

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри
_____ Валерій КИРИК
“ ____ ” _____ 2022 р.

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

на тему: «Вибір оптимальних мереж енергосистем та розрахунків усталених режимів»

Виконав:

студент II курсу, групи ЕС-11мп
Козій Віталій Васильович

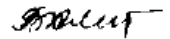
Науковий керівник:

доцент, к. т. н.
Баженов Володимир Андрійович



Консультант з розділу «Релейний захист»:

ст. викл. кафедри автоматизації енергосистем
Хлистов Валерій Михайлович



Консультант з розділу «Стартап-проект»:

ст. викл. кафедри економіки і підприємництва
Бахмачук Сергій Васильович



Консультант з розділу «Проектування підстанції»:

ас. кафедри електричних мереж та систем
Моссаковський Вадим Ігорович



Рецензент:

доцент, к. т. н.
Пушкар Микола Васильович



Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з
праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2022 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

«___» _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Козій Віталій Васильович

1. Тема дисертації: «Вибір оптимальних мереж енергосистем та розрахунок усталених режимів», науковий керівник дисертації Баженов Володимир Андрійович, к. т. н, доцент, затверджені наказом по університету від «01» листопада 2022 р. №4028-с.
2. Термін подання студентом дисертації: 16 грудня 2022 р.
3. Об'єкт дослідження: замкнена електрична мережа напругою 110 кВ.
4. Вихідні дані: ситуаційний план районної електричної мережі (див. Додаток до завдання на дипломний проєкт).
5. Перелік завдань, які необхідно розробити:
 1. Побудувати функцію оптимальних витрат для лінії 110 кВ. Вартість лінії взяти в методичці по проектуванню РЕС (додаток 14), критерій витрат – дисконтовані витрати (мет. вказівки – критерій оптимальності). Методика побудови описана в розділах 3.1, посібника по «МОРЕ».
 2. Апроксимувати функцію оптимальних витрат для лінії 110 кВ прямою лінією та прямою лінією, що проходить через початок координат (розділ 4.1 посібника по «МОРЕ»).
 3. Знайти оптимальну мережу.
 - 4) Вибрати параметри ліній та трансформаторів.
 - 5) Замкнути мережу та розрахувати її режими.

6. Виконати проект підстанції.
7. Виконати розділ релейного захисту.
8. Виконати стартап проект.

6. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Релейний захист	Хлистов В. М., ст. викл. кафедри автоматизації енергосистем		
Стартап-проект	Бахмачук С. В., ст. викл. кафедри економіки і підприємництва		
Проектування підстанції	Мосаковський В. І., асистент кафедри електричних мереж та систем		

7 Дата видачі завдання 01 листопада 2022 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз літератури за обраною темою	01.11.2022	
2	Побудова функції дисконтованих витрат	04.11.2022	
3	Апроксимація функції дисконтованих витрат	06.11.2022	
4	Вибір силових трансформаторів та перерізу проводів	08.11.2022	
6	Розрахунок опорних режимів роботи мережі	10.11.2022	
7	Розробка стартап проекту	14.11.2022	
8	Розробка розділу релейного захисту	21.11.2022	
9	Розробка проекту підстанції	28.11.2022	
10	Оформлення отриманих результатів	10.12.2022	
11	Оформлення технічних креслень	11.12.2022	

Студент _____

Віталій КОЗІЙ

Науковий керівник _____

Володимир БАЖЕНОВ

НТУУ "КПІ"
Кафедра ЕМС

Група ЕЕ-111

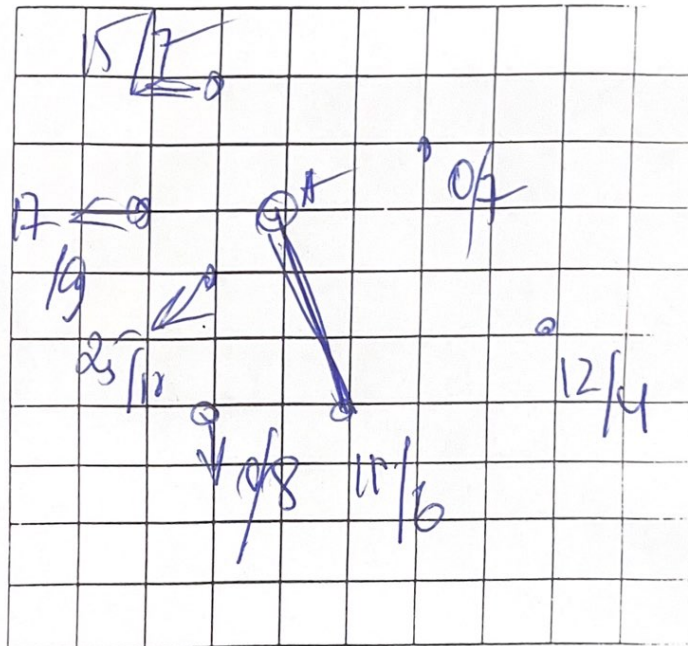
Студент Корн

Додаток до завдання на переддипломну практику

районної електричної мережі напругою 110 кВ

Ситуаційний план

(масштаб 1 см 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

Номинальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.

Балансуючий пункт у точці А.

Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів Р(МВт) ситуаційним планом.

$\cos \varphi_{\text{сн}} = 0,82$, $\cos \varphi_{\text{ли}} = 0,84$, $T_{\text{max}} = 5200$ год/року.

У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.

Географічний район спорудження мережі _____

Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімального навантаження $\alpha = 61$ (%). р-п I - II.

$M_{\text{р-п}} =$ _____ [МВт·км], $\alpha_m =$ _____

Примітки:

- 1 На ситуаційному плані дробі означають активні навантаження чисельник - навантаження на стороні С.Н.;
наменник - навантаження на стороні Н.Н.
- 2 Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез і прийняти оптимальні варіанти та виконати приконтурні схеми мережі.

Завдання
виконано

Дата _____

Підпис викладача _____

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 125 сторінках формату А4, яка включає в себе 28 рисунків, 51 таблицю, 7 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 7 аркушів технічних креслень форматом А1.

В дисертації виконано проект районної електричної мережі напругою 110 кВ та електричної частини підстанції 110/35/10 кВ. Розроблено стартап-проект, розглянуто питання релейного захисту.

Актуальність теми: Проектування електроенергетичних систем вимагає комплексного підходу до вибору і оптимізації схем електричних мереж та техніко-економічного обґрунтування рішень, що визначають склад, структуру, зовнішні і внутрішні зв'язки, динаміку розвитку, параметри і надійність роботи системи в цілому чи її окремих елементів. Потреба в новому будівництві в енергетиці вимагає великих обсягів інвестицій, залучення яких необхідно обґрунтувати як їхню ефективність, так і можливості своєчасного повернення вкладених коштів. При розгляді питань будівництва нової мережі важливим фактором є вибір її схеми, так як до цього залежать витрати на втрати електричної енергії. Врахування цього фактору є доцільним, так як найменші капіталовкладення для схеми мережі є не завжди технічно й економічно ефективними.

Мета магістерської дисертації: визначення оптимальної конфігурації електричної мережі напругою 110 кВ, а саме: вибір оптимальної конфігурації мережі, вибір трансформаторів в пунктах навантаження, розрахунок режимів роботи мережі.

Об'єкт дослідження: електрична мережа напругою 110 кВ.

Предмет дослідження: оптимізація розвитку електричної мережі.

Методи дослідження. В основу роботи покладено вибір оптимальної мережі напругою 110 кВ методом поконтурної оптимізації. Обробка результатів дослідження виконувалася з використанням сучасного прикладного програмного забезпечення: Microsoft Word, Microsoft Visio та MathCad.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у розгляданні методів вибору оптимальної конфігурації мережі, що дозволяє обрати найвигідніший варіант електричної мережі.

ПОТУЖНІСТЬ, СТРУМ, НАПРУГА, ОПІР, ПРОВІДНІСТЬ, ОПТИМАЛЬНІ ВИТРАТИ, МЕТОД ВПОРЯДКОВАНОГО ВИКЛЮЧЕННЯ ГІЛОК, РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ТРАНСФОРМАТОР, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, РЕЖИМИ РОБОТИ.

Публікації за темою магістерської дисертації:

1. Козій В.В., Баженов В.А. «Вибір оптимального варіанта замкненої електричної мережі методом поконтурної оптимізації». Сучасна європейська наука, м. Прага, 2021

2. Козій В.В., Баженов В.А. «Вибір оптимальної мережі методом впорядкованого виключення гілок». Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». Секція «Електричні мережі, системи та управління ними»

ABSTRACT

The master's thesis consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 125 A4 pages, which includes 28 figures, 51 tables, 7 sources of literature used. The graphic part contains 7 sheets of technical drawings in A1 format.

In the dissertation the project of the district electric network of 110 kV voltage and the electrical part of the substation 110/35/10 kV was executed. A startup project has been developed, issues of relay protection.

Relevance of the topic: Designing power systems requires a comprehensive approach to the selection and optimization of circuits of electrical networks and feasibility study of the decisions that determine the composition, structure, external and internal relationships, dynamics of development, parameters and reliability of the system as a whole or its individual elements. The need for new construction in the energy sector requires a large amount of investment, the involvement of which must be justified both by their efficiency and the possibility of timely return on their investment. When considering the construction of a new network, an important factor is the choice of its scheme, since the cost of losing electricity depends on it. This factor is appropriate, since the smallest investment for a network scheme is not always technically and cost-effective.

The purpose of the master's thesis is to determine the optimal configuration of the 110 kV electrical network, namely: the choice of the optimal network configuration, the choice of transformers at load points, the calculation of the modes of operation of the network.

Object of the study: 110 kV electrical network.

Subject of research: optimization of electric network development.

Research methods. The basis of the work is the choice of an optimal network of 110 kV by the method of contour optimization of branches. The study results were processed using modern application software: Microsoft Word, Microsoft Visio and MathCad.

The scientific novelty of the obtained results is to consider the methods of choosing the optimal network configuration, which allows to choose the most favorable variant of the electrical network.

POWER, CURRENT, VOLTAGE, RESISTANCE, CONDUCTIVITY, OPTIMAL COSTS, METHOD OF ORDERED SWITCH OFF, DISTRICT ELECTRICAL NETWORK, TRANSFER, TRANSFER

ЗМІСТ

Перелік скорочень, умовних позначень.....	11
Вступ.....	12
1 Функція дисконтованих витрат	13
1.1 Загальні положення.....	13
1.2 Функція дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ	14
Висновки до розділу 1	17
2 Апроксимація функції дисконтованих витрат.....	18
2.1 Загальні положення.....	18
2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат на ПЛ- 110 кВ.....	19
Висновки до розділу 2	22
3 Знаходження оптимальної конфігурації електричної мережі.....	23
3.1 Основні положення	23
3.2 Метод поконтурної оптимізації.....	25
Висновки до розділу 3	29
4 Розрахунок режимів роботи електричної мережі.....	30
4.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів.....	30
4.2 Знаходження потокорозподілу за L-схемою мережі.....	31
4.3 Вибір марки та перерізу проводів	34
4.4 Формування розрахункової Z-схеми мережі	42
4.5 Розрахунок режиму максимальних навантажень	49
4.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень	58
4.7 Розрахунок післяаварійного режиму	64
Висновки до розділу 4	70
5 Релейний захист трансформатора.....	71
5.1 Теоретичні відомості.....	71
5.2 Розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора.....	72
5.3 Розрахунок максимального струмового захисту 110 кВ з пуском по напрузі...	76

5.4 Розрахунок максимального струмового захисту 35 кВ з пуском по напрузі.....	78
5.5 Розрахунок максимального струмового захисту 10 кВ з пуском по напрузі.....	79
Висновки до розділу 5	81
6 Розрахунок електричної частини підстанції 110/35/10 кВ.....	82
6.1 Опис вузла проектованої підстанції районної електричної мережі	82
6.2 Опис головної схеми електричних з'єднань підстанції.	82
6.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції.....	82
6.4 Вибір та перевірка електричного обладнання на підстанції.....	93
Висновок до розділу 6	106
7 Розроблення стартап-проекту.....	107
7.1 Опис ідеї проекту	107
7.2 Технологічний аудит ідеї проекту.....	108
7.3 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту	111
7.4. Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	121
Висновок до розділу 7	122
Загальні висновки	123
Список використаних джерел.....	124

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

БП – балансуєчий пункт;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ПЛ – повітряна лінія;

ВН – висока напруга трансформатора;

СН – середня напруга трансформатора;

НН – низька напруга трансформатора;

КЗ (к.з.) – коротке замикання;

НХ (н.х.) – неробочий хід;

РПН – регулювання під навантаженням;

ПБЗ – переключення без збудження;

РЕМ – районна електрична мережа;

ТС – трансформатор струму;

ТН – трансформатор напруги;

ВСТУП

Процес оптимізації розвитку електричної мережі в своїй основі ставить за необхідне вибір схеми та номінальної напруги мережі, а також встановлення почерговості будівництва об'єктів мережі. Велику увагу потрібно приділяти технічним вимогам мережі, що до забезпечення потрібної надійності та якості електроенергії в кінцевих точках. Також враховані мають бути технічні обмеження по пропускній здатності існуючих ПС та ПЛ. Критерієм оптимальності у процесі оптимізації розвитку мережі беруть суму приведених затрат всіх елементів мережі.

Для вирішення проекту оптимізації мають бути відомі вихідні дані, такі, як: розрахункова схема та величини навантажень мережі. Варто зазначити, що розрахункова схема має містити існуючі та заплановані ПЛ та ПС.

Оптимальна схема мережі може бути знайдена різними математичними методами. В даному проекті була проведена оптимізація розрахункової мережі методом поконтурної оптимізації.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішено наступні завдання:

- 1) розраховано та побудовано функцію дисконтованих витрат;
- 2) проведено апроксимацію функції дисконтованих витрат;
- 3) знайдено оптимальну конфігурацію електричної мережі;
- 4) розраховано усталені параметри роботи РЕМ.
- 5) розраховано розділ релейного захисту.
- 6) розраховано розділ підстанції.
- 7) розроблено стартап-проект.

1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

1.1 Загальні положення

Оптимізуючи розвиток електричної системи для порівняння різних варіантів зазвичай використовують суму приведених витрат на усіх гілках даної системи:

$$Z^c = \sum_{i \in M} Z_c$$

Де i - поточна гілка електричної мережі;

M -множина усіх можливих гілок мережі.

У складі елементів мережі розрізняють лінії електропередачі і трансформатори. Кожен елемент характеризується рядом параметрів, серед яких можуть бути, наприклад, напруга, переріз і число ланцюгів лінії, потужність трансформатора і т.п. Зазначені параметри є дискретними, що викликає суттєві труднощі при вирішенні даної задачі оптимізації. Всі ці параметри можуть бути представлені функціями потоку потужності по лінії електропередачі або по трансформатору. Тому при оптимізації для скорочення розмірності розв'язуваної задачі доцільно їх виключити з числа незалежних змінних. Для виключення може бути застосований метод економічних інтервалів, при використанні якого наведені витрати i -й вітки електричної мережі при будь-якому значенні потоку потужності по елементу повинні задовольняти умові:

$$Z_i(P_i) = \min\{Z_{i1}(P_i), Z_{i2}(P_i), \dots, Z_{iV}(P_i)\}$$

Де V -загальна кількість варіантів технічного виконання i -тої вітки.

Витрати в лінію електропередачі можуть бути представлені у вигляді

$$Z_V = l \cdot Z_{V0}$$

Де l -довжина лінії;

Z_{V0} - наведені витрати на спорудження й експлуатацію одиниці довжини лінії заданого типу і напруги з перетином S_V .

$$Z_{V0} = K_{V0} + \frac{P_3 \cdot K_{V0}}{E} + \frac{P^2}{U_{cp}^2 \cdot \cos^2 \phi} \cdot r_{V0} \cdot Z_3 \cdot \tau$$

Де K_{V0} - капіталовкладення на одиницю довжини лінії перерізом S_v

U_{cp} - середня експлуатаційна напруга;

$\cos \phi$ - середнє значення коефіцієнта потужності для даного класу напруги;

r_{V0} - погонний опір лінії з перерізом S_v

$З_3$ - питома вартість втрат електроенергії;

τ - кількість годин максимальних втрат;

Якщо $P=0$ затрати в лінію також приймаються рівними 0.

Функцію приведених втрат ЛЕП можна представити в такому вигляді:

$$З_{V0} = a_{V0} + b_{V0}P^2$$

Де a_{V0} та b_{V0} коефіцієнти параболі, які визначаються за формулами:

$$a_{V0} = K_{v0} + \frac{P_a \times З_3 \tau}{E}$$

$$b_{V0} = K_{v0} + \frac{r_{v0} \times K_{v0}}{U_{ном}^2 \cos^2 \phi \times E}$$

Функцію приведених витрат можливо записати для будь-якого числа перерізів, які допустимі для даного класу напруги. В результаті отримаємо сімейство парабол. Функція оптимальних витрат буде кривою, що огинає дані параболі знизу.

1.2 Функція дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ

Для ПЛ-100 кВ, що виконана на залізобетонних опорах побудуємо функцію оптимальних витрат. Використовуємо скорочену номенклатуру стандартних перерізів, тобто 70 мм², 120 мм², 240 мм². Погонні активні опори ліній для даних перерізів наведені в табл. 1.1

Таблиця 1.1. Питомий опір проводів.

Переріз, мм ²	Питомий опір, Ом/км
77/11	0,422
120/19	0,244
240/32	0,118

Базові показники вартості ПЛ-110 кВ для перерізів 70 мм², 120 мм², 240 мм² на залізобетонних опорах, дивлячись на курс валют (5 гривень за долар), становитимуть

$$K_{v0(70)} = 275 \text{ тис грн/км}$$

$$K_{v0(120)} = 295 \text{ тис грн/км}$$

$$K_{v0(240)} = 350 \text{ тис грн/км}$$

Відповідно до проектного значення курсу валют 41.2 гривні за долар

$$K_{\$} = \frac{41,2}{5} = 8,24$$

Тому показники вартості ПЛ- 110кВ вартують:

Таблиця 1.2 – Вартість будівництва ПЛ

Переріз, мм ²	Вартість, млн.грн/км
77/11	2,266
120/19	2,4308
240/32	2,884

Знаходимо час максимальних втрат

$$T_{max} = 5200$$

$$\tau = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3633,087$$

Знаходимо коефіцієнти параболи для вибраних перерізів проводів.

- Для проводу марки АС-70/11

$$a_{V0} = \frac{P_a \cdot K'_{v0(70)}}{E} + K'_{v0(70)} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2,266}{0,1} + 2,266 = 2537,92$$

$$b_{V0} = \frac{r_{v0(70)} \cdot 3_\varphi \cdot \tau}{U_{ном}^2 \cdot \cos^2 \phi \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 1,95 \cdot 3633,087}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 3,05$$

- Для проводу марки АС-120/19

$$a_{V0} = \frac{P_a \cdot K'_{v0(120)}}{E} + K'_{v0(120)} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1728,7}{0,1} + 1728,7 = 2722,496$$

$$b_{V0} = \frac{r_{v0(120)} \cdot 3_\varphi \cdot \tau}{U_{ном}^2 \cdot \cos^2 \phi \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 1,95 \cdot 3633,087}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 1,764$$

- Для проводу марки АС-240/32

$$a_{V0} = \frac{P_a \cdot K'_{v0(240)}}{E} + K'_{v0(240)} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2051}{0,1} + 2051 = 3230,08$$

$$b_{V0} = \frac{r_{v0(240)} \cdot 3_\varphi \cdot \tau}{U_{ном}^2 \cdot \cos^2 \phi \cdot E} = \frac{0,118 \cdot 1,95 \cdot 3633,087}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 0,853$$

Функція сумарних дисконтованих втрат для перерізів 70 мм², 120мм², 240мм² виглядає:

$$3_{V0(70)} = a_{V0} + b_{V0} \cdot P^2$$

$$3_{V0(120)} = a_{V0} + b_{V0} \cdot P^2$$

$$3_{V0(240)} = a_{V0} + b_{V0} \cdot P^2$$

Тепер маємо змогу побудувати сумарні дисконтовані витрати на спорудження ПЛ-110 кВ від потужності (рис 1.1).

Як показано на рис.1.1. функція оптимальних витрат є нижньою кривою лінією, що огинає сімейство парабол.

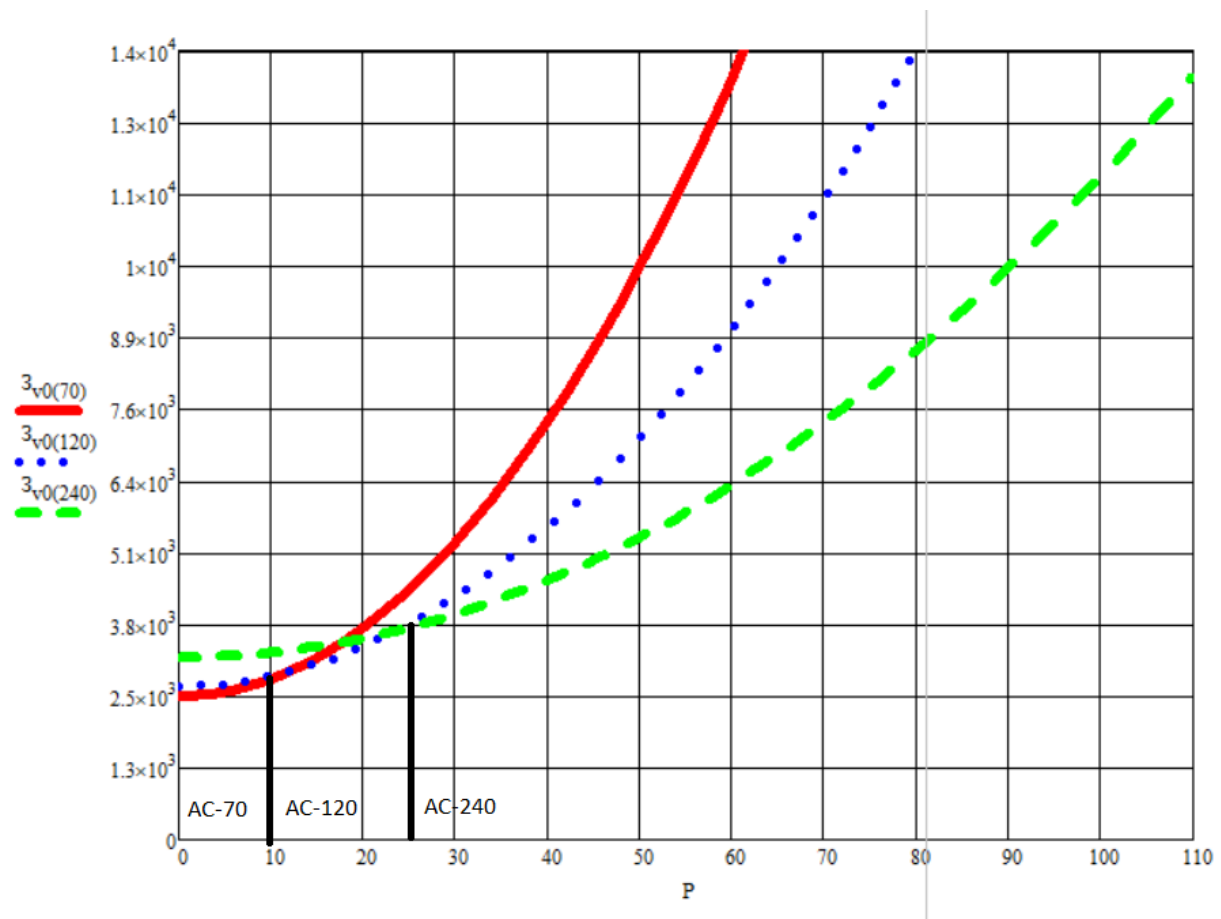


Рис. 1.1 – Функція питомих приведених витрат на спорудження та експлуатацію ПЛ-110 кВ.

Висновки до розділу 1

В цьому розділі виконано побудову функції оптимальних питомих приведених витрат для ПЛ-110 кВ, що виконана на залізобетонних опорах. Були розглянуті перерізи 70мм^2 , 120мм^2 , 240мм^2 .

2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

2.1 Загальні положення.

Використовувати функцію сумарних дисконтованих витрат $Z_i = f(P_i)$ складно через те, що перші похідні на границі економічних інтервалів розірвані. Тому цю функцію заміняють на менш складну. Для цього використовують апроксимацію.

Одним з варіантів апроксимації є метод найменших квадратів. Який згідно даних значень функції дозволяє знайти многочлен, який з достатньою точністю описує необхідну функцію. Даний многочлен має вигляд:

$$y(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_Kx^K + \dots + a_Mx^M$$

Під час використання метода найменших квадратів виконується вибір многочлену під час застосування, якого наступна функція має мінімальне значення:

$$\sum_{i=1}^N (y_i - y(x_i))^2 = f(a_0, a_1, \dots, a_M)$$

Виконавши диференціювання останнього виразу по кожному коефіцієнту a_K та прирівнявши розраховані похідні до значення 0 отримаємо систему рівнянь, що описує коефіцієнти $a_0, a_1, \dots, a_M$. Похідні матимуть вигляд:

$$\frac{\partial f}{\partial a_K} = -2 \sum_{i=1}^N [(y_i - y(x_i))] x_i^K = 0 \quad K = 0, 1, 2, \dots, M$$

Попередній вираз в свою чергу можна записати у вигляді:

$$\sum_{i=1}^N y_i x_i^K = a_0 \sum_{i=1}^N x_i^K + a_1 \sum_{i=1}^N x_i^{K+1} + a_2 \sum_{i=1}^N x_i^{K+2} + \dots + a_M \sum_{i=1}^N x_i^{K+M} = \sum_{j=0}^M a_j \sum_{i=1}^N x_i^{K+j} \quad K = 0, 1, 2, \dots, M$$

Використаємо позначення:

$$\sum_{i=1}^N y_i x_i^K = T_K \quad \sum_{i=1}^N x_i^K = S_K$$

Тоді знаходимо систему рівнянь для визначення коефіцієнтів:

$$\sum_{j=0}^M a_j S_{K+j} = T_K \quad K = 0, 1, 2, \dots, M$$

У випадку, коли функція апроксимується до вигляду прямою лінії система рівнянь отримає такий вигляд:

$$\begin{cases} a_0 S_0 + a_1 S_1 = T_0 \\ a_0 S_1 + a_1 S_2 = T_1, \end{cases}$$

Де

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = N \quad S_1 = \sum_{i=1}^N x_i \quad S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 \quad T_0 = \sum_{i=1}^N y_i \quad T_1 = \sum_{i=1}^N y_i x_i$$

2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат на ПЛ- 110 кВ

Виконуємо апроксимацію функції дисконтованих витрат розрахунку в попередньому розділі.

Під час апроксимації використовуємо координати точок , які належать знайденим функціям для різних перерізів проводів, а також точки в яких дані функції перетинаються . Розраховані координати точок наведені в табл. 2.1.

Р, МВт	0	2,5	5	10	15	20	30	50	70	90
З, тис.грн./км.	2538	2570	2615	2843	3100	3428	3998	5362	7410	10140

Формуємо систему рівнянь:

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = N=10$$

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10}$$

$$= 0 + 2,5 + 5 + 10 + 15 + 20 + 30 + 50 + 70 + 90 = 292,5$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2$$

$$= 0^2 + 2,5^2 + 5^2 + 10^2 + 15^2 + 20^2 + 30^2 + 50^2 + 70^2 + 90^2$$

$$= 17156,25$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 2538 + 2570 + 2615 + 2843 + 3100 + 3428 + 3998 + 5362 + 7410 + 10140 = 44004$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N y_i x_i = y_1 x_1 + y_2 x_2 + y_3 x_3 + y_4 x_4 + y_5 x_5 + y_6 x_6 + y_7 x_7 + y_8 x_8 + y_9 x_9 + y_{10} x_{10} = 0 \cdot 2538 + 2,5 \cdot 2570 + 5 \cdot 2615 + 10 \cdot 2843 + 15 \cdot 3100 + 20 \cdot 3428 + 30 \cdot 3998 + 50 \cdot 5362 + 70 \cdot 7410 + 90 \cdot 10140 = 1982330$$

Тоді отримаємо таку групу рівнянь

$$\begin{cases} a_0 10 + a_1 292,5 = 44004 \\ a_0 292,5 + a_1 9865 = 1982330 \end{cases}$$

Розв'язавши систему рівнянь у програмному комплексі Mathcad отримаємо наступні коефіцієнти:

$$a_0 = 2036,039$$

$$a_1 = 80,833$$

Отже функція сумарних дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ, яка проектується набуває вигляду:

$$Z_H = 2036,039 + 80,833 \cdot P$$

Для існуючих ПЛ-110 кВ розрахунок не наводимо.

Як результат отримаємо таку функцію:

$$Z_{\text{існ}} = 116,015 \cdot P$$

Графік апроксимованої функції зображений на рис.2.1.

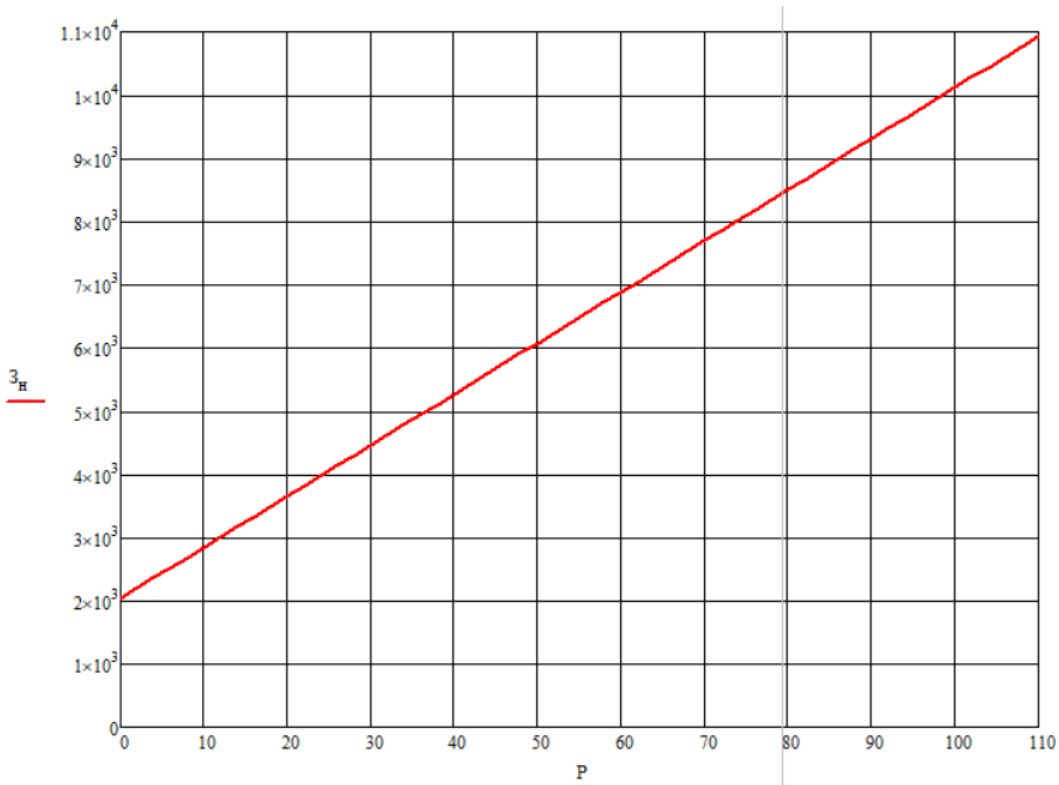


Рис.2.1.- Апроксимована функція дисконтованих витрат

Графік функції існуючої ПЛ зображений на рис.2.2.

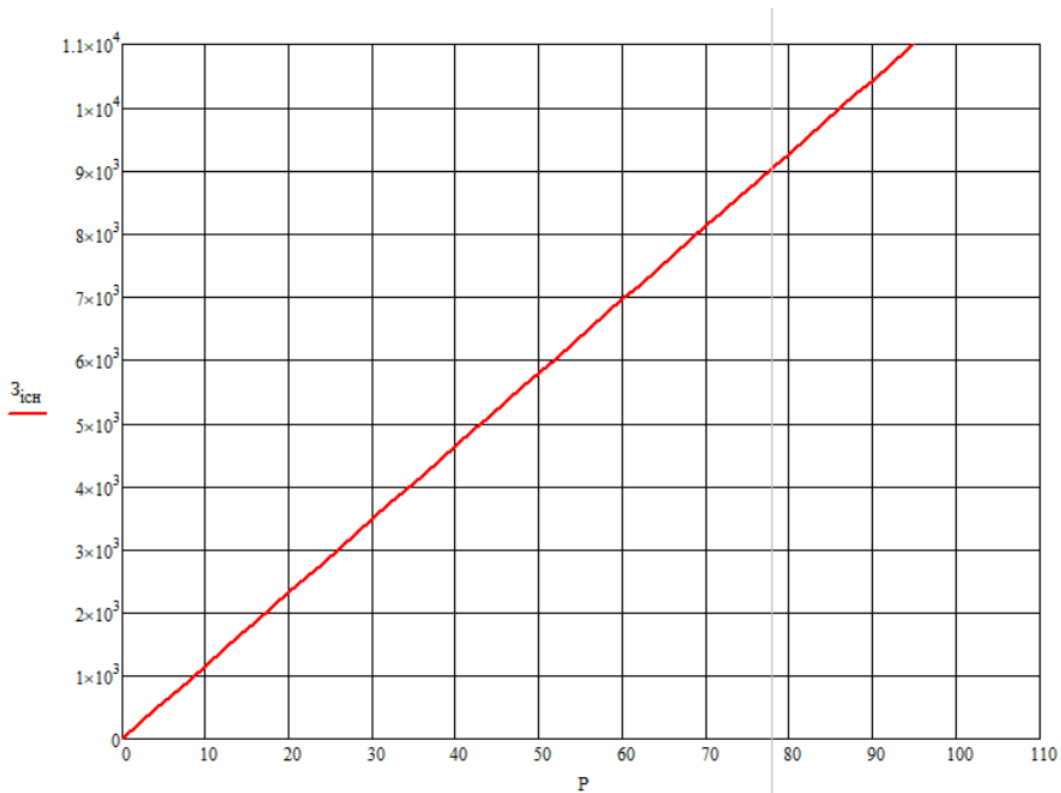


Рис.2.2.- Графік функції існуючої ПЛ

Висновки до розділу 2

З використанням методу найменших квадратів виконано апроксимацію функції сумарних дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ проводів перерізом 70 мм^2 , 120 мм^2 , 240 мм^2 , на лінії із залізобетонними опорами. Апроксимацію виконано для обох варіантів ПЛ-110 кВ.

3 ЗНАХОДЖЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Основні положення

Для визначення оптимальної конфігурації електричної мережі беремо у використання метод поконтурної оптимізації.

При використанні методу поконтурної оптимізації, умову вибору оптимальної конфігурації мережі в статичній постановці формулюють як умову визначення мінімуму функції витрат вигляду:

$$V^* = \sum_{i \in M} V_i(P_i)$$

При умові, що

$$\sum_{i \in M_j} P_i - P_j = 0, \quad j = 1, 2, \dots, J - 1,$$

де i – поточний індекс гілок електричної мережі;

M – множина допустимих гілок мережі;

$V_i(P_i)$ – відома кусково-лінійна функція витрат на i -у лінію, яку можна одержати в результаті апроксимації кривої економічних інтервалів;

M_j – множина гілок, з'єднаних з вузлом j ;

P_i – потужність, що перетікає по лінії i ;

P_j – навантаження j -го вузла; J – кількість вузлів у мережі.

Для спрощення обчислень доцільно на кожному кроці оптимізації апроксимувати функцію витрат на кожну ділянку мережі прямою лінією, тоді функція матиме вигляд:

$$V_i(P_i) = \begin{cases} a_i + b_i |P_i|, & \text{якщо } P_i \neq 0; \\ 0, & \text{якщо } P_i = 0 \end{cases}$$

Для нових гілок;

$$V_i(P_i) = b_i |P_i|$$

Для існуючих гілок мережі.

Використовуючи метод поконтурної оптимізації, в розрахунковій схемі виділяють зв'язну розімкнуту мережу, яку називають деревом мережі. Усі гілки мережі називають дугами. Дуги, що утворюють дерево, позначають індексами $l = 1, 2, \dots, L$. Дуги, що не входять у дерево, і вмикання яких забезпечує перехід до вихідної замкнутої мережі, називають хордами. Хорди позначають індексами $k = 1, 2, \dots, K$. У результаті додавання будь-якої з хорд до дерева мережі утвориться контур. Як незалежні змінні використовують навантаження хорд мережі, а як залежні – навантаження дуг, що утворюють дерево мережі. Кількість незалежних змінних, що дорівнює кількості незалежних контурів, можна визначити за допомогою виразу $K = I - J + 1$, де I – кількість гілок мережі. Кількість залежних змінних дорівнює кількості рівнянь зв'язку $j - 1$.

Нехай навантаження всіх хорд дорівнюють нулю, тоді, змінюючи потужність, наприклад k -ї хорди, можна визначити мінімум функції витрат на спорудження й експлуатацію гілок даного контуру:

$$V_k^*(P_k) = V_k(P_k) + \sum_{l \in M_k} V_l(P_l),$$

де P_k і $V_k(P_k)$ – відповідно навантаження і витрати k -ї хорди;

M_k – множина дуг контуру, що виникає у разі замикання k -ї хорди;

P_l – навантаження l -ї дуги, яка залежить від потужності хорди $P_l = f_l(P_k)$.

В такому випадку для оптимізації контуру достатньо порівняти зведені витрати для тих його режимів, у яких навантаження хорди або однієї з дуг дорівнює нулю. Для оптимізації контуру мережі можемо порівняти витрати режимів, за яких навантаження хорди або дуги дорівнює 0.

При повній не взаємозалежності контурів, оптимізація була б закінчена за k кроків. Та існують дуги, що можуть одночасно входити у декілька контурів. Через це в результаті оптимізації контуру суміжні з ним контури потребують повторного розгляду.

Вплив контурів один на інший потребує використання ітераційного процесу

для пошуку екстремуму. Процес поділяють на цикли оптимізації, послідовне їх виконання забезпечує розв'язання цієї задачі. У всіх циклах оптимізацію проходить кожен контур мережі.

Якщо результат оптимізації k -го контуру – нульове навантаження має не хорда, а дуга, потрібно змінити систему змінних. Також потрібно k -у хорду приєднати до дерева мережі, а l -у дугу – до хорд. В інакшому стані цю дугу при оптимізації k -го контуру можна вважати замкнутою, а при оптимізації $k+1$ – розімкнутою.

Таким чином можна записати алгоритм методу поконтурної оптимізації:

1. Виділяємо дерево мережі. Таким чином дуги, які утворюють дерево, позначаємо індексами $l = 1, 2, \dots, L$, а хорди – $k = 1, 2, \dots, K$. Навантаження всіх хорд прирівнюємо до нуля: $P_k = 0$, $k = 1, 2, \dots, K$. Зазначаємо $k = 1$.

2. Проводимо оптимізацію k -го контуру. При цьому рахуємо

$$V_k^*(P_l = 0) = \min \{V_k^*(P_l = 0) \mid l \in M_k\}.$$

Якщо $V_k^*(P_{l'} = 0) < V_k^*(P_k = 0)$, то при наступному кроці оптимізації дугу l' використовуємо як хорду, а k -у хорду відносимо до дерева мережі. За іншого випадку система незалежних змінних залишиться без зміни. Зазначаємо $P_k = 0$.

3. Перевіряємо чи були розглянуті всі контури мережі $k = K$, якщо так, то можемо переходити до четвертого пункту, якщо ні замінюємо поточний індекс на $k = k + 1$ і переходимо до пункту номер два.

4. Якщо в циклі процесу змін зазнавали дерева і хорди мережі, то зазначаємо $k = 1$ й переходимо до пункту номер два алгоритму, якщо ні, то до пункту номер п'ять.

5. Кінець.

3.2 Метод поконтурної оптимізації

В першу чергу потрібно визначити оптимальну конфігурацію електричної мережі. На рис. 3.1 зображена надлишкова розрахункова схема.

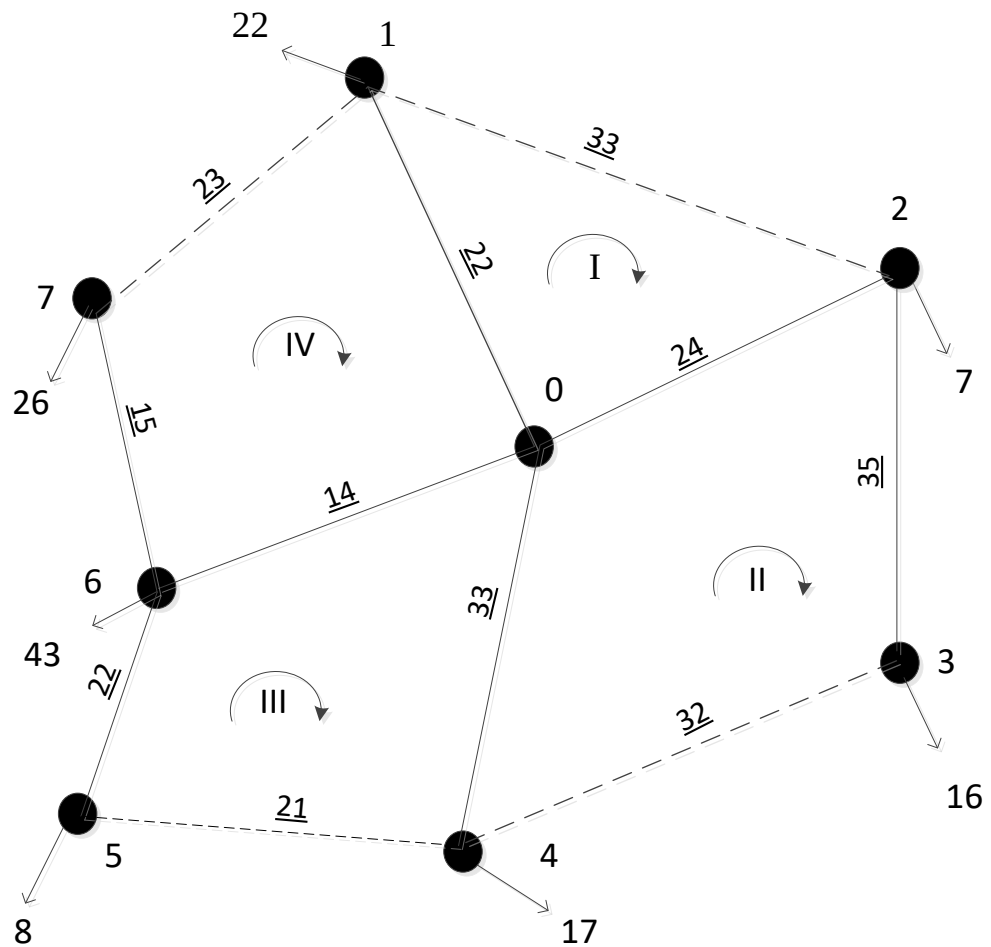


Рисунок 3.1 – Надлишкова розрахункова схема електричної мережі

Для діючих ліній у розрахунках враховуємо лише вартість втрат електроенергії.

Перший крок:

Приймаємо лінії 0-1, 0-2, 0-4, 0-6, 2-3, 5-6, 6-7 як хорди вихідної системи.

Таким чином перший контур утворюють хорда 1-2 з дугами 0-1 та 0-2. Другий контур хорда 3-4 з дугами 0-2, 0-4 та 2-3. Третій контур хорда 4-5 з дугами 0-4, 0-6 та 5-6. Четвертий контур хорда 7-1 з дугами 0-1, 0-6 та 6-7.

Проводимо оптимізацію першого контуру (0-1-2-0):

Послідовно прирівнюємо навантаження кожної лінії до 0. Знаходимо затрати та потокорозподіл для кожного з варіантів схеми. Розраховані значення заносимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 Результати оптимізації 1 контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт		
	Перший режим	Другий режим	Третій режим
0-1	29	22	0
1-2	7	0	22
0-2	0	7	29
Затрати, тис. грн	103,1	76,3	191,2

Можна підсумувати, що в 1 контурі найменші витрати забезпечує відключення лінії 1-2, ця лінія залишається хордою.

Проводимо оптимізацію другого контуру (0-2-3-4-0):

Послідовно прирівнюємо навантаження кожної лінії до 0. Знаходимо затрати та потекорозподіл для кожного з варіантів схеми. Розраховані значення заносимо в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 Результати оптимізації 2 контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт			
	Перший режим	Другий режим	Третій режим	Четвертий режим
0-2	40	23	7	0
2-3	33	16	0	7
3-4	17	0	16	23
0-4	0	17	33	40
Затрати, тис. грн	338,3	255,7	260,1	318,9

Можна підсумувати, що в 2 контурі найменші витрати забезпечує відключення лінії 3-4, ця лінія залишається хордою.

Проводимо оптимізацію третього контуру (0-4-5-6-0):

Послідовно прирівнюємо навантаження кожної лінії до 0. Знаходимо затрати та потекорозподіл для кожного з варіантів схеми. Розраховані значення заносимо в

табл. 3.3.

Таблиця 3.3 Результати оптимізації 3 контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт			
	Перший режим	Другий режим	Третій режим	Четвертий режим
0-6	43	68	51	0
4-5	8	17	0	51
0-4	25	0	17	68
5-6	0	25	51	43
Затрати, тис. грн	219,5	228,3	208,5	455,9

Можна підсумувати, що в 3 контурі найменші витрати забезпечує відключення лінії 4-5, ця лінія залишається хордою.

Проводимо оптимізацію четвертого контуру (0-6-7-1-0):

Послідовно прирівнюємо навантаження кожної лінії до 0. Знаходимо затрати та потекорозподіл для кожного з варіантів схеми. Розраховані значення заносимо в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 Результати оптимізації 4 контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт			
	Перший режим	Другий режим	Третій режим	Четвертий режим
0-6	91	69	43	0
6-7	48	26	0	43
1-7	22	0	26	69
0-1	0	22	48	91
Затрати, тис. грн	276,7	219,3	264,6	433,9

Можна підсумувати, що в 4 контурі найменші витрати забезпечує відключення лінії 1-7, ця лінія залишається хордою.

Отримані результати зображені на рисунку 3.2.

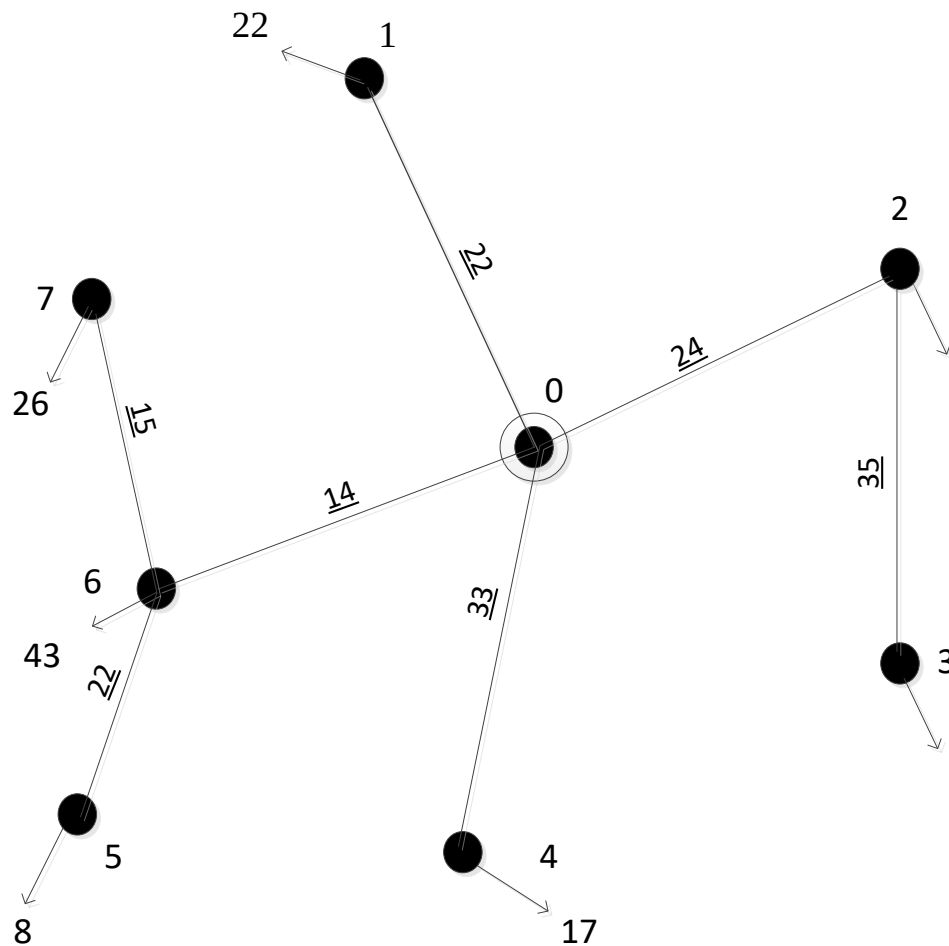


Рисунок 3.2 – Схема мережі після поконтурної оптимізації

Висновки до розділу 3

В ході розрахунків мережі методом поконтурної оптимізації було отримано оптимальну її конфігурацію. Для збільшення надійності електропостачання було введено три ділянки: 1-7, 3-4 та 4-5, що сформували три контури.

4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

4.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів

Під час вибору кількості силових трансформаторів на проєктованих ПС 110 кВ припускаємо, що до шин НН та СН приєднані споживачі першої та другої категорій. Зважаючи на це обираємо до встановлення на кожній ПС два трансформатори однакового типу та потужності.

Потужність силових трансформаторів потрібно обирати виходячи з допустимих перевантажень, що в пільговарійному режимі згідно ПТЕ складають 40%.

Наведемо приклад вибору трансформатора для ПС №3.

Знаходимо значення реактивного навантаження на шинах ПС №3:

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos(\varphi_{HH})) = \arccos(0.82) = 34.915^\circ$$

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos(\varphi_{CH})) = \arccos(0.84) = 32.86^\circ$$

$$Q_{HH3} = -P_{HH3} \cdot \tg \varphi_{HH} = -4 \cdot \tg(32.86^\circ) = -8.376 \text{ МВар}$$

$$Q_{CH3} = -P_{CH3} \cdot \tg \varphi_{CH} = -12 \cdot \tg(34.915^\circ) = -2.584 \text{ МВар.}$$

Величина повного навантаження у ПС №3 складе:

$$\dot{S}_{\max 3} = P_{CH3} + P_{HH3} + j(Q_{CH3} + Q_{HH3}) = 12 + 4 + j(-8,376 - 2,584) = 16 - j10,96 \text{ МВА.}$$

Розраховуємо значення потужності силових трансформаторів, що будуть встановлені на ПС №3:

$$S_{T3} = 0,7 \cdot |S_{\max 3}| = 13,57 \text{ МВА.}$$

До встановлення на ПС №3 приймаємо два силових трансформатори типу ТДТН – 16000/110.

Результат вибору трансформаторів на всіх ПС наведений в табл. 4.1

Таблиця 4.1 – Вибір трансформаторів для проєктованих ПС 110 кВ

ПС	$S_{\max}$, МВА.	S_T , МВА.	Тип трансформаторів
1	27-j17,36	18,63	2x ТДТН – 16000/110

2	18-j11,42	5,83	2х ТДТН – 6300/110
3	12-j7,62	13,57	2х ТДТН – 16000/110
4	16-j10,18	14,39	2х ТДТН – 16000/110
5	16-j10,23	6,67	2х ТДТН – 6300/110
6	43-j29,08	36,34	2х ТДТН – 40000/110
7	26-j17,68	22	2х ТДТН – 25000/110

4.2 Знаходження потокорозподілу за L-схемою мережі

Знайдемо потокорозподіл потужності в розподільчій електричній мережі за довжинами ділянок. Для розрахунку використаємо метод контурних рівнянь. Умовно видаливши із розрахункової схеми ділянки 1-2, 3-4, 1-7 та 4-5 знаходимо потокорозподіл потужності в розімкненій електричній мережі:

$$\dot{S}_{23}^{\text{pos}} = \dot{S}_3 = 16 - j10,96 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{02}^{\text{pos}} = \dot{S}_{23}^{\text{pos}} + \dot{S}_2 = 23 - j15,48 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{04}^{\text{pos}} = \dot{S}_4 = 17 - j11,55 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{05}^{\text{pos}} = \dot{S}_5 = 16 - j10,23 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{01}^{\text{pos}} = \dot{S}_1 = 27 - j14,99 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{56}^{\text{pos}} = \dot{S}_5 = 8 - j5,17 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{67}^{\text{pos}} = \dot{S}_7 = 26 - j17,68 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{06}^{\text{pos}} = \dot{S}_{67}^{\text{pos}} + \dot{S}_{56}^{\text{pos}} + \dot{S}_6 = 77 - j51,92 \text{ МВА};$$

Потокорозподіл потужності в умовно розімкненій L-схемі електричної мережі показаний на рис. 4.1.

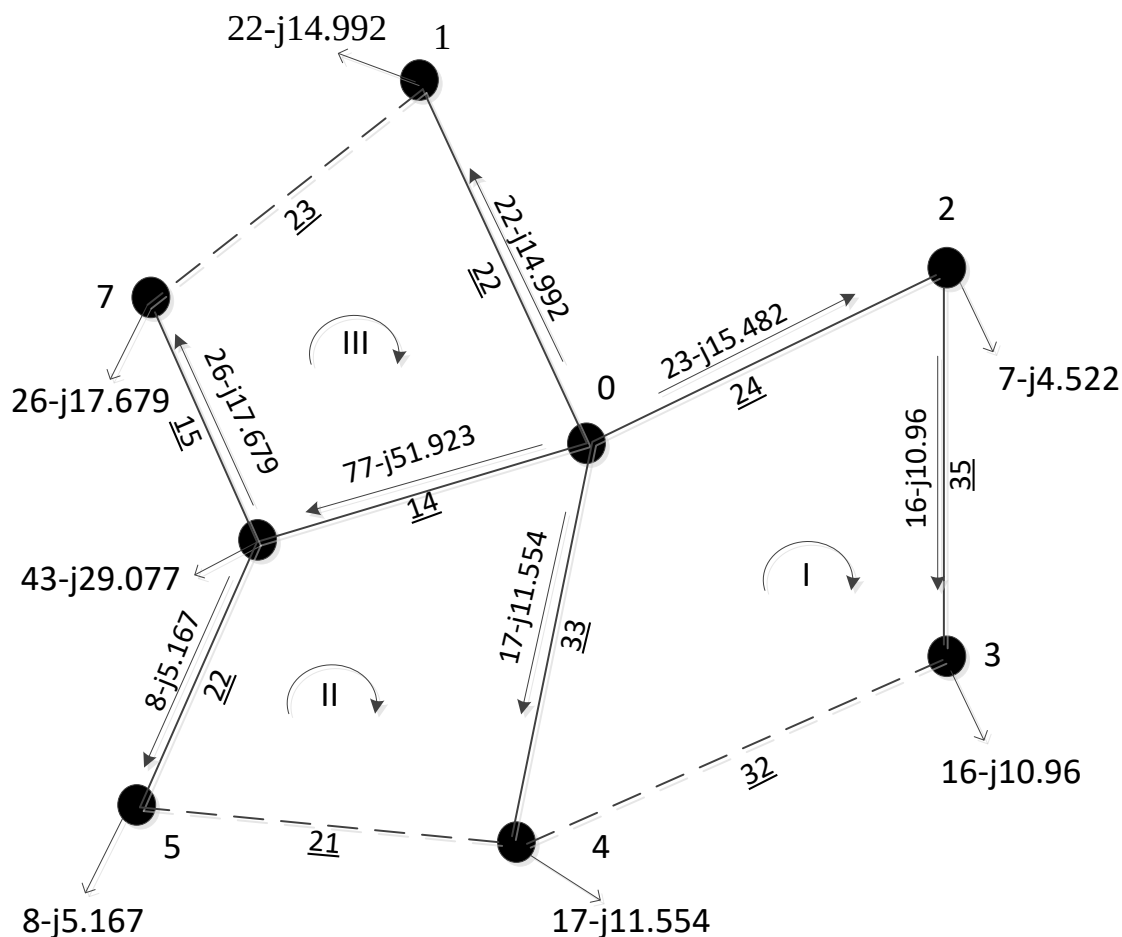


Рис. 4.1 – Потокорозподіл потужності в розімкненій L-схемі мережі

Знаходимо значення власних та взаємних довжин контурів:

$$l_{II} = l_{02} + l_{04} + l_{23} + l_{34} = 24 + 33 + 35 + 32 = 124 \text{ км};$$

$$l_{III} = l_{04} + l_{06} + l_{45} + l_{56} = 33 + 14 + 21 + 22 = 90 \text{ км};$$

$$l_{IV} = l_{06} + l_{67} + l_{17} + l_{01} = 14 + 15 + 23 + 22 = 74 \text{ км};$$

$$l_{I-II} = l_{II-I} = l_{04} = 33 \text{ км};$$

$$l_{I-III} = l_{III-I} = 0 \text{ км};$$

$$l_{II-III} = l_{III-II} = l_{06} = 14 \text{ км};$$

Для розрахункової схеми сформуємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} S_{04}^{\text{pos}} \cdot l_{04} - S_{02}^{\text{pos}} \cdot l_{02} - S_{23}^{\text{pos}} \cdot l_{23} = -S_1 \cdot l_1 + S_2 \cdot l_{2-1} + S_3 \cdot l_{2-3} \\ S_{06}^{\text{pos}} \cdot l_{06} + S_{65}^{\text{pos}} \cdot l_{65} - S_{04}^{\text{pos}} \cdot l_{04} = -S_2 \cdot l_2 + S_3 \cdot l_{3-2} + S_1 \cdot l_{3-1} \\ S_{01}^{\text{pos}} \cdot l_{01} - S_{67}^{\text{pos}} \cdot l_{67} - S_{06}^{\text{pos}} \cdot l_{06} = -S_3 \cdot l_3 + S_2 \cdot l_{3-2} + S_1 \cdot l_{3-1} \end{cases}$$

Виконуємо розрахунок даної системи рівнянь. В результаті отримаємо:

$$\begin{cases} S_1 = -3.223 + j2.221 \\ S_2 = 4.585 - j2.985 \\ S_3 = -12.43 + j8.385 \end{cases}$$

Знаходимо поточкорозподіл потужності в замкненій L-схемі електричної мережі:

$$S_{01} = S_{01}^{\text{pos}} - S_3 = 22 - j14,992 + (4.585 - j2.985) = 34.43 - j23.377$$

$$S_{02} = S_{02}^{\text{pos}} + S_1 = 23 - j15,482 + (-3.223 - j2.221) = 19.777 - j13.261$$

$$S_{04} = S_{04}^{\text{pos}} + S_2 - S_1 = 17 - j11,554 + (4.585 - j2.985) - (-3.223 - j2.221) = 24.808 - j16.76$$

$$S_{06} = S_{05}^{\text{pos}} + S_3 - S_2 = 77 - j51,923 + (-12.43 - j8.385) - (4.585 - j2.985) = 59.986 - j40.553$$

$$S_{43} = -S_1 = 3.223 - j2.221$$

$$S_{45} = S_2 = 4.585 - j2.985$$

$$S_{17} = -S_3 = 12.43 - j8.385$$

$$S_{23} = S_{23}^{\text{pos}} + S_2 = 12.777 - j8.739$$

$$S_{67} = S_{67}^{\text{pos}} + S_4 = 13.57 - j9.294$$

$$S_{65} = S_{65}^{\text{pos}} - S_3 = 3.415 - j2.182$$

Здійснимо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа:

$$S_{24} \cdot 1_{24} + S_{23} \cdot 1_{23} - S_{43} \cdot 1_{43} - S_{04} \cdot 1_{04} = 0$$

$$S_{45} \cdot 1_{45} + S_{04} \cdot 1_{04} - S_{06} \cdot 1_{06} - S_{65} \cdot 1_{65} = 0$$

$$S_{01} \cdot 1_{01} + S_{17} \cdot 1_{17} - S_{67} \cdot 1_{67} - S_{06} \cdot 1_{06} = 0$$

Таким чином поточкорозподіл потужності в L-схемі мережі розраховано правильно. Поточкорозподіл потужності в замкненій L-схемі наведено на рис.4.2.

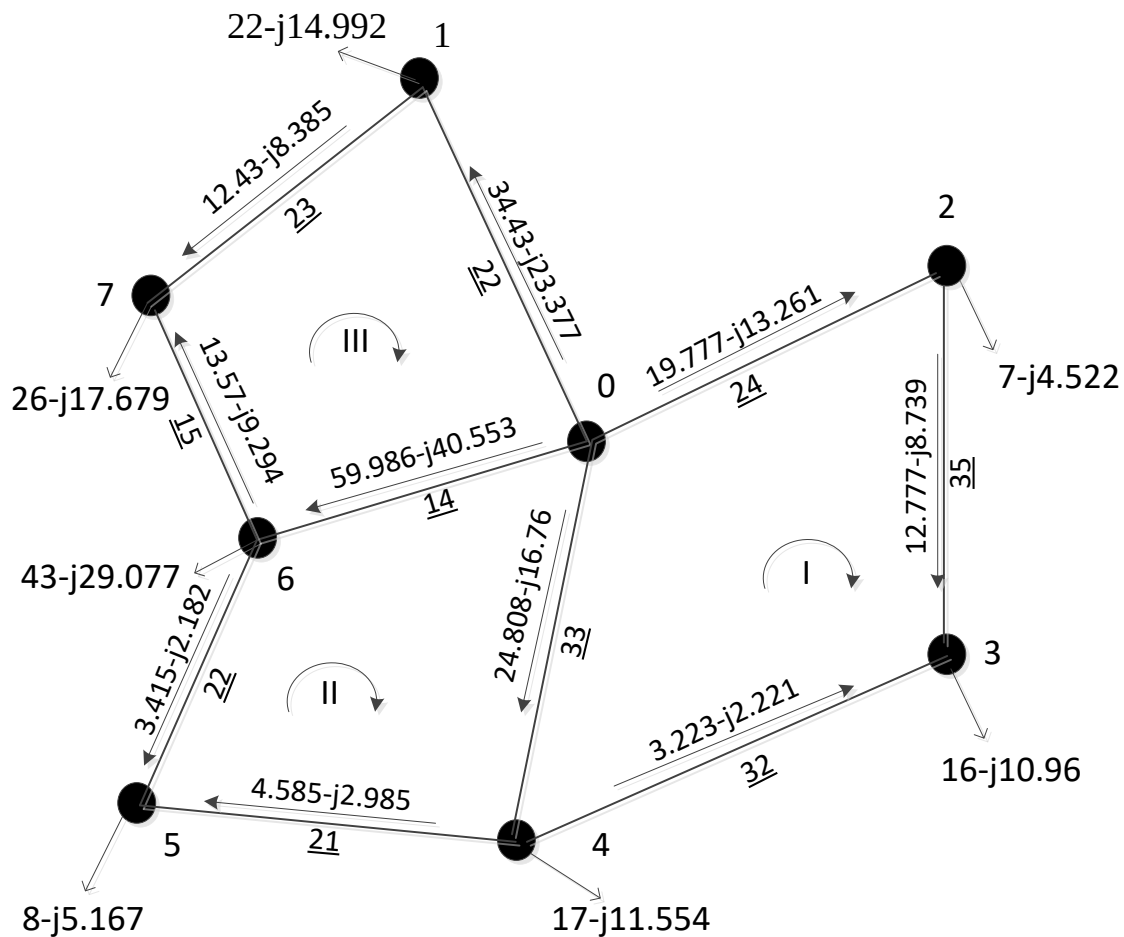


Рис. 4.2 – Потокорозподіл потужності в L-схемі мережі

4.3 Вибір марки та перерізу проводів

Для визначення перерізу проводів ділянок розподільчої мережі 110 кВ використаємо функцію дисконтованих витрат, що була розрахована і апроксимована в попередніх розділах. Згідно знайденого потокорозподілу за L-схемою визначаємо переріз ділянок РЕМ.

Вибір перерізів проводів ПЛ 110 кВ виконують з розрахунковим струмовим навантаженням. Проводиться розрахунок струмових навантажень для ділянок електричної мережі на основі потоків потужності по ділянках мережі отриманих у попередньому пункті при розрахунку L-схеми. Для ділянки 0-1 струмове навантаження складе:

$$I_{01} = \frac{\sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{31.545^2 + j21.377^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 200 \text{ A}$$

Визначаються оптимальні значення перерізу проводів ПЛ за формулою:

$$F_{\text{опт}} = \frac{1}{k} \cdot \frac{\sqrt{3 \cdot I_p^2 + \rho \cdot C_{BX} \cdot \tau \cdot 10^{-5}}}{k_{\text{ннт.зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}$$

Для ділянки 0-1 оптимальне значення перерізу складе:

$$F_{\text{опт}} = \frac{1}{k} \cdot \frac{\sqrt{3 \cdot 200^2 + 28,5 \cdot 129 \cdot 3633 \cdot 10^{-5}}}{450 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)} = 563,95 \text{ А}$$

Результати розрахунків вибору оптимального значення перерізу зведені до табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Обрані перерізи проводів ЛЕП 110 кВ

Ділянка	$F_{\text{опт}}$, А	Струмове навантаження, А	Марка проводу
0-1	563.95	200	2хАС-240/32
2-3	211.5	75	АС-70/11
3-4	75.52	26.78	АС-70/11
4-5	70.67	25.06	АС-70/11
0-2	411.5	145.94	АС-240/32
0-4	450.37	159.72	АС-240/32
0-6	857.14	374.92	2хАС-240/32
6-7	218.67	77.55	АС-120/19
6-5	70.27	24.923	АС-70/11
1-7	246.64	87.47	АС-120/19

Здійснимо перевірку обраних перерізів проводів на виконання технічних обмежень в післяаварійному режимі роботи РЕМ. Перевірку виконаємо для I та II групи післяаварійних режимів.

В умовах експлуатації електричних мереж можливі випадки аварійного чи планового відключення одного силового трансформатора на понижуючій ПС 110 кВ. Що може спричинити зниження напруги на вторинних шинах до недопустимого значення. Тому як перший післяаварійний режим розглянемо відключення одного трансформатора на ПС 110 кВ.

Здійснимо розрахунок допустимого регульовального діапазону силових трансформаторів для всіх ПС 110 кВ. Приклад розрахунків приведемо для ПС №1 та ПС №2:

Здійснюємо розрахунок величини фіктивної напруги КЗ трансформатора встановленого на ПС №1:

$$U_{KB1} = 0.5 \cdot (U_{k(B-C)1} + U_{k(B-H)1} - U_{k(C-H)1}) = 0.5 \cdot (10.5 + 17.5 - 6.5) = 10.75\%;$$

$$U_{KC1} = 0.5 \cdot (U_{k(B-C)1} + U_{k(C-H)1} - U_{k(B-H)1}) = 0.5 \cdot (10.5 - 17.5 + 6.5) = -0.25\% \rightarrow 0\%$$

$$U_{KH1} = 0.5 \cdot (U_{k(B-H)1} - U_{k(B-C)1} + U_{k(C-H)1}) = 0.5 \cdot (17.5 - 10.5 + 6.5) = 6.25\%;$$

Розрахуємо значення втрати напруги в обмотках трансформатора на ПС №1:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{kl} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KB1}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{22}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{14.99}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10.75}{100 \cdot 16} = 12.078$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{CH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{kl} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{CH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KC1}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{15}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{10.47}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0.337$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{HH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{kl} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{HH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KH1}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{7}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{4.52}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6.75}{100 \cdot 16} = 2.188$$

Допустимий регульовальний діапазон силового трансформатора на ПС №1 складе:

$$U_{min1} = \frac{U_{Hдж} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 - \omega_{BG}) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} (1 - 0.16) + 12.078 + 2.188 = 106.453 \text{ кВ};$$

$$U_{max1} = \frac{U_{Hдж} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 + \omega_{BG}) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} (1 + 0.16) + 12.078 + 2.188 = 141.6 \text{ кВ};$$

Здійснюємо розрахунок величини фіктивної напруги КЗ трансформатора встановленого на ПС №2:

$$U_{KB2} = 0,5 \cdot (U_{k(B-C)2} + U_{k(B-H)2} - U_{k(C-H)2}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$U_{KC2} = 0,5 \cdot (U_{k(B-C)2} + U_{k(C-H)2} - U_{k(B-H)2}) = 0,5 \cdot (10,5 - 17 + 6) = -0,25\% \rightarrow 0\%$$

$$U_{KH2} = 0,5 \cdot (U_{k(B-H)2} - U_{k(B-C)2} + U_{k(C-H)2}) = 0,5 \cdot (17 - 10,5 + 6) = 6,25\%;$$

Розрахуємо значення втрати напруги в обмотках трансформатора на ПС №2:

$$\Delta U_{TB2} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k2} \cdot U_{TB2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H2}^2} - \frac{Q_2}{n} \cdot \frac{U_{TB2} \cdot U_{KB2}}{100 \cdot S_{H2}} = \frac{7}{1} \cdot \frac{44 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 6,3^2} - \frac{4,52}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 6,3} = 9,32$$

$$\Delta U_{TC2} = \frac{P_{CH2}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k2} \cdot U_{TB2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H2}^2} - \frac{Q_{CH2}}{n} \cdot \frac{U_{TB2} \cdot U_{KC2}}{100 \cdot S_{H2}} = \frac{0}{1} \cdot \frac{44 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 6,3^2} - \frac{0}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 6,3} = 0$$

$$\Delta U_{TH2} = \frac{P_{HH2}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k2} \cdot U_{TB2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H2}^2} - \frac{Q_{HH2}}{n} \cdot \frac{U_{TB2} \cdot U_{KH2}}{100 \cdot S_{H2}} = \frac{7}{1} \cdot \frac{44 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 6,3^2} - \frac{4,52}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 6,3} = 5,6$$

Допустимий регулювальний діапазон силового трансформатора на ПС №2 складе:

$$U_{\min 2} = \frac{U_{H\Delta k} \cdot U_{TB2}}{U_{TH2}} \cdot (1 - \omega_{BG}) + \Delta U_{TB2} + \Delta U_{TH2} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 9,32 + 5,6 = 107,11 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 2} = \frac{U_{H\Delta k} \cdot U_{TB2}}{U_{TH2}} \cdot (1 + \omega_{BG}) + \Delta U_{TB2} + \Delta U_{TH2} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 9,32 + 5,6 = 142,28 \text{ кВ};$$

Здійснюємо аналогічні розрахунки допустимого регулювального діапазону для всіх силових трансформаторів, що встановленні на понижуючих ПС 110 кВ.

Отримані результати розрахунку допустимих регулювальних діапазонів трансформаторів на понижуючих ПС 110 кВ для І групи післяаварійних режимів зведені до табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Регулювальні діапазони силових трансформаторів

№	Тип трансформатора	Обмотка	U_I , кВ	Потік потужності, МВА	ΔU_I , кВ	$U_{\min}$, кВ	$U_{\max}$, кВ
1	ТДТН 16000/110	ВН	115	22-j14.992	12.08	106.45	141.6
		СН	38,5	15-j10.47	0.337		

№	Тип трансформатора	Обмотка	U_I , кВ	Потік по- тужності, МВА	ΔU_I , кВ	$U_{\min}$, кВ	$U_{\max}$, кВ
1		НН	11	7-j4.52	2.188		
2	ТДТН 6300/110	ВН	115	7-j4.522	9.319	107.1	142.3
		СН	38,5	0	0		
		НН	11	7-j4.958	5.605		
3	ТДТН 16000/110	ВН	115	16-j10.96	8.828	102.26	137.4
		СН	38,5	12-j8.376	0.27		
		НН	11	4-j2.584	1.251		
4	ТДТН 16000/110	ВН	115	17-j11.178	9.309	101.5	136.7
		СН	38,5	11-j7.678	0.247		
		НН	11	6-j3.87	1.876		
5	ТДТН 6300/110	ВН	115	8-j5.167	10.81	107.4	144.2
		СН	38,5	0	0		
		НН	11	8-j5.167	6.568		
6	ТДТН 40000/110	ВН	121	43-j29.077	9.296	105.9	142.7
		СН	38,5	25-j17.45	3.315		
		НН	10,5	18-j11.627	0.046		
7	ТДТН 25000/110	ВН	115	26-j17.679	9.077	105.6	142.5
		СН	38,5	17-j11.866	0.219		
		НН	11	9-j5.813	1.921		

Здійснюємо розрахунок значення рівня напруги в пунктах мережі. Величину погонного реактивного опору приймаємо рівним 0,4 Ом/км.

Рівень напруги в п. 1 складе:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (31,54 \cdot 2,68 - (-21,38) \cdot 8,8)} = 112,6 \text{ кВ.}$$

Аналогічним чином виконуємо розрахунок для всіх пунктів мережі.

Результати розрахунку наведені у таблиці 4.4.

Згідно даних таблиці 4.4 рівень напруги в усіх пунктах мережі знаходиться в допустимих межах. Отже технічні обмеження першої групи післяаварійних режимів виконуються.

Таблиця 4.4 – Перевірка першої групи післяаварійних режимів

№ пункту	Рівень напруги, кВ	Регулювальний діапазон	
		$U_{\min}$, кВ	$U_{\max}$, кВ
1	112.603	106.45	141.6
2	113.1	107.1	142.3
3	111.195	102.26	137.4
4	112.126	101.5	136.7
5	111.604	107.4	144.2
6	112.138	105.9	142.7
7	111.29	105.6	142.5

Виконаємо перевірку виконання технічних обмежень другої групи післяаварійних режимів. Знаходимо поточкорозподіл потужності в L-схемі мережі після відключення максимально завантаженої ПЛ 0-6. Результат розрахунку поточкорозподілу потужності показаний на рис. 4.4.

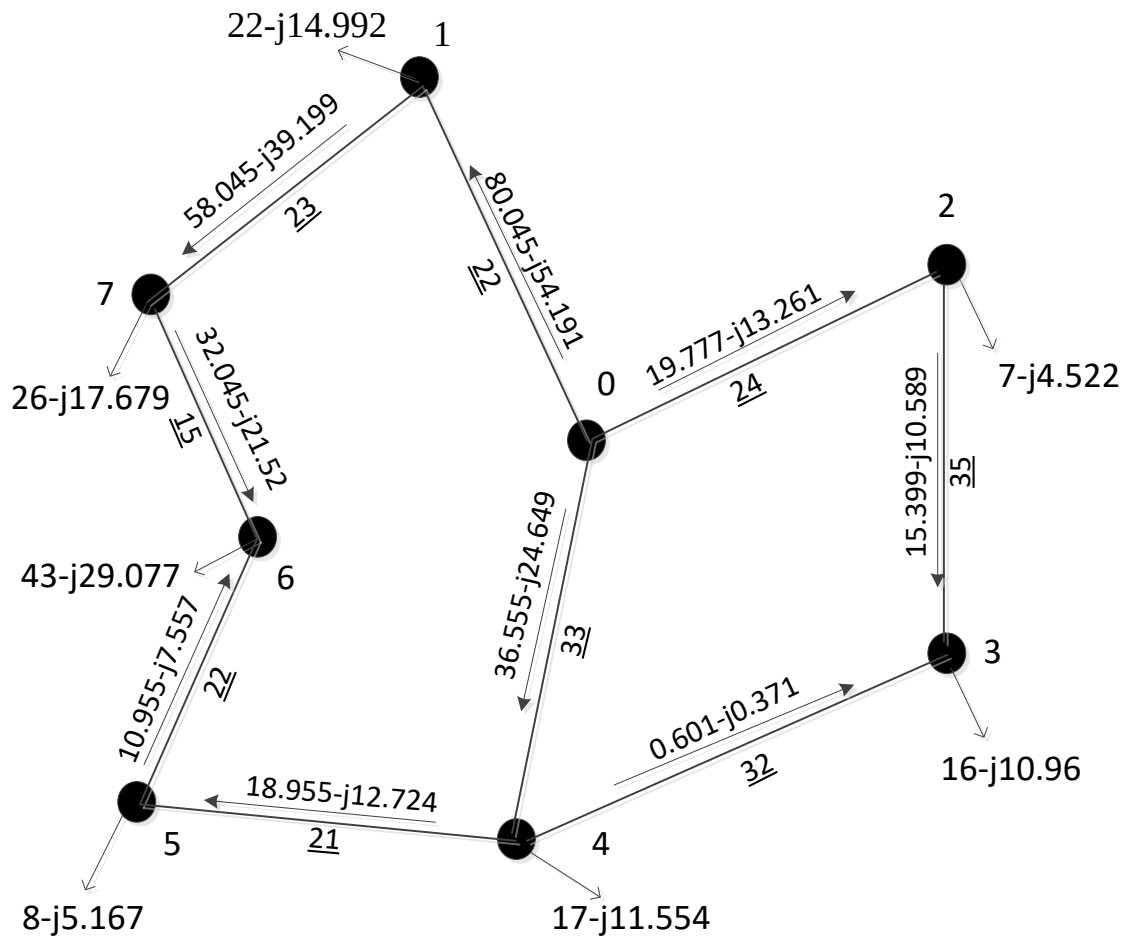


Рис. 4.4 – Потокорозподіл потужності в післяаварійному режимі

Виконаємо перевірку перерізів проводів за допустимим нагріванням. Для цього здійснимо розрахунок струмового навантаження:

$$I_{23} = \frac{\sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{11,8^2 + (-8,06)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 75 \text{ A.}$$

Ділянка 2-3 виконана перерізом проводу 120 мм^2 , для якого допустимовтривалий струм складає 390 A . Отже, на даній ділянці перевантаження за струмом не спостерігається.

Така ж перевірка виконується для всіх ділянок мережі. Результати перевірки занесені до таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Перевірка проводів за струмом

ПЛ	Переріз, мм ²	I_i , А	I_{don} , А
0-1	2хАС-240/32	200	610
2-3	АС-120/11	75	390
3-4	АС-70/11	26.78	265
4-5	АС-70/11	25.06	265
0-2	АС-240/32	145.94	265
0-4	АС-240/32	159.72	265
0-6	2хАС-240/32	374.92	610
6-7	АС-120/19	77.55	390
6-5	АС-70/11	24.923	265
1-7	АС-120/19	87.47	390

За даними табл. 4.5 на жодній ділянці мережі не перевищено допустимий струм.

Для пунктів, які характеризуються найменшим значенням рівня напруги в післяаварійному режимі здійснимо перевірку допустимості відхилення напруги на вторинних шинах. В розрахунковому післяаварійному режимі такими є пункти 1 та 3.

Знаходимо регульовальний діапазон трансформаторів на ПС №1:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{kl} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KB1}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{22}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-14,99}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 12,078$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{CH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{kl} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{CH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KC1}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{15}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-10,47}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,337$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{HH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{kl} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{HH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KH1}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{7}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-4,52}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 16} = 2,188$$

$$U_{min1} = \frac{U_{Hж} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 - \omega_{BG}) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 12,078 + 2,188 = 106,453 \text{ кВ};$$

$$U_{max1} = \frac{U_{Hж} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 + \omega_{BG}) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 12,078 + 2,188 = 141,6 \text{ кВ};$$

Знаходимо регулювальний діапазон трансформаторів на ПС №3:

$$\Delta U_{TB3} = \frac{P_3}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{TB3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H3}^2} - \frac{Q_3}{n} \cdot \frac{U_{TB3} \cdot U_{KB3}}{100 \cdot S_{H3}} = \frac{16}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-10,96}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 8,828$$

$$\Delta U_{TC3} = \frac{P_{CH3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{TB3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H3}^2} - \frac{Q_{CH3}}{n} \cdot \frac{U_{TB3} \cdot U_{KC3}}{100 \cdot S_{H3}} = \frac{12}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-8,376}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,27$$

$$\Delta U_{TH3} = \frac{P_{HH3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{TB3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H3}^2} - \frac{Q_{HH3}}{n} \cdot \frac{U_{TB3} \cdot U_{KH3}}{100 \cdot S_{H3}} = \frac{4}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-2,584}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 1,25$$

$$U_{min3} = \frac{U_{Hдж} \cdot U_{TB3}}{U_{TH2}} \cdot (1 - \omega_{BG}) + \Delta U_{TB3} + \Delta U_{TH3} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 8,82 + 1,25 = 102,26 \text{ кВ};$$

$$U_{max3} = \frac{U_{Hдж} \cdot U_{TB3}}{U_{TH2}} \cdot (1 + \omega_{BG}) + \Delta U_{TB3} + \Delta U_{TH3} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 8,82 + 1,25 = 137,44 \text{ кВ};$$

Рівень напруги в післяаварійному режимі в пунктах 1 та 3:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (31,54 \cdot 2,68 - (-21,37) \cdot 8,8)} = 112,6 \text{ кВ}.$$

$$U_3 = \sqrt{U_2^2 - 2 \cdot (P_{23} \cdot r_{23} - Q_{23} \cdot x_{23})} = \sqrt{113,1^2 - 2 \cdot (11,8 \cdot 8,54 - (-8,06) \cdot 14)} = 111,19 \text{ кВ}.$$

Таким чином напруга в даних пунктах знаходиться в допустимих межах.

Технічні вимоги другої групи післяаварійних режимів виконуються.

4.4 Формування розрахункової Z-схеми мережі

Здійснюємо розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів на понижуючих ПС 110 кВ. Розглянемо блок трансформаторів встановлених на ПС №3.

Значення активного опору трансформатору типу ТДТН 16000/110 складе:

$$r_{B3} = r_{C3} = r_{H3} = \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{OB3}^2 \cdot 10^3}{S_{H3}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{16000^2} = 2,58 \text{ Ом}$$

Значення індуктивного опору трансформатора на ПС №3 складе:

$$\begin{aligned}
x_{\text{TB}3} &= \frac{10 \cdot U_{\text{KB}3} \cdot U_{\text{OB}3}^2}{S_{\text{H}3}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{16000} = 88,85 \text{ Ом}; \\
x_{\text{TC}3} &= \frac{10 \cdot U_{\text{KC}3} \cdot U_{\text{OB}3}^2}{S_{\text{H}3}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{16000} = 0 \text{ Ом}; \\
x_{\text{TH}3} &= \frac{10 \cdot U_{\text{KH}3} \cdot U_{\text{OB}3}^2}{S_{\text{H}3}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{16000} = 51,66 \text{ Ом};
\end{aligned}$$

Розрахуємо значення активної та індуктивної провідності трансформатора на ПС №3:

$$\begin{aligned}
g_{\text{T}3} &= \frac{\Delta P_{\text{xx}3} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{OB}3}^2} = \frac{23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,74 \cdot 10^{-6} \text{ См} \\
b_{\text{T}3} &= -\frac{I_{\text{xx}3} \cdot S_{\text{H}3} \cdot 10^{-5}}{U_{\text{OB}3}^2} = -\frac{1 \cdot 16000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -12,1 \cdot 10^{-6} \text{ См}
\end{aligned}$$

Розглянемо трансформатор типу ТДТН 25000/110 встановлений на ПС №7. Виконуємо розрахунок параметрів схем заміщення даного силового триобмоткового трансформатора:

$$\begin{aligned}
r_{\text{B}7} = r_{\text{C}7} = r_{\text{H}7} &= \frac{\Delta P_{\text{k}7} \cdot U_{\text{OB}7}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{H}7}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{25000^2} = 1,48 \text{ Ом} \\
x_{\text{TB}7} &= \frac{10 \cdot U_{\text{KB}7} \cdot U_{\text{OB}7}^2}{S_{\text{H}7}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{25000} = 56,87 \text{ Ом}; \\
x_{\text{TC}7} &= \frac{10 \cdot U_{\text{KC}7} \cdot U_{\text{OB}7}^2}{S_{\text{H}7}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{25000} = 0 \text{ Ом}; \\
x_{\text{TH}7} &= \frac{10 \cdot U_{\text{KH}7} \cdot U_{\text{OB}7}^2}{S_{\text{H}7}} = \frac{10 \cdot 6,75 \cdot 115^2}{25000} = 35,7 \text{ Ом}; \\
g_{\text{T}7} &= \frac{n \cdot \Delta P_{\text{xx}7} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{OB}7}^2} = \frac{2 \cdot 31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,34 \cdot 10^{-6} \text{ См}
\end{aligned}$$

$$b_{\text{T}7} = -\frac{n \cdot I_{\text{xx}7} \cdot S_{\text{H}7} \cdot 10^{-5}}{U_{\text{OB}7}^2} = -\frac{2 \cdot 0,7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -13,2 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Аналогічним чином виконуємо розрахунки для всіх блоків силових трансформаторів. Результати розрахунку наведені в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Параметри схем заміщення блоків трансформаторів

ПС	Кількість та тип трансформаторів	Опір, Ом				Повна провідність, См
		r_T	x_B	x_C	x_H	
1	2х ТДТН – 16000/110	2.583	88.855	0	51.66	$(3,48-j24,2) \cdot 10^{-6}$
2	2х ТДТН – 6300/110	7.331	225.66	0	131.2	$(2,11-j11,43) \cdot 10^{-6}$
3	2х ТДТН – 16000/110	2.583	88.855	0	51.66	$(3,48-j24,2) \cdot 10^{-6}$
4	2х ТДТН – 16000/110	2.583	88.855	0	51.66	$(3,48-j24,2) \cdot 10^{-6}$
5	2х ТДТН – 6300/110	7.331	225.66	0	131.2	$(3,48-j24,2) \cdot 10^{-6}$
6	2х ТДТН – 40000/110	0.827	35.54	0	20.6	$(6,5-j32,78) \cdot 10^{-6}$
7	2х ТДТН – 25000/110	1.481	56.86	0	35.7	$(4,69-j26,4) \cdot 10^{-6}$

Здійснимо розрахунок параметрів схем заміщення повітряних ліній електропередавання номінальною напругою 110 кВ. Знаходимо значення погонного реактивного опору для перерізів проводів 70, 120 та 240 мм².

$$x_{0(70)} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{\text{сп}}}{d_{70}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4} \right) + 0,016 \cdot 1 = 0,443 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_{0(120)} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{\text{сп}}}{d_{120}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2} \right) + 0,016 \cdot 1 = 0,425 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_{0(240)} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{\text{сп}}}{d_{240}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6} \right) + 0,016 \cdot 1 = 0,403 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

Знаходимо значення ємнісної провідності для перерізів проводів 70, 120 та 240 мм²:

$$b_{0(70)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,58 \cdot 10^{-6} \frac{C_M}{KM};$$

$$b_{0(120)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \frac{C_M}{KM};$$

$$b_{0(240)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,84 \cdot 10^{-6} \frac{C_M}{KM};$$

Здійснюємо розрахунок активного та реактивного опору ділянки 0-1:

$$r_{01} = r_{0(240)} \cdot l_{01} = 0,118 \cdot 22 = 2,596$$

$$x_{01} = x_{0(240)} \cdot l_{01} = 0,4 \cdot 22 = 8,8$$

Таким чином повний опір ділянки 0-1:

$$\underline{Z}_{01} = r_{01} + j \cdot x_{01} = 2,596 + j8,8$$

Здійснюємо розрахунок реактивної провідності ділянки 0-1:

$$b_{01} = b_{0(240)} \cdot l_{01} = 2,84 \cdot 22 = 62,48$$

Значення активної провідності всіх повітряних ліній 110 кВ приймаємо такими, що рівні 0. Так як втрати на корону для мережі з номінальною напругою 110 кВ не значні.

Розраховуємо параметри схем заміщення всіх ПЛ 110 кВ. Результати розрахунків наведені в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Параметри схем заміщення ПЛ-110 кВ

ПЛ	Переріз, мм ²	Довжина, км	Повний опір, $\underline{Z}_{\pi}$, Ом	Ємнісна про-відність, b_{π} , См
0-1	240	22	2.596+j8.807	62.48i·10 ⁻⁶
2-3	120	35	8.54+j14.781	94.024·10 ⁻⁶
3-4	70	32	13.504+j14.09	82.32·10 ⁻⁶

ПЛ	Переріз, мм ²	Довжина, км	Повний опір, $\underline{Z}_L$, Ом	Ємнісна про-відність, b_L , См
4-5	70	21	8.862+j9.246	54.022·10 ⁻⁶
0-2	240	24	2.832+j9.608	68.16·10 ⁻⁶
0-4	240	33	3.894+j13.211	93.72·10 ⁻⁶
0-6	240	14	1.652+j5.605	39.76·10 ⁻⁶
6-7	120	15	3.66+j6.335	40.296·10 ⁻⁶
6-5	70	22	9.284+j9.687	56.595·10 ⁻⁶
1-7	120	23	5.612+j9.713i	61.787·10 ⁻⁶

Здійснимо розрахунок приведених навантажень для ПС 110 кВ. Для початку розглянемо ПС №1. Розрахуємо коефіцієнти завантаження трансформаторів:

$$\beta_{BH1} = \frac{S_{BH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{22^2 + (-14,99)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,832$$

$$\beta_{CH1} = \frac{S_{CH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{15^2 + (-10,5)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,572$$

$$\beta_{HH1} = \frac{S_{HH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{7^2 + (-4,52)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,026$$

Здійснимо розрахунок втрат потужності в блоці трансформаторів на ПС №1:

$$\Delta P_{tz1} = \frac{n \cdot \Delta P_{ka1}}{2} \cdot (\beta_{BH1}^2 + \beta_{CH1}^2 + \beta_{HH1}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0.832^2 + 0.572^2 + 0.26^2) = 108,67$$

$$\Delta Q_{tz1} = -n \cdot S_{H1} \cdot (\beta_{BH1}^2 \cdot U_{KB1} + \beta_{CH1}^2 \cdot U_{KC1} + \beta_{HH1}^2 \cdot U_{KH1}) \cdot 10^{-2} =$$

$$-2 \cdot 16000 \cdot (0.832 \cdot 10,75 + 0.572 \cdot 0 + 0.26 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -2,517$$

Таким чином значення приведенного навантаження ПС №1 складе:

$$\dot{S}_{np1} = \dot{S}_{zad1} + \Delta \dot{S}_{tz1} = 22 - j14,99 + (0,108 - j2,516) \cdot = 22,109 - j17,508 \text{ МВА.}$$

Розрахуємо приведені навантаження ПС №7. Знайдемо коефіцієнти завантаження трансформаторів:

$$\beta_{BH7} = \frac{S_{BH7} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H7}} = \frac{\sqrt{26^2 + (-17,68)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,629$$

$$\beta_{CH7} = \frac{S_{CH7} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H7}} = \frac{\sqrt{17^2 + (-11,86)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,415$$

$$\beta_{HH7} = \frac{S_{HH7} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H7}} = \frac{\sqrt{9^2 + (-5,81)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,214$$

Здійснимо розрахунок втрат потужності в блоці трансформаторів на ПС №7:

$$\Delta P_{tz7} = \frac{n \cdot \Delta P_{k7}}{2} \cdot (\beta_{BH7}^2 + \beta_{CH7}^2 + \beta_{HH7}^2) = \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0,629^2 + 0,415^2 + 0,214^2) = 85,86$$

$$\Delta Q_{tz7} = -n \cdot S_{H7} \cdot (\beta_{BH7}^2 \cdot U_{KB7} + \beta_{CH7}^2 \cdot U_{KC7} + \beta_{HH7}^2 \cdot U_{KH7}) \cdot 10^{-2} =$$

$$-2 \cdot 25000 \cdot (0,629 \cdot 10,75 + 0,415 \cdot 0 + 0,214 \cdot 6,75) \cdot 10^{-2} = -2,28$$

Таким чином значення приведеного навантаження ПС №7 складе:

$$\dot{S}_{np7} = \dot{S}_{зад7} + \Delta \dot{S}_{tz7} \cdot 10^{-3} = 26 - j17,679 + (0,085 - j2,28) \cdot 10^{-3} = 26,086 - j19,96 \text{ МВА.}$$

Аналогічним чином знаходимо приведені навантаження всіх ПС 110 кВ. З результатами можна ознайомитись у таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 – Приведені навантаження ПС 110 кВ.

ПС	$\dot{S}_{зад}^g$, МВА	$\Delta \dot{S}_{tz}^g$, МВА	$\dot{S}_{np}^g$, МВА
1	22-j14.992	0.109-j2.517	22.109-j17.508
2	7-j4.522	0.051-j0.937	7.051-j5.459
3	16-j10.96	0.06-j1.308	16.06-j12.268
4	17-j11.554	0.064-j1.519	17.064-j13.073
5	8-j5.167	0.066-j1.224	8.066-j6.391
6	43-j29.077	0.128-j3.979	43.128-j33.056
7	26-j17.679	0.086-j2.28	26.086-j19.96

Здійснимо розрахунок сумарних провідностей пунктів мережі. Наведемо 7 пункт як приклад, маємо:

$$\begin{aligned}\underline{Y}_7 &= \underline{Y}_{-T7} + 0.5 \cdot (\underline{Y}_{67} + \underline{Y}_{17}) = (4,68 - j26,4) \cdot 10^{-6} + 0,5 \cdot (j40,3 + j61,78) \cdot 10^{-6} = \\ &= (4,68 + j24,5) \cdot 10^{-6}\end{aligned}$$

Аналогічним чином здійснюємо розрахунки сумарних провідностей для всіх пунктів мережі. Результати розрахунку наведені у таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Сумарні еквівалентні провідності

Номер пункту	$\underline{Y}_i$, См
1	$(3,48 + j37,94) \cdot 10^{-6}$
2	$(2,12 + j69,66) \cdot 10^{-6}$
3	$(3,48 - j63,98) \cdot 10^{-6}$
4	$(3,48 + j90,83) \cdot 10^{-6}$
5	$(2,12 + j43,87) \cdot 10^{-6}$
6	$(6,5 + j35,54) \cdot 10^{-6}$
7	$(4,68 + j24,57) \cdot 10^{-6}$

Розрахункова схема електричної мережі показана на рис. 4.5.

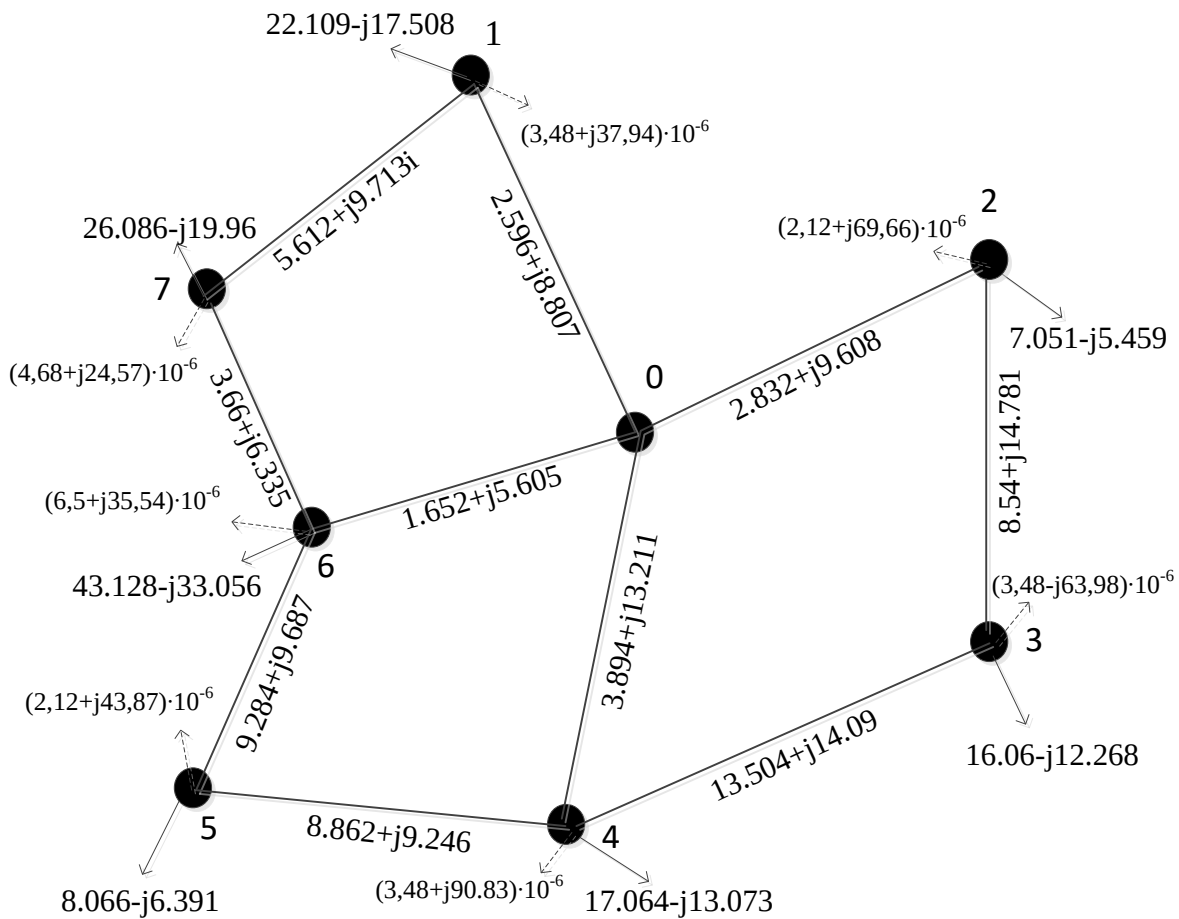


Рис. 4.5 – Розрахункова схема мережі

4.5 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Розрахунки режимів роботи районних мереж проводять ітераційними методами. Розрахувати сталий режим роботи електричної мережі означає визначити потоки потужностей по ділянках мережі, напруги в усіх пунктах схеми та сумарні втрати потужностей в Z і Y елементах схеми заміщення.

Розрахунок усіх режимів будемо вести методом вузлових потенціалів із застосування методу Зейделя.

В якості підготовчого етапу знайдемо взаємні провідності:

$$y_{0-1} = \frac{1}{z_{0-1}} = \frac{1}{2.6+8.91i} = 0.0301-j0.1035 \text{ Cm}$$

$$y_{0-2} = \frac{1}{z_{0-2}} = \frac{1}{2.83+9.72i} = 0.0276-j0.0948 \text{ Cm}$$

$$y_{0-4} = \frac{1}{z_{0-4}} = \frac{1}{3.89+13.37i} = 0.0201-j0.069 \text{ Cm}$$

$$y_{0-6} = \frac{1}{z_{0-6}} = \frac{1}{1.65+5.67i} = 0.0474-j0.1626 \text{ Cm}$$

$$y_{2-3} = \frac{1}{z_{2-3}} = \frac{1}{8.54+14.95i} = 0.0288-j0.0504 \text{ Cm}$$

$$y_{5-6} = \frac{1}{z_{5-6}} = \frac{1}{9.28+9.77i} = 0.0511-j0.0538 \text{ Cm}$$

$$y_{3-4} = \frac{1}{z_{3-4}} = \frac{1}{13.5+14.21i} = 0.0351-j0.037 \text{ Cm}$$

$$y_{4-5} = \frac{1}{z_{4-5}} = \frac{1}{8.86+9.32i} = 0.0536-j0.0563 \text{ Cm}$$

$$y_{6-7} = \frac{1}{z_{6-7}} = \frac{1}{3.66+6.41i} = 0.0673-j0.1177 \text{ Cm}$$

$$y_{1-7} = \frac{1}{z_{1-7}} = \frac{1}{5.61+9.82i} = 0.0439-j0.0768 \text{ Cm}$$

Виконуємо розрахунок власних провідностей:

$$\underline{y}_{11} = -(\underline{y}_{01} + \underline{y}_{17}) = -((0.0301-j0.1035)+(0.0439-j0.0768)) = -0.0740+j0.1802$$

$$\underline{y}_{22} = -(\underline{y}_{02} + \underline{y}_{23}) = -((0.0276-j0.0948)+(0.0288-j0.0504)) = -0.0565+j0.1453$$

$$\underline{y}_{33} = -(\underline{y}_{23} + \underline{y}_{34}) = -(0.0288-j0.0504)+(0.0351-j0.0370)) = -0.0640+j0.0874$$

$$\underline{y}_{44} = -(\underline{y}_{04} + \underline{y}_{34} + \underline{y}_{45}) = -((0.0201-j0.0690)+(0.0351-j0.0370)+ \\ +(0.0536-j0.0563)) = -0.1088+j0.1623$$

$$\underline{y}_{55} = -(\underline{y}_{56} + \underline{y}_{45}) = -((0.0511-j0.0538)+(0.0536-j0.0563)) = -0.1047+j0.1101$$

$$\underline{y}_{66} = -(\underline{y}_{06} + \underline{y}_{65} + \underline{y}_{67}) = -((0.0474-j0.1626)+(0.0511-j0.0538)+ \\ +(0.0673-j0.1177)) = -0.1657+j0.3340$$

$$\underline{y}_{77} = -(\underline{y}_{67} + \underline{y}_{71}) = -((0.0673-j0.1177)+(0.0439-j0.0768)) = -0.1111+j0.1945$$

Початок ітераційного розрахунку:

Задаємося початковими наближеннями значень рівнів напруг в пунктах та рівнем напруги в балансуєчому пункті:

$$\dot{U}_1^{(2)} = 111.78 - j1.64 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_2^{(2)} = 112.79 - j0.93 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_3^{(2)} = 110.33 - j1.67 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_4^{(2)} = 110.99 - j1.59 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_5^{(2)} = 110.45 - j1.48 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_6^{(2)} = 111.31 - j1.81 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_7^{(2)} = 110.28 - j2.25 \text{ кВ}$$

Виконаємо перевірку закінчення розрахункового процесу, згідно з виразом:

$$\max |U_1^{(2)} - U_1^{(1)}| \leq \varepsilon$$

$$|\dot{U}_1^{(2)} - \dot{U}_1^{(1)}| = |(111.78 - j1.64) - (111.63 - j0.95)| = 0.706$$

Умова збіжності не виконується вже для напруги 1 пункту. Продовжуємо ітераційний процес. Результати зведемо до таблиці 4.10

Таблиця 4.10 – Результати розрахунку режиму напруги в схемі мережі

Ітерація	1	2	3	...	18	19
U ₁ , кВ	111.63- j0.95	111.78- j1.64	111.90- j1.92	...	112.11- j2.11	112.11- j2.11
U ₂ , кВ	112.76- j0.56	112.79- j0.93	112.99- j1.15	...	113.34- j1.36	113.34- j1.36
U ₃ , кВ	109.88- j1.00	110.33- j1.67	110.52- j1.98	...	111.18- j2.38	111.18- j2.38
U ₄ , кВ	110.85- j1.16	110.99- j1.59	111.34- j1.92	...	111.91- j2.29	111.91- j2.29
U ₅ , кВ	109.85- j0.71	110.45- j1.48	110.74- j1.97	...	111.26- j2.41	111.26- j2.41
U ₆ , кВ	111.08- j1.14	111.31- j1.81	111.48- j2.11	...	111.76- j2.32	111.76- j2.32
U ₇ , кВ	110.09- j1.59	110.28- j2.25	110.43- j2.54	...	110.69- j2.73	110.69- j2.73
$\Delta U_{\max}$, кВ	23.3119	10.0453	4.924	...	0.001	0.0005

Оскільки найбільша різниця між значеннями суміжних напруг на 18 та 19

ітераціях менші за 0,001. Приймаємо за результат розрахунку режиму напруги значення напруг на 19-ї ітерації.

Виконаємо розрахунок струмового навантаження ділянок. Розрахуємо струм в режимі максимальних навантажень мережі для лінії 0-1:

$$\dot{I}_{0-1} = (U_0 - \dot{U}_1) \cdot y_{0-1} = (115 - 112.11 - j2.11) \cdot (0.03 - j0.103) = 0.305 - j0.235 \text{ кА};$$

$$\frac{|\dot{I}_{0-1}| \cdot 1000}{\sqrt{3}} = 210,667 \text{ кА};$$

Аналогічно розраховуємо струмові навантаження решти ділянок схеми. Результати розрахунку занесені в табл. 4.11.

Таблиця 4.11 – Струмові навантаження ділянок схеми в режимі максимальних навантажень

ПЛ	Переріз, мм ²	I_i , А	I_{don} , А
0-1	240	222.244	610
2-3	120	80.034	390
3-4	70	21.64	265
4-5	70	29.62	265
0-2	240	116.202	265
0-4	240	159.511	265
0-6	240	389.532	610
6-7	120	89.878	390
6-5	70	21.658	265
1-7	120	79.497	390

Струмові навантаження всіх ділянок схеми в режимі максимальних навантажень не перевищують допустимо-тривалих значень струмів для відповідних

перерізів проводів, це свідчить, що вибір перерізів проводів ПЛ схеми районної мережі виконано вірно.

Знайдемо поточкорозподіл початку і кінця для ділянки 0-1:

$$\begin{aligned} S_{\Pi_{0-1}} &= \dot{I}_{0-1} \cdot \bar{U}_0 + 0.5 \cdot Y_{0-1} \cdot (|U_0|)^2 = \\ &= (0.305-j0.235) \cdot (115) + 0.5 \cdot (61.78 \cdot 10^{-6}) \cdot (|115|)^2 = \\ &= 35.06-j26.61 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{K_{0-1}} &= \dot{I}_{0-1} \cdot \bar{U}_1 - 0.5 \cdot Y_{0-1} \cdot (|U_1|)^2 = \\ &= (0.305-j0.235) \cdot (112.115-j2.107) - 0.5 \cdot (61.78 \cdot 10^{-6}) \cdot (|112.115-j2.107|)^2 = \\ &= 34.68-j26.09 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Результати розрахунку заносимо до табл. 4.12.

Таблиця 4.12 – Поточкорозподіл в режимі максимальних навантажень

ПЛ	$\overset{g}{S}_{\text{поч}}, \text{ МВА}$	$\overset{g}{S}_{\text{кін}}, \text{ МВА}$
0-1	35.06-j26.61	34.68-j26.09
2-3	12.96-j8.28	12.80-j9.17
3-4	-3.26+j3.10	-3.28+j2.11
4-5	4.68-j2.99	4.66-j3.63
0-2	20.14-j13.30	20.02-j13.74
0-4	25.32-j18.58	25.03-j18.75
0-6	61.01-j47.67	60.26-j45.60
6-7	13.71-j10.47	13.62-j10.81
5-6	-3.41+j2.76	-3.42+j2.08
7-1	-12.46+j9.15	-12.57+j8.59

Сумарне навантаження в мережі:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{H_{\Sigma}} &= \dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5 + \dot{S}_6 + \dot{S}_7 = (22.109 - j17.508) + (7.051 - j5.459) + (16.06 - j12.268) + \\ &+ (17.064 - j13.073) + (8.066 - j6.391) + (43.128 - j33.056) + (26.086 - j19.96) = \\ &= 139.564 - j107.715 \text{ MBA}\end{aligned}$$

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$\dot{S}_{\Sigma} = S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-2}} + S_{\Pi_{0-4}} + S_{\Pi_{0-6}} = (34.68 - j26.09) + (20.02 - j13.74) + (25.03 - j18.75) + (60.26 - j45.60) = 141.541 - j106.162 \text{ MBA}$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\Sigma} - \dot{S}_{H_{\Sigma}} = (141.541 - j106.162) - (139.564 - j107.715) = 1.977 + j1.553 \text{ MBA}.$$

Результат розрахунку режиму максимальних навантажень зображено на рис.

4.6.

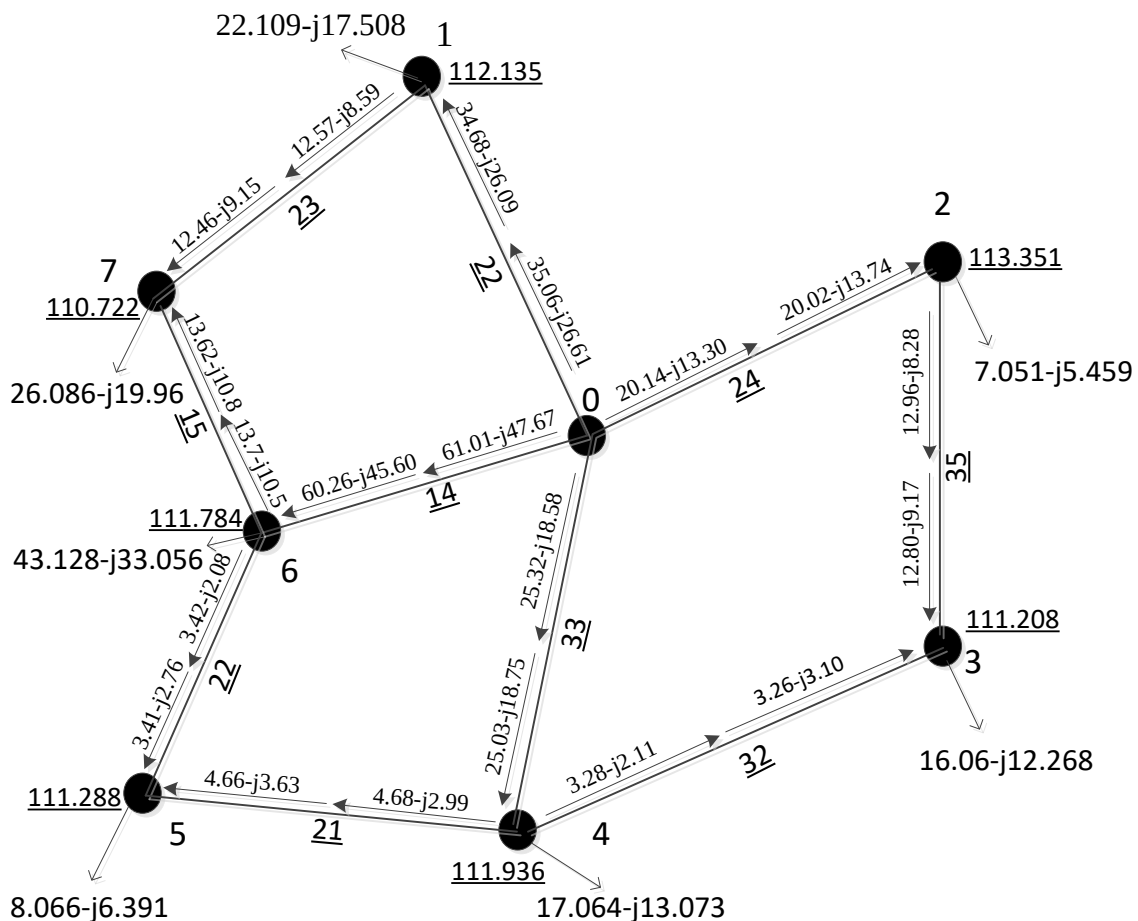


Рисунок 4.6 – Результат розрахунку мережі в режимі максимальних навантажень

Здійснимо вибір положення відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів в режимі максимальних навантажень. Розглянемо силові трансформатори встановлені

на ПС №2.

Здійсимо розрахунок величини втрат напруги в обмотках трансформаторів на ПС №2:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{TB}2} &= \frac{(P_{\text{B}2} + \Delta P_{\text{iz}2} + g_{\text{T}2} \cdot U_2^2) \cdot r_{\text{T}2}}{U_2} - \frac{(Q_{\text{B}2} + \Delta Q_{\text{iz}2} + b_{\text{T}2} \cdot U_2^2) \cdot x_{\text{T}2}}{U_2} = \\ &= \frac{(7 + 0.051 + 2.117 \cdot 10^{-6} \cdot 113.348^2) \cdot 4.832}{112.013} - \\ &- \frac{(-4.522 + (-0.937) + (-11.43) \cdot 10^{-6} \cdot 113.348^2) \cdot 112.832}{112.013} = 5.882 \text{ кВ}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{TC}2} &= \frac{P_{\text{CH}2} \cdot r_{\text{T}2} - Q_{\text{CH}2} \cdot x_{\text{T}2}}{U_2 - \Delta U_{\text{TB}2}} = \frac{0 \cdot 4.832 - 0 \cdot 112.832}{113.348 - 5.882} = 0 \text{ кВ} \\ \Delta U_{\text{TH}2} &= \frac{P_{\text{HH}2} \cdot r_{\text{T}2} - Q_{\text{HH}2} \cdot x_{\text{T}2}}{U_2 - \Delta U_{\text{TB}2}} = \frac{7 \cdot 4.832 - (-4.522) \cdot 112.832}{113.348 - 5.882} = 3,075 \text{ кВ}\end{aligned}$$

Здійснюємо розрахунок величин $U_{\text{ПС}}$ і $U_{\text{ПН}}$:

$$\begin{aligned}U_{\text{ПС}2} &= U_2 - \Delta U_{\text{TB}2} - \Delta U_{\text{TC}2} = 113.348 - 5.882 - 0 = 107.467 \text{ кВ}; \\ U_{\text{ПН}2} &= U_2 - \Delta U_{\text{TB}2} - \Delta U_{\text{TH}2} = 113.348 - 5.882 - 3.075 = 104.392 \text{ кВ};\end{aligned}$$

Розрахуємо бажане відносне число витків РПН трансформаторів на ПС №2:

$$\omega_{\text{ВЖ}2} = \frac{U_{\text{ПН}2} \cdot U_{\text{TH}2}}{U_{\text{ТВ}} \cdot U_{\text{НДЖ}2}} - 1 = \frac{104.392 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,049.$$

Знаходимо для трансформаторів на ПС №2 ступінь регулювання РПН:

$$N_{\text{B}2} = \frac{\omega_{\text{ВЖ}2}}{\omega_{\text{B}0}} = \frac{-0,049}{0,0178} = -2,75 \rightarrow N_{\text{B}2}^{\text{CT}} = -3$$

Стандартне число регулювальних витків РПН трансформаторів на ПС №2 складе:

$$\omega_{\text{B}2}^{\text{CT}} = N_{\text{B}2}^{\text{CT}} \cdot \omega_{\text{B}0} = -3 \cdot 0,0178 = -0,053.$$

Отже, фактичний рівень напруги на шинах НН ПС №2 буде мати наступний вигляд:

$$U_{\text{НД}2} = \frac{U_{\text{ПН}2} \cdot U_{\text{TH}2}}{U_{\text{ТВ}2} \cdot (1 + \omega_{\text{B}2}^{\text{CT}})} = \frac{104,392 \cdot 11}{115 \cdot (1 + (-0,053))} = 10,549 \text{ кВ}.$$

Розрахуємо бажане відносне число витків ПБЗ трансформаторів на ПС №2:

$$\omega_{сж2} = \frac{U_{сж2} \cdot U_{тв2} \cdot (1 + \omega_{в2}^{CT})}{U_{пс2} \cdot U_{тс2}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + (-0,053))}{107,46 \cdot 38,5} - 1 = 0,013.$$

Знаходимо для трансформаторів на ПС №2 ступінь регулювання ПБЗ:

$$N_{с2} = \frac{\omega_{сж2}}{\omega_{с0}} = \frac{0,013}{0,026} = 0,5 \rightarrow N_{с2}^{CT} = 1$$

Стандартне число регулювальних витків ПБЗ трансформаторів на ПС №2 складе:

$$\omega_{с2}^{CT} = N_{с2}^{CT} \cdot \omega_{с0} = 1 \cdot 0,026 = 0,026.$$

Отже, фактичний рівень напруги на шинах СН ПС №2 буде мати наступний вигляд:

$$U_{сл2} = \frac{U_{пс2} \cdot U_{тс2} \cdot (1 + \omega_{с2}^{CT})}{U_{тв2} \cdot (1 + \omega_{в2}^{CT})} = \frac{107,46 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,026)}{115 \cdot (1 + (-0,053))} = 38.996 \text{ кВ.}$$

Аналогічно виконуємо вибір положення регулювальних відгалужень для всіх трансформаторів, що встановлені в розподільчій мережі.

Результати вибору зводимо до табл. 4.13.

ПС	$U_{ВН}$, кВ	$N_{РПН}^{CT}$	$U_{НН}$, кВ	$N_{ПБЗ}^{CT}$	$U_{СН}$, кВ
1	112.13	-3	10.47	2	38.929
2	113.348	-3	10.549	1	38.996
3	111.205	-2	10.446	2	38.656
4	111.933	-2	10.455	2	38.818
5	111.286	-5	10.455	0	38.333
6	111.784	-7	10.419	0	38.603
7	110.724	-3	10.538	1	38.181

Таблиця 4.13 – Результат вибору положення РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень

4.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень

Розрахунок цього режиму будемо здійснювати також методом Зейделя.

Коефіцієнт навантажень в мінімальному режимі $K_{\min}=0,59$. Оскільки в мінімальному режимі навантаження зменшені, перерахуємо приведені навантаження. Для ПС №2 значення активного та реактивного навантаження складе:

$$P_{CH1}^{\min} = 0,59 \cdot P_{CH1} = 0,65 \cdot 15 = 9,75$$

$$P_{HH1}^{\min} = 0,59 \cdot P_{HH1} = 0,65 \cdot 7 = 4,55$$

$$Q_{CH1}^{\min} = -P_{CH1}^{\min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CH} = -9,75 \cdot \operatorname{tg} (34.915^{\circ}) = -6.806 \text{ МВар}$$

$$Q_{HH1}^{\min} = -P_{HH1}^{\min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{HH} = -4,55 \cdot \operatorname{tg} (32.86^{\circ}) = -2.939 \text{ МВар}$$

Таким чином комплексне навантаження приєднане до ПС №2 в режимі мінімальних навантажень матиме наступне значення:

$$\dot{S}_{\min 1} = P_{CH1}^{\min} + P_{HH1}^{\min} + j(Q_{CH1}^{\min} + Q_{HH1}^{\min}) = 9,75 + 4,55 + j(-6.806 - 2.939) = 14.3-j9.745 \text{ МВА.}$$

Таким чином знаходимо навантаження приєднане до всіх ПС в режимі мінімальних навантажень. Результати розрахунків наведені у табл. 4.14.

Таблиця 4.14 – Результати розрахунку приведених навантажень

ПС	$\dot{S}_{\text{зад}}^g, \text{МВА}$	$\dot{S}_{\text{пр}}^g, \text{МВА}$
1	22-j14.992	14.3-j9.745
2	7-j4.522	4.55-j2.939
3	16-j10.96	10.4-j7.124
4	17-j11.554	11.05-j7.51
5	8-j5.167	5.2-j3.359
6	43-j29.077	27.95-j18.9
7	26-j17.679	16.9-j11.492

Початок ітераційного розрахунку:

Задаємося початковими наближеннями значень рівнів напруг в пунктах та

рівнем напруги в балансуєчому пункті:

$$U_0 = 115 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_2 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_3 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_4 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_5 = 110 \text{ кВ}$$

Знайдемо значення рівнів напруг на першій ітерації:

Маємо наступні вирази:

$$\dot{U}_1^{(1)} = \frac{1}{(-0.0740+j0.1802)} \cdot \left(\frac{14.3-j9.745}{110} - (0.0439-j0.0768) \cdot 110 - (0.0301-j0.1035) \cdot 115 \right) = 112.11 - j0.75 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_2^{(1)} = \frac{1}{(-0.0565+j0.1453)} \cdot \left(\frac{4.55-j2.939}{110} - (0.0288-j0.0504) \cdot 110 - (0.0276-j0.0948) \cdot 115 \right) = 112.95 - j0.48 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_3^{(1)} = \frac{1}{(-0.0640+j0.0874)} \cdot \left(\frac{10.4-j7.124}{110} - (0.0288-j0.0504) \cdot 110 - (0.0351-j0.037) \cdot 110 \right) = 110.62 - j0.84 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_4^{(1)} = \frac{1}{(-0.1088+j0.1623)} \cdot \left(\frac{11.05-j7.51}{110} - (0.0201-j0.069) \cdot 115 - (0.0351-j0.037) \cdot 110 - (0.0536-j0.0563) \cdot 110 \right) = 111.40 - j1.00 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_5^{(1)} = \frac{1}{(-0.1047+j0.1101)} \cdot \left(\frac{5.2-j3.359}{110} - (0.0511-j0.0538) \cdot 110 - (0.0536-j0.0563) \cdot 115 \right) = 110.39 - j0.62 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_6^{(1)} = \frac{1}{(-0.1657+j0.334)} \cdot \left(\frac{27.95-j18.9}{110} - (0.0511-j0.0538) \cdot 110 - (0.0673-j0.1177) \cdot 110 - (0.0474-j0.1626) \cdot 115 \right) = 111.65 - j0.91 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_7^{(1)} = \frac{1}{(-0.111+j0.1945)} \cdot \left(\frac{16.9-j11.492}{110} - (0.0673-j0.1177) \cdot 110 - (0.0439-j0.0768) \cdot 110 \right) = 111.11 - j1.22 \text{ кВ}$$

Наведемо значення напруг на 2 ітерації для перевірки закінчення розрахункового процесу:

$$\dot{U}_1^{(2)} = 112.69 - j1.22 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_2^{(2)} = 113.24 - j0.75 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_3^{(2)} = 111.47 - j1.37 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_4^{(2)} = 111.85 - j1.31 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_5^{(2)} = 111.42 - j1.23 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_6^{(2)} = 112.31 - j1.37 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_7^{(2)} = 111.74 - j1.68 \text{ кВ}$$

Виконаємо перевірку закінчення розрахункового процесу, згідно з виразом:

$$\max |U_1^{(2)} - U_1^{(1)}| \leq \varepsilon$$

$$|\dot{U}_1^{(2)} - \dot{U}_1^{(1)}| = |(112.69 - j1.22) - (112.11 - j0.75)| = 0.747$$

Умова збіжності не виконується вже для напруги 1 пункту. Продовжуємо ітераційний процес. Результати зведемо до таблиці 4.15

Таблиця 4.15 – Результати розрахунку режиму напруги в схемі мережі

Ітерація	1	2	3	...	18	19
U ₁ , кВ	112.11- j0.75	112.69- j1.22	113.00- j1.39	...	113.37- j1.42	113.37- j1.42
U ₂ , кВ	112.95- j0.48	113.24- j0.75	113.58- j0.90	...	114.11- j0.93	114.11- j0.93
U ₃ , кВ	110.62- j0.84	111.47- j1.37	111.88- j1.58	...	112.85- j1.65	112.85- j1.65
U ₄ , кВ	111.40- j1.00	111.85- j1.31	112.41- j1.51	...	113.28- j1.56	113.28- j1.56
U ₅ , кВ	110.39- j0.62	111.42- j1.23	112.03- j1.55	...	112.90- j1.67	112.90- j1.67
U ₆ , кВ	111.65- j0.91	112.31- j1.37	112.69- j1.55	...	113.16- j1.56	113.16- j1.56
U ₇ , кВ	111.11- j1.22	111.74- j1.68	112.10- j1.84	...	112.53- j1.86	112.53- j1.86
ΔU _{max} , кВ	24.8311	11.8823	6.1198	...	0.001	0.0005

Оскільки найбільша різниця між значеннями суміжних напруг на 18 та 19 ітераціях менші за 0,001. Приймаємо за результат розрахунку режиму напруги значення напруг на 19-й ітерації.

Виконаємо розрахунок струмового навантаження ділянок. Розрахуємо струм в режимі мінімальних навантажень мережі для лінії 0-1:

$$\dot{I}_{0-1} = (U_0 - \dot{U}_1) \cdot y_{0-1} = (115 - 113.37 - j1.42) \cdot (0.022 - j0.074) = 0.196 - j0.126 \text{ кА};$$

$$\frac{|\dot{I}_{0-1}| \cdot 1000}{\sqrt{3}} = 134,454 \text{ кА};$$

Аналогічно розраховуємо струмові навантаження решти ділянок схеми. Результати розрахунку занесені в табл. 4.16.

Таблиця 4.16 – Струмові навантаження ділянок схеми в режимі мінімальних навантажень

ПЛ	Переріз, мм ²	I_i , А	I_{don} , А
0-1	240	134.454	610
2-3	120	48.631	390
3-4	70	12.838	265
4-5	70	17.785	265
0-2	240	73.442	610
0-4	240	96.318	610
0-6	240	236.173	610
6-7	120	54.513	390
6-5	70	12.113	265
1-7	120	48.538	390

Струмові навантаження всіх ділянок схеми в режимі мінімальних навантажень не перевищують допустимо-тривалих значень струмів для відповідних перерізів проводів, що свідчить про правильний вибір перерізів проводів ПЛ схеми районної мережі.

Знайдемо потокорозподіл початку і кінця для ділянки 0-1:

$$\begin{aligned}
 S_{\Pi_{0-1}} &= \dot{I}_{0-1} \cdot \bar{U}_0 + 0.5 \cdot Y_{0-1} \cdot (|U_0|)^2 = \\
 &= (0.196-j0.126) \cdot (115) + 0.5 \cdot (88.04 \cdot 10^{-6}) \cdot (|115|)^2 = \\
 &= 22.55 - j14.05 \text{ МВА} \\
 S_{K_{0-1}} &= \dot{I}_{0-1} \cdot \bar{U}_1 - 0.5 \cdot Y_{0-1} \cdot (|U_1|)^2 = \\
 &= (0.196-j0.126) \cdot (113.37 - j1.42) - 0.5 \cdot (88.04 \cdot 10^{-6}) \cdot (|113.37 - j1.42|)^2 = \\
 &= 22.41 - j14.37 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

Аналогічно розраховуємо значення для усіх ділянок мережі. Результати

розрахунку заносимо до табл. 4.17.

Таблиця 4.17 – Потокорозподіл в режимі мінімальних навантажень

ПЛ	$\dot{S}_{поч}^g$, МВА	$\dot{S}_{кін}^g$, МВА
0-1	22.55-j14.05	22.41-j14.37
2-3	8.35-j4.16	8.29-j5.25
3-4	-2.11+j1.87	-2.12+j0.84
4-5	3.04-j1.36	3.04-j2.04
0-2	12.94-j6.37	12.90-j7.10
0-4	16.32-j9.47	16.21-j10.31
0-6	39.26-j25.65	38.98-j25.22
6-7	8.87-j5.71	8.83-j6.16
5-6	-2.16+j1.32	-2.17+j0.61
7-1	-8.07+j5.33	-8.11+j4.63

Сумарне навантаження в мережі:

$$\dot{S}_{H_{\Sigma}} = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5 + \dot{S}_6 + \dot{S}_7 = (14.3 - j9.745) + (4.55 - j2.939) + (10.4 - j7.124) + (11.05 - j7.51) + (5.2 - j3.359) + (27.95 - j18.9) + (16.9 - j11.492) = 90.35 - j61.068 \text{ МВА}$$

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$\dot{S}_{БП} = S_{П_{0-1}} + S_{П_{0-2}} + S_{П_{0-4}} + S_{П_{0-6}} = (22.55 - j14.05) + (12.94 - j6.37) + (16.32 - j9.47) + (39.26 - j25.65) = 91.074 - j55.537 \text{ МВА}$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{БП} - \dot{S}_{H_{\Sigma}} = (91.074 - j55.537) - (90.35 - j61.068) = 0.724 + j5.531 \text{ МВА.}$$

Результат розрахунку режиму мінімальних навантажень зображено на рис. 4.7.

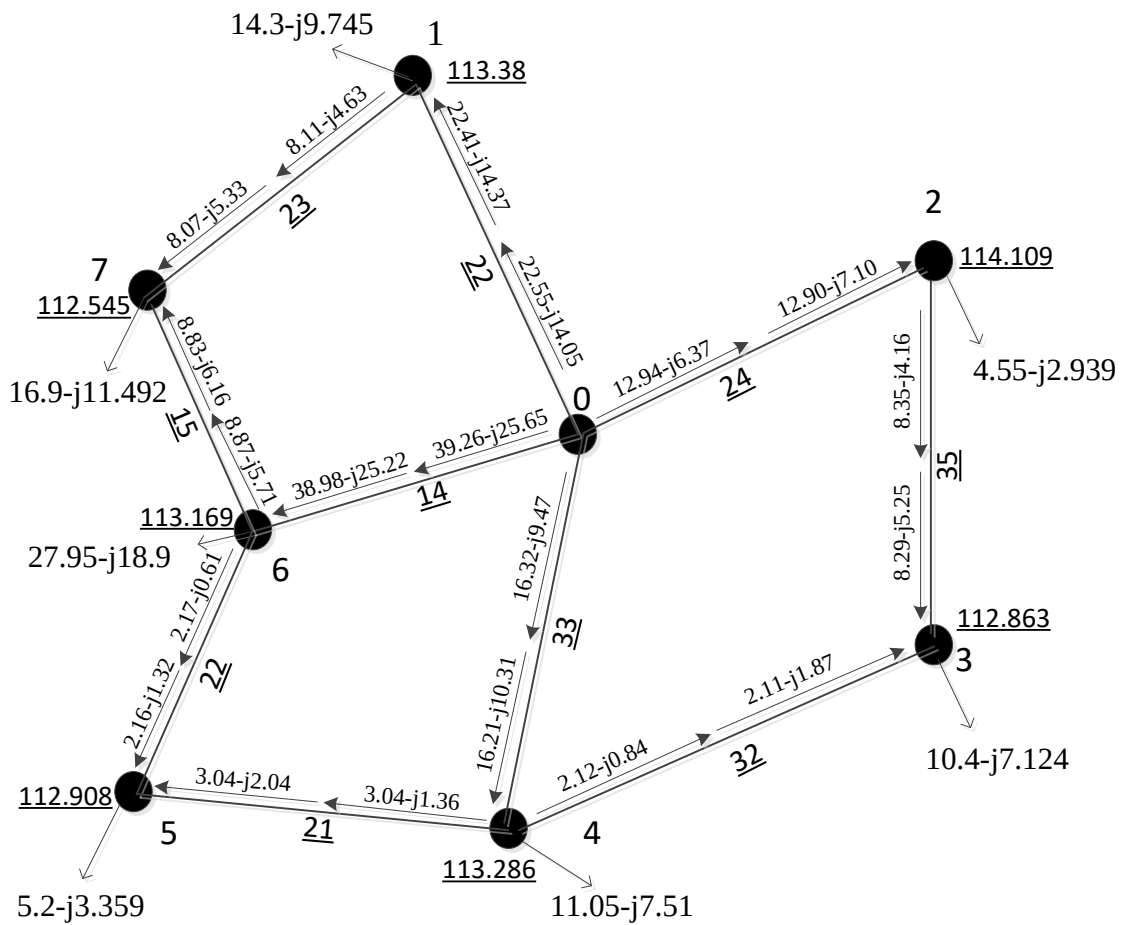


Рисунок 4.7 – Результат розрахунку мережі в режимі мінімальних навантажень

Результат вибору положення РПН та ПБЗ в режимі мінімальних навантажень наведено в табл. 4.18.

ПС	U_{BH} , кВ	$N_{РПН}^{CT}$	U_{HH} , кВ	$N_{ПБЗ}^{CT}$	U_{CH} , кВ
1	113.38	-1	10.472	2	38.787
2	114.109	0	10.329	2	38.719
3	112.863	-3	10.464	2	38.66
4	113.286	0	10.413	2	38.536
5	112.908	0	10.109	2	38.023
6	113.169	-6	10.556	0	38.953
7	112.545	-1	10.538	1	38.047

Таблиця 4.18 – Результат вибору положення РПН та ПБЗ в режимі мінімальних навантажень

4.7 Розрахунок післяаварійного режиму

Здійснимо розрахунок параметрів роботи електричної мережі після відключення ділянки 0-6, що в режимі максимальних навантажень передає найбільшу потужність.

В зв'язку з цим перерахуємо еквіваленту провідність ПС №6:

$$Y_{06} = 0$$

$$Y_{66} = -(Y_{56} + Y_{67}) = -((0.0511-j0.0538)+(0.0673-j0.1177)) = -0.1184+j0.1715$$

Початок ітераційного розрахунку:

Задаємося початковими наближеннями значень рівнів напруг в пунктах та рівнем напруги в балансуєчому пункті:

$$U_0 = 115 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_2 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_3 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_4 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_5 = 110 \text{ кВ}$$

Знайдемо значення рівнів напруг на першій ітерації:

Маємо наступні вирази:

$$\begin{aligned}\dot{U}_1^{(1)} &= \frac{1}{(-0.0740+j0.1802)} \cdot \left(\frac{22-j14.992}{110} - (0.0439-j0.0768) \cdot 110 - (0.0301-j0.1035) \cdot 115 \right) = 111.74-j0.99 \text{ кВ} \\ \dot{U}_2^{(1)} &= \frac{1}{(-0.0565+j0.1453)} \cdot \left(\frac{7-j4.522}{110} - (0.0288-j0.0504) \cdot 110 - (0.0276-j0.0948) \cdot 115 \right) = 112.82-j0.58 \text{ кВ} \\ \dot{U}_3^{(1)} &= \frac{1}{(-0.0640+j0.0874)} \cdot \left(\frac{16-j10.96}{110} - (0.0288-j0.0504) \cdot 110 - (0.0351-j0.037) \cdot 110 \right) = 110.00-j1.07 \text{ кВ} \\ \dot{U}_4^{(1)} &= \frac{1}{(-0.1088+j0.1623)} \cdot \left(\frac{17-j11.554}{110} - (0.0201-j0.069) \cdot 115 - (0.0351-j0.037) \cdot 110 - (0.0536-j0.0563) \cdot 110 \right) = \\ &= 110.94-j1.21 \text{ кВ} \\ \dot{U}_5^{(1)} &= \frac{1}{(-0.1047+j0.1101)} \cdot \left(\frac{8-j5.167}{110} - (0.0511-j0.0538) \cdot 110 - (0.0536-j0.0563) \cdot 115 \right) = 109.96-j0.78 \text{ кВ} \\ \dot{U}_6^{(1)} &= \frac{1}{-0.1184+j0.1715} \cdot \left(\frac{43-j29.077}{110} - (0.0511-j0.0538) \cdot 110 - (0.0673-j0.1177) \cdot 110 \right) = 107.94-j1.11 \text{ кВ} \\ \dot{U}_7^{(1)} &= \frac{1}{(-0.111+j0.1945)} \cdot \left(\frac{26-j17.679}{110} - (0.0673-j0.1177) \cdot 110 - (0.0439-j0.0768) \cdot 110 \right) = 108.32-j1.64 \text{ кВ}\end{aligned}$$

Наведемо значення напруг на 2 ітерації для перевірки закінчення розрахункового процесу:

$$\begin{aligned}\dot{U}_1^{(2)} &= 111.09-j1.81 \text{ кВ} \\ \dot{U}_2^{(2)} &= 112.89-j0.97 \text{ кВ} \\ \dot{U}_3^{(2)} &= 110.52-j1.78 \text{ кВ} \\ \dot{U}_4^{(2)} &= 111.15-j1.67 \text{ кВ} \\ \dot{U}_5^{(2)} &= 109.06-j1.55 \text{ кВ} \\ \dot{U}_6^{(2)} &= 106.43-j2.40 \text{ кВ} \\ \dot{U}_7^{(2)} &= 107.12-j2.73 \text{ кВ}\end{aligned}$$

Виконаємо перевірку закінчення розрахункового процесу, згідно з виразом:

$$\max |U_1^{(2)} - U_1^{(1)}| \leq \varepsilon$$

$$|\dot{U}_3^{(2)} - \dot{U}_3^{(1)}| = |(111.09-j1.81) - (111.74-j0.99)| = 0.527$$

Умова збіжності не виконується вже для напруги 1 пункту. Продовжуємо ітераційний процес. Результати зведемо до таблиці 4.19

Таблиця 4.19 – Результати розрахунку режиму напруги в схемі мережі

Ітерація	1	2	3	...	41	42
$U_1, \text{кВ}$	111.63- j0.95	110.87- j1.72	110.30- j2.25	...	108.44- j3.99	108.44- j3.99
$U_2, \text{кВ}$	112.76- j0.56	112.79- j0.93	112.99- j1.15	...	112.82- j1.98	112.82- j1.98
$U_3, \text{кВ}$	109.88- j1.00	110.33- j1.67	110.52- j1.98	...	109.57- j3.80	109.57- j3.80
$U_4, \text{кВ}$	110.85- j1.16	110.99- j1.59	110.70- j2.00	...	108.93- j4.35	108.93- j4.35
$U_5, \text{кВ}$	109.85- j0.71	108.83- j1.41	107.84- j2.19	...	104.13- j5.34	104.13- j5.34
$U_6, \text{кВ}$	107.75- j1.00	106.05- j2.17	104.76- j3.06	...	100.38- j6.21	100.38- j6.21
$U_7, \text{кВ}$	108.08- j1.51	106.71- j2.52	105.69- j3.26	...	102.23- j5.83	102.23- j5.83
$\Delta U_{\max}, \text{кВ}$	35.1352	23.8621	17.5319	...	0.001	0.0008

Оскільки найбільша різниця між значеннями суміжних напруг на 41 та 42 ітераціях менші за 0,001. Приймаємо за результат розрахунку режиму напруги значення напруг на 42-й ітерації.

Виконаємо розрахунок струмового навантаження ділянок. Розрахуємо струм мережі в післяаварійному режимі для лінії 0-1:

$$\dot{I}_{0-1} = (U_0 - \dot{U}_1) \cdot y_{0-1} = (115 - (108.44 - j3.99)) \cdot (0.0301 - j0.1035) = 0.611 - j0.558 \text{ кА};$$

$$\frac{|\dot{I}_{0-1}| \cdot 1000}{\sqrt{3}} = 477.81 \text{ кА};$$

Аналогічно розраховуємо струмові навантаження решти ділянок схеми. Результати розрахунку занесені в табл. 4.20.

Таблиця 4.20 – Струмові навантаження ділянок схеми мережі в післяаварійному режимі

ПЛ	Переріз, мм ²	I_i , А	I_{don} , А
0-1	240	477.815	610
2-3	120	125.098	390
3-4	70	24.867	265
4-5	70	219.826	265
0-2	240	167.701	610
0-4	240	309.764	610
0-6	240	-	610
6-7	120	147.974	390
6-5	70	165.002	265
1-7	120	330.442	390

Струмові навантаження всіх ділянок схеми мережі в післяаварійному режимі не перевищують тривало допустимих значень струмів для відповідних перерізів проводів, що свідчить про правильний вибір перерізів проводів ПЛ схеми районної мережі.

Знайдемо потокорозподіл початку і кінця для ділянки 0-1:

$$\begin{aligned}
 S_{\Pi_{0-1}} &= \dot{I}_{0-1} \cdot \bar{U}_0 + 0.5 \cdot Y_{0-1} \cdot (|U_0|)^2 = \\
 &= (0.611-j0.558) \cdot (115) + 0.5 \cdot (88.04 \cdot 10^{-6}) \cdot (|115|)^2 = \\
 &= 70.26-j63.79 \text{ МВА} \\
 S_{K_{0-1}} &= \dot{I}_{0-1} \cdot \bar{U}_1 - 0.5 \cdot Y_{0-1} \cdot (|U_1|)^2 = \\
 &= (0.611-j0.558) \cdot (108.44-j3.99) - 0.5 \cdot (88.04 \cdot 10^{-6}) \cdot (|109.06-j4.14|)^2 = \\
 &= 68.48-j58.46 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

Аналогічно розраховуємо значення для усіх ділянок мережі. Результати розрахунку заносимо до табл. 4.21.

Таблиця 4.21 – Потокорозподіл мережі в післяаварійному режимі

ПЛ	$\dot{S}_{поч}^g$, МВА	$\dot{S}_{кін}^g$, МВА
0-1	70.26-j63.79	68.48-j58.46
2-3	21.17-j11.63	20.77-j12.08
3-4	4.71+j0.18	4.69-j0.76
4-5	35.02-j21.96	33.74-j21.21
0-2	28.46-j17.04	28.22-j17.09
0-4	48.52-j37.50	47.40-j34.82
0-6	-	-
6-7	-18.21+j18.44	-18.45+j18.45
5-6	25.67-j14.82	24.92-j14.61
7-1	-44.54+j38.41	-46.38+j40.99

Сумарне навантаження в мережі:

$$\dot{S}_{H_{\Sigma}} = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5 + \dot{S}_6 + \dot{S}_7 = (22.109-j17.508) + (7.051-j5.459) + (16.06-j12.268) + (17.064-j13.073) + (8.066-j6.391) + (43.128-j33.056) + (26.086-j19.96) = 147.247-j118.327 \text{ МВА}$$

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$\dot{S}_{БП} = S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-4}} + S_{\Pi_{0-2}} = (70.26-j63.79) + (48.52-j37.50) + (28.46-j17.04) = 147.247-j118.327 \text{ МВА}$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{БП} - \dot{S}_{H_{\Sigma}} = (145.838-j102.605) - (139-j93.951) = 7.683-j10.612 \text{ МВА.}$$

Результат розрахунку мережі в післяаварійному режимі зображено на рис. 4.8.

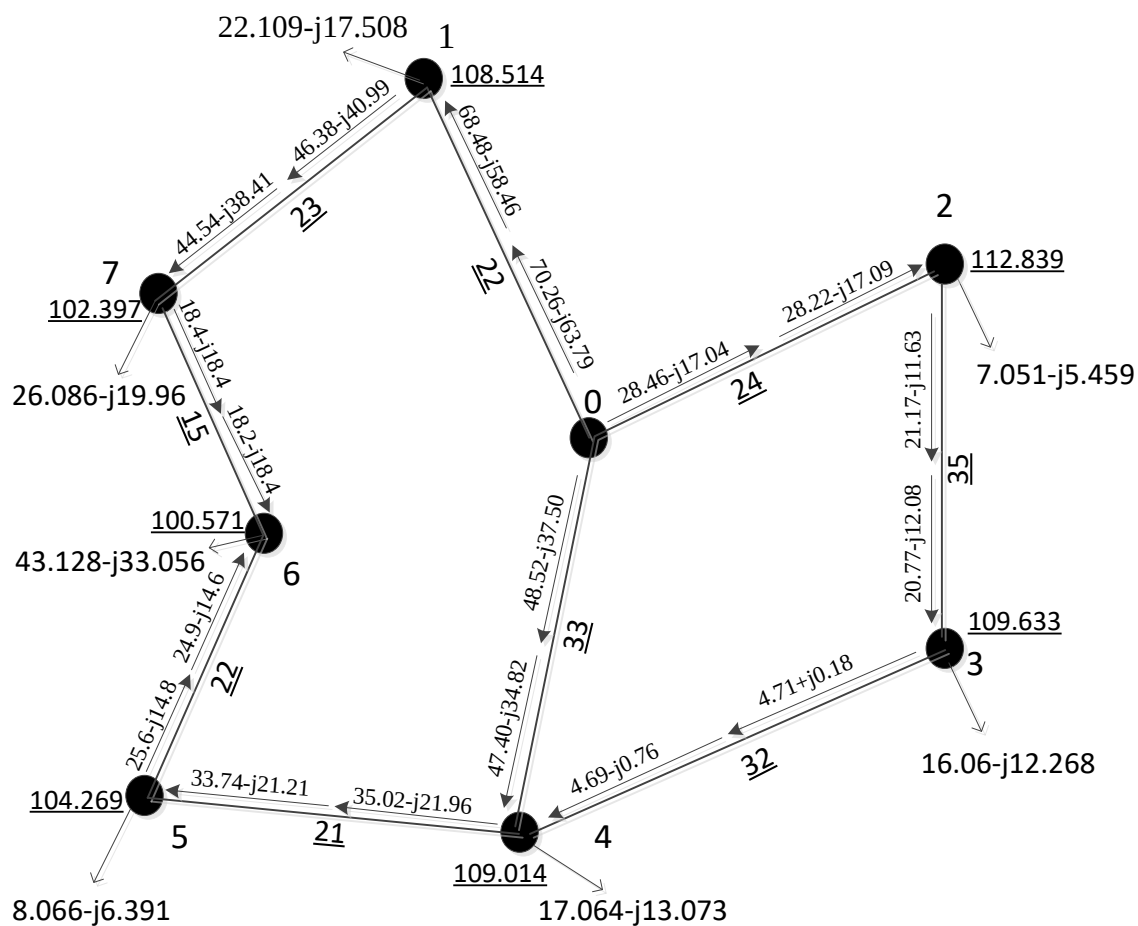


Рисунок 4.8 – Результат розрахунку мережі в післяаварійному режимі

Результат вибору положення РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі наведено в табл. 4.22.

ПС	U_{BH} , кВ	$N_{РПН}^{CT}$	U_{HH} , кВ	$N_{ПБЗ}^{CT}$	U_{CH} , кВ
1	108.514	-5	10.47	1	37.996
2	112.839	-3	10.493	1	38.801
3	109.633	-3	10.475	2	38.772
4	109.014	-4	10.538	1	38.177
5	104.269	-9	10.586	0	38.605
6	100.571	-13	10.516	0	39.073
7	102.397	-7	10.557	2	38.807

Таблиця 4.22 – Результат вибору положення РПН та ПБЗ в післяаварійному

режимі мережі

Висновки до розділу 4

В розділі роботи №4 був виконаний вибір трансформаторів для семи ПС 110 кВ по типу та потужності. Виконано розрахунки таких режимів мережі, як: максимальних та мінімальних навантажень, а також для післяаварійного режиму мережі.

5 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА

5.1 Теоретичні відомості

Для силових трансформаторів, а також ТНС використовується релейний захист від наступних видів ушкоджень і ненормальних режимів роботи:

Багатофазних замикань в обмотках і на їхніх виводах;

Внутрішніх ушкоджень (виткових замикань в обмотках і “пожежі сталі” магнітопроводу);

Однофазних замикань на землю;

Надструмів в обмотках, обумовлених зовнішніми КЗ;

Надструмів в обмотках, обумовлених перевантаженням (якщо вона можлива).

Зниження рівня масла.

При розрахунку захисту трансформатора необхідно брати до уваги деякі особливості нормальної його роботи, стрибки струму намагнічування при включенні трансформатора під напругу, вплив коефіцієнта трансформації й схем з'єднання обмоток трансформатора.

До основного захисту трансформатора відносять:

а) диференційний струмовий захист трансформатора;б)

диференційний струмовий захист ошиновки НН;

в) диференційний струмовий захист ошиновки ВН та СН.

Диференційний захист трансформатора призначений для захисту трансформатора від всіх видів К.З. в зоні, обмеженій ТС. Захист захищає трансформатор з усіх боків із заборною АПВ.

Диференційний захист можна використовувати в поєднанні з іншими видами захистів, а також він володіє абсолютною селективністю, та при виникненні аварії відключає ділянку без затримки по часу.

Проте диференційний захист є складним в реалізації, викликає виникнення струмів небалансу, а також потребує значних капіталовкладень при реалізації.

Резервний захист трансформаторів

У якості резервного захисту трансформатора застосовують максимальний

струмовий захист. МСЗ – це вид релейного захисту, який приводиться в дію при збільшенні струму в результаті виникнення К.З. Максимальний струмовий захист є найбільш широко використовуваним в електричних мережах.

Максимальний струмовий захист спрацьовує при зростанні струму в мережі. Відмінністю максимального струмового захисту від струмової відсічки є те що він спрацьовує з затримкою по часу.

До переваг максимального струмового захисту відносять простоту та надійність в експлуатації.

До недоліків максимального струмового захисту відносять те, що чим ближче МСЗ встановлюється до джерела живлення, тим більшою стає затримка по часу.

5.2 Розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора

Вихідні дані:

Тип трансформатора ТДТН-25000/110;

Схема з'єднання обмоток – Y/Y/Δ -0-11;

номінальна напруга обмоток

$$115 \pm 9\%, 78\% / 38,5 \pm 2\%, 5\% / 11 \text{ кВ}$$

Напруга К.З.:

$$U_{к.В-Н} = 10,5\%, U_{к.В-С} = 17,5\%, U_{к.С-Н} = 6,5\%$$

КТ трансформаторів струму:

Визначимо значення первинних номінальних струмів:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,511 \text{ А}$$

$$I_{\text{номСН}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номСН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 374,903 \text{ А}$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312,16 \text{ А}$$

Визначимо значення вторинних номінальних струмів:

$$i_{\text{номВН}} = \frac{I_{\text{номВН}} \cdot K_{\text{схВН}}}{K_{\text{ТТВН}}} = \frac{125,51 \cdot 1}{300/5} = 2,09 \text{ A}$$

$$i_{\text{номСН}} = \frac{I_{\text{номВН}} \cdot K_{\text{схСН}}}{K_{\text{ТТВН}}} = \frac{374,9 \cdot 1}{400/5} = 4,686 \text{ A}$$

$$i_{\text{номНН}} = \frac{I_{\text{номВН}} \cdot K_{\text{схНН}}}{K_{\text{ТТВН}}} = \frac{1312,16 \cdot 1}{1000/5} = 6,5 \text{ A}$$

де $K_{\text{сх}} = 1$ – коефіцієнт схеми;

$K_{\text{ТС}}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Вибір номінального струму входу пристрою для кожного плеча захисту та відносної похибки вирівнювання:

$I_{\text{номп}} = 5 \text{ A}$ – номінальний струм на вході пристрою;

Проведемо перевірку:

$$0,1 < \frac{i_{\text{номВН}}}{I_{\text{номп}}} = \frac{2,092}{5} = 0,58 < 4;$$

$$0,1 < \frac{i_{\text{номСН}}}{I_{\text{номп}}} = \frac{4,686}{5} = 0,937 < 4;$$

$$0,1 < \frac{i_{\text{номНН}}}{I_{\text{номп}}} = \frac{6,561}{5} = 1,31 < 4.$$

Перевірка виконується.

Визначаємо коефіцієнт небалансу за формулою:

$$K_{\text{нб.роз}} = \sqrt{(K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (\Delta U_{\text{рез}} + \Delta f_{\text{вир}})) + (\Delta U_{\text{рез}} + \Delta f_{\text{вир}})^2}$$

$K_{\text{пер}}$ - коефіцієнт перехідного процесу (для обраного трансформатора =1)

$$K_{\text{нб.роз}} = \sqrt{(1 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,16 + 0,02)) + (0,16 + 0,02)^2} = 0,214$$

Величина початкового диференційного струму спрацювання становить:

$$I_{dmin} = K_{від} \cdot K_{нб.роз} \cdot EndSection\ 1 = 1,2 \cdot 0,21 \cdot 1,15 = 0,295 ,$$

Де $K_{відлашт} = 1,2$ – коефіцієнт відбудови; $EndSection\ 1$ – початковий гальмівний струм.

Визначимо відносний розрахунковий мінімальний диференційний струм при короткому замиканні на стороні низької напруги:

$$I_{диф\ розр} = \frac{I_{k\ min}}{I_{ном\ ВН}} = \frac{297}{125,511} = 2,36\ A,$$

Де $I_{kmin} = 297\ A$ – величина струму при двохфазному КЗ на обмотці низької напруги.

Чутливість для горизонтальної ділянки гальмівної характеристики визначається наступним чином:

$$K_{ч} = \frac{I_{диф\ розр}}{I_{дифспр}} = \frac{2,36}{0,3} = 7,86\ A,$$

Де $I_{дифспр}$ – уставка диференційного струму спрацювання.

Горизонтальна ділянка гальмівної характеристики внутрішніх коротких замикань чутлива.

Похилі ділянки гальмівної характеристики чутливі до КЗ оскільки виконується умова:

$$\frac{I_{dmin}}{EndSelection1} = \frac{0.3}{1.15} = 0.26 < 0.5. \text{ (умова виконується)}$$

За умовою налагодження по режиму кидка намагнічуючого струму параметр спрацювання струмового органу диференційної відсічки має прийматися не менше 500%, а отже $I_{dunre} > 500\%$.

Відносний максимальний струм при зовнішньому КЗ:

$$I_{k\ max} = \frac{I_{k\ min}}{I_{ном\ ВН}} = \frac{728}{80,33} = 9,06\ A,$$

Де I_{kmax} – максимальний струм при зовнішньому КЗ, приведений до ВН, $I_{ном\ ВН}$ – номінальний струм ВН трансформатора.

За умови відбудови від значення максимального струму небалансу при зовнішніх несправностях, параметр спрацювання розрахуємо так:

$$I_{dunre} \geq K_{\text{відлашт}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{kmax}} \cdot 100 = 1,2 \cdot 0,65 \cdot 9,06 \cdot 100 = 706,9\%,$$

Де $K_{\text{відлашт}} = 1,2$ – коефіцієнт відбудови; $K_{\text{нб}}$ – відношення амплітуди першої гармоніки струму небалансу до наведеної амплітуди періодичної складової наскрізного струму.

Згідно рекомендацій АВВ для трансформаторів з розщепленою обмоткою приймаємо $K_{\text{нб}} = 0,65$, при використанні з усіх боків трансформатора струму з вторинним номінальним струмом в 5 А.

Підсумкове значення параметра у відсотках рекомендується округляти до десятих.

Наступні параметри і уставки для терміналу RET 670 приймаються відповідно до рекомендацій фірми АВВ:

- параметр SlopeSection3 = 50 %;
- параметр StabByOption – завжди;
- параметр I2/I1 ratio = 14%;
- параметр I5/I1 ratio = 25%;
- уставка ZSCub – вимкнено;
- уставка CrossBlockEn – вимкнено;
- уставка SOFTMode – вимкнено;
- уставка NegSegDiffEn – вимкнено;
- уставка OpenCNEabe – вимкнено.

Область гальмівної характеристики, що відповідає внутрішнім КЗ зображена на рис. 5.1

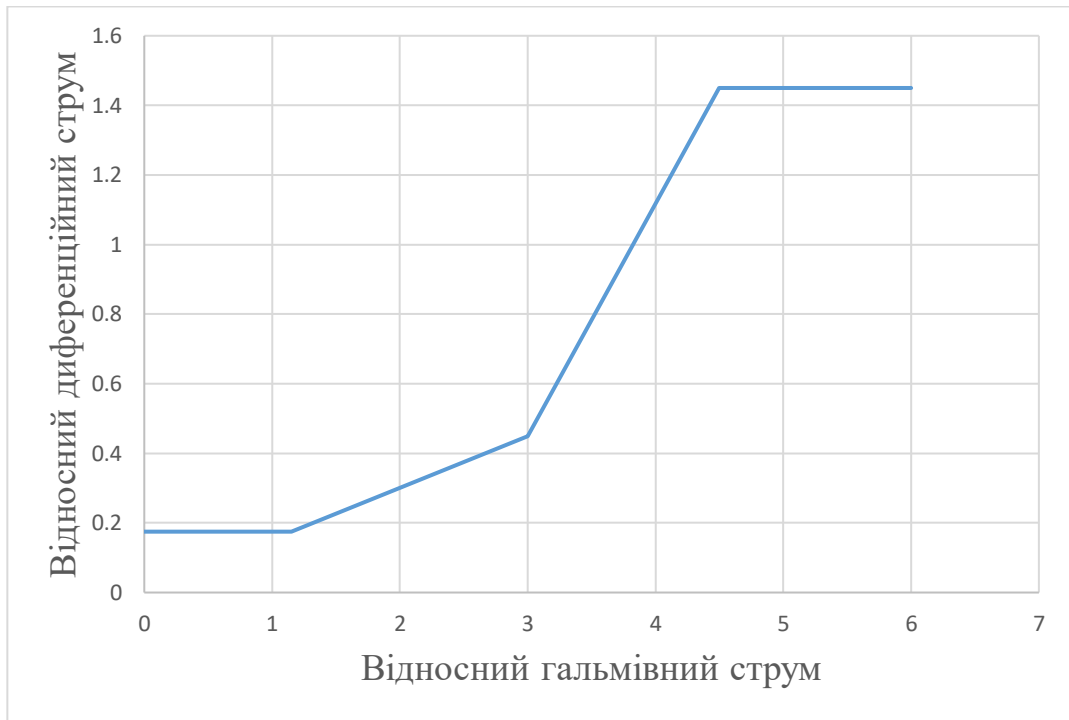


Рис. 5.1 – Область гальмівної характеристики

5.3 Розрахунок максимального струмового захисту 110 кВ з пуском по напрузі

МСЗ-110 кВ з пуском по напрузі виконується за допомогою терміналу захисту REC 650 фірми АВВ.

Струм спрацювання по умові відлаштування від струму навантаження (номінального струму трансформатора):

$$I_{сз} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_{\Pi}} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 125,511 = 206,102 \text{ А},$$

Де $K_H = 1,2$ (для терміналів АВВ); $K_3 = 1,3$ – коефіцієнт запасу; $K_{\Pi} = 0,95$ – коефіцієнт повернення реле для мікропроцесорних терміналів; $I_{ном} = 125,51 \text{ А}$ – первинний номінальний струм трансформатора.

Струм і час спрацювання на стороні 110 кВ за умови погодження по чутливості з МСЗ-55 кВ трансформатора $I_{сз} = 618 \text{ А}$, $t = 3,3 \text{ с}$:

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{C3MC3-35} \cdot \frac{U_{CH}}{U_{BH}} = 1,2 \cdot 618 \cdot \frac{38500}{115000} = 248,27 \text{ A};$$

$$t = t_{C3} + \Delta t = 3,3 + 0,4 = 3,7 \text{ c},$$

Де $\Delta t = 0.3-0.5 \text{ c}$ – ступінь селективності, яку приймемо на сторону 110 кВ, за умовою погодження по чутливості з MC3-10 кВ трансформатора $I_{C3} = 1400 \text{ A}$, $t = 1,4 \text{ c}$.

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{C3MC3-10} \cdot \frac{U_{CH}}{U_{BH}} = 1,2 \cdot 1400 \cdot \frac{10500}{115000} = 153,39 \text{ A};$$

$$t = t_{C3} + \Delta t = 1,4 + 0,4 = 1,8 \text{ c}.$$

Струм спрацювання по умові забезпечення чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ трансформатора:

$$I_{C3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K3}}{K_q} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{504}{1,2} = 363,73 \text{ A}.$$

Струм спрацювання по умові забезпечення чутливості при КЗ на шинах 10 кВ трансформатора:

$$I_{C3} = \frac{I_{K3}}{K_q} = \frac{342}{1,2} = 285 \text{ A}.$$

Вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{\text{спр}} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_{TT}} = \frac{206,102 \cdot 1}{300/5} = 3,435 \text{ A}.$$

Де $K_{TT} = \frac{300}{5}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму; $K_{CX} = 1$ – при схемі з'єднання обмоток трансформаторів струму - *повна зірка*.

Приймається наступна напруга спрацювання реле:

$$U_{C3} = \frac{20300}{58} \text{ від ТН 35 кВ};$$

$$U_{C3} = \frac{20300}{58} \text{ від ТН 10 кВ};$$

5.4 Розрахунок максимального струмового захисту 35 кВ з пуском по напрузі

МСЗ-110 кВ з пуском за напругою реалізується за допомогою терміналу захисту REC 650 фірми АВВ.

Струм спрацювання при умові відлаштування від струму навантаження:

$$I_{CЗ} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_n} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 374,903 = 615,63 \text{ A.}$$

Коефіцієнти приймаємо аналогічно до розрахунку МСЗ-110 кВ.

Струм спрацювання при умові забезпечення чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ трансформатора. Коефіцієнт чутливості, згідно ПУЕ, повинен бути не менше 1,5:

$$I_{CЗ} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{КЗ}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1362}{1,5} = 786,351 \text{ A.}$$

Струм спрацювання за умовою узгодження по чутливості з МСЗ 10 кВ.

Максимальна уставка МСЗ приєднань $I_{CЗ} = 240 \text{ A}$:

$$I_{CЗ} = K_H \cdot I_{CЗМСЗ} = 1,2 \cdot 240 = 288 \text{ A,}$$

Де $K_H = 1,2$ – коефіцієнт надійності;

Час спрацювання при умові узгодження з часом спрацювання приєднань 35 кВ $t_{CЗ} = 2,5 \text{ c}$:

$$t = t_{CЗ} + \Delta t = 2,5 + 0,4 = 2,9 \text{ c.}$$

Струм і час спрацювання при умові узгодження по чутливості з МСЗ-35 кВ $I_{CЗ} = 550 \text{ A}$, $t = 2,9 \text{ c}$:

$$I_{CЗ} = K_H \cdot I_{CЗМСЗ} = 1,1 \cdot 550 = 605 \text{ A;}$$

$$t = t_{CЗ} + \Delta t = 2,9 + 0,4 = 3,3 \text{ c.}$$

Вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{сп} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_{ТСН}} = \frac{786,351 \cdot 1}{\frac{300}{5}} = 13,106 \text{ A.}$$

Визначимо напругу спрацювання реле мінімальної напруги:

$$U_{сз} = \frac{U_{\min}}{K_{отс} \cdot K_{\varepsilon}} = \frac{0,85 \cdot 35000}{1,2 \cdot 1,2} = 20659,7 \text{ B,}$$

Де $K_{отс}$ – коефіцієнт від лаштування, який приймається рівним 1,2; K_{ε} – коефіцієнт повернення, який приймається рівним 1,2.

За умовою відлаштування від напруги самозапуску при включення від АПВ або АВР загальмованих двигунів навантаження:

$$U_{сз} = \frac{U_{зап}}{K_{отс}} = \frac{0,7 \cdot 35000}{1,2} = 20416,7 \text{ B,}$$

Де $U_{зап} = 0,7$ від $U_{ном}$

Вторинне значення:

$$U_{сп} = \frac{U_{сз}}{K_{ТН}} = \frac{20416,7}{\frac{35000}{100}} = 58,3 \text{ B,}$$

Де $K_{ТН} = \frac{35000}{100}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Прийmemo напруги спрацювання реле:

Первинна напруга $U_{сз} = 20300 \text{ B}$, вторинна $U_{сп} = 58 \text{ B}$.

5.5 Розрахунок максимального струмового захисту 10 кВ з пуском по напрузі

МС3-10 кВ з пуском по напрузі реалізується за допомогою терміналу захисту REF 615 ABB.

Струм відпрацювання по умові налагодження від струму навантаження:

$$I_{сз} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_n} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 1312,16 = 2154,705 \text{ A,}$$

Де $I_{ном} = 1312,16 \text{ A}$.

Коефіцієнти приймаємо аналогічно до розрахунку МСЗ-110 кВ.

Струм спрацювання при умові забезпечення чутливості за двофазного КЗ на шинях 35 кВ трансформатора. Коефіцієнт чутливості, згідно ПУЕ, повинен бути не менше 1,5:

$$I_{CЗ} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{KЗ}}{K_{\chi}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{3617}{1,5} = 2088,276 \text{ A.}$$

Струм спрацювання за умовою узгодження по чутливості з МСЗ 10 кВ.

Максимальна уставка МСЗ приєднань $I_{CЗ} = 300 \text{ A}$:

$$I_{CЗ} = K_H \cdot I_{CЗМСЗ} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ A,}$$

Час спрацювання при умові узгодження з часом спрацювання приєднань 10 кВ $t_{CЗ} = 0,5 \text{ c}$:

$$t = t_{CЗ} + \Delta t = 0,5 + 0,4 = 0,9 \text{ c.}$$

Струм і час спрацювання за умовою узгодження по чутливості з МСЗ-10 кВ $I_{CЗ} = 800 \text{ A}$, $t = 1 \text{ c}$:

$$I_{CЗ} = K_H \cdot I_{CЗМСЗ} = 1,2 \cdot 800 = 960 \text{ A;}$$

$$t = t_{CЗ} + \Delta t = 1 + 0,4 = 1,4 \text{ c.}$$

Вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{сп} = \frac{I_{CЗ} \cdot K_{сх}}{K_{ТСНН}} = \frac{2088,276 \cdot 1}{\frac{1000}{5}} = 10,441 \text{ A.}$$

Визначимо напругу спрацювання реле мінімальної напруги:

$$U_{CЗ} = \frac{U_{мін}}{K_{отс} \cdot K_{\epsilon}} = \frac{0,85 \cdot 10000}{1,2 \cdot 1,2} = 5902,8 \text{ B.}$$

Де $K_{отс}$ – коефіцієнт від лаштування, який приймається рівним 1,2; K_{ϵ} – коефіцієнт повернення, який приймається рівним 1,2.

За умовою відлаштування від напруги самозапуску при ввімкненні від АПВ або АВР загальмованих двигунів навантаження:

$$U_{сз} = \frac{U_{зсп}}{K_{отс}} = \frac{0,7 \cdot 1000}{1,2} = 583,3 \text{ В.}$$

Вторинне значення:

$$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{K_{тн}} = \frac{583,3}{\frac{10000}{100}} = 58,3 \text{ В,}$$

Де $K_{тн} = \frac{10000}{100}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Прийmemo напруги спрацювання реле:

Первинна напруга $U_{сз} = 5800 \text{ В}$, вторинна $U_{ср} = 58 \text{ В}$.

Висновки до розділу 5

Призначення релейного захисту у тому, щоб виявляти пошкоджені електроустановки та вимикати їх з допомогою комутаційної апаратури. Не менш важливим призначенням є виявлення (сигналізація) ненормальних режимів.

В якості основного захисту прийнято диференційний захист трансформатора на базі терміналу фірми ABB RET670, розрахунок з вибору уставок спрацювання свідчить, що трансформатор має надійний захист.

Побудована гальмівна характеристика, яка цілком забезпечує чутливість при внутрішніх КЗ. Диференційний захист діє з 0 витримкою часу та має абсолютну селективність. Підібрано трансформатори струму та напруги та задані дані терміналу.

В якості резервного захисту був прийнятий максимальний струмовий захист з пуском за напругою на базі терміналів фірми ABB REC 650 та REF 615. Визначено вторинні значення струмів та напруг, а також струми спрацювання та витримки часу.

6 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ

6.1 Опис вузла проектованої підстанції районної електричної мережі

Проектована підстанція 110/35/10 кВ розташована у вузлі 7 районної електричної мережі. До вузла підходять дві ПЛ-110 кВ: 1-7 з проводом марки АС-120/19 довжиною 23 км, 7-6 з проводом марки АС-120/19 довжиною 15 км.

Проектована підстанція є вузловою, з 2 паралельно працюючими трансформаторами типу ТДТН-25000/110.

6.2 Опис головної схеми електричних з'єднань підстанції.

Опис схеми і конструкції РП-10 кВ та РП-35 кВ

Сторона СН трансформатора номінальної напруги 35 кВ має 2 секції шин з 2 приєднаннями на кожну секцію (загалом 4 приєднання). Сторона НН трансформатора номінальної напруги 10 кВ має 2 секції шин з 5 приєднаннями на кожну секцію (загалом 10 приєднань).

Для обмеження струмів короткого замикання та забезпечення можливості ремонту збірних шин передбачається ШСВ, який в нормальному режимі роботи вимкнений. При відключенні одного з трансформаторів ШСВ автоматично вмикається пристроєм автоматичного введення резерву. Перевагами даної схеми є простота і економічність. Недоліками схеми є:

- а) повне відключення секції на час ремонту збірних шин;
- б) у час ремонту вимикачів необхідно відключати відповідне приєднання;
- в) при КЗ на збірних шинах повністю відключається одна секція.

Тому споживачі I та II категорій повинні житися від різних секцій РП.

Опис схеми РП-110 кВ виконано по схемі одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин (110-6).

6.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції

Розрахунок виконується для визначення максимальних значень струмів КЗ та вибору обладнання на підстанції. Розрахунковими точками є шини ВН, СН і НН підстанції 7.

За розрахунковою схемою РЕМ складемо схему заміщення прямої послідовності (рис. 6.1).

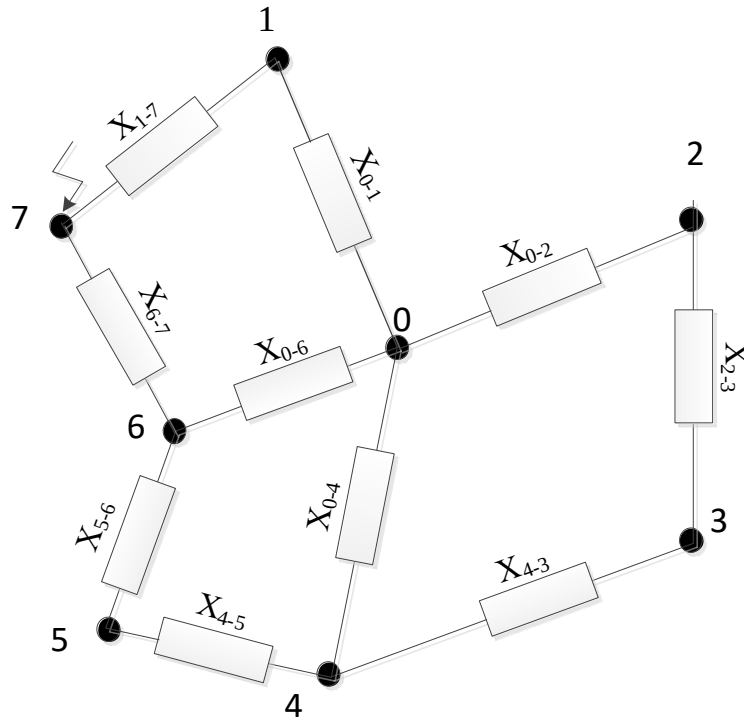


Рисунок 6.1 – Схема заміщення районної електричної мережі

Перетворення схеми заміщення прямої послідовності X_{1-7}

Приведемо параметри схеми заміщення до наступних базисних умов:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_6 = 115 \text{ кВ.}$$

Тоді базисний струм:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Опір системи зазначаємо рівним нулю.

Розрахуємо опори прямої послідовності для ЛЕП у відносних одиницях. Для ПЛ 0-1 маємо:

$$x_{0-1}^* = x_{л0-1} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 8,8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,665 \text{ в. о.}$$

Результат розрахунку наведено в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Індуктивні опори ПЛ

Ділянка (i-j)	Довжина ділянки, км	x_i , Ом	x_i^* , в.о.
0-1	22	8.8	0.665
0-2	24	9.6	0.726
0-4	33	13.2	0.998
0-6	14	5.6	0.423
2-3	35	14	1.059
3-4	32	12.8	0.968
4-5	21	8.4	0.635
5-6	22	8.8	0.665
6-7	15	6	0.454
1-7	23	9.2	0.696

Виконаємо еквівалентування схеми відносно точки короткого замикання.

$$x_{4-6}^* = x_{5-6}^* + x_{4-5}^* = 0,635 + 0,665 = 1,301 \text{ в. о.};$$

$$x_{0-3}^* = x_{0-2}^* + x_{2-3}^* = 0,726 + 1,059 = 1,784 \text{ в. о.}$$

Етап еквівалентування показано на рис. 6.2.

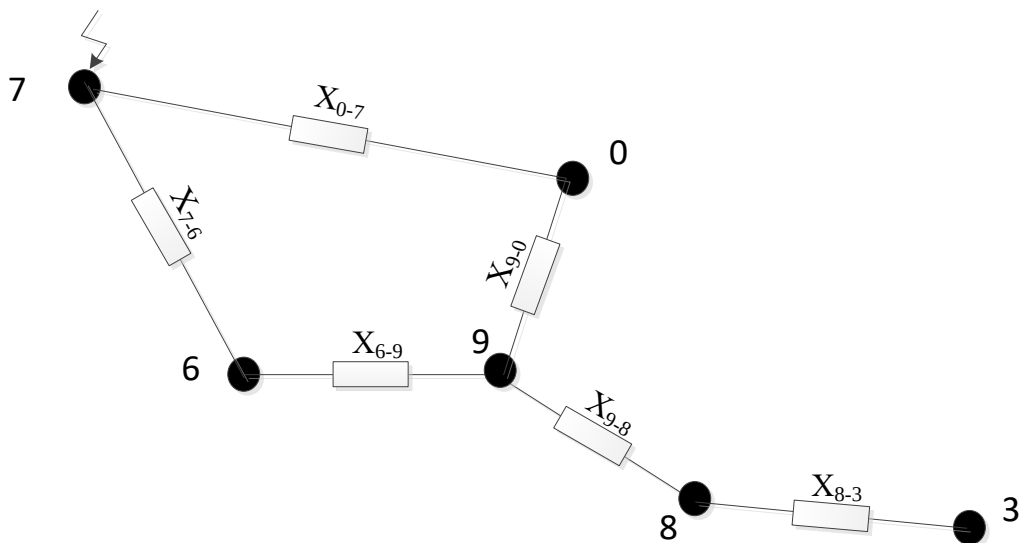


Рисунок 6.2 – Схема на етапі еквівалентування

$$x_{7-6-9}^* = x_{7-6}^* + x_{6-9}^* = 0,454 + 0,269 = 0,722 \text{ в. о.};$$

$$x_{7-0-9}^* = x_{0-9}^* + x_{0-7}^* = 0,082 + 1,361 = 1,443 \text{ в. о.};$$

Етап еквівалентування показано на рис. 6.3.

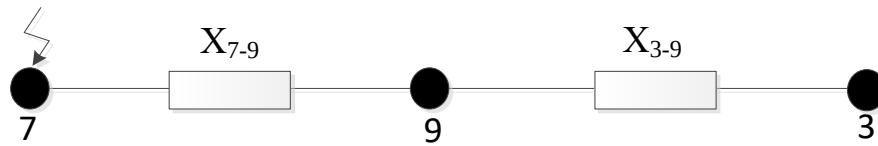


Рисунок 6.3 – Схема на етапі еквівалентування

Еквівалентний опір прямої послідовності:

$$x_{7-3}^* = x_{7-9}^* + x_{9-3}^* = 0,082 + 1,361 = 1,443 \text{ в. о.};$$

Схема заміщення після еквівалентування прямої послідовності показана на рис. 6.4.

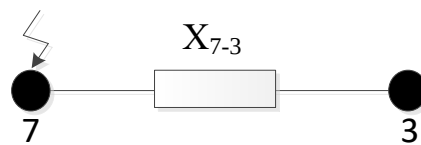


Рисунок 6.4 – Схема заміщення після еквівалентування прямої послідовності

Перетворення схеми заміщення нульової послідовності

Розрахуємо значення приведених опорів нульової послідовності у трансформаторах. Для трансформаторів пункту 2 маємо:

$$x_{T2}^* = \frac{U_{KB2} \% \cdot S_6}{n \cdot 100 \cdot S_{H2}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{2 \cdot 100 \cdot 6,3} = 8,333 \text{ в. о.}$$

Результат розрахунку наведено в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Індуктивні опори трансформаторів

№ пункту	Тип трансформатора	x_i^* , в.о.
1	ТДТН-16000/110	3,359
2	ТДТН-6300/110	8,333
3	ТДТН-16000/110	3,359
4	ТДТН-16000/110	3,359
5	ТДТН-6300/110	8,333
6	ТДТН-40000/110	1,344
7	ТДТН-25000/110	2,15

Розрахуємо приведені опори нульової послідовності. Для ПЛ 0-1 маємо:

$$x_{0-1}^* = 2 \cdot x_{0-1}^* = 2 \cdot 0,665 = 1,33 \text{ в. о.}$$

Результати розрахунку опорів ПЛ наведено в табл. 6.3.

Таблиця 6.3 – Опори нульової послідовності ЛЕП

Ділянка (i-j)	x_{i*} , в.о.	Ділянка (i-j)	x_{i*} , в.о.	Ділянка (i-j)	x_{i*} , в.о.
0-1	1,33	0-6	0,846	4-5	1,27
0-2	1,452	2-3	2,118	5-6	1,33
0-4	1,996	3-4	1,936	6-7	0,908
1-7	1,392	-	-	-	-

Схему заміщення нульової послідовності показано на рис. 6.5.

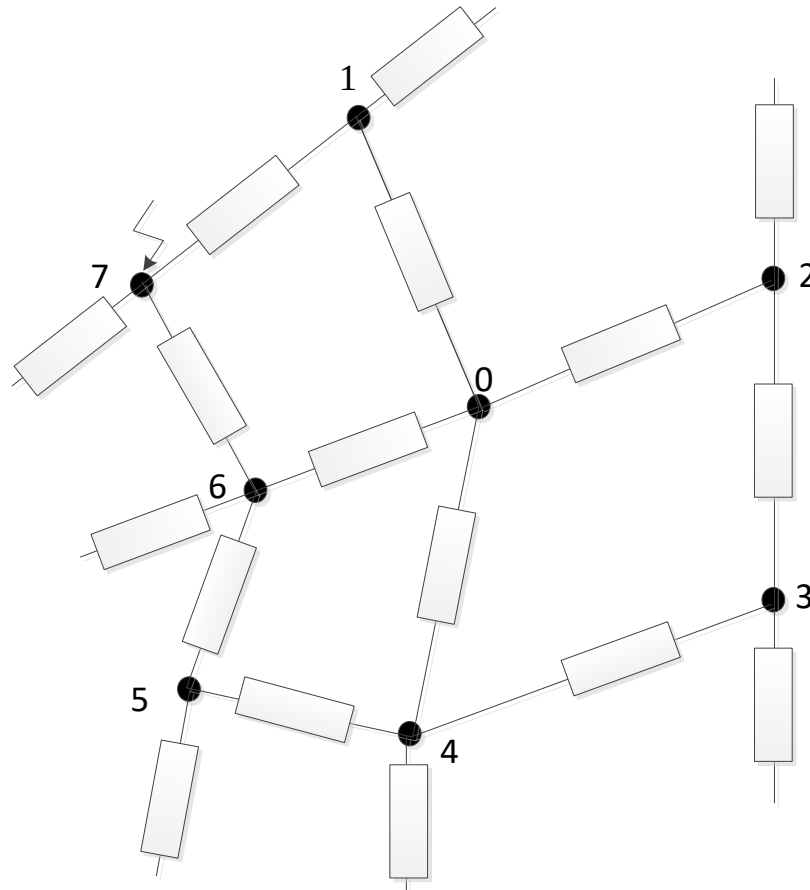


Рисунок 6.5 – Схема заміщення нульової послідовності

Етап еквівалентування показано на рис. 6.6.

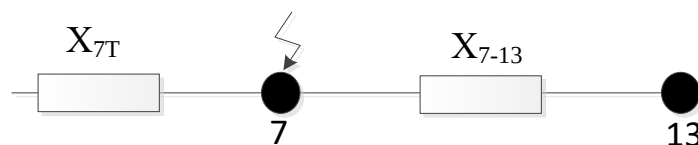


Рисунок 6.6 – Схема на етапі еквівалентування

Еквівалентний опір нульової послідовності:

$$x_{\text{екв.0}}^* = \frac{x_{7-13}^* \cdot x_7^*}{x_{7-13}^* + x_7^*} = \frac{1,222 \cdot 2,15}{1,222 + 2,15} = 0,779 \text{ в. о.}$$

Схема заміщення після еквівалентування нульової послідовності показана на рис. 6.7.

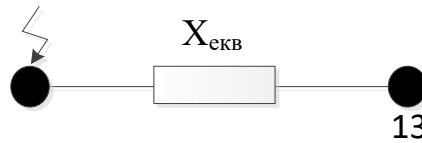


Рисунок 6.7 – Схема заміщення після еквівалентування нульової послідовності

Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 110 кВ

Однолінійна схема підстанції для розрахунку струмів короткого замикання показана на рис. 6.8.

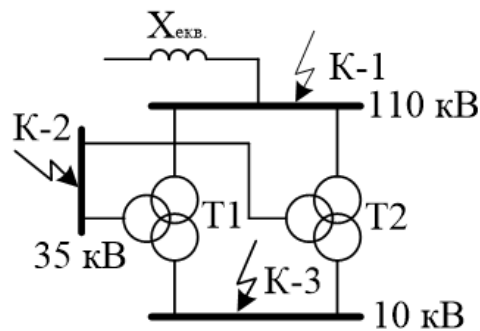


Рисунок 6.8 – Однолінійна схема ПС

Трифазне коротке замикання на шинах 110 кВ

Періодична складова струму КЗ в точці К-1:

$$I_{п0}^{(3)} = \frac{I_6}{x_{екв.1}} = \frac{5,02}{0,779} = 6,444 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму КЗ в точці К-1:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,444 = 16,4 \text{ кА,}$$

де $k_y = 1,8$ – ударний коефіцієнт.

Значення повного струму КЗ в точці К-1:

$$I_{п}^{(3)} = I_{п0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,444 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 9,73 \text{ кА.}$$

Двофазне коротке замикання на шинах 110 кВ

Коефіцієнт пропорційності при двофазному КЗ:

$$m^{(2)} = \sqrt{3}.$$

Періодична складова струму КЗ в точці К-1:

$$I_{п0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{I_6}{x_{екв.}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{5,02}{1,558} = 5,581 \text{ кА},$$

$$\text{де } x_{екв.}^{(2)} = x_{екв.1} + x_{екв.2} = 0,779 + 0,779 = 0,712 \text{ в. о.}$$

Значення ударного струму КЗ в точці К-1:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,581 = 14,207 \text{ кА}.$$

Значення повного струму КЗ в точці К-1:

$$I_{п}^{(2)} = I_{п0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 12,207 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 8,427 \text{ кА}.$$

Однофазне коротке замикання на шинах 110 кВ

Коефіцієнт пропорційності при однофазному короткому замиканні:

$$m^{(1)} = 3.$$

Періодична складова струму КЗ в точці К-1:

$$I_{п0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{I_6}{x_{екв.}^{(1)}} = 3 \cdot \frac{5,02}{2,337} = 3,721 \text{ кА},$$

$$\text{де } x_{екв.}^{(1)} = x_{екв.1} + x_{екв.2} + x_{екв.0} = 0,779 + 0,779 + 0,779 = 2,337 \text{ в. о.}$$

Значення ударного струму КЗ в точці К-1:

$$i_y^{(1)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(1)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,721 = 9,472 \text{ кА}.$$

Значення повного струму КЗ в точці К-1:

$$I_{п}^{(1)} = I_{п0}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,721 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 5,619 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 35 кВ

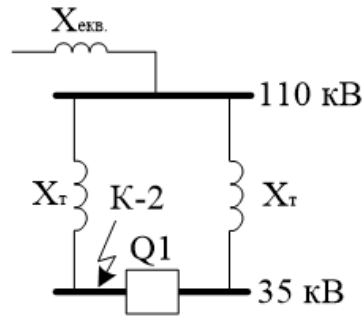


Рисунок 6.9 – Коротке замикання на шинах 35 кВ

Приведемо параметри схеми заміщення до наступних базисних умов:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_6 = 38,5 \text{ кВ.}$$

Тоді базисний струм:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 14,996 \text{ кА.}$$

Приведені опори обмоток триобмоткового трансформатора підстанції 7:

$$\begin{aligned} x_{тв7} &= \frac{1}{200} \cdot (U_{к(в-с)7} \% + U_{к(в-н)7} \% - U_{к(с-н)7} \%) \cdot \frac{S_6}{S_{н7}} = \\ &= \frac{1}{200} \cdot (10,5 + 17 - 6,5) \cdot \frac{1000}{25} = 4,2 \text{ в. о.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{тс6} &= \frac{1}{200} \cdot (U_{к(в-с)6} \% + U_{к(с-н)6} \% - U_{к(в-н)6} \%) \cdot \frac{S_6}{S_{н6}} = \\ &= \frac{1}{200} \cdot (10,5 + 6,5 - 17) \cdot \frac{1000}{25} = 0 \text{ в. о.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{тн6} &= \frac{1}{200} \cdot (U_{к(в-н)6} \% + U_{к(с-н)6} \% - U_{к(в-с)6} \%) \cdot \frac{S_6}{S_{н6}} = \\ &= \frac{1}{200} \cdot (17 + 6,5 - 10,5) \cdot \frac{1000}{25} = 2,6 \text{ в. о.} \end{aligned}$$

Приведений опір трансформатора:

$$x_{екв.} = x_{екв.1} \cdot \left(\frac{U_{сн}}{U_{вн}} \right)^2 = 0,779 \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right)^2 = 0,087 \text{ в. о.}$$

Трифазне коротке замикання на шинах 35 кВ

а) ШСВ Q1 увімкнений.

Періодична складова струму КЗ в точці К-2:

$$I_{п0}^{(3)} = \frac{I_6}{x_{\text{екв.}}^{(3)}} = \frac{14,996}{2,187} = 6,857 \text{ кА},$$

$$\text{де } x_{\text{екв.}}^{(3)} = x_{\text{екв.}} + \frac{x_{\text{ТВ2}}}{2} = 0,087 + \frac{4,2}{2} = 2,187 \text{ в. о.}$$

Значення ударного струму КЗ в точці К-2:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,857 = 11,455 \text{ кА.}$$

Значення повного струму КЗ в точці К-2:

$$I_{п}^{(3)} = I_{п0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,857 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 10,354 \text{ кА.}$$

б) ШСВ Q1 вимкнений.

Періодична складова струму КЗ в точці К-2:

$$I_{п0}^{(3)} = \frac{I_6}{x_{\text{екв.}}^{(3)}} = \frac{14,996}{4,287} = 3,498 \text{ кА},$$

$$\text{де } x_{\text{екв.}}^{(3)} = x_{\text{екв.}} + x_{\text{ТВ2}} = 0,087 + 4,2 = 4,287 \text{ в. о.}$$

Значення ударного струму КЗ в точці К-2:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,498 = 8,904 \text{ кА.}$$

Значення повного струму КЗ в точці К-2:

$$I_{п}^{(3)} = I_{п0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,498 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 5,282 \text{ кА.}$$

Двофазне коротке замикання на шинах 35 кВ

а) ШСВ Q1 увімкнений.

Періодична складова струму КЗ в точці К-2:

$$I_{п0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{I_6}{x_{\text{екв.}}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{14,996}{4,474} = 3,352 \text{ кА},$$

$$\text{де } x_{\text{екв.}}^{(2)} = x_{\text{екв.1}} + x_{\text{екв.2}} = 2,237 + 2,237 = 4,474 \text{ в. о.}$$

Значення ударного струму КЗ в точці К-2:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,352 = 8,533 \text{ кА.}$$

Значення повного струму КЗ в точці К-2:

$$I_{п}^{(2)} = I_{п0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,352 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 5,061 \text{ кА.}$$

б) ШСВ Q1 вимкнений.

Періодична складова струму КЗ в точці К-2:

$$I_{п0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{I_6}{x_{екв.}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{14,996}{2,324} = 6,453 \text{ кА},$$

$$\text{де } x_{екв.}^{(2)} = x_{екв.1} + x_{екв.2} = 1,162 + 1,162 = 2,324 \text{ в. о.}$$

Значення ударного струму КЗ в точці К-2:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,453 = 16,427 \text{ кА}.$$

Значення повного струму КЗ в точці К-2:

$$I_{п}^{(2)} = I_{п0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,453 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 9,744 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 10 кВ

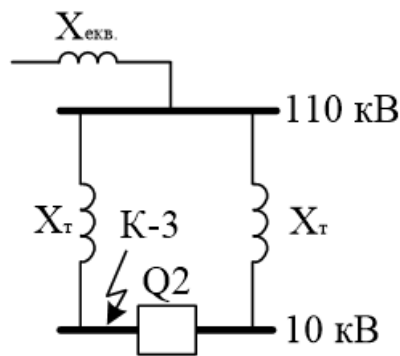


Рисунок 6.10 – Коротке замикання на шинах 10 кВ

Приведемо параметри схеми заміщення до наступних базисних умов:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_6 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Тоді базисний струм:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}.$$

Приведений опір трансформатора:

$$x_{екв.} = x_{екв.1} \cdot \left(\frac{U_{нн}}{U_{вн}} \right)^2 = 0,779 \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2 = 0,071 \text{ в. о.}$$

Трифазне коротке замикання на шинах 10 кВ

а) ШСВ Q2 увімкнений.

Періодична складова струму КЗ в точці К-3:

$$I_{п0}^{(3)} = \frac{I_6}{x_{екв.}^{(3)}} = \frac{54,986}{3,471} = 15,842 \text{ кА},$$

$$\text{де } x_{екв.}^{(3)} = x_{екв.} + \frac{x_{ТВ2} + x_{ТН2}}{2} = 0,071 + \frac{4,2 + 2,6}{2} = 3,471 \text{ в. о.}$$

Значення ударного струму КЗ в точці К-3:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 15,842 = 40,327 \text{ кА.}$$

Значення повного струму КЗ в точці К-3:

$$I_{п}^{(3)} = I_{п0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 15,842 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 23,921 \text{ кА.}$$

б) ШСВ Q2 вимкнених.

Періодична складова струму КЗ в точці К-3:

$$I_{п0}^{(3)} = \frac{I_6}{x_{екв.}^{(3)}} = \frac{54,986}{6,871} = 8,003 \text{ кА},$$

$$\text{де } x_{екв.}^{(3)} = x_{екв.} + x_{ТВ1} + x_{ТН1} = 0,071 + 4,2 + 2,6 = 6,871 \text{ в. о.}$$

Значення ударного струму КЗ в точці К-3:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,003 = 20,372 \text{ кА.}$$

Значення повного струму КЗ в точці К-3:

$$I_{п}^{(3)} = I_{п0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 8,003 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 12,084 \text{ кА.}$$

Двофазне коротке замикання на шинах 10 кВ

а) ШСВ Q2 увімкнених.

Періодична складова струму КЗ в точці К-3:

$$I_{п0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{I_6}{x_{екв.}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{54,986}{6,942} = 13,719 \text{ кА},$$

$$\text{де } x_{екв.}^{(2)} = x_{екв.1} + x_{екв.2} = 3,471 + 3,471 = 6,942 \text{ в. о.}$$

Значення ударного струму КЗ в точці К-3:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 13,719 = 34,923 \text{ кА.}$$

Значення повного струму КЗ в точці К-3:

$$I_{\Pi}^{(2)} = I_{\Pi 0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 13,719 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 20,715 \text{ кА.}$$

б) ШСВ Q2 вимкнений.

Періодична складова струму КЗ в точці К-3:

$$I_{\Pi 0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{I_6}{x_{\text{екв.}}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{54,986}{13,742} = 6,93 \text{ кА,}$$

$$\text{де } x_{\text{екв.}}^{(2)} = x_{\text{екв.1}} + x_{\text{екв.2}} = 6,871 + 6,871 = 13,742 \text{ в. о.}$$

Значення ударного струму КЗ в точці К-3:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,93 = 17,641 \text{ кА.}$$

Значення повного струму КЗ в точці К-3:

$$I_{\Pi}^{(2)} = I_{\Pi 0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,93 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 10,464 \text{ кА.}$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання наведено в табл. 6.4.

Таблиця 6.4 – Результати розрахунку струмів короткого замикання

Місце та умови КЗ		Вид КЗ	$I_{\Pi 0}$, кА	i_y , кА	I_{Π} , кА
РП-110 кВ		Трифазне	6,444	16,4	9,73
		Двофазне	5,581	14,207	8,427
		Однофазне	3,721	9,472	5,619
РП-35 кВ	ШСВ вкл.	Трифазне	6,857	11,455	10,354
		Двофазне	3,352	8,533	5,061
	ШСВ відкл.	Трифазне	3,498	8,904	5,282
		Двофазне	6,453	16,427	9,744
РП-10 кВ	ШСВ вкл.	Трифазне	15,842	40,327	23,921
		Двофазне	13,719	34,923	20,715
	ШСВ відкл.	Трифазне	8,003	20,372	17,084
		Двофазне	6,93	17,641	10,464

6.4 Вибір та перевірка електричного обладнання на підстанції

Максимальне значення робочого струму через вимикач:

$$I_{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,715 \text{ А.}$$

З таблиці 6.4 бачимо, що максимальний ударний струм при 3-фазному КЗ складає: $I_{\text{уд}} = 16,4 \text{ кА}$, що є значно меншим за значення струму динамічної стійкості

вимикача типу ВБП-110, та роз'єднувача типу РНДЗ-110/1000 У1, а також трансформатора струму ТФЗМ-110 Б-І У1.

Таблиця 2.9 – Перевірка обладнання

Обладнання	Вимикач ВБП-110/2000	Роз'єднувач РНДЗ-110/1000 У1	Вимірювальний трансформатор ТФЗМ-110 Б-І
$I_{ВН} = 175,15 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$
$I_{П0} = 6,44 \text{ кА}$	$I_{Тс} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{Тс} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{Тс} = 8 \text{ кА}(3с)$
Обладнання	Вимикач ВБП-110/2000	Роз'єднувач РНДЗ-110/1000 У1	Вимірювальний трансформатор ТФЗМ-110 Б-І
$i_{уд} = 16,4 \text{ кА}$	$i_{дс} = 80 \text{ кА}$	$i_{дс} = 80 \text{ кА}$	$i_{дс} = 21 \text{ кА}$
$B_K = 8,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_B = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_P = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{ТС} = 27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вимикачі на стороні 35 кВ

Перевіримо за умовам КЗ вимикачі приєднань трансформаторів і ШСВ, що розміщені в комірках РП-35 кВ.

Вимикачі обрані за номінальним струмом:

$$I_{max} = \frac{S_{CH}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH} \cdot \cos \varphi_{CH}} = \frac{20,732 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,82} = 417,06 \text{ А} \leq I_{НОМ.ВИМ.} = 1600 \text{ А},$$

де $I_{НОМ.ВИМ.}$ – номінальний струм вимикача ВР-35НС-20/1600.

Перевірку вимикача ВР-35НС-20/1600 за умовами КЗ наведено в табл. 6.6.

Таблиця 6.6 – Перевірка вимикача ВР-35НС-20/1600

Розрахункові значення	Параметри вимикача
$I_{П0} = 6,857 \text{ кА}$	$I_{гр.с} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 11,455 \text{ кА}$	$i_{гр.с} = 20 \text{ кА}$
$B_K = 58,397 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{пт} = 10,354 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном.} = 20 \text{ кА}$

Всі перевірки для вимикача ВР-35НС-20/1600 виконуються і він приймається до встановлення.

$$I_{max} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot \cos \varphi_{HH}} = \frac{10,714 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,84} = 736,397 \text{ А} \leq I_{\text{ном.вим.}} = 1000 \text{ А},$$

де $I_{\text{ном.вим.}}$ – номінальний струм вимикача ВР-35НС-20/1600.

Роз'єднувачі

Роз'єднувачі вибираються за номінальною напругою і струмом, і перевіряються на термічну та електродинамічну стійкість до струмів КЗ. Вибір і перевірка наведені в табличній формі (табл. 6.8-6.10).

Роз'єднувачі на стороні 110 кВ

Вибір і перевірка роз'єднувачів типу РНДЗ-110/1000 У1 на стороні 110 кВ

Таблиця 6.8 – Перевірка роз'єднувача РНДЗ-110/1000 У1

Розрахункові значення	Параметри роз'єднувача
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.роз.}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 175,715 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 16,4 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 596,007 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Роз'єднувачі на стороні 35 кВ

Вибір і перевірка роз'єднувачів типу РНДЗ-2-35/1000 У1 на стороні 35 кВ

Таблиця 6.9 – Перевірка роз'єднувача РНДЗ-2-35/1000 У1

Розрахункові значення	Параметри роз'єднувача
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.роз.}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 417,06 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 11,455 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 58,397 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір обладнання РП-10 кВ

Монтаж РП-10 виконується за допомогою комірок ЗРП. Дані комірки представлені з вбудованими вимикачами, роз'єднувачами, вимірювальними приладами та ін. Через це у виконанні додаткових перевірок немає потреби. Виконаємо вибір комірок КРП.

Робочий струм одного приєднання складе:

$$I_{роб.нр} = 1,1 \cdot \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot n_{нр}} = 1,1 \cdot \frac{10,59 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10} = 64 \text{ А.}$$

Значення робочого струму збірних шин:

$$I_{роб.ш} = 1,1 \cdot \frac{S_{HH}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{HH}} = 1,1 \cdot \frac{10,59 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 320 \text{ А}$$

Робочий струм матиме наступне найбільше значення:

$$I_{HH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{10,59 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 582 \text{ А.}$$

Комірки КРП-10 обираємо для

- лінійного приєднання секційного вимикача;
- приєднання трансформатора.

Таблиця 6.10 – Перевірка КРП-10

Розрахункові параметри	КРП-10
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 582 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{II} = 15,842 \text{ кА}$	$I_{відкл} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 40,327 \text{ кА}$	$I_{дин} = 51 \text{ кА}$
$B_K = 300,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Згідно даних таблиці 6.10 обрані комірки забезпечують усі технічні вимоги.

Здійснимо вибір жорстких шин 10 кВ.

Приймаємо алюмінієві шини прямокутного перерізу $S = 60 \times 6 \text{ мм}$ з допустимим струмом $I_{доп.} = 870 \text{ А}$.

За температури 25°C значення робочої температури шин становить:

$$\theta_1 = \theta_0 + (\theta_{доп} - \theta_{0ном}) \cdot \left(\frac{I_{роб.ш}}{I_{ном.ш}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{320}{870} \right)^2 = 31,1^\circ \text{C}.$$

Знаходимо значення другої точки, що відповідає температурі при КЗ ($A_1 = 0,23 \cdot 10^{-4} \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$)

$$A_2 = A_1 + \frac{B_K}{S^2} = 0,23 \cdot 10^{-4} + \frac{300,97 \cdot 10^3}{(60 \cdot 6)^2} = 0,23 \cdot 10^{-4} \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}.$$

Отриманій точці відповідає температура 31,1 °С, яка не перевищує допустиму в 200 °С.

Власна частота коливань шинної конструкції має не перевищувати 30 Гц або бути більшою ніж 200 Гц. Виконаємо перевірку обраної конструкції. Для встановлення обрано шини з одним листом в пакеті. Тому момент інерції перерізу становить:

$$J = \frac{a \cdot b^3}{12} = \frac{0,06 \cdot 0,006^3}{12} = 1,08 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4;$$

Знаходимо значення моменту опору перерізу:

$$W = \frac{a \cdot b^2}{6} = \frac{0,06 \cdot 0,006^2}{6} = 3,6 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3;$$

Відстань між опорними ізоляторами приймаємо рівною 0,4 м.

Визначаємо значення частоти коливань :

$$f = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J_z}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 0,4^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 1,08 \cdot 10^{-9}}{2698 \cdot 1,2 \cdot 10^{-4}}} = 234,67 \text{ Гц.}$$

Частота коливань є більшою ніж 200 Гц, тобто обрана конструкція підібрана вірно.

Відстань між шинами сусідніх фах приймаємо рівною 0,2 м.

Розраховуємо динамічне зусилля при трифазному к.з. на шинах 10 кВ:

$$F_q^{(3)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\phi}^{(3)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{35297^2}{0,2} = 1246 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Опорні ізолятори типу ІО(Р)-10-3.75 застосовуємо для монтажу шин.

Виконаємо перевірку на допустимість динамічного зусилля:

$$1246 \leq 0,6 \cdot H = 2250 \text{ Н.}$$

Значення відповідають умові допустимості.

Напруга в матеріалі шин становить:

$$\sigma = \frac{F_q \cdot l^2}{12 \cdot 2 \cdot W} = \frac{1246 \cdot 0,4^2}{12 \cdot 2 \cdot 6 \cdot 10^{-7}} = 2,31 \cdot 10^7 \text{ Па} = 23,07 \text{ МПа.}$$

23,1 МПа < 127,2 МПа, відповідно напруга в матеріалі шин є допустимою.

Вимірювання на підстанції

ТС зі сторони 110кВ розміщуються в кожній фазі.

Джерела оперативного струму

Таблиця 6.11 – Потужність ТС 110кВ

Обладнання	Тип	Навантаження на фазу, ВА
Приєднання лінії		
Амперметр	СА3021	2,5
Ватварметр	СК3021	5
Лічильник	СЕ303-U	0,1
Всього на приєднання лінії:		7,6
Секційний вимикач		
Амперметр	СА3021	2,5
Приєднання трансформатора		
Амперметр	СА3021	2,5

Виконуємо розрахунок навантаження провідників:

$$S_{\text{пров}} = S_{\text{ТС}} - S_{\text{обл}} = 30 - 7,6 = 22,4 \text{ ВА},$$

де:

$S_{\text{ТС}}$ – потужність обраного ТС;

$S_{\text{обл}}$ – потужність обладнання на приєднанні ПЛ.

Опір провідників:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{\text{втор}}^2} - R_{\text{конт}} = \frac{22,4}{5^2} - 0,1 = 0,796 \text{ Ом},$$

де:

$I_{\text{втор}}$ – номінальний струм вторинний обмотки ТС;

$R_{\text{конт}}$ – опір контактів (приймається рівним 0,1 Ом).

Обираємо провідник з алюмінію перерізом 2,5 мм². Визначимо довжину вибраного провідника:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} * S_{\text{пров}}}{\rho_{\text{ал}}} = \frac{0,796 * 2,5}{0,0295} = 69 \text{ м},$$

де:

$S_{\text{пров}}$ – переріз провідника;

$\rho_{\text{ал}}$ – питомий опір алюмінію.

Для лінійного приєднання сторони ВН трансформатора, довжина алюмінієвого провідника має становити близько 69 м. Перевірку обраних трансформаторів типу ТФЗМ-110Б-I У-1 виконано. Аналогічна перевірка виконана ТС для сторони СН. Значення наведені в таблиці 6.12.

Таблиця 6.12 – Потужність ТС 35 кВ

Обладнання	Тип	Навантаження на фазу, ВА
Приєднання лінії		
Амперметр	СА3021	2,5
Лічильник	СЕ303-U	0,1
Всього на приєднання лінії:		2,6
Секційний вимикач		
Амперметр	СА3021	Амперметр
Приєднання трансформатора		
Амперметр	СА3021	Амперметр
Ватварметр	СК3021	Ватварметр
Лічильник	СЕ303-U	Лічильник
Всього на приєднання трансформатора:		7,6

Виконаємо розрахунок навантаження провідників:

$$S_{\text{пров}} = S_{\text{ТС}} - S_{\text{обл}} = 20 - 7,6 = 12,4 \text{ ВА}$$

Виконаємо розрахунок опору провідників:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{\text{втор}}^2} - R_{\text{конт}} = \frac{12,4}{5^2} - 0,1 = 0,396 \text{ Ом}$$

Розрахуємо довжину мідного провідника з перерізом 2.5 мм²:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} * S_{\text{пров}}}{\rho_{\text{ал}}} = \frac{0,396 * 2.5}{0,0171} = 58,5 \text{ м}$$

Для лінійного приєднання сторони СН трансформатора, довжина мідного провідника має становити близько 58.5 м. Виконана перевірка обраних трансформаторів типу ТС ТОЛ-35-III-II. Аналогічно перевірка виконана ТН для сторін ВН і СН. Значення наведені в таблиці 6.13 та 6.14 відповідно.

Таблиця 6.13 – Потужність ТН 110 кВ

Обладнання	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Вольтметр	Н 3093	-	-	5
Частотомір	СС3021	-	-	5
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	10	10	-
Лічильник	СЕ303-U	18	18	18
Сумарне навантаження:		30,5	30,5	30,5

Відповідно до таблиці 6.13, найбільше навантаження на фазах А, В, С складає 30,5 ВА. Це значення є меншим за номінальне навантаження обраних ТН типу НКФ-110-II У1, у яких навантаження складає 200 ВА

Таблиця 6.14 – Потужність ТН 35 кВ

Обладнання	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	-

Лічильник	CE303-U	9	9	9
Ваттварметр	СК3021	-	15	15
Лічильник	CE303-U	27	27	27
Сумарне навантаження:		43,5	58,5	53,5

Відповідно до таблиці 6.14, найбільше навантаження є на фазі В і складає 58,5 ВА. Це значення є меншим за номінальне навантаження обраних ТН типу DNT-36, у яких навантаження складає 100 ВА.

Вибір джерела постійного струму

Джерелом постійного струму є стаціонарна акумуляторна батарея, що допускає короткочасний режим розряду, типу СК.

Тривалість аварійного режиму для засобів зв'язку та телемеханіки складає 1-2 с., для решти приймачів оперативного струму – 0,5 год.

Розрахунок АБ і зарядного пристрою

Розрахунок навантаження акумуляторних батарей наведено в табл. 6.13.

Таблиця 6.13 – Розрахунок навантаження акумуляторних батарей

Приймачі	К-сть	P_n , кВт	I_n , А	$P_{розр}$, кВт	$I_{пуск.}$, А	Розрахункові навантаження		
						$I_{ав.}$, А	$I_{пуск.ав.}$, А	$I_{макс.пуск.}$, А
Постійне навантаження				25		25	25	25
Аварійне освітлення				200		200		200
Приводи вимикачів	1		450				450	
Вбудований ел.магн.привод В-10 кВ	1		58				58	
ШПЕ-10 для В-35 кВ			720					720
Перетворюючі агрегати оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	100	30
Всього:						255	575	975

Приймаємо схему батареї без елементного комутатора.

Розраховуємо кількість елементів, що приєднують до шин в режимі постійного підзаряду:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{пп}}} = \frac{230}{2,15} = 106,977 = 108.$$

Визначаємо типовий номер батареї:

$$N > 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав.}}}{j} = 1,05 \cdot \frac{255}{25} = 10,71 = 12,$$

де $I_{\text{ав.}}$ – приймаємо з табл. 6.13;

j – допустиме навантаження допустимого розряду, приведене до першого номера акумуляторів залежно від температури електроліту $j = 25$.

Виконаємо перевірку по максимальному пусковому струму:

$$46 \cdot N > I_{\text{макс.пуск.}}$$

$$46 \cdot 12 = 552 < I_{\text{макс.пуск.}} = 975 \text{ А.}$$

Необхідно обирати акумулятори з типовим номером:

$$N > \frac{975}{46} = 21,196 = 24.$$

Приймаємо СК 24.

Обираємо підзарядний пристрій:

$$I_{\text{пп}} > 0,15 \cdot N + I_{\text{п}} = 0,15 \cdot 24 + 25 = 28,6 \text{ А;}$$

$$U_{\text{нз}} = U_{\text{пп}} \cdot n_0 = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В.}$$

Приймаємо підзарядний пристрій ВАЗП-380/260-40/80 напругою 380/260 В і струмом 40/80 А. Потужність в режимі живлення установок та зарядки становить 23 кВА, $\cos \varphi = 0,86$.

Зарядний пристрій:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{\text{п}} = 5 \cdot 24 + 25 = 145 \text{ А;}$$

$$U_3 = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В.}$$

Освітлення підстанції

На підстанції 110/35/10 кВ застосовується природне та штучне освітлення.

Для освітлення території підстанції застосовуємо прожектори EVRO LIGHT EV-250-0, що встановлюються на залізобетонних порталах та на щоглах.

Освітлення приміщень РП та ЗПК здійснюється світильниками з лампами люмінесцентними та розжарювання.

Напруга мережі робочого освітлення 220 В змінного струму, ремонтного – 12 В змінного струму.

Вмикання освітлення здійснюється вручну персоналом за допомогою вимикача. Аварійне освітлення вмикається автоматично при вимкненні робочого. Живлення аварійного освітлення здійснюється від АБ. Увімкнення освітлення РП здійснюється вимикачем, розташованим всередині приміщення.

Блискавкозахист ПС

На ПС 110/35/10 встановлюємо 7 блискавковідводів на порталах. Кількість грозових годин приймаємо 70 год в рік.

Довжина підстанції складає 116 м, а ширина – 74 м. На території ПС знаходяться вимикачі висотою 5,2 м, портали висотою 11,35 м, а також силові трансформатори висотою 6,5 м.

Кількість блискавковідводів є більше двох. Тому зону захисту обчислимо та побудуємо попарно для взятих блискавковідводів.

Розглянемо блискавковідводи 1, 2 та 3.

Значення максимальної відстані між блискавковідводами становить:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{25^2 + 43^2} = 49,74 \text{ м.}$$

Величина висоти перевищення блискавковідводу над об'єктом, що повинен бути під захистом:

$$h_a \geq \frac{L}{8} = \frac{49,74}{8} = 6,22 \text{ м.}$$

Величина загальної висоти блискавковідводу:

$$h = h_x + h_a = 11,35 + 6,22 = 17,57 \text{ м}$$

Повна стандартна висота стрижневого блискавковідводу рівна 20м.

Значення висоти конусу одного блискавковідводу:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 20 = 18,4 \text{ м.}$$

Значення радіусу зони захисту на рівні землі:

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ м.}$$

Значення зони радіусу захисту на висоті об'єкту, що має бути захищений:

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(20 - \frac{11,35}{0,92} \right) = 11,5 \text{ м.}$$

Для мінімальної відстані попарно взятих блискавководвідводів висота середньої частини зони захисту становить:

$$h_{\min l_1} = h_0 - 0,14 \cdot (l_1 - h) = 18,4 - 0,14 \cdot (25 - 20) = 17,7 \text{ м.}$$

Для максимальної відстані висота середньої частина зони захисту становить:

$$h_{\min l_2} = h_0 - 0,14 \cdot (l_2 - h) = 18,4 - 0,14 \cdot (43 - 20) = 15,18 \text{ м.}$$

Радіуси значень на рівні висоти об'єкту, що має бути захищеним:

$$r_{i_1} = r_0 \cdot \frac{h_{\min l_1} - h_x}{h_{\min l_1}} = 30 \cdot \frac{17,7 - 11,35}{17,7} = 10,76 \text{ м;}$$

$$r_{i_2} = r_0 \cdot \frac{h_{\min l_2} - h_x}{h_{\min l_2}} = 30 \cdot \frac{15,18 - 11,35}{15,18} = 7,57 \text{ м.}$$

Розрахуємо річну кількість уражень ПС блискавкою:

$$\begin{aligned} N &= 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot \max \{h_x\}) \cdot (b + 10 \cdot \max \{h_x\}) \cdot 10^{-6} = \\ &= 0,06 \cdot 70 \cdot (116 + 10 \cdot 11,35) \cdot (74 + 10 \cdot 11,35) \cdot 10^{-6} = 0,18. \end{aligned}$$

Розрахуємо кількість відключень ПС в результаті ураження блискавкою:

$$\gamma = N \cdot \Psi_i \cdot \Psi_{\varepsilon} = 0,18 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 8,6 \cdot 10^{-5}.$$

Розрахуємо показник грозостійкості:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{8,6 \cdot 10^{-5}} = 1162 \text{ рокн.}$$

Розрахунок заземлення

Згідно ПУЕ опір захисного заземлення електроустановок напругою більше 1 кВ має становити не більше 0,5 Ом.

Обираємо четверту кліматичну зону, кліматичні коефіцієнти рівні 1,3 та 1,5.

Приймаємо, що заземлення буде монтуватись в суспесь. Знаходимо питомий опір ґрунту з урахуванням кліматичних коефіцієнтів:

$$\rho_B = 150 \cdot \psi_B = 150 \cdot 1,3 = 195 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_T = 150 \cdot \psi_T = 150 \cdot 1,5 = 225 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Вертикальним заземлювачем обрано сталеві стрижні $l=2$ м та $d=16$ мм.

Відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального стрижня:

$$t_B = 0,7 + \frac{2}{2} = 1,7 \text{ м}.$$

Знаходимо опір одиничного вертикального заземлювача:

$$\begin{aligned} R_B &= 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_B} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot l_B}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot t_B + l_B}{4t_B - l_B} \right) \right) = \\ &= 0,366 \cdot \frac{195}{2} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot 2}{0,016} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot 1,7 + 2}{4 \cdot 1,7 - 2} \right) \right) = 90,27 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Знаходимо мінімальну кількість вертикальних заземлювачів:

$$n' = \frac{R_B}{R_3} = \frac{90,27}{0,5} = 180,54 \rightarrow n' = 181.$$

Приймаємо до установки 192 вертикальних заземлювача. Розподіл вертикальних заземлювачів складає 3:4 ширина до довжини.

Приймаємо відстань між вертикальними заземлювачами в 4 м. В результаті маємо коефіцієнти 0,52 та 0,24 для використання вертикальних і горизонтальних заземлювачів.

Горизонтальним заземлювачем приймаємо смугу зі сталі розміром 4х40 мм.

Приймаємо до встановлення смуги двох видів. Одна з'єднуватиме 12 вертикальних заземлювачів, інша 16. Кількість смуг першого виду складає 16, другого – 12.

Знаходимо довжину горизонтальних смуг:

$$l_{T1} = 1,05 \cdot a \cdot (n - 1) = 1,05 \cdot 4 \cdot (12 - 1) = 46,2 \text{ м};$$

$$l_{T2} = 1,05 \cdot a \cdot (n - 1) = 1,05 \cdot 4 \cdot (16 - 1) = 63 \text{ м}.$$

Опір розтікання від кожної смуги становить:

$$R_{T1} = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_T} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_T^2}{t \cdot b} = 0,366 \cdot \frac{225}{46,2} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 46,2^2}{0,8 \cdot 0,04} \right) = 9,14 \text{ Ом};$$

$$R_{T2} = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_T} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_T^2}{t \cdot b} = 0,366 \cdot \frac{225}{63} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 63^2}{0,8 \cdot 0,04} \right) = 7,05 \text{ Ом}.$$

Розрахунковий опір горизонтальних електродів становить:

$$R_{Г1\text{ поз}} = \frac{R_{Г1}}{n_1 \cdot \eta} = \frac{9,14}{16 \cdot 0,24} = 2,38 \text{ Ом};$$

$$R_{Г2\text{ поз}} = \frac{R_{Г2}}{n_1 \cdot \eta} = \frac{7,05}{12 \cdot 0,24} = 2,45 \text{ Ом}.$$

Знаходимо еквівалентний опір заземлювача:

$$R = \frac{R_{B\text{ поз}} \cdot R_{Г1\text{ поз}} \cdot R_{Г2\text{ поз}}}{R_{B\text{ поз}} \cdot R_{Г1\text{ поз}} + R_{B\text{ поз}} \cdot R_{Г2\text{ поз}} + R_{Г1\text{ поз}} \cdot R_{Г2\text{ поз}}} =$$

$$= \frac{0,47 \cdot 2,38 \cdot 2,45}{0,47 \cdot 2,38 + 0,47 \cdot 2,45 + 2,38 \cdot 2,45} = 0,34 \text{ Ом}.$$

Допустимий опір захисного заземлення згідно технічних вимог складає 0,5.

Розраховане значення в 0,34 є меншим і допустимим.

Висновок до розділу 6

Складено схему електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ в пункті 7 районної електричної мережі. РП-110 кВ виконано за схемою одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин (110-6). РП-35 кВ виконано по схемі дві секції шин (схема 35-5), РП-10 кВ – за схемою дві секції шин (схема 10-2). Рекомендовано роботу РП в нормальному режимі з вимкненням ШСВ.

Максимальні ударні струми короткого замикання становлять 14,21 кА для шин 110 кВ, 16,43 кА для шин 35 кВ і 34,92 кА для шин 10 кВ, згідно з якими обрано основне обладнання підстанції.

7 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

7.1 Опис ідеї проекту

Серйозна потреба в новому будівництві й заміні фізично застарілого обладнання в енергетиці вимагає значних обсягів інвестицій, для залучення яких необхідно обґрунтування їхньої ефективності, і можливості повернення вкладених коштів .

Опис ідеї стартап-проекту наведено в табл. 7.1.

Таблиця 7.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Розроблення оптимальної конфігурації схеми районної електричної мережі	Передача та розподіл електричної енергії в електроенергетичній системі	Надійність роботи
		Якість електроенергії
		Енергоефективність
	Можливість підключення до мережі нових споживачів	Безпека і зручність експлуатації
		Можливість подальшого розвитку

Для вивчення різниці запропонованої конфігурації схеми розвитку РЕМ від інших варіантів схем розвитку, було проведено їх аналіз потенційних переваг та техніко-економічне порівняння.

Всі варіанти конфігурації електричної мережі оптимальний варіант мають забезпечувати:

- а) виконання вимог ПУЕ, Кодексу системи розподілу, Норм технологічного проектування енергетичних систем і мереж, ЛЕП, ПС;
- б) позитивні показники економічної ефективності;

7.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В межах даної роботи був проведений аудит технології, разом з якою можна реалізувати ідею проекту.

Технологічна здійсненність ідеї проекту має у собі аналіз наступних складових (табл. 7.2):

Таблиця 7.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
Розроблення оптимальної конфігурації схеми районної електричної мережі	Розрахунок режимів	Наявна	Доступна, є програмні реалізації
	Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику	Наявна	Доступна, є програмні реалізації
	Вибір трансформаторів на ПС	Наявна	Доступна
	Вибір проводів ЛЕП	Наявна	Доступна
	Вибір опор ЛЕП	Наявна	Доступна
	Розрахунок релейного захисту та автоматики	Наявна	Доступна, є програмні реалізації

На рис. 7.1 наведено три варіанти конфігурації схеми районної електричної мережі.

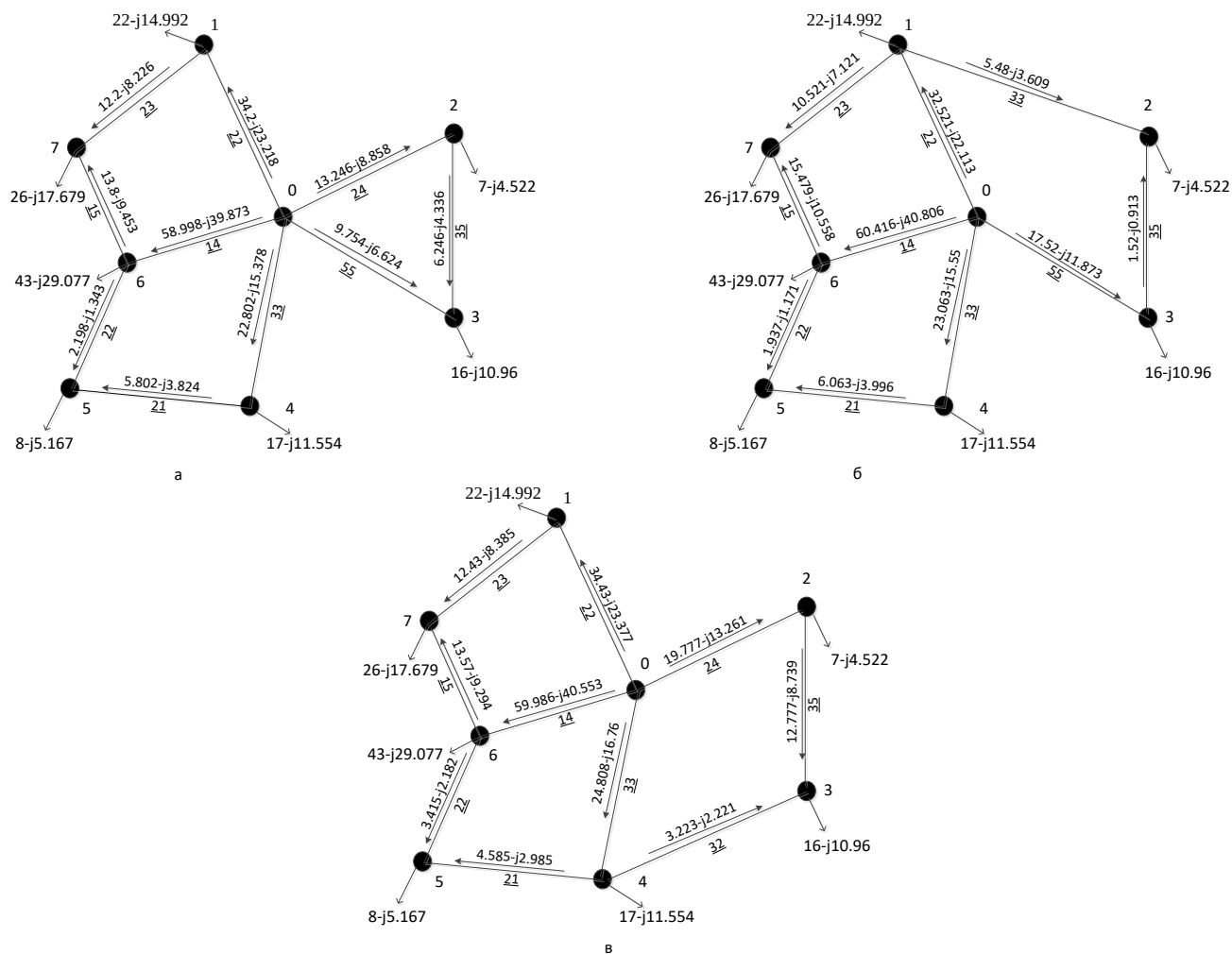


Рисунок 7.1 – Запропоновані схеми розвитку РЕМ
для I-ого (а), II-ого (б) і III-ого (в) варіантів

Всі запропоновані схеми передбачають живлення вузлів ПЛ 110 кВ за допомогою триконтурних схем мережі.

У варіанті 1 (рис.7.1, а) вузовими передбачається зробити ПС-1, 3 і 6 за схемою РУ ВН 110-6. Всі інші – прохідними (містковими) за схемою 110-3. Від живлючої ПС 110 кВ передбачено одноколові ПЛ до найближчих ПС 110 кВ 1, 2 і 6.

ЛЕП 3-4, 4-5, в нормальному режимі роботи слабонавантажені, і у разі обмеженості інвестицій, можуть бути побудовані пізніше (резервування для виконання вимог категорійності буде на 35 і 10 кВ), а в майбутньому знаходитися вимкненими в резерві з метою зменшення втрат потужності та електроенергії.

При післяаварійному відключенні в режимі максимальних навантажень ділянки 0-6 напруга у вузлі 6 дорівнює 100,284 кВ, проте через наявність РПН в трансформаторі вона є регульованою.

У варіанті 2 (рис. 7.1, б) вузовими передбачається зробити ПС-1, 3 і 6 за схемою 110-6. Всі інші – прохідними (містковими) за схемою 110-3. Від живлючої ПС 110 кВ передбачено одноколові ПЛ до найближчих ПС 110 кВ 1, 3, 4 і 6.

ЛЕП 2-3, 5-6 в нормальному режимі роботи слабонавантажені, і за випадку обмеженості інвестицій, можуть бути побудовані через деякий час, а в майбутньому знаходитися вимкненими в резерві з метою зменшення втрат потужності та електроенергії.

Недоліком варіанту є те, що ділянка 0-1-2-3-0 має протяжність 133 км, проте, як показала перевірка у післяаварійному режимі, при відключенні ділянки 0-1 рівні напруги у вузлах контуру знаходяться в межах діапазону регулювання трансформаторів.

У варіанті 3 (рис. 7.1, в) вузовими передбачається зробити ПС 4 і 6 за схемою 110-6. Всі інші – прохідними (містковими) за схемою РУ ВН 110-3. Від живлючої ПС 110 кВ передбачено одноколові ПЛ до найближчих ПС 110 кВ 1, 2, 4 і 6.

ЛЕП 4-3, 6-5 в нормальному режимі роботи слабонавантажені, і за випадку обмеженості інвестицій, можуть бути побудовані через деякий час, а в майбутньому знаходитися вимкненими в резерві з метою зменшення втрат потужності та електроенергії.

При відключенні найбільш завантаженої ділянки 0-6 рівень напруги у вузлі 6 становить 100,571 кВ, який можна збільшити за рахунок регульовальних можливостей трансформаторів даного вузла.

З аналізу всіх схем, як показують розрахунки, в режимі максимальних навантажень потекорозподіл головними ділянками значно менший допустимого і є запас динамічної та статичної стійкості. Тобто ЛЕП можуть передати в 2-3 рази більше потужності, та до 4-5 разів більшу к-ть електроенергії, якщо будуть застосовані заходи з вирівнювання графіків споживання.

У післяаварійному режимі роботи мережі почергове відключення головних ділянок не перевантажує інші та не порушує якість напруги у вузлах.

У випадку обмеження інвестицій, дивлячись на низькі задані максимальні навантаження на шинах НН і СН, ПС-2 і 5 можуть на початкових етапах тимчасово виконуватися напругою 35/10 кВ з експлуатацією ПЛ 110 кВ, що до них підходять на напрузі 35 кВ, що свідчить про фінансову стійкість.

7.3 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту

Визначаються наближені значення сумарних втрат активної потужності режиму максимальних навантажень останнього року розрахункового періоду в лініях електропередавання і трансформаторах для кожного з порівнюваних варіантів за формулою (7.1):

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_i \Delta P_i = \sum_i \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_H^2} \cdot r_i,$$

де r_i – еквівалентний опір лінії i -ої ділянки, Ом;

P_i, Q_i – значення активної та реактивної потужностей, МВт, МВАр;

U_H – номінальна напруга мережі, кВ.

Результати розрахунку зведені до табл. 7.3-7.5.

Таблиця 7.3 – Втрати активної потужності для першого варіанта в ЛЕП останнього року розрахункового періоду, МВт

Перший варіант							
Ділянка	Переріз	Довжина, км	r_0 , Ом/км	r_i , Ом	Для останнього року розрахункового періоду		
					P_i , МВт	Q_i , МВАр	ΔP , МВт
0-1	2×240	22	0,118	2,684	34,2	-23,218	0,379
0-4	1×240	33	0,118	4,026	22,802	-15,378	0,252
0-6	2×240	14	0,118	1,708	58,998	-39,873	0,716
0-3	1×120	55	0,244	13,42	9,754	-6,624	0,154
6-7	1×120	15	0,244	3,66	13,8	-9,453	0,085

Продовження таблиці 7.3

Ділянка	Переріз	Довжина, км	r_0 , Ом/км	r_i , Ом	Для останнього року розрахункового періоду		
					P_i , МВт	Q_i , МВАр	ΔP , МВт
1-7	1×120	23	0,244	5,612	12,2	-8,226	0,1
5-6	1×70	22	0,422	9,284	2,198	-1,343	0,005
4-5	1×70	21	0,422	8,862	5,802	-3,824	0,035
2-3	1×70	35	0,422	14,77	6,246	-4,336	0,071
0-2	1×120	24	0,244	5,856	13,246	-8,858	0,123
Разом:							1,92

Таблиця 7.4 – Втрати активної потужності для другого варіанта в ЛЕП останнього року розрахункового періоду, МВт

Другий варіант							
Ділянка	Переріз	Довжина, км	r_0 , Ом/км	r_i , Ом	Для останнього року розрахункового періоду		
					P_i , МВт	Q_i , МВАр	ΔP , МВт
0-1	2×240	22	0,118	2,684	32,521	-22,113	0,343
0-4	1×240	33	0,118	4,026	23,063	-15,55	0,257
0-6	2×240	14	0,118	1,708	60,416	-40,806	0,75
0-3	1×120	55	0,244	13,42	13,246	-8,858	0,282
6-7	1×120	15	0,244	3,66	15,479	-10,558	0,106
1-7	1×120	23	0,244	5,612	10,521	-7,121	0,075
6-5	1×70	22	0,422	9,284	1,937	-1,171	0,004
2-3	1×70	35	0,422	14,77	1,52	-0,913	0,004
1-2	1×70	33	0,422	13,926	5,48	-3,609	0,05
4-5	1×70	21	0,422	8,862	6,063	-3,996	0,039
Разом:							1,91

Таблиця 7.5 – Втрати активної потужності для третього варіанта в ЛЕП останнього року розрахункового періоду, МВт

Третій варіант							
Ділянка	Переріз	Довжина, км	r_0 , Ом/км	r_i , Ом	Для останнього року розрахункового періоду		
					P_i , МВт	Q_i , МВАр	ΔP , МВт
0-1	2×240	22	0,118	2,684	34,43	23,377	0,364
0-6	2×240	14	0,118	1,708	59,986	40,553	0,71
0-2	1×240	24	0,118	2,928	19,777	13,261	0,127
0-4	1×240	33	0,118	4,026	24,808	16,76	0,288

Продовження таблиці 7.5

Третій варіант							
Ділянка	Переріз	Довжина, км	r_0 , Ом/км	r_i , Ом	Для останнього року розрахункового періоду		
					P_i , МВт	Q_i , МВАр	ΔP , МВт
2-3	1×120	35	0,244	8.54	12,777	8,739	0,159
6-7	1×120	15	0,244	3.66	13,57	8,341	0,072
1-7	1×120	23	0,244	5.612	12,43	8,385	0,104
5-6	1×70	22	0,422	9.284	3,415	2,182	0,0116
4-5	1×70	21	0,422	8.862	4,585	2,985	0,022
3-4	1×70	32	0,422	13.926	3,223	2,221	0,018
Разом:							1,876

Розрахований обсяг інвестиційних витрат – повних капіталовкладень в мережу (табл. 7.6-7.7) в цінах 2017 року.

Код ПС	Потужність і кількість трансформаторів	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
		№ схеми по НТП ПС на стороні 110 кВ	Вартість будівництва, млн. грн.	№ схеми по НТП ПС на стороні 110 кВ	Вартість будівництва, млн. грн.	№ схеми по НТП ПС на стороні 110 кВ	Вартість будівництва, млн. грн.
1	2×16	110-6	98,2	110-6	98,2	110-3	86,3
2	2×6,3	110-3	69,6	110-3	69,6	110-3	69,6
3	2×16	110-6	98,2	110-6	98,2	110-3	86,3
4	2×16	110-3	86,3	110-3	86,3	110-6	98,2
5	2×6,3	110-3	69,6	110-3	69,6	110-3	69,6
6	2×40	110-6	118,3	110-6	118,3	110-6	118,3
7	2×25	110-3	91,7	110-3	91,7	110-3	91,7
0	–	Комірки	16	Комірки	16	Комірки	12
Разом:			647,9		647,9		632

Таблиця 7.7 – Розрахунок капіталовкладень у ЛЕП

Ділянка	Довжина, км	Варіант 1			Варіант 2			Варіант 3		
		Переріз, мм ²	Вартість, млн. грн.		Переріз, мм ²	Вартість, млн. грн.		Переріз, мм ²	Вартість, млн. грн.	
			1 км	Загальна		1 км	Загальна		1 км	Загальна
0-1	22	2×240	2,093	46.046	2×240	2,093	46.046	2×240	2,093	46.046
0-2	24	1×120	1,679	40.296	–	–	–	1×240	1,729	41.496
0-3	55	1×120	1,679	92.345	1×120	1,679	92.345	–	–	–
0-4	33	1×240	1,729	57.057	1×240	1,729	57.057	1×240	1,729	57.057
0-6	14	2×240	2,093	29.302	2×240	2,093	29.302	2×240	2,093	29.302

Продовження таблиці 7.7

Ділянка	Довжина, км	Варіант 1			Варіант 2			Варіант 3		
		Переріз, мм ²	Вартість, млн. грн.		Переріз, мм ²	Вартість, млн. грн.		Переріз, мм ²	Вартість, млн. грн.	
			1 км	Загальна		1 км	Загальна		1 км	Загальна
1-2	33	—	—	—	1×70	1,667	55.011	—	—	—
2-3	35	1×70	1,667	58.345	1×70	1,667	58.345	1×120	1,679	58.765
3-4	32	—	—	—	—	—	—	1×70	1,667	53.344
4-5	21	1×70	1,667	35.259	1×70	1,667	35.259	1×70	1,667	35.259
5-6	22	1×70	1,667	36.674	1×70	1,667	36.674	1×70	1,667	36.674
6-7	15	1×120	1,679	25.185	1×120	1,679	25.185	1×120	1,679	25.185
1-7	23	1×120	1,679	38.617	1×120	1,679	38.617	1×120	1,679	38.617
Разом:				459.126			473.841			421.325

Таким чином, сумарні інвестиції в підстанції і ЛЕП складуть :

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ПС}} + K_{\text{ЛЕП}} ,$$

де $K_{\text{ПС}}$ – капіталовкладення (інвестиції) в підстанції (з табл. 7.6);

$K_{\text{ЛЕП}}$ – капіталовкладення (інвестиції) в ЛЕП (з табл. 7.7).

Для варіанта 1:

$$K_{\Sigma 1} = 459,126 + 647,9 = 1107,026 \text{ млн. грн.}$$

Для варіанта 2:

$$K_{\Sigma 2} = 473,841 + 647,9 = 1121,741 \text{ млн. грн.}$$

Для варіанта 3:

$$K_{\Sigma 3} = 421,325 + 632 = 1053,325 \text{ млн. грн.}$$

Втрати активної потужності в ЛЕП:

Для варіанта 1:

$$\Delta P_{\Sigma 1} = 3,682 \text{ МВт.}$$

Для варіанта 2:

$$\Delta P_{\Sigma 2} = 4,235 \text{ МВт.}$$

Для варіанта 3:

$$\Delta P_{\Sigma 3} = 2,978 \text{ МВт.}$$

Час максимальних втрат електроенергії:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5200}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3633,087 \frac{\text{год}}{\text{рік}},$$

де $T_{max} = 5200$ год/рік – час використання максимального навантаження (відповідно до завдання).

Втрати активної енергії в ЛЕП складуть.

Для варіанта 1:

$$\Delta A_1 = \Delta P_{\Sigma 1} \cdot \tau = 1.92 \cdot 3633,087 = 6975.528 \frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Для варіанта 2:

$$\Delta A_2 = \Delta P_{\Sigma 2} \cdot \tau = 1.91 \cdot 3633,087 = 6939.197 \frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Для варіанта 3:

$$\Delta A_3 = \Delta P_{\Sigma 3} \cdot \tau = 1.876 \cdot 3633,087 = 6815.672 \frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Сумарні втрати активної потужності в трансформаторах будуть однакові для всіх варіантів:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma \text{кз}} &= \Sigma \Delta P_{TZ} = 2(\Delta P_{\text{к1}} + \Delta P_{\text{к2}} + \Delta P_{\text{к3}} + \Delta P_{\text{к4}} + \Delta P_{\text{к5}} + \Delta P_{\text{к6}} + \Delta P_{\text{к7}}) = \\ &= 2 \cdot (100 + 58 + 100 + 100 + 58 + 200 + 140) \cdot 10^{-3} = 1,512 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma \text{хх}} &= \Sigma \Delta P_{TY} = 2(\Delta P_{\text{х1}} + \Delta P_{\text{х2}} + \Delta P_{\text{х3}} + \Delta P_{\text{х4}} + \Delta P_{\text{х5}} + \Delta P_{\text{х6}} + \Delta P_{\text{х7}} + \Delta P_{\text{х8}} + \Delta P_{\text{х9}}) = \\ &= 2 \cdot (23 + 14 + 23 + 23 + 14 + 43 + 31) \cdot 10^{-3} = 0,342 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

Результати розрахунку витрат за рік наведено в табл. 7.8.

Таблиця 7.8 – Розрахунок витрат за рік

Витрати	Варіант		
	1	2	3
Щорічні експлуатаційні витрати на обслуговування та ремонт, млн. грн.			
ПЛ: $1,2 \% \cdot K_{\text{ЛЕП}}$	5.51	5.686	5.056
ПС: $2,4 \% \cdot K_{\text{ПС}}$	15.55	15.55	15.168

Разом:	21.059	21.236	20.224
---------------	---------------	---------------	---------------

Продовження таблиці 7.8

Витрати	Варіант		
	1	2	3
Амортизаційні відрахування, млн. грн.			
ПЛ: $2,0 \% \cdot K_{\text{ЛЕП}}$	9.183	9.477	8.427
ПС: $3,6 \% \cdot K_{\text{ПС}}$	23.324	23.324	22.752
Разом:	32.507	32.801	31.179
Вартість втрат електричної енергії, млн. грн.			
В трансформаторах: к.з.: $C_{\text{ВХ}} \cdot \Delta A_{\Sigma \text{КЗ}}$	16.205		
В трансформаторах х.х.: $C_{\text{ВХ}} \cdot 0,75 \cdot \Delta A_{\Sigma \text{ХХ}}$	2.749		
В ЛЕП: $C_{\text{ВХ}} \cdot \Delta A$	20.578	20.471	20.106
Разом:	39.532	39.425	39.06
Разом витрат (В):	93.098	93.462	90.463

Величина сумарного максимального навантаження визначається додаванням навантаження на сторонах СН і НН всіх вузлів мережі і становить $P_{\text{max}} = 139$ МВт.

Для всіх варіантів розвитку схем прийняті припущення:

1) тривалість будівництва прийнята 1-2 роки;
 2) максимальні навантаження споживачів і число годин використання максимуму навантаження (T_{max}) приймаються сталими протягом всього періоду експлуатації;

3) величина цінової надбавки (різниця тарифів на виході і вході в мережу) приймається рівною: $C_{\text{ВИХ}} - C_{\text{ВХ}} = 55$ коп./($\text{кВт} \cdot \text{год}$);

4) податок на прибуток $p = 16 \%$;

5) норма прибутку $E = 0,1$ 1/рік;

6) тариф на вході в мережу: $C_{\text{ВХ}} = 2,95$ грн./($\text{кВт} \cdot \text{год}$).

Дохід однаковий для всіх варіантів:

$$Д = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot (C_{\text{ВИХ}} - C_{\text{ВХ}}) = 139 \cdot 5200 \cdot 0,55 \cdot 10^{-3} = 361,4 \text{ млн. грн.}$$

Розрахунок основних фінансово-економічних показників проекту наведено в табл. 7.9.

Таблиця 7.9 – Розрахунок економічних показників

Показники	Варіант		
	1	2	3
Середньорічний обсяг електричної енергії, що передається мережею, $W_{\text{пер}}$, кВт·год/рік	722800000		
Дохід, млн. грн./рік	361,4		
Балансовий прибуток: $\Pi_6 = Д - В$, млн. грн./рік	268.302	267.938	270.937
Податок на прибуток: $H_{\Pi} = p \cdot \Pi_6$, млн. грн./рік	42.928	42.87	43.35
Чистий прибуток: $\Pi_p = \Pi_6 - H_{\Pi}$, млн. грн./рік	225.374	225.068	227.587
Інтегральний ефект, $\Pi_{\text{дс}} = (\Pi_p + A_p)/E_n - K$, млн. грн.	147.178	145.695	153.433
Рентабельність інвестицій: $R_i = (\Pi_p + A_p)/K$, 1/рік	0.233	0.23	0.246
Строк окупності: $T_{\text{ок}} = 1/R_i$, років	4.293	4.35	4.071
Сумарні дисконтовані витрати: $З_{\text{дс } i} = \frac{B_{e i} + B_{\text{втр } i}}{E_n} + K_i$, млн. грн.	1712.936	1728.345	1646.167

З метою врахування ризиків через можливі похибки був проведений аналіз чутливості критеріїв ефективності інтегрального ефекту і строку окупності від зміни цінової надбавки в мережі, а також інтегрального ефекту від тарифу на входу в мережу. Відповідні графіки зображено на рис. 7.2-7.4.

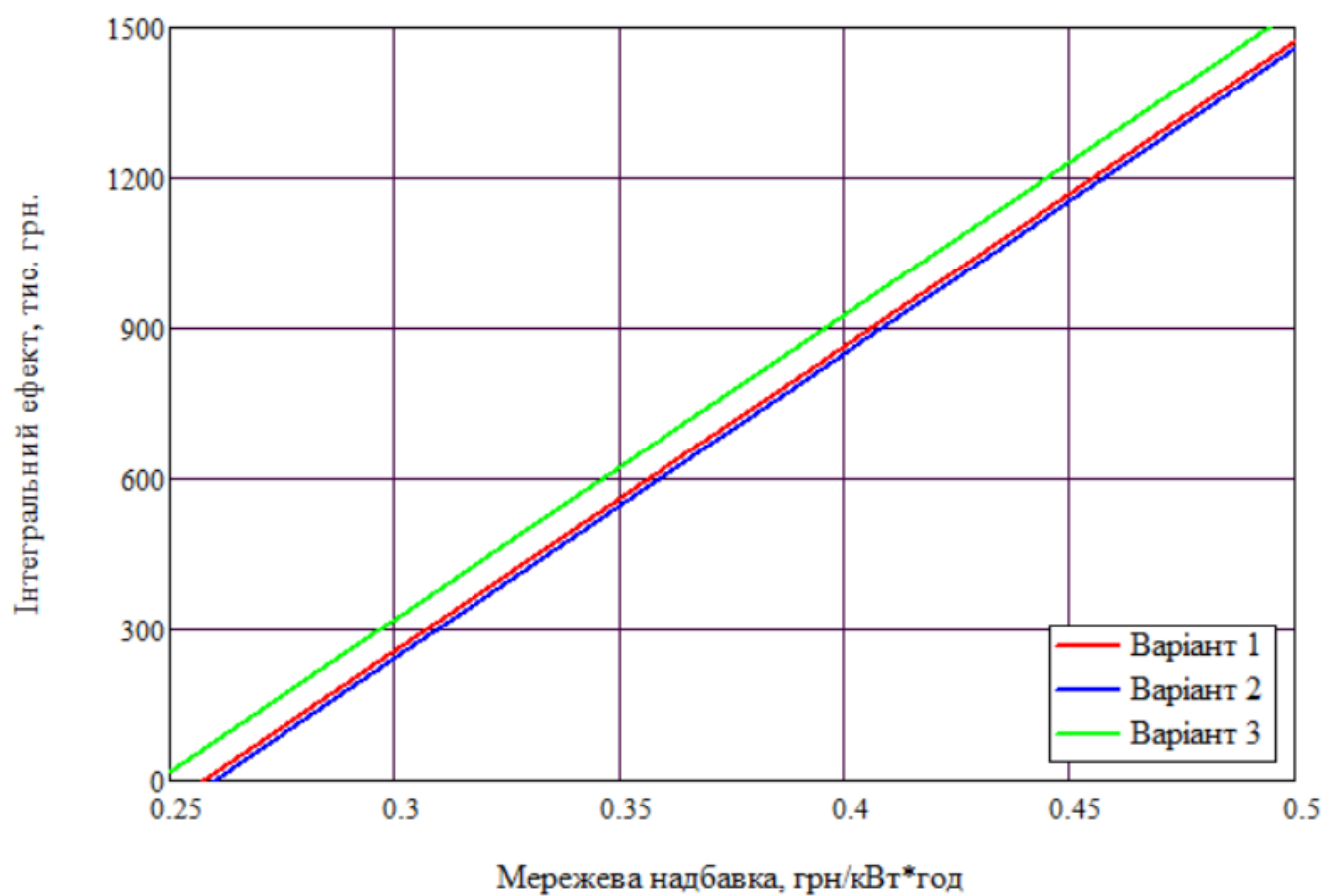


Рисунок 7.2 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни мережевої надбавки

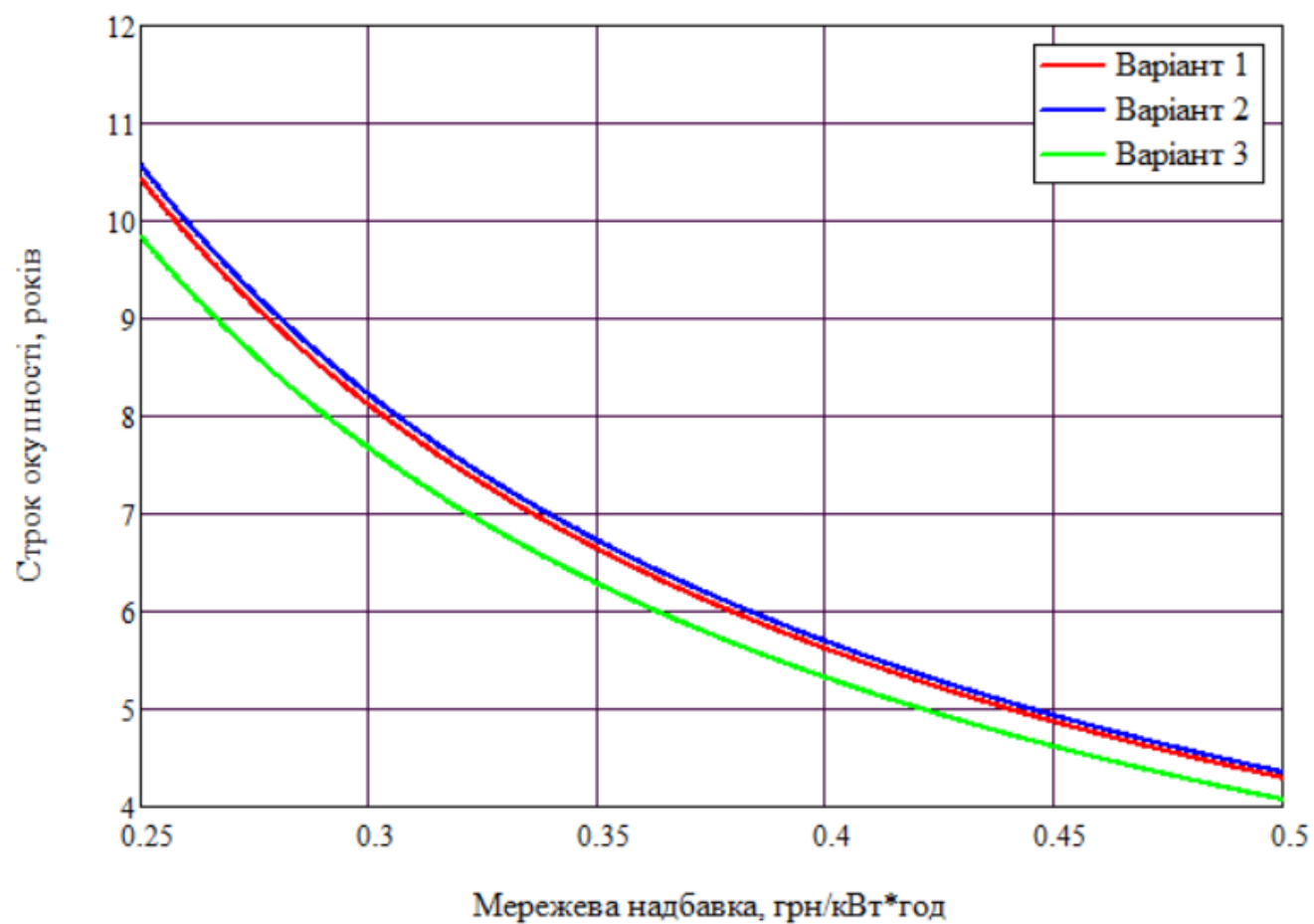


Рисунок 7.3 – Графік залежності зміни мережевої надбавки до строку окупності

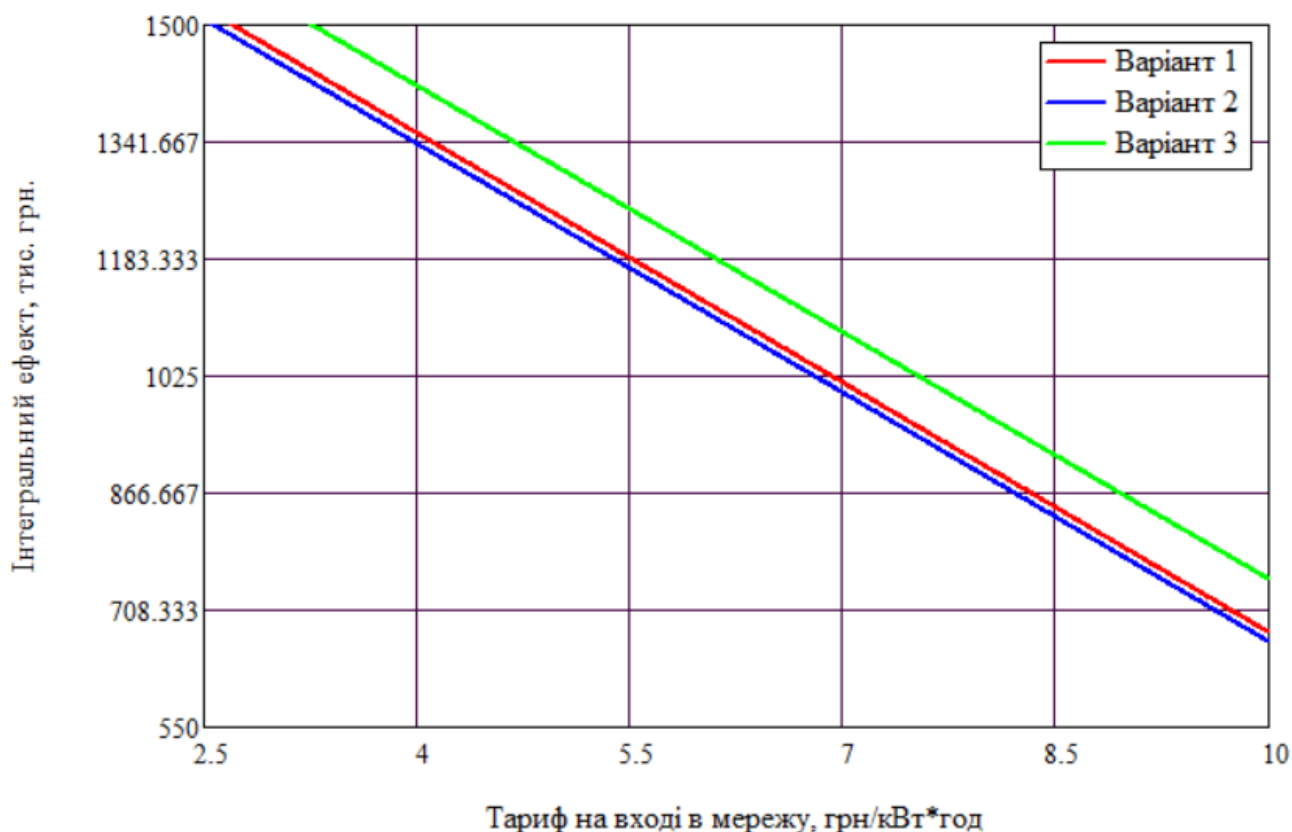


Рисунок 7.4 – Графік залежності зміни тарифу на вході в мережу до інтегрального ефекту

З графіків (рис. 7.2-7.3) видно, що за умови зміни величини цінової надбавки на передачу електроенергії в мережі обраний варіант залишається оптимальним.

При зростанні тарифу на вході в мережу (рис. 7.4) рентабельність інвестицій знижується.

Проведений аналіз варіанту та його потенційних техніко-економічних переваг передбачає:

- визначення переліку техніко-економічних властивостей та характеристик;
- визначення техніко-економічних показників;
- проведення порівняльного аналізу показників: для варіантів визначаються показники, що мають гірші значення слабкі, аналогічні значення, кращі значення (табл. 7.10).

Таблиця 7.10 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї проекту	Конкурентні варіанти			Слабка сторона	Нейтральна сторона	Сильна сторона
		Конкурент 1 (Варіант 1)	Конкурент 2 (Варіант 2)	Мій проект (Варіант 3)			
1	Капіталовкладення в ПЛ, млн. грн.	459.126	473.841	421.325	B2	B1	B3
2	Капіталовкладення в ПС, млн. грн.	647.9	647.9	632	-	B1, B2	B3
3	Вартість втрат електричної енергії, млн. грн.	20.578	20.471	20.106	B1	B2	B3
4	Щорічні експлуатаційні витрати, млн. грн.	21.059	21.236	20.224	B2	B1	B3
5	Інтегральний ефект, млн. грн.	147,178	145,695	153,433	B2	B1	B3
6	Тариф на передачу, що забезпечить нормативну окупність, грн./((кВт·год)	0,55	0,55	0,55	–	B1, B2, B3	–

Зформований перелік сильних, слабких і нейтральних властивостей та характеристик ідеї потенційного проекту є підґрунтям для його конкурентоспроможності.

7.4. Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Був складений SWOT-аналіз (матриці аналізу сильних та слабких сторін, загроз та можливостей на основі виділених ринкових можливостей та загроз, та сильних і слабких сторін (табл. 7.11).

Таблиця 7.11 – SWOT-аналіз стартап-проекту

Сильні сторони: - надійність роботи; - менший строк окупності; - ліпші показники економічної ефективності;	Слабкі сторони: - великі об'єми капіталовкладень в мережу;
Можливості: - згідно розрахунків пропонована мережа має достатній запас пропускної здатності, що в майбутньому дозволить збільшувати приєднані потужності споживачів;	Загрози: - встановлення Державним регулятором тарифу на передачу (розподіл) електроенергії меншого ніж розрахований; - інфляція, яка спричинить збільшення величини прийнятих у розрахунках капіталовкладень;

Висновок до розділу 7

Розглянуто стартап-проект з розроблення оптимальної конфігурації схеми районної електричної мережі.

При встановленні цінової надбавки в розмірі 55 коп/(кВт·год) за передачу електроенергії в мережі, проектний варіант матиме позитивний інтегральний ефект (153,433 млн. грн.), що дозволить відшкодувати понесені капіталовкладення та покрити всі поточні витрати за прийнятий строк окупності.

З наведених 3 альтернатив доцільно обрати третій варіант розробленої конфігурації схеми електричної мережі для ринкової реалізації проекту, що характеризується меншими капіталовкладеннями, меншою вартістю втрат електричної енергії та більшим інтегральним ефектом порівняно з конкурентами.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Під час виконання магістерської дисертації було спроектовано районну електричну мережу напругою 110 кВ.

Розглянуто варіант побудови функції дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах та визначено інтервали активної потужності для всіх заданих перерізів проводів. Дані функції були апроксимовані методом найменших квадратів для прямої лінії та прямої лінії, що проходить через початок координат.

Методом поконтурної оптимізації було обрано оптимальну конфігурацію районної електричної мережі 110 кВ та за умовами надійності електропостачання було утворено 3 контури (по вказівкам керівника).

Був виконаний вибір трансформаторів по типу та потужності для семи ПС 110 кВ. За допомогою функції оптимальних витрат обрані перерізи проводів ПЛ-110 кВ. Виконано розрахунки параметрів Z-схеми.

Розраховано такі режими роботи мережі, як: максимальних та мінімальних навантажень, а також для післяаварійного режиму мережі. Для цих режимів був здійснений вибір положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ.

Виконано проект електричної частини підстанції 110/35/10 кВ в пункті 7 замкнутої електричної мережі 110 кВ. Також були розраховані струми КЗ на ВРП 110 кВ, ВРП 35 кВ та ЗРП 10 кВ. Вибір і перевірка електричного обладнання на ПС відбувалась відповідно до розрахункових даних.

Розраховано та обрано диференційний захист серії ABB RET 670, розрахунок з вибору уставок спрацювання свідчить, що трансформатор має надійний захист. В якості резервного захисту був прийнятий максимальний струмовий захист з пуском за напругою на базі терміналів фірми ABB REC 650 та REC 615.

Проведено фінансово-економічний аналіз спроектованої електричної мережі в розробленому стартап-проекті. Було порівняно три варіанти конфігурації схеми районної електричної мережі.

У результаті аналізу для ринкової реалізації проекту було вибрано оптимальну конфігурацію мережі, яка є більш вигідною за капіталовкладеннями та втратами.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Баженов В.А. Моделі оптимального розвитку енергосистем: Конспект лекцій для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців спеціальностей 7.005070102 та 8.005070102 «Електричні системи та мережі». – К.: НТУУ «КПІ», 2008. – 84 с.
2. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Аналіз та регулювання режимів районних електричних мереж» для студентів спеціальності 10.02 «Електроенергетичні системи та мережі» всіх форм навчання / Укладач В.М. Сулейманов. – К.: КПІ, 1992. – 88 с. – Рос. мовою.
3. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Районні електричні мережі» (Частина 1) з дисципліни «Електричні мережі та системи» для студентів і студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Укладачі: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 96 с.
4. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Районні електричні мережі» (Частина 2) з дисципліни «Електричні мережі та системи» для студентів і студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Укладачі: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 92 с.
5. Електричні мережі та системи: підручн. [Текст] / В.М. Сулейманов, Т.Л. Кацадзе. – К.: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с. – 500 пр.
6. Методичні вказівки до оформлення та підготовки до захисту дипломних проектів та робіт для студ. і студентів-іноземців усіх форм навчання напряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» за прогр. проф. спрямування «Електричні системи і мережі» та спеціальності 7.05070102 «Електричні системи і мережі» / Укладачі: В.В. Кирик, В.В. Чижевський – К.: НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2016. – 42 с.
7. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми й електричні мережі. 1997.

Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

Дата перевірки:
16.12.2022 10:14:05 EET

Дата звіту:
16.12.2022 10:16:42 EET

ID перевірки:
1013312895

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

ID користувача:
100006981

Назва документа: Козій Віталій Васильович 2

Кількість сторінок: 112 Кількість слів: 18016 Кількість символів: 109452 Розмір файлу: 3.26 MB ID файлу: 1013071227

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

15.9% Схожість

Найбільша схожість: 2.3% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1001013245)

4.81% Джерела з Інтернету

193

Сторінка 114

13.9% Джерела з Бібліотеки

445

Сторінка 115

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

77.2% Вилучень

Деякі джерела вилучено автоматично (фільтри вилучення: кількість знайдених слів є меншою за 8 слів та 0%)

Немає вилучених Інтернет-джерел

77.2% Вилученого тексту з Бібліотеки

2

Сторінка 115

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи

475

Підозріле форматування

39
сторінок