміни та приступити до гасіння пожежі засобами пожежогасіння, дотримуючись при цьому правил техніки безпеки.

2. Начальник зміни електростанції (диспетчер підстанції або підприємства електромережі) під час гасіння пожежі повинен забезпечити посилення охорони території об'єкта і не допускати до місця пожежі сторонніх осіб.

4. Начальник зміни електростанції (диспетчер або черговий підстанції, підприємства електромереж) про виникнення займання повинен негайно повідомити в пожежну охорону, керівництву енергооб'єкта (за спеціальним списком), а також диспетчеру енергосистеми.

5. Старший у зміні особисто або за допомогою чергового персоналу зобов'язаний визначити місце осередку пожежі, можливі шляхи її поширення, загрозу діючому електрообладнанню, яке опинилося в зоні пожежі, можливість виникнення нових осередків горіння на іншому електрообладнанні, а також до прибуття пожежних підрозділів виконати такі роботи:

— особисто або з допомогою чергового персоналу перевірити ввімкнення автоматичної установки пожежогасіння (при її наявності), а у випадку відмови задіяти її в ручному режимі;

— вжити заходів із створення безпечних умов для персоналу і пожежних підрозділів для ліквідації пожежі;

— провести можливі операції на технологічних установках (вимкнення або перемикання на обладнанні, витіснення водню з генератора, зняття напруги з електроустановок, зливання мастила з мастилобаків турбогенераторів тощо);

— приступити до гасіння пожежі силами та засобами енергетичного об'єкта;

— виділити для зустрічі пожежних підрозділів особу, яка добре знає місця заземлення технічних засобів і розташування під'їзних шляхів та вододжерел;

— при необхідності вжити заходів для охолодження водою металевих ферм, колон будівлі за допомогою пожежних кранів або стаціонарно встановлених лафетних пожежних стволів з урахуванням дотримання заходів техніки безпеки;

— проінформувати керівника гасіння пожежі (КГП) про безпечні маршрути руху пожежних на бойові позиції.

6. Вимкнення або перемикання приєднань в зоні пожежі може проводитись за карткою пожежогоасіння начальником зміни станції (диспетчером або черговим підстанції, підприємства електромережі) або за його розпорядженням черговим персоналом, з наступним повідомленням вищого оперативного керівництва (диспетчера енергосистеми) після закінчення операції вимкнення.

7. До прибуття першого пожежного підрозділу обов'язки КГП виконує старший зміни енергетичного об'єкта (начальник зміни станції, начальник зміни цеху, черговий диспетчер підстанції) або керівник об'єкта. КГП зобов'язаний в першу чергу вивести з місця пожежі всіх сторонніх осіб і забезпечити виконання вимог безпеки щодо запобігання ураження електричним струмом та інших видів небезпеки осіб, які знаходяться поблизу місця пожежі.

8. Старший начальник ДПО, який прибув на місце пожежі, зобов'язаний негайно зв'язатися зі старшим зміни енергетичного об'єкта, отримати від нього дані про обставини пожежі і письмовий допуск на проведення гасіння.

9. Для керівництва гасінням пожежі організується оперативний штаб пожежогоасіння. До складу штабу повинен входити старший з присутніх інженерно-технічних працівників об'єкта або оперативно-виїзної бригади (ОВБ), який повинен мати на правому рукаві червону пов'язку з нанесеним знаком електричної напруги.

10. Зі старшого начальника енергетичного об'єкта або ДПО, які не взяли на себе керівництво гасінням пожежі, не знімається відповідальність за організацію гасіння пожежі.

#### 6.3.4. Ліквідація пожежі

1. Пожежні підрозділи розпочинають гасіння пожежі на електроустановках після інструктажу старшим з присутніх технічних працівників або ОВБ.

2. Під час гасіння пожежі робота пожежних підрозділів (розміщення сил і засобів пожежогасіння, зміна позицій, перехід від одних засобів пожежогасіння до інших тощо) проводиться з урахуванням вказівок старшої особи з присутніх інженерно-технічних працівників енергетичного об'єкта або ОВБ.

3. В свою чергу, старший з присутніх інженерно-технічних працівників або ОВБ погоджує з КГП свою роботу і розпорядження, а також інформує під час гасіння пожежі про зміни в стані роботи електроустановок та іншого обладнання.

4. Займання в електроустановках під напругою ліквіднуються персоналом енергетичного об'єкта за допомогою ручних і пересувних вогнегасників.

5. Гасіння пожежі ручними засобами в дуже задимлених приміщеннях енергетичних об'єктів (з видимістю до 10 метрів), з проникненням в них без зняття напруги з електроустановок і кабельних ліній не допускається.

6. Під час гасіння пожежі компактними та розпиленими струменями без зняття напруги з електроустановок ствол повинен бути заземлений, а ствольник має працювати в діелектричних ботах, діелектричних рукавицях і знаходитись на відстані від вогнища пожежі не меншій ніж 4–10 м залежно від рівня напруги.

7. Під час гасіння пожежі в електроустановках напругою до 220 кВ включно час перебування пожежників на бойових позиціях не обмежується.

8. Бойові позиції пожежників з урахуванням безпечних відстаней до конкретних електроустановок визначаються в ході проведення пожежно-тактичних тренувань (навчань), а потім заносяться в план пожежогасіння.

9. Гасіння пожежі в приміщеннях з електроустановками під напругою всіма видами піни, а також водою зі змочувачами за допомогою ручних засобів забороняється.

10. При необхідності гасіння пожежі повітряно-механічною піною, з об'ємним заповненням приміщення піною, проводиться попереднє закріплення піногенераторів, їх заземлення, а також заземлення насосів пожежних машин. Водій пожежної машини повинен працювати в діелектричних рукавицях та взутті.

11. Особовому складу пожежних підрозділів категорично забороняється проводити будь-які переключення та інші операції з електротехнічним обладнанням на електростанції та підстанції.

12. Заходити до розподільчих улаштування та інших приміщень електротехнічних улаштувань з метою гасіння пожежі особовий склад пожежних підрозділів має право лише після одержання допуску та інструктажу персоналу, який обслуговує цей пристрій.

13. При виникненні пожежі на енергетичному об'єкті без постійного чергового персоналу гасіння пожежі пожежними підрозділами до прибуття ОВБ або чергового може проводитись самостійно лише за заздалегідь розробленим і погодженим планом пожежогасіння. Разом з тим має бути вжито негайних заходів для виклику експлуатаційного персоналу ОВБ підприємства електромереж.

14. Під час гасіння пожеж у приміщеннях з електроустановками під високою напругою, а також у підземних спорудах особовому складу пожежної охорони забороняється самовільно проводити будь-які самостійні дії щодо знеструмлення електроліній, електроустановок та застосування засобів пожежогасіння до отримання у встановленому порядку письмового допуску на гасіння пожежі від адміністрації об'єкта.

15. Під час ліквідації пожежі в приміщенні з наявністю великої кількості кабелів і проводів у гумовій або пластмасовій ізоляції КГП зобов'язаний вжити необхідних заходів для попередження отруєння людей газами, які виділяються в процесі горіння ізоляції. Особовий склад зобов'язаний працювати в ізолювальних протигазах, КГП — не допускати скупчення у приміщеннях з електроустановками великої кількості особового складу.

16. Основою безпечного гасіння пожежі електроустановок під напругою є суворе дотримання організаційно-технічних заходів, а також усвідомлена дисципліна пожежників, які зобов'язані суворо виконувати всі заходи із забезпечення безпеки гасіння.

17. Гасіння пожежі електроустановки під напругою КГП має право розпочати тільки після одержання відповідного письмового допуску та інструктажу персоналом, який обслуговує цю установку.

18. Гасіння пожежі електроустановок під напругою здійснюється за виконання таких обов'язкових умов:

- не допускається наближення пожежних до струмопровідних частин електроустановок на відстань менше 4 метрів;

- маршрути руху пожежних на бойові позиції КГП повинен погоджувати з черговим персоналом енергооб'єкта і конкретно вказувати кожному пожежнику під час інструктажу;

- пожежні і водії пожежних автомобілів, які забезпечують подачу вогнегасних речовин, повинні працювати в діелектричних рукавицях і взутті;

- подавання вогнегасних речовин необхідно проводити після заземлення ручних пожежних стволів і пожежних автомобілів;

- перестановку сил і засобів, зміну бойових позицій тощо КГП повинен виконувати після узгодження зі старшою посадовою особою з присутнього інженерно-технічного персоналу енергетичного об'єкта.

6.3.5. Під час гасіння пожежі електроустановок під напругою забороняється:

- використання усіх видів піни;
- проводити будь-які відключення та інші операції з електричним обладнанням особовому складу пожежних підрозділів;
- використовувати воду зі змочувачами при подаванні компактних струменів води, як для гасіння, так і для охолодження електрообладнання та будівельних конструкцій;
- наближатися до машин і механізмів, які застосовуються для подачі води (вогнегасних речовин) на електроустановки під напругою, особам, безпосередньо не зайнятим на гасінні пожежі [20].

## ВИСНОВКИ

В цій магістерській роботі було виконано проект розвитку Вороновицьких електромереж. Було запропоновано 5 варіанти під'єднання нових споживачів: Петрашівка, Тиврів, Пилява, Козаківка, Ковалівка. В ході порівняння кращим виявився другий варіант. Варіанти аналізувалися за техніко-економічними показниками, в тому числі проводилися розрахунки на програмному комплексі "Втрати-110", вносилися редагування та корекції, що призвели до забезпечення якісною електроенергією споживачів. За техніко-економічними показниками було обрано обладнання ліній, марки проводів, аналізувались режими: максимальний, мінімальний та післяаварійний, за допомогою РПН регулювалась напруга з метою забезпечення нормальних відхилень напруги на шинах низької напруги споживачів, проведена оцінка балансу потужності. Рентабельність запропонованого варіанту складає 14,23 %, що є цілком прийнятним для данної галузі. Строк окупності складає 7,03 років.

Детально розглянуто питання експлуатації силових трансформаторів.

В магістерській кваліфікаційній роботі також розглянуті питання з охорони праці, відповідно до існуючої нормативної бази.



## 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," *CIREC-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," *CIREC – 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," *CIREC – 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," *CIREC – 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. Ю.С. Железко, "Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях 0,38 – 20 кВ по обобщенным параметрам схем," *Электрические станции*, №1, с. 31-37, 2006
19. 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.

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

22. 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

23. 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.

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

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

26. 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.

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

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

## ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ  
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ  
РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ  
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток Вороновицьких електричних мереж 110 кВ з аналізом експлуатаційного та діагностичного контролю силових трансформаторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

## ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність 83,8% Схожість 16,2%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневський С.Я.

(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи

(підпис)

Шевчук Т.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" "03" 2023 р.

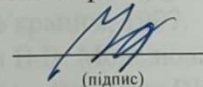
**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

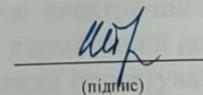
**РОЗВИТОК ВОРОНОВИЦЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ  
110 КВ З АНАЛІЗОМ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОГО ТА  
ДІАГНОСТИЧНОГО КОНТРОЛЮ СИЛОВИХ  
ТРАНСФОРМАТОРІВ**

08-21.МКР.007.00.007 ТЗ

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

  
(підпис) Комар В. О.

Виконавець: ст. гр. ЕСМ-21мз

  
(підпис) Шевчук Т. В.

Вінниця 2023 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 та розвиток відновлюваних джерел електроенергії. Виходячи з цього постає необхідність впровадження заходів з реконструкції та розвитку електричних мереж 110/35 кВ шляхом заміни основного обладнання.

б) наказ ректора ВНТУ № 277 від 24 вересня 2021 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

### 2. Мета і призначення МКР

а) мета – приєднання нових споживачів електроенергії, підвищення ефективності транспортування електричної енергії мережами 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» 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. Железко Ю.С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В // Электрические станции. – №1. – 2002. – С.14-20.

2. Справочник по проектированию электрических сетей и систем / Под ред. Рокотяна С. С. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

3. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.

4. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

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

6. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.

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

### 4. Технічні вимоги до виконання МКР

Для приєднання нових споживачів та забезпечення якості й ефективності їх електропостачання спроектувати розвиток 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”, “ABB”, “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: розвиток 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 підстанцій Сосонка тяга 110, Кожухів 110.

– 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

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	формування технічного завдання
3	Електротехнічна частина	07.09.21	05.10.21	розділ 1 ПЗ
4	Дослідження впливу фотоелектричних станцій на втрати електроенергії у розподільній мережі	06.10.21	30.10.21	розділ 2
5	Охорона праці	01.11.21	10.11.21	розділ 3
7	Техніко-економічна частина	11.11.21	16.11.20	розділ 4
9	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	пояснювальна записка
10	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	плакати, презентація

### **7. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

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

### **8. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

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

### **9. Вимоги до оформлення МКР**

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**

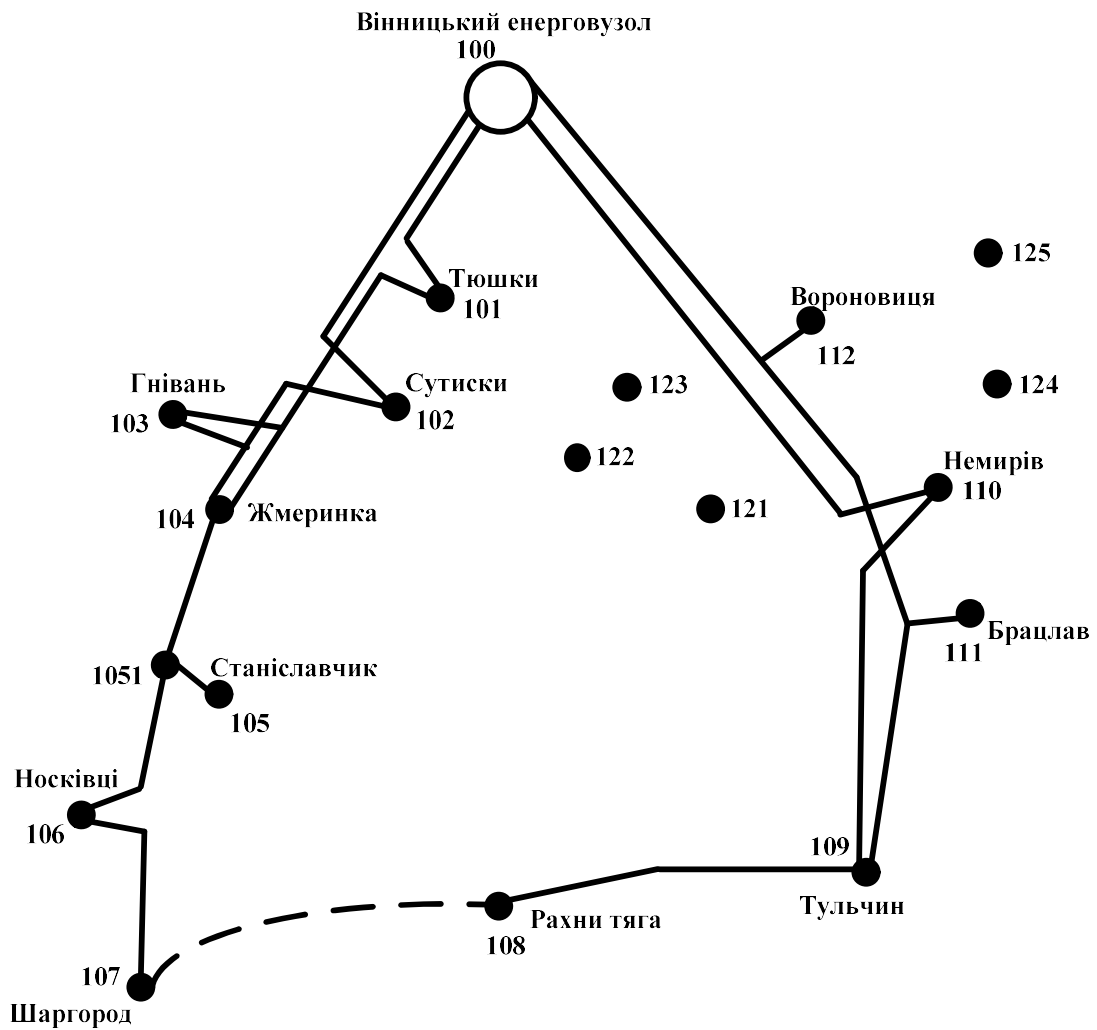
Відсутні.

### **11. Вихідні дані для розроблення МКР**

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

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 37 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 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 35 км за рік.





Масштаб : 1:70000.

Рисунок Б.1 – Топографічна схема існуючої електричної мережі

Таблиця Б.1 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва вузла	Довжина лінії, км	Марка проводу
100	101	Вінницький енерговузол – Тюшки	1,5	АС-185
101	103	Тюшки – Гнівань	15,1	АС-185
103	104	Гнівань – Жмеринка	22,27	АС-185
100	102	Вінницький енерговузол – Сутиски	15,1	АС-185
102	103	Сутиски – Гнівань	8,86	АС-185
103	104	Гнівань – Жмеринка	18,77	АС-185
104	1051	Жмеринка – 1051	10,02	АС-120
1051	105	1051 – Станіславчик	5,14	АС-120
1051	106	1051 – Носківці	10,38	АС-120
106	107	Носківці – Шаргород	14,41	АС-120
100	112	Вінницький енерговузол – Вороновиця	14,08	АС-185

112	111	Вороновиця – Брацлав	14,2 23,82	АС-150 АС-185
111	109	Брацлав – Тульчин	14,4	АС-150
100	110	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
110	109	Немирів – Тульчин	28,6 4	АС-150 АС-185
109	108	Тульчин – Рахни тягова	37,53	АС-120

Таблиця Б.2 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	$S_N$ , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0.9	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
101	Тюшки	0.9	11.41+j3.87	ТДТН-25000/110/35/10	2
102	Сутиски	0.9	4.41+j1.5	ТДТН-10000/110/35/10	2
103	Гнівань	0.9	7.1+j3.407	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
104	Жмеринка	0.9	4.5+j1.96	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
105	Станіславчик	0.9	4.41+j1.5	ТДН-10000/110/10	1
106	Носківці	0.9	3,4+j1.65	ТМН-6300/110/10	1
107	Шаргород	0.88	9.1+j3.08	ТДТН-25000/110/35/10	2
108	Рахни тяга	0.87	20+j9.52	ТДТН-40000/110/35/10	2
109	Тульчин	0.9	4.41+j1.5	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
110	Немирів	0.9	11.41+j3.87	ТДТН-16000/110/35/10	2
111	Брацлав	0.9	4.41+j1.5	ТМН-6300/110/10	1
112	Вороновиця	0,9	2,8+j1.44	ТМН-6300/110/10	1

## ДОДАТОК В

## ГРАФІЧНА ЧАТСИНА