

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

Кирик В.В.
«12» грудня 2019 р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

на тему: Вибір оптимальної конфігурації мережі 110 кВ та побудова функції
оптимальних витрат

Виконав: студент 2(6) курсу, групи ЕС-381мп
(шифр групи)

Попов Роман Олегович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Науковий керівник доцент, к.т.н. Баженов В.А.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Консультант проект підстанції доцент, к.т.н. Казанський С.В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант охорона праці професор, д.т.н. Третьякова Л.Д.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант релейний захист ст. викладач. Хлистов В.М.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант стартап-проект ст. викл. Бахмачук С.В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

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

Київ – 2019 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141- Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри


(підпис)

Гирник В.В.
(ініціали, прізвище)

«12» грудня 2019 р.

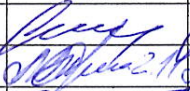
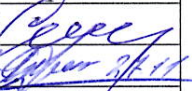
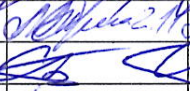
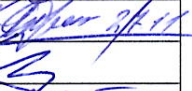
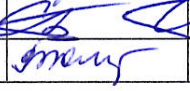
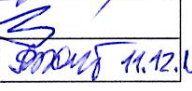
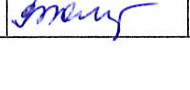
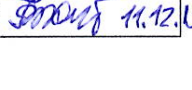
ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Попову Роману Олеговичу

1. Тема дисертації - Вибір оптимальної конфігурації мережі 110 кВ та побудова функції оптимальних витрат
науковий керівник дисертації доцент, к.т.н. Баженов Володимир Андрійович
затверджені наказом по університету від « 13 » листопада 2019 р. № 3906-с
2. Строк подання студентом дисертації 12 грудня 2019 р.
3. Об'єкт дослідження: Побудова функції оптимальних витрат для ЛЕП 110 кВ, вибір оптимальної конфігурації районної електричної мережі напругою 110 кВ та розрахунок режимів її роботи
4. Вихідні дані: Ситуаційний план районної електричної мережі напругою 110 кВ з навантаженнями в пунктах, номінальна напруга мережі, географічний район спорудження мережі, $T_{\max}$.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1) Побудувати функцію оптимальних витрат для ліній електропередавання 110 кВ, вибрати оптимальну конфігурацію районної електричної мережі, та розрахувати її опорні режими; 2) Спроектувати підстанцію 110/35/10 в пункті 2 мережі; 3) Розрахувати релейний захист трансформатора; 4) Описати охорону праці при експлуатації ЛЕП; 5) Розробити стартап-проект.
6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1) Розрахунок функції дисконтованих витрат для ліній 110 кВ; 2) Апроксимація функції оптимальних витрат для ліній 110 кВ; 3) Вибір оптимальної конфігурації

мережі 110 кВ методом поконтурної оптимізації; 4) Результати розрахунків опорних режимів роботи РЕМ; 5) Головна схема електричних з'єднань ПС 110/35/10; 6) План та блискавкозахист підстанції 110/35/10; 7) Розрізи ПС 110/35/10 та специфікація обладнання; 8) Релейний захист трансформатора ТДТН-25000/110.

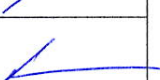
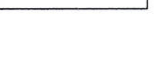
7. Орієнтовний перелік публікацій Попов Р.О., Баженов В.А.
Алгоритмы оптимальной реконфигурации распределительных сетей молниезащиты воздушных линий

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Проект підстанції	доцент, к.т.н. Казанський С.В.		
Охорона праці	професор, д.т.н. Третьякова Л.Д.		
Стартап-проект	ст. викладач Бахмачук С.В.		
Релейний захист	ст. викладач Хлистов В.М.		

9. Дата видачі завдання - 02.11.2019 р.

Календарний план

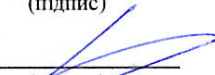
№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Побудова функції оптимальних витрат для ЛЕП, поконтурна оптимізація мережі 110 кВ та розрахунок її опорних режимів	02.11.2019-08.11.2019	
2	Проектування електричної частини районної підстанції	09.11.2019-15.11.2019	
3	Розрахунок релейного захисту трансформатора	16.11.2019- 19.11.2019	
4	Аналіз заходів з охорони праці при експлуатації трансформаторів	20.11.2019-24.11.2019	
5	Підготовка стартап-проекту	25.11.2019-30.11.2019	
6	Оформлення пояснювальної записки	01.12.2019-12.12.2019	

Студент


(підпис)

Р.О. Попов
(ініціали, прізвище)

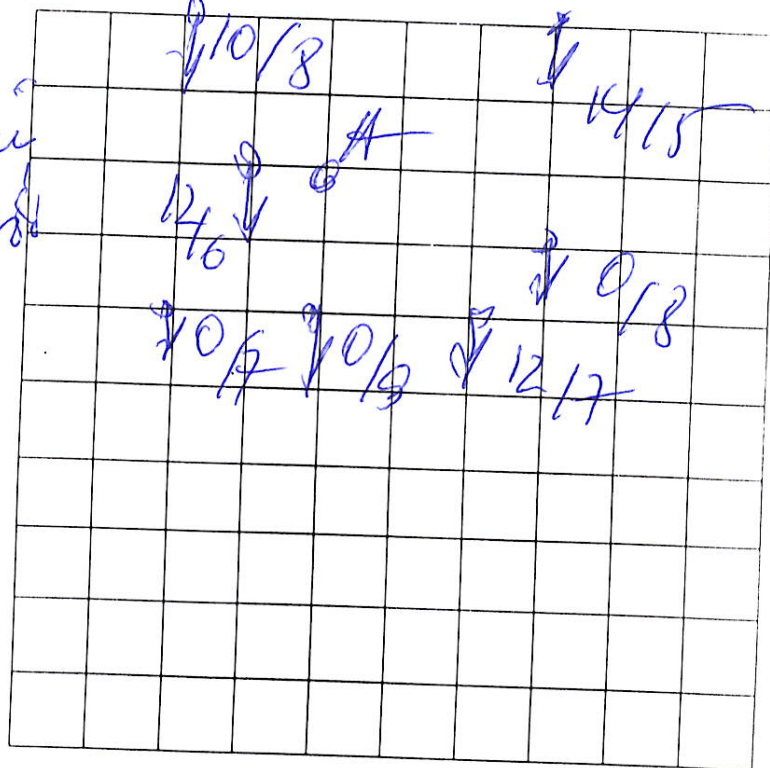
Науковий керівник дисертації


(підпис)

В.А. Баженов
(ініціали, прізвище)

Додаток до завдання на дипломний проект
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "спеціаліст")
районної електричної мережі напругою 110 кВ
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)

кв. 10
кв. 15
кв. 16



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці А.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) за ситуаційним планом.
 $\cos \varphi_{\text{сн}} = 0,82$, $\cos \varphi_{\text{нн}} = 0,73$, $T_{\text{max}} = 5500$ [год/рік].
У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі _____
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha = 39$ (%). р-н I – II.
 $M_{\text{ран}} =$ _____ [МВт·км], $\alpha_m =$ _____

Примітки:

- На ситуаційному плані дробі означають активні навантаження:
числитель – навантаження на стороні С.Н.;
знаменник – навантаження на стороні Н.Н.
- Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез п'яти-шести різних трикоптурних схем мережі.

Завдання
видане

Дата 12.10.19

Підпис викладача

[Signature]

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 137 сторінках формату А4, вона включає в себе 24 рисунка, 65 таблиць, 19 джерел використаної літератури. Графічна частина складається з 8 технічних креслень формату А1.

В дисертації розглянуто вибір оптимальної конфігурації та розрахунок режимів роботи районної електричної мережі 110 кВ та побудовано функцію оптимальних витрат для ліній електропередачі.

Актуальність теми. В даний час спостерігається значне зростання споживання електроенергії як в промисловості, так і в соціальній сфері, що потребує забезпечення надійного і економічного функціонування електроенергетичних систем в будь-яких режимах її роботи. Тому вибір оптимальної конфігурації і дослідження режимів роботи електричних мереж є актуальною темою.

Мета магістерської дисертації – вибір оптимальної конфігурації і дослідження режимів роботи районної електричної мережі 110 кВ та побудова функції оптимальних витрат для ліній електропередачі.

Об'єкт дослідження – районна електрична мережа 110 кВ.

Предмет дослідження – вибір оптимальної конфігурації мережі 110 кВ та побудова функції оптимальних витрат для ліній електропередачі.

Методи дослідження – в магістерській дисертації використовувалися методи теоретичних основ електротехніки та електричних систем при розрахунках параметрів елементів електричних мереж та режимів їх функціонування; числові методи розв'язку систем алгебраїчних рівнянь.

Наукова новизна результатів – встановлено переваги та недоліки різних методів оптимізації розвитку електричних мереж. Розроблено рекомендації по використанню методу поконтурної оптимізації.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, СХЕМА ЗАМІЩЕННЯ, ПІДСТАНЦІЯ, ПІСЛЯАВАРІЙНИЙ РЕЖИМ, ПОКОНТУРНА ОПТИМІЗАЦІЯ, РЕЖИМ РОБОТИ

ABSTRACT

The master's thesis consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 137 A4 pages and includes 24 figures, 65 tables, 19 sources of literature. The graphic part consists of 8 technical drawings of A1 format.

In the dissertation the choice of optimal configuration and calculation of operating modes of the 110 kV district electric grid is considered and the function of optimal costs for the transmission lines is constructed.

Actuality of theme. Currently, there is a significant increase in electricity consumption both in industry and in the social sphere, which requires the reliable and economical functioning of electricity systems in all modes of its operation. Therefore, choosing the optimal configuration and exploring the operating modes of the electrical networks is a topical topic.

The purpose of the master's thesis is to choose the optimal configuration and study the operating modes of the 110 kV district electricity network and to construct the optimal cost function for the transmission lines. The object of study is the 110 kV district electricity grid.

The object of study is the 110 kV district electricity grid.

The subject of the study is the choice of optimal configuration of the 110 kV network and construction of the optimal cost function for the transmission lines.

Research methods - methods of theoretical bases of electrical engineering and electrical systems were used in the master's thesis in calculating the parameters of elements of electrical networks and modes of their functioning; numerical methods for solving systems of algebraic equations.

Scientific novelty of the results - the advantages and disadvantages of different methods of optimizing the development of electrical networks have been identified. Recommendations on the use of the contour optimization method are developed.

ELECTRICAL NETWORK, ELECTRICAL TRANSMISSION LINE, REPLACEMENT SCHEME, SUBSTATION, POST-EMERGENCY MODE, POST-OPTICAL MOZATION, OPERATION MODE

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ПОБУДОВА ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ 110 кВ НА ЗАЛІЗОБЕТОННИХ ОПОРАХ.....	11
1.1 Функції дисконтованих витрат для ліній електропередачі.....	13
1.2 Розрахунок функції дисконтованих витрат для ліній 110 кВ на залізобетонних опорах.....	15
1.3 Апроксимація функції дисконтованих витрат.....	19
1.4 Розрахунок апроксимуючої прямої функції оптимальних витрат для лінії 110 кВ на залізобетонних опорах.....	21
1.5 Апроксимація прямої, що не проходить через початок координат.....	23
1.6 Апроксимація прямої, що проходить через початок координат.....	23
Висновки до розділу	24
2 ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	25
2.1 Вибір номінальної напруги і конфігурації схеми районної електричної мережі	25
2.2 Розрахунок навантажень в пунктах РЕМ.....	26
2.3 Синтез мережі методом поконтурної оптимізації.....	27
2.4 Вибір типу, кількості та потужності трансформаторів на підстанціях.....	31
2.5 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в електричній мережі	33
2.6 Вибір марки та перерізу проводів районної електричної мережі	35
2.7 Визначення параметрів розрахункової схеми електричної мережі.....	37
2.7.1 Розрахунок параметрів ЛЕП.....	37
2.7.2 Розрахунок параметрів трансформаторів.....	37
2.7.3 Розрахунок втрат потужності в обмотках трансформатора.....	38
2.8 Розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях...	39
2.9 Режим мінімальних навантажень мережі.....	52
2.10 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....	61

Висновки до розділу	68
3 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 У ВУЗЛІ 2 ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 кВ.....	69
3.1 Опис вузла 2 електричної мережі, в якому розміщена проектована підстанція.....	69
3.2 Опис головної схеми електричних з'єднань ПС.....	69
3.2.1 Опис схем і конструкцій ЗРП-10 кВ та ВРП-35 кВ.....	69
3.2.2 Опис схеми ВРП-110 кВ	70
3.3 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції.....	70
3.3.1 Перетворення схеми заміщення прямої послідовності	71
3.3.2 Перетворення схеми нульової послідовності	75
3.3.3 Розрахунок струмів 3-фазного короткого замикання.....	76
3.3.4 Розрахунок струмів 1-фазного короткого замикання.....	81
3.3.5 Розрахунок струмів 2-фазного короткого замикання.	81
3.4 Вибір і перевірка основних електричних апаратів на ПС	84
3.4.1 Вимикачі.....	84
3.4.2 Роз'єднувачі.....	86
3.4.3 Збірні шини на стороні 10 кВ.....	87
3.5 Вимірювання на ПС.....	90
3.6 Вибір джерел оперативного струму	93
3.7 Розрахунок АБ і зарядно-підзарядного пристрою.....	94
3.8 Освітлення на підстанції	96
3.9 Розрахунок блискавкозахисту.....	97
Висновки до розділу.....	97
4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА	98
4.1 Вступ.....	98
4.2 Диференційний захист трансформатора.....	100
4.3 Розрахунок максимального струмового захисту з пуском за напругою трансформатора ТДТН 25000/110.....	106
4.4 Інші види захистів трансформатора.....	109
Висновки до розділу	112

5 ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 110 кВ.....	113
Вступ.....	113
5.1 Технічні характеристики повітряних ліній та вибір місць розміщення залізобетонних опор.....	113
5.2 Визначення та оцінка показників умов праці.....	115
5.3 Визначення та оцінка небезпечних і шкідливих виробничих чинників....	116
5.4 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці.....	117
5.5 Розрахунок захисного заземлення для лінії 110 кВ.....	118
5.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	120
5.7 Вибір технічних та організаційних заходів для унеможливлення і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.....	122
Висновки до розділу.....	124
6 СТАРТАП- ПРОЕКТ ВПРОВАДЖЕННЯ АНАЛІЗАТОРА ELSPEC G4400 ДЛЯ ВИМІРЮВАННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ...	125
6.1 Опис ідеї проекту.....	125
6.2 Технологічний аудит ідеї проекту.....	127
6.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	128
Висновки до розділу	133
ВИСНОВКИ	134
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	136
Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....	138

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

АВР – автоматичний ввід резерву;

АТ – автотрансформатор;

БП – балансуючий пункт;

ВН, СН, НН – висока напруга, середня напруга, низька напруга відповідно;

КЗ – коротке замикання;

МСЗ – максимальний струмовий захист;

ПБЗ – переключення без збудження;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

ПТС – проміжний трансформатор струму;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

РЕМ – районна електрична мережа

РПН – регулювання під навантаженням;

РУ – розподільче устаткування;

ТС, ТН – трансформатор струму, трансформатор напруги;

ШСВ – шинний секційний вимикач.

ВСТУП

Проектування високовольтних мереж – досить актуальна задача розвитку енергосистем. Тому дуже важливо правильно підійти до аналізу можливостей проєктованої мережі та зробити все, щоб вона відповідала нормам сучасного проєктування систем та мереж, та при цьому видержати норми показників якості електроенергії.

Процес проектування електричних мереж в наш час складається з ряду послідовних етапів, першим з яких є складання технічно конкурентноспроможних варіантів схем, а надалі – порівняння цих варіантів за техніко-економічними показниками і вибір з них найкращого. Оцінці техніко-економічних показників варіантів передуює визначення їх технічних параметрів, якими є номінальна напруга, кількість ланцюгів та перерізи струмоведучих елементів ліній електропередач, кількість та потужність трансформаторів на знижувальних підстанціях, показники схем їх електричних з'єднань, а також, за необхідності, місця встановлення і потужності компенсуючих установок.

1 ПОБУДОВА ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ 110 кВ НА ЗАЛІЗОБЕТОННИХ ОПОРАХ

При оптимізації розвитку електричних мереж енергосистем вибирають напругу і конфігурацію мереж, встановлюють черговість споруди електромережних об'єктів.

В якості критерію оптимальності при оптимізації використовують суму динамічних дисконтованих витрат по всіх елементах мереж. При рішенні повинні бути враховані динаміка розвитку мереж енергосистем, вимоги до надійності і якості енергопостачання, обмеження по пропускній спроможності ліній електропередавання та трансформаторних подстанцій.

Розглянуту задачу вирішують при заданому плані генеруючих потужностей. Основні дані при оптимізації – рівні навантажень електричної мережі на різних етапах її розвитку; розрахункова схема електричної мережі, яка включає в себе існуючі та намічені до спорудження лінії електропередачі та підстанції; технічні характеристики і вартісні показники елементів мережі.

Рішення такого складного завдання, як оптимізація розвитку електричних мереж енергосистем, можливе тільки на основі розчленування загальної задачі на окремі підзадачі, рішення яких здійснюється незалежно від наступного узгодження отриманих результатів. Прикладом такого розбиття може бути поділ завдань проектування енергосистем по територіальній ознаці, яке, як уже було сказано, засноване на поділі єдиної енергосистеми (ЄЕС) на об'єднані та районні енергосистеми. На рівні ЄЕС обґрунтовують розвиток міжсистемних зв'язків між об'єднаннями і найбільш важливих зв'язків усередині об'єднаної енергосистеми (ОЕС). На рівні ОЕС проектують основні мережі об'єднань і деяких внутрішніх зв'язків районних енергосистем (РЕС). На рівні РЕС обґрунтовують варіанти розвитку основних мереж РЕЗ та розподільних мереж напругою 110 кВ і вище.

Розглянуті методи оптимізації конфігурації і напруги електричної мережі можуть бути розділені на дві групи.

До першої групи належать методи, в яких визначення оптимальної електричної мережі здійснюється на основі поточкорозподілу, що забезпечує мінімум дисконтованих витрат. Сутність методів цієї групи полягає в наступному. Складають вихідну розрахункову схему мережі, в яку входять як існуючі, так і намічені до спорудження елементи. Якщо на основі попереднього інженерного аналізу вибір ступені напруги будь-якого зв'язку між вузлами мережі утруднений, у вихідній розрахунковій схемі намічають до спорудження лінії різних ступенів напруги. Далі вирішують завдання визначення мінімуму дисконтованих витрат на спорудження й експлуатацію мережі при наявності рівнянь зв'язку та обмежень. Оптимальну мережу визначають в результаті аналізу поточкорозподілу, що забезпечує мінімум дисконтованих витрат. При аналізі зі схеми виключають гілки, потужність яких дорівнює нулю або досить мала. Елементи, що залишились, утворюють оптимальну мережу.

До другої групи належать методи, при використанні яких оптимальну електричну мережу визначають в результаті послідовного порівняння дисконтованих витрат обмеженої кількості варіантів розвитку мережі.

Електричні мережі енергосистем відносяться до класу динамічних систем, оскільки знаходяться під впливом навантажень, які безперервно змінюються в часі і просторі. Тому при проектуванні необхідно враховувати динаміку розвитку електричних мереж. Точний облік динаміки, який полягає в оптимальному розподілі заходів щодо розвитку мережі по роках розрахункового періоду, можливий тільки при використанні методу динамічного програмування. При застосуванні інших оптимізаційних методів, динаміка розвитку системи враховується наближено. У цьому випадку весь період оптимізації розбивається, як правило, на три етапи. Для першого етапу (перші 3-5 років) обґрунтовують конкретні рішення з розвитку мережі, параметри і терміни спорудження електромережних об'єктів. На більш віддалену перспективу (7-12

років) розробляють сукупність варіантів розвитку мереж, які можуть виявитися оптимальними при різних поєднаннях вихідних умов. Для третього етапу розвитку (15-20 років) визначають тільки структуру і основні принципи побудови єдиної енергосистеми.

У методах і алгоритмах оптимізації розвитку електричних мереж надійність енергопостачання вузлів навантаження враховують, як правило, в результаті введення додаткових вимог до конфігурації мережі. Для обліку надійності енергопостачання певних вузлів оптимальну мережу будують таким чином, щоб кількість ліній, що живлять кожен з розглядаємих вузлів, була не менше заданої. Крім того, надійність може бути врахована в результаті включення до складу цільової функції збитку від недостатньої надійності енергопостачання або в результаті розрахунку і порівняння показників надійності з нормованими величинами. Однак так як в даний час немає достатньо простих способів визначення збитку в складних енергосистемах і відсутні затверджені нормативи надійності, такі підходи до обліку надійності не отримали достатнього розповсюдження.

1.1 Функції дисконтованих витрат для ліній електропередачі

В якості критерію оптимальності при вирішенні задачі оптимізації розвитку електричної мережі використовують суму дисконтованих витрат по всіх елементах (гілках) мережі:

$$Z = \sum_{i \in M} Z_i,$$

де i – поточний індекс гілок мережі; M – безліч допустимих гілок.

У складі елементів мережі розрізняють лінії електропередачі і трансформатори. Кожен елемент характеризується рядом параметрів, серед яких може бути, наприклад, напруга, перетин і число ланцюгів лінії, потужність трансформатора і т.п. Зазначені параметри є дискретними, що викликає суттєві труднощі

при вирішенні розглядаємої 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 і-ої гілки електричної мережі при будь-якому значенні потоку потужності P_i 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 і-ої гілки. Витрати на лінію електропередачі можуть бути представлені у вигляді $Z_v = l \cdot Z_{v0}$,

де l – довжина лінії; Z_{v0} – сумарні дисконтовані витрати на спорудження та експлуатацію одиниці довжини лінії заданого типу і напруги з перетином S_v ;

$$Z_{v0} = K_{v0} + \frac{P_a \cdot K_{v0}}{E} + \frac{P^2}{U_H^2 \cdot E} \cdot r_{v0} \cdot Z_e \cdot \tau$$

де K_{v0} – капіталовкладення на одиницю довжини лінії перетином S_v ; $U_H=110$ кВ – номінальна напруга; r_{v0} – погонний опір лінії перетином S_v ; Z_e – питома вартість втрат електроенергії; τ – число годин максимальних втрат; p_a – щорічні відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування; E – норма дисконту.

Дана функція може бути представлена у вигляді

$$Z_{v0} = a_{v0} + b_{v0} \cdot P^2,$$

де a_{v0} і b_{v0} – коефіцієнти парабол.

Аналогічні функції можуть бути записані для всіх $V = 1, 2, \dots, V$ допустимих перерізів ліній заданого типу і напруги. Тоді функція дисконтованих витрат в лінію від потужності являє собою нижню огинаючу сімейства парабол, кожна з яких побудована для одного з допустимих перетинів. При побудові функції дисконтованих затрат відпадуть ті з допущених перетинів, які не задовольняють умові. Для існуючих ліній електропередачі постійна частина витрат в процесі оптимізації не змінюється і тому може бути виключена з цільової функції. Функція витрат у цьому випадку проходить через початок координат.

Аргумент функції дисконтованих витрат – потужність лінії, використання даної функції при оптимізації розвитку мережі дозволяє виключити перетин лінії з числа незалежних змінних. У цьому випадку перетин може бути знайдено за заданої потужності за допомогою економічних інтервалів. Аналогічно виключається зі складу незалежних змінних кількість паралельних ланцюгів лінії електропередачі.

Безпосереднє використання функції дисконтованих витрат виду $Z_i = f(P_i)$ затруднене, так як на кордонах економічних інтервалів перші похідні розірвані. Тому кусочно-параболічну функцію дисконтованих витрат замінюють більш простими апроксимуючими функціями. Залежно від умов завдання використовують різні види апроксимації.

1.2 Розрахунок функції дисконтованих витрат для ліній 110 кВ на залізобетонних опорах

Дані розрахунку РЕМ:

Середня експлуатаційна напруга $U_{сер} = 110$ кВ

Район по ожеледі – І

Матеріал опор – залізобетонні

Тип ліній – одноланцюгові

Число годин використання максимуму навантаження $T_{max} = 5500$ год

Питома вартість втрат електроенергії $3_e = 1,65$ грн/кВт×год

Зробимо розрахунок дисконтованих витрат на спорудження й експлуатацію одиниці довжини лінії заданого типу і напруги з перетином S_v :

$$Z_{v0} = K_{v0} + \frac{P_a \cdot K_{v0}}{E} + \frac{P^2}{U_H^2 \cdot E} \cdot r_{v0} \cdot 3_e \cdot \tau = a_{v0} + b_{v0} \cdot P^2$$

$U_H = 110$ кВ; $E_H = 0.17$; $P_a = 1.2$ %; $3_e = 1,65$ грн/(кВт×год); $T_{max} = 5500$.

τ визначається за формулою:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000})^2 \cdot 8760 = (0,124 + \frac{5500}{10000})^2 \cdot 8760 = 3979,5 \text{ год/рік}$$

Зараз і далі для спрощення розрахунків вихідні й отримані дані будемо зводити в таблицю.

Розрахунок значень коеф-ів a_{VO} і b_{VO} представимо у вигляді табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахунок значень коеф-ів a_{VO} і b_{VO}

Розрахований параметр	Провід сталевалюмінієвий перетином, мм ²		
	70/11	120/19	240/32
K_{VO} , тис.грн./км	1493,25	1601,85	1900,5
r_{VO} , Ом/км	0,422	0,244	0,118
a_{VO} , тис.грн./км	1598,66	1714,92	2034,65
b_{VO} , тис.грн./км	1,347	0,779	0,377
Розрахункова макс. потужність, МВт	47,6	68,7	109,2

При розрахунках K_{VO} за вказівкою керівника враховувався курс:

$$1 \text{ долар США} = 27,15 \text{ грн.}$$

Розрахунок значень дисконтованих витрат, S_{VO} , (тис.грн./км) представимо у вигляді табл. 1.2.

Після розрахунку отримали точки функції дисконтованих витрат на спорудження й експлуатацію одноколових ЛЕП 110 кВ. Ця функція на графіку буде представлена сімейством парабол, нижня обвідна яких (див. рис. 1.1) – функція дисконтованих витрат.

Для знаходження нижньої огинаючої цих парабол, знайдемо мінімум дисконтованих витрат через кожні 3 МВт потужності для всіх перерізів проводів і запишемо якому перетину при даній потужності відповідає цей мінімум. Результати представимо у вигляді табл. 1.3.

Таблиця 1.2 – Розрахунок значень дисконтованих витрат, тис. грн.

Потужність ЛЕП, МВт	Марка провода		
	АС - 70/11	АС - 120/19	АС - 240/32
0	1598,66	1714,92	2034,65
3	1610,78	1721,93	2038,04
6	1647,15	1742,96	2048,22
9	1707,77	1778,02	2065,19
12	1792,63	1827,10	2088,94
15	1901,74	1890,19	2119,48
18	2035,09	1967,32	2156,80
21	2192,69	2058,46	2200,91
24	2374,53	2163,62	2251,80
27	2580,62	2282,81	2309,48
30	2810,96	2416,02	2373,95
33	3065,54	2563,25	2445,20
36	3344,37	2724,50	2523,24
39	3647,45	2899,78	2608,07
42	3974,77	3089,08	2699,68
45	4326,34	3292,40	2798,08
47,6	4650,64	3479,94	2903,06
51		3741,10	3015,23
54		3986,48	3133,98
57		4245,89	3259,52
60		4519,32	3391,85
63		4806,77	3530,96
66		5108,24	3676,86
68,7		5391,56	3826,55
72			3989,02
75			4155,28
78			4328,32
81			4508,15
84			4694,76
87			4888,16
90			5088,35
93			5295,32
96			5509,08
99			5729,63
102			5956,96
105			6191,08
109,2			6530,24

Таблиця 1.3 – Залежність дисконтованих затрат від потужності ПЛ

Потужність ЛЕП, МВт	Мінімальні дисконтовані затрати, S_{vo} , млн.грн./км	Переріз проводу, мм ²
0	1,599	70
3	1,611	70
6	1,647	70
9	1,708	70
12	1,793	70
15	1,890	120
18	1,967	120
21	2,058	120
24	2,164	120
27	2,283	120
30	2,374	240
33	2,445	240
36	2,523	240
39	2,608	240
42	2,699	240
45	2,798	240
47,6	2,903	240
51	3,015	240
54	3,134	240
57	3,259	240
60	3,392	240
63	3,530	240
66	3,677	240
68,7	3,827	240
72	3,989	240
75	4,155	240
78	4,328	240
81	4,508	240
84	4,695	240
87	4,888	240
90	5,088	240
93	5,295	240
96	5,509	240
99	5,729	240
102	5,957	240
105	6,191	240
109,2	6,530	240

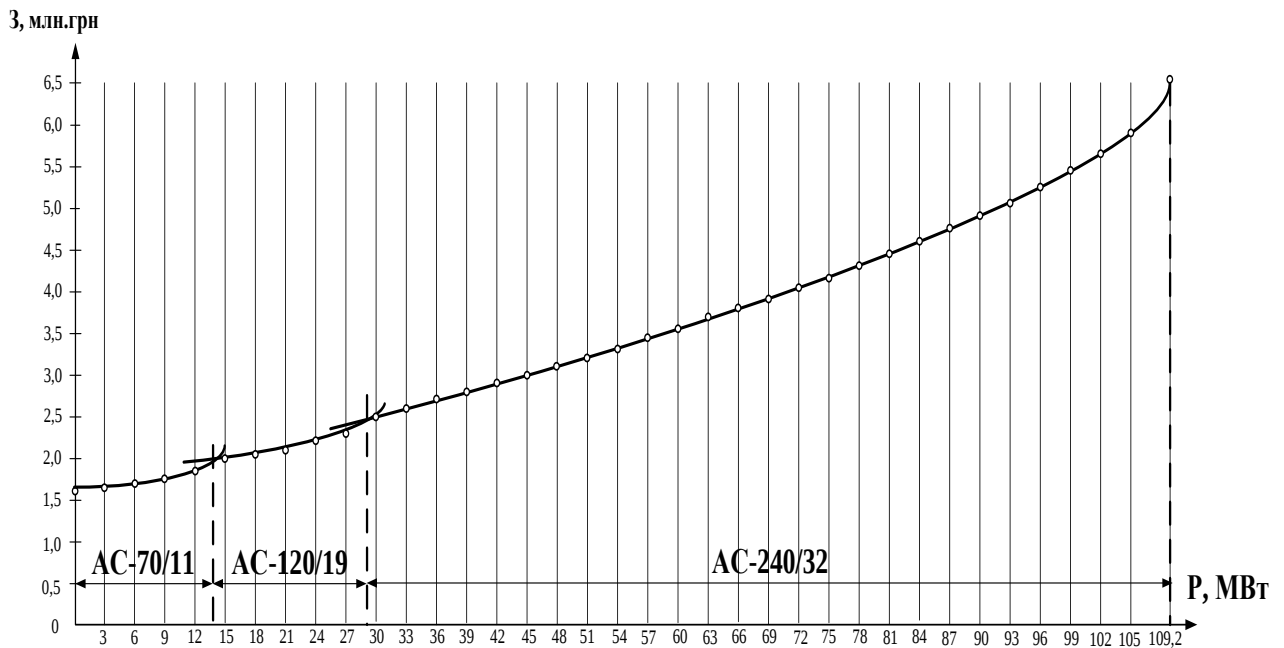


Рис. 1.1 – Огибаюча функції дисконтованих витрат

На графіку з'єднаємо отримані точки плавними лініями і отримаємо нижню огибаючу функції дисконтованих витрат.

1.3 Апроксимація функції дисконтованих витрат

Безперервні функції дисконтованих витрат в лінії апроксимуються прямими лініями, які проходять через початок координат. Для апроксимації може бути використаний метод найменших квадратів, який дає змогу на підставі таблиці значень функції (x_i, y_i) визначити многочлен ступеню $M < N$

$$y(x) = a_0 + a_1x + \dots + a_Mx^M,$$

який досить близько описує дану функцію. Метод найменших квадратів дозволяє вибрати такий многочлен, який мінімізує функцію

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

Для визначення системи рівнянь, які описують коефіцієнти $a_0, a_1, \dots, a_M$, необхідно продиференціювати останній вираз по кожному з коефіцієнтів типу a_k

та прирівняти отримані похідні до нуля. Після диференціювання отримаємо:

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

Останній вираз може бути записаний у вигляді:

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

де $K = 0, 1, 2, \dots, M$

Вводять позначення

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

Якщо функція дисконтованих витрат апроксимується прямою лінією виду $y = a_0 + a_1 x$, систему перетворюють до вигляду

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

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

Після підстановки отримують

$$\begin{cases} a_0 N + a_1 \sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N y_i \\ a_0 \sum_{i=1}^N x_i + a_1 \sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N x_i y_i \end{cases}$$

З попередньої системи знаходять вирази для розрахунку коефіцієнтів a_0, a_1 :

$$a_1 := \frac{\sum_{i=1}^N (x_i \cdot y_i) - \frac{\sum_{i=1}^N x_i \cdot \sum_{i=1}^N y_i}{N}}{\sum_{i=1}^N (x_i)^2 - \frac{\left(\sum_{i=1}^N x_i\right)^2}{N}}$$

$$a_0 := \frac{\sum_{i=1}^N y_i}{N} - a_1 \cdot \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N}$$

Якщо функція дисконтованих витрат апроксимується прямою, що проходить через початок координат, вигляду $y=a_1x$, вираз для a_1 отримують з рівняння

$$a_1 \sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N x_i y_i, \quad \text{тоді} \quad a_1 = c = \frac{\sum_{i=1}^N y_i x_i}{\sum_{i=1}^N x_i^2}$$

Неминуча похибка лінійної апроксимації призводить до суттєвого зміщення мінімуму функції відносно мінімуму дійсної функції дисконтованих витрат.

1.4 Розрахунок апроксимуючої прямої функції оптимальних витрат для лінії 110 кВ на залізобетонних опорах

Проведемо апроксимацію функції оптимальних витрат для ліній 110 кВ:

1. Прямою, яка не проходить через початок координат,
2. Прямою, яка проходить через початок координат.

Нижня огинаюча функції дисконтованих витрат представлена в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Нижня огинаюча функції дисконтованих витрат

i	Xi	Yi
1	0	1,599
2	3	1,611
3	6	1,647
4	9	1,708
5	12	1,793
6	15	1,890
7	18	1,967
8	21	2,058
9	24	2,164
10	27	2,283
11	30	2,374
12	33	2,445
13	36	2,523
14	39	2,608
15	42	2,699
16	45	2,798
17	47,6	2,903
18	51	3,015
19	54	3,134
20	57	3,259
21	60	3,392
22	63	3,530
23	66	3,677
24	68,7	3,827
25	72	3,989
26	75	4,155
27	78	4,328
28	81	4,508
29	84	4,695
30	87	4,888
31	90	5,088
32	93	5,295
33	96	5,509
34	99	5,729
35	102	5,957
36	105	6,191
37	109,2	6,530

1.5 Апроксимація прямої, що не проходить через початок координат

Пряма буде мати вигляд: $y = a_0 + a_1x$.

Знайдемо значення коефіцієнтів a_0 , a_1 . Підставивши значення X_i , Y_i в вище наведені формули, де N – кількість точок, які складають огинаючу криву ($N=37$), отримаємо:

$$a_0 = 1,077; \quad a_1 = 0,044.$$

Рівняння апроксимуючої прямої, що не проходить через початок координат, має вигляд:

$$y = 1,077 + 0,044 \times X, \quad Z_0 = 1,077 + 0,044 \times P.$$

1.6 Апроксимація прямої, що проходить через початок координат

Пряма буде мати вигляд: $y = a_1x$.

Знайдемо значення коефіцієнта a_1 . Підставивши значення X_i , Y_i в вище наведені формули, де N – кількість точок, які складають огинаючу криву ($N=37$), отримаємо: $a_1 = 0,058$.

Рівняння апроксимуючої прямої, що не проходить через початок координат, має вигляд:

$$y = 0,058 \times X, \quad Z_0 = 0,058 \times P.$$

Побудуємо апроксимуючі прямі (див. рис. 1.2).

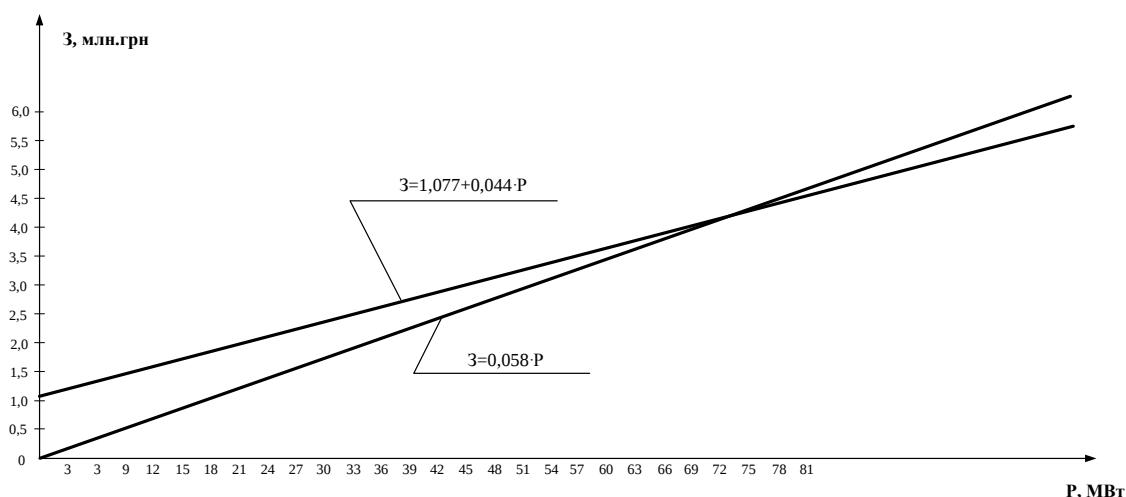


Рис. 1.2 – Апроксимуючі прямі

Висновки до розділу

В даному розділі на основі методу найменших квадратів визначено номінальні коефіцієнти апроксимованої функції дисконтованих витрат для повітряних ліній 110 кВ на залізобетонних опорах проводів типів АС-70/11, АС-120/19 та АС-240/32.

Встановлено діапазон оптимального застосування при спорудженні нових повітряних ліній.

2 ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ

2.1 Вибір номінальної напруги і конфігурації схеми районної електричної мережі 110 кВ

Електричні мережі районного значення напругою 110 кВ проектуються, в основному, у вигляді з'єднань повітряних ліній електропередач (ЛЕП). Районні електричні мережі, як правило, проектуються повітряними.

При проектуванні електричних мереж зазвичай відомо місце розташування джерел живлення і споживачів. Джерела живлення і споживачі можуть бути з'єднані по різному. При цьому схеми електричних мереж повинні з найменшими витратами забезпечувати необхідну якість електроенергії у споживачів та надійність електропостачання, доцільні техніко-економічні показники.

У проектній практиці для одержання раціональної та оптимальної конфігурації електричної мережі зазвичай використовується варіативний метод, що полягає в тому, що для заданого розташування споживачів та джерел живлення намічається декілька можливих варіантів мережі.

Конфігурація електричної мережі, що проектується, також у значній мірі визначається умовами надійності електропостачання. У відповідності з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) навантаження I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення. Для такого роду споживачів необхідно в більшості випадків передбачати живлення по двох окремих лініях, так як двоколова ЛЕП при пошкодженні опор через вітер, ожеледь і т.п. не забезпечує необхідної міри надійності. Для споживачів II категорії допускається живлення по двоколовій лінії, а для електроприймачів III категорії досить передбачити споживання від однієї лінії електропередачі.

Вибір оптимальної конфігурації схеми електричної мережі будемо проводити шляхом поконтурної оптимізації.

В завданні наданий ситуаційний план, де у відповідному масштабі вказано взаєморозташування всіх споживачів і джерел живлення району електропостачання.

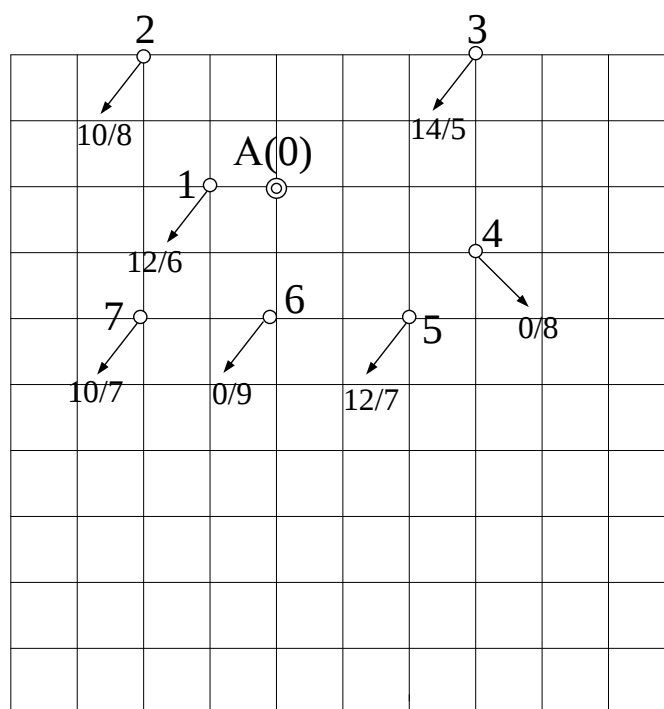


Рис. 2.1 – Ситуаційний план

2.2 Розрахунок навантажень в пунктах РЕМ

Знаючи активні потужності СН та НН проєктованих трансформаторних підстанцій, розрахуємо задані сумарні потужності споживачів в режимі максимальних навантажень для кожної конкретної підстанції за виразом:

$$S_{\max} = \sqrt{(P_{\text{сн}} + P_{\text{нн}})^2 + (Q_{\text{сн}} + Q_{\text{нн}})^2},$$

де $Q_{\text{сн}} = P_{\text{сн}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{сн}}$, $Q_{\text{нн}} = P_{\text{нн}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{нн}}$.

Розрахунок реактивної потужності проводиться за виразами:

$$Q_{\text{сн}} = P_{\text{сн}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{сн}}; \quad Q_{\text{нн}} = P_{\text{нн}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{нн}}.$$

$$\cos \varphi_{\text{сн}} = 0,85 \Rightarrow \operatorname{tg} \varphi_{\text{сн}} = 0,6197 \quad \cos \varphi_{\text{нн}} = 0,81 \Rightarrow \operatorname{tg} \varphi_{\text{нн}} = 0,724.$$

Розрахунки проводяться відповідно до вказівок [2].

Результати занесені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Навантаження пунктів схеми

№ п/ст	$P_{сн}$, МВт	$P_{нн}$, МВт	$Q_{сн}$, МВАр	$Q_{нн}$, МВАр	S , МВА	$ S $, МВА
1	12	6	8,376	4,032	18-j12,41	21,86
2	10	8	6,980	5,376	18-j12,36	21,83
3	14	5	9,772	3,360	19-j13,13	23,09
4	0	8	0	5,376	8-j5,38	9,64
5	12	7	8,376	4,704	19-j13,08	23,07
6	0	9	0	6,048	9-j6,05	10,84
7	10	7	6,980	4,704	17-j11,68	20,63

2.3 Синтез мережі методом поконтурної оптимізації

Метод поконтурної оптимізації може бути використаний для вирішення завдання визначення оптимальної конфігурації проектуємої мережі як в статичній, так і динамічній постановці. Надлишкова схема електричної мережі зображена на рис. 2.2.

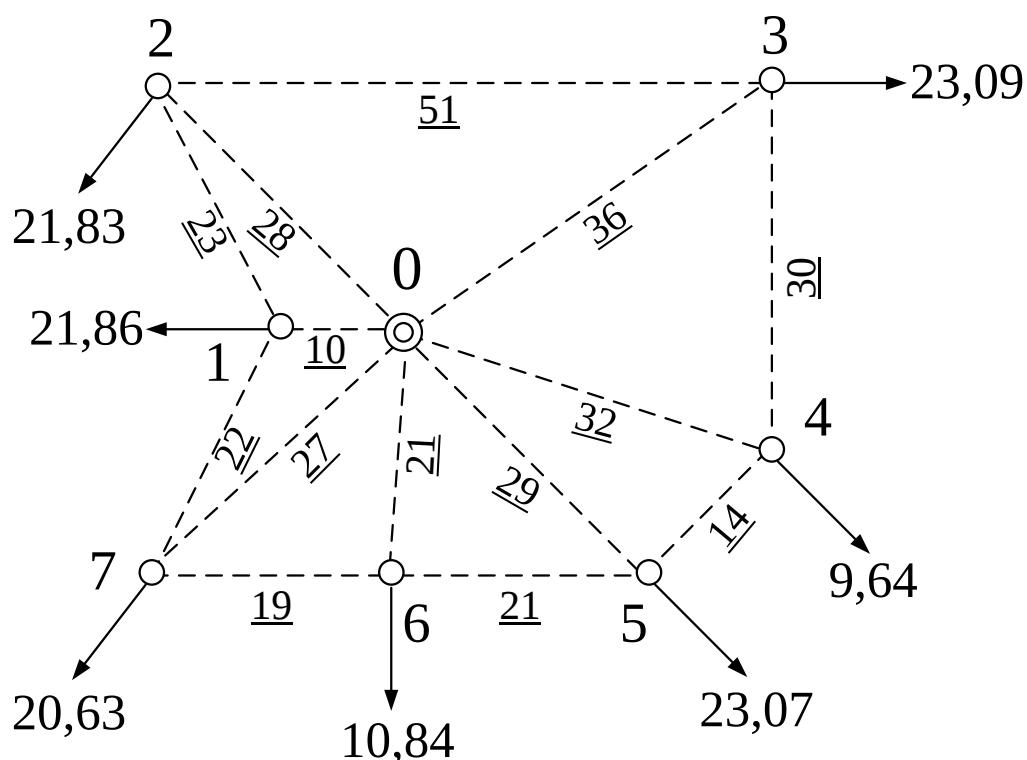


Рис. 2.2 – Надлишкова схема електричної мережі

На рис. 2.2 показані активні навантаження пунктів (в МВт) та довжини ліній (в км) мережі. Пунктиром показані можливі траси споруджуваних ліній.

Питомі дисконтовані витрати в 1 км споруджуваних ліній визначаються за виразом $Z_0 = a + b \cdot P = 1,077 + 0,044 \cdot P$ (млн. грн./км), який було отримано в результаті апроксимації функції витрат. Організуємо багатокроковий процес оптимізації.

1 крок оптимізації.

В якості хорд мережі приймаємо лінії 1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7 і 1-7, решту ліній приймаємо дугами дерева. Отже, отримали 7 контурів, які зображено на рис. 2.2.

I контур утворюють дуги 0-1, 0-2 і хорда 1-2, II контур утворюють дуги 0-2, 0-3 і хорда 2-3, III контур утворюють дуги 0-3, 0-4 і хорда 3-4, IV контур утворюють дуги 0-4, 0-5 і хорда 4-5, V контур утворюють дуги 0-5, 0-6 і хорда 5-6, VI контур утворюють дуги 0-6, 0-7 і хорда 6-7, а VII контур - дуги 0-7, 0-1, і хорда 1-7.

Далі необхідно виконати оптимізацію кожного з контурів, прирівнявши навантаження кожної з гілок до нуля, розрахувати потокорозподіл і визначити втрати на побудову кожної з ліній.

Оптимізація контуру №1.

Нехай, наприклад, навантаження лінії $S_{0-1} = 0$. Тоді $S_{1-2} = 21,86$, $S_{0-2} = 21,86 + 21,83 = 43,69$.

Зведені витрати

$Z_1(0-1) = (1,077 + 0,044 \cdot 21,86) \cdot 23 + (1,077 + 0,044 \cdot 43,69) \cdot 28 = 130,88$ млн. грн.

Результати оптимізації контуру зводимо в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати оптимізації контуру №1

Лінії	Потужність ліній, МВт		
	Режим 1	Режим 2	Режим 3
0-1	0	21,86	43,69
1-2	21,86	0	21,83
0-2	43,69	21,83	0
<i>З, млн.грн</i>	130,88	77,44	76,86

Оскільки найменші витрати забезпечує відключення лінії 0-2, то її включаємо до складу хорд, а хорду 1-2 – до складу дуг.

Результати оптимізації контуру №2 заносимо в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати оптимізації контуру №2

Лінії	Потужність ліній, МВт		
	Режим 1	Режим 2	Режим 3
0-2	0	21,83	44,92
2-3	21,83	0	23,09
0-3	44,92	23,09	0
<i>З, млн.грн</i>	213,84	132,40	192,24

Оскільки найменші витрати забезпечує відключення лінії 2-3, то залишаємо її у складі хорд.

Результати оптимізації контуру №3 заносимо в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати оптимізації контуру №3

Лінії	Потужність ліній, МВт		
	Режим 1	Режим 2	Режим 3
0-3	0	23,09	32,73
3-4	23,09	0	9,64
0-4	32,73	9,64	0
<i>З, млн.грн</i>	143,34	123,38	135,65

Оскільки найменші витрати забезпечує відключення лінії 3-4, то залишаємо її у складі хорд.

Результати оптимізації контуру №4 заносимо в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Результати оптимізації контуру №4

Лінії	Потужність ліній, МВт		
	Режим 1	Режим 2	Режим 3
0-4	0	9,64	32,71
4-5	9,64	0	23,07
0-5	32,71	23,07	0
<i>З, млн.грн</i>	93,99	107,71	109,81

Оскільки найменші витрати забезпечує відключення лінії 0-4, то її включимо до складу хорд, а хорду 4-5 – до складу дуг.

Результати оптимізації контуру №5 заносимо в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Результати оптимізації контуру №5

Лінії	Потужність ліній, МВт		
	Режим 1	Режим 2	Режим 3
0-5	0	23,07	33,91
5-6	23,07	0	10,84
0-6	33,91	10,84	0
<i>З, млн.грн</i>	97,88	98,30	107,14

Оскільки найменші витрати забезпечує відключення лінії 0-5, то її включимо до складу хорд, а хорду 5-6 – до складу дуг.

Результати оптимізації контуру №6 заносимо в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Результати оптимізації контуру №6

Лінії	Потужність ліній, МВт		
	Режим 1	Режим 2	Режим 3
0-6	0	10,84	31,47
6-7	10,84	0	20,63
0-7	31,47	20,63	0
<i>З, млн.грн</i>	95,99	86,22	89,40

Оскільки найменші витрати забезпечує відключення лінії 6-7, то залишаємо її у складі хорд.

Результати оптимізації контуру №7 заносимо в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Результати оптимізації контуру №7

Лінії	Потужність ліній, МВт		
	Режим 1	Режим 2	Режим 3
0-7	0	20,63	42,49
7-1	20,63	0	21,86
0-1	42,49	21,86	0
<i>З, млн.грн</i>	73,13	73,98	124,41

Оскільки найменші витрати забезпечує відключення лінії 0-7, то її включаємо до складу хорд, а хорду 1-7 – до складу дуг.

Оскільки розташування контурів не змінилось, оптимізацію можна вважати завершеною. Оптимальна конфігурація мережі зображена на рис. 2.3.

Сумарні капіталовкладення дорівнюють: $\Sigma Z = 683,96$ млн.грн.

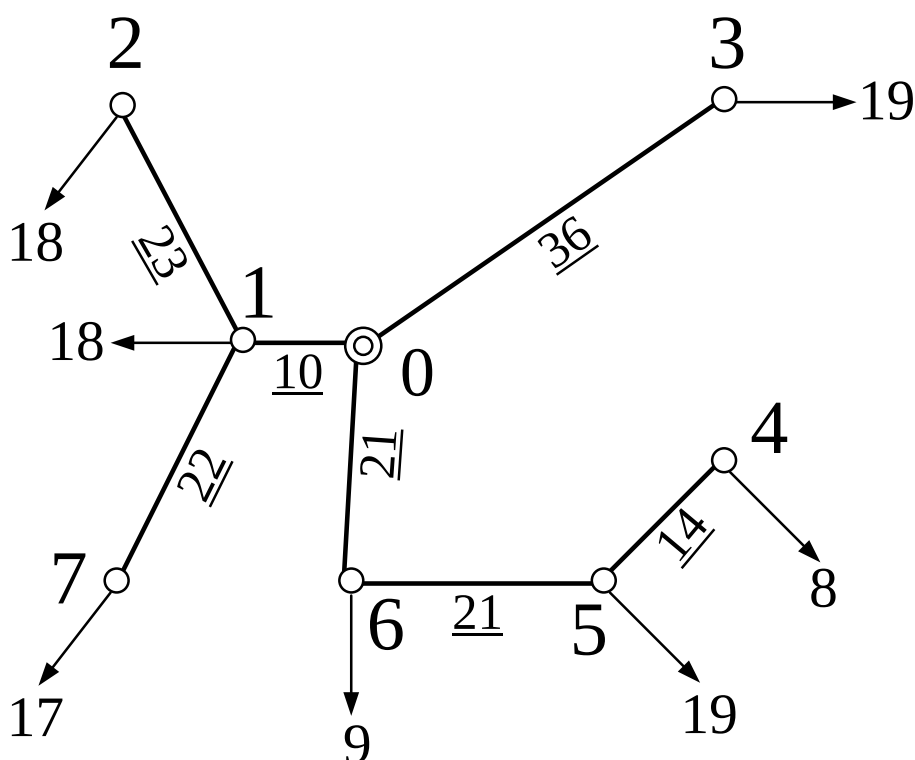


Рис. 2.3 – Оптимальна конфігурація електричної мережі

2.4 Вибір типу, кількості та потужності трансформаторів на підстанціях

Вибір кількості трансформаторів (автотрансформаторів) залежить від вимог до надійності електропостачання споживачів і є, таким чином, техніко-економічною задачею.

Враховуючи високу надійність сучасних конструкцій трансформаторів і мале повторення їх пошкоджень за 20-25 років, ПУЕ допускає аварійні перевантаження силових масляних трансформаторів у розмірі 40% номінальної потужності на час максимуму загальної добової роботи не більше 6 годин на протязі не біль-

ше 5 діб [2]. При цьому коефіцієнт заповнення добового графіка в умовах перевантаження трансформатора повинен бути не більше 0,75. Для більшості трансформаторних підстанцій, що живлять навантаження I і II категорії, на основі досвіду експлуатації і проектування є доцільною установка двох трансформаторів однакової потужності.

Таким чином, розрахункова формула буде мати наступний вигляд:

$$1,4 \cdot S_T = S_{\max};$$

$$S_T = 0,7 \cdot S_{\max},$$

де S_T - номінальна розрахункова потужність трансформатора.

Знайдену потужність S_T округлюємо до найближчої більшої стандартної номінальної потужності трансформатора [4].

Розрахунки проводяться відповідно до вказівок [2].

Результати занесені в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Вибір типу та потужності трансформаторів на підстанціях

№ п/ст	Значення навантаження S , МВА	Значення навантаження $S_{T \max}$, МВА	Значення навантаження S_T , МВА	Тип трансформатору	Кількість трансформаторів
1	18-j12,41	21,86	15,30	ТДТН-16000/110	2
2	18-j12,36	21,83	15,28	ТДТН-16000/110	2
3	19-j13,13	23,09	16,17	ТДТН-25000/110	2
4	8-j5,38	9,64	6,74	ТДН-10000/110	2
5	19-j13,08	23,07	16,15	ТДТН-25000/110	2
6	9-j6,05	10,84	7,59	ТДН-10000/110	2
7	17-j11,68	20,63	14,44	ТДТН-16000/110	2

2.5 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в електричній мережі

Так як до пунктів №1-№7 підключені споживачі I та II категорії, їх потрібно забезпечити безперебійним подаванням електроенергії, а для цього потрібно, щоб електрична мережа була замкнена і до кожного пункту підходило не менше двох ліній. Замкнена електрична мережа зображена на рис. 2.4.

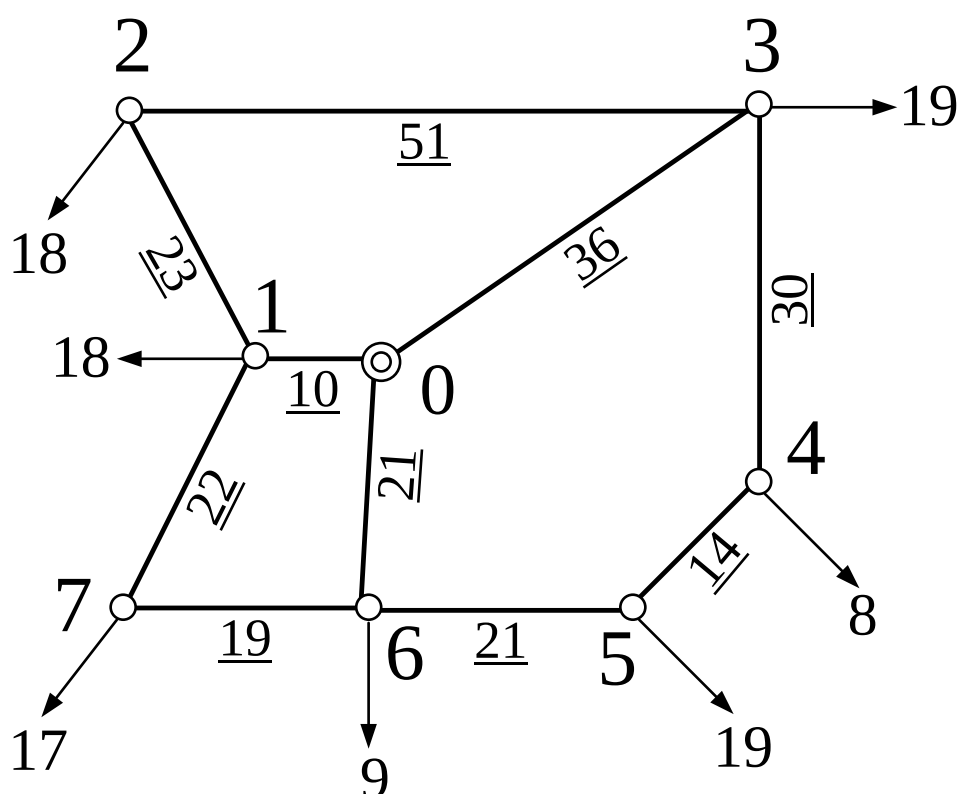


Рис. 2.4 – Замкнена схема електричної мережі

Розрахунок проводимо, припускаючи, що проектувана замкнена мережа є електрично однорідною, тобто виконана повітряними лініями одного конструктивного типу з рівними перетинами проводів на ділянках і однаковим розташуванням проводів на опорах. Це дозволить зробити орієнтовний розрахунок потокорозподілу у замкненій мережі, використовуючи довжини ділянок.

Потокорозподіл розрахуємо, використовуючи метод контурних рівнянь [1]. Умовно видалимо зі схеми перемички 1-2, 3-4 та 5-6. Отримаємо трипроменеву розімкнену мережу, потокорозподіл в якій (що задовольняє першому закону

Кірхгофа), показано на схемі рис. 2.5. По черзі замикаючи перемички, отримаємо відповідні замкнені контури, розрахунковий напрямок обходу яких приймемо за годинниковою стрілкою. При почерговому замиканні перемичок у даних замкнутих контурах виникнуть зрівняльні потужності S_I , S_{II} і S_{III} , що забезпечують у вихідній схемі виконання другого закону Кірхгофа.

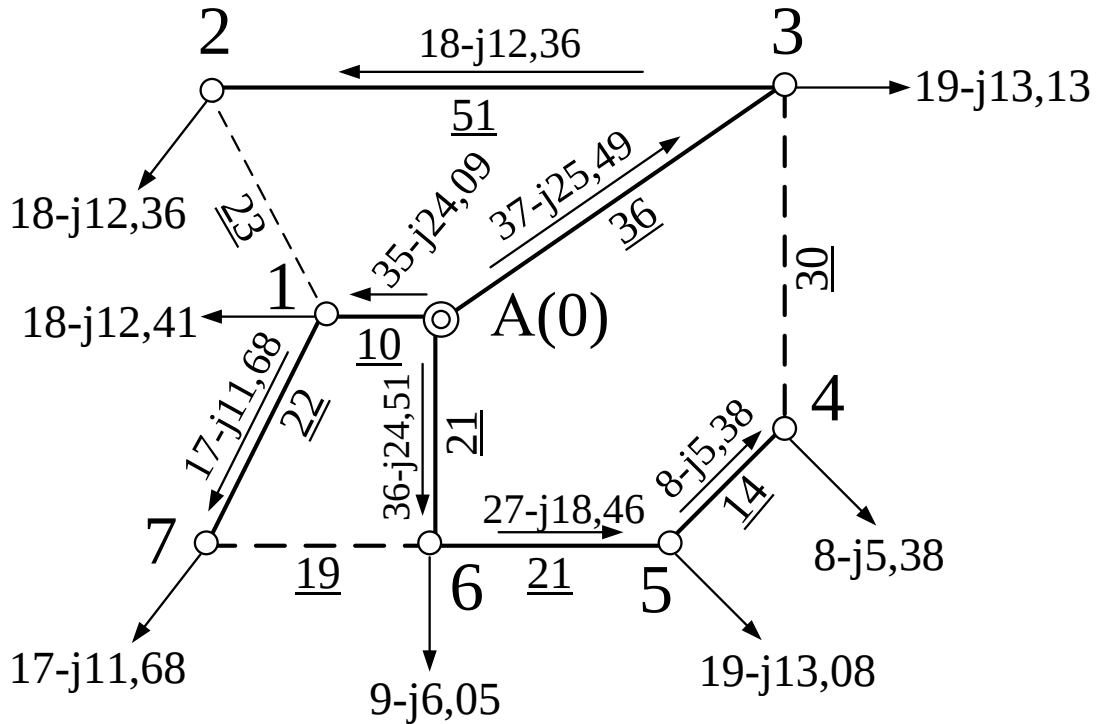


Рис. 2.5 – Потокорозподіл в розімкненій схемі мережі

Власні та взаємні довжини контурів:

$$L_I = l_{01} + l_{12} + l_{23} + l_{30} = 10 + 23 + 51 + 36 = 120 \text{ км},$$

$$L_{II} = l_{03} + l_{34} + l_{45} + l_{56} + l_{60} = 36 + 30 + 14 + 21 + 29 = 130 \text{ км},$$

$$L_{III} = l_{06} + l_{67} + l_{71} + l_{10} = 21 + 19 + 22 + 10 = 72 \text{ км},$$

$$L_{I,II} = L_{II,I} = l_{03} = 36 \text{ км}, L_{I,III} = L_{III,I} = l_{01} = 10 \text{ км}, L_{II,III} = L_{III,II} = l_{06} = 21 \text{ км}.$$

Рівняння другого закону Кірхгофа для суміщеного потокорозподілу в розімкненій мережі та розподілу зрівняльних потужностей для кожного з замкнутих контурів матимуть вигляд:

$$(35-j24,09) \cdot 10 - (18-j12,36) \cdot 51 - (37-j25,49) \cdot 36 + 120 \cdot S_I - 36 \cdot S_{II} - 10 \cdot S_{III} = 0$$

$$(37-j25,49) \cdot 36 - (8-j5,38) \cdot 14 - (27-j18,46) \cdot 21 - (36-j24,51) \cdot 21 + 130 \cdot S_{II} - 36 \cdot S_I - 21 \cdot S_{III} = 0$$

$$(36-j24,51) \cdot 21 - (17-j11,68) \cdot 22 - (35-j24,09) \cdot 10 + 72 \cdot S_{III} - 10 \cdot S_I - 21 \cdot S_{II} = 0$$

Розв'яжемо дану систему рівнянь, отримаємо наступні контурні потужності:
 $S_I = 18,26 - j12,54$ МВА; $S_{II} = 6,94 - j4,69$ МВА; $S_{III} = 4,12 - j2,87$ МВА.

Обчислені значення зрівняльних потужностей накладаємо на поточкорозподіл в розімкнутій схемі мережі. Результуючий поточкорозподіл потужностей по ділянках замкнутої схеми мережі, який забезпечує виконання першого і другого законів Кірхгофа у вихідній замкненій схемі і є рішенням задачі, зображено на рис. 2.6.

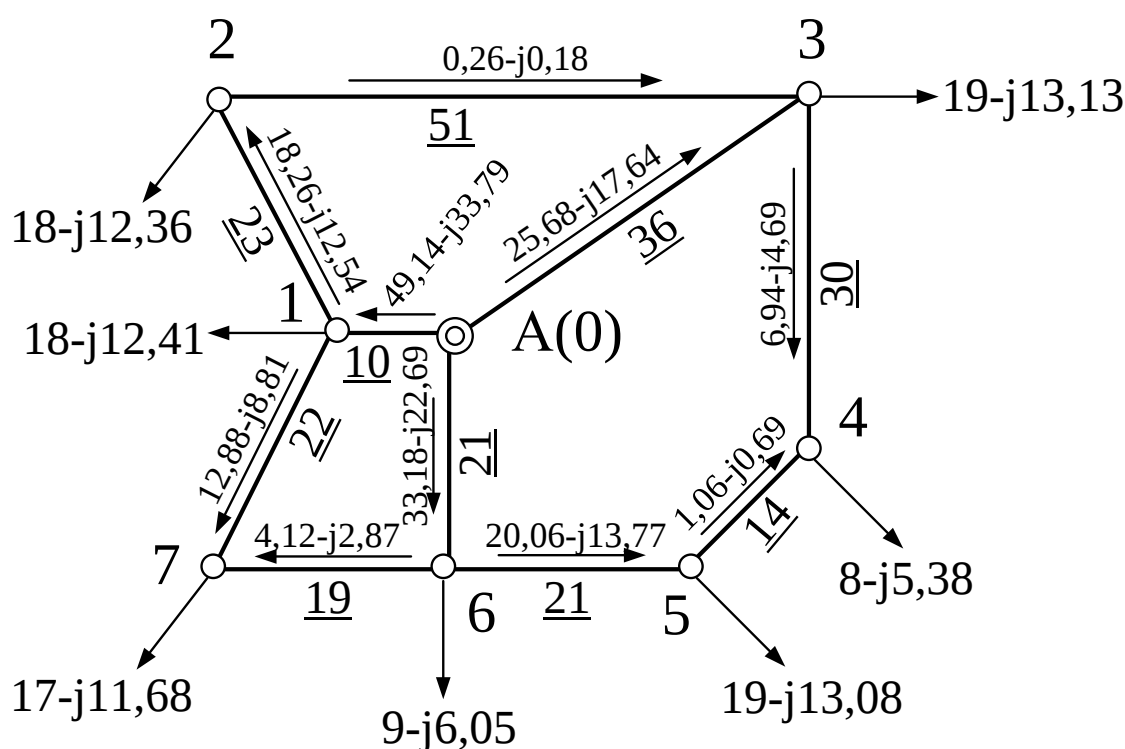


Рис. 2.6 – Результуючий поточкорозподіл потужностей схеми

2.6 Вибір марки та перерізу проводів районної електричної мережі

Перерізи проводів обираємо відповідно до економічного інтервалу потужності, зображеного на рис. 2.7. На рис. 2.7 зображено залежність витрат на будівництво та експлуатацію ЛЕП від протікання потужності по ній.

Відповідно до рис. 2.7 визначаємо перерізи проводів. Результати зводимо в табл. 2.10.

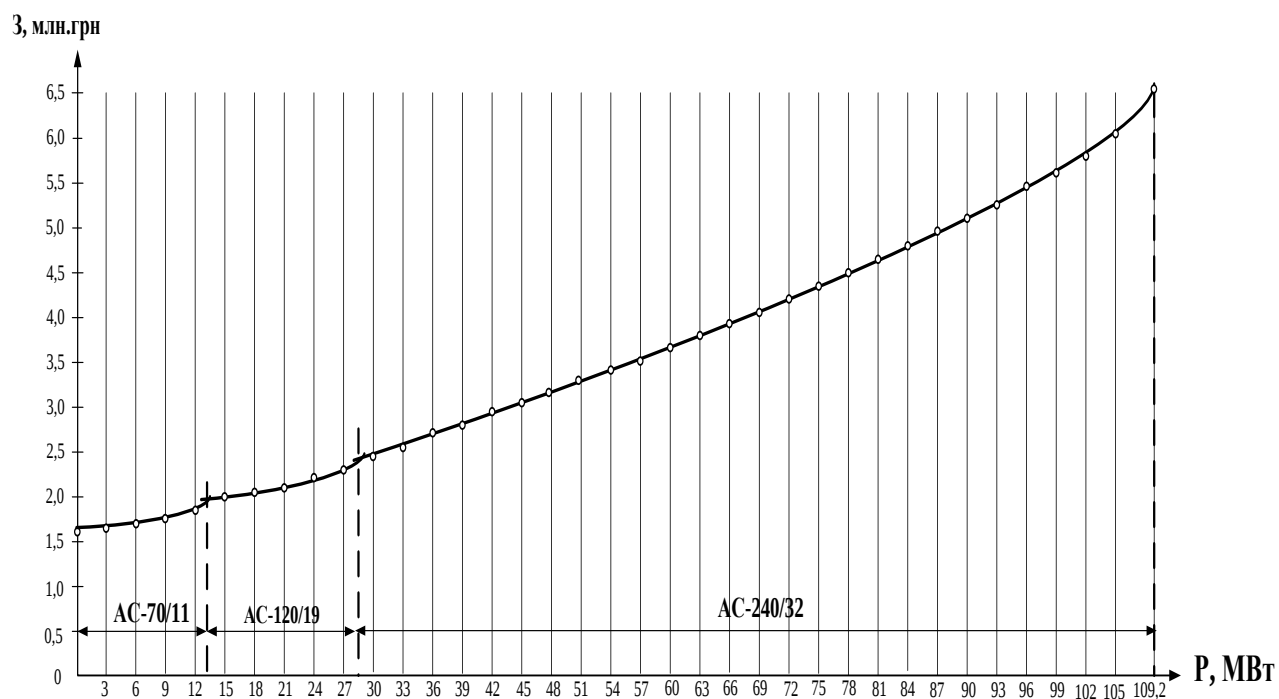


Рис. 2.7 – Економічні інтервали потужності

Таблиця 2.10 – Вибір марки та перерізу ділянок РЕМ

Ділянка	P , МВт	Переріз, мм ²
0-1	49,14	1×240
0-3	25,68	1×120
0-6	33,18	1×240
1-2	18,26	1×120
1-7	12,88	1×120
2-3	0,26	1×70
3-4	6,94	1×70
4-5	1,06	1×70
5-6	20,06	1×120
6-7	4,12	1×70

2.7 Визначення параметрів розрахункової схеми електричної мережі

2.7.1 Розрахунок параметрів ЛЕП

Параметрами розрахункової схеми електричної мережі є опори ділянок ЛЕП та розрахункові провідності пунктів схеми.

Розрахунок параметрів ЛЕП проведений за методикою, наведеною в [1]. Результати розрахунку приведені в табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Розрахунок параметрів ЛЕП

№ ділянки	Конструкція фази	l , км	d , мм	r_o , Ом/км	x_o , Ом/км	$g_o \cdot 10^{-9}$ См/км	$b_o \cdot 10^{-6}$ См/км	r , Ом	x , Ом	$G \cdot 10^{-9}$ См	$B \cdot 10^{-6}$ См
0-1	1×240	10	21,6	0,118	0,396	5,785	2,892	1,18	3,96	57,85	28,92
0-3	1×240	36	21,6	0,118	0,396	5,785	2,892	4,25	14,26	208,26	104,11
0-6	1×240	21	21,6	0,118	0,396	5,785	2,892	2,48	8,32	121,49	60,73
1-2	1×240	23	21,6	0,118	0,396	5,785	2,892	2,71	9,11	133,06	66,52
1-7	1×240	22	21,6	0,118	0,396	5,785	2,892	2,60	8,71	127,27	63,62
2-3	1×70	51	11,4	0,422	0,436	7,438	2,614	21,52	22,24	379,34	133,31
3-4	1×70	30	11,4	0,422	0,436	7,438	2,614	12,66	13,08	223,14	78,42
4-5	1×70	14	11,4	0,422	0,436	7,438	2,614	5,91	6,10	104,13	36,60
5-6	1×240	21	21,6	0,118	0,396	5,785	2,892	2,48	8,32	121,49	60,73
6-7	1×70	19	11,4	0,422	0,436	7,438	2,614	8,02	8,28	141,32	49,67

2.7.2 Розрахунок параметрів трансформаторів

Методика розрахунків параметрів трансформатора наведена в [1]. Результати розрахунку зведені в табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Розрахунок параметрів трансформаторів

№ ПС	Тип трансформаторів на підстанції	$Z_{БТ\text{ ВН}}$, Ом	$Z_{БТ\text{ СН}}$, Ом	$Z_{БТ\text{ НН}}$, Ом	$Y_{БТ} \cdot 10^{-6}$, См
1	ТДТН-16000/110	1,29+j44,43	1,29	1,29+j25,83	3,48-j24,20
2	ТДТН-16000/110	1,29+j44,43	1,29	1,29+j25,83	3,48-j24,20
3	ТДТН-25000/110	0,53+j28,43	0,53	0,53+j16,53	4,69-j26,46
4	ТДН-10000/110	3,97+j69,43	---	---	2,117-j10,586
5	ТДТН-25000/110	0,53+j28,43	0,53	0,53+j16,53	4,69-j26,46
6	ТДН-10000/110	3,97+j69,43	---	---	2,117-j10,586
7	ТДТН-16000/110	1,29+j44,43	1,29	1,29+j25,83	3,48-j24,20

2.7.3 Розрахунок втрат потужності в обмотках трансформатора

Втрати потужностей в обмотках трансформаторів підстанцій розраховані згідно методики, приведеної в [1] і занесені в табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Втрати потужностей в обмотках трансформаторів

№ ПС	ΔS_{CH} , МВА	ΔS_{HH} , МВА	ΔS_{BH} , МВА	ΔS_{TH} , МВА
1	0,02	0,01-j0,11	0,05-j1,77	0,08-j1,88
2	0,02	0,01-j0,20	0,05-j1,77	0,08-j1,97
3	0,01	0-j0,05	0,02-j1,26	0,03-j1,31
4	---	---	0,03-j0,53	0,03-j0,53
5	0,01	0-j0,10	0,02-j1,26	0,03-j1,36
6	---	---	0,04-j0,67	0,04-j0,67
7	0,02	0,01-j0,15	0,05-j1,58	0,08-j1,73

Визначення розрахункових провідностей пунктів схеми:

$$Y_{P0} = 0,5 \cdot (Y_{P0-1} + Y_{P0-3} + Y_{P0-6}) = (193,8 \cdot 10^{-9} + j96,88 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ};$$

$$Y_{P1} = 0,5 \cdot (Y_{P1-2} + Y_{P0-1} + Y_{P1-7}) + Y_{BT1} = (3,639 \cdot 10^{-6} + j55,33 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ};$$

$$\text{аналогічно } Y_{P2} = (3,745 \cdot 10^{-6} + j75,715 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ}; Y_{P3} = (5,095 \cdot 10^{-6} + j131,46 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ};$$

$$Y_{P4} = (2,875 \cdot 10^{-6} + j46,924 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ}; Y_{P5} = (4,803 \cdot 10^{-6} + j38,079 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ};$$

$$Y_{P6} = (2,309 \cdot 10^{-6} + j74,979 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ}; Y_{P7} = (3,614 \cdot 10^{-6} + j32,445 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ}.$$

2.8 Розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях

Мета уточнюючого розрахунку мережі – знаходження поточкорозподілу активної та реактивної потужностей на ділянках мережі і дійсної напруги на шинах низької напруги районних підстанцій. Даний розрахунок проводиться для режиму максимальних і мінімальних навантажень, а також для визначеного аварійного режиму мережі. Для розрахунку режимів складаються повні схеми заміщення мережі.

Розрахунки режимів роботи районних мереж проводили ітераційним методом Зейделя. Завданням ітераційного розрахунку режиму роботи мережі є уточнення втрат потужності в елементах мережі з метою визначення їх значень з будь-яким наперед заданим ступенем точності. Для розрахунків будемо використовувати Z-схему мережі з повними опорами ділянок та зведеними навантаженнями пунктів.

Зведені навантаження пунктів схеми з урахуванням наближених значень втрат потужностей в опорах блоку трансформаторів обчислюються за формулою $S_{ЗВі} = S_i + \Delta S_{ТПі}$ та показані в табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Зведені навантаження пунктів схеми

№ ПС	$S_{ЗВ}$, МВА	№ ПС	$S_{ЗВ}$, МВА	№ ПС	$S_{ЗВ}$, МВА
1	18,08-j13,66	4	8,03-j6,32	7	17,08-j13,00
2	18,08-j13,96	5	19,03-j13,86		
3	19,03-j13,61	6	9,04-j7,19		

Алгебраїчні провідності пунктів схеми:

Взаємні:

$$y_{0-1} = y_{1-0} = z_{0-1}^{-1} = (1,18 + j3,96)^{-1} = (0,0691 - j0,2319) \text{ См},$$

$$y_{0-3} = y_{3-0} = z_{0-3}^{-1} = (4,25 + j14,26)^{-1} = (0,0192 - j0,0644) \text{ См},$$

$$y_{0-6} = y_{6-0} = z_{0-6}^{-1} = (2,48 + j8,32)^{-1} = (0,0329 - j0,1104) \text{ См},$$

$$y_{1-2} = y_{2-1} = z_{1-2}^{-1} = (2,71 + j9,11)^{-1} = (0,0300 - j0,1008) \text{ См},$$

$$y_{1-7} = y_{7-1} = z_{1-7}^{-1} = (2,60 + j8,71)^{-1} = (0,0315 - j0,1054) \text{ } C_M,$$

$$y_{2-3} = y_{3-2} = z_{2-3}^{-1} = (21,52 + j22,24)^{-1} = (0,0225 - j0,0232) \text{ } C_M,$$

$$y_{3-4} = y_{4-3} = z_{3-4}^{-1} = (12,66 + j13,08)^{-1} = (0,0382 - j0,0395) \text{ } C_M,$$

$$y_{4-5} = y_{5-4} = z_{4-5}^{-1} = (5,91 + j6,10)^{-1} = (0,0819 - j0,0846) \text{ } C_M,$$

$$y_{5-6} = y_{6-5} = z_{5-6}^{-1} = (2,48 + j8,32)^{-1} = (0,0329 - j0,1104) \text{ } C_M,$$

$$y_{6-7} = y_{7-6} = z_{6-7}^{-1} = (8,02 + j8,28)^{-1} = (0,0604 - j0,0623) \text{ } C_M.$$

Власні:

$$y_{1-1} = -(y_{0-1} + y_{1-2} + y_{1-7}) = -(0,0691 - j0,2319 + 0,0300 - j0,1008 + 0,0315 - j0,1054) = (-0,1306 + j0,4382) \text{ } C_M,$$

$$y_{2-2} = -(y_{2-1} + y_{2-3}) = -(0,0300 - j0,1008 + 0,0225 - j0,0232) = (-0,0525 + j0,1240) \text{ } C_M,$$

$$y_{3-3} = -(y_{3-0} + y_{3-2} + y_{3-4}) = -(0,0192 - j0,0644 + 0,0225 - j0,0232 + 0,0382 - j0,0395) = (-0,0799 + j0,1271) \text{ } C_M,$$

$$y_{4-4} = -(y_{4-3} + y_{4-5}) = -(0,0382 - j0,0395 + 0,0819 - j0,0846) = (-0,1201 + j0,1240) \text{ } C_M,$$

$$y_{5-5} = -(y_{5-4} + y_{5-6}) = -(0,0819 - j0,0846 + 0,0329 - j0,1104) = (-0,1148 + j0,1949) \text{ } C_M,$$

$$y_{6-6} = -(y_{6-0} + y_{6-5} + y_{6-7}) = -(0,0329 - j0,1104 + 0,0329 - j0,1104 + 0,0604 - j0,0623) = (-0,1262 + j0,2831) \text{ } C_M,$$

$$y_{7-7} = -(y_{7-1} + y_{7-6}) = -(0,0315 - j0,1054 + 0,0604 - j0,0623) = (-0,0918 + j0,1677) \text{ } C_M.$$

Ітерація № 1.

Початкові наближення напруг пунктів схеми приймаємо $U=110 \text{ кВ}$

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$S_{P,1} = S_{3B,1} + Y_{P1} \cdot (|U_1|)^2 = 18,08 - j13,66 + (3,639 \cdot 10^{-6} + j55,330 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (18,12 - j12,99) \text{ } MBA,$$

$$S_{P,2} = S_{3B,2} + Y_{P2} \cdot (|U_2|)^2 = 18,08 - j13,96 + (3,376 \cdot 10^{-6} + j75,715 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (18,13 - j13,04) \text{ } MBA,$$

$$S_{P,3} = S_{3B,3} + Y_{P3} \cdot (|U_3|)^2 = 19,03 - j13,61 + (5,085 \cdot 10^{-6} + j131,460 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (19,09 - j12,02) \text{ } MBA,$$

$$S_{P,4} = S_{3B,4} + Y_{P4} \cdot (|U_4|)^2 = 8,03 - j6,32 + (2,284 \cdot 10^{-6} + j46,910 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (8,06 - j5,75) \text{ } MBA,$$

$$S_{P,5} = S_{3B,5} + Y_{P5} \cdot (|U_5|)^2 = 19,03 - j13,86 + (4,793 \cdot 10^{-6} + j22,205 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (19,09 - j13,60) \text{ } MBA,$$

$$S_{P,6} = S_{3B,6} + Y_{P6} \cdot (|U_6|)^2 = 9,04 - j7,19 + (2,312 \cdot 10^{-6} + j74,975 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (9,07 - j6,28) \text{ } MBA,$$

$$S_{P,7} = S_{3B,7} + Y_{P7} \cdot (|U_7|)^2 = 17,08 - j13,00 + (3,61410 \cdot 10^{-6} + j32,445 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (17,12 - j12,60) \text{ } MBA.$$

Розрахуємо напруги пунктів схеми:

$$\begin{aligned}
 U_1 &= \frac{1}{y_{1-1}} \cdot \left[\frac{S_{P1}}{U_1} - (y_{1-0} \cdot U_0 + y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-7} \cdot U_7) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,1306 + j0,4382} \cdot \left[\frac{18,12 - j12,99}{110} - \left\{ (0,0691 - j0,2319) \cdot 115 + (0,0300 - j0,1008) \cdot 110 + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0315 - j0,1054) \cdot 110 \right\} \right] = \\
 &= (112,30 - j0,27) \text{ кВ}, |U_1| = 112,30 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 U_2 &= \frac{1}{y_{2-2}} \cdot \left[\frac{S_{P2}}{U_2} - (y_{2-1} \cdot U_1 + y_{2-3} \cdot U_3) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,0525 + j0,1241} \cdot \left[\frac{18,13 - j13,04}{110} - \left\{ (0,0300 - j0,1008) \cdot (112,30 - j0,27) + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0225 - j0,0232) \cdot 110 \right\} \right] = \\
 &= (110,47 - j1,19) \text{ кВ}, |U_2| = 110,48 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 U_3 &= \frac{1}{y_{3-3}} \cdot \left[\frac{S_{P3}}{U_3} - (y_{3-0} \cdot U_0 + y_{3-2} \cdot U_2 + y_{3-4} \cdot U_4) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,0799 + j0,1271} \cdot \left[\frac{19,09 - j12,02}{110} - \left\{ (0,0192 - j0,0644) \cdot 115 + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0225 - j0,0232) \cdot (110,47 - j1,19) + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0382 - j0,0395) \cdot 110 \right\} \right] = \\
 &= (111,08 - j1,42) \text{ кВ}, |U_3| = 111,09 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 U_4 &= \frac{1}{y_{4-4}} \cdot \left[\frac{S_{P4}}{U_4} - (y_{4-3} \cdot U_3 + y_{4-5} \cdot U_5) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,1201 + j0,1240} \cdot \left[\frac{8,06 - j5,75}{110} - \left\{ (0,0382 - j0,0395) \cdot (111,08 - j1,42) + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0819 - j0,0846) \cdot 110 \right\} \right] = \\
 &= (109,83 - j0,55) \text{ кВ}, |U_4| = 109,83 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 U_5 &= \frac{1}{y_{5-5}} \cdot \left[\frac{S_{P5}}{U_5} - (y_{5-4} \cdot U_4 + y_{5-6} \cdot U_6) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,1148 + j0,1949} \cdot \left[\frac{19,09 - j13,60}{110} - \left\{ (0,0819 - j0,0846) \cdot (109,83 - j0,55) + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0329 - j0,1104) \cdot 110 \right\} \right] = \\
 &= (109,12 - j0,68) \text{ кВ}, |U_5| = 109,12 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 U_6 &= \frac{1}{y_{6-6}} \cdot \left[\frac{S_{P6}}{U_6} - (y_{6-0} \cdot U_0 + y_{6-5} \cdot U_5 + y_{6-7} \cdot U_7) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,1262 + j0,2831} \cdot \left[\frac{9,07 - j6,28}{110} - \left\{ (0,0329 - j0,1104) \cdot 115 + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0329 - j0,1104) \cdot (109,12 - j0,68) + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0604 - j0,0623) \cdot 110 \right\} \right] = \\
 &= (111,21 - j0,62) \text{ кВ}, |U_6| = 111,21 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_7 &= \frac{1}{y_{7-7}} \cdot \left[\frac{S_{P7}}{U_7} - (y_{7-1} \cdot U_1 + y_{7-6} \cdot U_6) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0918 + j0,1677} \cdot \left[\frac{17,12 - j12,60}{110} - \left\{ (0,0315 - j0,1054) \cdot (112,30 - j0,27) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0604 - j0,0623) \cdot (111,21 - j0,62) \right\} \right] = \\
&= (110,95 - j0,98) \text{ } \kappa B, |U_7| = 110,95 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

Порахуємо модулі небалансів потужності в пунктах:

$$\begin{aligned}
\delta S_1 &= |S_{P,1} - (y_{1-0} \cdot U_0 + y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-7} \cdot U_7 + y_{1-1} \cdot U_1) \cdot \overline{U_1}| = \\
&= |18,12 - j12,99 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0691 - j0,2319) \cdot 115 + \\ &+ (0,0300 - j0,1008) \cdot (110,47 - j1,19) + \\ &+ (0,0315 - j0,1054) \cdot (110,95 - j0,98) + \\ &+ (-0,1306 + j0,4382) \cdot (112,30 - j0,27) \end{aligned} \right\} \cdot (112,30 + j0,27)| = 31,284 \text{ } MBA \\
\delta S_2 &= |S_{P,2} - (y_{2-1} \cdot U_1 + y_{2-3} \cdot U_3 + y_{2-2} \cdot U_2) \cdot \overline{U_2}| = \\
&= |18,13 - j13,04 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0300 - j0,1008) \cdot (112,30 - j0,27) + \\ &+ (0,0225 - j0,0232) \cdot (111,08 - j1,42) + \\ &+ (-0,0525 + j0,1241) \cdot (110,47 - j1,19) \end{aligned} \right\} \cdot (110,47 + j1,19)| = 6,203 \text{ } MBA \\
\delta S_3 &= |S_{P,3} - (y_{3-0} \cdot U_0 + y_{3-4} \cdot U_4 + y_{3-3} \cdot U_3) \cdot \overline{U_3}| = \\
&= |19,09 - j12,02 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0192 - j0,0644) \cdot 115 + \\ &+ (0,0382 - j0,0395) \cdot (109,83 - j0,55) + \\ &+ (-0,0799 + j0,1271) \cdot (111,08 - j1,42) \end{aligned} \right\} \cdot (111,08 + j1,42)| = 3,130 \text{ } MBA \\
\delta S_4 &= |S_{P,4} - (y_{4-3} \cdot U_3 + y_{4-5} \cdot U_5 + y_{4-4} \cdot U_4) \cdot \overline{U_4}| = \\
&= |8,06 - j5,75 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0382 - j0,0395) \cdot (111,08 - j1,42) + \\ &+ (0,0819 - j0,0846) \cdot (109,12 - j0,68) + \\ &+ (-0,1201 + j0,1240) \cdot (109,83 - j0,55) \end{aligned} \right\} \cdot (109,83 + j0,55)| = 14,371 \text{ } MBA \\
\delta S_5 &= |S_{P,5} - (y_{5-4} \cdot U_4 + y_{5-6} \cdot U_6 + y_{5-5} \cdot U_5) \cdot \overline{U_5}| = \\
&= |19,09 - j13,60 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0819 - j0,0846) \cdot (109,83 - j0,55) + \\ &+ (0,0329 - j0,1104) \cdot (111,21 - j0,62) + \\ &+ (-0,1148 + j0,1949) \cdot (109,12 - j0,68) \end{aligned} \right\} \cdot (109,12 + j0,68)| = 16,854 \text{ } MBA \\
\delta S_6 &= |S_{P,6} - (y_{6-0} \cdot U_0 + y_{6-5} \cdot U_5 + y_{6-7} \cdot U_7 + y_{6-6} \cdot U_6) \cdot \overline{U_6}| = \\
&= |9,07 - j6,28 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0329 - j0,1104) \cdot 115 + \\ &+ (0,0329 - j0,1104) \cdot (109,12 - j0,68) + \\ &+ (0,0604 - j0,0623) \cdot (110,95 - j0,98) + \\ &+ (-0,1262 + j0,2831) \cdot (111,21 - j0,62) \end{aligned} \right\} \cdot (111,21 + j0,62)| = 13,153 \text{ } MBA
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \delta S_7 &= \left| S_{P,7} - (y_{7-1} \cdot U_1 + y_{7-6} \cdot U_6 + y_{7-7} \cdot U_7) \cdot \overline{U_7} \right| = \\ &= \left| 17,12 - j12,60 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0315 - j0,1054) \cdot (112,30 - j0,27) + \\ &+ (0,0604 - j0,0623) \cdot (111,21 - j0,62) + \\ &+ (-0,0918 + j0,1677) \cdot (110,95 - j0,98) \end{aligned} \right\} \cdot (110,95 + j0,98) \right| = 0,263 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$\Delta = \max |\delta S_i| = 31,284 \text{ MBA} > 0,01$, тому потрібно продовжувати розрахунок.

Ітерація № 2.

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$\begin{aligned} S_{P,1} &= S_{3B,1} + Y_{P1} \cdot (|U_1|)^2 = 18,08 - j13,66 + (3,639 \cdot 10^{-6} + j55,330 \cdot 10^{-6}) \cdot 112,3^2 = (18,13 - j12,96) \text{ MBA}, \\ S_{P,2} &= S_{3B,2} + Y_{P2} \cdot (|U_2|)^2 = 18,08 - j13,96 + (3,376 \cdot 10^{-6} + j75,715 \cdot 10^{-6}) \cdot 110,48^2 = (18,13 - j13,04) \text{ MBA}, \\ S_{P,3} &= S_{3B,3} + Y_{P3} \cdot (|U_3|)^2 = 19,03 - j13,61 + (5,085 \cdot 10^{-6} + j131,460 \cdot 10^{-6}) \cdot 111,09^2 = (19,09 - j11,98) \text{ MBA}, \\ S_{P,4} &= S_{3B,4} + Y_{P4} \cdot (|U_4|)^2 = 8,03 - j6,32 + (2,284 \cdot 10^{-6} + j46,910 \cdot 10^{-6}) \cdot 109,83^2 = (8,06 - j5,76) \text{ MBA}, \\ S_{P,5} &= S_{3B,5} + Y_{P5} \cdot (|U_5|)^2 = 19,03 - j13,86 + (4,793 \cdot 10^{-6} + j22,205 \cdot 10^{-6}) \cdot 109,12^2 = (19,09 - j13,60) \text{ MBA}, \\ S_{P,6} &= S_{3B,6} + Y_{P6} \cdot (|U_6|)^2 = 9,04 - j7,19 + (2,312 \cdot 10^{-6} + j74,975 \cdot 10^{-6}) \cdot 111,21^2 = (9,07 - j6,26) \text{ MBA}, \\ S_{P,7} &= S_{3B,7} + Y_{P7} \cdot (|U_7|)^2 = 17,08 - j13,00 + (3,61410 \cdot 10^{-6} + j32,445 \cdot 10^{-6}) \cdot 110,95^2 = (17,12 - j12,60) \text{ MBA}. \end{aligned}$$

Розрахуємо напруги пунктів схеми:

$$\begin{aligned} U_1 &= \frac{1}{y_{1-1}} \cdot \left[\frac{S_{P1}}{U_1} - (y_{1-0} \cdot U_0 + y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-7} \cdot U_7) \right] = \\ &= \frac{1}{-0,1306 + j0,4382} \cdot \left[\frac{18,12 - j12,96}{112,30 + j0,27} - \left\{ \begin{aligned} &(0,0691 - j0,2319) \cdot 115 + \\ &(0,0300 - j0,1008) \cdot (110,47 - j1,19) + \\ &+ (0,0315 - j0,1054) \cdot (110,95 - j0,98) \end{aligned} \right\} \right] = \\ &= (112,64 - j0,78) \text{ KB}, |U_1| = 112,64 \text{ KB} \\ U_2 &= \frac{1}{y_{2-2}} \cdot \left[\frac{S_{P2}}{U_2} - (y_{2-1} \cdot U_1 + y_{2-3} \cdot U_3) \right] = \\ &= \frac{1}{-0,0525 + j0,1241} \cdot \left[\frac{18,13 - j13,04}{110,47 + j1,19} - \left\{ \begin{aligned} &(0,0300 - j0,1008) \cdot (112,64 - j0,78) + \\ &+ (0,0225 - j0,0232) \cdot (111,08 - j1,42) \end{aligned} \right\} \right] = \\ &= (111,06 - j1,82) \text{ KB}, |U_2| = 111,07 \text{ KB} \\ U_3 &= \frac{1}{y_{3-3}} \cdot \left[\frac{S_{P3}}{U_3} - (y_{3-0} \cdot U_0 + y_{3-2} \cdot U_2 + y_{3-4} \cdot U_4) \right] = \\ &= \frac{1}{-0,0799 + j0,1271} \cdot \left[\frac{19,09 - j11,98}{111,08 + j1,42} - \left\{ \begin{aligned} &(0,0192 - j0,0644) \cdot 115 + \\ &+ (0,0225 - j0,0232) \cdot (111,06 - j1,82) + \\ &+ (0,0382 - j0,0395) \cdot (109,83 - j0,55) \end{aligned} \right\} \right] = \\ &= (111,22 - j1,72) \text{ KB}, |U_3| = 111,23 \text{ KB} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_4 &= \frac{1}{y_{4-4}} \cdot \left[\frac{S_{P4}}{U_4} - (y_{4-3} \cdot U_3 + y_{4-5} \cdot U_5) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,1201 + j0,1240} \cdot \left[\frac{8,06 - j5,75}{109,83 + j0,55} - \left\{ (0,0382 - j0,0395) \cdot (111,22 - j1,72) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0819 - j0,0846) \cdot (109,12 - j0,68) \right\} \right] = \\
&= (109,27 - j1,10) \text{ } \kappa B, |U_4| = 109,28 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_5 &= \frac{1}{y_{5-5}} \cdot \left[\frac{S_{P5}}{U_5} - (y_{5-4} \cdot U_4 + y_{5-6} \cdot U_6) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,1148 + j0,1949} \cdot \left[\frac{19,09 - j13,60}{109,12 + j0,68} - \left\{ (0,0819 - j0,0846) \cdot (109,27 - j1,10) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0329 - j0,1104) \cdot (111,21 - j0,62) \right\} \right] = \\
&= (109,42 - j1,48) \text{ } \kappa B, |U_5| = 109,43 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_6 &= \frac{1}{y_{6-6}} \cdot \left[\frac{S_{P6}}{U_6} - (y_{6-0} \cdot U_0 + y_{6-5} \cdot U_5 + y_{6-7} \cdot U_7) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,1262 + j0,2831} \cdot \left[\frac{9,07 - j6,26}{111,21 + j0,62} - \left\{ (0,0329 - j0,1104) \cdot 115 + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0329 - j0,1104) \cdot (109,42 - j1,48) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0604 - j0,0623) \cdot (110,95 - j0,98) \right\} \right] = \\
&= (111,63 - j1,09) \text{ } \kappa B, |U_6| = 111,64 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_7 &= \frac{1}{y_{7-7}} \cdot \left[\frac{S_{P7}}{U_7} - (y_{7-1} \cdot U_1 + y_{7-6} \cdot U_6) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0918 + j0,1677} \cdot \left[\frac{17,12 - j12,60}{110,95 + j0,98} - \left\{ (0,0315 - j0,1054) \cdot (112,64 - j0,78) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0604 - j0,0623) \cdot (111,63 - j1,09) \right\} \right] = \\
&= (111,32 - j1,45) \text{ } \kappa B, |U_7| = 111,33 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

Порахуємо модулі небалансів потужності в пунктах:

$$\begin{aligned}
\delta S_1 &= \left| S_{P,1} - (y_{1-0} \cdot U_0 + y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-7} \cdot U_7 + y_{1-1} \cdot U_1) \cdot \overline{U_1} \right| = \\
&= |18,13 - j12,96 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0691 - j0,2319) \cdot 115 + \\ &+ (0,0300 - j0,1008) \cdot (111,06 - j1,82) + \\ &+ (0,0315 - j0,1054) \cdot (111,32 - j1,45) + \\ &+ (-0,1306 + j0,4382) \cdot (112,64 - j0,78) \end{aligned} \right\} \cdot (112,64 + j0,78)| = 17,528 \text{ } MBA
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\delta S_2 &= \left| S_{P,2} - (y_{2-1} \cdot U_1 + y_{2-3} \cdot U_3 + y_{2-2} \cdot U_2) \cdot \overline{U_2} \right| = \\
&= |18,13 - j13,04 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0300 - j0,1008) \cdot (112,64 - j0,78) + \\ &+ (0,0225 - j0,0232) \cdot (111,22 - j1,72) + \\ &+ (-0,0525 + j0,1241) \cdot (111,06 - j1,82) \end{aligned} \right\} \cdot (111,06 + j1,82)| = 1,089 \text{ } MBA
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\delta S_3 &= \left| S_{P,3} - (y_{3-0} \cdot U_0 + y_{3-4} \cdot U_4 + y_{3-3} \cdot U_3) \cdot \overline{U_3} \right| = \\
&= |19,09 - j11,98 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0192 - j0,0644) \cdot 115 + \\ &+ (0,0382 - j0,0395) \cdot (109,27 - j1,10) + \\ &+ (-0,0799 + j0,1271) \cdot (111,22 - j1,72) \end{aligned} \right\} \cdot (111,22 + j1,72)| = 4,751 \text{ MBA} \\
\delta S_4 &= \left| S_{P,4} - (y_{4-3} \cdot U_3 + y_{4-5} \cdot U_5 + y_{4-4} \cdot U_4) \cdot \overline{U_4} \right| = \\
&= |8,06 - j5,76 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0382 - j0,0395) \cdot (111,22 - j1,72) + \\ &+ (0,0819 - j0,0846) \cdot (109,42 - j1,48) + \\ &+ (-0,1201 + j0,1240) \cdot (109,27 - j1,10) \end{aligned} \right\} \cdot (109,27 + j1,10)| = 10,923 \text{ MBA} \\
\delta S_5 &= \left| S_{P,5} - (y_{5-4} \cdot U_4 + y_{5-6} \cdot U_6 + y_{5-5} \cdot U_5) \cdot \overline{U_5} \right| = \\
&= |19,09 - j13,60 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0819 - j0,0846) \cdot (109,27 - j1,10) + \\ &+ (0,0329 - j0,1104) \cdot (111,63 - j1,09) + \\ &+ (-0,1148 + j0,1949) \cdot (109,42 - j1,48) \end{aligned} \right\} \cdot (109,42 + j1,48)| = 7,781 \text{ MBA} \\
\delta S_6 &= \left| S_{P,6} - (y_{6-0} \cdot U_0 + y_{6-5} \cdot U_5 + y_{6-7} \cdot U_7 + y_{6-6} \cdot U_6) \cdot \overline{U_6} \right| = \\
&= |9,07 - j6,26 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0329 - j0,1104) \cdot 115 + \\ &+ (0,0329 - j0,1104) \cdot (109,42 - j1,48) + \\ &+ (0,0604 - j0,0623) \cdot (111,32 - j1,45) + \\ &+ (-0,1262 + j0,2831) \cdot (111,63 - j1,09) \end{aligned} \right\} \cdot (111,63 + j1,09)| = 5,808 \text{ MBA} \\
\delta S_7 &= \left| S_{P,7} - (y_{7-1} \cdot U_1 + y_{7-6} \cdot U_6 + y_{7-7} \cdot U_7) \cdot \overline{U_7} \right| = \\
&= |17,12 - j12,60 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0315 - j0,1054) \cdot (112,64 - j0,78) + \\ &+ (0,0604 - j0,0623) \cdot (111,63 - j1,09) + \\ &+ (-0,0918 + j0,1677) \cdot (111,32 - j1,45) \end{aligned} \right\} \cdot (111,32 + j1,45)| = 0,115 \text{ MBA}
\end{aligned}$$

$\Delta = \max |\delta S_i| = 17,528 \text{ MBA} > 0,01$, тому потрібно продовжувати розрахунок.

Наступні ітерації розраховуються аналогічно. Результати занесені в табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Результати розрахунку ітерацій режиму

Обчислений параметр	Результати розрахунку ітерації № 1	Результати розрахунку ітерації № 2	Результати розрахунку ітерації № 3	...	Результати розрахунку ітерації № 20	Результати розрахунку ітерації № 21
S_{p1}, MBA	18,12-j12,99	18,13-j12,96	18,13-j12,96	...	18,13-j12,95	18,13-j12,95
S_{p2}, MBA	18,13-j13,04	18,13-j13,04	18,13-j13,03	...	18,13-j13,01	18,13-j13,01
S_{p3}, MBA	19,09-j12,02	19,09-j11,98	19,09-j11,98	...	19,09-j11,96	19,09-j11,96
S_{p4}, MBA	8,06-j5,75	8,06-j5,76	8,06-j5,76	...	8,06-j5,75	8,06-j5,75
S_{p5}, MBA	19,09-j13,60	19,09-j13,60	19,09-j13,60	...	19,09-j13,59	19,09-j13,59
S_{p6}, MBA	9,07-j6,28	9,07-j6,26	9,07-j6,25	...	9,07-j6,24	9,07-j6,24
S_{p7}, MBA	17,12-j12,60	17,12-j12,60	17,12-j12,59	...	17,13-j12,59	17,13-j12,59
$U_1, \kappa B$	112,30-j0,27	112,64-j0,78	112,86-j1,03	...	113,19-j1,33	113,19-j1,33
$U_2, \kappa B$	110,47-j1,19	111,06-j1,82	111,27-j2,08	...	111,72-j2,47	111,72-j2,48
$U_3, \kappa B$	111,08-j1,42	111,22-j1,72	111,11-j2,00	...	111,85-j2,62	111,85-j2,62
$U_4, \kappa B$	109,83-j0,55	109,27-j1,10	109,44-j1,73	...	110,61-j2,98	110,61-j2,98
$U_5, \kappa B$	109,12-j0,68	109,42-j1,48	109,73-j2,06	...	110,79-j3,03	110,79-j3,03
$U_6, \kappa B$	111,21-j0,62	111,63-j1,09	111,86-j1,40	...	112,45-j1,90	112,45-j1,91
$U_7, \kappa B$	110,95-j0,98	111,32-j1,45	111,56-j1,72	...	112,02-j2,07	112,03-j2,07
$\delta S_1, MBA$	31,284	17,528	8,442	...	0,014	0,007
$\delta S_2, MBA$	6,203	1,089	1,013	...	0,004	0,002
$\delta S_3, MBA$	3,131	4,751	3,939	...	0,010	0,005
$\delta S_4, MBA$	14,370	10,923	8,393	...	0,017	0,008
$\delta S_5, MBA$	16,854	7,781	4,801	...	0,009	0,004
$\delta S_6, MBA$	13,153	5,808	3,502	...	0,005	0,003
$\delta S_7, MBA$	0,263	0,115	0,069	...	0,0001	0,00005
Δ, MBA	31,284	17,528	8,442	...	0,017	0,008<0,001

Отже ітераційний розрахунок можна вважати завершеним.

Порахуємо потужності початків та кінців ділянок схеми:

$$S_{Поч.0-1} = (U_0 - U_1) \cdot y_{0-1} \cdot \overline{U_0} + 0,5 \cdot Y_{0-1} \cdot |(U_0)|^2 = (115 - (113,19 - j1,33)) \cdot (0,0691 - j0,2319) \cdot 115 + 0,5 \cdot (57,85 \cdot 10^{-9} + j28,92 \cdot 10^{-6}) \cdot 115^2 = (49,87 - j37,63) \text{ MBA}.$$

$$S_{Кін.0-1} = (U_0 - U_1) \cdot y_{0-1} \cdot \overline{U_1} - 0,5 \cdot Y_{0-1} \cdot |(U_1)|^2 = (115 - (113,19 - j1,33)) \cdot (0,0691 - j0,2319) \cdot (113,19 + j1,33) + 0,5 \cdot (57,85 \cdot 10^{-9} + j28,92 \cdot 10^{-6}) \cdot |(113,19 - j1,33)|^2 = (49,52 - j36,84) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч.0-3} = (U_0 - U_3) \cdot y_{0-3} \cdot \overline{U_0} + 0,5 \cdot Y_{0-3} \cdot |(U_0)|^2 = (115 - (111,85 - j2,62)) \cdot (0,0192 - j0,0644) \cdot 115 + 0,5 \cdot (208,26 \cdot 10^{-9} + j104,11 \cdot 10^{-6}) \cdot 115^2 = (26,37 - j16,84) \text{ MBA}.$$

$$S_{Кін.0-3} = (U_0 - U_3) \cdot y_{0-3} \cdot \overline{U_3} - 0,5 \cdot Y_{0-3} \cdot |(U_3)|^2 = (115 - (111,85 - j2,62)) \cdot (0,0192 - j0,0644) \cdot (111,85 + j2,62) + 0,5 \cdot (208,26 \cdot 10^{-9} + j104,11 \cdot 10^{-6}) \cdot |(111,85 - j2,62)|^2 = (26,05 - j17,10) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч.0-6} = (U_0 - U_6) \cdot y_{0-6} \cdot \overline{U_0} + 0,5 \cdot Y_{0-6} \cdot |(U_0)|^2 = (115 - (112,45 - j1,91)) \cdot (0,0329 - j0,1104) \cdot 115 + 0,5 \cdot (121,49 \cdot 10^{-9} + j60,73 \cdot 10^{-6}) \cdot 115^2 = (33,86 - j24,80) \text{ MBA}.$$

$$S_{Кін.0-6} = (U_0 - U_6) \cdot y_{0-6} \cdot \overline{U_6} - 0,5 \cdot Y_{0-6} \cdot |(U_6)|^2 = (115 - (112,45 - j1,91)) \cdot (0,0329 - j0,1104) \cdot (112,45 + j1,91) + 0,5 \cdot (121,49 \cdot 10^{-9} + j60,73 \cdot 10^{-6}) \cdot |(112,45 - j1,91)|^2 = (33,52 - j24,46) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч.1-2} = (U_1 - U_2) \cdot y_{1-2} \cdot \overline{U_1} + 0,5 \cdot Y_{1-2} \cdot |(U_1)|^2 = (113,19 - j1,33 - (111,72 - j2,48)) \cdot (0,0300 - j0,1008) \cdot (113,19 + j1,33) + 0,5 \cdot (133,06 \cdot 10^{-9} + j66,52 \cdot 10^{-6}) \cdot (113,19 - j1,33)^2 = (18,25 - j12,22) \text{ MBA}.$$

$$S_{Кін.1-2} = (U_1 - U_2) \cdot y_{1-2} \cdot \overline{U_2} - 0,5 \cdot Y_{1-2} \cdot |(U_2)|^2 = (113,19 - j1,33 - (111,72 - j2,48)) \cdot (0,0300 - j0,1008) \cdot (111,72 + j2,48) + 0,5 \cdot (133,06 \cdot 10^{-9} + j66,52 \cdot 10^{-6}) \cdot (111,72 - j2,48)^2 = (18,15 - j12,72) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч.1-7} = (U_1 - U_7) \cdot y_{1-7} \cdot \overline{U_1} + 0,5 \cdot Y_{1-7} \cdot |(U_1)|^2 = (113,19 - j1,33 - (112,03 - j2,07)) \cdot (0,0315 - j0,1054) \cdot (113,19 + j1,33) + 0,5 \cdot (127,27 \cdot 10^{-9} + j63,62 \cdot 10^{-6}) \cdot (113,19 - j1,33)^2 = (13,14 - j10,64) \text{ MBA}.$$

$$S_{Кін.1-7} = (U_1 - U_7) \cdot y_{1-7} \cdot \overline{U_7} - 0,5 \cdot Y_{1-7} \cdot |(U_7)|^2 = (113,19 - j1,33 - (112,03 - j2,07)) \cdot (0,0315 - j0,1054) \cdot (112,03 + j2,07) + 0,5 \cdot (127,27 \cdot 10^{-9} + j63,62 \cdot 10^{-6}) \cdot (112,03 - j2,07)^2 = (13,08 - j11,25) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч.2-3} = (U_2 - U_3) \cdot y_{2-3} \cdot \overline{U_2} + 0,5 \cdot Y_{2-3} \cdot |(U_2)|^2 = (111,72 - j2,48 - (111,85 - j2,65)) \cdot (0,0225 - j0,0232) \cdot (111,72 + j2,48) + 0,5 \cdot (379,34 \cdot 10^{-9} + j133,31 \cdot 10^{-6}) \cdot (111,72 - j2,48)^2 = (0,02 + j1,55) \text{ MBA}.$$

$$S_{Кін.2-3} = (U_2 - U_3) \cdot y_{2-3} \cdot \overline{U_3} - 0,5 \cdot Y_{2-3} \cdot |(U_3)|^2 = (111,72 - j2,48 - (111,85 - j2,65)) \cdot (0,0225 - j0,0232) \cdot (111,85 + j2,65) + 0,5 \cdot (379,34 \cdot 10^{-9} + j133,31 \cdot 10^{-6}) \cdot (111,85 - j2,65)^2 = (0,02 - j0,12) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч.3-4} = (U_3 - U_4) \cdot y_{3-4} \cdot \overline{U_3} + 0,5 \cdot Y_{3-4} \cdot |(U_3)|^2 = (111,85 - j2,62 - (110,61 - j2,98)) \cdot (0,0382 - j0,0395) \cdot (111,85 + j2,62) + 0,5 \cdot (223,14 \cdot 10^{-9} + j78,42 \cdot 10^{-6}) \cdot (111,85 - j2,62)^2 = (6,97 - j3,28) \text{ MBA}.$$

$$S_{Кін.3-4} = (U_3 - U_4) \cdot y_{3-4} \cdot \overline{U_4} - 0,5 \cdot Y_{3-4} \cdot |(U_4)|^2 = (111,85 - j2,62 - (110,61 - j2,98)) \cdot (0,0382 - j0,0395) \cdot (110,61 + j2,98) + 0,5 \cdot (223,14 \cdot 10^{-9} + j78,42 \cdot 10^{-6}) \cdot (110,61 - j2,98)^2 = (6,90 - j4,18) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч.5-4} = (U_5 - U_4) \cdot y_{5-4} \cdot \overline{U_5} + 0,5 \cdot Y_{5-4} \cdot |(U_5)|^2 = (110,79 - j3,03 - (110,61 - j2,98)) \cdot (0,0819 - j0,0846) \cdot (110,79 + j3,03) + 0,5 \cdot (104,13 \cdot 10^{-9} + j36,60 \cdot 10^{-6}) \cdot (110,79 - j3,03)^2 = (1,16 - j1,82) \text{ MBA}.$$

$$S_{Кін.5-4} = (U_5 - U_4) \cdot y_{5-4} \cdot \overline{U_4} - 0,5 \cdot Y_{5-4} \cdot |(U_4)|^2 = (110,79 - j3,03 - (110,61 - j2,98)) \cdot (0,0819 - j0,0846) \cdot (110,61 + j2,98) + 0,5 \cdot (104,13 \cdot 10^{-9} + j36,60 \cdot 10^{-6}) \cdot (110,61 - j2,98)^2 = (1,16 - j2,27) \text{ MBA}$$

$$\begin{aligned}
S_{\text{Поч},6-5} &= (U_6 - U_5) \cdot y_{6-5} \cdot \overline{U_6} + 0,5 \cdot Y_{6-5} \cdot |(U_6)|^2 = (112,45 - j1,91 - (110,79 - j3,03)) \cdot (0,0329 - j0,1104) \cdot \\
&\cdot (112,45 + j1,91) + 0,5 \cdot (121,49 \cdot 10^{-9} + j60,73 \cdot 10^{-6}) \cdot (112,45 - j1,91)^2 = (20,39 - j15,70) \text{ МВА.} \\
S_{\text{КIH},6-5} &= (U_6 - U_5) \cdot y_{6-5} \cdot \overline{U_5} - 0,5 \cdot Y_{6-5} \cdot |(U_5)|^2 = (112,45 - j1,91 - (110,79 - j3,03)) \cdot (0,0329 - j0,1104) \cdot \\
&\cdot (110,79 + j3,03) + 0,5 \cdot (121,49 \cdot 10^{-9} + j60,73 \cdot 10^{-6}) \cdot (110,79 - j3,03)^2 = (20,26 - j16,02) \text{ МВА} \\
S_{\text{Поч},6-7} &= (U_6 - U_7) \cdot y_{6-7} \cdot \overline{U_6} + 0,5 \cdot Y_{6-7} \cdot |(U_6)|^2 = (112,45 - j1,91 - (112,03 - j2,07)) \cdot (0,0604 - j0,0623) \cdot \\
&\cdot (112,45 + j1,91) + 0,5 \cdot (141,32 \cdot 10^{-9} + j49,67 \cdot 10^{-6}) \cdot (112,45 - j1,91)^2 = (4,06 - j1,44) \text{ МВА.} \\
S_{\text{КIH},6-7} &= (U_6 - U_7) \cdot y_{6-7} \cdot \overline{U_7} - 0,5 \cdot Y_{6-7} \cdot |(U_7)|^2 = (112,45 - j1,91 - (112,03 - j2,07)) \cdot (0,0604 - j0,0623) \cdot \\
&\cdot (112,03 + j2,07) + 0,5 \cdot (141,32 \cdot 10^{-9} + j49,67 \cdot 10^{-6}) \cdot 111,54^2 = (4,05 - j2,05) \text{ МВА}
\end{aligned}$$

Результуючі навантаження пунктів схеми (з урахуванням втрат потужності в трансформаторах пунктів):

$$\begin{aligned}
S_{\text{PE3 } 1} &= S_{\text{ЗБ1}} + Y_{\text{БТ1}} (|U_1|)^2 = 18,08 - j13,66 + (3,48 \cdot 10^{-6} - j24,20 \cdot 10^{-6}) \cdot 113,19^2 = (18,13 - j13,98) \text{ МВА,} \\
S_{\text{PE3 } 2} &= S_{\text{ЗБ2}} + Y_{\text{БТ2}} (|U_2|)^2 = 18,08 - j13,96 + (3,48 \cdot 10^{-6} - j24,20 \cdot 10^{-6}) \cdot 111,74^2 = (18,12 - j14,26) \text{ МВА,} \\
S_{\text{PE3 } 3} &= S_{\text{ЗБ3}} + Y_{\text{БТ3}} (|U_3|)^2 = 19,03 - j13,61 + (4,69 \cdot 10^{-6} - j26,46 \cdot 10^{-6}) \cdot 111,88^2 = (19,10 - j13,94) \text{ МВА,} \\
S_{\text{PE3 } 4} &= S_{\text{ЗБ4}} + Y_{\text{БТ4}} (|U_4|)^2 = 8,03 - j6,32 + (2,117 \cdot 10^{-6} - j10,586 \cdot 10^{-6}) \cdot 110,65^2 = (8,06 - j6,45) \text{ МВА,} \\
S_{\text{PE3 } 5} &= S_{\text{ЗБ5}} + Y_{\text{БТ5}} (|U_5|)^2 = 19,03 - j13,86 + (4,69 \cdot 10^{-6} - j26,46 \cdot 10^{-6}) \cdot 110,83^2 = (19,10 - j14,20) \text{ МВА,} \\
S_{\text{PE3 } 6} &= S_{\text{ЗБ6}} + Y_{\text{БТ6}} (|U_6|)^2 = 9,04 - j7,19 + (2,117 \cdot 10^{-6} - j10,586 \cdot 10^{-6}) \cdot 112,46^2 = (9,07 - j7,32) \text{ МВА,} \\
S_{\text{PE3 } 7} &= S_{\text{ЗБ7}} + Y_{\text{БТ7}} (|U_7|)^2 = 17,08 - j13,00 + (3,48 \cdot 10^{-6} - j24,20 \cdot 10^{-6}) \cdot 112,04^2 = (17,13 - j13,30) \text{ МВА.}
\end{aligned}$$

На рис 2.8 зображена результуюча схема режиму максимальних навантажень з вказаними розрахунковими потужностями пунктів, початків та кінців ділянок, напругами пунктів. Вона є рішенням задачі і задовольняє 1 закону Кірхгофа.

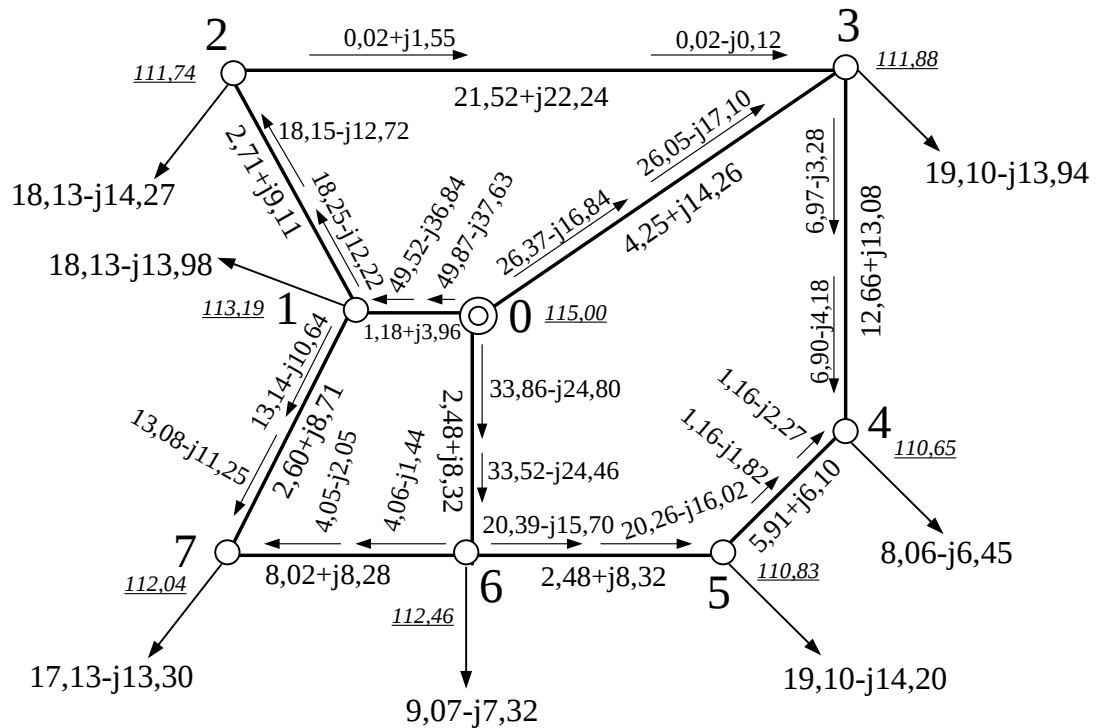


Рис. 2.8 – Результуюча розрахункова схема режиму

Визначимо втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{0-1} + S_{0-3} + S_{0-6} - (S_{P1} + S_{P2} + S_{P3} + S_{P4} + S_{P5} + S_{P6} + S_{P7}) + Y_0 U_0^2 = (2,10 - j5,84) \text{ МВА}$$

Проведемо перевірку допустимості завантаження ділянок схеми. Розрахуємо фактичні завантаження ділянок та порівняємо їх з максимально допустимими завантаженнями відповідного перерізу ЛЕП. Для ділянки 0-1, наприклад:

$$J_{\phi 0-1} = \frac{|(U_0 - U_1) \cdot y_{0-1}|}{\sqrt{3}} = \frac{|(115 - 113,19 + j1,33) \cdot (0,0691 - j0,2319)|}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 = 314,2 \text{ А} \leq J_{\text{Доп}0-1} = 610 \text{ А}$$

- ділянка не перевантажена.

Аналогічно перевіримо допустимість завантаження інших ділянок схеми.

Результати занесемо в табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Перевірка допустимості завантаження ділянок схеми

Ділянка	J_{ϕ}, A	$J_{доп}, A$	Висновок	Ділянка	J_{ϕ}, A	$J_{доп}, A$	Висновок
0-1	314,2	610	Не перевантажена	2-3	3,7	265	Не перевантажена
0-3	159,0	610	Не перевантажена	3-4	40,9	265	Не перевантажена
0-6	211,9	610	Не перевантажена	5-4	12,3	265	Не перевантажена
1-2	113,3	610	Не перевантажена	6-5	133,3	610	Не перевантажена
1-7	87,5	610	Не перевантажена	6-7	22,7	265	Не перевантажена

Визначимо позиції регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів підстанцій з огляду на необхідність забезпечення на шинах СН та НН бажаної напруги, яка на 10% перевищує номінальну напругу відповідних шин: $U_{СН6}=35 \times 1,1=38,5$ кВ; $U_{НН6}=10 \times 1,1=11$ кВ.

Підстанція 1:

Напруга нульової точки трансформаторів підстанції (наближено):

$$U_{01} = U_1 - \frac{S_{ЗБ1}}{U_1} \cdot Z_{БТВ1} = (107,54 - j8,20) \text{ кВ}$$

Зведена напруга на шинах СН:

$$U_{ЗСН1} = U_{01} - \frac{S_{СН1} + \Delta S_{СН1}}{U_{01}} \cdot Z_{Тсн1} = (107,40 - j8,10) \text{ кВ}; |U_{ЗСН1}| = 107,71 \text{ кВ}$$

Зведена напруга на шинах НН:

$$U_{ЗНН1} = U_{01} - \frac{S_{НН1} + \Delta S_{НН1}}{U_{01}} \cdot Z_{Тнн1} = (106,30 - j9,50) \text{ кВ}, |U_{ЗНН1}| = 106,72 \text{ кВ}.$$

Бажане положення РПН :

$$N = \frac{1}{\omega_{РПН1}} \cdot \left(\frac{|U_{ЗНН1}| \cdot U_{НН1}}{U_{НН1БЖ} \cdot U_{ВН1}} - 1 \right) = -4$$

Перевірка відгалудження РПН на перезбудження трансформатора:

$$U_{перезбл} = 1,05 \cdot U_{ВН1} \cdot (1 + N_{РПН1} \cdot \omega_{К_РПН1}) = 112,15 \geq |U_{01}| = 107,85 \text{ кВ}$$

Нерівність виконується – трансформатор не перезбуджений.

Бажане положення ПБЗ, з урахуванням обраного положення РПН:

$$N = \frac{1}{\omega_k n_{бз1}} \cdot \left(\frac{U_{CH1БАЗ} \cdot U_{BH1} \cdot (1 + \omega_{K_РПН1} \cdot N_{РПН1})}{|U_{3вCH1}| \cdot U_{CH1}} \right) = 0$$

Дійсна напруга на шинах НН за обраного положення РПН:

$$U_{HH1} = \frac{|U_{3вHH1}| \cdot U_{HH1}}{(1 + \omega_{K_РПН1} \cdot N_{РПНБ1}) \cdot U_{BH1}} = 10,99 \text{ кВ}$$

Дійсна напруга на шинах СН за обраних положень РПН та ПБЗ:

$$U_{CH1} = \frac{|U_{3вCH1}| \cdot U_{CH1} \cdot (1 + \omega_{K_ПБЗ1} \cdot N_{ПБЗбаз1})}{(1 + \omega_{K_РПН1} \cdot N_{РПН1}) \cdot U_{BH1}} = 38,82 \text{ кВ}$$

Вибір РПН та ПБЗ для інших підстанцій занесемо в табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Вибір РПН та ПБЗ для підстанцій схеми

№ПС	U ₀ , кВ	U _{3вCH} ,кВ	U _{3вHH} ,кВ	N _{РПНбаз}	U _{перезб} ,кВ	N _{ПБЗбаз}	U _{ННд}	U _{СНд}
1	107,85	107,71	106,72	-4	112,15	0	10,99	38,82
2	106,22	106,10	104,68	-5	110,00	-1	10,99	38,01
3	108,40	108,31	107,77	-4	112,15	-1	11,10	38,06
4	---	---	106,51	-4	112,15	---	10,97	---
5	107,25	107,17	106,35	-4	112,15	0	10,95	38,63
6	---	---	107,84	-3	114,30	---	10,90	---
7	106,90	106,78	105,57	-5	110,00	-1	11,08	38,26

2.9 Режим мінімальних навантажень мережі

Коефіцієнт зниження активного (а отже і реактивного) навантаження в період мінімальних навантажень $\alpha=0,54$. Перерахуємо активні, реактивні та повні навантаження пунктів схеми (див. табл. 2.18):

Таблиця 2.18 – Навантаження пунктів схеми

№ п/ст	P_{CH} , МВт	P_{HH} , МВт	Q_{CH} , МВАр	Q_{HH} , МВАр	S , МВА
1	6,48	3,24	4,523	2,177	9,72-j6,70
2	5,40	4,32	3,796	2,903	9,72-j6,70
3	7,56	2,70	5,276	1,814	10,26-j7,09
4	0	4,32	0	2,903	4,32-j2,90
5	6,48	3,78	4,523	2,540	10,26-j7,06
6	0	4,86	0	3,266	4,86-j3,27
7	5,40	3,78	3,796	2,540	9,18-j6,34

З метою підвищення надійності на всіх підстанціях залишаємо в роботі по два трансформатори.

Втрати потужностей в обмотках трансформаторів підстанцій розраховані аналогічно розділу 2.6 і занесені в табл. 2.19.

Таблиця 2.19 – Втрати потужностей в обмотках трансформаторів

№ ПС	ΔS_{CH} , МВА	ΔS_{HH} , МВА	ΔS_{BH} , МВА	$\Delta S_{ТП}$, МВА
1	0,01	0,00-j0,03	0,01-j0,51	0,02-j0,54
2	0,00	0,00-j0,06	0,01-j0,51	0,01-j0,57
3	0,00	0,00-j0,01	0,01-j0,37	0,01-j0,38
4	---	---	0,01-j0,16	0,01-j0,16
5	0,00	0,00-j0,03	0,01-j0,37	0,01-j0,40
6	---	---	0,01-j0,20	0,01-j0,20
7	0,00	0,00-j0,04	0,01-j0,46	0,01-j0,50

Зведені навантаження пунктів схеми наведені в табл. 2.20.

Таблиця 2.20 – Зведені навантаження пунктів схеми

№ ПС	S _{ЗВ} , МВА	№ ПС	S _{ЗВ} , МВА	№ ПС	S _{ЗВ} , МВА
1	9,74-j6,90	4	4,33-j3,29	7	9,19-j6,58
2	9,73-j7,04	5	10,27-j7,15		
3	10,27-j7,02	6	4,87-j3,72		

Алгебраїчні провідності пунктів схеми:

Взаємні:

$$y_{0-1} = y_{1-0} = z_{0-1}^{-1} = (1,18 + j3,96)^{-1} = (0,0691 - j0,2319) \text{ См},$$

$$y_{0-3} = y_{3-0} = z_{0-3}^{-1} = (4,25 + j14,26)^{-1} = (0,0192 - j0,0644) \text{ См},$$

$$y_{0-6} = y_{6-0} = z_{0-6}^{-1} = (2,48 + j8,32)^{-1} = (0,0329 - j0,1104) \text{ См},$$

$$y_{1-2} = y_{2-1} = z_{1-2}^{-1} = (2,71 + j9,11)^{-1} = (0,0300 - j0,1008) \text{ См},$$

$$y_{1-7} = y_{7-1} = z_{1-7}^{-1} = (2,60 + j8,71)^{-1} = (0,0315 - j0,1054) \text{ См},$$

$$y_{2-3} = y_{3-2} = z_{2-3}^{-1} = (21,52 + j22,24)^{-1} = (0,0225 - j0,0232) \text{ См},$$

$$y_{3-4} = y_{4-3} = z_{3-4}^{-1} = (12,66 + j13,08)^{-1} = (0,0382 - j0,0395) \text{ См},$$

$$y_{4-5} = y_{5-4} = z_{4-5}^{-1} = (5,91 + j6,10)^{-1} = (0,0819 - j0,0846) \text{ См},$$

$$y_{5-6} = y_{6-5} = z_{5-6}^{-1} = (2,48 + j8,32)^{-1} = (0,0329 - j0,1104) \text{ См},$$

$$y_{6-7} = y_{7-6} = z_{6-7}^{-1} = (8,02 + j8,28)^{-1} = (0,0604 - j0,0623) \text{ См}.$$

Власні:

$$y_{1-1} = -(y_{0-1} + y_{1-2} + y_{1-7}) = -(0,0691 - j0,2319 + 0,0300 - j0,1008 + 0,0315 - j0,1054) = (-0,1306 + j0,4382) \text{ См},$$

$$y_{2-2} = -(y_{2-1} + y_{2-3}) = -(0,0300 - j0,1008 + 0,0225 - j0,0232) = (-0,0525 + j0,1240) \text{ См},$$

$$y_{3-3} = -(y_{3-0} + y_{3-2} + y_{3-4}) = -(0,0192 - j0,0644 + 0,0225 - j0,0232 + 0,0382 - j0,0395) = (-0,0799 + j0,1271) \text{ См},$$

$$y_{4-4} = -(y_{4-3} + y_{4-5}) = -(0,0382 - j0,0395 + 0,0819 - j0,0846) = (-0,1201 + j0,1240) \text{ См},$$

$$y_{5-5} = -(y_{5-4} + y_{5-6}) = -(0,0819 - j0,0846 + 0,0329 - j0,1104) = (-0,1148 + j0,1949) \text{ См},$$

$$y_{6-6} = -(y_{6-0} + y_{6-5} + y_{6-7}) = -(0,0329 - j0,1104 + 0,0329 - j0,1104 + 0,0604 - j0,0623) = (-0,1262 + j0,2831) \text{ См},$$

$$y_{7-7} = -(y_{7-1} + y_{7-6}) = -(0,0315 - j0,1054 + 0,0604 - j0,0623) = (-0,0918 + j0,1677) \text{ См}.$$

Ітерація № 1.

Початкові наближення напруг пунктів схеми приймаємо $U=110$ кВ

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$\begin{aligned}
 S_{P,1} &= S_{3B,1} + Y_{P1} \cdot (|U_1|)^2 = 9,74 - j6,90 + (3,639 \cdot 10^{-6} + j55,330 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (9,78 - j6,23) \text{ MBA}, \\
 S_{P,2} &= S_{3B,2} + Y_{P2} \cdot (|U_2|)^2 = 9,73 - j7,04 + (3,376 \cdot 10^{-6} + j75,715 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (9,78 - j6,13) \text{ MBA}, \\
 S_{P,3} &= S_{3B,3} + Y_{P3} \cdot (|U_3|)^2 = 10,27 - j7,02 + (5,085 \cdot 10^{-6} + j131,460 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (10,33 - j5,43) \text{ MBA}, \\
 S_{P,4} &= S_{3B,4} + Y_{P4} \cdot (|U_4|)^2 = 4,33 - j3,29 + (2,284 \cdot 10^{-6} + j46,910 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (4,36 - j2,72) \text{ MBA}, \\
 S_{P,5} &= S_{3B,5} + Y_{P5} \cdot (|U_5|)^2 = 10,27 - j7,15 + (4,793 \cdot 10^{-6} + j22,205 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (10,33 - j6,88) \text{ MBA}, \\
 S_{P,6} &= S_{3B,6} + Y_{P6} \cdot (|U_6|)^2 = 4,87 - j3,72 + (2,312 \cdot 10^{-6} + j74,975 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (4,90 - j2,81) \text{ MBA}, \\
 S_{P,7} &= S_{3B,7} + Y_{P7} \cdot (|U_7|)^2 = 9,198 - j6,58 + (3,61410^{-6} + j32,445 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (9,23 - j6,19) \text{ MBA}.
 \end{aligned}$$

Розрахуємо напруги пунктів схеми:

$$\begin{aligned}
 U_1 &= \frac{1}{y_{1-1}} \cdot \left[\frac{S_{P1}}{U_1} - (y_{1-0} \cdot U_0 + y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-7} \cdot U_7) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,1306 + j0,4382} \cdot \left[\frac{9,78 - j6,23}{110} - \left\{ (0,0691 - j0,2319) \cdot 115 + (0,0300 - j0,1008) \cdot 110 + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0315 - j0,1054) \cdot 110 \right\} \right] = \\
 &= (112,47 - j0,15) \text{ кВ}, |U_1| = 112,47 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 U_2 &= \frac{1}{y_{2-2}} \cdot \left[\frac{S_{P2}}{U_2} - (y_{2-1} \cdot U_1 + y_{2-3} \cdot U_3) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,0525 + j0,1241} \cdot \left[\frac{9,78 - j6,13}{110} - \left\{ (0,0300 - j0,1008) \cdot (112,47 - j0,15) + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0225 - j0,0232) \cdot 110 \right\} \right] = \\
 &= (111,27 - j0,78) \text{ кВ}, |U_2| = 111,27 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 U_3 &= \frac{1}{y_{3-3}} \cdot \left[\frac{S_{P3}}{U_3} - (y_{3-0} \cdot U_0 + y_{3-2} \cdot U_2 + y_{3-4} \cdot U_4) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,0799 + j0,1271} \cdot \left[\frac{10,33 - j5,43}{110} - \left\{ (0,0192 - j0,0644) \cdot 115 + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0225 - j0,0232) \cdot (111,27 - j0,78) + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0382 - j0,0395) \cdot 110 \right\} \right] = \\
 &= (111,85 - j1,06) \text{ кВ}, |U_3| = 111,85 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_4 &= \frac{1}{y_{4-4}} \cdot \left[\frac{S_{P4}}{U_4} - (y_{4-3} \cdot U_3 + y_{4-5} \cdot U_5) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,1201 + j0,1240} \cdot \left[\frac{4,36 - j2,72}{110} - \left\{ (0,0382 - j0,0395) \cdot (111,85 - j1,06) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0819 - j0,0846) \cdot 110 \right\} \right] = \\
&= (110,32 - j0,40) \text{ } \kappa B, |U_4| = 110,32 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_5 &= \frac{1}{y_{5-5}} \cdot \left[\frac{S_{P5}}{U_5} - (y_{5-4} \cdot U_4 + y_{5-6} \cdot U_6) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,1148 + j0,1949} \cdot \left[\frac{10,33 - j6,88}{110} - \left\{ (0,0819 - j0,0846) \cdot (110,32 - j0,40) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0329 - j0,1104) \cdot 110 \right\} \right] = \\
&= (109,76 - j0,38) \text{ } \kappa B, |U_5| = 109,77 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_6 &= \frac{1}{y_{6-6}} \cdot \left[\frac{S_{P6}}{U_6} - (y_{6-0} \cdot U_0 + y_{6-5} \cdot U_5 + y_{6-7} \cdot U_7) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,1262 + j0,2831} \cdot \left[\frac{4,90 - j2,81}{110} - \left\{ (0,0329 - j0,1104) \cdot 115 + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0329 - j0,1104) \cdot (109,76 - j0,38) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0604 - j0,0623) \cdot 110 \right\} \right] = \\
&= (111,60 - j0,47) \text{ } \kappa B, |U_6| = 111,60 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_7 &= \frac{1}{y_{7-7}} \cdot \left[\frac{S_{P7}}{U_7} - (y_{7-1} \cdot U_1 + y_{7-6} \cdot U_6) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0918 + j0,1677} \cdot \left[\frac{9,23 - j6,19}{110} - \left\{ (0,0315 - j0,1054) \cdot (112,47 - j0,15) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0604 - j0,0623) \cdot (111,60 - j0,47) \right\} \right] = \\
&= (111,66 - j0,64) \text{ } \kappa B, |U_7| = 111,66 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

Порахуємо модулі небалансів потужності в пунктах:

$$\begin{aligned}
\delta S_1 &= |S_{P,1} - (y_{1-0} \cdot U_0 + y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-7} \cdot U_7 + y_{1-1} \cdot U_1) \cdot \overline{U_1}| = \\
&= |9,78 - j6,23 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0691 - j0,2319) \cdot 115 + \\ &+ (0,0300 - j0,1008) \cdot (111,27 - j0,78) + \\ &+ (0,0315 - j0,1054) \cdot (111,66 - j0,64) + \\ &+ (-0,1306 + j0,4382) \cdot (112,47 - j0,15) \end{aligned} \right\} \cdot (112,47 + j0,15)| = 39,545 \text{ } MBA
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\delta S_2 &= |S_{P,2} - (y_{2-1} \cdot U_1 + y_{2-3} \cdot U_3 + y_{2-2} \cdot U_2) \cdot \overline{U_2}| = \\
&= |9,78 - j6,13 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0300 - j0,1008) \cdot (112,47 - j0,15) + \\ &+ (0,0225 - j0,0232) \cdot (111,85 - j1,06) + \\ &+ (-0,0525 + j0,1241) \cdot (111,27 - j0,78) \end{aligned} \right\} \cdot (111,27 + j0,78)| = 7,703 \text{ } MBA
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\delta S_3 &= \left| S_{P,3} - (y_{3-0} \cdot U_0 + y_{3-4} \cdot U_4 + y_{3-3} \cdot U_3) \cdot \overline{U_3} \right| = \\ &= |10,33 - j5,43 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0192 - j0,0644) \cdot 115 + \\ &+ (0,0382 - j0,0395) \cdot (110,32 - j0,40) + \\ &+ (-0,0799 + j0,1271) \cdot (111,85 - j1,06) \end{aligned} \right\} \cdot (111,85 + j1,06)| = 3,156 \text{ MBA}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\delta S_4 &= \left| S_{P,4} - (y_{4-3} \cdot U_3 + y_{4-5} \cdot U_5 + y_{4-4} \cdot U_4) \cdot \overline{U_4} \right| = \\ &= |4,36 - j2,72 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0382 - j0,0395) \cdot (111,85 - j1,06) + \\ &+ (0,0819 - j0,0846) \cdot (109,76 - j0,38) + \\ &+ (-0,1201 + j0,1240) \cdot (110,32 - j0,40) \end{aligned} \right\} \cdot (110,32 + j0,40)| = 5,797 \text{ MBA}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\delta S_5 &= \left| S_{P,5} - (y_{5-4} \cdot U_4 + y_{5-6} \cdot U_6 + y_{5-5} \cdot U_5) \cdot \overline{U_5} \right| = \\ &= |10,33 - j6,88 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0819 - j0,0846) \cdot (110,32 - j0,40) + \\ &+ (0,0329 - j0,1104) \cdot (111,60 - j0,47) + \\ &+ (-0,1148 + j0,1949) \cdot (109,76 - j0,38) \end{aligned} \right\} \cdot (109,76 + j0,38)| = 21,070 \text{ MBA}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\delta S_6 &= \left| S_{P,6} - (y_{6-0} \cdot U_0 + y_{6-5} \cdot U_5 + y_{6-7} \cdot U_7 + y_{6-6} \cdot U_6) \cdot \overline{U_6} \right| = \\ &= |4,90 - j2,81 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0329 - j0,1104) \cdot 115 + \\ &+ (0,0329 - j0,1104) \cdot (109,76 - j0,38) + \\ &+ (0,0604 - j0,0623) \cdot (111,66 - j0,64) + \\ &+ (-0,1262 + j0,2831) \cdot (111,60 - j0,47) \end{aligned} \right\} \cdot (111,60 + j0,47)| = 17,281 \text{ MBA}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\delta S_7 &= \left| S_{P,7} - (y_{7-1} \cdot U_1 + y_{7-6} \cdot U_6 + y_{7-7} \cdot U_7) \cdot \overline{U_7} \right| = \\ &= |9,23 - j6,19 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0315 - j0,1054) \cdot (112,47 - j0,15) + \\ &+ (0,0604 - j0,0623) \cdot (111,60 - j0,47) + \\ &+ (-0,0918 + j0,1677) \cdot (111,66 - j0,64) \end{aligned} \right\} \cdot (111,66 + j0,64)| = 0,180 \text{ MBA}\end{aligned}$$

$\Delta = \max |\delta S_i| = 39,545 \text{ MBA} > 0,01$, тому потрібно продовжувати розрахунок.

Результати розрахунку наступних ітерацій занесені в табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Результати розрахунку ітерацій режиму

Параметр	Ітерація 1	Ітерація 2	Ітерація 3	...	Ітерація 19	Ітерація 20
S_{p1}, MBA	9,78-j6,23	9,79-j6,20	9,79-j6,19	...	9,79-j6,18	9,79-j6,18
S_{p2}, MBA	9,78-j6,13	9,78-j6,11	9,78-j6,09	...	9,78-j6,07	9,78-j6,07
S_{p3}, MBA	10,33-j5,43	10,33-j5,38	10,33-j5,36	...	10,34-j5,33	10,34-j5,33
S_{p4}, MBA	4,36-j2,72	4,36-j2,72	4,36-j2,72	...	4,36-j2,69	4,36-j2,69
S_{p5}, MBA	10,33-j6,88	10,33-j6,89	10,33-j6,88	...	10,33-j6,87	10,33-j6,87
S_{p6}, MBA	4,90-j2,81	4,90-j2,78	4,90-j2,77	...	4,90-j2,75	4,90-j2,75
S_{p7}, MBA	9,23-j6,19	9,24-j6,18	9,24-j6,17	...	9,24-j6,16	9,24-j6,16
$U_1, \kappa B$	112,47-j0,15	113,17-j0,48	113,58-j0,64	...	114,12-j0,74	114,12-j0,74
$U_2, \kappa B$	111,27-j0,78	112,29-j1,16	112,70-j1,31	...	113,42-j1,39	113,42-j1,38
$U_3, \kappa B$	111,85-j1,06	112,24-j1,21	112,34-j1,33	...	113,50-j1,47	113,50-j1,46
$U_4, \kappa B$	110,32-j0,40	110,29-j0,71	110,84-j1,15	...	112,86-j1,68	112,86-j1,68
$U_5, \kappa B$	109,76-j0,38	110,52-j0,97	111,19-j1,34	...	112,94-j1,69	112,94-j1,69
$U_6, \kappa B$	111,60-j0,47	112,35-j0,73	112,80-j0,90	...	113,76-j1,06	113,76-j1,06
$U_7, \kappa B$	111,66-j0,64	112,38-j0,92	112,81-j1,08	...	113,54-j1,16	113,54-j1,16
$\delta S_1, MBA$	39,545	22,614	10,922	...	0,017	0,008
$\delta S_2, MBA$	7,703	1,575	0,599	...	0,004	0,002
$\delta S_3, MBA$	3,156	1,867	4,316	...	0,012	0,005
$\delta S_4, MBA$	5,797	12,367	10,004	...	0,020	0,009
$\delta S_5, MBA$	21,070	10,083	6,139	...	0,010	0,005
$\delta S_6, MBA$	17,281	7,543	4,490	...	0,006	0,003
$\delta S_7, MBA$	0,180	0,077	0,045	...	0,0001	0,00004
Δ, MBA	39,545	22,614	10,922	...	0,020	0,009<0,001

Отже, ітераційний розрахунок можна вважати завершеним.

Порахуємо потужності початків та кінців ділянок для результуючої схеми режиму. Результати розрахунку занесемо в табл. 2.22.

Таблиця 2.22 – Потужності початків та кінців ділянок

Ділянка	$S_{\text{початку, МВА}}$	$S_{\text{кінця, МВА}}$	Ділянка	$S_{\text{початку, МВА}}$	$S_{\text{кінця, МВА}}$
0-1	26,79-j17,42	26,70-j17,49	2-3	0,01+j1,26	0,01-j0,45
0-3	14,16-j7,20	14,07-j8,27	3-4	3,74-j1,36	3,72-j2,35
0-6	18,17-j11,32	18,08-j11,82	5-4	0,64-j0,60	0,64-j1,07
1-2	9,82-j5,32	9,79-j6,09	6-5	11,01-j7,43	10,98-j8,09
1-7	7,09-j4,95	7,07-j5,72	6-7	2,17-j0,53	2,16-j1,17

Результуючі навантаження пунктів схеми (з урахуванням втрат потужності в трансформаторах пунктів):

$$S_{PE3\ 1} = S_{3B1} + Y_{BT1}(|U_1|)^2 = 9,74 - j6,90 + (3,48 \cdot 10^{-6} - j24,20 \cdot 10^{-6}) \cdot 114,12^2 = (9,79 - j7,22) \text{ МВА},$$

$$S_{PE3\ 2} = S_{3B2} + Y_{BT2}(|U_2|)^2 = 9,73 - j7,04 + (4,68 \cdot 10^{-6} - j26,46 \cdot 10^{-6}) \cdot 113,43^2 = (9,78 - j7,35) \text{ МВА},$$

$$S_{PE3\ 3} = S_{3B3} + Y_{BT3}(|U_3|)^2 = 10,27 - j7,02 + (3,48 \cdot 10^{-6} - j24,20 \cdot 10^{-6}) \cdot 113,51^2 = (10,34 - j7,36) \text{ МВА},$$

$$S_{PE3\ 4} = S_{3B4} + Y_{BT4}(|U_4|)^2 = 4,33 - j3,29 + (3,48 \cdot 10^{-6} - j24,20 \cdot 10^{-6}) \cdot 112,88^2 = (4,36 - j3,42) \text{ МВА},$$

$$S_{PE3\ 5} = S_{3B5} + Y_{BT5}(|U_5|)^2 = 10,27 - j7,15 + (1,74 \cdot 10^{-6} - j7,62 \cdot 10^{-6}) \cdot 112,95^2 = (10,34 - j7,49) \text{ МВА},$$

$$S_{PE3\ 6} = S_{3B6} + Y_{BT6}(|U_6|)^2 = 4,87 - j3,72 + (2,12 \cdot 10^{-6} - j10,59 \cdot 10^{-6}) \cdot 113,77^2 = (4,90 - j3,86) \text{ МВА},$$

$$S_{PE3\ 7} = S_{3B7} + Y_{BT7}(|U_7|)^2 = 9,19 - j6,58 + (3,48 \cdot 10^{-6} - j24,20 \cdot 10^{-6}) \cdot 113,55^2 = (9,23 - j6,89) \text{ МВА}.$$

На рис. 2.9 зображена розрахункова схема режиму мінімальних навантажень з вказаними розрахунковими потужностями пунктів, початків та кінців ділянок, напругами пунктів. Ця схема є рішенням задачі і задовольняє 1 закону Кірхгофа.

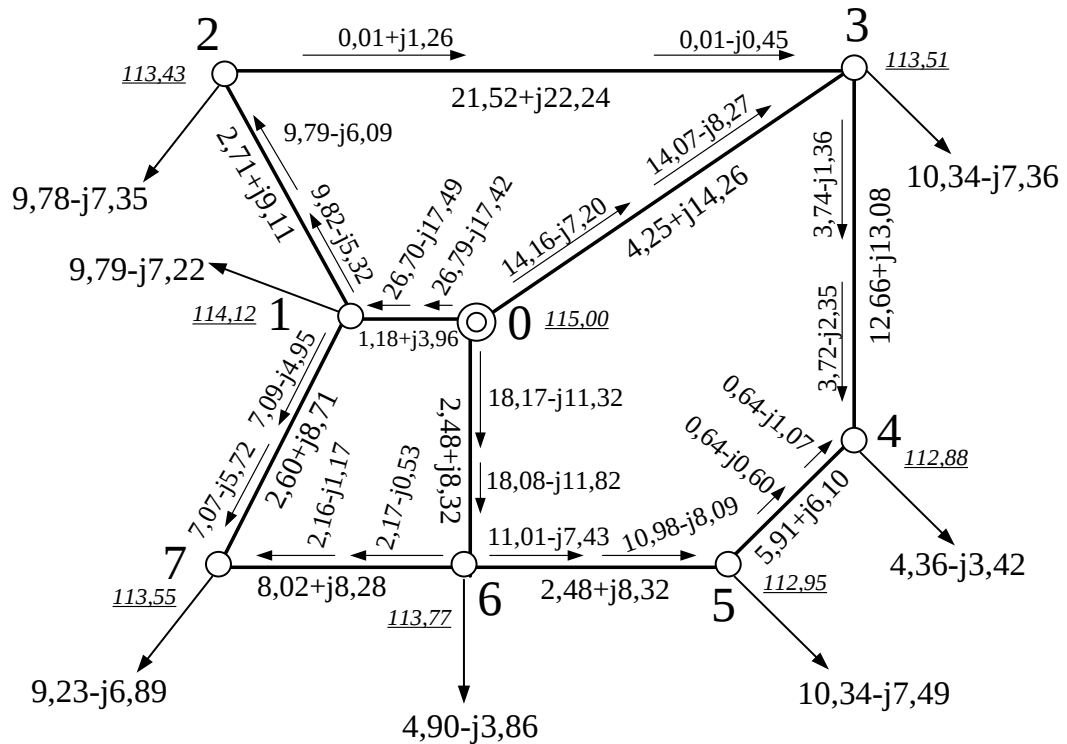


Рис. 2.9 – Результуюча розрахункова схема режиму

Визначимо втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{0-1} + S_{0-3} + S_{0-6} - (S_{P1} + S_{P2} + S_{P3} + S_{P4} + S_{P5} + S_{P6} + S_{P7}) + Y_0 U_0^2 = (0,81 + j4,31) \text{ МВА}$$

Перевіримо допустимість завантаження ділянок схеми. Результати занесемо в табл. 2.23.

Таблиця 2.23 – Перевірка допустимості завантаження ділянок схеми

Ділянка	$J_{\phi}, \text{ A}$	$J_{\text{доп}}, \text{ A}$	Висновок	Ділянка	$J_{\phi}, \text{ A}$	$J_{\text{доп}}, \text{ A}$	Висновок
0-1	161,0	610	Не перевантажена	2-3	2,1	265	Не перевантажена
0-3	81,4	610	Не перевантажена	3-4	21,3	265	Не перевантажена
0-6	108,5	610	Не перевантажена	5-4	5,4	265	Не перевантажена
1-2	57,6	610	Не перевантажена	6-5	68,6	610	Не перевантажена
1-7	45,0	610	Не перевантажена	6-7	11,8	265	Не перевантажена

Розрахуємо позиції регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів підстанцій з огляду на необхідність забезпечення на шинах СН та НН бажаної напруги, яка на 10% перевищує номінальну напругу відповідних шин: $U_{СНб} = 35 \times 1,1 = 38,5$ кВ; $U_{ННб} = 10 \times 1,1 = 11$ кВ. Результати занесемо в табл. 2.24.

Таблиця 2.24 – Вибір РПН та ПБЗ для підстанцій схеми

№ПС	U_0 , кВ	$ U_{ЗвСН} $,кВ	$ U_{ЗвНН} $,кВ	$N_{РПНб\text{аж}}$	$U_{перезб}$,кВ	$N_{ПБЗб\text{аж}}$	$U_{ННд}$	$U_{СНд}$
1	111,39	111,31	110,80	-2	116,45	0	10,99	38,64
2	110,62	110,56	109,83	-3	114,30	-1	11,10	38,12
3	111,71	111,66	111,38	-2	116,45	0	11,05	38,76
4	---	---	110,73	-2	116,45	---	10,98	---
5	111,12	111,07	110,65	-2	116,45	0	10,97	38,56
6	---	---	111,36	-2	116,45	---	11,05	---
7	110,93	110,86	110,24	-2	116,45	0	10,93	38,49

2.10 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

В результаті розрахунку режиму максимальних навантажень стало очевидно, що найбільш завантаженою ділянкою є лінія 0-1. Тому в якості післяаварійного режиму роботи РЕМ розглянемо режим, що утворився внаслідок відключення ділянки 0-1.

Перерахуємо провідності пунктів, до яких була підключена ця ділянка.

$$Y_{P0} = 0,5 \times (Y_{P0-3} + Y_{P0-6}) = (164,88 \times 10^{-9} + j82,42 \times 10^{-6}) \text{ См};$$

$$Y_{P1} = 0,5 \times (Y_{P1-2} + Y_{P1-7}) + Y_{BT1} = (3,610 \times 10^{-6} + j40,870 \times 10^{-6}) \text{ См}.$$

Алгебраїчні провідності пунктів схеми:

Взаємні:

$$y_{0-3} = y_{3-0} = z_{0-3}^{-1} = (4,25 + j14,26)^{-1} = (0,0192 - j0,0644) \text{ См},$$

$$y_{0-6} = y_{6-0} = z_{0-6}^{-1} = (2,48 + j8,32)^{-1} = (0,0329 - j0,1104) \text{ См},$$

$$y_{1-2} = y_{2-1} = z_{1-2}^{-1} = (2,71 + j9,11)^{-1} = (0,0300 - j0,1008) \text{ См},$$

$$y_{1-7} = y_{7-1} = z_{1-7}^{-1} = (2,60 + j8,71)^{-1} = (0,0315 - j0,1054) \text{ См},$$

$$y_{2-3} = y_{3-2} = z_{2-3}^{-1} = (21,52 + j22,24)^{-1} = (0,0225 - j0,0232) \text{ См},$$

$$y_{3-4} = y_{4-3} = z_{3-4}^{-1} = (12,66 + j13,08)^{-1} = (0,0382 - j0,0395) \text{ См},$$

$$y_{4-5} = y_{5-4} = z_{4-5}^{-1} = (5,91 + j6,10)^{-1} = (0,0819 - j0,0846) \text{ См},$$

$$y_{5-6} = y_{6-5} = z_{5-6}^{-1} = (2,48 + j8,32)^{-1} = (0,0329 - j0,1104) \text{ См},$$

$$y_{6-7} = y_{7-6} = z_{6-7}^{-1} = (8,02 + j8,28)^{-1} = (0,0604 - j0,0623) \text{ См}.$$

Власні:

$$y_{1-1} = -(y_{1-2} + y_{1-7}) = -(0,0300 - j0,1008 + 0,0315 - j0,1054) = (-0,0615 + j0,2063) \text{ См},$$

$$y_{2-2} = -(y_{2-1} + y_{2-3}) = -(0,0300 - j0,1008 + 0,0225 - j0,0232) = (-0,0525 + j0,1240) \text{ См},$$

$$y_{3-3} = -(y_{3-0} + y_{3-2} + y_{3-4}) = -(0,0192 - j0,0644 + 0,0225 - j0,0232 + 0,0382 - j0,0395) = (-0,0799 + j0,1271) \text{ См},$$

$$y_{4-4} = -(y_{4-3} + y_{4-5}) = -(0,0382 - j0,0395 + 0,0819 - j0,0846) = (-0,1201 + j0,1240) \text{ См},$$

$$y_{5-5} = -(y_{5-4} + y_{5-6}) = -(0,0819 - j0,0846 + 0,0329 - j0,1104) = (-0,1148 + j0,1949) \text{ См},$$

$$y_{6-6} = -(y_{6-0} + y_{6-5} + y_{6-7}) = -(0,0329 - j0,1104 + 0,0329 - j0,1104 + 0,0604 - j0,0623) =$$

$$= (-0,1262 + j0,2831) \text{ См},$$

$$y_{7-7} = -(y_{7-1} + y_{7-6}) = -(0,0315 - j0,1054 + 0,0604 - j0,0623) = (-0,0918 + j0,1677) \text{ См}.$$

Ітерація № 1.

Початкові наближення напруг пунктів схеми приймаємо $U=110 \text{ кВ}$

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$S_{P,1} = S_{3B,1} + Y_{P1} \cdot (|U_1|)^2 = 18,08 - j13,66 + (3,610 \cdot 10^{-6} + j40,870 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (18,12 - j13,17) \text{ MBA},$$

$$S_{P,2} = S_{3B,2} + Y_{P2} \cdot (|U_2|)^2 = 18,08 - j13,96 + (3,376 \cdot 10^{-6} + j75,715 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (18,13 - j13,04) \text{ MBA},$$

$$S_{P,3} = S_{3B,3} + Y_{P3} \cdot (|U_3|)^2 = 19,03 - j13,61 + (5,085 \cdot 10^{-6} + j131,460 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (19,09 - j12,02) \text{ MBA},$$

$$S_{P,4} = S_{3B,4} + Y_{P4} \cdot (|U_4|)^2 = 8,03 - j6,32 + (2,284 \cdot 10^{-6} + j46,910 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (8,06 - j5,75) \text{ MBA},$$

$$S_{P,5} = S_{3B,5} + Y_{P5} \cdot (|U_5|)^2 = 19,03 - j13,86 + (4,793 \cdot 10^{-6} + j22,205 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (19,09 - j13,60) \text{ MBA},$$

$$S_{P,6} = S_{3B,6} + Y_{P6} \cdot (|U_6|)^2 = 9,04 - j7,19 + (2,312 \cdot 10^{-6} + j74,975 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (9,07 - j6,28) \text{ MBA},$$

$$S_{P,7} = S_{3B,7} + Y_{P7} \cdot (|U_7|)^2 = 17,08 - j13,00 + (3,61410 \cdot 10^{-6} + j32,445 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (17,12 - j12,60) \text{ MBA}.$$

Розрахуємо напруги пунктів схеми:

$$U_1 = \frac{1}{y_{1-1}} \cdot \left[\frac{S_{P1}}{U_1} - (y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-7} \cdot U_7) \right] =$$

$$= \frac{1}{-0,0615 + j0,2063} \cdot \left[\frac{18,12 - j13,17}{110} - \{(0,0300 - j0,1008) \cdot 110 + (0,0315 - j0,1054) \cdot 110\} \right] =$$

$$= (109,25 - j0,57) \text{ кВ}, |U_1| = 109,25 \text{ кВ}$$

$$U_2 = \frac{1}{y_{2-2}} \cdot \left[\frac{S_{P2}}{U_2} - (y_{2-1} \cdot U_1 + y_{2-3} \cdot U_3) \right] =$$

$$= \frac{1}{-0,0525 + j0,1241} \cdot \left[\frac{18,13 - j13,04}{110} - \left\{ (0,0300 - j0,1008) \cdot (109,25 - j0,57) + \right. \right. \\ \left. \left. + (0,0225 - j0,0232) \cdot 110 \right\} \right] =$$

$$= (108,08 - j1,16) \text{ кВ}, |U_2| = 108,09 \text{ кВ}$$

$$U_3 = \frac{1}{y_{3-3}} \cdot \left[\frac{S_{P3}}{U_3} - (y_{3-0} \cdot U_0 + y_{3-2} \cdot U_2 + y_{3-4} \cdot U_4) \right] =$$

$$= \frac{1}{-0,0799 + j0,1271} \cdot \left[\frac{19,09 - j12,02}{110} - \left\{ (0,0192 - j0,0644) \cdot 115 + \right. \right. \\ \left. \left. + (0,0225 - j0,0232) \cdot (108,08 - j1,16) + \right. \right. \\ \left. \left. + (0,0382 - j0,0395) \cdot 110 \right\} \right] =$$

$$= (110,57 - j1,52) \text{ кВ}, |U_3| = 110,58 \text{ кВ}$$

$$\begin{aligned}
U_4 &= \frac{1}{y_{4-4}} \cdot \left[\frac{S_{P4}}{U_4} - (y_{4-3} \cdot U_3 + y_{4-5} \cdot U_5) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,1201 + j0,1240} \cdot \left[\frac{8,06 - j5,75}{110} - \left\{ (0,0382 - j0,0395) \cdot (110,57 - j1,52) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0819 - j0,0846) \cdot 110 \right\} \right] = \\
&= (109,67 - j0,58) \text{ } \kappa B, |U_4| = 109,67 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_5 &= \frac{1}{y_{5-5}} \cdot \left[\frac{S_{P5}}{U_5} - (y_{5-4} \cdot U_4 + y_{5-6} \cdot U_6) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,1148 + j0,1949} \cdot \left[\frac{19,09 - j13,60}{110} - \left\{ (0,0819 - j0,0846) \cdot (109,67 - j0,58) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0329 - j0,1104) \cdot 110 \right\} \right] = \\
&= (109,04 - j0,72) \text{ } \kappa B, |U_5| = 109,05 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_6 &= \frac{1}{y_{6-6}} \cdot \left[\frac{S_{P6}}{U_6} - (y_{6-0} \cdot U_0 + y_{6-5} \cdot U_5 + y_{6-7} \cdot U_7) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,1262 + j0,2831} \cdot \left[\frac{9,07 - j6,28}{110} - \left\{ (0,0329 - j0,1104) \cdot 115 + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0329 - j0,1104) \cdot (109,64 - j0,72) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0604 - j0,0623) \cdot 110 \right\} \right] = \\
&= (111,81 - j0,63) \text{ } \kappa B, |U_6| = 111,18 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_7 &= \frac{1}{y_{7-7}} \cdot \left[\frac{S_{P7}}{U_7} - (y_{7-1} \cdot U_1 + y_{7-6} \cdot U_6) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0918 + j0,1677} \cdot \left[\frac{17,12 - j12,60}{110} - \left\{ (0,0315 - j0,1054) \cdot (109,25 - j0,57) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0604 - j0,0623) \cdot (111,81 - j0,63) \right\} \right] = \\
&= (109,18 - j0,79) \text{ } \kappa B, |U_7| = 109,19 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

Порахуємо модулі небалансів потужності в пунктах:

$$\begin{aligned}
\delta S_1 &= \left| S_{P,1} - (y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-7} \cdot U_7 + y_{1-1} \cdot U_1) \cdot \overline{U_1} \right| = \\
&= \left| 18,12 - j13,17 - \left\{ (0,0300 - j0,1008) \cdot (108,08 - j1,16) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0315 - j0,1054) \cdot (109,18 - j0,79) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (-0,0615 + j0,2063) \cdot (109,25 - j0,57) \right\} \right| = 39,42 \text{ } MBA \\
\delta S_2 &= \left| S_{P,2} - (y_{2-1} \cdot U_1 + y_{2-3} \cdot U_3 + y_{2-2} \cdot U_2) \cdot \overline{U_2} \right| = \\
&= \left| 18,13 - j13,04 - \left\{ (0,0300 - j0,1008) \cdot (109,25 - j0,57) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0225 - j0,0232) \cdot (110,57 - j1,52) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (-0,0525 + j0,1241) \cdot (108,08 - j1,16) \right\} \right| = 5,385 \text{ } MBA
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\delta S_3 &= \left| S_{P,3} - (y_{3-0} \cdot U_0 + y_{3-4} \cdot U_4 + y_{3-3} \cdot U_3) \cdot \overline{U_3} \right| = \\
&= |19,09 - j12,02 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0192 - j0,0644) \cdot 115 + \\ &+ (0,0382 - j0,0395) \cdot (109,67 - j0,58) + \\ &+ (-0,0799 + j0,1271) \cdot (110,57 - j1,52) \end{aligned} \right\} \cdot (110,57 + j1,52)| = 3,741 \text{ MBA} \\
\delta S_4 &= \left| S_{P,4} - (y_{4-3} \cdot U_3 + y_{4-5} \cdot U_5 + y_{4-4} \cdot U_4) \cdot \overline{U_4} \right| = \\
&= |8,06 - j5,75 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0382 - j0,0395) \cdot (110,57 - j1,52) + \\ &+ (0,0819 - j0,0846) \cdot (109,04 - j0,72) + \\ &+ (-0,1201 + j0,1240) \cdot (109,67 - j0,58) \end{aligned} \right\} \cdot (109,67 + j0,58)| = 15,436 \text{ MBA} \\
\delta S_5 &= \left| S_{P,5} - (y_{5-4} \cdot U_4 + y_{5-6} \cdot U_6 + y_{5-5} \cdot U_5) \cdot \overline{U_5} \right| = \\
&= |19,09 - j13,60 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0819 - j0,0846) \cdot (109,67 - j0,58) + \\ &+ (0,0329 - j0,1104) \cdot (111,18 - j0,63) + \\ &+ (-0,1148 + j0,1949) \cdot (109,04 - j0,72) \end{aligned} \right\} \cdot (109,04 + j0,72)| = 16,548 \text{ MBA} \\
\delta S_6 &= \left| S_{P,6} - (y_{6-0} \cdot U_0 + y_{6-5} \cdot U_5 + y_{6-7} \cdot U_7 + y_{6-6} \cdot U_6) \cdot \overline{U_6} \right| = \\
&= |9,07 - j6,28 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0329 - j0,1104) \cdot 115 + \\ &+ (0,0329 - j0,1104) \cdot (109,04 - j0,72) + \\ &+ (0,0604 - j0,0623) \cdot (109,18 - j0,79) + \\ &+ (-0,1262 + j0,2831) \cdot (111,18 - j0,63) \end{aligned} \right\} \cdot (111,18 + j0,63)| = 10,839 \text{ MBA} \\
\delta S_7 &= \left| S_{P,7} - (y_{7-1} \cdot U_1 + y_{7-6} \cdot U_6 + y_{7-7} \cdot U_7) \cdot \overline{U_7} \right| = \\
&= |17,12 - j12,60 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0315 - j0,1054) \cdot (109,25 - j0,57) + \\ &+ (0,0604 - j0,0623) \cdot (111,18 - j0,63) + \\ &+ (-0,0918 + j0,1677) \cdot (109,18 - j0,79) \end{aligned} \right\} \cdot (109,18 + j0,79)| = 0,220 \text{ MBA}
\end{aligned}$$

$\Delta = \max |\delta S_i| = 39,42 \text{ MBA} > 0,01$, тому потрібно продовжувати розрахунок.

Наступні ітерації розраховуються аналогічно. Результати занесені в табл. 2.25.

Таблиця 2.25 – Результати розрахунку ітерацій режиму

Обчислений параметр	Результати розрахунку ітерації № 1	Результати розрахунку ітерації № 2	Результати розрахунку ітерації № 3	...	Результати розрахунку ітерації № 43	Результати розрахунку ітерації № 44
S_{p1}, MBA	18,12-j13,17	18,12-j13,17	18,12-j13,19	...	18,12-j13,23	18,12-j13,23
S_{p2}, MBA	18,13-j13,04	18,12-j13,07	18,12-j13,09	...	18,12-j13,16	18,12-j13,16
S_{p3}, MBA	19,09-j12,02	19,09-j12,00	19,09-j12,01	...	19,09-j12,04	19,09-j12,04
S_{p4}, MBA	8,06-j5,75	8,06-j5,76	8,06-j5,77	...	8,06-j5,78	8,06-j5,78
S_{p5}, MBA	19,09-j13,60	19,09-j13,60	19,09-j13,60	...	19,09-j13,61	19,09-j13,61
S_{p6}, MBA	9,07-j6,28	9,07-j6,26	9,07-j6,26	...	9,07-j6,29	9,07-j6,29
S_{p7}, MBA	17,12-j12,60	17,12-j12,61	17,12-j12,61	...	17,12-j12,64	17,12-j12,64
$U_1, \kappa B$	109,25-j0,57	107,88-j1,55	106,98-j2,34	...	102,89-j5,39	102,89-j5,39
$U_2, \kappa B$	108,08-j1,16	107,16-j2,09	106,36-j2,74	...	102,79-j5,40	102,79-j5,40
$U_3, \kappa B$	110,57-j1,52	110,35-j1,97	109,99-j2,42	...	109,19-j4,49	109,18-j4,49
$U_4, \kappa B$	109,67-j0,58	108,94-j1,21	108,96-j1,93	...	107,77-j4,79	107,77-j4,79
$U_5, \kappa B$	109,04-j0,72	109,25-j1,57	109,22-j2,22	...	107,88-j4,83	107,88-j4,83
$U_6, \kappa B$	111,18-j0,63	111,08-j1,24	110,87-j1,73	...	109,55-j3,71	109,54-j3,71
$U_7, \kappa B$	109,18-j0,79	108,32-j1,45	107,67-j1,73	...	104,61-j4,26	104,61-j4,26
$\delta S_1, MBA$	39,420	27,921	21,963	...	0,011	0,008
$\delta S_2, MBA$	5,835	1,716	2,011	...	0,001	0,001
$\delta S_3, MBA$	3,741	5,824	4,307	...	0,002	0,002
$\delta S_4, MBA$	15,436	11,258	8,222	...	0,005	0,003
$\delta S_5, MBA$	16,548	7,619	6,643	...	0,004	0,003
$\delta S_6, MBA$	10,839	10,470	8,301	...	0,004	0,003
$\delta S_7, MBA$	0,22	0,212	0,170	...	0,0001	0,00007
Δ, MBA	39,42	27,921	21,963	...	0,011	0,008<0,001

Отже ітераційний розрахунок можна вважати завершеним.

Порахуємо потужності початків та кінців ділянок для результуючої схеми режиму. Результати розрахунку занесемо в табл. 2.26.

Таблиця 2.26 – Потужності початків та кінців ділянок

Ділянка	$S_{\text{початку, МВА}}$	$S_{\text{кінця, МВА}}$	Ділянка	$S_{\text{початку, МВА}}$	$S_{\text{кінця, МВА}}$
0-3	46,08-j32,54	45,04-j30,37	3-4	7,39-j4,05	4,31-j4,89
0-6	67,80-j54,85	66,37-j50,80	5-4	0,75-j1,13	0,75-j1,56
1-2	0,49-j0,57	0,49-j1,28	6-5	19,96-j15,02	19,83-j15,30
7-1	18,74-j14,25	18,60-j14,49	6-7	37,34-j28,47	35,86-j27,51
3-2	118,57-j12,40	17,63-j12,94			

Результуючі навантаження пунктів схеми:

$$S_{PE3\ 1} = (18,11 - j13,92) \text{ МВА}, S_{PE3\ 2} = (18,12 - j14,22) \text{ МВА}, S_{PE3\ 3} = (19,08 - j13,93) \text{ МВА},$$

$$S_{PE3\ 4} = (8,06 - j6,45) \text{ МВА}, S_{PE3\ 5} = (19,09 - j14,17) \text{ МВА}, S_{PE3\ 6} = (9,07 - j7,31) \text{ МВА},$$

$$S_{PE3\ 7} = (17,12 - j13,26) \text{ МВА}.$$

Результати розрахунку режиму зображено на рис. 2.10.

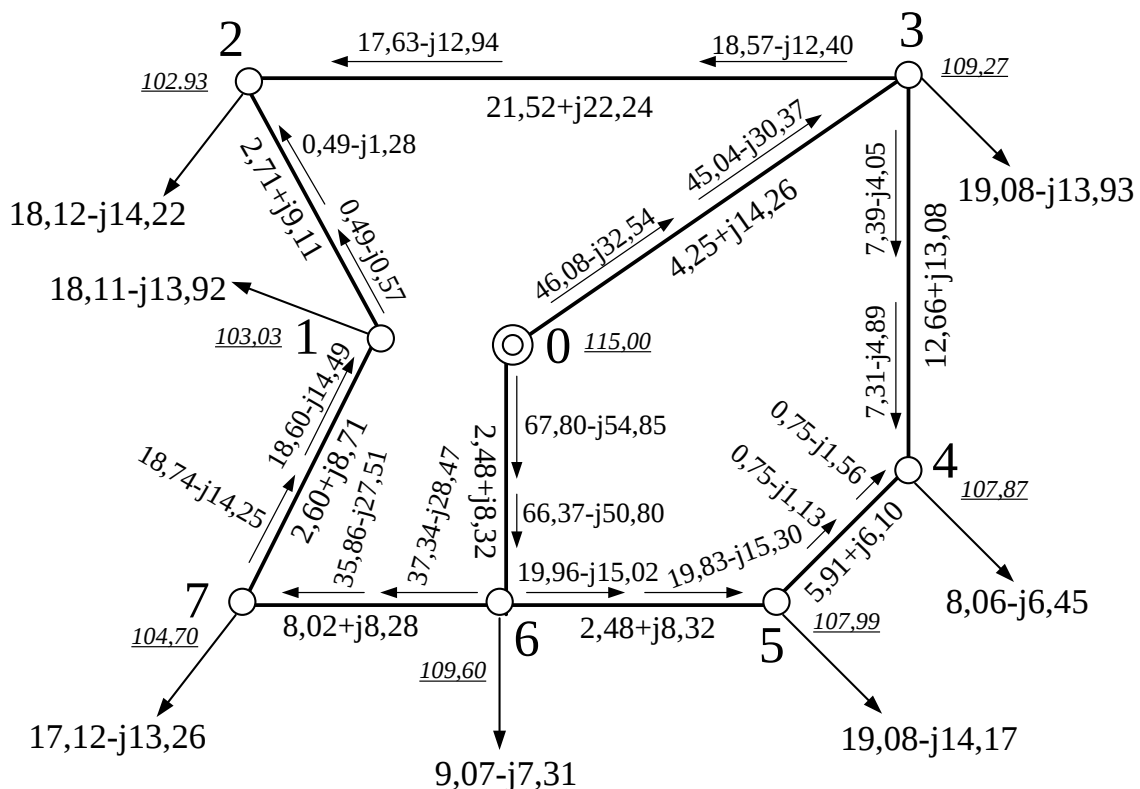


Рис. 2.10 – Результуюча схема післяаварійного режиму

Визначимо втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{0-3} + S_{0-6} - (S_{P1} + S_{P2} + S_{P3} + S_{P4} + S_{P5} + S_{P6} + S_{P7}) + Y_0 U_0^2 = (5,88 - j14,16) \text{ МВА.}$$

Перевіримо допустимість завантаження ділянок схеми. Результати занесемо в табл. 2.27.

Таблиця 2.27 – Перевірка допустимості завантаження ділянок схеми

Ділянка	J_{ϕ}, A	$J_{доп}, A$	Висновок	Ділянка	J_{ϕ}, A	$J_{доп}, A$	Висновок
0-3	285,2	610	Не перевантажена	5-4	8,20	265	Не перевантажена
0-6	439,1	610	Не перевантажена	6-5	132,8	610	Не перевантажена
1-2	5,90	610	Не перевантажена	6-7	248,3	265	Не перевантажена
3-2	120,4	265	Не перевантажена	7-1	131,0	610	Не перевантажена
3-4	45,7	265	Не перевантажена				

Визначимо позиції регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів підстанцій з огляду на необхідність забезпечення на шинах СН та НН бажаної напруги, яка на 5% перевищує номінальну напругу відповідних шин: $U_{СН6}=35 \times 1,05=36,75$ кВ; $U_{НН6}=10 \times 1,05=10,5$ кВ. Результати занесемо в табл. 2.28.

Таблиця 2.28 – Вибір РПН та ПБЗ для підстанцій схеми

№ПС	$U_0, \text{кВ}$	$ U_{ЗвСН} , \text{кВ}$	$ U_{ЗвНН} , \text{кВ}$	$N_{РПНбaj}$	$U_{перезб}, \text{кВ}$	$N_{ПБЗбaj}$	$U_{ННд}$	$U_{СНд}$
1	97,21	97,05	95,96	-7	105,70	0	10,49	37,12
2	96,98	96,85	95,30	-7	105,70	0	10,41	37,04
3	105,71	105,61	105,06	-2	116,45	0	10,42	36,66
4	---	---	103,63	-3	114,30	---	10,47	---
5	104,33	104,24	103,40	-3	114,30	0	10,45	36,87
6	---	---	104,87	-3	114,30	---	10,60	---
7	99,23	99,10	97,80	-6	107,85	0	10,47	37,14

Висновок по розділу 2

За заданим ситуаційним планом з використанням методу поконтурної оптимізації знайдено оптимальну експлуатаційну схему електричної мережі у складі ділянок 0-1, 0-3, 0-6, 1-2, 1-7, 4-5 та 5-6. З урахуванням категорійності споживачів задля надійності електропостачання розімкнену мережу перетворено на триконтуру замкнену.

Для отриманої мережі обрано тип та кількість трансформаторів у пунктах навантаження, тип та переріз проводів для повітряних ліній мережі. За методом Зейделя проведені ітераційні розрахунки максимального, мінімального та післяаварійного режимів роботи. За результатами розрахунків встановлено, що струмові завантаження усіх ділянок схеми та напруги на шинах 110 кВ усіх підстанцій для рохрахованих режимів перебувають у допустимих межах.

Розрахунок регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій показав можливість забезпечення бажаних значень напруги на шинах 10 кВ та 35 кВ усіх підстанцій.

3 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ У ВУЗЛІ 2 ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ

3.1 Опис вузла 2 електричної мережі, в якому розміщена проектowana підстанція

Проектowana підстанція 110/35/10 кВ (надалі ПС) розміщена у вузлі 2 замкненої електричної мережі 110 кВ. До вузла 2 підходять дві повітряні лінії електропередач: 1-2 з проводом марки АС-240/32 довжиною 23 км та 2-3 з проводом марки АС-70/11 завдовжки 51 км.

Проектowana підстанція є прохідною, двотрансформаторною (на ній встановлені два паралельно працюючі трансформатори типу ТДТН-16000/110).

3.2 Опис головної схеми електричних з'єднань ПС

Головна схема електричних з'єднань представлена на листі 6.

Принципові схеми розподільних пристроїв (РП) прийняті відповідно до Норм технологічного проектування підстанцій.

3.2.1 Опис схем і конструкцій ЗРП-10 кВ і ВРП-35 кВ

Закритий розподільний пристрій 10 кВ (ЗРП-10 кВ) виконано по схемі з однією системою секційних збірних шин (схема 10-1). Відкритий розподільний пристрій 35 кВ (ВРП-35 кВ) також виконано по схемі з однією системою секційних збірних шин (схема 35-5). У пристроях даного вигляду кожне приєднання містить вимикач і роз'єднувач. Вимикачі служать для неавтоматичного і автоматичного відключення і включення приєднання і розташовуються на візках викочувань КРП. Візок викочування має контакти втичного типу, які автоматично розмикаються при викочуванні візка. У свою чергу, викотити візок

можна тільки після відключення вимикача на ній, а укотити – тільки при відключеному вимикачі. Це досягається застосуванням механічних блокувань.

Для обмеження струму короткого замикання і забезпечення можливості ремонту збірних шин по частинах передбачений шинний секційний вимикач (ШСВ). При нормальному режимі роботи ШСВ відключений. При відключенні одного з трансформаторів ШСВ автоматично включається пристроєм введення резерву (АВР). Перевагою даної схеми є її простота і економічність. Недоліками схеми є:

- відключення всієї секції на час ремонту збірних шин;
- при ремонті вимикачів приєднань необхідно відключати відповідне приєднання;
- при короткому замиканні в зоні збірних шин повністю відключається дана секція.

У зв'язку з цим споживачі 1-ої і 2-ої категорій повинні мати можливість отримувати живлення від різних секцій РП.

3.2.2 Опис схеми ВРП-110 кВ

ВРП-110 кВ виконано по схемі – місток з вимикачами і цепях лінії та ремонтною перемичкою зі сторони лінії (схема 110-3). Дана схема забезпечує безперервне електропостачання при ремонті і випробуванні вимикачів.

3.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції

Даний розрахунок проводиться з метою визначення максимальних значень струмів короткого замикання, які є головним чинником при виборі устаткування підстанції. Розрахунковими пунктами є шини ВН, СН і НН підстанції 2.

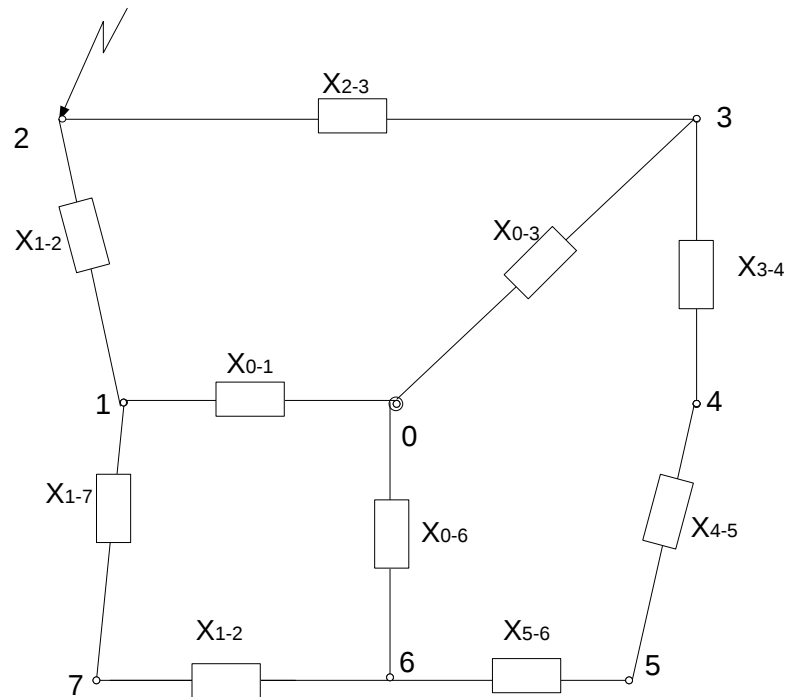


Рис. 3.1 – Схема заміщення

3.3.1 Перетворення схеми заміщення прямої послідовності

Розрахунок опорів прямої послідовності

Таблиця 3.1 – Довжини ділянок схеми

Ділянка	0-1	0-3	0-6	1-2	1-7	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7
Довжини ділянок, км	10	36	21	23	22	51	30	14	21	19

Вибір базисних умов:

$$S_B = 1000 \text{ МВА}, \quad U_B = 115 \text{ кВ} \quad I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ А.}$$

Опір системи приймається рівним нулю.

Опори прямої послідовності для ЛЕП у відносних одиницях визначаються

по формулі: $x_i = x_i \frac{S_B}{U_B^2}$

Таблиця 3.2 – Значення опорів прямої послідовності для ділянок схеми

Ділянка	0-1	0-3	0-6	1-2	1-7	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7
$x_{i-1}, в.о.$	0,299	1,078	0,629	0,689	0,659	1,682	0,989	0,461	0,629	0,626

Спростуємо схему заміщення (етапи заміщення показані на рисунках).

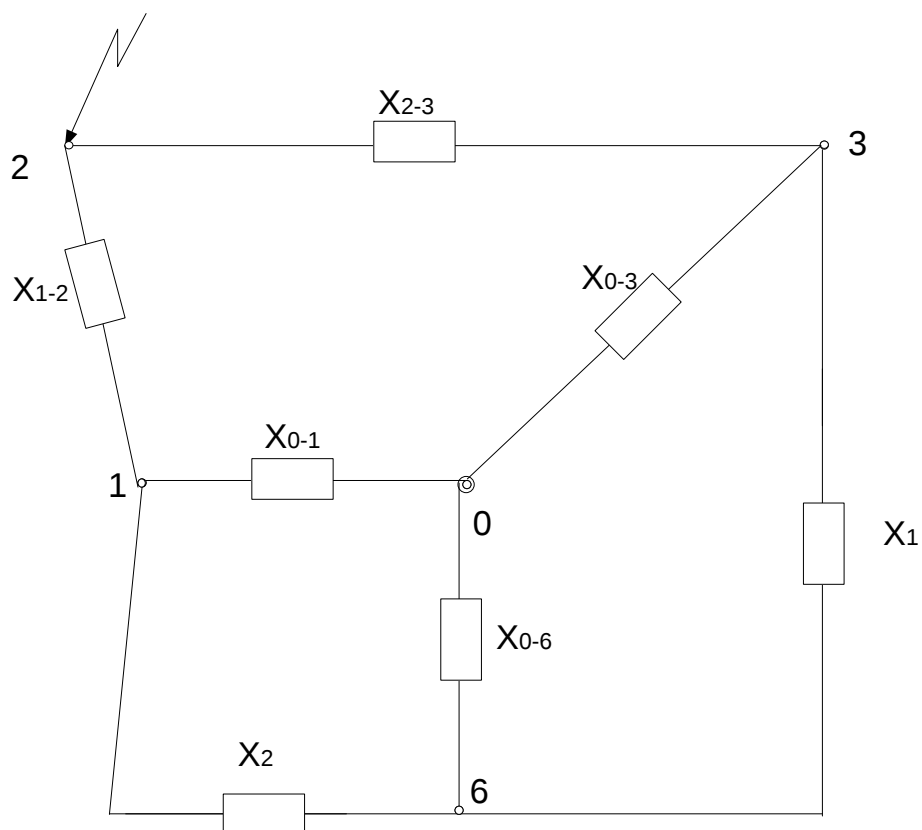


Рис. 3.2 – Етап заміщення

Порахуємо опори схеми, які виникли після першого етапу заміщення:

$$X_1 = X_{3-4} + X_{4-5} + X_{5-6} = 0,989 + 0,461 + 0,629 = 2,079 \text{ в.о.};$$

$$X_2 = X_{1-2} + X_{1-7} = 0,689 + 0,659 = 1,348 \text{ в.о.}$$

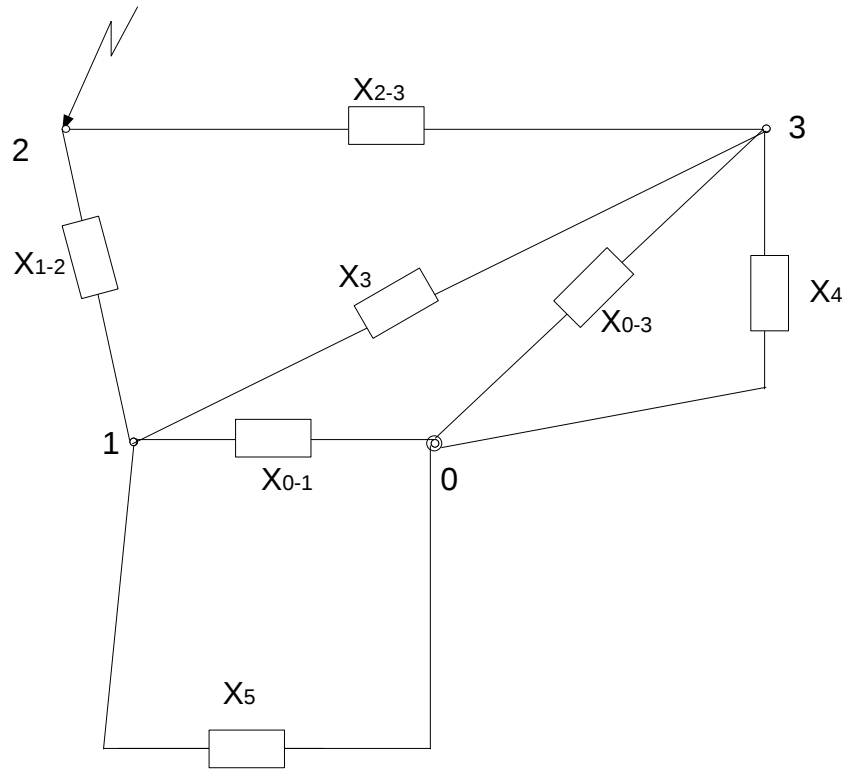


Рис. 3.3 – Етап заміщення

$$X_3 = X_1 + X_{0-6} + \frac{X_1 \cdot X_{0-6}}{X_2} = 2,079 + 0,629 + \frac{2,079 \cdot 0,629}{1,348} = 3,678 \text{ в.о.}$$

$$X_4 = X_1 + X_2 + \frac{X_1 \cdot X_2}{X_{0-6}} = 2,079 + 1,348 + \frac{2,079 \cdot 1,348}{0,629} = 7,882 \text{ в.о.}$$

$$X_5 = X_2 + X_{0-6} + \frac{X_2 \cdot X_{0-6}}{X_1} = 1,348 + 0,629 + \frac{1,348 \cdot 0,629}{2,079} = 2,385 \text{ в.о.}$$

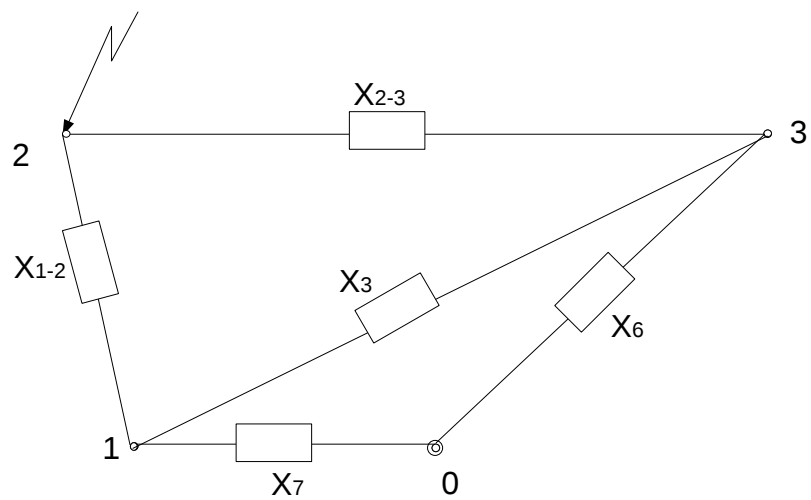


Рис. 3.4 – Етап заміщення

$$X_6 = \frac{X_4 \cdot X_{0-3}}{X_4 + X_{0-3}} = \frac{7,882 \cdot 1,078}{7,882 + 1,078} = 0,948 \text{ в.о.}$$

$$X_7 = \frac{X_5 \cdot X_{0-1}}{X_5 + X_{0-1}} = \frac{2,385 \cdot 0,299}{2,385 + 0,299} = 0,266 \text{ в.о.}$$

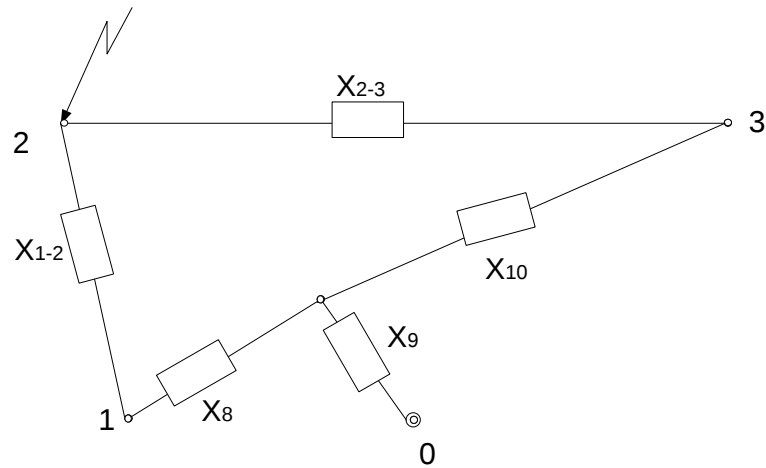


Рис. 3.5 – Етап заміщення

$$X_8 = \frac{X_3 \cdot X_7}{X_3 + X_6 + X_7} = \frac{3,678 \cdot 0,266}{3,678 + 0,948 + 0,266} = 0,200 \text{ в.о.}$$

$$X_9 = \frac{X_6 \cdot X_7}{X_3 + X_6 + X_7} = \frac{0,948 \cdot 0,266}{3,678 + 0,948 + 0,266} = 0,052 \text{ в.о.}$$

$$X_{10} = \frac{X_3 \cdot X_6}{X_3 + X_6 + X_7} = \frac{3,678 \cdot 0,948}{3,678 + 0,948 + 0,266} = 0,713 \text{ в.о.}$$

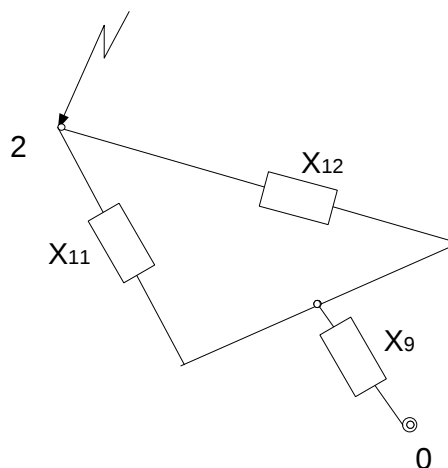


Рис. 3.6 – Етап заміщення

$$X_{11} = X_8 + X_{1-2} = 0,200 + 0,689 = 0,889 \text{ в.о.}$$

$$X_{12} = X_{10} + X_{2-3} = 0,713 + 1,682 = 2,395 \text{ в.о.}$$

$$X_{EKB} = X_9 + \frac{X_{11} \cdot X_{12}}{X_{11} + X_{12}} = 0,052 + \frac{0,889 \cdot 2,395}{0,889 + 2,395} = 0,700 \text{ в.о.}$$

3.3.2 Перетворення схеми нульової послідовності

При з'єднанні обмоток ВН-СН-НН по схемі Y-Y-Δ обмотка СН трансформатора струмом нульової послідовності не обтікається. Триобмотковий трансформатор для струмів нульової послідовності представляється двообмотковим і вноситься до схеми заміщення опором $X_{В-Н}$.

Всі трансформатори вносяться до схеми заміщення нульової послідовності опором X_{Ti} .

$$X_{T1} = \frac{U_{KB-H\%} \cdot S_B}{100 \cdot 2 \cdot S_H} = \frac{17 \cdot 1000}{100 \cdot 2 \cdot 16} = 5,31 \text{ в.о.}$$

Результат розрахунку приведених значень опорів нульової послідовності наведений в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Приведені значення опорів

Трансформатор	1	2	3	4	5	6	7
$X_{Ti}, \text{в.о.}$	5,31	5,31	3,40	8,50	3,40	8,50	5,31

Для одноланцюгових ПЛ $x_0^* = 2x_1^*$, а для дволанцюгових ПЛ $x_0^* = 3x_1^*$.

$$X_{0-1} = 2 \cdot 0,299 = 0,598 \text{ в.о.}$$

Результат розрахунку інших ПЛ зведено в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Приведені опори ПЛ для нульової послідовності

Ділянка	0-1	0-3	0-6	1-2	1-7	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7
$x_{i-1}, \text{в.о.}$	0,598	2,156	1,258	1,378	1,318	3,364	1,978	0,922	1,258	1,252

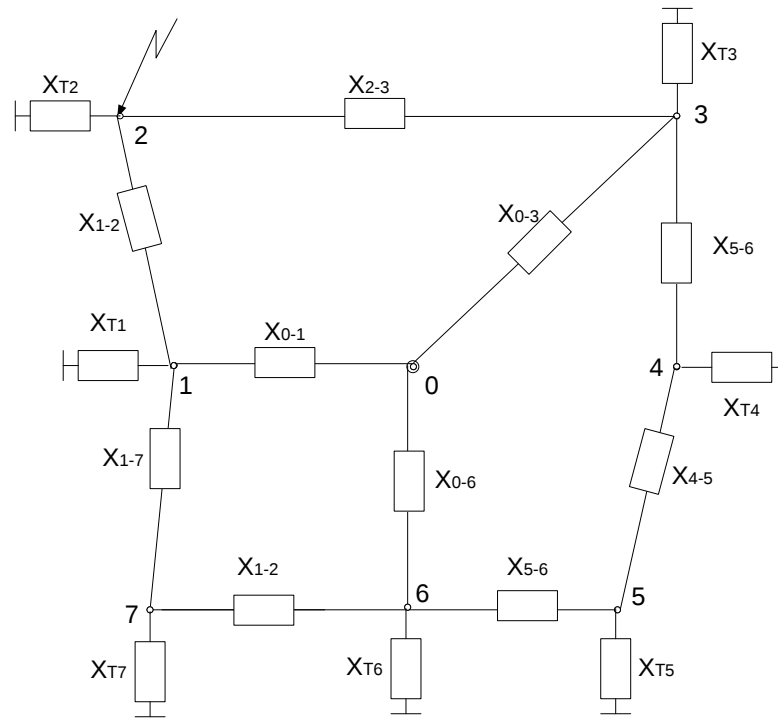


Рис. 3.9 – Схема заміщення нульової послідовності

Перетворення даної схеми проводимо аналогічно перетворенню схеми прямої послідовності. В результаті отримаємо:

$$X_{екв} = 1,317 \text{ в.о.}$$

3.3.3 Розрахунок струмів 3-фазного короткого замикання

3-фазне коротке замикання на шинах напругою 110 кВ

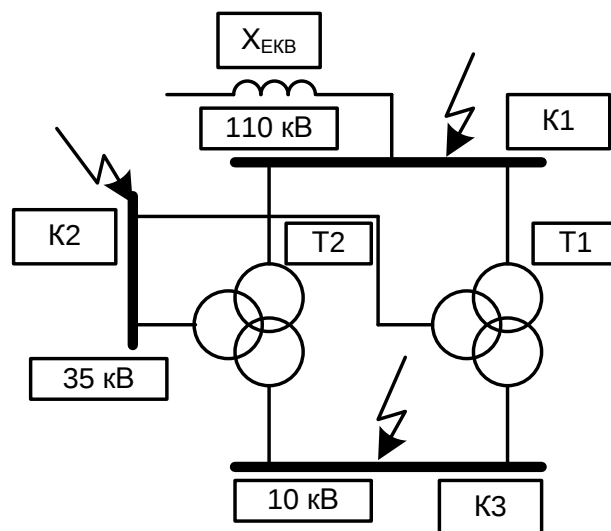


Рис. 3.10 – Однолінійна схема зображення ПС

Вибір базисних умов:

$$U_B = 115 \text{ кВ}$$

$$S_B = 1000 \text{ МВА}$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К1:

$$I_{n0_110} = \frac{I_\phi}{x_{екв.1}} = \frac{5,02}{0,700} = 7,171 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К1:

$$I_{y110} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_110} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,171 = 17,241 \text{ кА,}$$

де $\kappa_y = 1,7$ - ударний коефіцієнт.

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n110} = I_{n0_110} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 7,171 \cdot \sqrt{1 + 2(1,7 - 1)^2} = 10,090 \text{ кА.}$$

3-фазне коротке замикання на шинах напругою 35 кВ

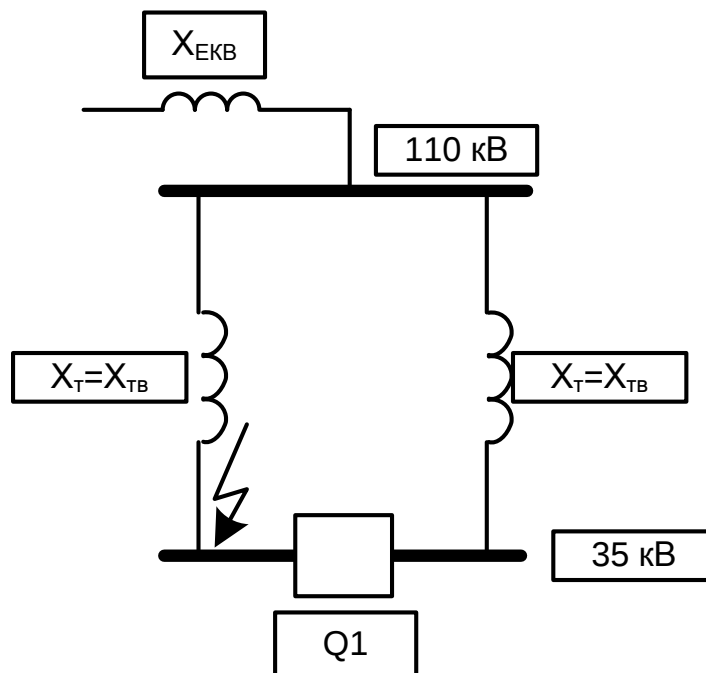


Рис. 3.11 – 3х-фазне КЗ на шинах 35 кВ

Для відключеного секційного вимикача.

Вибір базисних умов:

$$U_{\delta} = 35,5 \text{ кВ};$$

$$S_{\delta} = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35,5} = 16,263 \text{ кА}.$$

$$X_{e1pozp} = X_{екв1} \cdot \left(\frac{35,5}{115}\right)^2 = 0,700 \cdot \left(\frac{35,5}{115}\right)^2 = 0,073 \text{ в.о.}$$

– пряма послідовність:

$$X_{T-BC} = \frac{U_{KB-C\%} \cdot S_B}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,56 \text{ в.о.}$$

$$X_{e35-1} = X_{e1pozp} + X_{T-BC} = 0,073 + 6,56 = 6,633 \text{ в.о.}$$

– зворотна послідовність:

$$X_{e35-2} = X_{e35-1} = 6,633 \text{ в.о.}$$

– нульова послідовність: обмотка ВС струмами нульової послідовності не обтікається.

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0-35} = \frac{I_{\delta}}{X_{e35-1}} = \frac{16,263}{6,633} = 2,452 \text{ кА}.$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2:

$$I_{y35} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0-35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,452 = 6,242 \text{ кА}.$$

$$\text{де } \kappa_y = 1,8.$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0-35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 2,452 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 3,702 \text{ кА}$$

Для включеного секційного вимикача.

– пряма послідовність:

$$X_{T-BC} = \frac{U_{KB-C\%} \cdot S_B}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,56 \text{ в.о.}$$

$$X_{e35-1} = X_{e1pozp} + \frac{X_{T-BC}}{2} = 0,073 + \frac{6,56}{2} = 3,353 \text{ в.о.}$$

– зворотна послідовність:

$$X_{e35-2} = X_{e35-1} = 3,353 \text{ в.о.}$$

– нульова послідовність: обмотка ВС струмами нульової послідовності не обтікається.

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0-35} = \frac{I_{\delta}}{X_{e35-1}} = \frac{16,263}{3,353} = 4,850 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ в точці К2:

$$I_{y35} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0-35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,850 = 12,347 \text{ кА.},$$

де $\kappa_y = 1,8$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0-35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 4,850 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 7,323 \text{ кА}$$

3-фазне коротке замикання на шинах напругою 10 кВ

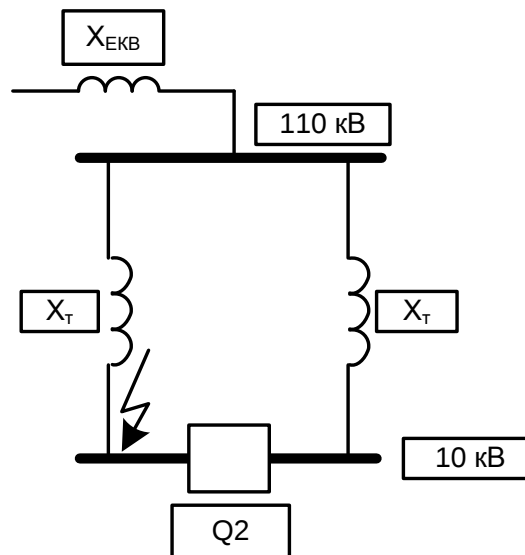


Рис. 3.12 – 3-фазне КЗ на шинах 10 кВ

Для відключеного секційного вимикача.

Вибір базисних умов:

$$U_{\delta} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$S_{\delta} = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА};$$

$$X_{e1\text{розр}} = X_{екв1} \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,700 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,007 \text{ в.о.}$$

– пряма послідовність:

$$X_{T-BC} = \frac{U_{KB-C\%} \cdot S_B}{100 \cdot S_H} = \frac{17 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 10,625 \text{ в.о.}$$

$$X_{e10-1} = X_{e1\text{розр}} + X_{T-BC} = 0,007 + 10,625 = 10,632 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{n0-10} = \frac{I_{\delta}}{X_{e10-1}} = \frac{54,986}{10,632} = 5,171 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{y10} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0-10} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,171 = 13,163 \text{ кА.}$$

де $\kappa_y = 1,8$.

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0-10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 5,171 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 7,808 \text{ кА}$$

Для включеного секційного вимикача.

$$X_{T-BC} = \frac{U_{KB-C\%} \cdot S_B}{100 \cdot S_H} = \frac{17 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 10,625 \text{ в.о.}$$

$$X_{e10-1} = X_{e1\text{розр}} + \frac{X_{T-BC}}{2} = 0,007 + \frac{10,625}{2} = 5,320 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{n0-10} = \frac{I_{\delta}}{X_{e10-1}} = \frac{54,986}{5,320} = 10,336 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{y10} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0-10} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,336 = 26,311 \text{ кА.}$$

де $k_y = 1,8$.

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 10,336 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 15,607 \text{ кА.}$$

3.3.4 Розрахунок 1-фазного короткого замикання

1-фазне коротке замикання на шинах напругою 110 кВ

Періодична складова струму короткого замикання в точці К1:

$$I_{n0_110} = \frac{I_\phi \cdot 3}{x_{екв.1} + x_{екв.2} + x_{екв.0}} = \frac{5,02 \cdot 3}{0,700 + 0,700 + 1,317} = 5,543 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К1:

$$I_{y10} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_110} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,543 = 13,326 \text{ кА.}$$

де $k_y = 1,7$.

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 5,543 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 7,800 \text{ кА.}$$

3.3.5 Розрахунок струмів 2-фазного короткого замикання

2-фазне коротке замикання на шинах напругою 110 кВ

Періодична складова струму короткого замикання в точці К1:

$$I_{n0_110} = \frac{I_\phi \cdot \sqrt{3}}{x_{екв.1} + x_{екв.2}} = \frac{5,02 \cdot \sqrt{3}}{0,700 + 0,700} = 6,211 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К1:

$$I_{y110} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_110} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,211 = 14,932 \text{ кА.}$$

де $k_y = 1,7$.

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n110} = I_{n0_110} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 6,211 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 8,740 \text{ кА.}$$

2-фазне коротке замикання на шинах напругою 35 кВ

Для відключеного секційного вимикача.

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0-35} = \frac{I_\phi \cdot \sqrt{3}}{X_{e1} + X_{e2}} = \frac{16,263 \cdot \sqrt{3}}{6,633 + 6,633} = 2,123 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2:

$$I_{y35} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0-35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,123 = 5,404 \text{ кА.}$$

де $\kappa_y = 1,8$.

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0-35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 2,123 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 3,206 \text{ кА}$$

Для включеного секційного вимикача:

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0-35} = \frac{I_\phi \cdot \sqrt{3}}{X_{e1} + X_{e2}} = \frac{16,263 \cdot \sqrt{3}}{3,353 + 3,353} = 4,200 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2:

$$I_{y35} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0-35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,200 = 10,691 \text{ кА.}$$

де $\kappa_y = 1,8$.

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0-35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 4,200 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 6,342 \text{ кА}$$

2-фазне коротке замикання на шинах напругою 10 кВ

Для відключеного секційного вимикача.

Періодична складова струму короткого замикання в точці К3:

$$I_{n0-10} = \frac{I_\phi \cdot \sqrt{3}}{X_{e1} + X_{e2}} = \frac{54,986 \cdot \sqrt{3}}{10,632 + 10,632} = 4,478 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{y10} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0-10} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,478 = 11,399 \text{ кА.}$$

де $k_y = 1,8$.

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0-10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 4,478 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 6,762 \text{ кА}$$

Для включеного секційного вимикача

Періодична складова струму короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{n0-10} = \frac{I_\phi \cdot \sqrt{3}}{X_{e1} + X_{e2}} = \frac{54,986 \cdot \sqrt{3}}{5,320 + 5,320} = 8,951 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{y10} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0-10} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,951 = 22,786 \text{ кА.}$$

де $k_y = 1,8$.

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0-10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 8,951 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 13,516 \text{ кА}$$

Розрахункові значення струмів короткого замикання зведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Розрахункові значення струмів короткого замикання

Місце та умови короткого замикання		Вид короткого замикання	I_{no} , кА	I_{y0} , кА	I_n , кА
ВРП 110 кВ		3-фазне	7,171	17,241	10,090
		1-фазне	5,543	13,326	7,800
		2-фазне	6,211	14,932	8,740
ВРП 35 кВ	ШСВ відкл.	3-фазне	2,452	6,242	3,702
		2-фазне	2,123	5,404	3,206
	ШСВ вкл.	3-фазне	4,850	12,347	7,323
		2-фазне	4,200	10,691	6,342
ЗРП 10 кВ	ШСВ відкл.	3-фазне	5,171	13,163	7,808
		2-фазне	4,478	11,399	6,342
	ШСВ вкл.	3-фазне	10,336	26,311	15,607
		2-фазне	8,951	22,786	13,516

3.4 Вибір і перевірка основних електричних апаратів на ПС

3.4.1 Вимикачі

Вимикачі на стороні 110 кВ

а) Перевірка вимикачів приєднань ліній, що відходять.

Вимикачі на стороні 110 кВ.

Вимикачі вибираються по напрузі електроустановки $U_{уст}$ і значенню тривало допустимого струму максимального режиму I_{max} . При цьому повинні виконуватися умови:

$$U_{уст} \leq U_{ном.вим.} \text{ та } I_{max} \leq I_{ном.вим.},$$

де $U_{ном.вим.}$ і $I_{ном.вим.}$ – номінальна напруга і струм вимикача.

Встановлений елегазовий вимикач типу ВГТ-110-40/2500 УХЛ1 із $U_{ном.вим.} = 110 \text{ кВ}$ та $I_{ном.вим.} = 2500 \text{ А}$.

Перевірка вимикача здійснюється за умовами КЗ:

1) перевірка на електродинамічну стійкість:

$$I_{по} \leq I_{гр.с.}, \quad i_y \leq i_{гр.с.},$$

де $I_{гр.с.}$ – граничне значення струму КЗ, що діє, для вимикача даного типу;

$i_{гр.с.}$ – амплітудне значення граничного крізного струму КЗ;

$I_{по}, i_y$ – відповідні розрахункові значення з таблиці 3.3

2) перевірка на термічну стійкість проводиться по тепловому імпульсу:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T,$$

де $B_k = I_{по}^2 (t_{откл} + T_a)$ – розрахункове значення теплового імпульсу;

I_T, t_T – граничний струм термічної стійкості і тривалості його протікання.

3) перевірка на комутаційну здатність:

перевірка по відключаючій здатності періодичної складової ТКЗ I_{nt} , що настає через $t = 0,16$ з: $I_{nt} \leq I_{откл.ном.}$

Результати перевірки вимикача даного приєднання зведені в табл. 3.4

Таблиця 3.4 – Перевірка вимикача ВГТ-110-40/2500 УХЛІ за умовами КЗ

Дані з табл. 3.3.	Параметри вимикача
$I_{по}=7,171$ кА	$I_{гр.с.}=25$ кА
$I_{уд}=17,241$ кА	$i_{дин}=65$ кА
$B_{к_роз}=965,97$ кА ² ·с	$B_{к_зав}=25^2 \cdot 3 = 1875$ кА ² ·с
$I_{п}=10,090$ кА	$I_{відкл.ном}=40$ кА

Вимикачі на стороні 35 кВ

Зробимо перевірку за умовами КЗ вимикачів приєднань трансформаторів і ШСВ, які знаходяться в комірках КУ-35. Вимикачі приєднань трансформаторів обрані по номінальному струму:

$$I_{ном.вим.} = 6300 \text{ А} \geq I_{\max} = \frac{S_{CH}}{\cos \varphi_{CH} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{5,634}{0,87 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 106,824 \text{ А}$$

де $I_{н.вим.}$ – номінальний струм вимикача ВГТ 35-35-20/630У2, який встановлений у ввідних та вивідних комірках типу ВГТ-35-20-18-630У2 та ВГТ-35-20-17-630У2, та у шиноз'єднувальній комірці типу ВГТ-35-20-10-630У2.

Перевірка вимикача за умовами КЗ представлена в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Перевірка вимикача 35 кВ

Дані з табл. 3.3 (ШСВ вкл.)	Параметри вимикача
$I_{по}=4,854$ кА	$I_{пр.с.}=20$ кА
$I_{уд}=12,356$ кА	$i_{дин}=52$ кА
$B_{к_роз}=25,854$ кА ² ·с	$B_{к_зав}=20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² ·с
$I_{п}=7,329$ кА	$I_{откл.ном}=20$ кА

Вимикачі на стороні 10 кВ

Вимикачі в ланцюзі трансформаторів і ШСВ вибираються з умови протікання по ним струму рівному сумарному номінальному струму приєднань обох секцій, відповідають випадку, коли обидві секції живляться від одного трансформатора:

$$I_{НОМ.ВИМ.} = 1000 \text{ А} \geq I_{\max} = \frac{S_{HH}}{\cos \varphi_{CH} \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = \frac{14,88 \cdot 10^3}{0,82 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 954 \text{ А}$$

До установки передбачається ВР2 10 кВ.

Перевірка вимикача за умовами КЗ для випадку роздільної роботи секцій РП 10 кВ представлена в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Перевірка вимикача ВР2 10 кВ за умовами КЗ

Дані з табл. 3.3 (ШСВ вкл.)	Параметри вимикача
$I_{по}=10,336 \text{ кА}$	$I_{пр.с.}=31,5 \text{ кА}$
$I_{уд}=26,311 \text{ кА}$	$i_{дин}=80 \text{ кА}$
$B_{к_расч}=941 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к_зав}=31,5^2 \cdot 4=4000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{п}=15,607 \text{ кА}$	$I_{откл.ном}=31,5 \text{ кА}$

3.4.2 Роз'єднувачі

Зробимо вибір і перевірку за умовами КЗ роз'єднувачів, установлюваних у ланцюгах обраних вище вимикачів. Роз'єднувачі вибираються за номінальним значенням напруги й тривалого струму, а перевіряються на термічну й електродинамічну стійкість до струмів КЗ. Вибір і перевірка проведені в табличній формі (табл. 3.7-3.9).

Таблиця 3.7 – Перевірка роз'єднувача 110 кВ

За розрахунком	Параметри роз'єднувача
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 70,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{уд} = 17,241 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_{к_розр} = 965,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к_зав} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРП-35 кВ передбачається з установкою шаф ШШР-35-20-101-630 У2.

Таблиця 3.8 – Перевірка роз'єднувача 35 кВ

За розрахунком	Параметри роз'єднувачів
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 106,824 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{уд} = 12,347 \text{ кА}$	$I_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_{к_розр} = 25,854 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

У ЗРП-10 кВ передбачається з установкою шаф КМ-1Ф.

Таблиця 3.9 – Перевірка роз'єднувача 10 кВ

За розрахунком	По каталогу
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 954 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{уд} = 26,311 \text{ кА}$	$I_{дин} = 81 \text{ кА}$
Термічна стійкість забезпечується при виготовленні КРУ	

3.4.3 Збірні шини

На стороні 35 кВ

Шини розташовуються у відповідному відсіку КРП серії КУ-35 горизонтальному положенні та кріпляться на опорних ізоляторах.

а) вибір збірних шин.

Відстань між фазами $a = 0,43 \text{ м}$, проліт $l = 1,5$. Вибір шин проводиться по струму самого потужного приєднання – приєднання трансформатора при най-

більш важкому режимі, коли в роботі перебуває один трансформатор і покриває все навантаження СН. Вибираємо тверді алюмінієві шини коробчатого перетину 75x35x5,5 мм перетином 2x695 мм².

$$I_{\text{доп}} = 2670 \text{ А} \geq I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{СН}}}{\cos \varphi_{\text{СН}} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{5,634 \cdot 10^3}{0,87 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 106,824$$

Обраний перетин задовольняє вимогам припустимого нагрівання шин у нормальному режимі.

б) перевірка шин на термічну стійкість.

Тепловий імпульс на шинах 35 кВ при трифазному КЗ дорівнює $B_{\text{к_роз}} = 25,854 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Визначення температури шин до КЗ:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_{0\text{НОМ}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{106,824}{2670} \right)^2 = 25,08^\circ \text{C} ,$$

де $\theta_0 = \theta_{0\text{НОМ}} = 25^\circ \text{C}$ – температура навколишнього середовища (прийнята як середньомісячна температура самого жаркого місяця);

$\theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$ – припустима температура нагрівання шин.

Температура нагрівання провідників при КЗ для $f = 30^\circ \text{C}$:

$$f_{\text{к}} = f + k \frac{B_{\text{к}}}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \frac{25,854 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)^2} = 30,141^\circ \text{C} ,$$

де $k = 1,054 \cdot 10^{-2}$.

По кривій визначаємо $\theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$, що значно менше припустимої температури для алюмінієвих шин (200°C).

На стороні 10 кВ

Шини розташовуються у відповідному відсіку КРП серії КМ-1Ф у вершинах рівностороннього трикутника та кріпляться на опорних ізоляторах.

а) вибір збірних шин.

Відстань між фазами $a=0,34$ м, проліт $l=0,8$. Вибір шин проводиться по струму самого потужного приєднання – приєднання трансформатора при найбільш важкому режимі, коли в роботі перебуває один трансформатор і покриває все навантаження НН. Вибираємо тверді алюмінієві шини коробчатого перетину $75 \times 35 \times 5,5$ мм перетином 2×695 мм².

$$I_{\text{доп}} = 2670 \text{ А} \geq I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\cos \varphi_{\text{НН}} \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = \frac{14,88 \cdot 10^3}{0,82 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 954 \text{ А.}$$

Обраний перетин задовольняє вимогам припустимого нагрівання шин у нормальному режимі.

б) перевірка шин на термічну стійкість.

Тепловий імпульс на шинах 10 кВ при трифазному КЗ дорівнює

$$B_K = 941,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Визначення температури шин до КЗ:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_{0\text{НОМ}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{954}{2670} \right)^2 = 32,02^\circ \text{C},$$

де $\theta_0 = \theta_{0\text{НОМ}} = 25^\circ \text{C}$ – температура навколишнього середовища (прийнята як середньомісячна температура самого жаркого місяця);

$\theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$ – припустима температура нагрівання шин.

Температура нагрівання провідників при КЗ для $f = 30^\circ \text{C}$:

$$f_K = f + k \frac{B_K}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \frac{941 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)^2} = 32,728^\circ \text{C},$$

$$k = 1,054 \cdot 10^{-2}.$$

По кривій визначаємо $\theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$, що значно менше припустимої температури для алюмінієвих шин (200°C).

3.5 Виміри на ПС

Контроль режиму роботи основного та допоміжного устаткування на ПС здійснюється за допомогою контрольно-вимірювальних приладів (КВП).

До шин ВН приєднані два трансформатори напруги НКФ-110-83У1 і до шин НН трансформатори НТМИ-10-66. Розрахунок вторинного навантаження для цих трансформаторів розрахований у табл. 3.10-3.11.

Таблиця 3.10 – Розрахунок вторинного навантаження для ТН на шинах 110 кВ

Прилад	Тип	Потужність споживана однією ко- тушкою, ВА	Кіль- кість кату- шок	$\cos j$	$\sin j$	Кіль- кість прибо- рів	Загальна споживана потужність	
							P , Вт	Q , Вар
Вольтметр, що показує	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Лічильник активної енергії	СА4У- І672М	8	1	0,25	0,97	3	6	23,28
Лічильник реактивної енергії	СА4У- І676М	12	1	0,25	0,97	1	9	34,92
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
УСЬОГО							22	58,2

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{22^2 + 58,2^2} = 62,219 \text{ ВА.}$$

Таблиця 3.11 – Розрахунок вторинного навантаження для ТН на шинах 10 кВ

Прилад	Тип	Потужність споживана однією коту- шкою, ВА	Кіль- кість коту- шок	$\cos j$	$\sin j$	Кіль- кість прибо- рів	Загальна споживана потужність	
							P , Вт	Q , Вар
Вольтметр, що показує	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Лічильник активної ене- ргії	СА4У - І672М	8	1	0,25	0,97	11	22	23,28
Лічильник реактивної енергії	СА4У - І676М	12	1	0,25	0,97	11	33	34,92
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
УСЬОГО							62	213,4

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{62^2 + 213,4^2} = 222,22 \text{ ВА}.$$

До шин ВН приєднано три трансформатори струму ТФНД-110М-1У.

$$U_H = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{1ном} = 600 \text{ А}, \quad I_{2ном} = 5 \text{ А};$$

$$K_{дин} = 75, \quad T_{терм} = 3 \text{ с};$$

$$K_{терм} = 60, \quad T_a = 0,03 \text{ с}.$$

Вибір трансформаторів струму проводиться індивідуально для кожного ланцюга, в яких передбачається їх установка. При цьому повинні дотримувати-ся умови:

1) по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}^{TC}, 110 \leq 110$;

2) по струму: $I_{ндоп} \leq I_{1ном}^{TT}, 70,3 \leq 600$;

3) по конструкції і класу точності;

4) по електродинамічній стійкості (окрім шинних трансформаторів):

$$i_y \leq k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}^{TT}, 14,31 \leq 63;$$

5) по термічній стійкості: $B_K \leq (k_T \cdot I_{1ном}^{TT})^2 \cdot t_T; 3,334 \leq 3,888$;

6) по вторинному навантаженню:

$$S_{приб} = 10,7 \text{ ВА}, I_{2ном} = 5 \text{ А};$$

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{10,7}{5^2} = 0,427 \text{ Ом};$$

$$R_{пров} = 0,4 \text{ Ом}, R_{кон} = 0,15 \text{ Ом};$$

$$R_{сум} = 0,978 \leq R_{доп} = 1,2.$$

Таблиця 3.12 – Розрахунок вторинного навантаження для трансформаторів струму на шинах 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-337	0,2	0,2	0,2
Ватметр	Д-355	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	И-670	5	-	5
Лічильник реактивної енергії	И-684	5	-	5

Аналогічно вибираємо трансформатори струму на шинах СН і НН.

На шинах 10 кВ ТПЛК-10-У3

На шинах 35 кВ ТЛК-35.

3.6 Вибір джерел оперативного струму

3.6.1 Джерела змінного оперативного струму

Основними джерелами змінного оперативного струму підстанцій є трансформатори струму, трансформатори напруги й трансформатори власних потреб.

Трансформатори струму є найбільш надійними джерелами оперативного струму.

При живленні оперативних ліній ланцюгів від трансформаторів струму оперативним струмом є струм короткого замикання, що проходить по його вторинній обмотці. Значення цього струму забезпечує надійність дії релейного захисту та відключення вимикача. Трансформатори напруги використовують як джерела оперативного струму для захисту від однофазних замикань на землю в мережі з ізольованою нейтраллю (10 й 35 кВ).

На даній підстанції приймемо за джерело оперативного струму систему оперативного живлення УРЗА на змінному струмі й напрузі.

Для живлення складних дистанційних і диференційно-фазних захистів вимикачів 110 кВ та апаратури ВЧ-зв'язку та телемеханіки використовується акумуляторна батарея типу АК-12 напругою 110 кВ із підзарядним пристроєм.

3.6.2 Джерела та споживачі постійного оперативного струму

Для живлення оперативних ланцюгів підстанції може застосовуватися змінний і постійний струм. На підстанції з РП-110 кВ необхідне застосування постійного оперативного струму.

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

Всіх споживачів енергії, що одержують живлення від акумуляторної батареї (АБ), можна розділити на наступні три групи:

- постійно ввімкнене навантаження (апарати пристроїв керування, блокування, сигналізації, релейного захисту, постійно ввімкнена частина аварійного освітлення);
- тимчасове навантаження, що з'являється при зникненні змінного струму під час аварійного режиму (струму навантаження аварійного освітлення);
- короткочасне навантаження тривалістю не більше 5с (струми ввімкнення та вимкнення приводів вимикачів, струми навантаження апаратів керування, сигналізації релейних захистів, в яких короткочасно протікає струм).

На підстанції АБ експлуатується в режимі постійного підзаряду. У цьому режимі живлення навантаження здійснюється від випрямних підзарядних пристроїв, які включені в мережу змінного струму. АБ при цьому навантаження не несе, а схема споживає деякий струм для компенсації саморозряду. З появою незначного короткочасного навантаження (1-2с) АБ приймає його на себе. Таке навантаження може бути викликане, наприклад, включенням масляних вимикачів з електромагнітним приводом. При зникненні змінного струму АБ приймає навантаження електроприймачів постійного струму, забезпечуючи роботу релейного захисту, пристроїв телемеханіки й зв'язку та можливість ввімкнення та вимкнення вимикачів.

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

3.7 Розрахунок АБ і зарядно-підзарядного пристрою

Розрахунок навантаження на АБ представлений в табл. 3.13.

Таблиця 3.13 – Розрахунок навантаження на АБ.

Приймачі	Кількість	Р _н , кВт	I _н , А	Р _{розрах}	Пуск. I, А	Розрахункові навантаження		
						Ав. реж. 30хв.	Штовх. I в авар. реж.	Макс. Штовх. I
Постіне навантаження				25		25	25	25
Аварійне освітлення				200		200	200	200
Приводи вимикачів	1		450				450	
Встроєний ел.магн.привод для ВМП-10	1		58				58	
ШПЕ-10 для ВМК-35			720					720
Перетворювальні агрегати оперативного зв'язку	1	1,72	38	30	100	30	100	30
Всього						255	575	975

Приймаємо схему АБ без елементного комутатора.

Кількість елементів, що приєднують до шин у режимі постійного підзаряду:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{nn}} = \frac{230}{2,15} = 108$$

Типовий номер батареї N визначається по формулі:

$$N > 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 1.05 \cdot \frac{255}{25}$$

де I_{ав} - приймаємо по таблиці,

j - припустиме навантаження припустимого розряду, А/Н, зведена до першого номера акумуляторів залежно від температури електроліту j=25.

Перевірка по максимальному штовховому струму:

$$46 \cdot N > I_{\max} \quad 46 \cdot 12 = 552 < I_{\max} = 975$$

Отже, треба вибирати акумулятори з типовим номером:

$$N > 975/46=21,2$$

Остаточню приймаємо СК 24.

Підзарядний пристрій:

$$I_{nn} > 0,15 \cdot N + I_n = 0,15 \cdot 24 + 25 = 28,6 \text{ A}$$

$$U_{nz} = 2,15 \cdot 108 = 232 \text{ В}$$

Вибираємо підзарядний пристрій ВАЗП-380/260-40/80 на напругу 380-260 В і струм 40-80 А. Потужність у режимі підзарядки й живлення установок - 23 кВА, $\cos \varphi = 0,87$.

Зарядний пристрій:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_n = 5 \cdot 24 + 25 = 145 \text{ A}$$

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

3.8 Освітлення на підстанції

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

Для освітлення території підстанції прийняті прожектори ЖОО1-250-01 встановлювані на окремих стійках СВ105-5. Живлення прожекторів здійснюється по кабелях.

Освітлення приміщень ЗРП та ОПК здійснюється світильниками з люмінесцентними лампами та лампами накаливання.

Напруга мережі робочого освітлення 220 В змінного струму, ремонтного – 12 В змінного струму, аварійного 220 В від блоку аварійного освітлення (БАО).

Включення прожекторів здійснюється обслуговуючим персоналом за допомогою вимикача. Аварійне освітлення включається автоматично при зникненні робочого освітлення. Живлення аварійного освітлення здійснюється від акумуляторних батарей. Включення освітлення ЗРП здійснюється за допомогою вимикача, розташованого всередині ЗРП.

3.9 Розрахунок блискавкозахисту

Від прямих ударів блискавки електроустаткування підстанції захищається стрижньовими і тросовими струмовідводами.

ВРП 110 кВ захищаються стрижньовими струмовідводами, встановленими, як правило, на конструкціях ВРП, тобто використовується захисна дія високих об'єктів, які є блискавкоприймачами (опори ВЛ, проміжні щогли, і так далі). Тросові струмовідводи ВЛ-110 кВ і заземлювачі струмовідводів, що окремо стоять, з'єднуються з контуром заземлення ПС.

Знаходимо радіус захисту устаткування на рівні $h_{x110-1}=11,35\text{ м}$; $h_{x110-2}=4,3\text{ м}$; $h_{x35-1}=7,85\text{ м}$; $h_{x10-1}=4,3\text{ м}$ одиночного струмовідводу по формулі:

$$r_x = 1,5 \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right)$$

На даній підстанції блискавкозахист виконуємо:

- 2-ма струмовідводами заввишки $=23\text{ м}$, які розташовані на порталах 110-1 кВ ($r_x=17,9\text{ м}$; $h_x=11,35\text{ м}$)
- 2-ма струмовідводами заввишки $=23\text{ м}$, які розташовані на порталах 35-1 кВ ($r_x=29,7\text{ м}$; $h_x=4,3\text{ м}$)
- 1-м стрижньовим струмовідводом заввишки $=23\text{ м}$, який розташований біля КРУ-10-1 кВ ($r_x=23,7\text{ м}$; $h_x=7,85\text{ м}$).

Висновки до розділу

У даному розділі спроектовано електричну частину районної підстанції у пункті 2 110/35/10 із блоком двох трансформаторів ТДТН-16000/110. Розраховано струми короткого замикання на шинах ВН, СН та НН підстанції, максимальні значення яких становлять: для шин ВН – 17,241 кА, для шин СН – 12,347 кА, для шин НН – 26,311 кА. Здійснено вибір електричного устаткування для монтажу на проєктованій підстанції. За результатами розрахунку обрано вимикачі з номінальною здатністю відключення 25, 20 та 31,5 кА відповідно. Розраховано систему блискавкозахисту з 5 стрижневих блискавковідводів висотою 23 м.

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА

4.1 Вступ

Релейний захист (РЗ) призначений для автоматичного відключення ушкодженої ділянки електричної мережі або для приведення в дію спеціальних сигналізуючих пристроїв.

Релейний захист елементів розподільчих мереж повинен відповідати чотирьом вимогам, пред'явленим до всіх пристроїв релейного захисту: селективність, швидкодія, чутливість та надійність.

Селективна дія захисту забезпечує відключення тільки пошкодженої ділянки мережі найближчим до неї вимикачем. Швидкодія релейного захисту зменшує розміри, запобігає або зменшує пошкодження в місці КЗ, зберігає нормальну роботу споживачів неушкодженої частини електричної установки. Чутливістю релейного захисту називають її здатність реагувати на всі види пошкоджень і ненормальних режимів, які можуть виникати в межах основної зони, що захищається, та зони резервування. Надійність релейного захисту визначається як її спрацюванням у всіх необхідних випадках, так і не спрацюванням у випадках, коли дія захисту не потребується.

У процесі експлуатації електричних машин, апаратів, повітряних ліній електропередачі і т.п. можуть відбуватися порушення нормальних режимів роботи і виникати ушкодження, що приводять до коротких замикань.

У більшості випадків аварії або їхній розвиток можуть бути відвернені швидким відключенням ушкодженої ділянки електричної установки або мережі за допомогою релейного захисту, що діє на відключення вимикачів.

При відключенні вимикачів ушкодженого елемента гасне електрична дуга в місці короткого замикання, припиняється проходження струму короткого замикання і відновлюється нормальна напруга на неушкодженій частині електроустановки або мережі. Завдяки цьому скорочуються розміри або навіть

запобігають ушкодження устаткування, на якому виникло коротке замикання, а також відновлюється нормальна робота неушкодженого устаткування.

Таким чином, основним призначенням релейного захисту є виявлення місця виникнення короткого замикання і швидке автоматичне відключення вимикачів ушкодженого устаткування або ділянки мережі від іншої неушкодженої частини електричної установки або мережі.

Крім ушкоджень електричного устаткування, можуть виникати такі порушення нормальних режимів роботи, як перевантаження, замикання на землю однієї фази в мережі з ізольованою нейтралю, виділення газу в результаті розкладання масла в трансформаторі або зниження рівня масла в його розширювачі. Отже, другим призначенням релейного захисту є виявлення порушення нормальних режимів роботи устаткування і подача попереджувальних сигналів обслуговуючому персоналу або відключення устаткування з витримкою часу. Релейний захист є захисною автоматикою, без якої неможлива нормальна й надійна робота сучасних енергетичних систем. Вона здійснює безперервний контроль за станом і режимом роботи всіх елементів енергосистеми й реагує на виникнення ушкоджень і ненормальних режимів.

Для трансформаторів повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від пошкоджень і ненормальних режимів роботи.

До пошкоджень відносять:

- багатофазні короткі замикання в обмотках і на виводах трансформатора;
- однофазні короткі замикання на землю в обмотках і на виводах, приєднаних до мережі з глухозаземленою нейтраллю;
- міжвиткові замикання в обмотках;
- однофазні замикання на землю в мережі з ізольованою нейтраллю (від цього виду пошкоджень захист передбачується, якщо трансформатор живить мережу, в якій вимкнення однофазних замикань на землю необхідно відповідно для вимог безпеки).

До ненормальних режимів відносяться:

- проходження струмів в обмотках при зовнішніх КЗ;
- проходження струмів в обмотках при перевантаженнях трансформатора;
- пониження рівня масла.

Для даних трансформаторів передбачено основний захист – диференційний захист, виконаний на базі ДЗТ-11, та резервний – максимальний струмовий захист.

4.2 Диференційний захист трансформатора

В якості основного швидкодіючого захисту застосовується диференційний захист, виконаний на базі реле ДЗТ-11. При паралельній роботі трансформаторів він забезпечує не лише швидке, а й селективне вимкнення пошкодженого трансформатора. Якщо б паралельно працюючі трансформатори Т1 і Т2 були оснащені максимальними струмовими захистами, то при пошкодженні на вводах низької напруги трансформатора подіють максимальні струмові захисти обох трансформаторів, а так як їх витримки часу однакові, то вимкнуться обидва трансформатори. Саме тому МСЗ встановлюються лише як резервний захист трансформатора. Диференційний захист, що спрацьовує без витримки часу, забезпечує вимкнення тільки пошкодженого трансформатора.

Реле типу ДЗТ - 11 характеризується наявністю однієї гальмівної обмотки в насичуваному трансформаторі реле, що дає можливість забезпечити гальмування від струму в одному комплекті (або від сумарного струму в одній групі комплектів) трансформаторів струму. Використання гальмівної обмотки дає можливість не відбудовувати мінімальний струм спрацьовування захисту від струмів небалансу при таких зовнішніх пошкодженнях, коли є гальмування, оскільки неспрацювання захисту в цих випадках забезпечується гальмуванням.

У схемі прийнято з'єднання трансформаторів струму диференціального захисту в трикутник на стороні ВН і в неповну зірку на стороні НН. При цьому

у разі подвійного замикання на землю на стороні 35 кВ, коли одне з місць пошкодження знаходиться на виводах трансформатора з боку НН (пошкоджена фаза, на якій немає трансформатора струму), а друга, наприклад, на лінії 35 кВ, що живиться від даного трансформатора, диференціальний захист не діє, і пошкодження буде ліквідовано захистом лінії (у ряді випадків з витримкою часу, що можна вважати допустимим). Якщо ж перше місце пошкодження знаходиться в самому трансформаторі, то ушкодження буде ліквідоване газовим захистом, а в ряді випадків і диференціальним.

Розрахунок диференційного захисту трансформатора ТДТН 25000/110 з реле ДЗТ-11.

Оскільки потужність трансформатора становить 25 МВА, то розрахунок диференційного захисту проводимо з реле ДЗТ-11.

Вихідні параметри для розрахунків:

$$S_n = 25000 \text{ кВА}$$

$$U_{BH} = 115 \text{ кВ}$$

$$U_{CH} = 38,5 \text{ кВ}$$

$$U_{HH} = 11 \text{ кВ}$$

Відносна похибка, яка пов'язана з регулюванням напруги:

$$\Delta V_{BH}^* = 0,095$$

$$\Delta V_{CH}^* = 0,08$$

Трансформатори струму:

$$n_{BH} = 200/5$$

$$n_{CH} = 200/5$$

$$n_{HH} = 600/5$$

Таблиця 4.1 – Розрахункові відомості

Найменування відомостей	Відомості для сторін напруги		
	вищого (в)	середнього (с)	нижчого (н)
1	2	3	4
Номинальна потужність трансформатора, кВА	25000		
Номинальна напруга по середньому відгалуженню, кВ	$U_{ном(в)}=115$	$U_{ном(с)}=38,5$	$U_{ном(н)}=11$
Діапазон регулювання коефіцієнта трансформації, %	$\pm 9 \times 1,78\%$		$\pm 2 \times 2,5\%$
Група з'єднання обмоток трансформатора	Y	Δ	Y
Розрахунковий струм для вибору трансформаторів струму	$I_{роз(в)}$	$I_{роз(с)}$	$I_{роз(н)}$
Розрахунковий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму $n_{T,расч}$	$\frac{I_{роз(в)}}{I_{вт.ном}}$	$\frac{I_{роз(с)}}{I_{вт.ном}}$	$\frac{I_{роз(н)}}{I_{вт.ном}}$
Прийнятий по каталозі дійсний коефіцієнт n_T	$n_{T(в)}$	$n_{T(с)}$	$n_{T(н)}$
Розрахунковий струм циркуляції в плечах захисту	$I_{вт(в)} = \frac{I_{расч(в)}}{n_{T(в)}}$	$I_{вт(с)} = \frac{I_{расч(с)}}{n_{T(с)}}$	$I_{вт(н)} = \frac{I_{расч(н)}}{n_{T(н)}}$
Розрахунковий максимальний струм зовнішнього к. з., наведений до напруги	$I_{кз макс}$	$I_{кз макс}$	$I_{кз макс}$
Розрахунковий мінімальний струм при ушкодженні в зоні захисту, наведений до напруги	$I_{кз мин}$	$I_{кз мин}$	$I_{кз мин}$
Вибір основної й неосновної сторін	Неосновна	Неосновна	Основна
Струм спрацьовування реле на основній стороні (перше наближення)	—	—	$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.} \cdot \frac{U_{н(1)}}{U_{н(2)}} \cdot k_{сх}}{n_{T(н)}}$
Розрахункове число витків обмотки, що вирівнює, на основній стороні	—	—	$\omega'_{осн} = \frac{F_{с.р.}}{I_{с.р.}}$
Прийняте число витків на основній стороні (перше наближення) $\omega_{пр}$	—	—	$\omega_{осн}$

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4
Прийняте число витків на неосновних сторонах $\omega_{пр}$	$\Omega_{(B)}$	$\omega_{(C)}$	—
Складова первинного струму небалансу $I'''_{нб}$	$I'''_{нб} = \frac{\omega_{расч} - \omega_{пр}}{I_{расч}} I_{к.з.макс}$		
Первинний розрахунковий струм небалансу з обліком $I'''_{нб}$	$I_{нб.расч} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}$		
Уточнений первинний струм спрацьовування захисту	$I'_{с.з.} \geq k_n I_{нб.расч}$		
Уточнений струм спрацьовування реле на основній стороні	$I_{с.р}$ за виразом п. 2		
Уточнене число витків обмоток трансформатора, що насичується	$\Omega_{(B)}$	$\omega_{(C)}$	$\omega_{(H)}$

Номінальне значення струму трифазного короткого замикання на виводах НН, наведених до напруги ВН:

- на середній напрузі РПН

$$I_{k \min} = \frac{U_{\min}}{\sqrt{3} \cdot X_{TP}} = \frac{96,6}{\sqrt{3} \cdot 0,087} = 642,6 \text{ A}$$

- на крайньому відгалуженні РПН:

$$I_{k \min} = 763,16 \text{ A}$$

Визначаємо уставки й чутливість захисту:

1. Номінальний струм трансформатора, що захищає, на стороні ВН:

$$I_{НОМТ} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,51 \text{ кА};$$

На стороні СН :

$$I_{НОМТ} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{СН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 374,90 \text{ кА};$$

На стороні НН:

$$I_{\text{НОМТ}} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312,16 \text{ кА.}$$

2. Первинний струм спрацьовування захисту за умовою відлаштування від стрибків струму намагнічування при увімкненні трансформатора під напругу: $I_{\text{СЗ}} = k \cdot I_{\text{НОМТ}} = 1,5 \cdot 125,51 = 188,27 \text{ кА}$

де $k = 1,5$ - коефіцієнт відлаштування.

3. Струм спрацьовування реле,приведений до сторони ВН:

$$I_{\text{CP}} = \frac{k_{\text{CX}} \cdot I_{\text{СЗ}}}{n_{\text{ВН}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 188,27}{40} = 8,15 \text{ кА.}$$

де $k_{\text{CX}} = \sqrt{3}$ – коефіцієнт схеми при з'єднанні ТС у трикутник.

4. Розрахункове число витків обмоток трансформатора, що насичується (НТС) реле для сторони ВН:

$$\omega_{\text{ВН РОЗ}} = \frac{F_{\text{CP}}}{I_{\text{CP}}} = \frac{100}{8,15} = 12,27$$

де $F_{\text{CP}} = 100 \text{ А}$ – ЕРС спрацьовування реле.

До установки на комутаторі НТС приймаємо число витків $\omega_{\text{ВН}} = 13$, на робочій і керувальній обмотках.

5. Розрахункове число витків обмоток НТС реле з боку СН:

$$\omega_{\text{СН РОЗ}} = \frac{\omega_{\text{ВН}} \cdot U_{\text{СН}} \cdot n_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}} \cdot n_{\text{ВН}}} = \frac{13 \cdot 38,5 \cdot 40}{115 \cdot 40} = 4,35.$$

До установки на комутаторі НТС приймаємо найближче ціле число $\omega_{\text{СН}} = 5$.

6. Розрахункове число витків реле на стороні НН:

$$\omega_{\text{НН РОЗ}} = \frac{\omega_{\text{ВН}} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{НН}} \cdot n_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}} \cdot n_{\text{ВН}}} = \frac{13 \cdot \sqrt{2} \cdot 11 \cdot 120}{115 \cdot 40} = 5,28.$$

Приймаємо $\omega_{\text{НН}} = 6$.

7. Визначаємо розрахункове число витків гальмової обмотки реле за умовою відлаштування від струму небалансу при короткому замиканні на стороні СН:

$$\omega'_{Tроз} = \left[E + \Delta U_{вн} + \Delta U_{сн} + \left(\omega_{сн} - \frac{\omega_{сн\ роз}}{\omega_{сн}} \right) \right] \cdot \frac{1,5 \cdot \omega_{сн\ роз}}{tg \alpha},$$

де $E = 0,1$ - відносне значення повної похибки ТТ,

$$\Delta U_{вн} = 0,095 \text{ і } \Delta U_{сн} = 0,08$$

$$\omega'_{Tроз} = \left[0,1 + 0,095 + 0,08 + \left(5 - \frac{4,35}{5} \right) \right] \cdot \frac{1,5 \cdot 4,35}{0,87} = 33,03;$$

Приймаємо число витків $\omega_T = 34$;

8. Розрахункове число витків гальмової обмотки реле за умовою відлаштування від струму небалансу при короткому замиканні на стороні НН:

$$\omega'_{Tроз} = [0,1 + 0,095 + 0,08 + 0] \cdot \frac{1,5 \cdot 34}{0,87} = 16,12 ;$$

Приймаємо число витків гальмівної обмотки $\omega_T = 17$.

9. Мінімальне значення струму в реле при 2х-фазному короткому замиканні на вводах НН:

- на середньому відгалуженні РПН:

$$\tau_{\min} = \frac{1,5 \cdot I_{k \min}}{n_{вн}} = \frac{1,5 \cdot 642,6}{40} = 24,1 \text{ А.}$$

- на крайньому відгалуженні РПН:

$$\tau'_{\min} = \frac{1,5 \cdot 763,16}{40} = 28,62 \text{ А.}$$

10. Мінімальне значення коефіцієнтів чутливості захисту:

- на середньому відгалуженні РПН:

$$k_{\psi} = \frac{\tau_{\min} \cdot \omega_{BH}}{100} = \frac{24,1 \cdot 13}{100} = 3,13;$$

- на крайньому відгалуженні РПН:

$$k_{\psi} = \frac{\tau'_{\min} \cdot \omega_{BH}}{100} = \frac{28,62 \cdot 13}{100} = 3,72.$$

Дані розрахунків зведемо в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати розрахунків

Трансформатор	Напруга обмоток, кВ	Коефіцієнт трансформації ТС	Струм спрацювання захисту, А	Число витків в реле	
				робочої та зрівняльної	гальмівної обмотки
ТДТН-25000/110	115	200/5	188,27/8,15	13	—
	38,5	200/5	188,27/8,15	5	34
	11	600/5	188,27/8,15	6	17

4.3 Розрахунок максимального струмового захисту з пуском за напругою трансформатора ТДТН 25000/110

Розрахунок параметрів спрацювання максимальних струмових захистів трансформатора складається з вибору струму спрацювання вимірювальних органів захисту і витримки часу логічного елемента затримки, тобто уставок по струму і за часом. Для струмових відсічок найчастіше вибирається тільки уставка по струму, але іноді і уставка за часом.

Вибрані вставки за струмом і часом повинні забезпечувати правильну роботу захисту, що відповідає вимогам селективності, чутливості, швидкодії та надійності.

Вибір струму спрацювання максимального струмового захисту вибирається за умовою неспрацювання захисту при надструмах післяаварійних перевантажень за умовою узгодження чутливості захистів наступного і попередніх елементів, що захищаються, а також за умовою забезпечення необхідної чутливості захисту для всіх видів к.з. в основній зоні і зонах далекого резервування.

За першою з цих умов, струм спрацювання максимального струмового захисту вибирається за виразами:

$$I_{c.3} = \frac{k_H}{k_\epsilon} \cdot I_{роб.мах}; \text{ або } I_{c.3} = \frac{k_H I_{c3n}}{k_\epsilon},$$

де $k_H=1,1$ – коефіцієнт надійності відстрочки;

$k_\epsilon=0,85$ – коефіцієнт повернення макс. реле.

$$I_{c3n} = I_{ном}.$$

Струми $I_{ном}$ пораховані в розділі 4.2.

Розрахуємо струми спрацювання захисту для сторін трансформатора:

$$I_{C3BH} = \frac{k_H \cdot I_H}{k_B} = \frac{1,1 \cdot 125,51}{0,85} = 0,162 \text{ кА};$$

$$I_{C3CH} = \frac{k_H \cdot I_H}{k_B} = \frac{1,1 \cdot 374,90}{0,85} = 0,485 \text{ кА};$$

$$I_{C3HH} = \frac{k_H \cdot I_H}{k_B} = \frac{1,1 \cdot 1312,16}{0,85} = 1,698 \text{ кА}.$$

Розрахуємо струми спрацювання пускових струмових реле при наявності блокування мінімальної напруги для сторін трансформатора:

$$I_{C.P.BH} = \frac{I_{C3BH}}{k_{IBH}} \cdot K_{CXBH} = \frac{162}{40} \cdot \sqrt{3} = 7,02 \text{ А};$$

$$I_{C.P.CH} = \frac{I_{C3CH}}{k_{ICH}} \cdot K_{CXCH} = \frac{485}{40} \cdot \sqrt{3} = 21 \text{ А};$$

$$I_{C.P.HH} = \frac{I_{C3HH}}{k_{IHH}} \cdot K_{CXHH} = \frac{1698}{120} \cdot 1 = 14,15 \text{ А}.$$

де K_I - коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

K_{CX} - коефіцієнт схеми, що дорівнює 1 для схем з'єднання ТС у повну чи неповну зірку, і $\sqrt{3}$ для схем з'єднання ТС в трикутник.

Розрахунок коефіцієнті чутливості по струму – відношення мінімального струму двофазного к.з. ($I_{k.min}^{(2)}$) до струму спрацювання захисту ($I_{c.3}$):

$$k_q = \frac{I_{k.min}^{(2)}}{I_{c.3}}.$$

Мінімальний струм двофазного к.з.:

$$I_{k.min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k.min}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 642,6 = 556,5 \text{ A};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{k.min}^{(2)}}{I_{c.з.}} = \frac{556,5}{188,27} = 2,95.$$

Отже, коефіцієнт чутливості по струму $k_{\text{ч}} = 2,95$, що задовольняє умову $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ для основної ділянки.

Розрахунок уставок за напругою:

Визначення напруги спрацювання блокування мінімальної напруги:

$$U_{c.з.вн} = 0,8 \cdot \frac{U_{роб.min_{вн}}}{k_n \cdot k_{\epsilon}} = 0,8 \cdot \frac{110}{1,1 \cdot 1,2} = 66,7 \text{ кВ};$$

$$U_{c.з.сн} = 0,8 \cdot \frac{U_{роб.min_{сн}}}{k_n \cdot k_{\epsilon}} = 0,8 \cdot \frac{35}{1,1 \cdot 1,2} = 21,2 \text{ кВ};$$

$$U_{c.з.нн} = 0,8 \cdot \frac{U_{роб.min_{нн}}}{k_n \cdot k_{\epsilon}} = 0,8 \cdot \frac{10}{1,1 \cdot 1,2} = 6,06 \text{ кВ},$$

де $k_n = 1,1$ - коефіцієнт надійності;

$k_{\epsilon} = 1,15 - 1,2$ - коефіцієнт повернення мінімального реле;

$U_{роб.min}$ - робоча мінімальна напруга, при якій не спрацьовує захист.

Вторинна напруга спрацювання реле визначається з урахуванням коефіцієнта трансформації трансформатора напруги (ТН) K_U :

$$U_{c.p_{вн}} = 0,8 \cdot \frac{U_{роб.min_{вн}}}{k_n \cdot k_{\epsilon} \cdot K_U} = \frac{U_{c.з.вн}}{K_U} = 0,8 \cdot \frac{110}{1,1 \cdot 1,2 \cdot 1,1} = 60,6 \text{ кВ};$$

$$U_{c.p_{сн}} = 0,8 \cdot \frac{U_{роб.min_{сн}}}{k_n \cdot k_{\epsilon} \cdot K_U} = \frac{U_{c.з.сн}}{K_U} = 0,8 \cdot \frac{35}{1,1 \cdot 1,2 \cdot 1,1} = 19,3 \text{ кВ};$$

$$U_{c.p_{нн}} = 0,8 \cdot \frac{U_{роб.min_{нн}}}{k_n \cdot k_{\epsilon} \cdot K_U} = \frac{U_{c.з.нн}}{K_U} = 0,8 \cdot \frac{10}{1,1 \cdot 1,2 \cdot 1,1} = 5,5 \text{ кВ},$$

де $K_U = U_{ном} / 100$ - коефіцієнт трансформації ТН.

Коефіцієнт чутливості за напругою:

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{c.з.вн}}{U_{k.max}} = \frac{U_{c.з.вн}}{0,4 \cdot U_{ном}} = \frac{66,7}{0,4 \cdot 110} = 1,5;$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{с.з.сн}}}{U_{\text{к.мах}}} = \frac{U_{\text{с.з.сн}}}{0,4 \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{21,2}{0,4 \cdot 35} = 1,5;$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{с.з.ни}}}{U_{\text{к.мах}}} = \frac{U_{\text{с.з.ни}}}{0,4 \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{6,06}{0,4 \cdot 10} = 1,5,$$

де $U_{\text{к.мах}}$ - максимальне значення залишкової напруги в місці встановлення захисту при к.з. в кінці ділянки, що під захистом.

Витримки часу МСЗ вводу 10 кВ:

$$t_2 = t_1 + \Delta t = 0,5 + 0,4 = 0,9 \text{ с.}$$

$t_1 = 0,5 \text{ с}$ - час спрацювання МСЗ, що відключає лінію 10 кВ;

$\Delta t = 0,4 \text{ с}$ - ступінь селективності.

МСЗ вводу 35 кВ:

$$t_3 = t_2 + \Delta t = 0,9 + 0,4 = 1,3 \text{ с.}$$

МСЗ вводу 110 кВ:

$$t_4 = t_3 + \Delta t = 1,3 + 0,4 = 1,7 \text{ с.}$$

4.4 Інші види захистів трансформатора

Газовий захист трансформатора

Газове реле є резервуаром, установленим у трубопроводі між баком трансформатора і його маслорозширювачем. У середині резервуара вбудовані два поплавці з укріпленими на них ртутними контактами. Кожен поплавець представляє запаяний циліндр, укріплений на осі, навколо якої він може повертатися.

Газовий захист приходить у дію при неприпустимих надструмах внаслідок виникаючих перегрівів, що обумовлюють виділення газів (робота на сигнал) і збільшення обсягу масла. При цьому швидкість руху масла може виявитися достатньою для роботи реле на відключення.

Основними перевагами газового захисту є: реагування практично на всі види пошкоджень, які можуть відбутися усередині бака трансформатора, висока чутливість, малий час дії (при пошкодженнях, що супроводжуються значним газоутворенням) і простота виконання.

До принципівих недоліків відносяться nereагування захисту на ушкодження трансформатора, розташовані поза його баком (на виводах) і в з'єднаннях трансформатора з вимикачами. Тому захист не може встановлюватися в якості єдиного від внутрішніх к.з.

Захист від замикання на землю

Замикання на землю однієї фази в мережах з ізольованою нейтраллю не є аварією. Споживачі, включені на міжфазні напруги, продовжують нормально працювати. Це дає можливість виконувати захист від замикання на землю, що діє на сигнал. Схема складається з одного максимального реле напруги, включеного на напругу нульової послідовності.

Пристрій сигналізації підключається до трансформаторів напруги, установлених на шинах.

Тривала робота мережі при замиканні фази на землю неприпустима через можливість порушення міжфазної ізоляції в місці пошкодження і переходу однофазного замикання в багатозазне. Можливі також випадки подвійних замикань на землю внаслідок підвищення в $\sqrt{3}$ раз напруг непошкоджених фаз щодо землі. Тому, поряд із загальним пристроєм контролю ізоляції необхідно передбачати селективний захист на кожному приєднанні. Звичайно це струмовий захист.

Імовірність пошкодження міжфазної ізоляції визначається не тільки тривалістю проходження струму через місце замикання на землю, але і значенням струму. Тому для запобігання переходу однофазних замикань у багатозазні, максимальний струм замикання на землю в мережах напругою 10 кВ повинний бути не більш 30 А.

Припустимі струми замикання на землю звичайно менше робочих струмів елемента, що захищається. Тому струмовий захист від замикання на землю виконується з включенням реле на фільтр струму нульової послідовності. Він приходить у дію завдяки проходженню по пошкодженій ділянці струму

нульової послідовності, обумовленого ємністю всієї електрично пов'язаної мережі без урахування ємності ушкодженої лінії.

Автоматичне ввімкнення резерву (АВР)

АВР живлення обладнання передбачають у всіх випадках, коли перерва в електропостачанні викликає збитки, які значно перевищують вартість установки пристроїв АВР.

У даному випадку, при відключенні одного з живильних трансформаторів, другий під дією АВР приймає на себе все навантаження, перевантажуючись в припустимих межах, забезпечує безперебійне електропостачання споживачів. Ефективність дії АВР у системах електропостачання складає 90-95%. Автоматичне включення резервного живлення відбувається після спрацювання релейного захисту, а також при помилкових діях чергового персоналу або мимовільного включення вимикачів.

Автоматичне повторне ввімкнення (АПВ)

На підстанції з двома і більше трансформаторами поряд із пристроями АВР можуть передбачатися і пристрої АПВ. Сутність АПВ полягає в тому, що елемент системи електропостачання, відключившись під дією засобу спрацювання релейного захисту, знову включається під напругу, якщо немає заборони на повторне її включення. Якщо причина, що викликала відключення елемента, зникла, то елемент залишається в роботі і споживач продовжує одержувати живлення практично без перерви. При цьому дії їх повинні бути погоджені. Пуск пристрою АПВ дозволяють тільки при зовнішніх коротких замиканнях. Для цієї мети можна використовувати максимальний струмовий захист, установлений з боку нижчої напруги трансформатора.

Спрацювання захисту свідчить про виникнення пошкодження на шинах або про те, що зовнішнє коротке замикання не відключилося відповідним захистом. При цьому відключається вимикач з боку нижчої напруги трансфор-

матора і пристрій АПВ включає його повторно. У всіх інших випадках подача напруги на секцію шин, що втратила живлення, повинна здійснюватися дією пристрою АВР.

Висновки до розділу

Розглянуто види пошкоджень та ненормальні режими роботи трансформатора ТДТН-25000/110. В якості основного захисту обрано диференційний захист трансформатора на основі реле ДЗТ-11, в якості резервного захисту - максимальний струмовий захист. Встановлено, що струм спрацювання максимального струмового реле становить 1698 А для сторони НН, 485 А для сторони СН та 162 А для сторони ВН. Струм спрацювання диференційного реле – 188,27 А.

Розглянуто інші види захистів трансформатора, такі як газовий захист, захист від замикання на землю, автоматичне увімкнення резерву та автоматичне повторне ввімкнення.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 110 КВ

Вступ

Повітряна лінія – один з найголовніших об'єктів електричної мережі, надійність її роботи визначає якість електроенергії. В розділах 1-2 даної дисертації було встановлено, що протяжність повітряних ліній розглянутої районної електричної мережі – 247 км, тип лінії – АС-120/19.

Мета розділу – розробка заходів щодо запобігання або зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають у ході експлуатації ліній електропередач.

Об'єкт досліджень – експлуатація ЛЕП 110 кВ.

Предмет досліджень – засоби та заходи з охорони праці при експлуатації ЛЕП.

5.1 Технічні характеристики повітряних ліній та вибір місць розміщення залізобетонних опор

Опори повітряних ліній підтримують дроти на необхідній відстані від поверхні землі, проводів інших ліній, дахів будівель (табл. 5.1). Опори повинні бути досить механічно міцними в різних метеорологічних умовах (вітер, ожеледь та ін.).

В роботі використовуються залізобетонні опори ПБ 110-1 (табл. 5.1). При якісному виробництві вони мають тривалий термін експлуатації (40-60 років), можуть встановлюватися в різних кліматичних зонах.

Характеристики проводу наведено в табл. 5.2.

Пункти розміщення опор знаходяться в сільській місцевості Чернігівської області, яка характеризується холодним помірним кліматом.

Таблиця 5.1 – Технічні характеристики залізобетонної опори ПБ 110-1[14]

Найменування	Основні характеристики	Значення показника
Опора повітряної лінії	Марка	ПБ 110-1
	Число стійок на опорі	1
	Шифр стійки	СК22.4-1.1
	Висота стійки, м	19,5
	Висота до нижньої траверси, м	14,5
	Обсяг залізобетону, м ³	1,67

Таблиця 5.2 – Характеристики проводу АС-120/19 [14]

Найменування	Основні характеристики	Значення показника
Повітряна лінія	Марка проводів	АС-120/19
	Напруга	110 кВ
	Довжина	247 км
	Діаметр зовнішній	15,1 мм
	Електричний опір	0,244 Ом/км
	Зовнішня температура при застосуванні	-60°C до +50°C
	Максимальна температура дроту при роботі	+90°C
	Вага 1 км проводу	Приблизно 456 кг

5.2 Визначення та оцінка показників умов праці

Таблиця 5.3 – Показники умов праці

Найменування показника	Основні характеристики	Фактичне значення
Кваліфікація працівників	Кількість Група з електробезпеки	5 чол. IV група
Місце виконання робіт	Відкрите чи закрите Постійне чи тимчасове	Відкрите Постійне
Розташування робочого місця	На поверхні землі чи на висоті	На висоті до 25 м
Параметри мікроклімату [18-19]	Температура Вологість Швидкість вітру	Середньорічна – -6,4°C Мінімальна в січні – -28°C Максимальна в липні – до +40°C Середньорічна –65-70% Періодично – до 12-13 м/год
Важкість праці	Підйом на опору важких елементів	Провід, гірлянда ізоляторів
Напруженість праці	Навантаження на центральну нервову систему внаслідок роботи на висоті 50% робочого часу зосередженої роботи	До 25 м
Оцінка умов праці [13]	Оптимальні, допустимі або шкідливі	Шкідливі I категорії

Роботи проводяться протягом року в денний час при природному освітленні. Працювати при сильному дощу, грозі, снігу, вітрі більше 10 м/год забороняється (виняток – ліквідація аварій).

Працівники здійснюють експлуатацію обладнання і ведуть постійний нагляд за лінією. До праці допускаються працівники, які мають достатній досвід та придатні за станом здоров'я до роботи на висоті.

5.3 Визначення та оцінка небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Розглянемо та проаналізуємо небезпечні і шкідливі чинники при обслуговуванні повітряних ліній (табл. 5.4).

Таблиця 5.4 – Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Перелік НШВЧ	Фактичне значення	Граничнодопустиме значення
Електричного походження	Напруга Струм	110 кВ 15 А	6 В [4] 0,6 мА
Неелектричного походження	Робота на висоті Мікрокліматичні умови	До 25 м Температура, вологість та швидкість руху повітря	1,5 м [5] Допустимі: влітку -15-26°C, взимку – 13-19 °C; вологість – 75%, швидкість руху повітря – не більше 0,6 м/с

5.4 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці

Технічні та організаційні заходи та їх показники наведені в табл. 5.5.

Таблиця 5.5 – Організаційні і технічні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки	Встановлення захисних заземлень опори Перевірка відсутності напруги Перевірка справності пасків безпеки, страховальних канатів тощо Захисні заземлення	У випадку подання напруги на заземлену ділянку виникає коротке замикання і напруга на місці короткого замикання майже дорівнює нулю. $R_d \leq 0,5 \text{ Ом}$ За допомогою ізолюючої штанги Захист від непрямого дотику
Організаційні заходи з електробезпеки	Вид дозвільного документу на виконання робіт	Наряд-допуск
	Категорія робіт щодо заходів безпеки	Робота поблизу струмовідних частин
	Плакати безпеки	«Не вмикати!Робота на лінії»- на приводах роз'єднувачів, якими відключена лінія «Заземлено» - в місцях встановлення переносних заземлень
	Тривалість і порядок виконання робіт	Згідно наряду-допуску

5.5 Розрахунок захисного заземлення для лінії 110 кВ

Вихідні дані для розрахунку заземлювального пристрою

Вибір конструкції і розрахунок опору заземлювального пристрою (ЗП) виконують за наявності такої вихідної інформації:

Для металевих опор ПЛ напругою 110 кВ як природний заземлювач використовуються залізобетонні палі підстави;

– напруга електроустановки (ЕУ), що заземлюється $U = 110 \text{ кВ.}$;

– струм замикання на землю $I_{\text{зз}} = 15 \text{ кА.}$;

відомості про ґрунти, де потрібно розміщувати заземлювачі (вид ґрунту – чорнозем, питомий опір – $30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$);

Як вертикальні заземлювачі використовуємо металеві пруті довжиною 10 м, та діаметром 30 мм. Як горизонтальні заземлювачі використовуємо металеві пруті довжиною 10 м, та діаметром 30 мм.

Допустимий опір розтікання струму $R_{\text{доп}}$ приймаємо рівним $0,5 \text{ Ом}$.

Для розрахунку будемо використовувати метод коефіцієнта використання електродів, приймаємо одношарову структуру ґрунту.

Визначимо розрахунковий питомий опір ґрунту $\rho_{\text{розр}}$:

– оскільки задано вид ґрунту - чорнозем, $\rho_{\text{табл}}$ згідно з табл. А2 [11], приймаємо рівним $30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

– $\rho_{\text{розр}}$ визначаємо за формулою: $\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{ТАБЛ}} \cdot \psi = 30 \cdot 1,3 = 39 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.
де $\psi = 1,3$. – коефіцієнт сезонності для середньої вологості ґрунту.

Заземлювачі заглиблюємо на глибину 0,8 м, що глибше зони промерзання ґрунту.

Опір розтікання струму одного ВЗ круглого перерізу, який розміщено заглиблено, визначаємо за формулою:

$$R_{\text{В1}} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \left(\ln \frac{2 \cdot l_1}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + l_1}{4t - l_1} \right), \quad (5.1)$$

де $\rho_{\text{розр}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту для ВЗ, Ом·м; l_1 – довжина ВЗ, м; d – діаметр, м; t – відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ, м, яку визначають за формулою: $t = t_0 + l_1 / 2$,

де t_0 – відстань від поверхні ґрунту, м;

$$t = 0,8 + 10 / 2 = 5,8 \text{ м.}$$

$$R_{B1} = \frac{39}{2 \cdot 3,14 \cdot 10} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 10}{0,03} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,3 + 10}{4 \cdot 2,3 - 10} \right) \right) = 4,322 \text{ Ом.}$$

Оскільки $R_{B1} > R_{\text{шт}}$, ($4,322 > 0,5$), то потрібно паралельно сполучити декілька ВЗ.

Потрібну кількість ВЗ визначаємо за формулою:

$$n' = R_{B1} / (R_{\text{шт}} \eta_e), \quad (5.2)$$

де $\eta_e \leq 1$ – коефіцієнт екранування (використання) заземлювачів, який враховує взаємний вплив ВЗ залежно від їх кількості, способу їх розміщення (у низку) і густини розміщення, яка визначається співвідношенням (a/l_1) , де a – відстань між ВЗ, м.

У попередніх розрахунках приймаємо $a = 1$, а потім для отриманого значення n' за таблицею А4 вибираємо фактичне значення коефіцієнту екранування.

$$n' = R_{B1} / (R_{\text{шт}} \cdot \eta_e) = 5,232 / 0,563 \cdot 1 = 9,29, \quad \eta' = \frac{R_{B1}}{R_{\text{шт}} \cdot \eta_e} = \frac{4,322}{0,5 \cdot 0,59} = 14,652.$$

Приймаємо $n = 15$ шт

Розрахуємо довжину горизонтального заземлювача

$$l_{\Gamma} = a \cdot n = 5,9 \cdot 15 = 88,5 \text{ м.}$$

Визначення опору струму розтікання горизонтального заземлювача

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{розр}\Gamma}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln(l_{\Gamma}^2 / (d_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}))$$

де $\rho_{\text{розр}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту ГЗ, Ом·м; t_{Γ} – відстань від поверхні ґрунту до середини ГЗ, м; d – діаметр ГЗ, м.

$$R_{\Gamma} = \frac{39}{2 \cdot 3,14 \cdot 88,5} \left(\ln \frac{88,5^2}{0,03 \cdot 0,805} \right) = 0,89 \text{ Ом.}$$

Еквівалентний опір струму розтікання штучного ЗП визначаємо як опір паралельно з'єднаних n ВЗ і ГЗ:

$$R'_{шт} = \frac{R_{B1} \cdot R_{\Gamma}}{(R_{B1} \cdot \eta_{Гэф} + R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_{Вэф})}, \quad (5.3)$$

де $\eta_{Вэф}$ – фактичний коефіцієнт екранування ВЗ;

$\eta_{Гэф}$ – коефіцієнт екранування ГЗ з урахуванням ВЗ.

$$R'_{шт} = \frac{4,322 \cdot 0,89}{4,322 \cdot 0,27 + 0,89 \cdot 15 \cdot 0,59} = 0,425 \text{ Ом.}$$

Отримане значення опору штучного ЗП не перевищує значення $R_{шт}$, яке дорівнює 0,5 Ом, $R'_{шт} \leq R_{шт}$ ($0,425 < 0,5$), тому розрахунки виконані правильно і до встановлення приймаємо 15 вертикальних заземлювачів на відстані 0,8 м від поверхні землі.

5.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Результати вибору потрібних ЗІЗ наведені в табл. 5.6, результати вибору електрозахисних засобів надано в табл. 5.7.

Таблиця 5.6 – Засоби захисту

Вид	Марка	Технічні характеристики	Призначення	Нормативні документи
Захисні каски	Diamond V	Електроізоляція 110 кВ Вага 368 г	Захист від ударів голови та дотику до струмопровідних частин	ДСТУ EN 397
Захисний одяг (літній, зимовий)	ОПТИМА	Поверхнева щільність – 210г/м ²	Захист від зниженої температури, механічних ушкоджень	ДСТУ EN 340-2001 ДСТУ ENV 343-2001
Рукавиці бавовняні, шкіряні	Osprey	Склад – 100% бавовна	Захист рук від знижених температур, порізів	ДСТУ EN 132:2004
Робоче взуття	Bellota Shoe 72224N-42-S1P	Металевий підносок. Витримує навантаження до 200 Дж	Захист від ударів, порізів і защемлення	ДСТУ EN ISO 20345:216
Лази для підйому на з/б опори	ЛМ-3М	Вага – 3700 г	Для безпечного підйому на опору	ТУ У 252665.90.003-2001
Страховальні системи	Petzl Navaho Bod-2	Міцність 15 кН Вага – 2 кг	Для забезпечення безпеки на висоті	ДСТУ EN 362-2001 ДСТУ EN 360:2006
Дефектоскоп	Філін-6	Надійна реєстрація оптичного вимірювання – 4-50 м	Обстеження ізоляції та обладнання	ДСТУ EN 364-2001

Таблиця 5.7 – Електрозахисні заходи

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричне взуття	Для робіт під напругою до 500 кВ	1 раз у 6 місяців
	Діелектрична каска	Для робіт під напругою до 500 кВ	1 раз у 6 місяців
	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 500 кВ	1 раз у 6 місяців
Контрольно-сигнальні прилади	Ізолювальні штанги	ШОУ-110 До 110 кВ	1 раз у 24 місяці
	Показчики напруги	УВН-90 Наявність напруги	1 раз у 24 місяці
Захисні пристосування	Захисне переносне заземлення	Виконання робіт	Напруга 0,4-500 кВ 1 раз у 24 місяці
	Плакати безпеки	Виконання робіт	Напруга 0,4-500 кВ 1 раз у 24 місяці

5.7 Вибір технічних та організаційних заходів для унеможливлення і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Основні джерела небезпек при обслуговуванні повітряних ліній 110 кВ наведені в табл. 5.8.

Таблиця 5.8 – Основні джерела небезпек

Джерело небезпеки	Причини небезпеки	Наслідки небезпеки
Сильний вітер		Обрив провода
Розряд блискавки		Коротке замикання, руйнація опори, обрив провода
Погодні умови- ожеледь	Обледеніння дротів ліній електропередач	При значних ожеледних відкладеннях можливі обриви проводів, тросів, руйнування арматури, ізоляторів і навіть опор ПЛ

Під час ліквідації аварій на лініях електропередач в першу чергу треба знеструмити лінії, відмикаючи пошкоджені ділянки районних мереж. Після відключення передусім відновлюють найменш зруйновані джерела (силові установки та обладнання) і лінії електропередач, з'єднують розірвані електричні кабелі.

Вибір потрібних техніко-організаційних засобів до ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій наведено в табл. 5.9.

Таблиця 5.9 – Перелік заходів і засобів

Група заходів	Вид заходу	Критерії вибору
Організаційні	Навчання та тренінги	1 раз на рік
	План дій з попередження надзвичайних ситуацій	Відділ з охорони праці
Засоби індивідуального захисту	Захисний одяг водонепроникний	Індивідуально для усіх членів команди
	Захисне взуття	Індивідуально для усіх членів команди
	Захисні рукавички від механічних ушкоджень	Індивідуально для усіх членів команди

Висновки до розділу

У даному розділі було розглянуто заходи з охорони праці під час роботи на опорах та експлуатації ліній 110 кВ.

Робота проводиться на знеструмленій ПЛ. Усі працівники повинні мати IV групу з електробезпеки. Умови праці – шкідливі I категорії.

Було розроблено перелік надзвичайних і шкідливих чинників при експлуатації ПЛ та розроблено заходи безпеки працівників, встановлено засоби захисту та електрозахисні засоби.

Також був проведений розрахунок захисного заземлення для ліній 110 кВ, яке складається з 15 вертикальних заземлювачів на відстані 0,8 м від поверхні землі. Опір заземлюючого пристрою при цьому складає 0,425 Ом.

6 СТАРТАП- ПРОЕКТ ВПРОВАДЖЕННЯ АНАЛІЗАТОРА ELSPEC G4400 ДЛЯ ВИМІРЮВАННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

6.1 Опис ідеї проекту

Електрична енергія оточує нас з усіх сторін. Наразі жодна людина не може уявити своє життя без побутової, цифрової та, в цілому, будь-якої техніки, яка в свою чергу живиться від електричних мереж. Тому вже давно існує необхідність вимірювання на контролю показників якості електричної енергії між постачальником та її споживачем. Існує багато примітивних приладів контролю показників якості електроенергії, які можливо застосовувати за вузьких вимог, а розвиток більшості з них стоїть на місці.

Об'єктом дослідження виступає аналізатор з серії ELSPEC G4400, є провідним в даній сфері. Даний аналізатор є досить функціональним, адже він дає можливість користувачеві вимірювати показники якості електричної як в однофазних мережах, так і в трифазних. Окрім того, він повністю прибирає необхідність розрахунків певних параметрів та відхилень власноруч. Маючи вбудований вміст пам'яті, аналізатор сам вимірює та зберігає показники. А завдяки власному Web-серверу та програмному забезпеченню, обробляє та архівує отримані результати вимірювань показників якості електроенергії.

Нижче представлений зміст ідеї, що пропонується, можливі напрямки застосування, основні вигоди, що може отримати користувач товару за кожним напрямком застосування, відмінності від існуючих аналогів та замінників. Перші три пункти подаються у вигляді таблиці (табл. 6.1) і дають цілісне уявлення про зміст ідеї та можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати групи потенційних клієнтів.

Таблиця 6.1 – Опис ідеї стартап-проекту методів вимірювання показників якості електроенергії на високій напрузі з використанням аналізатора ELSPEC G4400

<i>Зміст ідеї</i>	<i>Напрямки застосування</i>	<i>Вигоди користувача</i>
Застосування аналізатора ELSPEC G4400 для контролю якості електричної енергії на високій напрузі	1. Підключення до будь-якої із можливих схем електричних мереж	Можливість живлення аналізатору як від мережі 220В, так і від батареї
	2. Визначення показників якості електричної енергії, які затверджені діючими державними стандартами	Користувач може сам в налаштуваннях вибирати, які показники необхідно вимірювати
	3. Розрахунок можливих похибок на відхилень від нормованих значень	Можливість аналізу отриманих результатів вимірювання

Провівши аналіз потенційних техніко-економічних переваг ідеї порівняно із пропозиціями конкурентів, можна стверджувати наступне: метод вимірювання показників якості електроенергії на високій напрузі з використанням аналізатора ELSPEC G4400 з найменшим відхиленням виміряти необхідні показники якості електричної енергії та для більш зручного аналізу, виводити результати в вигляді таблиць або діаграм.

Проведений порівняльний аналіз показників для власної ідеї за показниками: а) гірші значення (W, слабкі); б) аналогічні (N, нейтральні) значення; в) кращі значення (S, сильні) заносимо до табл. 6. 2.

Таблиця 6.2 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї вимірювання показників якості електроенергії на високій напрузі з використанням аналізатора ELSPEC G4400

№ п/п	Техніко- еко- номічні характе- ристики ідеї	(потенційні) това- ри/концепції конку- рентів		W (слабка сторона)	N (нейтральн а сторона)	S (сильна Сторона)
		Мій проект	Конку- рент			
1.	Аналіз при- ладу, що дозволяє вимірювати ПЯЕ на ВН	Застосування аналізатору ELSPEC G4430 для визначен- ня показників ЯЕ на ВН	Аналогові прилади	Можлива потреба узгоджу- вання з іншими приладами	Визначення одних і тих самих пара- метрів	Широкий діапазон за- стосування приладу та зручність в використанні

За приведеним переліком слабких, сильних та нейтральних характеристик та властивостей ідеї потенційного товару можна стверджувати про конкурентоспроможність проекту визначення показників якості електроенергії на високій напрузі з використанням аналізатора ELSPEC G4430.

6.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В межах даного підрозділу проведений аудит технології, за допомогою якої можна реалізувати ідею проекту (технології створення товару).

Визначення технологічної здійсненності ідеї проекту передбачає аналіз таких складових (табл. 6.3):

- за якою технологією буде виготовлено товар згідно ідеї проекту?

- чи існують такі технології, чи їх потрібно розробити/доробити?
- чи доступні такі технології авторам проекту?

Таблиця 6.3 – Технологічна здійсненність ідеї визначення показників якості електроенергії на високій напрузі з використанням аналізатора ELSPEC G4400

№ n/n	Ідея проекту	Технології реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
	Застосування аналізатору ELSPEC G4400 для визначення показників ЯЕ на ВН	Технологія 1	Чи вони наявні, або ж необхідно їх розробити/доробити ?	Чи вони доступні авторам проекту?
		Технологія розрахунку основних показників якості електричної енергії аналізатором в залежності від схеми приєднання	Технології наявні, але необхідне їх постійне оновлення	Технології авторам частково доступні

За результатами аналізу таблиці можна зробити висновок щодо можливості технологічної реалізації проекту: реалізація можлива за вибору найновіших технологій застосування, а також за постійного оновлення програмного забезпечення приладів.

6.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Визначення ринкових можливостей, які можна використати під час ринкового впровадження проекту, та ринкових загроз, які можуть перешкодити реалізації проекту, дозволяє спланувати напрями розвитку проекту із урахуванням стану ринкового середовища, потреб потенційних клієнтів та пропозицій проектів-конкурентів.

До табл. 6.4 занесені результати проведеного аналізу попиту: наявність попиту, обсяг, динаміка розвитку ринку.

Таблиця 6.4 – Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту визначення показників якості електроенергії на високій напрузі з використанням аналізатора ELSPEC G4400

№	Показники стану ринку (найменування)	Характеристика
1	Кількість головних гравців, од	5
2	Загальний обсяг продаж (орієнтовна ціна), грн/ум.од	--
3	Динаміка ринку	Поступово зростає
4	Наявність обмежень для входу	Висока ціна на обладнання та послуги
5	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Потребують розробки
6	Середня норма рентабельності в галузі (або по ринку), %	Невідома

Надалі визначені потенційні групи клієнтів та сформований орієнтовний перелік вимог до товару для кожної групи (табл. 6.5).

Таблиця 6.5 – Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту визначення показників якості електроенергії на високій напрузі з використанням аналізатора ELSPEC G4400

<i>№</i>	<i>Потреба, що формує ринок</i>	<i>Цільова аудиторія (цільові сегменти)</i>	<i>Відмінності у поведінці потенційних груп клієнтів</i>	<i>Вимоги споживачів до товару</i>
1	Визначення показників якості електроенергії на ВН	Електричні станції, підстанції, дослідницькі інститути, підприємства, мобільні лабораторії, власники споруд різного цільового призначення	Відсутня можливість виміру всіх показників та відсутня можливість приєднання до будь-якої схеми мережі	Відповідність діючому державному стандарту ГОСТ 13109. Ступінь захисту – не нижче IP30.

Проведений аналіз факторів загроз та можливостей реалізації стартап – проекту визначення показників якості електроенергії на високій напрузі з використанням аналізатора ELSPEC G4400. Дані наведені в табл. 6.6 та 6.7.

Таблиця 6.6 – Фактори загроз

<i>№ n/n</i>	<i>Фактор</i>	<i>Зміст загрози</i>	<i>Можлива реакція компанії</i>
1	Зниження фінансових можливостей замовників	Висока вартість обладнання для визначення ПЯЕ	Заклучення вигідних договорів, зменшення цін на послуги у вигляді регулярних акцій

Таблиця 6.7 – Фактори можливостей

<i>№ n/n</i>	<i>Фактор</i>	<i>Зміст можливості</i>	<i>Можлива реакція компанії</i>
1	Зміни в державних стандартах	Відповідність приладу вимогам діючого державного стандарту ГОСТ 13109 та стандартам провідних європейських країн	Проведення рекламних компаній опираючись на відповідність приладу вимогам державних стандартів, для залучення нових потенційних клієнтів
2	Зростання попиту на енергетичному ринку	Комфортне налаштування приладу з використанням ПЗ задля його використання на будь-яких об'єктах	Розробка компанією спеціальних пропозицій, в яких буде робитись акцент на перевагах використання їх приладу над іншими

За визначеними факторами конкурентоспроможності проведений аналіз сильних та слабких сторін стартап-проекту (табл. 6.8).

Таблиця 6.8 – Порівняльний аналіз сильних та слабких сторін визначення показників якості електроенергії на високій напрузі з використанням аналізатора ELSPEC G4400

№	Фактор конкурентоспроможності	Бали 1-20	Рейтинг методу визначення ПЯЕ на ВН у порівнянні з конкурентом						
			-3	-2	-1	0	+1	+2	+3
1.	Можливість приєднання як до мереж НН, так і до мереж ВН	17			X				
2.	Архівація отриманих результатів вимірювання за допомогою власного ПЗ	15		X					
3.	Використання результатів вимірювання для подальшого аналізу та дослідження похибок	10				X			
4.	Використання матеріалів, наведених в каталогах фірм-виробників	15				X			
5.	Розроблення нормативної документації	16				X			
6.	Загальний результат			-2	-1				

У відповідності до таблиці 6.8, можемо підсумувати, що до сильних сторін проекту відноситься: можливість робити виміри показників якості електроенергії в мережах ВН, що властиво не всім аналізаторам, можливість архівувати результати вимірювання на базі запатентованого ПЗ, використання збережених на власних Web-серверах даних вимірювання для подальшого аналізу їх та визначення відхилень від нормованих значень. До слабких сторін можна віднести ціну самого аналізатора. Сумарний рейтинг товарів-конкурентів складає «-3».

Аналізуючи сильні та слабкі сторони стартап-проекту визначення показників якості електроенергії на високій напрузі з використанням аналізатора ELSPEC G4430, а також факторів загроз та можливостей проводимо SWOT-аналіз (табл. 6.9).

Таблиця 6.9 – SWOT-аналіз стартап-проекту

<u>Сильні сторони:</u> Можливість приєднання як до мереж НН, так і до мереж ВН; Архівація отриманих результатів вимірювання за допомогою власного ПЗ; Використання результатів вимірювання для подальшого аналізу та дослідження похибок.	<u>Слабкі сторони:</u> Відносно мала популярність на українському енерго-ринку. Висока вартість.
<u>Можливості:</u> проведення вимірювань показників ЯЕ як на території України, так і на території провідних країн світу, так як прилад вимірює показники у відповідності до вимог діючих стандартів. Використання приладу на будь-яких енергетичних об'єктах та за різних умов використання.	<u>Загрози:</u> Висока собівартість обладнання. Орієнтація в основному на провідні енергетичні компанії.

Висновки до розділу 6

1. Оскільки попит на даний проект на ринку наявний, динаміка ринку поступово зростає, можна зробити висновок щодо комерціалізації визначення показників якості електроенергії на високій напрузі з використанням аналізатора ELSPEC G4400 – існують значні перспективи впровадження вимірювань показників якості електроенергії даним аналізатором з огляду на потенційні групи клієнтів, бар'єри входження, стан конкуренції, конкурентоспроможність проекту.

2. За умов постійного удосконалення державних стандартів по визначенню показників якості електроенергії можливе впровадження проекту визначення показників якості електроенергії на високій напрузі з використанням аналізатора ELSPEC G4400, розроблення досконалої моделі для масової реалізації, а також єдиної системи стандартизації даного типу електричного обладнання, комерціалізація визначення показників якості електроенергії на високій напрузі з використанням аналізатора ELSPEC G4400.

ВИСНОВКИ

На основі методу найменших квадратів визначено номінальні коефіцієнти апроксимованої функції дисконтованих витрат для повітряних ліній 110 кВ на залізобетонних опорах проводів типів АС-70/11, АС-120/19 та АС-240/32.

Встановлено діапазон оптимального застосування при спорудженні нових повітряних ліній.

За заданим ситуаційним планом з використанням методу поконтурної оптимізації знайдено оптимальну експлуатаційну схему електричної мережі у складі ділянок 0-1, 0-3, 0-6, 1-2, 1-7, 4-5 та 5-6. З урахуванням категорійності споживачів задля надійності електропостачання розімкнену мережу перетворено на триконтуру замкнену.

Для отриманої мережі обрано тип та кількість трансформаторів у пунктах навантаження, тип та переріз проводів для повітряних ліній мережі. За методом Зейделя проведені ітераційні розрахунки максимального, мінімального та післяаварійного режимів роботи. За результатами розрахунків встановлено, що струмові завантаження усіх ділянок схеми та напруги на шинах 110 кВ усіх підстанцій для рохрахованих режимів перебувають у допустимих межах.

Розрахунок регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій показав можливість забезпечення бажаних значень напруги на шинах 10 кВ та 35 кВ усіх підстанцій.

Спроековано електричну частину районної підстанції у пункті 2 110/35/10 із блоком двох трансформаторів ТДТН-16000/110. Розраховано струми короткого замикання на шинах ВН, СН та НН підстанції, максимальні значення яких становлять: для шин ВН – 17,241 кА, для шин СН – 12,347 кА, для шин НН – 26,311 кА. Здійснено вибір електричного устаткування для монтажу на проєктованій підстанції. За результатами розрахунку обрано вимикачі з номінальною здатністю відключення 25, 20 та 31,5 кА відповідно. Розраховано систему блискавкозахисту з 5 стрижневих блискавковідводів висотою 23 м.

Розглянуто види пошкоджень та ненормальні режими роботи трансформатора ТДТН-25000/110. В якості основного захисту обрано диференційний захист трансформатора на основі реле ДЗТ-11, в якості резервного захисту - максимальний струмовий захист. Встановлено, що струм спрацювання максимального струмового реле становить 1698 А для сторони НН, 485 А для сторони СН та 162 А для сторони ВН. Струм спрацювання диференційного реле – 188,27 А.

Розглянуто інші види захистів трансформатора – газовий захист, захист від замикання на землю, автоматичне увімкнення резерву та автоматичне повторне ввімкнення.

Розглянуто заходи з охорони праці під час роботи на опорах та експлуатації ліній 110 кВ. Робота проводиться на знеструмленій ПЛ. Усі працівники повинні мати IV групу з електробезпеки. Умови праці – шкідливі I категорії. Розроблено перелік надзвичайних і шкідливих чинників при експлуатації ПЛ та розроблено заходи безпеки працівників, встановлено засоби захисту та електрозахисні засоби. Проведений розрахунок захисного заземлення для ліній 110 кВ, яке складається з 15 вертикальних заземлювачів на відстані 0,8 м від поверхні землі. Також був проведений розрахунок захисного заземлення для ліній 110 кВ, яке складається з 15 вертикальних заземлювачів на відстані 0,8 м від поверхні землі. Опір заземлюючого пристрою при цьому складає 0,425 Ом.

Розроблено стартап-проект, ідеєю якого є впровадження використання аналізатора серії ELSPEC G4400 для визначення показників якості електроенергії на високій напрузі. Даний аналізатор є досить функціональним, адже він дає можливість користувачеві вимірювати показники якості електричної як в однофазних мережах, так і в трифазних.

Було встановлено, що існують значні перспективи впровадження вимірювань показників якості електроенергії даним аналізатором з огляду на потенційні групи клієнтів, бар'єри входження, стан конкуренції, конкурентоспроможність проекту.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Районные электрические сети: Метод. указания к выполнению дипломного проекта образовательно-квалификационного уровня «Бакалавр» для студ. всех форм обучения и студентов-иностранцев по направлению підготов. 6.050701 «Электротехника и электротехнологии» / Сост.: В.Н. Сулейманов, В.В. Чижевский – К.: НТУУ «КПИ», 2007. – 95 с.
2. Сегеда М.С. Электричні мережі та системи: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007.—488 с.
3. Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем.- Київ: НМК, 1992. – 207 с.
4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
5. Розроблення стартап-проекту [Електронний ресурс] : Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПИ», 2016. – 28 с.
6. Правила улаштування електроустановок. Четверте видання, перероблене й доповнене — Х.: Вид-во «Форт», 2011.
7. ГКД 341.004.001-94 «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з високою напругою 6-750 кВ».
8. Релейний захист і автоматика розподільчих мереж / Головацький В.Г., Пономарьов І.В. 2003 – Електронна версія, 2003. – 499 с.
9. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Электричні мережі та системи. Київ, 2008. – 457 с.
- 10.<https://www.elspec-ltd.com/измерительное-оборудование/анализаторы-качества-электроэнергии/g4400-анализатор-качества-электроэнергии>
11. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у магістерській дисертації для студентів енергетичних

спеціальностей за освітньо-кваліфікаційним рівнем «магістр професійний» / Укл.: Л.Д. Третякова =- К.: КПІ ім. І. Сікорського, ІЕЕ, 201.-52с.

12. ДСН 3.3.6.042-99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.

13. Гігієнічні нормативи ГН 3.3.5-8-6.6.1-2002 «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ Міністерства охорони здоров'я України від 27.12.2001 № 528.

14. НПАОП 40.1-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок.

15. ДНАОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів.

16. НПАОП 0.00-4.01-08. Положення про порядок забезпечення працівників спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту.

17. ДСТУ EN 420:2017. Рукавички захисні. Загальні вимоги та методи випробування (EN 420:2003 + A1:2009, IDT).

18.<https://ru.climate-data.org/європа/україна/черниговская-область>

19.<http://www.outdoorukraine.com/content/view/102/201/lang,ru/>

Власник документу:
Чижевський Володимир

ID перевірки:
1000764791

Дата перевірки:
12.12.2019 11:02:27 GMT+0

Тип перевірки:
Doc vs My Database

Дата звіту:
12.12.2019 11:04:20 GMT+0

ID користувача:
38476

Назва документу: Попов Р. О.

ID файлу: 1000775848 Кількість сторінок: 134 Кількість слів: 21823 Кількість символів: 169770 Розмір файлу: 1.99 MB

16.9% Схожість

Найбільша схожість: 5.56% з джерело бібліотеки. ID файлу: EF-638501

Не знайдено жодних джерел з Інтернету

0% Текстові збіги по Бібліотеці акаунту

530

Page 136

0% Цитат

Не знайдено жодних цитат

0% Вилучень

Вилучений текст відсутній

Підміна символів

Заміна символів

1021

Керівник магістерської дисертації
Баженів В. П.

Відповідальний за перевірку дипломних робіт не несе
за кадром електронних мереж та джерел
к.т.н. Чижевський В.В. 12.12.2019