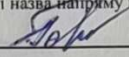


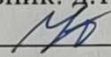
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
на тему:  
**«Розвиток Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ із аналізом  
конструкцій вимірювальних трансформаторів напруги»**

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)

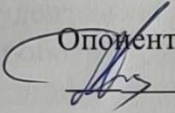
  
\_\_\_\_\_ Мад'ярова Н. А.  
(прізвище та ініціали)

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

  
\_\_\_\_\_ Комар В. О.  
(прізвище та ініціали)

«02» 06 \_\_\_\_\_ 2023 р.


Опонент:

  
\_\_\_\_\_ Розводюк М. С.  
(прізвище та ініціали)

«  » \_\_\_\_\_ 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.

24 03 2023 року


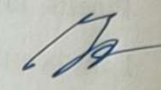

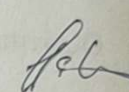
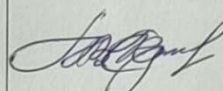
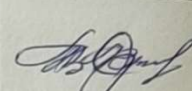
### **З А В Д А Н Н Я** **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТЦІ**

Мадьярова Наталія Анатоліївна

(прізвище, ім'я, по батькові)








1. Тема роботи «Розвиток Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ із аналітичними конструкціями вимірювальних трансформаторів напруги»  
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 червня 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%, післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження годин на рік. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження складає 35 км за рік.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Аналіз класифікації та особливостей експлуатації вимірювальних трансформаторів напруги. 2. Техніко-економічне обґрунтування розвитку ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ. 3. Техніко-економічне оцінювання спорудження проекту 4. Охорона праці та безпека надзвичайних ситуацій 5. Висновки. Список використаних джерел. Додатки
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Граф електричної схеми Ярмолинецьких ЕМ. 2. Параметри вихідної схеми. 3. Електрична схема розвитку Ярмолинецьких ЕМ. 3. Конструктивні параметри вимірювальних трансформаторів напруги 5. Техніко-економічні показники.

6. Консультанти розділів роботи

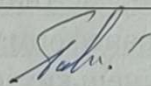
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Комар В. О., д.т.н., професор., зав. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О. Є. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина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

7. Дата видачі завдання 20 березня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

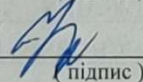
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.03.23	28.03.23	
2	Електротехнічна частина	29.03.23	07.04.23	
3	Дослідження перспективи розвитку Ярмолинецьких ЕМ, обґрунтування економічної доцільності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

Студент

  
(підпис)

Н. А. Мадьярова

Керівник роботи

  
(підпис)

В. О. Комар

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Мадьярова Наталія Анатоліївна «Розвиток Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ із аналізом конструкцій вимірювальних трансформаторів напруги». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 80 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 28 назв; Рис: 21; табл. 6.

В даній магістерській кваліфікаційній роботі виконано розрахунки з реконструкції електричної мережі 110-35 кВ АТ «Вінницяобленерго» з аналізом конструкцій вимірювальних трансформаторів напруги. При використанні математичних моделей було проведено розрахунок оптимальної реконструкції електричної мережі, яка забезпечить надійне електропостачання споживачів.

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

В роботі було проаналізовано конструкцію вимірювальних трансформаторів напруги для реалізації систем обліку електричної енергії.

В розділі з охорони праці розроблено комплекс заходів, що дозволяють зменшити вплив небезпечних та шкідливих факторів на персонал підстанцій 110/10 кВ.

Ключові слова: електроенергетична мережа, трансформатори напруги, розвиток електричної мережі, Ярмолинецькі електричні мережі

## ABSTRACT

УДК 621.316.3

Nataliya Anatolyivna Madyarova "Development of 110 kV Yarmolinets electrical networks with analysis of constructions of measuring voltage transformers." Master's qualification thesis in the specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 80 p.

In Ukrainian, Bibliography: 28 titles; Figure: 21; table 6.

In this master's qualification work, calculations were made for the reconstruction of the 110-35 kV electrical network of JSC "Vinnytsiaoblenergo" with the analysis of the designs of voltage measuring transformers. Using mathematical models, the calculation of the optimal reconstruction of the electrical network was carried out, which will ensure reliable electricity supply to consumers.

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

The work analyzed the construction of measuring voltage transformers for the implementation of electric energy accounting systems.

The section on labor protection has developed a set of measures to reduce the impact of dangerous and harmful factors on the personnel of 110/10 kV substations.

Key words: electric power network, voltage transformers, development of the electric network, Yarmolinets electric networks

## ЗМІСТ

При-мітка .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
ВСТУП.....	8
1. АНАЛІЗ КЛАСИФІКАЦІЇ ТА ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НАПРУГИ .....	11
1.1 Загальні відомості про трансформатори напруги.....	11
1.2 Конструкції трансформаторів напруги.....	14
1.3 Феррорезонанс з трансформаторами напруги у мережі 220 кВ.....	23
Висновок до розділу 1: .....	31
2. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ РОЗВИТКУ ЯРМОЛИНЕЦЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 КВ .....	32
2.1 Загальна характеристика електричних мереж.....	32
2.2 Характеристика існуючої мережі .....	34
2.3 Вибір оптимального варіанту розвитку електричної мережі .....	35
2.3.1 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі .....	35
2.4 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі 43	43
2.5 Вибір трансформаторів на споживчих підстанціях.....	44
2.6 Вибір схем розподільчих пристроїв споживчих підстанцій.....	46
2.7 Вибір схеми вузлової підстанції.....	47
2.8 Визначення затрат для варіантів схем підстанцій .....	48
2.9 Вибір оптимальної схеми вузлової підстанції з врахуванням надійності 51	51
Висновки до розділу 2: .....	55
3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОЦІНЮВАННЯ СПОРУДЖЕННЯ ПРОЕКТУ	57
Висновок до розділу 3: .....	62

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	63
4.1 Задачі розділу .....	63
4.2 Розрахунок параметрів заземлючого пристрою .....	65
ВИСНОВКИ.....	74
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....	75
ДОДАТОК А.....	<b>ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.</b>
ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ.....	<b>ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.</b>
ДОДАТОК Б .....	<b>ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.</b>
ДОДАТОК В .....	87
ДОДАТОК Г .....	89
ДОДАТОК Д.....	92
ДОДАТОК Е .....	96
ДОДАТОК Є .....	100
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА .....	100

## ВСТУП

### **Актуальність теми.**

Дослідження на тему аналізу класифікації та особливостей експлуатації вимірювальних трансформаторів напруги є актуальним з кількох причин.

По-перше, з розвитком електроенергетики та автоматизації систем вимірювань, вимоги до точності, надійності та ефективності вимірювань зростають. Аналіз класифікації різних типів вимірювальних трансформаторів напруги дозволяє визначити найбільш підходящий тип для конкретних вимог системи.

По-друге, з'являються нові технології та матеріали, які можуть вплинути на властивості трансформаторів напруги. Дослідження їх впливу на точність, стабільність та ізоляцію допомагають вдосконалити дизайн та функціональність таких трансформаторів.

По-третє, вимірювальні трансформатори напруги використовуються в різних галузях, включаючи енергетику, промисловість, телекомунікації та наукові дослідження. Розуміння їх класифікації та особливостей допомагає забезпечити оптимальний вибір та ефективну експлуатацію трансформаторів у різних галузях.

По-четверте, врахування правильної експлуатації вимірювальних трансформаторів напруги є критичним для забезпечення безпеки працівників та надійності системи. Актуальність досліджень полягає в виявленні проблем та розробці рекомендацій щодо ефективної експлуатації трансформаторів.

В цілому, актуальність дослідження на дану тему полягає в необхідності вдосконалення та оптимізації вимірювальних трансформаторів напруги з метою забезпечення точності, надійності, ефективності та безпеки в різних електротехнічних системах.

Крім вищезазначених причин, дослідження на тему аналізу класифікації та особливостей експлуатації вимірювальних трансформаторів напруги також важливе з погляду розвитку нових технологій в електроенергетичній галузі.



Зокрема, зростає значення розумних електричних мереж (Smart Grids) та вимірювань у реальному часі. Дослідження дозволяють вдосконалити вимірювальні трансформатори напруги для забезпечення високої швидкості реакції, точності та зворотного зв'язку у таких системах.

Окрім того, зростає інтерес до використання відновлювальних джерел енергії, таких як сонячна та вітрова енергія. Дослідження у цій області спрямовані на розробку вимірювальних трансформаторів напруги, які можуть ефективно працювати зі змінними та неперервними джерелами енергії.

Також, зростає увага до зниження втрат електроенергії у системах передачі та розподілу. Дослідження спрямовані на вдосконалення трансформаторів напруги з метою зменшення енергетичних втрат та підвищення ефективності систем.

Додатково, аналіз класифікації та особливостей експлуатації вимірювальних трансформаторів напруги враховує міжнародні стандарти та нормативи, що сприяє забезпеченню взаємовідповідності та сумісності між різними системами та устаткуванням.

Узагальнення досліджень в цій області дозволяє здійснити постійну інноваційну роботу над покращенням вимірювальних трансформаторів напруги та сприяє прогресу в електротехнічній сфері[28].

### **Мета і задачі дослідження.**

Метою дослідження розвитку Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ з аналізом конструкцій вимірювальних трансформаторів напруги є оптимізація та вдосконалення системи вимірювання та контролю напруги в цих електричних мережах. Основна мета полягає у забезпеченні точності, надійності та ефективності вимірювань напруги.

Задачі дослідження можуть включати:

- Аналіз конструкцій вимірювальних трансформаторів напруги, які використовуються в Ярмолинецьких електричних мережах 110 кВ, з метою виявлення їхніх переваг та недоліків.

- Вивчення електричних та механічних характеристик вимірювальних трансформаторів напруги з метою визначення їхньої відповідності вимогам технічних стандартів.
- аналіз точності та надійності вимірювальних трансформаторів напруги в умовах Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ, включаючи врахування впливу зовнішніх факторів, таких як температура та навантаження.
- Визначення оптимального режиму експлуатації вимірювальних трансформаторів напруги з метою забезпечення максимальної точності та стабільності вимірювань.
- Розробка рекомендацій щодо вибору, встановлення та обслуговування вимірювальних трансформаторів напруги для Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ.

**Об'єктом дослідження магістерської роботи** є самі вимірювальні трансформатори напруги. Дослідження спрямовані на розуміння їхньої класифікації за різними параметрами, такими як тип, конструкція та принцип роботи, а також вивчення особливостей їх експлуатації, включаючи правила підключення, перевірку, калібрування та ізоляцію.

**Предметом дослідження** є методи і засоби розвитку Ярмолинецьких електричних мереж

#### **Методи дослідження.**

Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем.

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

# 1. АНАЛІЗ КЛАСИФІКАЦІЇ ТА ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НАПРУГИ

## 1.1 Загальні відомості про трансформатори напруги

Трансформатор напруги (ТН) призначений для перетворення високої напруги в низьку стандартних значень ( $100, 100 / \sqrt{3}$  В), що використовується для живлення вимірювальних приладів та різних реле управління, захисту та автоматики. ТН ізолюють (відокремлюють) вимірювальні прилади та реле від високої напруги, забезпечуючи безпеку їх обслуговування.

За принципом дії пристрою, схемою включення та особливостями роботи електромагнітні ТН незначно відрізняються від силових трансформаторів. Однак, порівняно з останніми, потужність їх не перевищує десятків або сотень вольт-ампер. При малій потужності режим роботи ТН наближається до режиму холостого ходу. Розмикання вторинної обмотки ТН не призводить до небезпечних наслідків.

Схема включення однофазного ТН показано на Рисунок 1.1: первинна обмотка включена на напругу  $U_1$ , а до вторинної обмотки ( $U_2$ ) приєднані паралельно котушки вимірювальних приладів та реле. На напругу до 35 кВ ТН, як правило, включаються через запобіжники для того, щоб у разі пошкодження ТН він не став причиною розвитку аварії. На напругу 110 кВ і вище запобіжники не встановлюються, так як пошкодження таких ТН відбувається рідко. Включення та відключення ТН виконуються роз'єднувачами.

Для захисту ТН від струму короткого замикання у вторинних ланцюгах встановлюють знімні трубчасті запобіжники або автоматичні вимикачі максимального струму. Запобіжники встановлюють у разі, якщо ТН не живить швидкодіючі захисти, оскільки захисти можуть помилково спрацювати при недостатньо швидкому перегоранні плавкою вставки[1 ].

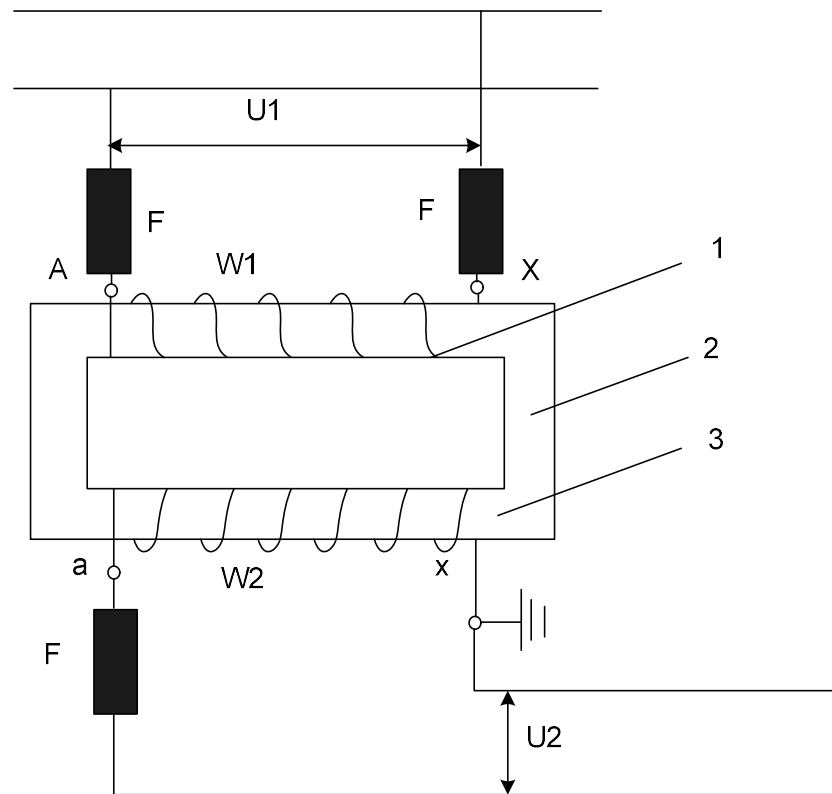


Рисунок 1.1. Схема включення трансформатора напруги:

1 – первинна обмотка; 2 - магнітопровід; 3 - вторинна обмотка

Для безпечного обслуговування вторинних ланцюгів у разі пробоя ізоляції та попадання високої напруги на вторинну обмотку один із затискачів вторинної обмотки або нульова точка приєднуються до заземлення. Трансформатори напруги різняться:

- за кількістю фаз - однофазні та трифазні;
- за кількістю обмоток - двообмоточні та триобмоточні (для захисту ліній від замикання на землю трансформатори, крім основної вторинної мають додаткову вторинну обмотку);
- за класом точності, тобто за допустимими значеннями похибок;
- за способом охолодження - сухі (з природним повітряним охолодженням) і масляні (з природним масляним охолодженням);
- за способом встановлення - для внутрішньої установки, для зовнішньої та для комплектних розподільчих пристроїв.

Трансформатори напруги характеризуються:

1. Номінальною первинною напругою - найвищою із стандартних напруг (лінійною), при якому повинен працювати ТН. Крім того, ТН повинен необмежено довго працювати і при напрузі, що перевищує номінальне значення від 5 до 20%, ця напруга називається найбільшою робочою напругою.
2. Номінальною вторинною напругою - напругою, на яку розраховані прилади, що приєднуються до вторинної обмотки. Номінальні напруги основних вторинних обмоток повинні бути 100 В для однофазних ТН, що включаються на напругу між фазами, і  $100/\sqrt{3}$  В для однофазних ТН, що вмикаються на напругу між фазою і землею.
3. Номінальним коефіцієнтом трансформації  $k = U_{1H} / U_{2H} = w_1H / w_2H$ , де  $w$  - число витків. При напрузі  $U_2$  на затисках вторинної обмотки первинна напруга буде  $U_1 = k \cdot U_2$ . Шкали вимірювальних приладів, що приєднуються до вторинної обмотки ТН, градуують в значеннях первинної напруги, тобто  $k \cdot U_2$ .
4. Навантаженням ТН - сумарною повною потужністю, що споживається приладами, підключеними до вторинної обмотки  $S_{2H} = U_{2H}^2 / Z_{2H}$ , де  $S_{2H}$  - навантаження ТН, ВА;  $Z_{2H} = \sqrt{R_{2H}^2 + X_{2H}^2}$  - повний опір лінії, приєднаної до затискачів вторинної обмотки, Ом;  $R_{2H}$  і  $X_{2H}$  - активний та індуктивний опір лінії, Ом.
5. Похибкою ТН, обумовленою втратами потужності в магнітопроводі та обмотках  $\Delta U\% = (kU_2 - U_1) \times 100 / U_1$ . Вектор вторинної напруги зміщений щодо вектора первинної напруги не точно на кут  $180^\circ$ , що визначає кутову похибку. Залежно від номінальної похибки розрізняють класи точності 0,2; 0,5; 1; 3. Похибка залежить від конструкції магнітопровода, магнітної проникності сталі та  $\cos\phi$  вторинного навантаження. У конструкції ТН передбачаються компенсація похибки шляхом деякого зменшення числа

витків первинної обмотки та компенсація кутової похибки за рахунок спеціальних обмоток, що компенсують.

6. Номінальною потужністю ТН – повним значенням потужності (у ВА при певному коефіцієнті потужності) вторинного ланцюга при номінальній вторинній напрузі, що задовольняє вимогам класу точності. З іншого боку, ТН має максимальну потужність, тобто, тривалу повну потужність при номінальній первинній напрузі, поза класами точності, коли підвищення температури всіх частин ТН не виходить межі, передбачені стандартом. [2 ]

## 1.2 Конструкції трансформаторів напруги

Позначення ТН містять буквенну частину: Н – трансформатор напруги; О - однофазний; Т – трифазний; С - з природним повітряним охолодженням (сухий); Л – з литою ізоляцією; Г – з газовою ізоляцією; М - із природним масляним охолодженням; Ф - у фарфоровій покривці; З - із земляним виводом первинної обмотки; І – з обмоткою для контролю ізоляції. Цифрова частина в більшості випадків означає: перше число – клас напруги, друге (якщо є) – рік розробки.

*Сухі ТН* виконуються дротом ПЕЛ, ізоляцією між обмотками служить електрокартон. Такі трансформатори застосовуються в установках до 1000 (НОС-0,5; НТС-0,5).

*Масляні ТН* застосовуються на напруги 6-1150 кВ у закритих та відкритих розподільчих пристроях. Обмотки та магнітопровід трансформаторів залиті оливою, яка служить для ізоляції та охолодження.

Масляні ТН випускаються наступних типів:

- однофазні НОМ-6, НОМ-10, НОМ-35, ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24, ЗНОМ-35;
- трифазні-НТМК-10, НТМІ-6,..., НТМІ-20.

В даний час випускаються ТН типу НАМИ (А – антирезонансний) на номінальну напругу  $U_{1Н} = 6 \text{ кВ}; 10 \text{ кВ}; U_{2Н} = 100 \text{ В}$ , що замінюють ТН серії НТМІ.

Трансформатори НАМИ забезпечують вимірювання трьох лінійних, трьох фазних напруг та напруг нульової послідовності. Трансформатори завдяки антирезонансним властивостям мають підвищену надійність і стійкість до дугових замикань мережі на землю. Трансформатор НАМИ складається з двох трьохобмотувальних трансформаторів, що розміщуються в одному блоці, первинні обмотки одного включаються на лінійну напругу, а іншого - на фазну.

Однофазні трансформатори для номінальної напруги 6-35 кВ виконували з паперовою ізоляцією, зануреною в оливу. Наприклад, НОМ-10, що має значні розміри та масу. Зі збільшенням напруги розміри та вартість ТН такої конструкції швидко збільшуються.

Для усунення цих недоліків у нових конструкціях застосовується однорідна ізоляція з паперу, просоченого оливою (краще використовуються властивості твердої ізоляції). Масляні канали усунуті, що дозволяє зменшити ізоляційні відстані, розміри магнітопроводу та кожуха. Ізоляція вводів є продовженням ізоляції обмотки та входить до фарфору ізоляторів. Повітряний простір над кришкою відсутній, кількість оливи зменшена.

Слід відрізнити однофазні двообмоточні трансформатори НОМ-6, НОМ-10, НОМ-15, НОМ-35 від однофазних триобмоточних ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-35 (Рисунок 1.2).

Трансформатори серії НОМ (Рисунок 1.2. а) мають два введення високої напруги та два вводи низької напруги; три однофазних ТН можна поєднувати за схемами відкритого трикутника, зірки, трикутника.

У трансформаторів серії ЗНОМ (Рисунок 1.2 б) один кінець обмотки високої напруги заземлений, єдиний ввід високої напруги розташований на кришці, а ввід низької напруги - на бічній стінці бака. Обмотка високої напруги розрахована на фазну напругу, основна обмотка низької напруги - на  $100 / \sqrt{3}$ , додаткова обмотка на  $100/3$  В. Такі трансформатори називаються заземлюючими [ 3].

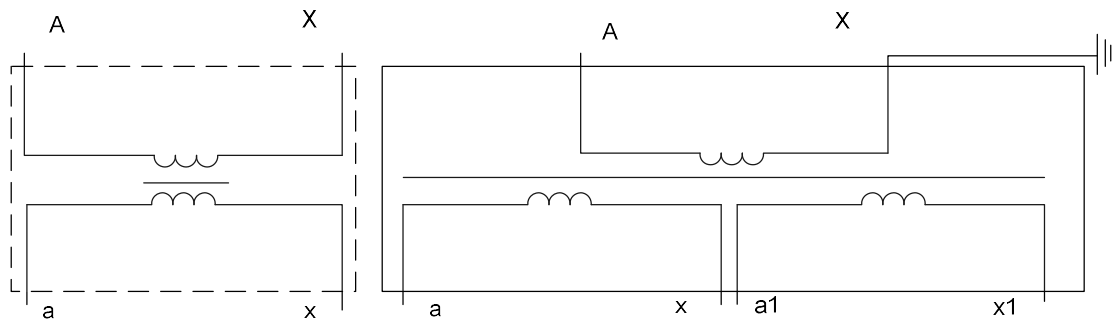


Рисунок 1.2. Схеми обмоток однофазних трансформаторів напруги:

а - серії НОМ-3 5; б - серії ЗНОМ-3 5

Трансформатори серії ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24 встановлюються в комплектних шинопроводах потужних генераторів. Для зменшення втрат від намагнічування їх баки виконуються із немагнітної сталі. Трансформатори серії ЗНОМ напругою до 35 кВ включно повинні допускати тривалу (щонайменше 4 години) роботу при аварійному режимі, тобто, при лінійній напрузі на первинній обмотці. Додаткові вторинні обмотки трьох однофазних триобмоточних трансформаторів, з'єднаних за схемою розімкнутого трикутника, служать для включення реле захисту від замикання на землю.

До трансформаторів напруги можуть бути віднесені однофазні понижуючі трансформатори серії ЗОМ, які, хоч і не є вимірювальними, але застосовуються в розподільчих пристроях разом з трансформаторами серії ЗНОМ і мають однакову з ним конструкцію. Ці трансформатори випускаються з таких типів: ЗОМ-1/15; ЗОМ-1/20 та ЗОМ-1/24.

ТН з литою ізоляцією мають ряд переваг, що зумовили їх широке застосування замість традиційних маслонаповнених апаратів внутрішньої установки для класів напруги до 35 кВ: значно скорочені габарити та об'єм; можлива установка в будь-якому положенні по відношенню до горизонталі; можливе отримання ТН будь-якої конфігурації. У литих ТН виключаються пожежонебезпечність та необхідність ревізій, пов'язаних із перевіркою та заміною оливи. Крім того, лита ізоляція, герметизуючи та жорстко фіксує активні частини трансформаторів, виключає вплив на них зовнішніх впливів, таких, як



вологість, механічні удари, вібрації. Але при експлуатації литих ТН необхідно враховувати випадання роси та інію на трансформатори, які встановлюються в КРУ зовнішньої установки; неможливість ремонту трансформатора протягом усього терміну служби.

Заземлюючі ТН серії ЗНОЛ 06 мають п'ять видів виконань за номінальною напругою: 6, 10, 15, 20, 24 кВ, класом точності до 0,2. Стрічковий магнітопровід трансформатора намотується з рулонної електротехнічної сталі товщиною 0,35 мм і складається з двох С-подібних половин. Обмотки трансформатора намотані концентрично одна на одну. Усередині розташована додаткова вторинна обмотка, поверх якої намотана основна вторинна обмотка. Зовнішньою є первинна обмотка. До установки на магнітопровід обмотки просочуються в спеціальному компаунді просочення і піддаються термообробці. Магнітопровід з обмотками встановлюється у форму для заливки. Після заливки та полімеризації проводиться остаточне складання трансформатора.

Трансформатори ЗНОЛ.06 призначені для встановлення в КРУ та комплектних струмопроводах замість масляних трансформаторів НТМІ та ЗНОМ, трансформатори серії НОЛ.08 – для заміни НОМ-6 та НОМ-10.

Нове покоління литих ТН типів НОЕЛ-6 та НОЕЛ-10 призначені для заміни НОЛ.08, типів ЗНОЕ-6 та ЗНОЕЛ-10 замість ЗНОЛ.06. Нові трансформатори мають незначні відмінності за габаритами, але розраховані на велику максимальну потужність та номінальні потужності за різних класів точності.

*Каскадні масляні однофазні ТН серії НКФ* призначені для зовнішньої установки та виготовляються на напрузі від 110 до 500 кВ. Для трансформаторів напруги 10 кВ і вище застосування звичайної конструкції ТН недоцільно, так як при відносно малій потужності розміри надзвичайно зросли б через великі ізоляційні відстані внаслідок високої первинної напруги. Виходячи з цього, однофазні ТН на 110 кВ і вище з одним заземленим кінцем первинної обмотки виконуються за каскадною схемою, що представляє кілька трансформаторів з послідовно з'єднаними первинними обмотками. При цьому ізоляція первинної обмотки від магнітопроводу відповідає тільки частині первинної напруги,

обернено пропорційною числу ступенів каскадної схеми, але сам магнітопровід повинен бути ізольований від землі відповідно до його потенціалу. Таким чином, у каскадному ТН обмотка високої напруги ділиться на частини, що розміщуються на різних стрижнях одного або декількох магнітопроводів, що полегшує ізоляцію.

*Трансформатор НКФ-110* (Рисунок 1.3) має двостержневий магнітопровід, на кожному стрижні якого розташована обмотка ВН, розрахована на  $U_{\text{ном}}/2$ . Так як загальна точка обмотки ВН з'єднана з магнітопроводом, то він по відношенню до землі знаходиться під потенціалом  $U_{\text{ном}}/2$ . Обмотки ВН ізолюються від магнітопровода також  $U_{\text{ном}}/2$ . Обмотки НН (основна та додаткова) намотані на нижньому стрижні магнітопроводу. Для рівномірного розподілу навантаження по обмотках ВН служить вирівнююча обмотка П. Блок, що складається з магнітопроводу і обмоток, поміщається у фарфорову сорочку і заливається маслом. [ 4]

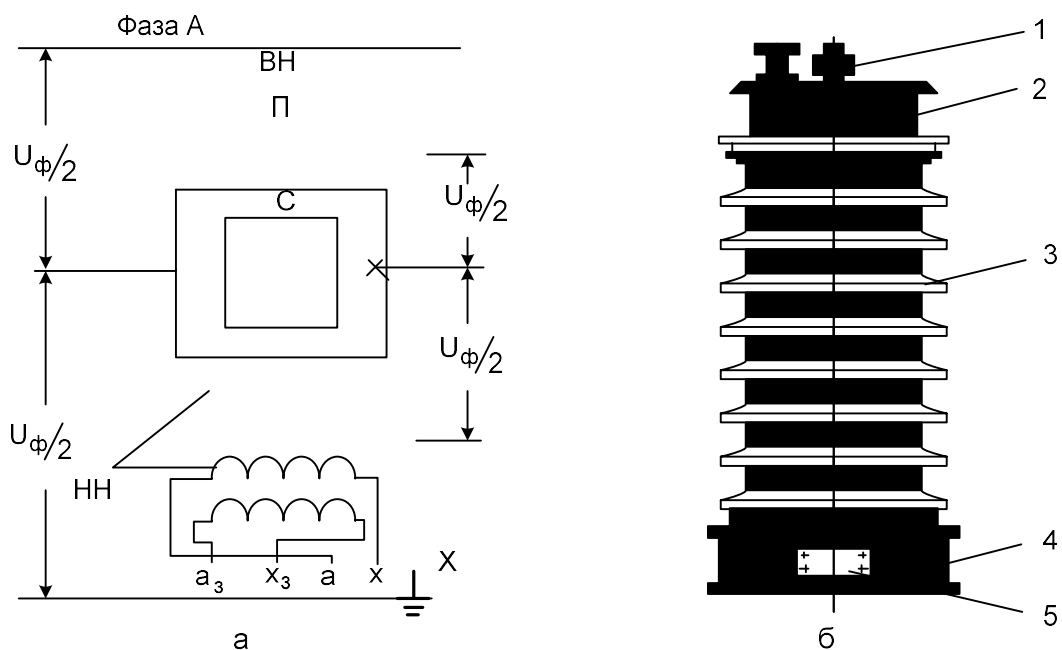


Рисунок 1.3 Трансформатор напруги НК4М 10: а - схема; б - конструкція; 1 - ввід ВН, 2 - маслорозширювач; 3 – фарфорова рубашка; 4 - основа; 5 - коробка вводів НН

Трансформатор НКФ-220 складається із двох блоків, встановлених один над іншим, тобто має два магнітопроводи та чотири ступені каскадної обмотки ВН з ізоляцією на  $U_{ном}/4$ .

Чим більше каскадів обмотки, тим більший активний та реактивний опір, зростають похибки, тому трансформатори НКФ-330, НКФ-500 випускаються в класах точності 1 і 3.

Трансформатор НКФ-500У1 (Рисунок 9.4) має чотири блоки.

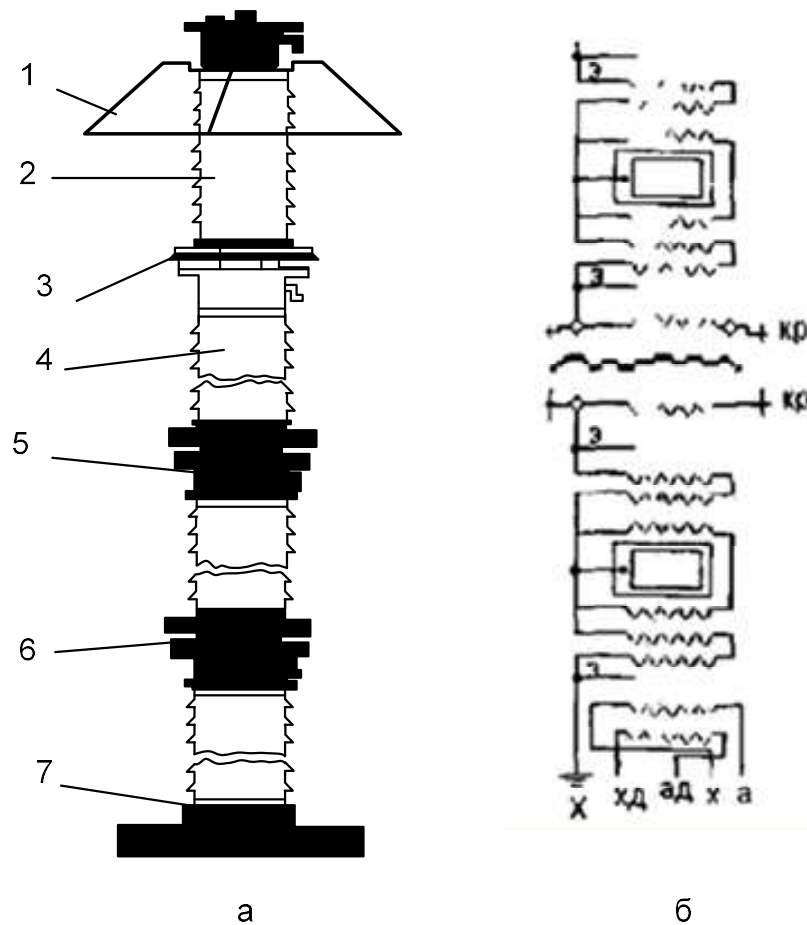


Рисунок 1.4 Трансформатор напруги НКФ-500У1: а - загальний вигляд; б - схема з'єднання обмоток; 1 - кільце ємнісне; 2 - блок верхній; 3 - козирок; 4 – блок середній; 5 – силікагель; 6 - заглушка; 7 - коробка з панеллю низьковольтних затискачів

Кожен блок трансформатора складається з активної частини, порцелянової сорочки, цоколя, розширювача для оливи, повітроосушувача та покажчика рівня оливи. Активна частина блоку - це двостержневий магнітопровід з обмотками на

кожному стрижні. Первинна обмотка рівномірно розподілена по всіх стрижнях магнітопроводу, вторинні обмотки (основна та додаткова) - тільки на нижньому стрижні магнітопроводу, що має найменший потенціал по відношенню до землі. Для передачі потужності з обмотки одного магнітопроводу на обмотки іншого використовують сполучні обмотки.

Лінійний вивід А первинної обмотки розташований на кришці розширювача верхнього блоку, заземлений вивід Х первинної обмотки і виводи вторинних обмоток А, Х, АД, ХД розташовані в коробці на цоколі нижнього блоку. Електрично блоки з'єднуються за допомогою перемичок, встановлених між однойменними виводами (е-е, К<sub>р</sub>-К<sub>р</sub>) у місцях роз'ємів блоків. На металевому цоколі кожного блоку є запірний пристрій для зливу оливи та заливання його під тиском. На кришці розширювача кожного блоку є фланець з отвором для вакуумування та доливки оливи (іноді до цього фланця кріпиться осушувач повітря). На показчик рівня оливи нанесені три контрольні показчики, що відповідають рівню оливи в блоці трансформатора при температурі охолоджуючого повітря: -45° - нижній; +15 ° - середній; +50 ° С – верхній показчик.

*Увімкнення трансформатора НКФ-500У1 у роботу.* При включенні нових трансформаторів у роботу монтаж, налагодження та випробування повинні проводитись відповідно до заводської інструкції. Якщо перевірений або трансформатор, що був в експлуатації, знаходився більше трьох місяців у роботі, у нього перевіряється опір ізоляції і проводяться випробування трансформаторного масла. Якщо в один із блоків доливалася олива, то трансформатор включається під напругу не раніше, ніж через 24 години після доливки. ТН включається до мережі пошттовхом на повну напругу. Перед включенням необхідно оглянути ТН, перевірити рівень оливи, стан індикаторного силікагелю, відсутність просочення оливи.

*Порядок обслуговування.* Під час огляду необхідно контролювати: рівень оливи в масловказівному склі, відсутність оливи в склі неприпустимо; відсутність протікання олії; стан силікагелю в осушувачі повітря; чистоту та цілісність

фарфорової ізоляції; кріплення екранів, козирків, кожухів; наявність сторонніх шумів.

Оглядають щиток затискачів, поміщений у закритій коробці з боковою кришкою, сальники для кабелів. Просушують ізоляцію обмоток при значному зниженні електричної міцності оливи та опору ізоляції, великому витоку оливи та оголенню ізоляційних частин трансформатора, виявленню вологи у внутрішніх деталях. Капітальні, поточні ремонти та випробування проводяться на відключеному та заземленому трансформаторі. Зняття заземлень дозволяється лише на час випробувань. Роботи на НКФ-500 є верхолазними. Якщо на НКФ-500 встановлено нерухомий контакт роз'єднувача РПЗ-500, то при знаходженні людей трансформаторі забороняється оперувати роз'єднувачем.

При пожежі на ТН, його необхідно вимкнути та заземлити. Пожежу гасять відповідно до інструкцій. [ 5]

Ємнісні трансформатори напруги (ЕТН) набули поширення на лініях електропередачі напругою 500 кВ і вище за економічними показниками та надійністю. ЕТН складається з ємнісного дільника напруги (двох послідовно з'єднаних конденсаторів  $C_1$  та  $C_2$ ) електромагнітного узгоджувального пристрою (Рисунок 1.5).

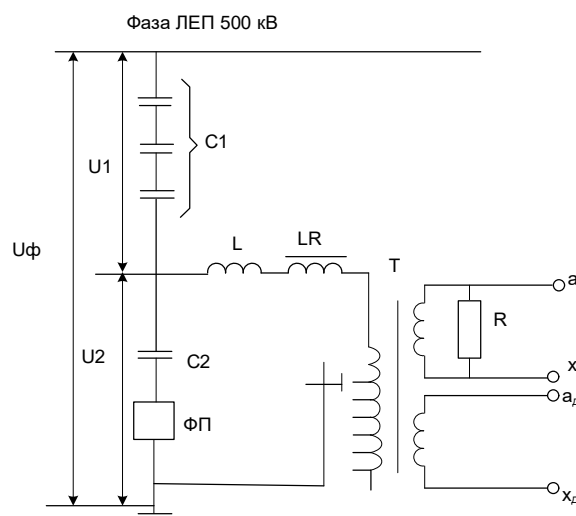


Рис- 1.5. Принципова схема ємнісного трансформатора напруги

На розподільчих пристроях зазвичай встановлюються колони конденсаторів зв'язку (для високочастотного зв'язку між підстанціями та ланцюгів автоматики і сигналізації). Якщо до цієї колони конденсаторів зв'язку, що має загальну ємність  $C_1$ , додати знизу конденсатор відбору потужності  $C_2$ , вийде ємнісний дільник напруги. Підбором ємностей ( $C_2 \gg C_1$ ) намагаються отримати на нижньому конденсаторі  $C_2$  необхідної напруги  $U_2$ , що становить невелику частину фазної напруги (близько 12 кВ).

Електромагнітний узгоджувальний пристрій складається з понижуючого трансформатора  $T$  спеціальної конструкції з кількома відгалудженнями для регулювання напруги, загороджувача  $L$ , щоб трансформатор  $T$  не вносив великих загасань струмів високої частоти під час роботи апаратури високочастотного зв'язку, яка підключається до конденсаторів через фільтр приєднання ФП.

Реактор  $LR$ , налаштований в резонанс з конденсаторами  $C_1 + C_2$  при частоті 50 Гц, покращує електричні властивості схеми - вихідна напруга  $T$  мало залежить від навантаження.

До вторинних затискачів  $T$  приєднуються вимірювальні прилади та пристрої релейного захисту. Баластний фільтр або резистор  $R$  служить для гасіння ферорезонансних коливань у вторинному ланцюзі при раптовому відключенні навантаження.

Вітчизняні заводи виготовляють ЕТН типу НДЕ (трансформатор напруги з ємнісним дільником) для номінальних напруг 500, 750, 1150 кВ. Вони складаються з уніфікованих елементів: конденсаторів з паперовою ізоляцією, просоченою оливою, з порцеляновими покриттями (конденсатори зв'язку типу СМР-166/-0,014, конденсатори відбору потужності типу ОМР-15-0,017); триобмоточних трансформаторів з коефіцієнтами трансформації  $12000/(100/\sqrt{3})$  і  $12000/100$  з відгалудженнями, реакторів з індуктивністю 90 Гн, а також з відгалудженнями для регулювання.

Понижувальний трансформатор та встановлений над ним реактор поміщаються у загальний бак, заповнений олією.

Похибки ЕТН залежать від значень ємностей та індуктивностей, від відхилення частоти від номінального значення, температури повітря, витоку за порцелянової ізоляції конденсаторів. Джерелом похибки можуть бути ферорезонансні коливання напруги (наявність конденсаторів і нелінійної індуктивності трансформатора створює можливість появи резонансу не тільки на основній, але і на нижчих частотах), для зниження яких застосовуються пристрої різних типів, що демпфують.

При належному виборі всіх елементів НДЕ виконуються клас точності 0,5 і вище. [6 ]

### **1.3 Феррорезонанс з трансформаторами напруги у мережі 220 кВ**

Оснащення повітряних вимикачів 220 кВ і вище конденсаторами, що шунтують контакти відокремлювача, створює можливість виникнення ферорезонансних процесів при відключенні систем шин із встановленими електромагнітними трансформаторами напруги. В експлуатації неодноразово наголошувалися випадки пошкодження ТН з цієї причини з виникненням коротких замикань та пожеж в ОРУ. Розроблено досить багато заходів, спрямованих на запобігання небезпечним ферорезонансним режимам, проте питання залишається актуальним. Причиною є недостатнє дослідження умов виникнення в експлуатації різних видів резонансу, у тому числі субгармонічного та неперіодичного.

Усі заходи щодо запобігання ферорезонансу з ТН можуть бути умовно поділені на дві категорії: оперативні, що передбачають певну послідовність комутацій при відключенні системи шин або зміну ємності шин на землю, та апаратні, що передбачають застосування спеціальних пристроїв для обмеження ферорезонансного режиму. Успішність використання оперативних заходів потребує інформації про параметри мережі, за яких можливий розвиток та існування ферорезонансного режиму. В основному це області значень поздовжньої ємності вимикачів та ємності на землю високовольтних апаратів,

ошиновки та інколи ліній. Є рекомендації щодо усунення ферорезонансного режиму шляхом включення на систему шин додаткової батареї конденсаторів зв'язку або використання ємності лінії, яка не відключається з боку шин. У деяких випадках такі заходи можуть призвести до ліквідації ферорезонансу не лише на основній гармоніці, але і до виникнення субгармонічного ферорезонансу. Зокрема, при використанні ємності лінії вона має бути обов'язково одноланцюговою. В іншому випадку її ємність на другий ланцюг, що знаходиться під напругою, виявляється підключеною паралельно конденсаторам вимикачів, що додатково посилює ферорезонансний режим.

Для оптимального проектування пристроїв обмеження ферорезонансу необхідна інформація про характерні ознаки виникнення режиму: значення напруги, струмів та склад гармонік. Нижче наводяться результати досліджень щодо визначення областей виникнення та існування різних видів ферорезонансу в мережі 220 кВ та значень параметрів ферорезонансного режиму. Дослідження проводились методом математичного моделювання.

Відомо, що ферорезонансний режим виникає при відключенні всіх вимикачів, приєднаних до даної системи шин, якщо схема залишається нерозібраною роз'єднувачами. Такий режим найчастіше має місце при дії дифзахисту шин, а також при зміні приєднань однієї системи шин на іншу. Пошкодження ТН при ферорезонансі пов'язане з протіканням по первинній обмотці підвищених та порівняно з нормальним режимом струмів, що призводять до обвуглювання ізоляції обмотки та виникнення численних виткових замикань. В результаті індуктивність ТН різко знижується і ферорезонансний режим може припинитися. Струм через ТН в ферорезонансному режимі не перевищує декількох ампер, після пошкодження обмотки обмежується поздовжньою ємністю вимикачів і стає ще менше. При цьому зовнішнє пошкодження ТН ніяк не проявляє себе до моменту включення систем шин під робочу напругу, після чого всередині ТН виникає коротке замикання зі струмом в кілька кілоампер, що призводить до вибуху ТН і пожежі.



У загальному випадку ферорезонансний режим є трифазним, але його аналіз для мереж з глухозаземленою нейтраллю може проводитися в однофазній схемі, оскільки в кожній фазі процес розвивається незалежно. Лише після розвитку ферорезонансу в одній фазі за рахунок міжфазних ємностей системи шин симетрія порушується і нерезонуючі фази, що залишилися, відчувають додатковий вплив. Взаємним впливом фаз через вторинну обмотку, з'єднану в розімкнений трикутник, через великий опір навантаження знехтуємо.

Ферорезонансний контур для однієї фази можна представити схемою заміщення (Рисунок 1.6). Місткість  $C_1$  між джерелом ЕРС і системою шин представляє суму поздовжніх ємностей конденсаторів, що шунтують розриви «відокремлювачів всіх вимикачів» приєднаних до цієї системи шин.

Ємність  $C_2$  між системою шин і землею представляє ємність на землю ошиновки і сумарну ємність на землю роз'єднувачів, розрядників, трансформаторів струму і напруги іншої високовольтної апаратури, підключеної до системи шин. Нелінійна індуктивність  $L$  замінює індуктивність ланцюга намагнічування ТН, опір  $R_1$  - активний опір первинної обмотки. Опір  $R_2$  еквівалентує вторинне навантаження ТН і втрати в магнітопроводі. Коли система шин знаходиться під робочою напругою, ємність  $C_1$  зашунтована контактами увімкнених вимикачів. При відключенні системи шин ємність дешунтується і джерело ЕРС виявляється підключеним до нелінійної індуктивності через ділянку ємнісний  $C_1$  і  $C_2$ [7].

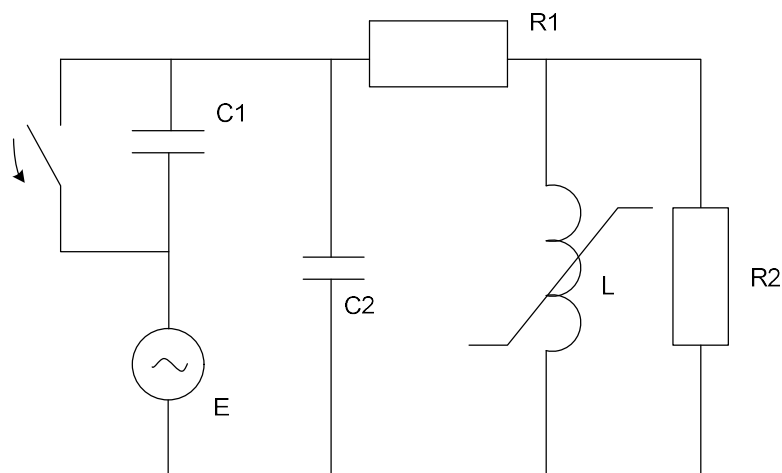


Рисунок 1.6. Схема заміщення ферорезонансного контуру для однієї фази

Феррорезонансний процес можна розглянути як розряд зарядженої до моменту комутації ємність  $C_2$  на нелінійну індуктивність у присутності джерела ЕРС. Частота коливань у контурі, що містить ємність та нелінійну індуктивність, залежить від заряду на ємності або, що рівнозначно, від максимальної напруги на ній. При малому значенні  $C_1$  і незначному, внаслідок цього, впливу джерела ЕРС розряд ємності  $C_2$  на індуктивність ТН формує загасаючі коливання з періодом, що постійно збільшується. Згасання визначається активними втратами в опорах  $R_1$  і  $R_2$ , а зростання періоду коливань - збільшенням середнього значення індуктивності зі зниженням напруги на ТН. Оскільки внутрішній опір джерела ЕРС близький до нуля, ємність  $C_1$  виявляється підключеною паралельно ємності  $C_2$  і також бере участь в коливальному процесі.

При збільшенні ємності  $C_1$  на режим ферорезонансного контуру все більший вплив починає надавати джерело ЕРС. Цей вплив полягає в тому, що джерело в деякі моменти часу може дозаряджати ємності  $C_1$  і  $C_2$ , вносячи енергію в резонуючий контур і збільшуючи частоту коливань, а може і розряджати, сприяючи згасання коливань. У моменти часу, коли струм в контурі і ЕРС збігаються по знаку амплітудне значення струму через  $C_1$  збільшується, дозаряджаючи її, і, крім того, напруга на  $C_1$  підсумовується з ЕРС, дозаряджаючи  $C_2$ . Якщо знаки струму та ЕРС протилежні, має місце зворотний процес із додатковим розрядом ємностей.

Частота в резонуючому контурі на початку процесу в загальному випадку не кратна частоті мережі і спочатку ферорезонансні коливання носять характер хаотичного обміну енергією між контуром і джерелом. Частота коливань в деякі моменти часу може зростати, потім знижуватися, знову зростати, тощо. Однак ферорезонансний контур має властивість налаштовуватись самостійно. Коли частота своїх коливань виявляється близька до частоти мережі або кратній їй, відбувається через кілька періодів синхронізація коливань у контурі. Енергія, отримана від джерела за період коливань, цілком поглинається опорами  $R_1$ ,  $R_2$  і не відбувається ні зростання, ні зниження частоти коливань. Ферорезонансні коливання набувають стійкості, причому при випадковому зниженні частоти фаза

струму змінюється таким чином, що ємності  $C_1$  і  $C_2$  дозаряджаються від джерела, відновлюючи частоту. При випадковому збільшенні частоти відбувається зворотний процес.

Таке явище може відбуватися як при частоті ферорезонансних коливань, що дорівнює частоті джерела (ферорезонанс на основній гармоніці), так і при частоті нижче частоти джерела в кратне число разів (субгармонічний ферорезонанс). Кратність частоти в загальному випадку може бути дробовим числом. Найбільшою стійкістю, окрім ферорезонансу на основній гармоніці, володіє ферорезонанс на непарних субгармоніках, зокрема на субгармоніці  $1/3$ .

Таким чином, в ферорезонансному режимі фаза основної гармоніки струму від джерела по відношенню до ЕРС керує режимом контуру, забезпечуючи баланс втрат і надходження енергії. При малих втратах фазовий кут струму близький до  $90^\circ$ , а при зростанні втрат, наприклад внаслідок збільшення опору  $R_1$ , фазовий кут зменшується. Максимальне значення та форма кривої струму змінюються незначно. При досягненні куту нульового значення та подальшому збільшенні  $R_1$  енергія, що надходить від джерела, не може компенсувати втрати, ферорезонансний режим зривається [8].

Кількісний аналіз розглянутих процесів проведено методом математичного моделювання та чисельного вирішення системи нелінійних диференціальних рівнянь, що описують ферорезонансний процес для схеми заміщення (рис 1.6) при  $R_1$  і  $R_2$  і  $L_{(i)}$ , відповідних ТН НКФ-220 без вторинного навантаження 400ВА. При розрахунку використана вебер-амперна характеристика намагнічування  $\psi(\tau_{i,ном})$ , знята експериментально для миттєвих значень на кількох примірниках ТН та усереднена:

Таблиця 1.1 - Вебер-амперна характеристика намагнічування

$\psi / \psi_{ном}$	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,55	1,7
$\tau_{ном}, \text{ТА}$	20	30	55	100	180	290	600	1550	2600

Опір первинної обмотки ТН  $R_1$  становить 9400 Ом.

При розрахунку опору  $R_2$  крім опору вторинної та сполучної обмоток (0,08 Ом) і опору вторинного навантаження враховані сумарні втрати сталі магнітопроводів двох блоків ТН, , що складають 200 Вт при номінальній напрузі 200 Вт.

Розрахунки показують, що найбільш важкий перехідний процес з найбільшою ймовірністю виникнення стійкого ферорезонансного режиму відповідає напрузі на шинах, що дорівнює найбільшому робочому (242 кВ) куту відхилення вимикача в максимум миттєвого значення напруги і відсутності вторинного навантаження ТН. Опір  $R_2$  у цих умовах еквівалентує лише до втрат в сталі магнітопровода. Для цього режиму в координатах  $C_1$  і  $C_2$  отримані області, що відповідають чотирьом різними типами ферорезонансного процесу (Рисунок 1.7)

*До першого типу відноситься дисипативний процес*, коли через 0,3с після комутації знижуються частота вільних коливань та амплітуда струму через ТН. Такий процес призводить до режиму без ферорезонансу зі струмами через обмотки, що не становлять небезпеки для ТН.

*До другого типу* (Рисунок 1.7, символ О) відноситься процес, коли після перехідного виникає ферорезонансний режим, що встановився, на промисловій частоті, що супроводжується підвищенням напруги на ТН до 1,5-2,5-кратного по відношенню до номінального.

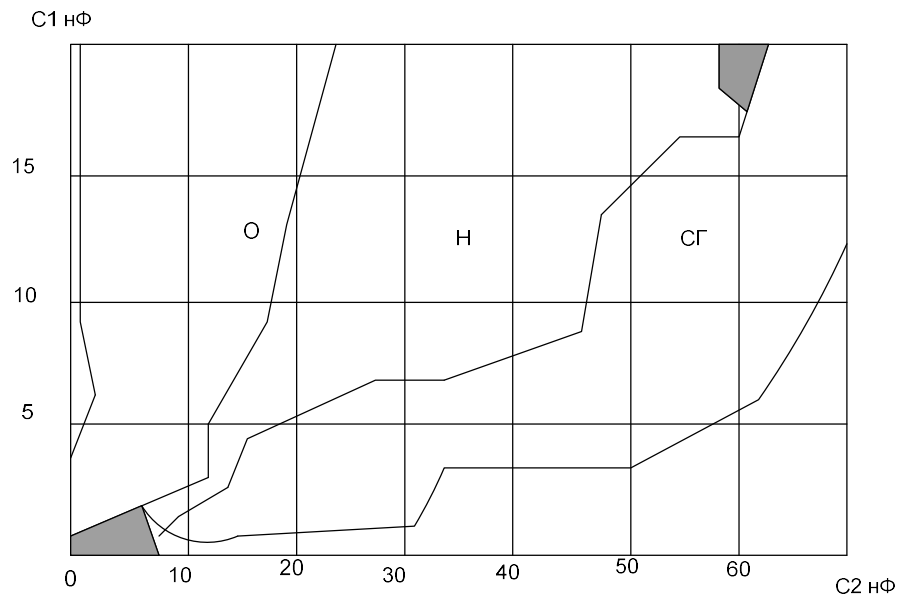


Рисунок 1.7. Области чотирьох типів ферорезонансу

У напрузі міститься 20-30 % третьої гармоніки, що, разом із підвищенням напруги, може бути характерною ознакою ферорезонансного режиму. Дійсне значення струму через первинну обмотку ТН в режимі, що встановився, істотно залежить від значення ємностей. Так, при  $C_1=2$  нФ та  $C_2 = 0,5$  нФ струм становить 0,35 А, при  $C_1=20$  нФ та  $C_2 = 20$  нФ - досягає 5,4 А. Такі струми ведуть до швидкого пошкодження ТН. Максимальне значення поточкозчеплення первинної обмотки ТН, знайдене як «інтеграл від напруги на обмотці», становить від 940 до 1700 Вб, що в 1,6-3 рази перевищує номінальне.

За наявності номінального вторинного навантаження область виникнення ферорезонансного режиму змінюється дуже незначно. Дійсне значення струму через первинну обмотку становило 2,68 А.

До третього типу ферорезонансного процесу (Рисунок 1.7, символ СГ) відноситься процес виникнення ферорезонансного режиму на субгармоніці 1/3. У напрузі ТН складова частоти 16,7 Гц досягає значень від 27 до 37, напруга промислової частоти становить лише від 5 до 18% номінального. Струм через первинну обмотку, як і при ферорезонансі на основній гармоніці, залежить від значення ємностей. При  $C_1=2$  нФ та  $C_2= 16$  нФ діюче значення струму становить 0,134 А, при  $Q = 15$  нФ та  $C_2 - 70$  нФ досягає 0,88 А. Враховуючи, що з точки зору

пошкодження ізоляції обмотки небезпечними є струми понад 0,25 А , відповідні щільності струму 5 А/мм<sup>2</sup>, ферорезонансний режим на субгармоніці 1/3 при  $C_2=20$  нФ становить безпосередню небезпеку для ТН.

Максимальне значення поточкозчеплення первинної обмотки ТН у всьому діапазоні зміни ємностей відрізняється незначною мірою і становить від 900 до 1100 Вб. Дійсне значення струму через первинну обмотку - 0,41 А. Слід зауважити, що область виникнення ферорезонансу на субгармоніці 1/3 є багатозв'язаною і на рис. 1.7 наведено лише її зовнішні межі.

*Четвертий тип* процесу (Рисунок 1.7, символ Н) зображає режим неусталеного, хаотично змінної частоти та амплітуди струмів у ферорезонансному контурі. Такий режим потенційно нестійкий і ферорезонанс зазвичай рано чи пізно зривається. Однак він може існувати досить тривалий час і не можна виключити його перехід у субгармонічний при розігріві обмотки ТН та збільшення її активного опору. Дійсне значення струму через первинну обмотку ТН в цьому режимі можна співставити з ферорезонансом на субгармоніці 1/3.

Амплітуда поточкозчеплення первинної обмотки ТН досягає 1500 Вб. Результати показують, що найбільшу небезпеку для ТН становить ферорезонансний режим на основній гармоніці, однак при великих ємностях на землю виникає і небезпечний субгармонічний режим, зокрема, це може мати місце при неправильному виборі ємності батареї конденсаторів зв'язку, додатково встановленої на шинах з метою боротьби з ферорезонансом, або недостатньої ємності лінії, підключеної до шин з цією ж метою.

Виявлення режиму ферорезонансу на основній гармоніці для пристроїв, що забезпечують його придушення, доцільно проводити за наявності одночасно двох ознак: підвищення напруги ТН в 1,5-2,5 рази та наявність у напрузі третьої гармоніки до 45-70% номінальної напруги. Режим субгармонічного ферорезонансу можна визначити за одночасною наявністю напруги субгармоніки порядку 60-70% номінального та значення напруги промислової частоти не менше 20% номінального. Замість напруги субгармоніки можна використовувати сигнал, пропорційний поточкозчепленню, тобто, інтегралу від вторинної напруги ТН, який

у всіх ферорезонансних режимах перевищує значення нормального режиму не менше ніж у 1,5 рази.

### **Висновок до розділу 1:**

Аналіз класифікації та особливостей експлуатації вимірювальних трансформаторів напруги є важним аспектом в електротехнічних системах. Вимірювальні трансформатори напруги можуть бути класифіковані на потокові, оптоволоконні та резистивні.

Потокові трансформатори використовуються для вимірів високих значень напруги, мають високу точність та надійність. Оптоволоконні трансформатори забезпечують гальмівну функцію та високу ізоляцію між первинним і вторинним колами.

Резистивні трансформатори базуються на резистивному діленні напруги, мають просту конструкцію і використовуються в широкому спектрі застосувань.

Експлуатація вимірювальних трансформаторів напруги вимагає дотримання правил безпеки, регулярної перевірки та калібрування, а також правильного підключення.

Вибір трансформатора залежить від потреб системи, включаючи його точність, навантажувальну здатність та діапазон вимірювання. Вимірювальні трансформатори напруги потребують відповідної ізоляції для забезпечення безпеки. Аналіз класифікації та особливостей експлуатації допомагає забезпечити надійність, точність та безпеку вимірювань.

Враховання вимог стандартів є важливим аспектом при роботі з вимірювальними трансформаторами напруги. Правильний вибір трансформаторів сприяє ефективній роботі системи з вимірювання напруги.

В цілому, аналіз класифікації та особливостей експлуатації вимірювальних трансформаторів напруги має вирішальне значення для досягнення надійності, точності та безпеки в електротехнічних системах[9].

## 2. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ РОЗВИТКУ ЯРМОЛИНЕЦЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 КВ

### 2.1 Загальна характеристика електричних мереж

У Ярмолинецьких електричних мережах з'явилися п'ять нових пунктів споживання електричної енергії – Сутківці, Жилинці, Москалівка, Новий світ та Радківці в результаті з'явилась необхідність розвитку цієї мережі. Схема електричної мережі наведена на рисунку 2.1, а дані про лінії електричної мережі і параметри трансформаторних підстанцій наведені в таблицях 2.1 і 2.2. [10 ]

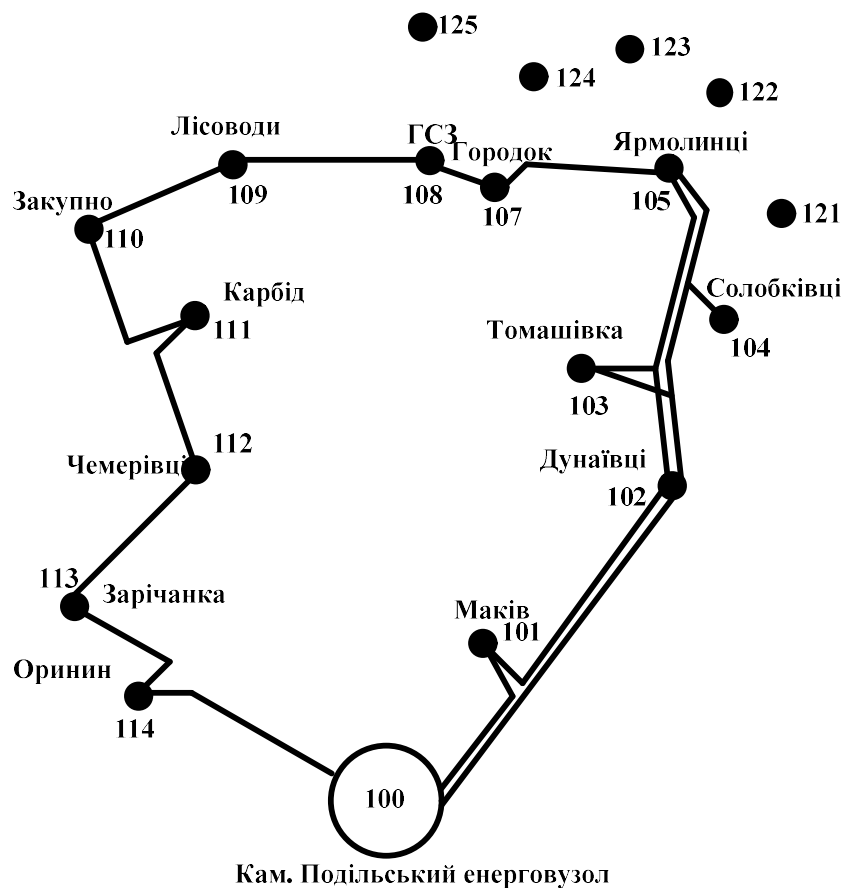


Рисунок 2.1 – Схема існуючої електричної мережі

Таблиця 2.1 – Дані про лінії електричної мережі



№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва вузла	Довжина лінії, км	Марка проводу
100	101	Кам.Подільський енерговузол – Маків	18,57	АС-120
101	102	Маків - Дунаївці	3,9	АС-120
102	1031	Дунаївці - 1031	13,4	АС-185
102	1032	Дунаївці - 1032	2,6	АС-185
1031	103	1031 - Томашівка	3,5	АС-120
1032	103	1032 - Томашівка	3,5	АС-120
1031	105	1031 - Ярмолинці	13,4	АС-185
1032	1033	1032 -1033	14,8	АС-185
1033	104	1033 - Солобківці	1,8 4	АС-95 АС-120
1033	105	1033 - Ярмолинці	9,5	АС-185
105	107	Ярмолинці - Городок	21,2	АС-95
107	108	Городок - ГСЗ	2,71	АС-120
108	109	ГСЗ – Лісоводи	10,29	АС-120
109	110	Лісоводи - Закупне	13,3	АС-95
110	111	Закупне - Карбід	6	АС-120
111	112	Карбід - Чемерівці	12,5	АС-120
112	113	Чемерівці - Зарічанка	15,0	АС-120
113	114	Зарічанка - Оринин	21,7	АС-120
114	100	Оринин - Кам.Подільський енерговузол	19,8	АС-120

Таблиця 2.2 – Параметри трансформаторних підстанцій

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	$S_N$ , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Кам.Подільський енерговузол	0.9	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
101	Маків	0.9	5.41+j3.87	ТМН-6300/110/10	2
102	Дунаївці	0.9	7.1+j3.407	ТДТН-25000/110/35/10	2
103	Томашівка	0.9	7.1+j3.407	ТМН-6300/110/10 ТДТН-10000/110/35/10	2
104	Солобківці	0.9	4.5+j1.96	ТДТН-10000/110/35/10	1
105	Ярмолинці	0.9	4.41+j1.5	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
107	Городок	0.88	5.1+j3.08	ТДТН-10000/110/35/10	2
108	ГСЗ	0.87	4.0+j2.52	ТМН-6300/110/10	1
109	Лісоводи	0.9	4.41+j1.5	ТДТН-10000/110/35/10	1
110	Закупне	0.9	3.0+j2.52	ТМН-6300/110/10	1
111	Карбід	0.9	4.1+j1.5	ТМН-6300/110/10	1
112	Чемерівці	0,9	14,8+j9.44	ТДТН-25000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
113	Зарічанка	0.9	3,2+j2.2	ТМН-6300/110/10	1
114	Оринин	0,9	3,1+j1.2	ТМН-6300/110/10	1

## 2.2 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 (Рисунок 2.1), 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.

За відомими формулами і знаючи розмір активних потужностей навантажень  $P_i$  і реактивної  $Q_i$  можна визначити значення коефіцієнтів  $\cos(\varphi_i)$  і повної  $S_i$  потужностей у вузлах споживання [11 ]:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi_i} \quad (2.1)$$

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2} \quad (2.2)$$

Повна та реактивна потужність нових споживачів складатиме:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 2.3 – Потужності навантажень

Вузол	Потужність			cosφ
	P, МВт	Q, МВАр	S, МВт	
121	4	1,823	4,396	0,91
122	5	2,423	5,556	0,9
123	5	3,098	5,882	0,85
124	6	2,907	6,667	0,9
125	4	1,936	4,444	0,9

## 2.3 Вибір оптимального варіанту розвитку електричної мережі

### 2.3.1 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 4 років (вузли 121, 122, 123, 124, 125) [ 12].

Для нашого варіанту приймаємо опорні пункти живлення – 103, 104 та 105 відносно яких будуть розглядатися варіанти схеми.

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

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^n Z^{(t)}; \quad (2.3)$$

або

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^2 [E \times K^{(t)} + \Delta B^{(t)}] \times (1 + E_{н.п.})^{1-t}; \quad (2.4)$$

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:

$$K^{(t)} = K_{п.} \cdot \Delta L_t, \quad (2.5)$$

щорічні витрати

$$\Delta B^{(t)} = 0,0594 \cdot K^{(t)} + \left( \frac{P}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_0 \cdot \tau \cdot \Delta L_t \cdot c; \quad (2.6)$$

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[13].

Отже, з врахуванням обмеження вказуємо можливі лінії електропередачі для існуючої схеми (Рисунок 2.2):

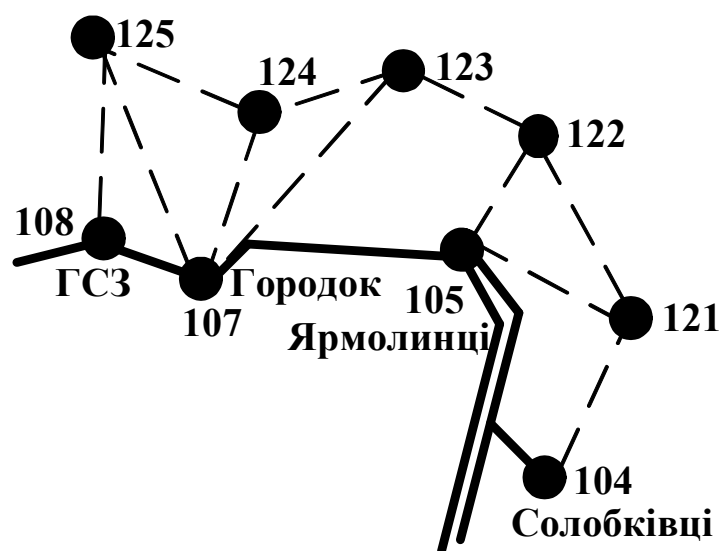


Рисунок 2.2 – Часткова схема електричної мережі

Для прикладу визначати сумарні витрати будемо для одного з варіантів. Сумарні витрати інших варіантів розраховуються аналогічно, результат відображуємо в таблиці 2.4.

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 2.2.

Варіант №1:

1-ий рік – будуюмо лінії 105-121, 105-122 та 122-123. Отже сумарне збільшення довжини ліній електромережі складатиме:

$$\Delta L = 16,28 + 7,26 + 9,79 = 33,33 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по будівництву ліній.

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 2.4.

Усі варіанти розвитку представлені на рисунку 2.3.

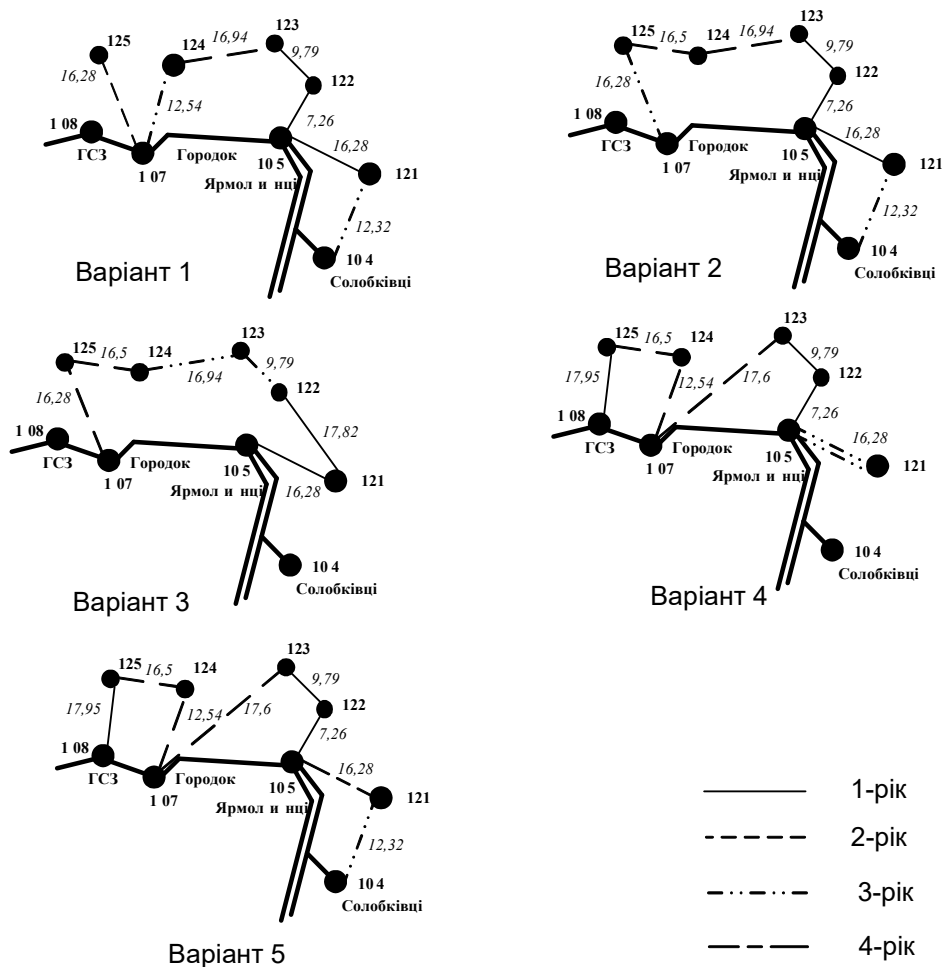


Рисунок 2.3 – Варіанти розвитку електричної системи

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-120/19.

Розрахунок потужностей ділянок та вибору марок проводів наведені в таблиці 2.4

Таблиця 2.4 – Розрахунок потужностей ділянок та вибору марок проводів

№ сх.	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	$P_{\text{л}}$ ,	$Q_{\text{л}}$ ,	$S_{\text{л}}$ ,	$U_{\text{ном}}$ ,	$I_{\text{розр}}$	F
					МВт	МВАр	МВА	кВ	А	мм
1	1	105-121	16,28	1	1,72	0,79	1,89	110	10,4	АС-120/19
	1	105-122	7,26	1	9,00	4,79	10,20	110	56,2	АС-120/19
	1	122-123	9,79	1	5,88	3,10	6,65	110	36,6	АС-120/19
	2	123-124	16,94	1	6,67	2,91	7,27	110	40,1	АС-120/19
	2	107-125	16,28	1	4,00	1,94	4,44	110	26,7	АС-120/19
	3	104-121	12,32	1	2,28	1,04	2,50	110	13,8	АС-120/19
	3	107-124	12,54	1	7,00	3,64	7,88	110	43,4	АС-120/19
2	1	105-121	16,28	1	1,72	0,79	1,89	110	10,4	АС-120/19
	1	105-122	7,26	1	11,36	7,26	13,48	110	74,3	АС-120/19
	1	122-123	9,79	1	6,36	9,79	11,68	110	64,3	АС-120/19
	2	123-124	16,94	1	1,17	0,88	1,46	110	8,1	АС-120/19
	2	124-125	16,5	1	2,83	2,81	3,99	110	22,0	АС-120/19
	3	104-121	12,32	1	2,28	1,04	2,50	110	13,8	АС-120/19
	3	107-125	16,28	1	7,83	5,24	9,42	110	51,9	АС-120/19

Продовження таблиці 2.4 – Розрахунок потужностей ділянок та вибору марок проводів

№ сх.	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	Рл,	Qл,	Сл,	Uном,	Iрозр	F
3	1	105-121	16,28	1	11,94	6,05	13,38	110	73,7	АС-120/19
	1	121-122	17,82	1	7,94	4,22	8,99	110	49,5	АС-120/19
	2	107-125	16,28	1	12,41	6,35	13,94	110	76,8	АС-120/19
	2	125-124	16,5	1	8,41	4,42	9,50	110	52,3	АС-120/19
	3	124-123	16,94	1	2,41	1,51	2,84	110	15,7	АС-120/19
	3	122-123	9,79	1	2,59	1,59	3,04	110	16,8	АС-120/19
4	1	105-122	7,26	1	6,49	3,49	7,37	110	40,6	АС-120/19
	1	122-123	9,79	1	1,49	1,07	1,83	110	10,1	АС-120/19
	1	108-125	17,95	1	4,00	1,94	4,44	110	24,5	АС-120/19
	2	123-107	17,6	1	3,51	2,03	4,05	110	22,3	АС-120/19
	2	124-125	16,5	1	6,00	2,91	6,67	110	36,7	АС-120/19
	3	105-121	16,28	2	2,00	0,91	2,20	110	6,1	АС-120/19
	4	107-124	12,54	1	6,00	2,91	6,67	110	36,7	АС-120/19
5	1	105-122	7,26	1	6,49	3,49	7,37	110	40,6	АС-120/19
	1	122-123	9,79	1	1,49	1,07	1,83	110	10,1	АС-120/19
	1	108-125	17,95	1	4,00	1,94	4,44	110	24,5	АС-120/19
	2	123-107	17,6	1	3,51	2,03	4,05	110	22,3	АС-120/19
	2	124-125	16,5	1	6,00	2,91	6,67	110	36,7	АС-120/19
	3	105-121	16,28	1	1,72	0,79	1,89	110	10,4	АС-120/19
	3	107-124	12,54	1	6,00	2,91	6,67	110	36,7	АС-120/19
	4	104-121	12,32	1	2,28	1,04	2,50	110	13,8	АС-120/19



Капітальні вкладення розраховуємо у відповідності з формулою (2.5).

Вартості спорудження повітряних ліній напругою 110 кВ (тис.у.о/км) беремо з довідника [14].

Для ділянки 105-121:

$$K_{105-121} = 13,1 \cdot 16,28 = 213,268 \text{ (тис. у.о).}$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (2.6):

$$\begin{aligned} \Delta B_{105-121} &= 0,0594 \cdot 213,268 + 3800 \cdot 1,7 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{1,89}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 16,28 = \\ &= 12,67 \text{ (тис. у.о).} \end{aligned}$$

Для інших ділянок проводимо такий самий розрахунок, результати якого представлені в таблиці 2.4.

Сумарні витрати першого року розраховуємо:

$$Z^1 = 0,12 \cdot (213,268 + 95,106 + 128,249) + 12,67 + 5,65 + 7,62 = 78,33 \text{ (тис.у.о).}$$

2 рік Для варіанту 1 у другому році будуємо одноланцюгові лінії 123-122, 124-123 відповідно довжиною 16,94 та 16,28 км.

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

Сумарні витрати другого року розраховуємо:

$$Z^2 = (0,12 \cdot (221,914 + 213,268) + 13,18 + 12,67)(1+0,08)^{-1} = 72,29 \text{ (тис.у.о).}$$

3 рік Для варіанту 1 у третьому році будуємо одноланцюгові лінії 104-121, 107-124 відповідно довжиною 12,32 та 12,54 км.

Розрахунок капітальних вкладень та щорічних витрати проводимо аналогічно до розрахунку у першому році[15].

Сумарні витрати другого року розраховуємо:

$$Z^2 = (0,12 \cdot (161,392 + 164,274) + 9,59 + 9,76)(1+0,08)^{-2} = 57,63 \text{ (тис.у.о).}$$

Остаточні витрати будуть такими:

$$Z = 78,33 + 72,77 + 57,63 = 208,73 \text{ (тис.у.о).}$$

Розрахунок витрат для інших варіантів (рисунок 2.2) розвитку ЕС виконується аналогічно. Результати розрахунків подано в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати розрахунків сумарних витрат по роках

№	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	К <sub>літ</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 4- го року З <sub>4</sub>	Сумарні витрати
1	1	105-121	16,28	13,1	213,268	12,67	38,26	78,33	72,29	50,09	-	200,7124
	1	105-122	7,26	13,1	95,106	5,65	17,06					
	1	122-123	9,79	13,1	128,249	7,62	23,01					
	2	123-124	16,94	13,1	221,914	13,18	36,86					
	2	107-125	16,28	13,1	213,268	12,67	35,43					
	3	104-121	12,32	13,1	161,392	9,59	24,82					
	3	107-124	12,54	13,1	164,274	9,76	25,27					
	2	1	105-121	16,28	13,1	213,268	12,67					
1		105-122	7,26	13,1	95,106	5,65	17,06					
1		122-123	9,79	13,1	128,249	7,62	23,01					
2		123-124	16,94	13,1	221,914	13,18	36,86					
2		124-125	16,5	13,1	216,15	12,84	35,91					
3		104-121	12,32	13,1	161,392	9,59	24,82					
3		107-125	16,28	13,1	213,268	12,67	32,80					
3		1	105-121	16,28	13,1	213,268	12,67	38,26	89,74	87,67	53,86	-
	1	121-122	17,82	13,1	286,902	17,04	51,47					
	2	107-125	16,28	13,1	262,108	15,57	43,54					
	2	125-124	16,5	13,1	265,65	15,78	44,13					
	3	124-123	16,94	13,1	221,914	13,18	34,13					
	3	122-123	9,79	13,1	128,249	7,62	19,73					

Продовження таблиці 2.4 – Результати розрахунків сумарних витрат по роках

№	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	K <sub>літ</sub> тис. у.о/км	К	ΔВ	З	тис. у.о				
								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 4- го року З <sub>4</sub>	Сумарні витрати
4	1	105-122	7,26	13,1	95,106	5,65	17,06	97,19	82,98	32,80	23,40	236,36
	1	122-123	9,79	13,1	157,619	9,36	28,28					
	1	108-125	17,95	13,1	288,995	17,17	51,85					
	2	123-107	17,6	13,1	283,36	16,83	47,07					
	2	124-125	16,5	13,1	216,15	12,84	35,91					
	3	105-121	16,28	13,1	213,268	12,67	32,80					
	4	107-124	12,54	13,1	164,274	9,76	23,40					
5	1	105-122	7,26	13,1	95,106	5,65	17,06	82,26	109,63	25,27	22,98	240,14
	1	122-123	9,79	13,1	128,249	7,62	23,01					
	1	108-125	17,95	13,1	235,145	13,97	42,19					
	2	123-107	17,6	13,1	230,56	13,70	38,30					
	2	124-125	16,5	13,1	216,15	12,84	35,91					
	2	105-121	16,28	13,1	213,268	12,67	35,43					
	3	107-124	12,54	13,1	164,274	9,76	25,27					
	4	104-121	12,32	13,1	161,392	9,59	22,98					

## 2.4 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

З аналізу таблиці 2.4 видно, що варіант №1 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 2-х вузлів 104 та 107.

В цій схемі першого року будуються одноланцюгові лінії 107-121, 104-125 та 125-124, другого року – одноланцюгові лінії 123-124, 123-122 та 122-121. Всі одноланцюгові лінії виконані проводом АС-120/19. Оптимальна схема електричної мережі представлена на рисунку 2.4.

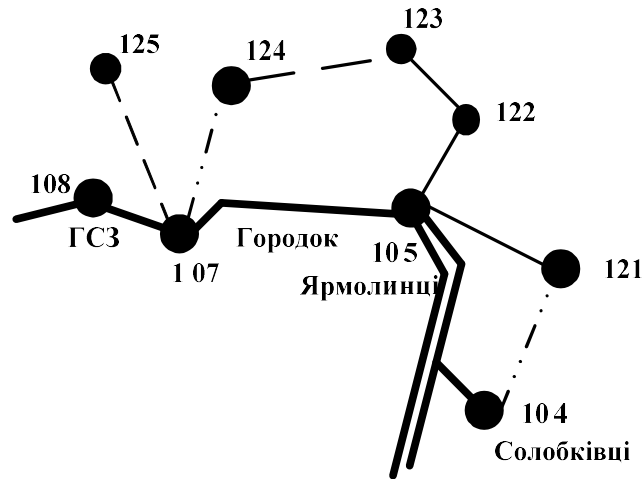


Рисунок 2.4 – Оптимальна схема електричної мережі за методом динамічного програмування

Характеристика оптимального варіанта:

1. Номінальна напруга 110 кВ.
2. Використані перерізи проводів – 120/19 мм<sup>2</sup>.
3. Всі опори залізобетонні, лінії одноланцюгові[16].

## 2.5 Вибір трансформаторів на споживчих підстанціях

Детальний аналіз можливостей систематичного перенавантаження 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 перенавантаження в післяаварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступною формулою:

$$\dot{S}_{T.n.i} \geq \frac{P_{\max i}}{1,4(n_T - 1)\cos\varphi_n} = \frac{S_{\max i}}{1,4(n_T - 1)} \quad (2.7)$$

де  $n_T$  - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;

Для вузла 121 згідно (2.7) маємо:

$$S_T \geq \frac{4,396}{1,4} = 3,14 \text{ МВА.}$$

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

Аналогічно проводимо вибір трансформаторів для інших підстанцій. Результати вибору трансформаторів і їх номінальні параметри зводимо в таблицю 2.5 [ 17]

Таблиця 2.5 – Параметри трансформаторів

№	Тип	S <sub>ном</sub> МВА	Границі регулюван- ня	U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		u <sub>к</sub> %	$\Delta P_k$ кВт	$\Delta P_x$ кВт	I <sub>x</sub> %	R Ом	X Ом	$\Delta Q_x$ 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

## 2.6 Вибір схем розподільчих пристроїв споживчих 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 дотримання 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.

Оскільки на підстанціях 121, 122, 123, 124, 125, нашого варіанту встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонуємо схему містка з вимикачем в перемичці та вимикачами в ланцюгах трансформаторів (рисунок 2.5). [18]

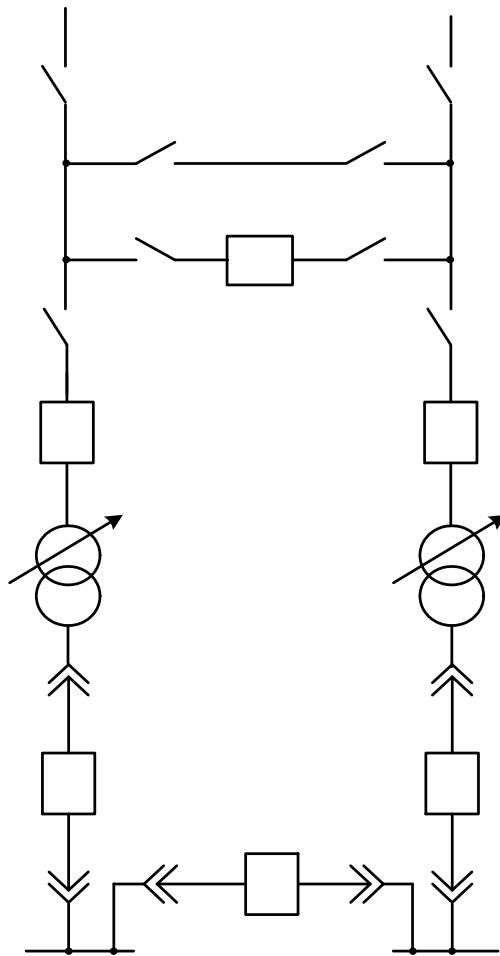


Рисунок 2.5 – Схема розподільчого пристрою вузлів

## 2.7 Вибір схеми вузлової підстанції

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 дотримання 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.

Для вузлової підстанції Городок (вузол 107) пропонується два варіанти схеми: I – одна секціонована система шин з обхідною з окремим секційним і обхідним вимикачами (Рисунок 2.6); II – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем (Рисунок 2.7).

## 2.8 Визначення затрат для варіантів схем підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними загальними затратами:

$$Z = E_H \cdot K + B + Z_6, \quad (2.8)$$

де  $E_H$  – нормативний коефіцієнт дисконту;

$K$  – капіталовкладення на спорудження підстанції;

$B$  – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування;

$Z_6$  – збиток від перерв електропостачання.

Капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = n_B \cdot C_0, \quad (2.9)$$

де  $n_B$  – кількість вимикачів в схемі підстанції;

$C_0$  – вартість одного вимикача.



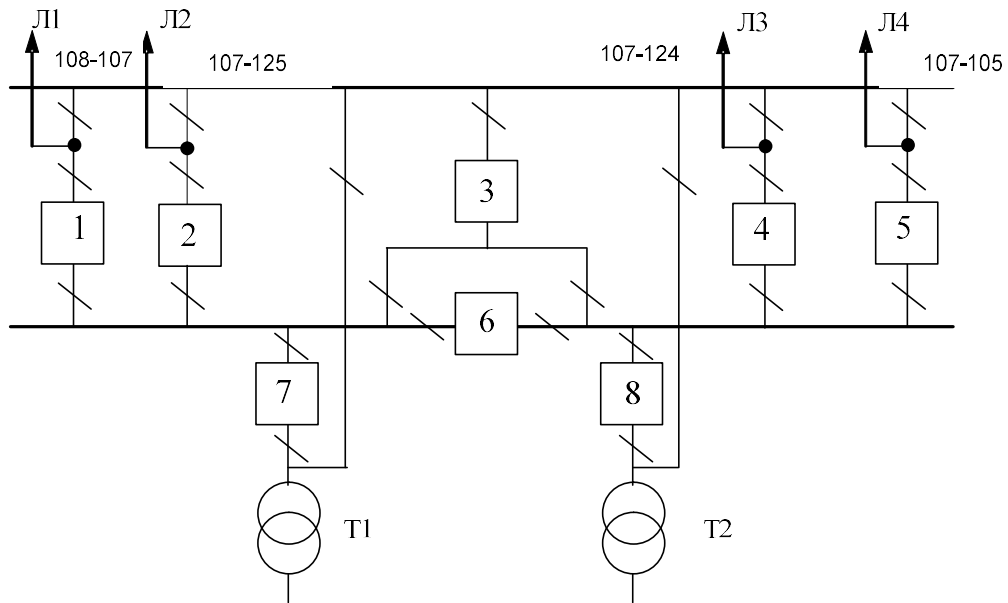


Рисунок 2.6 – Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 107) – одна секціонована система шин з обхідною з окремими секціонованим і обхідним вимикачами

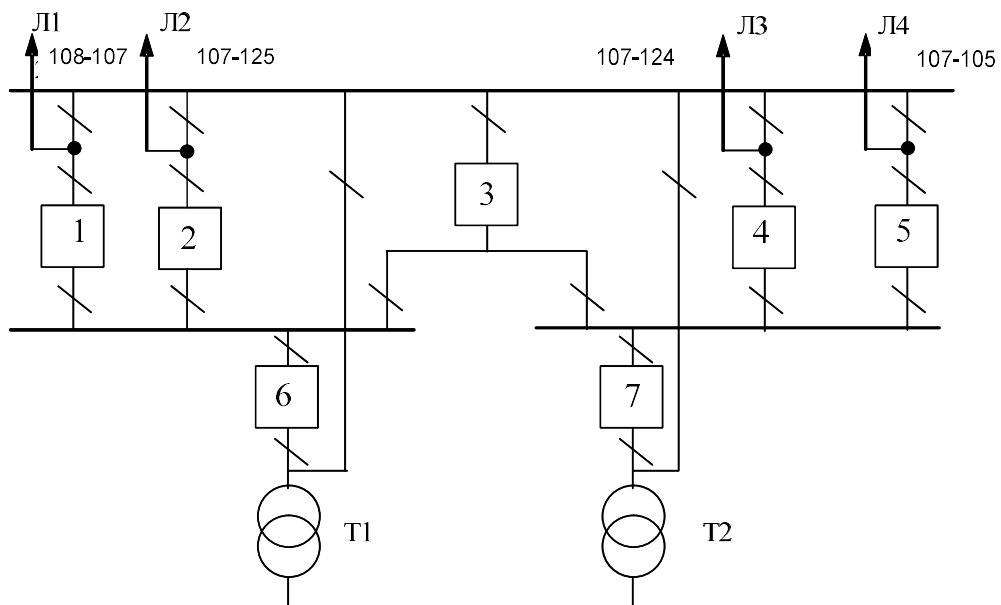


Рисунок 2.7 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 107) – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем

У відповідності з (2.9) для варіантів підстанції (вузол 107) (Рисунок 2.6 – 2.7) маємо:

$$K_I = 8 \cdot 42 = 336 \text{ (тис.у.о.);}$$

$$K_{II} = 7 \cdot 42 = 294 \text{ (тис.у.о.).}$$

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

$$U = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (2.10)$$

де  $P_a$ ,  $P_o$  – відрахування на амортизацію і обслуговування (для силового електрообладнання і розподільчих пристроїв до 150 кВ:  $P_a = 6,4\%$ ,  $P_o = 3\%$ ).

У відповідності з (2.10) для варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 101) маємо:

$$U_I = \frac{6,4 + 3}{100} \cdot 336 = 31,584 \text{ (тис.у.о.);}$$

$$U_{II} = \frac{6,4 + 3}{100} \cdot 294 = 27,636 \text{ (тис.у.о.).}$$

Щорічні загальні затрати для варіантів схеми підстанції вузла 240:

$$Z_I = (0,12 \cdot 336 + 31,584) \cdot 8 = 575,232 \text{ (тис.грн.);}$$

$$Z_{II} = (0,12 \cdot 294 + 27,636) \cdot 8 = 503,328 \text{ (тис.грн.).}$$

Таким чином виходячи з розрахованих загальних затрат для вузлової підстанції (вузол 104) обираємо варіант II схеми (рисунок 2.7) – одна секціонована

система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем. Розглянемо вибір цієї підстанції з врахуванням надійності.

## 2.9 Вибір оптимальної схеми вузлової підстанції з врахуванням надійності

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

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

В даному випадку розрахунок надійності виконується для одного варіанту схеми вузлової підстанції (пункт 107) (рисунок 2.7).

Розрахунок ведеться по формі таблиці, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхній стрічці – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП.

Середній час відновлення вимикачів 110 кВ:  $T_B=2,8 \cdot 10^{-3}$  рік/відмову, коефіцієнт планових простоїв повітряних вимикачів:  $K_{\Pi}=10 \cdot 10^{-3}$  у.о.

Параметри потоку відмов вимикачів в інших ланцюгах, та ланцюгах ПЛ:  $\omega_B = 0,03$  1/рік,  $\omega_{ВЛ} = 0,01$  1/рік.

Визначимо час планового простоїв  $T_{\Pi}$ :

$$K_{\Pi} = \omega_{\Pi} \times T_{\Pi} \Rightarrow T_{\Pi} = \frac{K_{\Pi}}{2} = \frac{10 \times 10^{-3}}{2} = 5 \times 10^{-3}$$

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.11)$$

де  $n$  – кількість вимикачів в РП.

Проведемо розрахунок для вузлової підстанції:

У відповідності із схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0 = 1 - 7 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 0,93.$$

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

$$T_{B2;\Pi1} = T_{B2} - (T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{\Pi1}, \quad (2.12)$$

де  $T_{\Pi1} = K_j / \omega_{\Pi} = 10 \cdot 10^{-3} / 2 = 0,005$ ;

Тоді  $T_{B2;\Pi1} = 2,8 \cdot 10^{-3} - (2,8 \cdot 10^{-3})^2 / 2 \cdot 0,005 = 2,016 \cdot 10^{-3}$ .

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$M(Z_6) = T_{н6} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (2.13)$$

де  $y_0 = 4$  (грн./кВт·год.);

Розрахунок надійності будемо проводити в програмі «САПР». Для цього в ній необхідно виконати схему нашої вузлової підстанції, задатися потужностями ліній, які відходять від неї.

Задавшись потужностями автотрансформаторів, ліній і показавши підключення вимикачі(до якої системи він підключений) наша схема в програмі «САПР» буде мати вигляд:

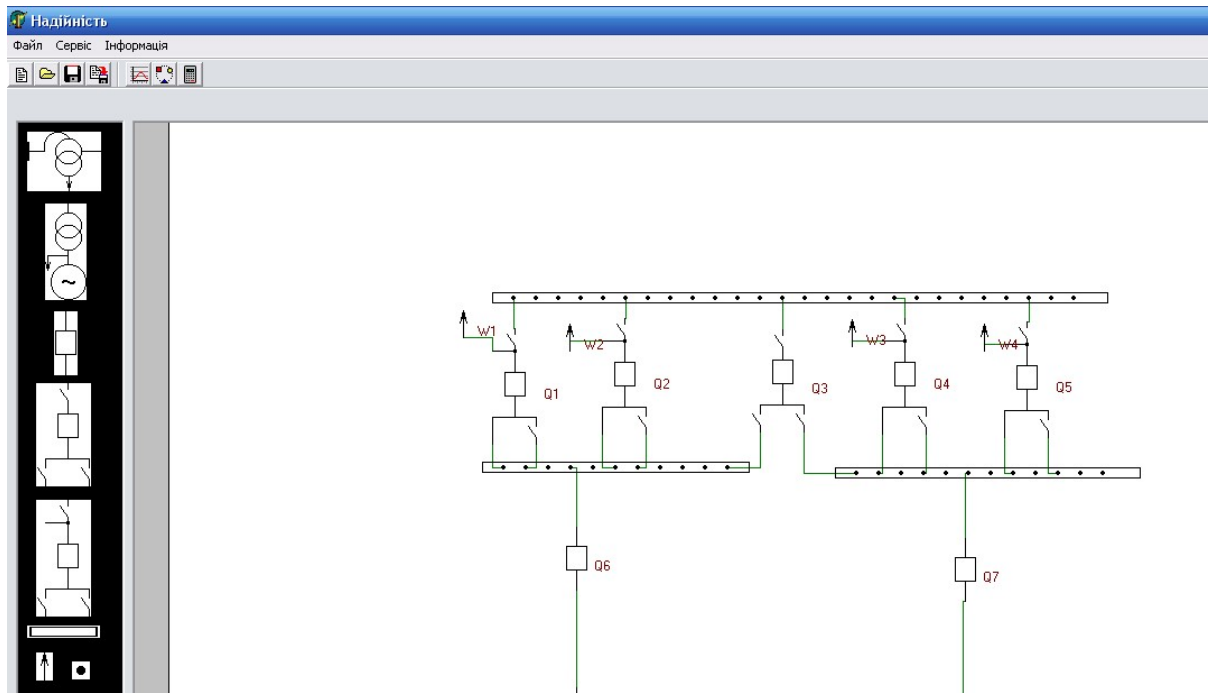


Рисунок 2.8 – Схема вузлової підстанції 107 в програмі САПР

Після введення схеми в програму необхідно ввести параметри надійності ( $\omega_1$ ,  $\omega_2$ ,  $T_{\text{п}}$ ,  $T_{\text{в}}$ ,  $L$ ,  $y_0$ ). Ці дані вибираємо з [19] відповідно до нашої схеми:

Параметри надійності	
Частота раптових відмов	
$\omega_1$	0,01
$\omega_2$	0,03
Коеф. раптових відмов - Крв	
	0,6
Довжина ЛЕП - L, [км]	
	68,78
Вартість 1 кВт втрат - $y_0$	
	4
$T_{\text{п}}$ [год]	43,8
$T_{\text{в}}$ [год]	24,528
Періодичність ППР - $\mu$	2

Рисунок 2.9 – Параметри надійності

Після введення параметрів надійності введемо параметри системи та районів:

Параметри системи та районів

Навантаження системи: 13,3

Район №1: 1

Переток в систему: 0

Прийняти

Відмінити

Рисунок 2.10 – Параметри системи та районів

Ввівши всі необхідні дані можна проводити розрахунок. Програма рахує і видає результат:

Результати розрахунків

Результат | Вибірка

Виплош що відмова	Параметр потоку відмов $w_i$	Відшкодування елементів, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відшкодуваних елементів							
		Коефіцієнт ремонту $K_p$ та ремонтний виплош							
		$K_0=0,93$	Q1-л	Q2-л	Q3-г	Q4-л	Q5-л	Q6-г	Q7-г
Q1-л	0,0183	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To
		W1, D(W2,ТМН)-З	W1, D(W2,ТМН)-З	W1, D(W2,ТМН)-З	W1, D(W2,ТМН)-З	W1, D(W2,ТМН)-З	W1, D(W2,ТМН)-З	W1, D(W2,ТМН)-З	W1, D(W2,ТМН)-З
Q2-л	0,0183	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To
		W2, D(W1,ТМН)-З	W2, D(W1,ТМН)-З	W2, D(W1,ТМН)-З	W2, D(W1,ТМН)-З	W2, D(W1,ТМН)-З	W2, D(W1,ТМН)-З	W2, D(W1,ТМН)-З	W2, D(W1,ТМН)-З
Q3-г	0,006	D(W1,W2,ТМН), D(W3,W4,ТМН)-З	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To	ТМН, D(W1,W2)-To	ТМН, D(W3,W4)-To
		D(W1,W2,ТМН), D(W3,W4,ТМН)-З	W1, D(W2,ТМН)-З	W2, D(W1,ТМН)-З	W3, D(W4,ТМН)-З	W4, D(W3,ТМН)-З	ТМН, D(W1,W2)-З	ТМН, D(W3,W4)-З	ТМН, D(W3,W4)-З
Q4-л	0,0183	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To
		W3, D(W4,ТМН)-З	W3, D(W4,ТМН)-З	W3, D(W4,ТМН)-З	W3, D(W4,ТМН)-З	W3, D(W4,ТМН)-З	W3, D(W4,ТМН)-З	ТМН, W3, D(W1,W2)-З	ТМН, W3, W4-З
Q5-л	0,0183	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To	ТМН, W4, W3-To
		D(W3,ТМН)-З	W4, D(W3,ТМН)-З	W4, D(W3,ТМН)-З	W4, D(W3,ТМН)-З	W4, D(W3,ТМН)-З	ТМН, W4, D(W1,W2)-З	ТМН, W4, W3-З	ТМН, W4, W3-З
Q6-г	0,006	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To	ТМН, W2, W1-To
		ТМН, D(W1,W2)-З	ТМН, D(W1,W2)-З	ТМН, D(W1,W2)-З	ТМН, D(W1,W2)-З	ТМН, D(W1,W2)-З	ТМН, D(W1,W2)-З	ТМН, W2, W1, D(W1,W2)-З	ТМН, W2, W1, D(W1,W2)-З

Відмовив:  В ремонті:  Втратили:  Р:  На час:

Рисунок 2.11 – Результат розрахунку

Елементи, що відключились	P, [Мвт]	t, [год]	Ko		Kp	
			$\omega_{лв}$	$\omega_{гв}$	$\omega_{лв}$	$\omega_{гв}$
TMTH, W2, W1	13,3	1	2	1	10	7
D(W1,W2,TMTH), D(W3,W4,TMTH)	13,3	1	0	1	0	0
TMTH, W4, W3	13,3	1	2	1	10	7
TMTH, D(W1,W2)	13,3	1	0	0	0	1
TMTH, TMTH, W4, W3, D(W1,W2)	13,3	1	0	0	2	1
TMTH, TMTH, W2, W1, D(W3,W4)	13,3	1	0	0	2	1
TMTH, D(W3,W4)	13,3	1	0	0	0	1
W1, D(W2,TMTH)	13,3	17,6	1	0	4	1
W2, D(W1,TMTH)	13,3	17,6	1	0	4	1
D(W1,W2,TMTH), D(W3,W4,TMTH)	13,3	17,6	0	1	0	0

Результати розрахунків

$$N = \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 22,486$$

$$M(y) = y_0 \cdot \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 89,946$$

Рисунок 2.12 – Вибірка

Після проведених розрахунків ми отримали результат:

$$N = 22,486$$

$$M(y) = 89,946 \text{ (тис.у.о)}$$

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів є досить незначним. Отже для вузлової підстанції 107 приймаємо схему: – одна секціонована система шин з обхідною з окремими секціонованим і обхідним вимикачами.

## Висновки до розділу 2:

Даний розділ розглядає можливості розвитку Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ, в результаті чого відповідно до заданої категорії споживачів, кліматичних умов та особливостей місцевості було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Оптимальна схема була отримана за допомогою методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для живлячих вузлів 103 та 107 прийнято рішення виконати схему ВРУ «Одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем».

При виборі схеми нових підстанції було враховано 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 були складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримання вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів був встановлений таким чином, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань.

Оскільки на підстанціях 121, 122, 123, 124, 125, проекту встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів приймаємо схему містка з вимикачем в перемичці та вимикачами в ланцюгах трансформаторів.

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.



### 3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОЦІНЮВАННЯ СПОРУДЖЕННЯ ПРОЕКТУ

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

При спорудженні всієї мережі загальні затрати за формулою (розрахунки виконуємо для 1-го варіанту): [20]

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

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.

Одночасні капітальні затрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП},$$

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

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

Капітальні витрати на спорудження підстанцій обчислюються за формулою:

$$K_{\Pi} = K_T + (K_B + K_{BPI}) + K_{\text{ПОСТ}},$$

де  $K_T$  – затрати, які враховують вартість трансформаторів, тис.грн.;

$K_B + K_{BPI}$  – 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:

$$K_{\text{тр}} = n_{\text{тр}} \cdot C_{\text{тр}} = 10 \cdot 7421,511 = 74215,11 \text{ (тис.грн.)}.$$

Визначаємо  $K_B + K_{BPI}$ :

- для вузлів 121, 122, 123, 124, 125:

$$K_B + K_{BPI} = 5 \cdot 4 \cdot 2382,626 = 47652,52 \text{ (тис.грн.)}.$$

- вузлів 107 та 104

$$K_B + K_{BPI} = 7 \cdot 2 \cdot 2382,625 = 33356,75 \text{ (тис.грн.)}.$$

Визначаємо  $K_{\text{ПОСТ}}$  :

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

Таким чином, капітальні затрати на спорудження підстанцій:

$$K_{\Pi} = 74215,11 + 47652,52 + 33356,75 + 5302,5 = 160526,88 \text{ (тис.грн.)}.$$

Капітальні затрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l,$$

де  $C_T$  – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн.

$$K_{\text{ЛЕП}} = (16,28 + 7,26 + 9,79 + 16,94 + 16,28 + 12,32 + 12,54) \times 1445,069 \quad (\text{тис.грн.}) \\ \times 1445,069 = 132092,8$$

Одночасні капітальні затрати  $K$ :

$$K = 160\,526,88 + 132092,8 = 292\,620,64 \quad (\text{тис.грн.}).$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + B_{\Delta W},$$

де  $B_L$  – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт ліній, тис.грн.:

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

де  $P_L\%$  – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування повітряних ліній;

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

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

де  $P_{\Pi\%}$  – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій.[21]

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

$$B = 396,3 + 4815,8 = 5212,1 \text{ (тис.грн.)}.$$

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) [23]:

$$q = \omega \cdot T_{\text{в}},$$

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

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

Згідно формули збиток від перерви електропостачання:

$$З_6 = 4 \cdot 10^{-3} \cdot 493,2 = 59,18 \text{ (тис.грн.)}$$

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

$$R = \frac{Ц_r \gamma W - E}{K} \cdot 100\%$$

де  $Ц_r$  – 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:

$$R = \frac{50 \cdot 10^{-5} \cdot 0,12 \cdot 128304 \cdot 10^3 - 20071,24}{292620,64} \cdot 100\% = 19,4 \text{ (\%)}.$$

Отже, строк окупності буде рівним:

$$T_{ок} = \frac{1}{R} \cdot 100 = \frac{1}{19,4} \cdot 100 = 5,1 \text{ (років)}.$$

**Висновок до розділу 3:**

З аналізу зібраних даних можна зробити висновок, що встановлення мережі є фінансово вигідним рішенням, оскільки сприятиме збільшенню доходів за рахунок нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку в цілому вважається задовільною, оскільки наближена до значення  $E_{ан}$ , яке представляє собою банківський відсоток по вкладах у відносних одиницях і має значення 0,2. Це свідчить про те, що проект є здатним забезпечити достатній рівень доходів. Потрібно зазначити, що терміни окупності проекту складають п'ять років, що додатково підтверджує ефективність його реалізації. Це означає, що інвестиції, витрачені на встановлення мережі, будуть повернуті протягом п'ятирічного періоду завдяки отриманим фінансовим надходженням. Враховуючи ці факти, можна зробити висновок, що проект розвитку є рентабельним і може стати успішним з точки зору фінансових результатів. Враховуючи його позитивну окупність і потенційну здатність залучити нових клієнтів, встановлення мережі може бути рекомендовано як перспективний крок у напрямку підвищення прибутковості[22].

## **4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

Рівень безпеки персоналу, який займається обслуговуванням, залежить від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на їх роботу. Основним завданням цього розділу є виявлення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, акцентування уваги на санітарно-гігієнічних аспектах, створення безпечних умов праці і розгляд питань електробезпеки на підстанціях. Існує багато факторів, які можуть негативно впливати на здоров'я людини і становити небезпеку.

Відповідно до Закону України "Про охорону праці", роботодавець має зобов'язання забезпечувати права працівників, які передбачені Конституцією, щодо охорони їх життя та здоров'я. Важливо дотримуватись умов безпечної експлуатації та монтажу електрообладнання. Без дотримання цих правил, неможливо ввести в експлуатацію будь-який об'єкт електроенергетики.

### **4.1 Задачі розділу**

Під час планування проекту, одним з важливих аспектів є забезпечення безпечних умов праці для персоналу на об'єкті. Це питання має велике значення через високий рівень потенційної небезпеки, яка виникає від ризику ураження струмом, недостатнього перерізу проводу та ненадійних металевих контактів. Ці чинники сприяють збільшенню ризику робочого травматизму, а також можуть призвести до підвищеного виділення тепла, що може стати причиною пожежі на електростанції.

Це наголошує на важливості та актуальності питання, яке полягає у дотриманні правил безпеки, розвитку технологій, які б мінімізували ризики травматизму при виконанні розвитку електромереж, що працюють в ОЕС України, з використанням знань, та досвіду, який ми маємо сьогодні. Вирішення цього питання дозволяє уникати випадків травмування персоналу, летальних

випадків, а також мінімізує складову збитків, спричинених пошкодженням обладнання.

На даний час в Україні встановлення, експлуатація та безпека електроенергетичних систем здійснюється у відповідності вимог наступних основних документів:

1. ДБН В.2.5-28-2006 "Електрозабезпечення будівель та споруд" - встановлює вимоги до планування, проектування та будівництва електроустановок в будівлях і спорудах.
2. ДБН В.2.5-30-2003 "Електричні мережі низької напруги" - містить вимоги до проектування, будівництва, експлуатації та технічного обслуговування низьковольтних електричних мереж.
3. ДБН В.2.5-31-2006 "Електричні мережі середньої напруги" - встановлює вимоги до проектування, будівництва, експлуатації та технічного обслуговування середньовольтних електричних мереж.
4. ДБН В.2.5-32-2008 "Електричні мережі високої напруги" - містить вимоги до проектування, будівництва, експлуатації та технічного обслуговування високовольтних електричних мереж.

Щодо Санітарних норм і правил (СНиП), конкретні документи, що відносяться до електричних мереж, можуть включати такі:

1. СНиП 2.04.35-03 "Електробезпека у виробничих приміщеннях" - встановлює вимоги до організації електробезпеки в приміщеннях з електроустановками.
2. СНиП 2.09.04-87 "Санітарні норми для прокладання кабельних ліній у населених пунктах" - визначає вимоги до прокладання кабельних ліній з урахуванням безпеки та санітарних норм.

Враховуючи все вище згадане, можемо сформулювати ряд ключових завдань, які необхідно висвітлити в даному розділі:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з розбудовую електроенергетичної мережі, яка працює в ОЕС України.



2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі обладнання. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту.

#### **4.2 Розрахунок параметрів заземлюючого пристрою**

Відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ:2014, заземлюючий пристрій електростанції виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою до 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізольованою нейтраллю, до заземлюючих пристроїв яких ставляться більш жорсткі вимоги, ніж до заземлюючих пристроїв електричних мереж понад 1 кВ з ізольованою нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.92 та 1.7.96 ПУЕ:2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 4 Ом.

По периметру РП-10 кВ прокласти круг сталевий ( $d=10$  мм), який приєднати зварюванням до загального заземлюючого пристрою електростанції не менше, ніж у двох точках.

До заземлюючого пристрою електростанції для захисту від непрямого дотику приєднати всі металеві корпуси електротехнічного обладнання (в т. ч. ящики з'єднань, опорні конструкції панелей) та екрани кабельних ліній.

Основний вплив на величину опору заземлювачів надає верхній шар ґрунту на глибині до 20-25 м, тому при розрахунку і пристрої заземлення необхідно знати його питомий опір.

Залежно від складу (чорнозем, пісок, глина і т. п.), розмірів і щільності прилягання один до одного частинок, вологості і температури, наявності розчинних хімічних речовин (кислот, лугів, продуктів гниття і т. д.) питомий опір ґрунтів змінюється в дуже широких межах.

Найбільш важливими факторами, що впливають на величину питомого опору ґрунту, є вологість і температура. Протягом року в зв'язку зі зміною атмосферних і кліматичних умов утримання вологи в ґрунті: і його температура

змінюються, а отже, змінюється і питомий опір. Найбільш різкі коливання питомої опору спостерігаються у верхніх шарах землі, які взимку промерзають, а влітку висихають. З даних вимірювань випливає, що при зниженні температури повітря від 0 до -10 ° С питомий опір ґрунту на глибині 0,3 м збільшується в 10 разів, а на глибині 0,5 м - в 3 рази.

Розрахунок контуру заземлювачів зводиться до визначення такого числа розміщення штучних заземлювачів, при якому опір розтікання струму не перевищує нормоване значення.

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується в схемі заземлення проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою.

При розрахунку будемо використовувати програмне забезпечення Mathcad.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

$l_B = 3$  м;  $d_B = 0,045$  м; товщина стінки  $\delta = 3$  мм; відстань між вертикальними заземлювачами  $a = 2$  м., тобто  $a/l_B = 0,67$ . Глибина закладання заземлювачів  $H_0 = 0,7$  м.,  $V_c = 40$  мм.

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

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему

$$\rho_{\text{розн.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (4.1)$$

де  $\rho_{\text{табл.}} = 550$  Ом – приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, Ом·м

$K_c = 1,3$  – коефіцієнт сезонності  $K_{c.v.}$  для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розн.}} = 550 \cdot 1,3 = 715 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (Рисунок 4.2):

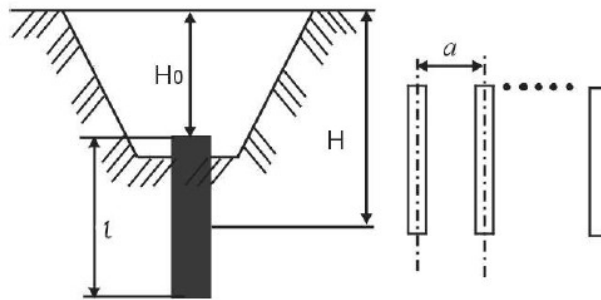


Рисунок 4.2 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2} \quad (4.2)$$

$$H = 0,7 + \frac{3}{2} = 2,2 \text{ (м)}$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розп.}}}{l_B} \left( \lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right); \quad (4.3)$$

$$R_B = 0,366 \frac{715}{3} \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{0,045} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 182,516 \text{ (Ом)}.$$

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

де  $\eta_B$  – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{оп}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B} \quad (4.4)$$

$$n_{OP} = \frac{182,516}{4 \cdot 1} = 45,6; \text{ приймаємо } n_{OP} = 46 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів  $\eta_B$ , заземлювачі розташовані в ряд,  $a/l_B = 0,67, n = 46$ . Приймаємо  $\eta_B = 0,89$ .

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{OP} / \eta_B; \quad (4.5)$$

$$n_B = 46 / 0,89 = 51,6.$$

Приймаємо  $n_B = 52$  шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при  $n_B = 52$  шт без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}; \quad (4.6)$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{182,516}{52 \cdot 0,89} = 3,94 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1); \quad (4.7)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 2(52-1) = 107,1 \text{ (м)}.$$

За формулою (4.8) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_o \cdot B_c}; \quad (4.8)$$

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{715}{107,1} \lg \frac{2 \cdot (107,1)^2}{0,7 \cdot 0,045} = 14,324.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при  $a=2$ ,  $n=52$ . Приймаємо  $\eta_{\Gamma} = 0,79$ .

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням  $\eta_{\Gamma}$ :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}; \quad (4.9)$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{14,32}{0,79} = 18,132 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.}\Gamma}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.}\Gamma}}; \quad (4.10)$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{3,94 \cdot 18,132}{3,94 + 18,132} = 3,237 \text{ (Ом)};$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ пункту 1.7.92, що опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати значення 4 Ом при рівні напруги 380 В.

У випадках коли кабель перетинається з комунікаціями, його прокладають в спеціальних трубах. Трансформаторна підстанція (ТП) розміщена у приміщенні виробничого корпусу, від технологічного обладнання її повинні огорджувати спеціального огорожею. Двері в ТП зачиняються на замок, на цих дверях повинен бути нанесено попереджувальний знак «Обережно! Електрична напруга».

На основі аналізу методів електричного обладнання та законодавчої бази запропоновані заходи забезпечення безпечної експлуатації енергопідприємства та заземлюючого пристрою. Запропоновано використовувати 52 вертикальні електроди.

#### **Висновки по розділу 4:**

Під час аналізу літератури щодо вимог охорони праці та правил безпеки, можна зазначити, що робоче місце працівника вважається досить небезпечним, не лише через роботу з електричним струмом, тому вимагає постійного дотримання всіх правил та вимог.

Врахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє знизити ризик травматизму та професійних захворювань під час експлуатації та електричного монтажу сонячної станції.

Крім того, у даному розділі було розглянуто питання щодо забезпечення протипожежної безпеки під час роботи на фотовольтаїчній електростанції. Під час дослідження було розглянуто вплив та наслідки пожежі на електростанції, а також запропоновані заходи для їх запобігання та виявлення. Для забезпечення охорони праці та пожежної безпеки проектом передбачено:

- використання технічно досконалого обладнання;
- розміщення обладнання, що забезпечує його вільне обслуговування;
- улаштування надійних заземлювачів з нормованою величиною опорів;
- використання при виконанні будівельно-монтажних робіт машин і механізмів, у конструкції яких закладені принципи охорони праці;
- виконання будівельно-монтажних робіт за технологічними картами.

Будівництво ділянок ліній поблизу діючих електроустановок, що знаходяться під напругою, повинно виконуватися дотримуючись нормованих відстаней до працюючих машин і механізмів, їх належного заземлення та інших заходів, що забезпечують безпечне виконання робіт.

Для забезпечення безпеки проведення робіт з технічного обслуговування обладнання передбачується огороження струмоведучих частин, необхідні ізоляційні відстані, механічні блокування, пристрої захисного заземлення, системи дистанційного управління. Все обладнання повинно бути обраним стійким до електродинамічної і термічної дії струмів короткого замикання, а автоматичні вимикачі мати необхідну здатність відключення. Обране досконале сучасне надійне обладнання повинно мати низьку вірогідність загоряння.

Правила пожежної безпеки України регламентують використання первинних засобів пожежогасіння на електроустановках. Згідно цих правил: займання в електроустановках під напругою ліквідуються персоналом енергетичного об'єкта за допомогою ручних і пересувних вогнегасників; 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; 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; гасіння пожежі в приміщеннях з електроустановками під напругою всіма видами піни, а також водою зі змочувачами за допомогою ручних засобів забороняється; 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; 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; 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 електrolіній,

електроустановок та застосування засобів пожежогасіння до отримання у встановленому порядку письмового допуску на гасіння пожежі від адміністрації об'єкта. Під час будівництва ділянок ліній поруч із працюючими електроустановками під напругою необхідно дотримуватися встановлених нормованих відстаней до працюючих машин і механізмів, належно заземлювати їх і вживати інших заходів для забезпечення безпечного виконання робіт.

Для забезпечення безпеки технічного обслуговування обладнання передбачається встановлення огорожень на струмоведучих частинах, дотримання необхідних ізоляційних відстаней, механічні блокування, пристрої захисного заземлення та системи дистанційного управління. Все обладнання повинно бути вибрано таким чином, щоб воно було стійким до електродинамічного та термічного впливу струмів короткого замикання, а автоматичні вимикачі мають мати необхідну здатність для відключення. Обране сучасне і надійне обладнання повинно мінімізувати ризик виникнення пожеж.

Правила пожежної безпеки України регламентують використання первинних засобів пожежогасіння на електроустановках. Згідно з цими правилами: пожежі в електроустановках під напругою повинні ліквідуватися персоналом енергетичного об'єкта за допомогою ручних і пересувних вогнегасників; гасіння пожежі ручними засобами в дуже задимлених приміщеннях енергетичних об'єктів (з видимістю до 10 метрів), без відключення напруги з електроустановок і кабельних ліній не допускається; під час гасіння пожежі компактними та розпиленими струменями без відключення напруги з електроустановок, ствол повинен бути заземленим, а працівнику слід використовувати діелектричні боти, рукавиці і знаходитись на безпечній відстані від вогнища пожежі (4-10 метрів, залежно від рівня напруги); гасіння пожежі в приміщеннях з електроустановками під напругою всіма видами піни та водою зі змочувачами за допомогою ручних засобів забороняється; при необхідності гасіння пожежі повітряно-механічною піною, з об'ємним заповненням приміщення піною, необхідно забезпечити закріплення піногенераторів, їх заземлення, а також заземлення насосів пожежних машин.



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.

**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.

## ВИСНОВКИ

Дана магістерська робота була розроблена з метою аналізу можливості та доцільності розвитку Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ із забезпеченням відповідного рівня показників якості та надійності електропостачання.

Підсумовуючи, дослідження аналізу класифікації та особливостей експлуатації вимірювальних трансформаторів напруги є актуальним та значимим завданням в електротехнічній галузі. Розвиток та оптимізація електроенергетичних систем потребують надійного та точного вимірювання напруги, що забезпечує контроль та безперебійну роботу мереж.

Дослідження спрямовані на розуміння класифікації вимірювальних трансформаторів напруги за різними параметрами та вивчення їхніх конструкцій та принципів роботи. Аналіз особливостей експлуатації дозволяє виявити чинники, що впливають на точність та надійність вимірювань.

Метою дослідження є вдосконалення вимірювальних трансформаторів напруги з метою забезпечення їхньої ефективності та надійності. Задачі дослідження включають аналіз конструкцій, вивчення електричних та механічних характеристик, а також визначення оптимального режиму експлуатації.

Дослідження на тему розвитку Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ з аналізом конструкцій вимірювальних трансформаторів напруги сприятиме покращенню якості вимірювань та контролю напруги в цих мережах. Оптимізація системи вимірювання та забезпечення надійності трансформаторів напруги сприятиме стабільній та безперебійній роботі електроенергетичної системи.

Результати дослідження можуть бути використані для вибору, встановлення та обслуговування вимірювальних трансформаторів напруги в різних електротехнічних системах, сприяючи покращенню ефективності, точності та безпеки вимірювань.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Звіт про результати діяльності у 2017 році. Затверджено постановою НКРЕКП від 23 березня 2018 року № 360. URL: [http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi\\_zvit\\_NKREKP\\_2017.pdf](http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2017.pdf)
1. Про ринок електричної енергії : Закон України від 10.06.2018 р.
2. [Електронний ресурс] // дата звернення 11.07.2018. URL:
3. <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.
2. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. [Чинний від 2014-10-01]. Вид. офіц. Київ : Мінекономрозвитку України, 2014. 32 с.
3. Циганенко Б. В., Кирик В. В. Підвищення показників якості електропостачання в розподільних електричних мережах. Матеріали XVII міжнародної науково-практичної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті”, 29 – 30 вересня 2016 р., м. Київ, НТУУ КПІ. Київ, 2016. – С. 157 – 162.
4. Забезпечення безпеки експлуатації електричних мереж в рамках енергетичної стратегії України шляхом впровадження пілотних проектів з переходу системи передачі та розподілу електричної енергії з триступеневої на двоступеневу: презентація. – НКРЕКП. Київ, 2016.
5. Кириленко О. В., Праховник А. В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови. Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. 2010. – С. 10 – 16.
6. Lezhniuk P., Rubanenko O., Komar V., Sikorska O. «The Sensitivity of the Model of the Process Making the Optimal Decision for Electric Power Systems in Relative Units», in Proc. of the IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, 2020. – P. 247 – 252.
7. Буславець О. А., Лежнюк П. Д., Черемісін М. М. Інформаційне забезпечення задач зменшення втрат електроенергії в електричних мережах. Вінниця, Україна: ВНТУ, 2020.

8. Кузьмін І. В. Критерії оцінки ефективності, якості та оптимальності складних систем. Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 1994. – № 1 (2). – С. 5 – 9
9. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Лесько В. О., Кузьмик О. В. Оптимізація режимів розподільних електричних мереж в умовах зростання частки розосередженого генерування. Вісник харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження АПК України. – 2012. – № 129. – С. 29 – 32.
10. Лежнюк П. Д., Нетребський В. В. Математичне моделювання оптимальних станів електроенергетичних систем на засадах принципу найменшої дії. Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи. – 2007. – № 596. – С. 73 – 79.
11. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу на якість функціонування локальної електричної системи відновлюваних джерел електроенергії. Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України 2013. – Вип. 141. – С. 8 – 10.
12. Кузнєцов В. Г., Шполянський О. Г., Яремчук Н. А. Узагальнений показник якості енергії в електричних мережах і системах. Технічна електродинаміки. – 2011. – № 3. – С. 46 – 52.
13. О. В. Кузьмик, В. О. Комар, «Аналіз впливу розосередженого генерування на режим роботи розподільних електричних мереж», Вісник НТУ України «Київський політехнічний інститут». Серія «Гірництво». – 2014. – № 25. – С. 108 – 113.
14. Кузьмик О. В., Лежнюк П. Д., Комар В. О., Лесько В. В. «Оптимізація режимів розподільних електричних мереж в умовах зростання частки розосередженого генерування», Вісник Харківського національного

- технічного університету сільського господарства ім. П. Василенка. – 2012. – № 129. – С. 29 – 31.
15. Комар В. О., Кузьмик О. В. «Оптимізація режимів ЕЕС з урахуванням розосередженого генерування», на Міжн. конф. Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012), Вінниця: ВНТУ, 2012. – С. 156
16. Мокін Б. І., Лежнюк П. Д., Лук'яненко Ю. В. «Імітаційне моделювання в оптимальному керуванні нормальними режимами електричної системи», Вісник ВПІ. – 1995. – № 3. – С. 5 – 9.
17. Добровольська Л. Н., Кулик В. В., Лежнюк П. Д. Електроощадні технології в електроенергетичних системах. Луцьк, Україна: Вежа-Друк, 2018. – 328 с
18. Кириленко О. В., Праховник А. В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови. Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. – 2010. – С. 10 – 16.,
19. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Оцінка якості оптимального керування критеріальним методом: Монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМВінниця, 2006. – 108 с.
20. Лежнюк П. Д. Комар В. О., Кравчук С. В. Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи. Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». Серія «Нові рішення в сучасних технологіях». – 2016. – № 42. – С. 69 – 75.
21. Про ринок електричної енергії : Закон України від 10.06.2018 р. [Електронний ресурс] // дата звернення 11.07.2018. URL: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.
22. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. Технічна електродинаміка. – 2011. – № 1. – С. 46 – 53.
23. ДБН А.3.2-2-2009 «Охорона праці і промислова безпека в будівництві»
24. Правила улаштування електроустановок.

- 25.Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
- 26.ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- 27.ОСТ 12.0.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к рабочей зоне.
- 28.Комар В.О., Мадьярова Н. А., «Аналіз конструктивних особливостей вимірювальних трансформаторів напруги та сфера їх застосування».  
ІІ Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2023)

**ДОДАТОК А**  
**ПРОТОКОЛ**  
**ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ**  
**ЗАПОЗИЧЕНЬ**

Назва роботи: Розвиток Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ із аналізом конструкцій вимірювальних трансформаторів напруги

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики  
(БДР, МКР)

та електромеханіки

(кафедра, факультет)

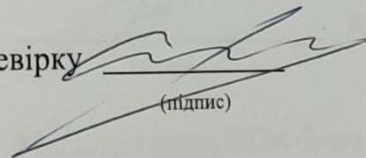
**Показники звіту подібності Unichesk**

Оригінальність 79,9 % Схожість 19,1 %

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



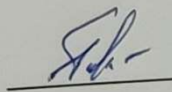
(підпис)

Вишневський С.Я.

(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи

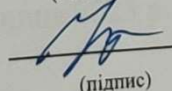


(підпис)

Мадьярова Н.А.

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи



(підпис)

Комар В.О.

(прізвище, ініціали)

## ДОДАТОК Б

80

## Технічне завдання МКР

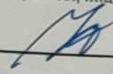
Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

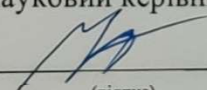
  
\_\_\_\_\_ (підпис)

" 20 " 03 2023р.

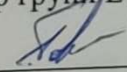
## ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
**Розвиток Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ із аналізом  
конструкцій вимірювальних трансформаторів напруги**

Науковий керівник: д.т.н., професор, зав. каф. ЕСС

  
\_\_\_\_\_ Комар В. О.  
(підпис)

Магістр групи ЕСМ-21мз

  
\_\_\_\_\_ Мадьярова Н. А.  
(підпис)

Вінниця 2023 р.



## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що:

- Виконано розрахунки та проведено аналіз конструкцій вимірювальних трансформаторів напруги в рамках реконструкції електричної мережі 110-35 кВ АТ «Вінницяобленерго». Реконструкція мережі є актуальною для забезпечення надійного електропостачання споживачів;
- Використання математичних моделей та програми розрахунку й оптимізації нормальних режимів роботи електричних мереж "Втрати - 110" підтримує обґрунтованість розрахунків та допомагає у виборі оптимальної реконструкції мережі;
- У роботі проведено аналіз конструкції вимірювальних трансформаторів напруги для систем обліку електричної енергії. Це важливий аспект для забезпечення точного обліку електричної енергії та ефективного управління мережею;
- Розроблений комплекс заходів з охорони праці на підстанціях 110/10 кВ спрямований на зменшення впливу небезпечних та шкідливих факторів на персонал. Це важливо для забезпечення безпеки та здоров'я працівників.

б) наказ ректора ВНТУ № 68 від 20 березня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – обґрунтування запровадження та розвиток наявності мережі для підвищення рівня надійності

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Лесько В. О., Кузьмик О. В. Оптимізація режимів розподільних електричних мереж в умовах зростання частки розосередженого генерування. Вісник харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження АПК України. – 2012. – № 129. – С. 29 – 32.

2. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу на якість функціонування локальної електричної системи відновлюваних джерел електроенергії. Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України 2013. – Вип. 141. – С. 8 – 10.
3. О. В. Кузьмик, В. О. Комар, «Аналіз впливу розосередженого генерування на режим роботи розподільних електричних мереж», Вісник НТУ України «Київський політехнічний інститут». Серія «Гірництво». –2014. – № 25. – С. 108 – 113.
4. Комар В. О., Кузьмик О. В. «Оптимізація режимів ЕЕС з урахуванням розосередженого генерування», на Міжн. конф. Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012), Вінниця: ВНТУ, 2012. – С. 156

#### **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

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.

Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік

#### **5. Економічні показники**

Визначити основні техніко-економічні показники розвитку електричної мережі.

## 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.03.23	28.03.23	формування технічного завдання
2	Аналіз літератури та дослідження питань розвитку електричної мережі і конструктивних особливостей вимірювальних трансформаторів напруги	29.03.23	07.04.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Формування задачі оптимального розвитку електричної мережі	08.04.23	24.04.23	розділ 1
4	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту	25.04.23	01.05.23	розділ 2
6	Дослідження зміни показників якості електропостачання від залучення вибраних заходів	02.04.23	07.05.23	розділ 3
7	Економічна частина	08.05.23	12.05.23	розділ 3
8	Оформлення пояснювальної записки	12.05.23	19.05.23	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.05.23	24.05.23	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**

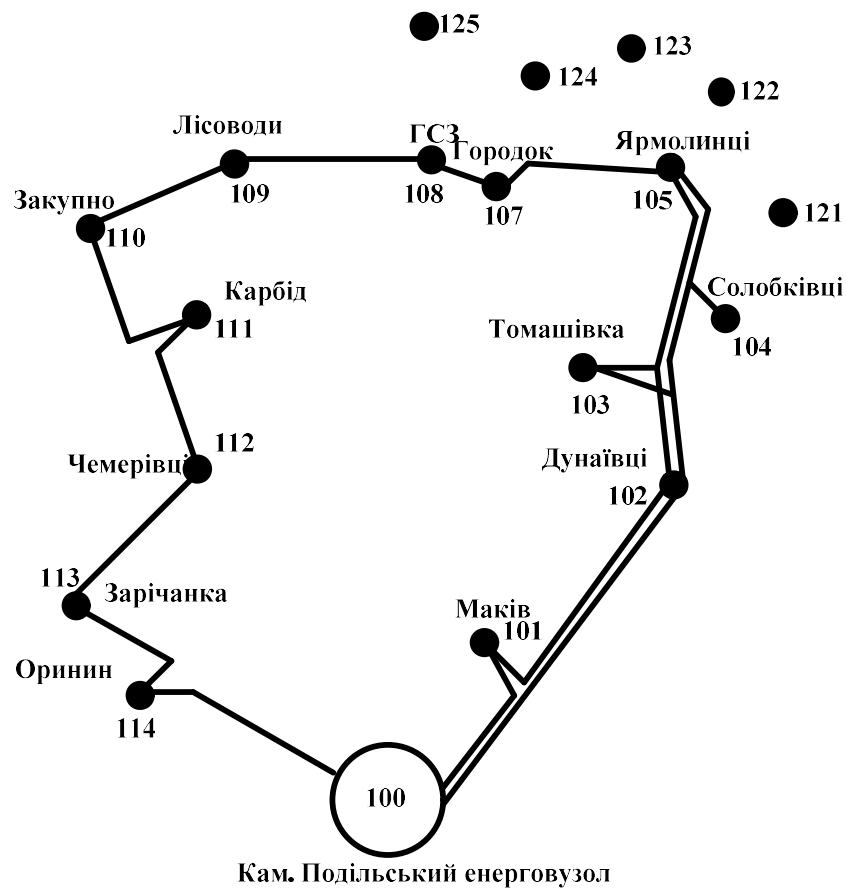
Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

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

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

Для проектування використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:70000).

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	Кам.Подільський енерговузол – Маків	18,57	АС-120
101	102	Маків - Дунаївці	3,9	АС-120
102	1031	Дунаївці - 1031	13,4	АС-185
102	1032	Дунаївці - 1032	2,6	АС-185
1031	103	1031 - Томашівка	3,5	АС-120
1032	103	1032 - Томашівка	3,5	АС-120
1031	105	1031 - Ярмолинці	13,4	АС-185
1032	1033	1032 -1033	14,8	АС-185
1033	104	1033 - Солобківці	1,8	АС-95
			4	АС-120
1033	105	1033 - Ярмолинці	9,5	АС-185
105	107	Ярмолинці - Городок	21,2	АС-95
107	108	Городок - ГСЗ	2,71	АС-120
108	109	ГСЗ – Лісоводи	10,29	АС-120

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва вузла	Довжина лінії, км	Марка проводу
109	110	Лісоводи - Закупне	13,3	АС-95
110	111	Закупне - Карбід	6	АС-120
111	112	Карбід - Чемерівці	12,5	АС-120
112	113	Чемерівці - Зарічанка	15,0	АС-120
113	114	Зарічанка - Оринин	21,7	АС-120
114	100	Оринин - Кам.Подільський енерговузол	19,8	АС-120

Таблиця Б.2 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	$S_H$ , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Кам.Подільський енерговузол	0.9	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
101	Маків	0.9	5.41+j3.87	ТМН-6300/110/10	2
102	Дунайвці	0.9	7.1+j3.407	ТДТН-25000/110/35/10	2
103	Томашівка	0.9	7.1+j3.407	ТМН-6300/110/10 ТДТН-10000/110/35/10	2
104	Солобківці	0.9	4.5+j1.96	ТДТН-10000/110/35/10	1
105	Ярмолинці	0.9	4.41+j1.5	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
107	Городок	0.88	5.1+j3.08	ТДТН-10000/110/35/10	2
108	ГСЗ	0.87	4,0+j2.52	ТМН-6300/110/10	1
109	Лісоводи	0.9	4.41+j1.5	ТДТН-10000/110/35/10	1
110	Закупне	0.9	3,0+j2.52	ТМН-6300/110/10	1
111	Карбід	0.9	4.1+j1.5	ТМН-6300/110/10	1
112	Чемерівці	0,9	14,8+j9.44	ТДТН-25000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
113	Зарічанка	0.9	3,2+j2.2	ТМН-6300/110/10	1
114	Оринин	0,9	3,1+j1.2	ТМН-6300/110/10	1

## ДОДАТОК В

## Нормальний режим існуючої мережі

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5346.0 год

Час втрат: 2635.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 73.118 МВт / 392.924 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 70.230 МВт / 375.450 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.584 МВт / 15.637 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.584 МВт / 15.637 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.304 МВт / 1.837 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.304 МВт / 1.837 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.888 МВт / 17.474 млн.кВт\*г (4.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	dU% від Un
100	Кам. Подільський	0.000	0.000	115.000	4.55
101	Маків	0.000	0.000	111.497	1.36
102	Дунаївці	0.000	0.000	110.871	0.79
1032		0.000	0.000	110.681	0.62
1031		0.000	0.000	110.501	0.46
103	Томашівка	0.000	0.000	110.564	0.51
105	Ярмолинці	0.000	0.000	109.928	-0.07
1033		0.000	0.000	110.142	0.13
104	Солобківці	0.000	0.000	110.046	0.04
107	Городок	0.000	0.000	108.312	-1.53
108	ГСЗ	0.000	0.000	108.194	-1.64
109	Лісоводи	0.000	0.000	107.958	-1.86
110	Закупне	0.000	0.000	107.882	-1.93
111	Карбід	0.000	0.000	107.950	-1.86
112	Чемерівці	0.000	0.000	108.298	-1.55
113	Зарічанка	0.000	0.000	109.852	-0.13
114	Оринин	0.000	0.000	112.433	2.21
10110		2.705	1.935	10.236	2.36
10111		2.705	1.935	10.236	2.36
10210		3.550	1.704	10.458	4.58
1021		0.000	0.000	109.926	-0.07
10235		0.000	0.000	36.801	5.15
1022		0.000	0.000	109.926	-0.07
102235		0.000	0.000	36.801	5.15
102210		3.550	1.704	10.458	4.58
10310		3.550	1.704	10.168	1.68
103235		0.000	0.000	37.054	5.87
103210		3.550	1.704	10.444	4.44
104110		4.500	1.960	10.042	0.42
1041		0.000	0.000	106.815	-2.90
104135		0.000	0.000	35.760	2.17
1051		0.000	0.000	108.753	-1.13
105135		0.000	0.000	36.409	4.02
105110		2.205	0.750	10.336	3.36
1052		0.000	0.000	109.234	-0.70
105235		0.000	0.000	36.570	4.48
105210		2.205	0.750	10.443	4.43
1071		0.000	0.000	105.976	-3.66
107135		0.000	0.000	35.479	1.37
107110		2.550	1.540	10.006	0.06
1072		0.000	0.000	105.976	-3.66
107235		0.000	0.000	35.479	1.37
107210		2.550	1.540	10.006	0.06
10810		4.000	2.520	9.741	-2.59
1091		0.000	0.000	105.327	-4.25
109135		0.000	0.000	35.262	0.75
109110		4.410	1.500	9.933	-0.67
11010		3.000	2.520	9.739	-2.61
11110		4.100	1.500	9.933	-0.67
1121		0.000	0.000	105.512	-4.08
112135		0.000	0.000	35.324	0.92

112110		7.400	4.720	9.930	-0.70
1122		0.000	0.000	103.781	-5.65
112235		0.000	0.000	34.744	-0.73
112210		7.400	4.720	9.908	-0.92
11310		3.200	2.200	10.003	0.03
11410		3.100	1.200	10.467	4.67

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
102	1031	7.820	4.597	7.805	4.563	0.015	0.034	0.047	0.375
1031	103	-4.632	-1.862	-4.634	-1.865	0.002	0.003	-0.026	-0.064
103	1032	-8.174	-3.839	-8.180	-3.848	0.006	0.009	-0.047	-0.119
1032	102	-22.355	-11.333	-22.377	-11.383	0.023	0.050	-0.131	-0.193
1032	1033	10.563	5.943	10.533	5.877	0.030	0.067	0.063	0.548
1033	105	5.991	3.884	5.984	3.869	0.007	0.015	0.037	0.217
105	1031	-12.399	-6.860	-12.436	-6.944	0.038	0.084	-0.074	-0.583
100	101	43.941	25.305	42.965	23.892	0.971	1.407	0.254	3.516
101	102	37.510	19.849	37.358	19.628	0.152	0.220	0.219	0.631
105	107	13.923	9.536	13.758	9.337	0.164	0.198	0.088	1.628
107	108	8.606	6.047	8.600	6.037	0.007	0.010	0.056	0.119
108	109	4.560	3.186	4.553	3.175	0.007	0.011	0.030	0.238
109	110	0.106	1.481	0.105	1.480	0.001	0.001	0.008	0.075
110	111	-2.925	-1.129	-2.926	-1.131	0.001	0.002	-0.017	-0.070
111	112	-7.060	-2.793	-7.076	-2.817	0.017	0.024	-0.041	-0.354
112	113	-21.982	-13.455	-22.211	-13.787	0.229	0.331	-0.137	-1.569
113	114	-25.439	-15.757	-25.874	-16.387	0.433	0.627	-0.157	-2.598
114	100	-28.996	-17.148	-29.476	-17.843	0.478	0.693	-0.173	-2.573
103	1032	-0.056	-0.089	-0.056	-0.089	0.000	0.000	-0.001	-0.119
104	1041	4.520	2.450	4.509	2.139	0.012	0.309	0.027	3.517
1033	104	4.542	2.486	4.539	2.482	0.003	0.004	0.027	0.097
1041	104135	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
114	11410	3.112	1.402	3.098	1.199	0.013	0.202	0.017	3.218
113	11310	3.218	2.502	3.198	2.199	0.020	0.303	0.021	5.577
112	1121	7.417	5.359	7.406	4.963	0.011	0.395	0.049	2.950
1121	112135	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1121	112110	7.406	4.963	7.395	4.717	0.011	0.245	0.049	1.864
112	1122	7.434	5.369	7.415	4.717	0.019	0.650	0.049	4.858
1122	112235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1122	112210	7.415	4.717	7.395	4.717	0.019	0.000	0.049	0.183
111	11110	4.123	1.888	4.097	1.499	0.026	0.388	0.024	4.651
110	11010	3.020	2.845	2.998	2.518	0.022	0.325	0.022	6.392
109	1091	4.429	1.951	4.418	1.665	0.011	0.285	0.026	2.957
1091	109135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1091	109110	4.418	1.665	4.407	1.499	0.011	0.166	0.026	1.809
108	10810	4.029	2.993	3.997	2.518	0.031	0.473	0.027	6.870
107	1071	2.557	1.721	2.553	1.606	0.004	0.115	0.016	2.478
1071	107135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1071	107110	2.553	1.606	2.548	1.539	0.004	0.067	0.016	1.492
107	1072	2.557	1.721	2.553	1.606	0.004	0.115	0.016	2.478
1072	107235	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1072	107210	2.553	1.606	2.548	1.539	0.004	0.067	0.016	1.492
105	1052	2.206	0.791	2.205	0.750	0.001	0.041	0.012	0.752
1052	105210	2.205	0.750	2.204	0.750	0.001	0.000	0.012	0.054
1052	105235	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
105	1051	2.209	0.854	2.206	0.788	0.002	0.066	0.012	1.279
1051	105135	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1051	105110	2.206	0.788	2.204	0.750	0.002	0.038	0.012	0.788
1032	103210	3.555	1.810	3.548	1.703	0.007	0.107	0.021	1.572
1041	104110	4.509	2.139	4.497	1.959	0.012	0.180	0.027	2.135
1032	103235	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
103	10310	3.568	2.005	3.548	1.703	0.020	0.301	0.021	4.609
102	1022	3.552	1.820	3.550	1.748	0.002	0.072	0.021	0.991
1022	102235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1022	102210	3.550	1.748	3.548	1.703	0.002	0.044	0.021	0.631
102	1021	3.552	1.820	3.550	1.748	0.002	0.072	0.021	0.991
1021	10210	3.550	1.748	3.548	1.703	0.002	0.044	0.021	0.631
1021	10235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
101	10110	2.717	2.147	2.703	1.934	0.014	0.212	0.018	4.680



## ДОДАТОК Г

### Режим максимальних навантажень для 1-го варіанту

Тривалість звітного періоду: 5346.0 год

Час втрат: 2635.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 97.728 МВт / 524.917 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 94.230 МВт / 503.754 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.101 МВт / 18.766 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.101 МВт / 18.766 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.396 МВт / 2.398 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.396 МВт / 2.398 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.498 МВт / 21.164 млн.кВт\*г (4.0%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	dU% від U <sub>н</sub>
100	Кам. Подільський	0.000	0.000	115.000	4.55
101	Маків	0.000	0.000	110.789	0.72
102	Дунаївці	0.000	0.000	110.205	0.19
1032		0.000	0.000	110.029	0.03
1031		0.000	0.000	109.867	-0.12
103	Томашівка	0.000	0.000	109.920	-0.07
105	Ярмолинці	0.000	0.000	109.353	-0.59
1033		0.000	0.000	109.536	-0.42
104	Солобківці	0.000	0.000	109.440	-0.51
107	Городок	0.000	0.000	107.976	-1.84
108	ГСЗ	0.000	0.000	107.886	-1.92
109	Лісоводи	0.000	0.000	107.755	-2.04
110	Закупне	0.000	0.000	107.831	-1.97
111	Карбід	0.000	0.000	107.961	-1.85
112	Чемерівці	0.000	0.000	108.436	-1.42
113	Зарічанка	0.000	0.000	110.142	0.13
114	Оринин	0.000	0.000	112.943	2.68
10110		2.705	1.935	10.165	1.65
10111		2.705	1.935	10.165	1.65
10210		3.550	1.704	10.393	3.93
1021		0.000	0.000	109.254	-0.68
10235		0.000	0.000	36.576	4.50
1022		0.000	0.000	109.254	-0.68
102235		0.000	0.000	36.576	4.50
102210		3.550	1.704	10.393	3.93
10310		3.550	1.704	10.104	1.04
103235		0.000	0.000	36.836	5.25
103210		3.550	1.704	10.380	3.80
104110		4.500	1.960	9.981	-0.19
1041		0.000	0.000	106.185	-3.47
104135		0.000	0.000	35.549	1.57
1051		0.000	0.000	108.171	-1.66
105135		0.000	0.000	36.214	3.47
105110		2.205	0.750	10.280	2.80
1052		0.000	0.000	108.655	-1.22
105235		0.000	0.000	36.376	3.93
105210		2.205	0.750	10.387	3.87
1071		0.000	0.000	105.633	-3.97
107135		0.000	0.000	35.364	1.04
107110		2.550	1.540	9.973	-0.27
1072		0.000	0.000	105.633	-3.97

107235	0.000	0.000	35.364	1.04
107210	2.550	1.540	9.973	-0.27
10810	4.000	2.520	9.710	-2.90
1091	0.000	0.000	105.116	-4.44
109135	0.000	0.000	35.191	0.55
109110	4.410	1.500	9.913	-0.87
11010	3.000	2.520	9.734	-2.66
11110	4.100	1.500	9.934	-0.66
1121	0.000	0.000	105.654	-3.95
112135	0.000	0.000	35.371	1.06
112110	7.400	4.720	9.944	-0.56
1122	0.000	0.000	103.926	-5.52
112235	0.000	0.000	34.793	-0.59
112210	7.400	4.720	9.922	-0.78
11310	3.200	2.200	10.032	0.32
11410	3.100	1.200	10.518	5.18
121	0.000	0.000	113.666	3.33
122	0.000	0.000	114.426	4.02
123	0.000	0.000	110.442	0.40
124	0.000	0.000	110.197	0.18
125	0.000	0.000	114.848	4.41
121110	2.000	0.911	10.668	6.68
121210	2.000	0.911	10.668	6.68
122110	2.500	1.211	10.675	6.75
122210	2.500	1.211	10.675	6.75
123110	2.500	1.549	10.214	2.14
123210	2.500	1.549	10.214	2.14
124110	3.000	1.453	10.198	1.98
124210	3.000	1.453	10.198	1.98
125110	2.000	0.969	10.773	7.73
125210	2.000	0.969	10.773	7.73

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
102	1031	7.136	4.163	7.123	4.134	0.013	0.028	0.043	0.344
1031	103	-3.953	-1.539	-3.954	-1.541	0.001	0.002	-0.022	-0.054
103	1032	-7.499	-3.527	-7.505	-3.535	0.005	0.008	-0.043	-0.110
1032	102	-20.721	-10.458	-20.741	-10.501	0.020	0.043	-0.122	-0.180
1032	1033	9.610	5.383	9.585	5.327	0.025	0.056	0.058	0.501
1033	105	5.042	3.322	5.037	3.311	0.005	0.011	0.032	0.186
105	1031	-11.046	-6.119	-11.076	-6.186	0.030	0.067	-0.067	-0.523
100	101	53.165	30.233	51.746	28.178	1.413	2.047	0.307	4.229
101	102	35.222	18.111	35.087	17.916	0.134	0.194	0.206	0.590
105	107	11.623	8.227	11.505	8.084	0.118	0.142	0.075	1.387
107	108	6.353	4.790	6.349	4.784	0.004	0.006	0.042	0.091
108	109	2.309	1.928	2.307	1.925	0.002	0.003	0.016	0.133
109	110	-2.140	0.227	-2.142	0.225	0.002	0.002	-0.012	-0.080
110	111	-5.172	-2.384	-5.176	-2.391	0.005	0.007	-0.030	-0.132
111	112	-9.310	-4.052	-9.340	-4.096	0.030	0.043	-0.054	-0.483
112	113	-24.245	-14.729	-24.522	-15.131	0.276	0.400	-0.151	-1.723
113	114	-27.750	-17.096	-28.264	-17.839	0.511	0.740	-0.171	-2.818
114	100	-23.840	-13.462	-24.154	-13.917	0.313	0.453	-0.140	-2.061
114	121	-7.545	-4.771	-7.580	-4.822	0.035	0.051	-0.046	-0.725
121	122	-11.609	-6.309	-11.666	-6.391	0.056	0.081	-0.067	-0.762
122	100	-16.701	-8.794	-16.761	-8.881	0.060	0.087	-0.095	-0.574
103	1032	-0.052	-0.082	-0.052	-0.082	0.000	0.000	-0.001	-0.110
102	124	0.050	0.046	0.050	0.046	0.000	0.000	0.000	0.008
124	123	-5.995	-2.804	-6.005	-2.818	0.010	0.014	-0.035	-0.247
123	101	-11.044	-6.095	-11.069	-6.131	0.025	0.036	-0.066	-0.351
1033	104	4.542	2.493	4.540	2.489	0.003	0.004	0.027	0.098
122	122110	2.508	1.347	2.498	1.210	0.009	0.136	0.014	2.929
122	122210	2.508	1.347	2.498	1.210	0.009	0.136	0.014	2.929
121	121110	2.004	0.996	1.999	0.910	0.006	0.085	0.011	2.214
121	121210	2.004	0.996	1.999	0.910	0.006	0.085	0.011	2.214
113	11310	3.218	2.501	3.198	2.199	0.020	0.301	0.021	5.554
112	1121	7.416	5.358	7.406	4.962	0.011	0.394	0.049	2.945
1121	112135	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1121	112110	7.406	4.962	7.395	4.717	0.011	0.244	0.049	1.861

112	1122	7.434	5.368	7.415	4.717	0.019	0.648	0.049	4.849
1122	112235	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1122	112210	7.415	4.717	7.395	4.717	0.019	0.000	0.049	0.182
111	11110	4.123	1.888	4.097	1.499	0.026	0.388	0.024	4.654
110	11010	3.020	2.845	2.998	2.518	0.022	0.325	0.022	6.400
109	1091	4.429	1.953	4.418	1.666	0.011	0.286	0.026	2.973
1091	109135	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1091	109110	4.418	1.666	4.407	1.499	0.011	0.166	0.026	1.818
108	10810	4.029	2.996	3.997	2.518	0.032	0.476	0.027	6.910
107	1072	2.557	1.722	2.553	1.606	0.004	0.116	0.016	2.493
1072	107235	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1072	107210	2.553	1.606	2.548	1.539	0.004	0.067	0.016	1.501
107	1071	2.557	1.722	2.553	1.606	0.004	0.116	0.016	2.493
1071	107110	2.553	1.606	2.548	1.539	0.004	0.067	0.016	1.501
1071	107135	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
105	1052	2.206	0.791	2.205	0.750	0.001	0.042	0.012	0.762
1052	105235	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1052	105210	2.205	0.750	2.204	0.750	0.001	0.000	0.012	0.054
105	1051	2.209	0.855	2.206	0.788	0.002	0.066	0.012	1.295
1051	105135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1051	105110	2.206	0.788	2.204	0.750	0.002	0.039	0.012	0.797
1032	103210	3.555	1.812	3.548	1.703	0.007	0.108	0.021	1.591
1041	104135	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1032	103235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
103	10310	3.568	2.009	3.548	1.703	0.020	0.305	0.021	4.665
102	1022	3.552	1.821	3.550	1.748	0.002	0.073	0.021	1.003
1022	102235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1022	102210	3.550	1.748	3.548	1.703	0.002	0.045	0.021	0.639
114	11410	3.111	1.401	3.098	1.199	0.013	0.200	0.017	3.190
1041	104110	4.509	2.142	4.497	1.959	0.012	0.182	0.027	2.161
104	1041	4.521	2.456	4.509	2.142	0.012	0.313	0.027	3.561
123	123110	2.510	1.715	2.498	1.548	0.011	0.166	0.016	3.853
123	123210	2.510	1.715	2.498	1.548	0.011	0.166	0.016	3.853
124	124110	3.012	1.667	2.998	1.452	0.014	0.214	0.018	3.861
124	124210	3.012	1.667	2.998	1.452	0.014	0.214	0.018	3.861
102	1021	3.552	1.821	3.550	1.748	0.002	0.073	0.021	1.003
1021	10235	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1021	10210	3.550	1.748	3.548	1.703	0.002	0.045	0.021	0.639
101	10111	2.718	2.150	2.703	1.934	0.014	0.215	0.018	4.733
101	10110	2.718	2.150	2.703	1.934	0.014	0.215	0.018	4.733
100	125	4.033	1.771	4.029	1.767	0.005	0.004	0.022	0.152
125	125110	2.004	1.054	1.999	0.968	0.006	0.085	0.011	2.282
125	125210	2.004	1.054	1.999	0.968	0.006	0.085	0.011	2.282

---

## ДОДАТОК Д

### Режим мінімальних навантажень для 1-го варіанту

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5346.0 год

Час втрат: 2635.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 80.297 МВт / 431.291 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 77.430 МВт / 413.941 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.558 МВт / 15.476 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.558 МВт / 15.476 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.310 МВт / 1.874 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.310 МВт / 1.874 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.867 МВт / 17.350 млн.кВт\*г (4.0%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> ,МВт	Q <sub>нав</sub> ,МВАр	U, кВ	dU% від U <sub>н</sub>
100	Кам. Подільський	0.000	0.000	115.000	4.55
101	Маків	0.000	0.000	111.422	1.29
102	Дунаївці	0.000	0.000	110.863	0.78
1032		0.000	0.000	110.682	0.62
1031		0.000	0.000	110.514	0.47
103	Томашівка	0.000	0.000	110.571	0.52
105	Ярмолинці	0.000	0.000	109.980	-0.02
1033		0.000	0.000	110.174	0.16
104	Солобківці	0.000	0.000	110.078	0.07
107	Городок	0.000	0.000	108.516	-1.35
108	ГСЗ	0.000	0.000	108.416	-1.44
109	Лісоводи	0.000	0.000	108.244	-1.60
110	Закупне	0.000	0.000	108.261	-1.58
111	Карбід	0.000	0.000	108.366	-1.49
112	Чемерівці	0.000	0.000	108.789	-1.10
113	Зарічанка	0.000	0.000	110.427	0.39
114	Оринин	0.000	0.000	113.130	2.85
10110		2.705	1.935	10.228	2.28
10111		2.705	1.935	10.228	2.28
10210		3.550	1.704	10.457	4.57
1021		0.000	0.000	109.918	-0.07
10235		0.000	0.000	36.799	5.14

1022	0.000	0.000	109.918	-0.07
102235	0.000	0.000	36.799	5.14
102210	3.550	1.704	10.457	4.57
10310	3.550	1.704	10.169	1.69
103235	0.000	0.000	37.055	5.87
103210	3.550	1.704	10.444	4.44
104110	4.500	1.960	10.045	0.45
1041	0.000	0.000	106.849	-2.86
104135	0.000	0.000	35.771	2.20
1051	0.000	0.000	108.805	-1.09
105135	0.000	0.000	36.426	4.08
105110	2.205	0.750	10.341	3.41
1052	0.000	0.000	109.286	-0.65
105235	0.000	0.000	36.587	4.53
105210	2.205	0.750	10.448	4.48
1071	0.000	0.000	106.186	-3.47
107135	0.000	0.000	35.549	1.57
107110	2.550	1.540	10.026	0.26
1072	0.000	0.000	106.186	-3.47
107235	0.000	0.000	35.549	1.57
107210	2.550	1.540	10.026	0.26
10810	4.000	2.520	9.764	-2.36
1091	0.000	0.000	105.622	-3.98
109135	0.000	0.000	35.361	1.03
109110	4.410	1.500	9.962	-0.38
11010	3.000	2.520	9.778	-2.22
11110	4.100	1.500	9.975	-0.25
1121	0.000	0.000	106.018	-3.62
112135	0.000	0.000	35.493	1.41
112110	7.400	4.720	9.979	-0.21
1122	0.000	0.000	104.296	-5.19
112235	0.000	0.000	34.917	-0.24
112210	7.400	4.720	9.957	-0.43
11310	3.200	2.200	10.061	0.61
11410	3.100	1.200	10.536	5.36
121	0.000	0.000	113.952	3.59
122	0.000	0.000	114.607	4.19
123	0.000	0.000	111.267	1.15
124	0.000	0.000	111.117	1.02
125	0.000	0.000	114.961	4.51
121110	0.600	0.273	10.841	8.41
121210	0.600	0.273	10.841	8.41
122110	0.750	0.363	10.885	8.85
122210	0.750	0.363	10.885	8.85
123110	0.750	0.465	10.543	5.43
123210	0.750	0.465	10.543	5.43
124110	0.900	0.436	10.532	5.32

124210	0.900	0.436	10.532	5.32
125110	0.600	0.291	10.934	9.34
125210	0.600	0.291	10.934	9.34

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
102	1031	7.384	4.332	7.370	4.301	0.014	0.030	0.045	0.354
1031	103	-4.200	-1.670	-4.202	-1.672	0.002	0.002	-0.024	-0.057
103	1032	-7.745	-3.650	-7.751	-3.658	0.006	0.008	-0.045	-0.113
1032	102	-21.315	-10.798	-21.336	-10.844	0.021	0.046	-0.124	-0.184
1032	1033	9.956	5.602	9.929	5.543	0.027	0.059	0.059	0.517
1033	105	5.387	3.551	5.381	3.539	0.006	0.012	0.034	0.197
105	1031	-11.538	-6.417	-11.571	-6.490	0.033	0.073	-0.069	-0.544
100	101	45.852	25.207	44.813	23.703	1.034	1.498	0.262	3.593
101	102	33.979	17.330	33.855	17.151	0.123	0.178	0.197	0.563
105	107	12.460	8.763	12.326	8.602	0.134	0.161	0.080	1.473
107	108	7.174	5.314	7.169	5.307	0.005	0.007	0.047	0.101
108	109	3.130	2.459	3.126	2.453	0.004	0.005	0.021	0.173
109	110	-1.321	0.763	-1.322	0.762	0.001	0.001	-0.008	-0.019
110	111	-4.352	-1.842	-4.355	-1.846	0.003	0.004	-0.025	-0.107
111	112	-8.488	-3.502	-8.512	-3.537	0.024	0.035	-0.049	-0.430
112	113	-23.417	-14.159	-23.673	-14.530	0.255	0.370	-0.145	-1.654
113	114	-26.901	-16.490	-27.380	-17.183	0.477	0.690	-0.165	-2.718
114	100	-21.754	-12.240	-22.015	-12.618	0.259	0.376	-0.127	-1.874
114	121	-8.747	-5.332	-8.793	-5.399	0.046	0.067	-0.052	-0.825
121	122	-10.013	-5.452	-10.055	-5.513	0.041	0.060	-0.058	-0.655
122	100	-11.576	-5.970	-11.605	-6.012	0.029	0.042	-0.066	-0.394
103	1032	-0.053	-0.085	-0.053	-0.085	0.000	0.000	-0.001	-0.113
102	124	-2.025	-1.217	-2.028	-1.222	0.003	0.005	-0.012	-0.256
124	123	-3.849	-1.635	-3.853	-1.640	0.004	0.005	-0.022	-0.151
123	101	-5.374	-2.440	-5.379	-2.448	0.005	0.008	-0.031	-0.156
1033	104	4.542	2.485	4.539	2.481	0.003	0.004	0.027	0.097
122	122110	0.750	0.375	0.750	0.363	0.001	0.012	0.004	0.819
122	122210	0.750	0.375	0.750	0.363	0.001	0.012	0.004	0.819
121	121110	0.600	0.280	0.600	0.273	0.000	0.007	0.003	0.625
121	121210	0.600	0.280	0.600	0.273	0.000	0.007	0.003	0.625
113	11310	3.218	2.499	3.198	2.199	0.020	0.299	0.021	5.530
112	1121	7.416	5.353	7.406	4.960	0.010	0.391	0.048	2.928
1121	112135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1121	112110	7.406	4.960	7.395	4.717	0.010	0.242	0.048	1.851
112	1122	7.434	5.363	7.415	4.717	0.019	0.643	0.049	4.822
1122	112235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1122	112210	7.415	4.717	7.395	4.717	0.019	0.000	0.049	0.182
111	11110	4.123	1.885	4.097	1.499	0.026	0.384	0.024	4.618
110	11010	3.020	2.842	2.998	2.518	0.021	0.322	0.022	6.360

109	1091	4.428	1.948	4.418	1.664	0.011	0.283	0.026	2.943
1091	109135	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1091	109110	4.418	1.664	4.407	1.499	0.011	0.165	0.026	1.800
108	10810	4.029	2.991	3.997	2.518	0.031	0.471	0.027	6.850
107	1072	2.557	1.720	2.553	1.606	0.004	0.114	0.016	2.472
1072	107235	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1072	107210	2.553	1.606	2.548	1.539	0.004	0.066	0.016	1.488
107	1071	2.557	1.720	2.553	1.606	0.004	0.114	0.016	2.472
1071	107110	2.553	1.606	2.548	1.539	0.004	0.066	0.016	1.488
1071	107135	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
105	1052	2.206	0.791	2.205	0.750	0.001	0.041	0.012	0.753
1052	105235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1052	105210	2.205	0.750	2.204	0.750	0.001	0.000	0.012	0.054
105	1051	2.209	0.854	2.206	0.788	0.002	0.066	0.012	1.280
1051	105135	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1051	105110	2.206	0.788	2.204	0.750	0.002	0.038	0.012	0.788
1032	103210	3.555	1.810	3.548	1.703	0.007	0.107	0.021	1.574
1041	104135	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1032	103235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
103	10310	3.568	2.005	3.548	1.703	0.020	0.301	0.021	4.614
102	1022	3.552	1.820	3.550	1.748	0.002	0.072	0.021	0.993
1022	102235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1022	102210	3.550	1.748	3.548	1.703	0.002	0.044	0.021	0.632
114	11410	3.111	1.400	3.098	1.199	0.013	0.200	0.017	3.179
1041	104110	4.509	2.139	4.497	1.959	0.012	0.180	0.027	2.136
104	1041	4.520	2.450	4.509	2.139	0.012	0.309	0.027	3.519
123	123110	0.750	0.479	0.750	0.465	0.001	0.014	0.005	1.072
123	123210	0.750	0.479	0.750	0.465	0.001	0.014	0.005	1.072
124	124110	0.901	0.454	0.899	0.436	0.001	0.018	0.005	1.050
124	124210	0.901	0.454	0.899	0.436	0.001	0.018	0.005	1.050
102	1021	3.552	1.820	3.550	1.748	0.002	0.072	0.021	0.993
1021	10235	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1021	10210	3.550	1.748	3.548	1.703	0.002	0.044	0.021	0.632
101	10111	2.717	2.147	2.703	1.934	0.014	0.212	0.018	4.689
101	10110	2.717	2.147	2.703	1.934	0.014	0.212	0.018	4.689
100	125	1.221	0.254	1.220	0.254	0.000	0.000	0.006	0.039
125	125110	0.600	0.298	0.600	0.291	0.000	0.007	0.003	0.649
125	125210	0.600	0.298	0.600	0.291	0.000	0.007	0.003	0.649

---

## ДОДАТОК Е

### Післяварійний режим для 1-го варіанту

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5346.0 год

Час втрат: 2635.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 97.939 МВт / 526.196 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 94.230 МВт / 503.754 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.351 МВт / 20.279 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.351 МВт / 20.279 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.357 МВт / 2.163 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.357 МВт / 2.163 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.709 МВт / 22.442 млн.кВт\*г (4.3%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	dU% від U <sub>н</sub>
100	Кам. Подільський	0.000	0.000	121.000	10.00
101	Маків	0.000	0.000	116.899	6.27
102	Дунаївці	0.000	0.000	116.144	5.59
1032		0.000	0.000	115.970	5.43
1031		0.000	0.000	115.806	5.28
103	Томашівка	0.000	0.000	115.862	5.33
105	Ярмолинці	0.000	0.000	115.286	4.81
1033		0.000	0.000	115.479	4.98
104	Солобківці	0.000	0.000	115.388	4.90
107	Городок	0.000	0.000	113.823	3.48
108	ГСЗ	0.000	0.000	113.719	3.38
109	Лісоводи	0.000	0.000	113.523	3.20
110	Закупне	0.000	0.000	113.485	3.17
111	Карбід	0.000	0.000	113.563	3.24
112	Чемерівці	0.000	0.000	113.918	3.56
113	Зарічанка	0.000	0.000	115.414	4.92
114	Оринин	0.000	0.000	117.888	7.17
10110		2.705	1.935	10.775	7.75
10111		2.705	1.935	10.775	7.75
10210		3.550	1.704	10.969	9.69
1021		0.000	0.000	115.245	4.77
10235		0.000	0.000	38.582	10.23
1022		0.000	0.000	115.245	4.77



102235	0.000	0.000	38.582	10.23
102210	3.550	1.704	10.969	9.69
10310	3.550	1.704	10.697	6.97
103235	0.000	0.000	38.825	10.93
103210	3.550	1.704	10.956	9.56
104110	4.500	1.960	10.581	5.81
1041	0.000	0.000	112.353	2.14
104135	0.000	0.000	37.614	7.47
1051	0.000	0.000	114.174	3.79
105135	0.000	0.000	38.224	9.21
105110	2.205	0.750	10.857	8.57
1052	0.000	0.000	114.626	4.21
105235	0.000	0.000	38.375	9.64
105210	2.205	0.750	10.959	9.59
1071	0.000	0.000	111.619	1.47
107135	0.000	0.000	37.368	6.77
107110	2.550	1.540	10.553	5.53
1072	0.000	0.000	111.619	1.47
107235	0.000	0.000	37.368	6.77
107210	2.550	1.540	10.553	5.53
10810	4.000	2.520	10.306	3.06
1091	0.000	0.000	111.064	0.97
109135	0.000	0.000	37.182	6.24
109110	4.410	1.500	10.490	4.90
11010	3.000	2.520	10.309	3.09
11110	4.100	1.500	10.494	4.94
1121	0.000	0.000	111.296	1.18
112135	0.000	0.000	37.260	6.46
112110	7.400	4.720	10.492	4.92
1122	0.000	0.000	109.661	-0.31
112235	0.000	0.000	36.713	4.89
112210	7.400	4.720	10.471	4.71
11310	3.200	2.200	10.563	5.63
11410	3.100	1.200	11.005	10.05
121	0.000	0.000	117.173	6.52
122	0.000	0.000	116.863	6.24
123	0.000	0.000	114.620	4.20
124	0.000	0.000	114.851	4.41
125	0.000	0.000	120.702	9.73
121110	2.000	0.911	11.011	10.11
121210	2.000	0.911	11.011	10.11
122110	2.500	1.211	10.914	9.14
122210	2.500	1.211	10.914	9.14
123110	2.500	1.549	10.628	6.28
123210	2.500	1.549	10.628	6.28
124110	3.000	1.453	10.659	6.59
124210	3.000	1.453	10.659	6.59

125110	2.000	0.969	11.344	13.44
125210	2.000	0.969	11.344	13.44

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
102	1031	7.671	4.297	7.658	4.268	0.013	0.029	0.044	0.343
1031	103	-4.466	-1.639	-4.467	-1.641	0.002	0.002	-0.024	-0.057
103	1032	-8.006	-3.578	-8.011	-3.586	0.005	0.008	-0.044	-0.109
1032	102	-21.970	-10.631	-21.989	-10.675	0.020	0.043	-0.121	-0.177
1032	1033	10.348	5.552	10.322	5.494	0.026	0.057	0.058	0.500
1033	105	5.783	3.608	5.777	3.596	0.006	0.012	0.034	0.196
105	1031	-12.092	-6.405	-12.124	-6.476	0.032	0.071	-0.068	-0.530
100	101	55.034	30.583	53.676	28.616	1.353	1.959	0.300	4.118
101	102	48.224	24.651	47.998	24.324	0.225	0.326	0.267	0.763
105	107	13.410	8.894	13.274	8.730	0.136	0.163	0.080	1.475
107	108	8.123	5.515	8.118	5.507	0.005	0.008	0.050	0.105
108	109	4.082	2.728	4.077	2.720	0.005	0.007	0.025	0.199
109	110	-0.368	1.111	-0.369	1.110	0.000	0.001	-0.006	0.036
110	111	-3.396	-1.431	-3.398	-1.434	0.002	0.002	-0.019	-0.080
111	112	-7.528	-3.024	-7.546	-3.049	0.017	0.025	-0.041	-0.361
112	113	-22.445	-13.505	-22.659	-13.816	0.213	0.309	-0.133	-1.513
113	114	-25.885	-15.693	-26.288	-16.277	0.402	0.582	-0.151	-2.494
114	100	-38.521	-20.592	-39.255	-21.655	0.731	1.059	-0.214	-3.122
103	1032	-0.056	-0.086	-0.056	-0.086	0.000	0.000	-0.001	-0.109
104	1041	4.518	2.401	4.508	2.121	0.010	0.279	0.026	3.308
1033	104	4.540	2.429	4.537	2.425	0.003	0.004	0.026	0.092
1041	104135	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
114	11410	3.110	1.383	3.098	1.199	0.012	0.183	0.017	3.049
114	121	9.112	4.035	9.072	3.976	0.040	0.058	0.049	0.722
121	122	5.044	2.539	5.034	2.525	0.010	0.014	0.028	0.312
122	122110	2.507	1.341	2.498	1.210	0.009	0.130	0.014	2.929
122	122210	2.507	1.341	2.498	1.210	0.009	0.130	0.014	2.929
121	121110	2.004	0.991	1.999	0.910	0.005	0.080	0.011	2.177
121	121210	2.004	0.991	1.999	0.910	0.005	0.080	0.011	2.177
113	11310	3.216	2.471	3.198	2.199	0.018	0.271	0.020	5.261
112	1121	7.414	5.292	7.405	4.937	0.009	0.354	0.046	2.778
1121	112135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1121	112110	7.405	4.937	7.395	4.717	0.009	0.219	0.046	1.756
112	1122	7.430	5.301	7.413	4.717	0.017	0.582	0.046	4.574
1122	112235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1122	112210	7.413	4.717	7.395	4.717	0.017	0.000	0.046	0.173
111	11110	4.121	1.848	4.097	1.499	0.023	0.347	0.023	4.356
110	11010	3.017	2.810	2.998	2.518	0.019	0.290	0.021	6.018
109	1091	4.426	1.904	4.417	1.648	0.009	0.255	0.024	2.763
1091	109135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

1091	109110	4.417	1.648	4.407	1.499	0.009	0.148	0.024	1.692
108	10810	4.026	2.942	3.997	2.518	0.028	0.422	0.025	6.452
107	1072	2.556	1.703	2.552	1.599	0.004	0.103	0.016	2.341
1072	107235	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1072	107210	2.552	1.599	2.548	1.539	0.004	0.060	0.016	1.410
107	1071	2.556	1.703	2.552	1.599	0.004	0.103	0.016	2.341
1071	107135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1071	107110	2.552	1.599	2.548	1.539	0.004	0.060	0.016	1.410
105	1052	2.206	0.787	2.205	0.750	0.001	0.037	0.012	0.719
1052	105235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1052	105210	2.205	0.750	2.204	0.750	0.001	0.000	0.012	0.051
105	1051	2.208	0.844	2.206	0.784	0.002	0.060	0.012	1.214
1051	105110	2.206	0.784	2.204	0.750	0.002	0.035	0.012	0.748
1051	105135	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1032	103210	3.554	1.801	3.548	1.703	0.006	0.097	0.020	1.500
1032	103235	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1041	104110	4.508	2.121	4.497	1.959	0.010	0.162	0.026	2.009
103	10310	3.566	1.976	3.548	1.703	0.018	0.272	0.020	4.361
102	1022	3.551	1.809	3.550	1.743	0.002	0.065	0.020	0.946
1022	102235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1022	102210	3.550	1.743	3.548	1.703	0.002	0.040	0.020	0.603
102	124	11.178	6.259	11.087	6.128	0.090	0.130	0.064	1.308
124	123	5.045	3.367	5.037	3.356	0.007	0.011	0.030	0.233
123	123110	2.509	1.702	2.498	1.548	0.010	0.154	0.015	3.721
123	123210	2.509	1.702	2.498	1.548	0.010	0.154	0.015	3.721
124	124110	3.011	1.649	2.998	1.452	0.013	0.196	0.017	3.698
124	124210	3.011	1.649	2.998	1.452	0.013	0.196	0.017	3.698
102	1021	3.551	1.809	3.550	1.743	0.002	0.065	0.020	0.946
1021	10210	3.550	1.743	3.548	1.703	0.002	0.040	0.020	0.603
1021	10235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
101	10110	2.716	2.126	2.703	1.934	0.013	0.191	0.017	4.436
101	10111	2.716	2.126	2.703	1.934	0.013	0.191	0.017	4.436
100	125	4.036	1.967	4.028	1.959	0.008	0.008	0.021	0.298
125	125110	2.004	1.046	1.999	0.968	0.005	0.077	0.011	2.157
125	125210	2.004	1.046	1.999	0.968	0.005	0.077	0.011	2.157

---

## ДОДАТОК Є

### ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**РОЗВИТОК ЯРМОЛИНЕЦЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 КВ ІЗ  
АНАЛІЗОМ КОНСТРУКЦІЙ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ  
НАПРУГИ**

# Розвиток Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ із аналізом конструкцій вимірювальних трансформаторів напруги

Виконала: Мадьярова Н. А.

Науковий керівник: д.т.н., професор Комар В. О.

---

## ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ НЕОБХІДНИХ ДЛЯ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ

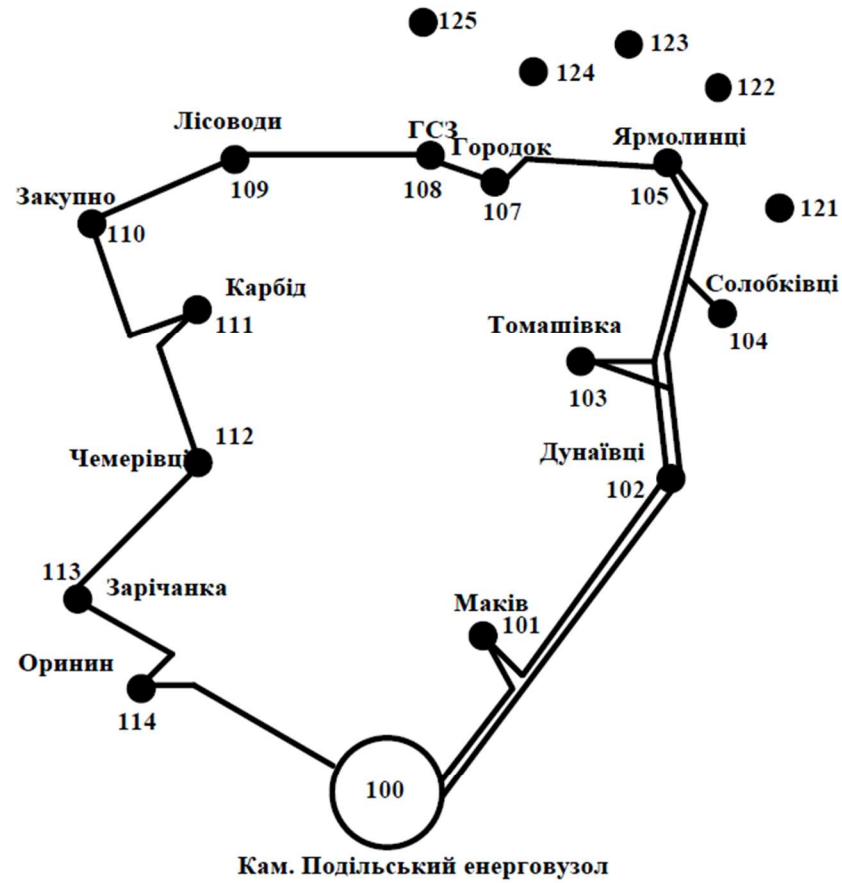


Рисунок 1 - Схема існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва вузла	Довжина лінії, км	Марка проводу
100	101	Кам.Подільський енерговузол – Маків	18,57	АС-120
101	102	Маків - Дунаївці	3,9	АС-120
102	1031	Дунаївці - 1031	13,4	АС-185
102	1032	Дунаївці - 1032	2,6	АС-185
1031	103	1031 - Томашівка	3,5	АС-120
1032	103	1032 - Томашівка	3,5	АС-120
1031	105	1031 - Ярмолинці	13,4	АС-185
1032	1033	1032 -1033	14,8	АС-185
1033	104	1033 - Солобківці	1,8 4	АС-95 АС-120
1033	105	1033 - Ярмолинці	9,5	АС-185
105	107	Ярмолинці - Городок	21,2	АС-95
107	108	Городок - ГСЗ	2,71	АС-120
108	109	ГСЗ – Лісоводи	10,29	АС-120
109	110	Лісоводи - Закупне	13,3	АС-95
110	111	Закупне - Карбід	6	АС-120
111	112	Карбід - Чемерівці	12,5	АС-120
112	113	Чемерівці - Зарічанка	15,0	АС-120
113	114	Зарічанка - Оринин	21,7	АС-120
114	100	Оринин - Кам.Подільський енерговузол	19,8	АС-120

Таблиця 1 - Дані про лінії  
електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S <sub>н</sub> , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Кам.Подільський енерговузол	0.9	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
101	Маків	0.9	5.41+j3.87	ТМН-6300/110/10	2
102	Дунаївці	0.9	7.1+j3.407	ТДТН-25000/110/35/10	2
103	Томашівка	0.9	7.1+j3.407	ТМН-6300/110/10 ТДТН-10000/110/35/10	2
104	Солобківці	0.9	4.5+j1.96	ТДТН-10000/110/35/10	1
105	Ярмолинці	0.9	4.41+j1.5	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
107	Городок	0.88	5.1+j3.08	ТДТН-10000/110/35/10	2
108	ГСЗ	0.87	4.0+j2.52	ТМН-6300/110/10	1
109	Лісоводи	0.9	4.41+j1.5	ТДТН-10000/110/35/10	1
110	Закупне	0.9	3.0+j2.52	ТМН-6300/110/10	1
111	Карбід	0.9	4.1+j1.5	ТМН-6300/110/10	1
112	Чемерівці	0.9	14.8+j9.44	ТДТН-25000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
113	Зарічанка	0.9	3.2+j2.2	ТМН-6300/110/10	1
114	Оринин	0.9	3.1+j1.2	ТМН-6300/110/10	1

Таблиця 2 -Параметри  
трансформаторних підстанцій

За відомими формулами і знаючи розмір активних потужностей навантажень  $P_i$  і реактивної  $Q_i$  можна визначити значення коефіцієнтів  $\cos(\varphi_i)$  і повної  $S_i$  потужностей у вузлах споживання:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi_i} \quad (1)$$

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2} \quad (2)$$

Вузол	Потужність			cos
	P, МВт	Q, МВар	S, МВт	φ
121	4	1,823	4,396	0,9 1
122	5	2,423	5,556	0,9
123	5	3,098	5,882	0,8 5
124	6	2,907	6,667	0,9
125	4	1,936	4,444	0,9

Таблиця 3 - Потужності навантажень



## ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДУ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ ДО ВИБОРУ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^n Z^{(t)}; \quad (3)$$

або

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^2 [E \times K^{(t)} + \Delta B^{(t)}] \times (1 + E_{\text{н.п}})^{1-t}; \quad (4)$$

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;

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

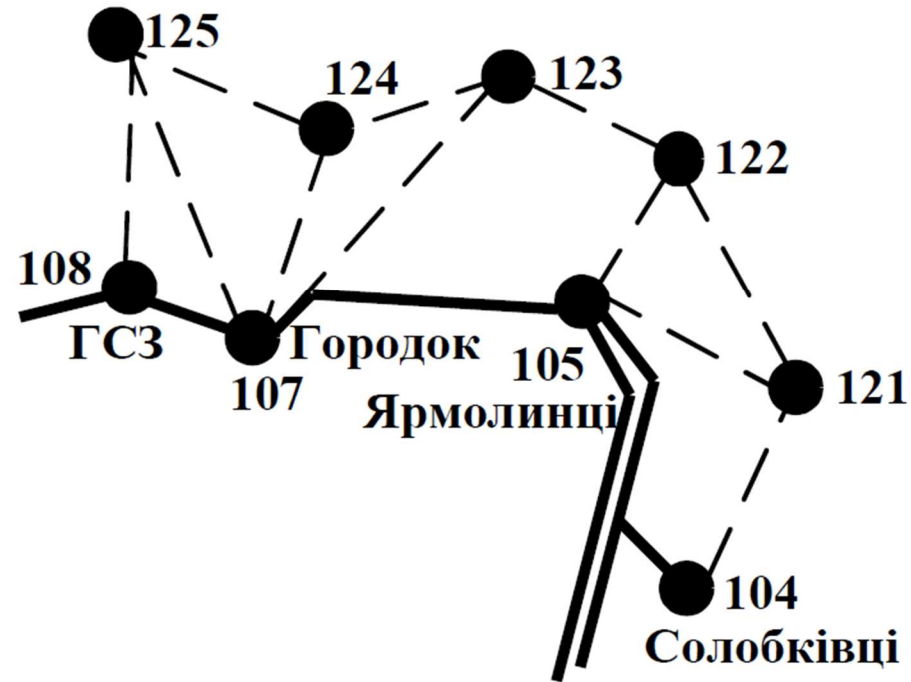


Рисунок 2 - Часткова схема електричної мережі

№	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	К <sub>опт</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 4-го року З <sub>3</sub>	Сумарні витрати
1	1	105-121	16,28	13,1	213,268	12,67	38,26	78,33	72,29	50,09	-	200,7124
	1	105-122	7,26	13,1	95,106	5,65	17,06					
	1	122-123	9,79	13,1	128,249	7,62	23,01					
	2	123-124	16,94	13,1	221,914	13,18	36,86					
	2	107-125	16,28	13,1	213,268	12,67	35,43					
	3	104-121	12,32	13,1	161,392	9,59	24,82					
	3	107-124	12,54	13,1	164,274	9,76	25,27					
	1	121-122	17,82	13,1	286,902	17,04	51,47					
	2	107-125	16,28	13,1	262,108	15,57	43,54					
	2	125-124	16,5	13,1	265,65	15,78	44,13					
	3	124-123	16,94	13,1	221,914	13,18	34,13					
	3	122-123	9,79	13,1	128,249	7,62	19,73					

Таблиця 4 – Результати розрахунку сумарних витрат оптимальної схеми

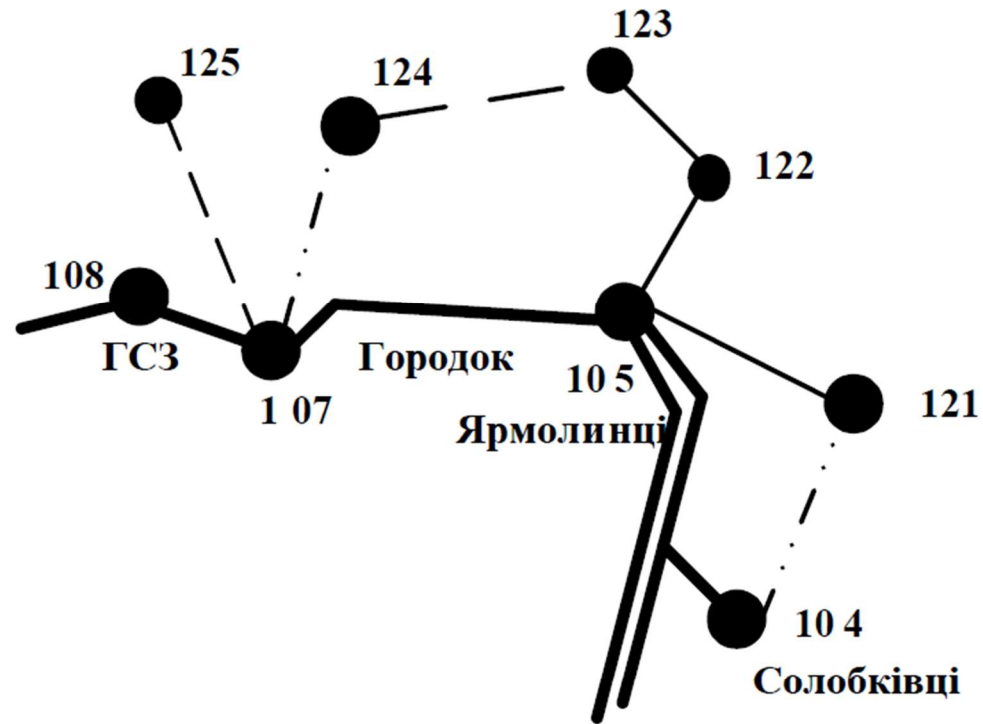


Рисунок 3 - Оптимальна схема електричної мережі за методом динамічного програмування

## ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВЧИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Вибір трансформаторів здійснюється за наступною формулою:

$$\dot{S}_{Т.н.н i} \geq \frac{P_{\max i}}{1,4(n_T - 1)\cos\varphi_n} = \frac{S_{\max i}}{1,4(n_T - 1)} \quad (5)$$

де  $n_T$  - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;

№	Тип	Сном МВА	Границі регулюван-ня	Уном обмоток, кВ		$u_k$	$\Delta P_k$	$\Delta P_x$	$I_x$	R	X	$\Delta O_x$
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	квар
121	ТМН- 6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
122	ТМН- 6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
123	ТМН- 6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
124	ТМН- 6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
125	ТМН- 6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Таблиця 5 – Параметри обраних трансформаторів вузлів 121, 122, 123, 124, 125

## ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИБРОЇВ СПОЖИВЧИХ ПІДСТАНЦІЙ

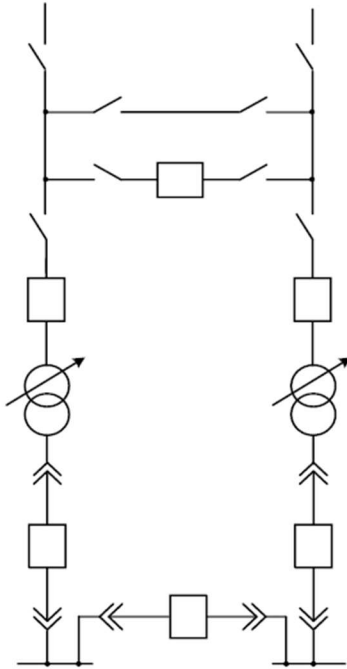


Рисунок 4 - Схема розподільчого пристрою вузлів  
121, 122, 123, 124, 125

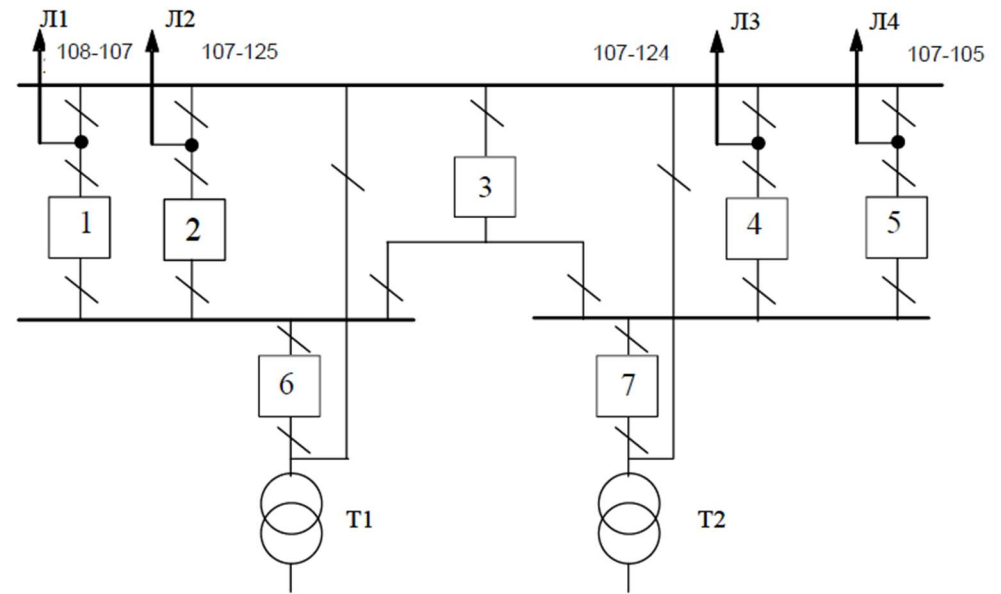


Рисунок 5 - Схема розподільчого пристрою вузла  
107

## ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОЦІНЮВАННЯ СПОРУДЖЕННЯ ПРОЕКТУ

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

$$R = \frac{Ц_{\tau} \gamma W - E}{K} \cdot 100\% \quad (6)$$

$Ц_{\tau}$  – 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..

$$R = \frac{50 \cdot 10^{-5} \cdot 0,12 \cdot 128304 \cdot 10^3 - 20071,24}{292620,64} \cdot 100\% = 19,4 \text{ (\%)} \quad T_{ок} = \frac{1}{R} \cdot 100 = \frac{1}{19,4} \cdot 100 = 5,1 \text{ (років).}$$

## АНАЛІЗ КОНСТРУКЦІЙ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НАПРУГИ

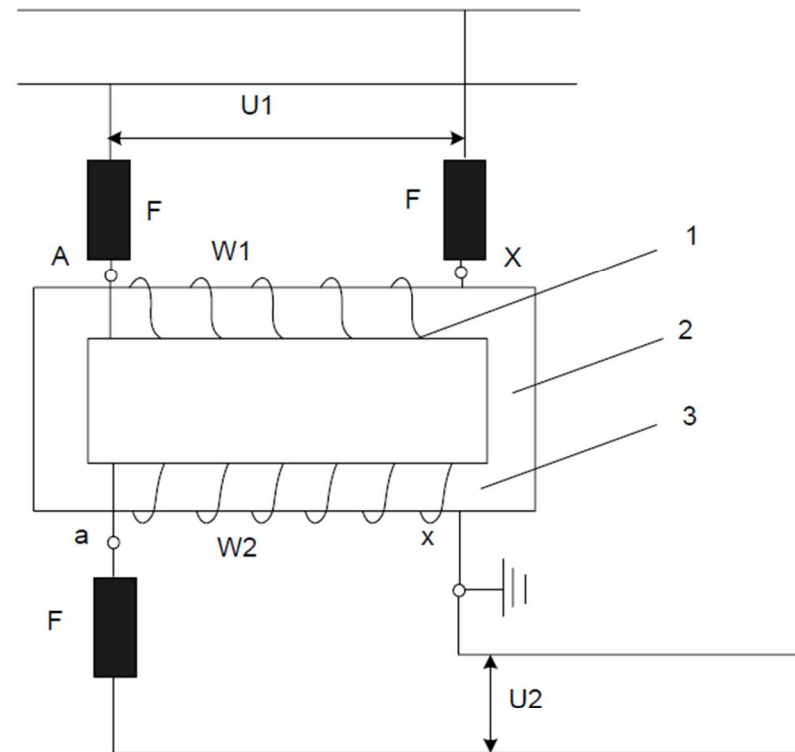


Рисунок 6 - Схема включення трансформатора напруги:  
1 – первинна обмотка; 2 - магнітопровід; 3 - вторинна обмотка



Для безпечного обслуговування вторинних ланцюгів у разі пробою ізоляції та попадання високої напруги на вторинну обмотку один із затискачів вторинної обмотки або нульова точка приєднуються до заземлення.

Трансформатори напруги різняться:

- за кількістю фаз - однофазні та трифазні;
- за кількістю обмоток - двообмоточні та триобмоточні (для захисту ліній від замикання на землю трансформатори, крім основної вторинної мають додаткову вторинну обмотку);
- за класом точності, тобто за допустимими значеннями похибок;
- за способом охолодження - сухі (з природним повітряним охолодженням) і масляні (з природним масляним охолодженням);
- за способом встановлення - для внутрішньої установки, для зовнішньої та для комплектних розподільчих пристроїв.

## ВИСНОВКИ

Дана магістерська робота була розроблена з метою аналізу можливості та доцільності розвитку Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ із забезпеченням відповідного рівня показників якості та надійності електропостачання.

Підсумовуючи, дослідження аналізу класифікації та особливостей експлуатації вимірювальних трансформаторів напруги є актуальним та значимим завданням в електротехнічній галузі. Розвиток та оптимізація електроенергетичних систем потребують надійного та точного вимірювання напруги, що забезпечує контроль та безперебійну роботу мереж.

Дослідження спрямовані на розуміння класифікації вимірювальних трансформаторів напруги за різними параметрами та вивчення їхніх конструкцій та принципів роботи. Аналіз особливостей експлуатації дозволяє виявити чинники, що впливають на точність та надійність вимірювань.

Метою дослідження є вдосконалення вимірювальних трансформаторів напруги з метою забезпечення їхньої ефективності та надійності. Задачі дослідження включають аналіз конструкцій, вивчення електричних та механічних характеристик, а також визначення оптимального режиму експлуатації.

Дослідження на тему розвитку Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ з аналізом конструкцій вимірювальних трансформаторів напруги сприятиме покращенню якості вимірювань та контролю напруги в цих мережах. Оптимізація системи вимірювання та забезпечення надійності трансформаторів напруги сприятиме стабільній та безперебійній роботі електроенергетичної системи.

Результати дослідження можуть бути використані для вибору, встановлення та обслуговування вимірювальних трансформаторів напруги в різних електротехнічних системах, сприяючи покращенню ефективності, точності та безпеки вимірювань.

Окремі питання за даною темою були апробовані на конференції:  
**LII Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та  
електромеханіки (2023)**

Тези конференції на тему:  
**Аналіз конструктивних особливостей вимірювальних трансформаторів  
напруги та сфера їх застосування**

Автори: **Комар В. О., Мадьярова Н. А.**

# Дякую за увагу!

Розвиток Ярмолинецьких електричних мереж 110 кВ із аналізом конструкцій  
вимірювальних трансформаторів напруги

Мадьярова Н. А.

Науковий керівник: д.т.н., професор Комар В. О.