

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри
_____ Валерій КИРИК
“ ____ ” _____ 2020 р.

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

**на здобуття ступеня магістра
за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему: «Оптимізація розвитку мережі методом впорядкованого виключення
гілок. Розрахунок ustalених режимів.»**

Виконав:
студент II курсу, групи ЕС-381мп
Кацан Олег Михайлович _____

Науковий керівник:
доцент кафедри електричних мереж та систем, к. т. н.
Баженов Володимир Андрійович _____

Консультант з розділу «Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях»:
проф. кафедри охорони праці, промислової та цивільної безпеки, д. т. н., проф.
Третьякова Лариса Дмитрівна _____

Консультант з розділу «Релейний захист»:
ст. викл. кафедри автоматизації енергосистем
Хлистов Валерій Михайлович _____

Консультант з розділу «Стартап-проєкт»:
ст. викл. кафедри економіки і підприємництва
Бахмачук Сергій Васильович _____

Консультант з розділу «Проектування підстанції»:
ас. кафедри електричних мереж та систем
Моссаковський Вадим Ігорович _____

Рецензент: _____

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

Студент _____

Київ – 2020 року

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

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

«___» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Кацану Олегу Михайловичу

1. Тема дисертації: «Оптимізація розвитку мережі методом впорядкованого виключення гілок. Розрахунок усталених режимів.», науковий керівник дисертації Баженов Володимир Андрійович, к. т. н., доцент, затверджені наказом по університету від «30» листопада 2020 р. №3403-с.
2. Термін подання студентом дисертації: 11 грудня 2020 р.
3. Об'єкт дослідження: Районна електрична мережа напругою 110 кВ, розрахунок режимів її роботи і застосування методу впорядкованого виключення гілок.
4. Вихідні дані: Ситуаційний план районної електричної мережі напругою 110 кВ з навантаженнями в пунктах, номінальна напруга мережі, географічний район спорудження мережі (див. Додаток до завдання на магістерську дисертацію).
5. Перелік завдань, які необхідно розробити:
 - 1) побудова функції дисконтованих витрат для ліній електропередавання 110 кВ на сталевих опорах;
 - 2) вибір оптимальної конфігурацію районної електричної мережі методом впорядкованого виключення гілок та розрахунок її опорних режимів;
 - 3) розрахунок релейного захисту трансформатора;
 - 4) розгляд охорони праці під час монтажу лінії 110 кВ;
 - 5) стартап-проект;

6) проект підстанції 110/35/10 кВ електричної мережі.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) Розрахунок функції дисконтованих витрат для ліній 110 кВ;
- 2) Апроксимація функції оптимальних витрат для ліній 110 кВ;
- 3) Оптимізація мережі методом впорядкованого виключення гілок;
- 4) Визначення оптимальної конфігурації електричної мережі;
- 5) Результати розрахунків опорних режимів роботи РЕМ;
- 6) Релейний захист трансформатора;
- 7) Головна схема електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ;
- 8) План підстанції 110/35/10 кВ;
- 9) Розрізи та специфікація обладнання підстанції.

7. Орієнтовний перелік публікацій: дві статті за тематикою досліджень магістерської дисертації.

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Релейний захист	Хлистов В. М., ст. викл. кафедри автоматизації енергосистем		
Стартап-проект	Бахмачук С. В., ст. викл. кафедри економіки і підприємництва		
Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	Третьякова Л. Д., проф. кафедри охорони праці, промислової та цивільної безпеки		
Проектування підстанції	Моссаковский В. І., асистент кафедри електричних мереж та систем		

9. Дата видачі завдання - 11 жовтня 2019 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Розрахунок функції дисконтованих витрат для ЛЕП 110 кВ	01.09.2020-20.09.2020	
2	Апроксимація функції оптимальних витрат для ЛЕП 110 кВ	21.09.2020-29.09.2020	
3	Визначення оптимальної конфігурації електричної мережі	30.09.2020-05.10.2020	
4	Розрахунок опорних режимів роботи електричної мережі	06.10.2020-24.10.2020	
5	Проектування електричної частини районної підстанції	25.10.2020-02.11.2020	
6	Розрахунок релейного захисту трансформатора	03.11.2020-05.11.2020	
7	Аналіз заходів з охорони праці при монтажі ЛЕП 110 кВ	06.11.2020-10.11.2020	
8	Підготовка стартап- проекту	11.11.2020-25.11.2020	
9	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини	26.11.2020-10.12.2020	

Студент _____

Олег КАЦАН

Науковий керівник _____

Володимир БАЖЕНОВ

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 154 сторінках формату А4, вона включає в себе 36 рисунків, 60 таблиць, 19 джерел використаної літератури. Графічна частина складається з 9 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 110 кВ на сталевих опорах.

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 впорядкованого виключення гілок.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, СХЕМА ЗАМІЩЕННЯ, ПІДСТАНЦІЯ, ПІСЛЯАВАРІЙНИЙ РЕЖИМ, РЕЖИМ РОБОТИ, РОЗПОДІЛЬЧИЙ ПРИСТРІЙ

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 154 A4 pages, it includes 36 figures, 60 tables, 19 sources of literature. The graphic part consists of 9 technical drawings of A1 format. The dissertation considers the choice of the optimal configuration and calculation of the modes of operation of the district electric network 110 kV and constructs the function of optimal costs for 110 kV power transmission lines on steel supports.

Actuality of theme. Currently, there is a significant increase in electricity consumption in both industry and the social sphere, which requires ensuring the reliable and economical operation of power systems in all modes of its operation. Therefore, the choice of the optimal configuration and study of the modes of operation of electrical networks is a topical issue.

The purpose of the master's dissertation is to choose the optimal configuration and study of the modes of operation of the district electric network of 110 kV and to build the function of optimal costs for power lines.

The object of research is the 110 kV district electric network.

The subject of research is the choice of the optimal configuration of the 110 kV network and the construction of the function of optimal costs for power lines.

Research methods - in the master's dissertation methods of theoretical bases of electrical engineering and electric systems were used at calculations of parameters of elements of electric 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. Recommendations for the use of the method of orderly exclusion of branches have been developed.

ELECTRICAL NETWORK, ELECTRICITY TRANSMISSION LINE, SUBSTITUTION SCHEME, SUBSTATION, POST-EMERGENCY MODE, OPERATING MODE, DISTRIBUTION

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ПОБУДОВА ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ 110 кВ НА СТАЛЕВИХ ОПОРАХ.....	11
1.1 Функції дисконтованих витрат для ліній електропередачі.....	13
1.2 Розрахунок функції дисконтованих витрат для ліній 110 кВ на сталевих опорах.....	15
1.3 Апроксимація функції дисконтованих витрат.....	19
1.4 Розрахунок апроксимуючої прямої функції оптимальних витрат для ліній 110 кВ на сталевих опорах.....	22
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 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	25
2.1 Метод упорядкованого виключення гілок.....	25
2.2 Знаходження оптимальної конфігурації ПЛ-110 кВ.....	27
Висновок до розділу 2.....	40
3 ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ.....	41
3.1 Розрахунок навантажень в пунктах РЕМ.....	41
3.2 Вибір типу, кількості та потужності трансформаторів на підстанціях.....	41
3.3 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в електричній мережі	43
3.4 Вибір марки та перерізу проводів районної електричної мережі	46
3.5 Визначення параметрів розрахункової схеми електричної мережі.....	47
3.5.1 Розрахунок параметрів ЛЕП.....	47
3.5.2 Розрахунок параметрів трансформаторів.....	48
3.5.3 Розрахунок втрат потужності в обмотках трансформатора.....	48
3.6 Розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях...	50

3.7 Режим мінімальних навантажень мережі.....	64
3.8 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....	73
Висновки до розділу.....	80
4 РОЗРОБКА СТАРТАП- ПРОЕКТУ	81
4.1 Опис ідеї проекту.....	81
4.2 Технологічний аудит ідеї проекту.....	81
4.3 Зміст ідеї стартап-проекту та напрямки застосування.....	86
4.4 Технологічний аудит проекту.....	87
4.5 Фінансово-економічний аналіз.....	88
4.6 Визначення основних фінансово-економічних показників.....	91
4.7 Оцінка ризиків проекту.....	94
4.8 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	95
Висновки до розділу	95
5 ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОНТАЖУ ЛЕП 110 КВ.....	96
5.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання.....	96
5.2 Визначення обсягів і послідовності робіт під час монтажу ЛЕП 110 кВ...	97
5.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях.....	99
5.4 Визначення та оцінка небезпечних і шкідливих виробничих чинників....	101
5.5 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці.....	102
5.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	103
5.7 Вибір заходів для унеможливлення і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.....	105
5.8 Розрахунок захисного заземлення опори ЛЕП 110 кВ.....	108
Висновки до розділу.....	109
6 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА	110
6.1 Вступ.....	110
6.2 Диференційний захист трансформатора.....	112

6.3 Розрахунок максимального струмового захисту з пуском за напругою трансформатора ТДТН 25000/110.....	118
6.4 Інші види захистів трансформатора.....	121
Висновки до розділу.....	124
7 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ	
110/35/10 У ВУЗЛІ 2 ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 кВ	125
7.1 Опис вузла 2 електричної мережі, в якому розміщена проектована підстанція	125
7.2 Опис головної схеми електричних з'єднань	125
7.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції.....	126
7.3.1 Розрахунок струмів КЗ в точці K_1	133
7.3.2 Розрахунок струмів КЗ в точці K_2	134
7.3.3 Розрахунок струмів КЗ в точці K_3	136
7.4 Вибір електричного обладнання на підстанції	138
7.4.1 Розподільчий пристрій 10 кВ	139
7.4.2 Розподільчий пристрій 35 кВ	142
7.4.3 Розподільчий пристрій 110 кВ.....	143
7.5 Вимірювання та навантаження вимірювальних трансформаторів.....	143
7.6 Оперативний струм та освітлення.....	147
7.7 Блискавкозахист підстанції.....	148
Висновки до розділу.....	149
ВИСНОВКИ.....	151
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	153
Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....	155

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 проектованої мережі та зробити все, щоб вона відповідала нормам сучасного проектування 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 СТАЛЕВИХ 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) ро-

зробляють 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 труд-

нощі 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 i -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 i -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 сталевих опорах

Дані розрахунку РЕМ:

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

Район по ожеледі – I

Матеріал опор – сталеві

Тип ліній – одноланцюгові

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

Питома вартість втрат електроенергії $3_e = 2,00$ 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; $E_H = 0,1$; $P_a = 1.2$ %; $3_e = 2,00$ грн/(кВт×год); $T_{max} = 5500$.

τ визначається за формулою:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000})^2 \cdot 8760 = (0,124 + \frac{5500}{10000})^2 \cdot 8760 = 3979,50 \text{ год/рік}$$

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. 1.1.

Таблиця 1.1 – 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	1732,5	1870,0	2250
r_{VO} , Ом/км	0,422	0,244	0,118
a_{VO} , тис.грн./км	1940,4	2094,4	2464,0
b_{VO} , тис.грн./км	2,776	1,605	0,776
Розрахункова макс. потужність, МВт	47,6	68,7	109,2

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

1 долар США = 27,5 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	1940,4	2094,4	2464,00
3	1965,38	2108,85	2470,98
6	2040,34	2152,18	2491,94
9	2165,26	2224,41	2526,86
12	2340,14	2325,52	2575,74
15	2565,00	2455,53	2638,60
18	2839,82	2614,42	2715,42
21	3164,62	2802,21	2806,22
24	3539,38	3018,88	2910,98
27	3964,10	3264,45	3029,70
30	4438,8	3538,90	3162,40
33	4963,46	3842,25	3309,06
36	5538,10	4174,48	3469,70
39	6162,70	4535,61	3664,30
42	6837,26	4925,62	3832,86
45	7561,8	5344,53	4035,40
47,6	8230,15	5789,11	4248,02
51		6269,01	4482,38
54		6774,58	4726,82
57		7309,05	4985,22
60		7872,40	5257,60
63		8464,65	5543,94
66		9085,78	5844,26
68,7		9669,50	6153,89
72			6486,78
75			6829,00
78			7185,18
81			7555,34
84			7939,46
87			8337,54
90			8749,6
93			9175,62
96			9615,61
99			10069,58
102			10537,50
105			11019,40
109,2			11717,52

Таблиця 1.3 – Залежність дисконтованих витрат від потужності ПЛ

Потужність ЛЕП, МВт	Мінімальні дисконтовані витрати, S_{vo} , тис.грн./км	Переріз проводу, мм ²
0	1940,4	70
3	1965,38	70
6	2040,34	70
9	2165,26	70
12	2325,52	120
15	2455,53	120
18	2614,42	120
21	2802,21	120
24	2910,98	240
27	3029,70	240
30	3162,40	240
33	3309,06	240
36	3469,70	240
39	3664,30	240
42	3832,86	240
45	4035,40	240
47,6	4248,02	240
51	4482,38	240
54	4726,82	240
57	4985,22	240
60	5257,60	240
63	5543,94	240
66	5844,26	240
68,7	6153,89	240
72	6486,78	240
75	6829,00	240
78	7185,18	240
81	7555,34	240
84	7939,46	240
87	8337,54	240
90	8749,6	240
93	9175,62	240
96	9615,61	240
99	10069,58	240
102	10537,50	240
105	11019,40	240
109,2	11717,52	240

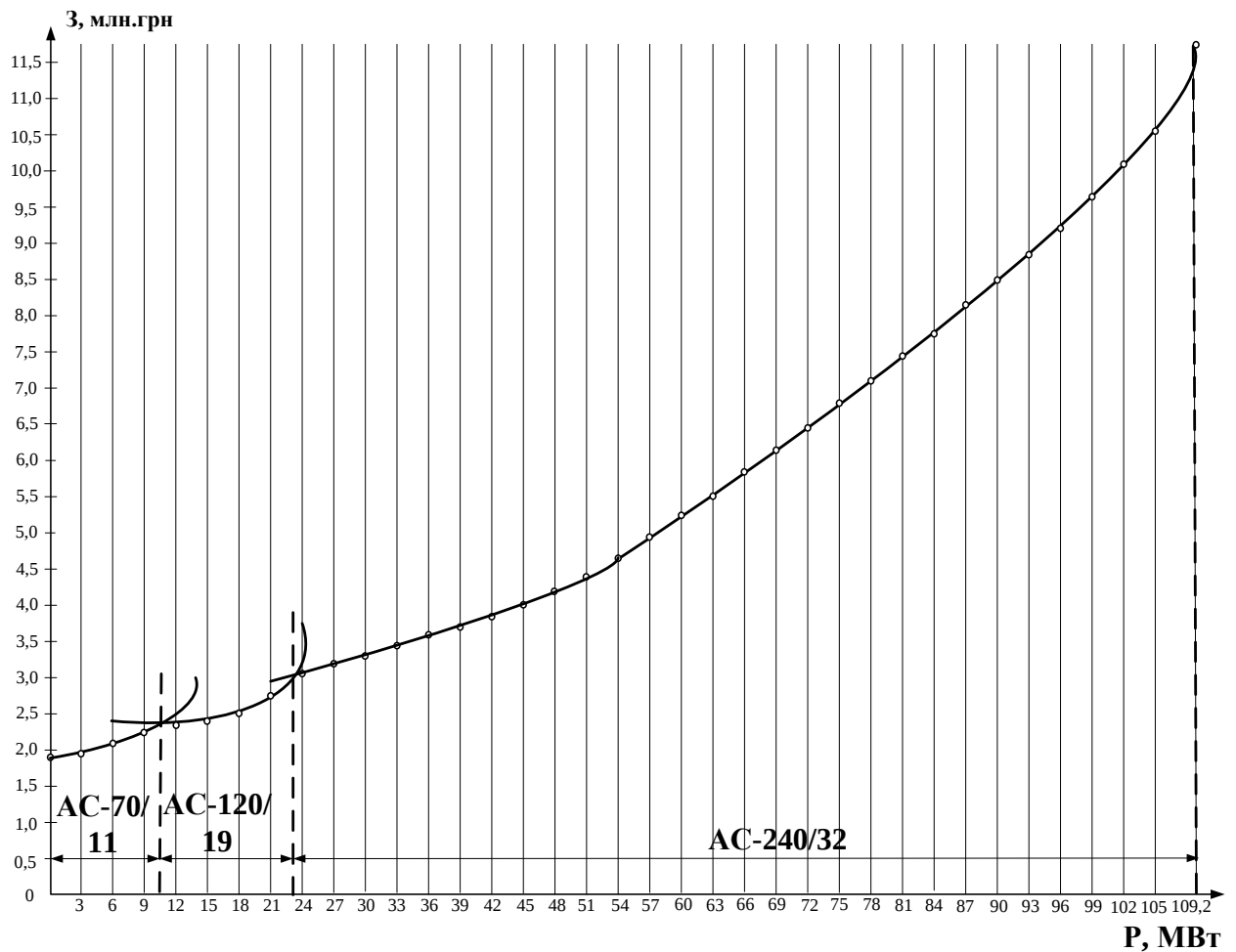


Рис. 1.1 – Огибаюча функції дисконтованих витрат

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 $M < N$

$$y(x) = a_0 + a_1 x + \dots + a_M x^M,$$

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 систему

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

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

$$a_1 \sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N x_i y_i ,$$

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

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 сталевих 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	1,940
2	3	1,965
3	6	2,040
4	9	2,165
5	12	2,326
6	15	2,456
7	18	2,614
8	21	2,803
9	24	2,911
10	27	3,030
11	30	3,162
12	33	3,309
13	36	3,470
14	39	3,664
15	42	3,833
16	45	4,035
17	47,6	4,248
18	51	4,482
19	54	4,727
20	57	4,985
21	60	5,258
22	63	5,544
23	66	5,844
24	68,7	6,154
25	72	6,487
26	75	6,829
27	78	7,185
28	81	7,555
29	84	7,939
30	87	8,337
31	90	8,749
32	93	9,176
33	96	9,615
34	99	10,069
35	102	10,537
36	105	11,019
37	109,2	11,718

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:

$$a_0 = 1,305; \quad a_1 = 0,077.$$

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

$$y = 1,305 + 0,077 \times X, \quad Z_0 = 1,305 + 0,077 \times P.$$

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: $a_1 = 0,095$.

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

$$y = 0,095 \times X, \quad Z_0 = 0,095 \times P.$$

Побудуємо апроксимуючі прямі (див. рис. 1.2).

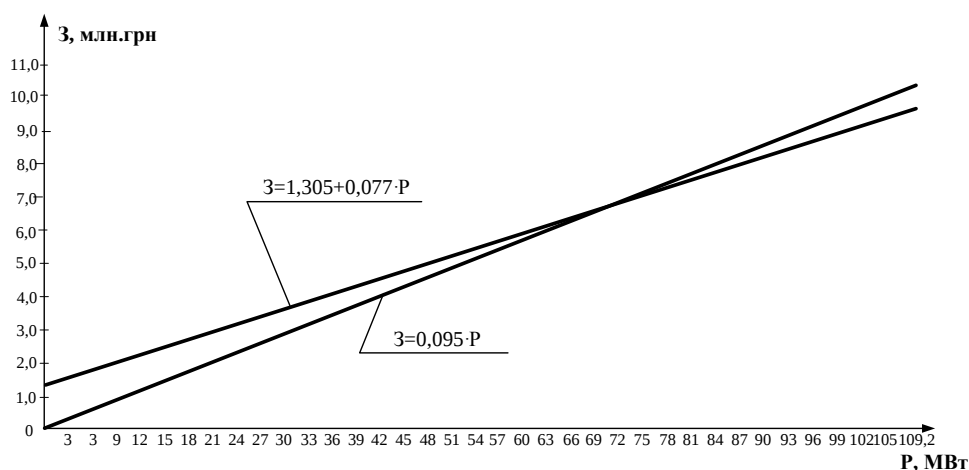


Рис. 1.2 – Апроксимуючі прямі

Висновки до розділу

В даному розділі розглянуто задачу оптимізації розвитку електричних мереж енергосистеми, розглянуті методи оптимізації конфігурації електричних мереж та розраховано функцію оптимальних дисконтованих витрат для ЛЕП напругою 110 кВ на сталевих опорах. Також проведена апроксимація функції оптимальних дисконтованих витрат прямою, що проходить через початок координат та прямою, що не проходить через початок координат.

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Метод упорядкованого виключення гілок

Під час застосування цього методу спочатку формують початкову розрахункову електричну мережу, до складу якої входять надлишкові можливі варіанти будівництва лінії електропередачі. Для даної мережі визначають дисконтовані витрати. Далі по чергово відключають всі лінії мережі та знаходять лінію, відключення якої не призводить до порушення зв'язаності мережі і приводить до максимального зниження дисконтованих витрат на будівництво та експлуатацію мережі. Виключивши отриману лінію із складу мережі, знову вибирають лінію, відключення якої призводить до максимального зменшення дисконтованих витрат мережі та виключають її і т. д. Відключення ліній виконують до тих пір, поки в мережі не залишаться лише лінії, відключення яких приведе до порушення зв'язаності мережі, або до збільшення дисконтованих витрат.

Метод оптимального виключення гілок має такий алгоритм:

1. Визначають початкову мережу, яка має у своєму складі надлишкові лінії та знаходять дисконтовані витрати Z_0 .

2. Розглядаючи всі лінії мережі із умови

$$Z_0 - Z(\bar{i}) = \max \left\{ Z_0 - Z(\bar{m}) \mid m \notin D \right\}, m \in M$$

визначають гілку i , відключивши яку, отримують максимальне зменшення дисконтованих витрат. В умові $m \in M$ означає, що гілка m , яка розглядається, належить множині гілок мережі M ; $m \notin D$ показує, що гілка m не належить множині D ; $Z(\bar{m})$ - витрати на будівництво та експлуатацію електричної мережі, які отримують, відключивши в початковій мережі гілку m .

3. Якщо умова $Z_0 - Z(\bar{i}) \geq 0$ вірна, виконують п.4 даного алгоритму, якщо невірна – виконують п. 7.

4. Якщо при відключенні гілки i порушується звязність мережі, то включаємо її до множини D :

$$D=D+i,$$

то виключаємо із множини M :

$$M=M-i,$$

та виконуємо п.6 даного алгоритму. В протилежному випадку п.5.

5. Видаляють гілку i з мережі множини M , приймаючи витрати $z(\bar{i})$ в якості z_0 .

6. Якщо множина M – пуста множина, виконують п.7 даного алгоритму, в іншому випадку – п.2.

7. Кінець.

Для знаходження дисконтованих витрат на будівництво та експлуатацію мережі виконують розрахунок поточкорозподілу за довжинами ділянок мережі. Після цього визначають сумарні дисконтовані витрати на будівництво та експлуатацію кожної лінії мережі.

2.2 Знаходження оптимальної конфігурації ПЛ-110 кВ

Початкова надлишкова схема електричної мережі із зазначеними активними потужностями в пунктах мережі та довжинами ділянок приведена рис. 2.1. Лінія електропередачі, що існує, показано суцільною лінією, а ПЛ, що проектується - пунктиром. Для ліній 110 кВ, що будуються, питомі приведені витрати будемо визначати за виразом: $z_n = 1,305 + 0,077 \cdot P$

А для існуючої ПЛ 110 кВ:

$$z_{ich} = 0,095 \cdot P$$

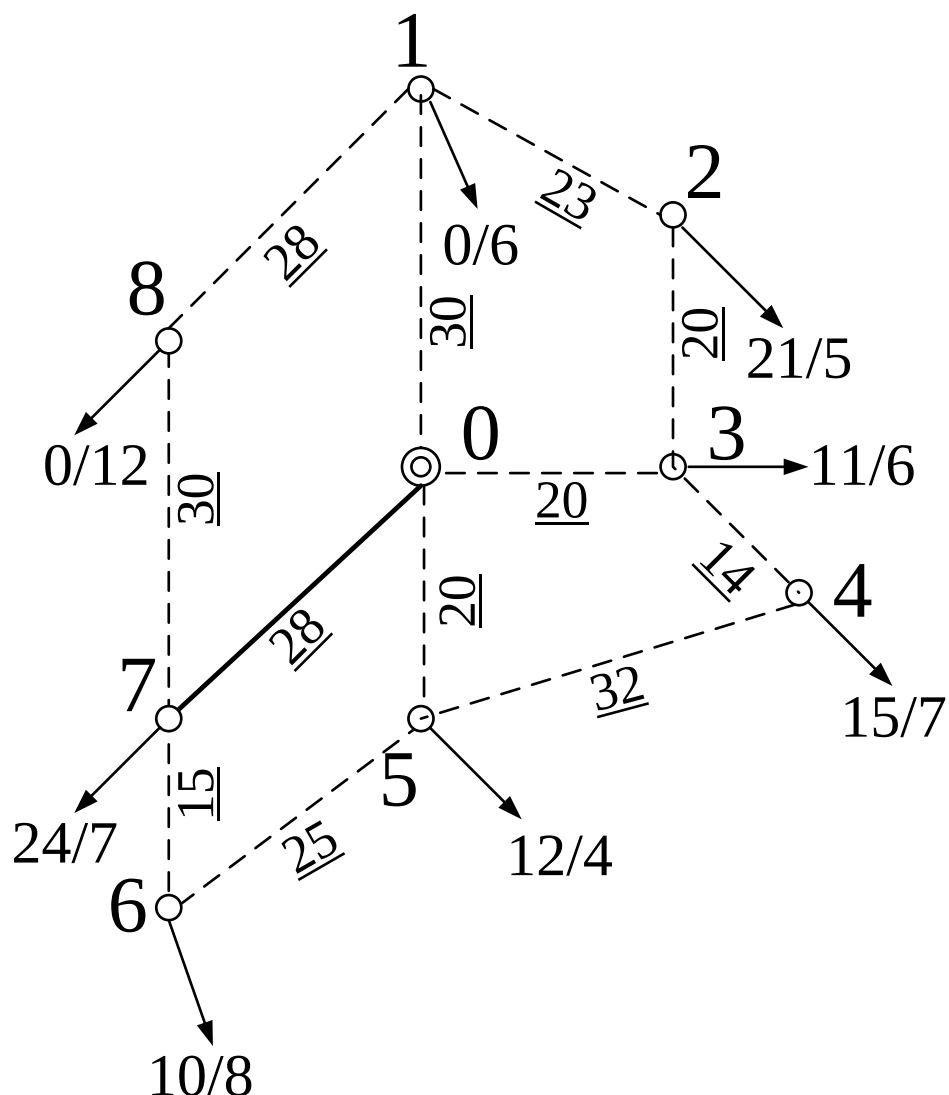


Рис. 2.1 – Надлишкова схема мережі

Розрахуємо потокорозподіл, використовуючи метод контурних рівнянь [1]. Умовно видалимо зі схеми перемички 1-2, 3-4, 5-6 та 7-8. Отримаємо розімкнену мережу, потокорозподіл в якій (що задовольняє першому закону Кірхгофа), показано на схемі рис. 2.2. 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} , S_{III} і S_{IV} , що забезпечують у вихідній схемі виконання другого закону Кірхгофа.

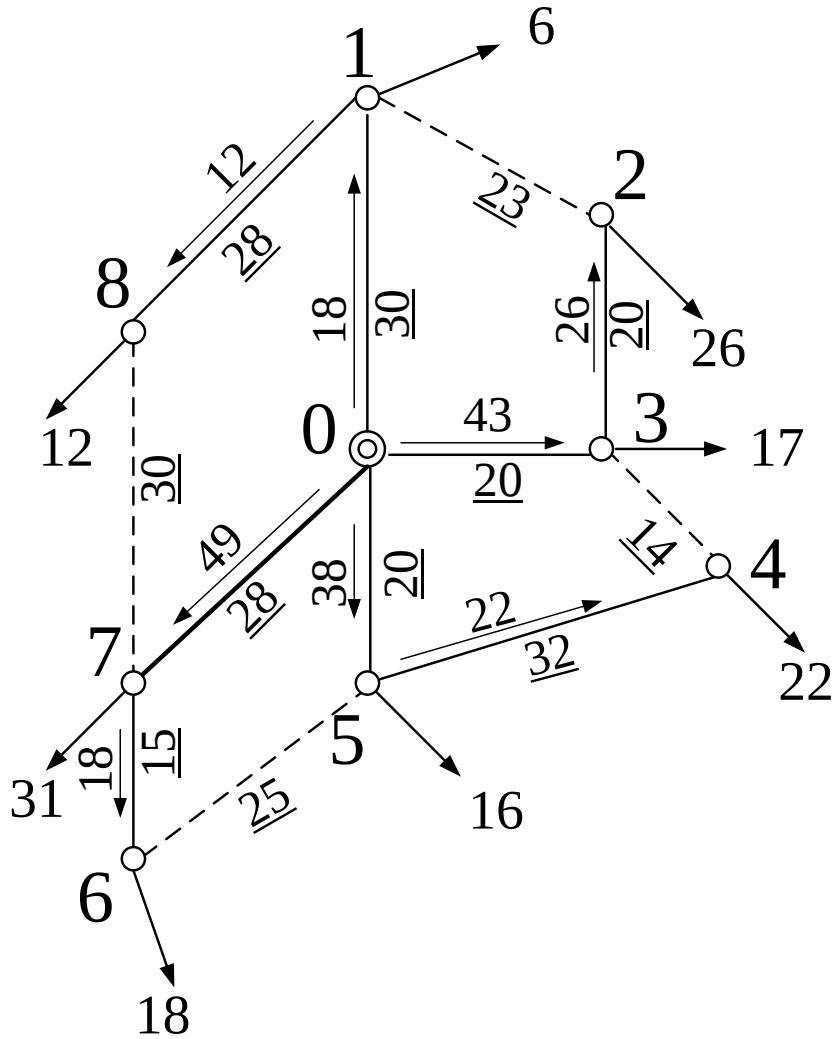


Рис. 2.2 – Потокорозподіл в розімкненій схемі мережі

Власні та взаємні довжини контурів:

$$L_I = l_{01} + l_{12} + l_{23} + l_{30} = 30 + 23 + 20 + 20 = 93 \text{ км},$$

$$L_{II} = l_{03} + l_{34} + l_{45} + l_{50} = 20 + 14 + 32 + 20 = 86 \text{ км},$$

$$L_{III} = l_{05} + l_{56} + l_{67} + l_{70} = 20 + 25 + 15 + 28 = 88 \text{ км},$$

$$L_{IV} = l_{07} + l_{78} + l_{81} + l_{10} = 28 + 30 + 28 + 30 = 116 \text{ км},$$

$$L_{I, II} = L_{II, I} = l_{03} = 20 \text{ км}, L_{II, III} = L_{III, II} = l_{05} = 20 \text{ км}, L_{IV, III} = L_{III, IV} = l_{07} = 28 \text{ км},$$

$$L_{IV, I} = L_{I, IV} = l_{01} = 30 \text{ км}.$$

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

Виконуємо розрахунок дисконтованих витрат ділянок електричної мережі:

$$Z_{0-1}=1,305+0,077 \cdot P_{0-1}=1,305+0,077 \cdot 28,30=3,484 \text{ млн.грн.}$$

$$Z_{0-3}=1,305+0,077 \cdot P_{0-3}=1,305+0,077 \cdot 43,55=4,658 \text{ млн.грн.}$$

$$Z_{0-5}=1,305+0,077 \cdot P_{0-5}=1,305+0,077 \cdot 38,59=4,279 \text{ млн.грн.}$$

$$Z_{0-7}=0,095 \cdot P_{0-7}=0,095 \cdot 37,56=3,568 \text{ млн.грн.}$$

$$Z_{1-2}=1,305+0,077 \cdot P_{1-2}=1,305+0,077 \cdot 12,60=2,275 \text{ млн.грн.}$$

$$Z_{2-3}=1,305+0,077 \cdot P_{2-3}=1,305+0,077 \cdot 13,40=2,337 \text{ млн.грн.}$$

$$Z_{3-4}=1,305+0,077 \cdot P_{3-4}=1,305+0,077 \cdot 13,15=2,318 \text{ млн.грн.}$$

$$Z_{4-5}=1,305+0,077 \cdot P_{4-5}=1,305+0,077 \cdot 8,85=1,986 \text{ млн.грн.}$$

$$Z_{5-6}=1,305+0,077 \cdot P_{5-6}=1,305+0,077 \cdot 13,74=2,363 \text{ млн.грн.}$$

$$Z_{6-7}=1,305+0,077 \cdot P_{6-7}=1,305+0,077 \cdot 4,26=1,633 \text{ млн.грн.}$$

$$Z_{7-8}=1,305+0,077 \cdot P_{7-8}=1,305+0,077 \cdot 2,30=1,482 \text{ млн.грн.}$$

$$Z_{1-8}=1,305+0,077 \cdot P_{1-8}=1,305+0,077 \cdot 9,70=2,052 \text{ млн.грн.}$$

Загальні витрати для схеми мережі складуть:

$$Z_0=\sum Z_i=3,484+4,658+4,279+3,568+2,275+2,337+2,318+1,986+2,363+1,633+1,482+2,052=32,432 \text{ млн. грн.}$$

Виконуємо кроки оптимізації схеми електричної мережі.

I крок. Почергово відключаємо кожну гілку початкової мережі та для кожного випадку виконуємо розрахунок поточкорозподілу. Визначаємо приведені витрати на будівництво та експлуатацію. Результати розрахунків приведені в табл. 2.1. Різні варіанти схем електричної мережі на першому кроці з нанесеними потоками потужності зображені на рис. 2.4 та рис. 2.5.

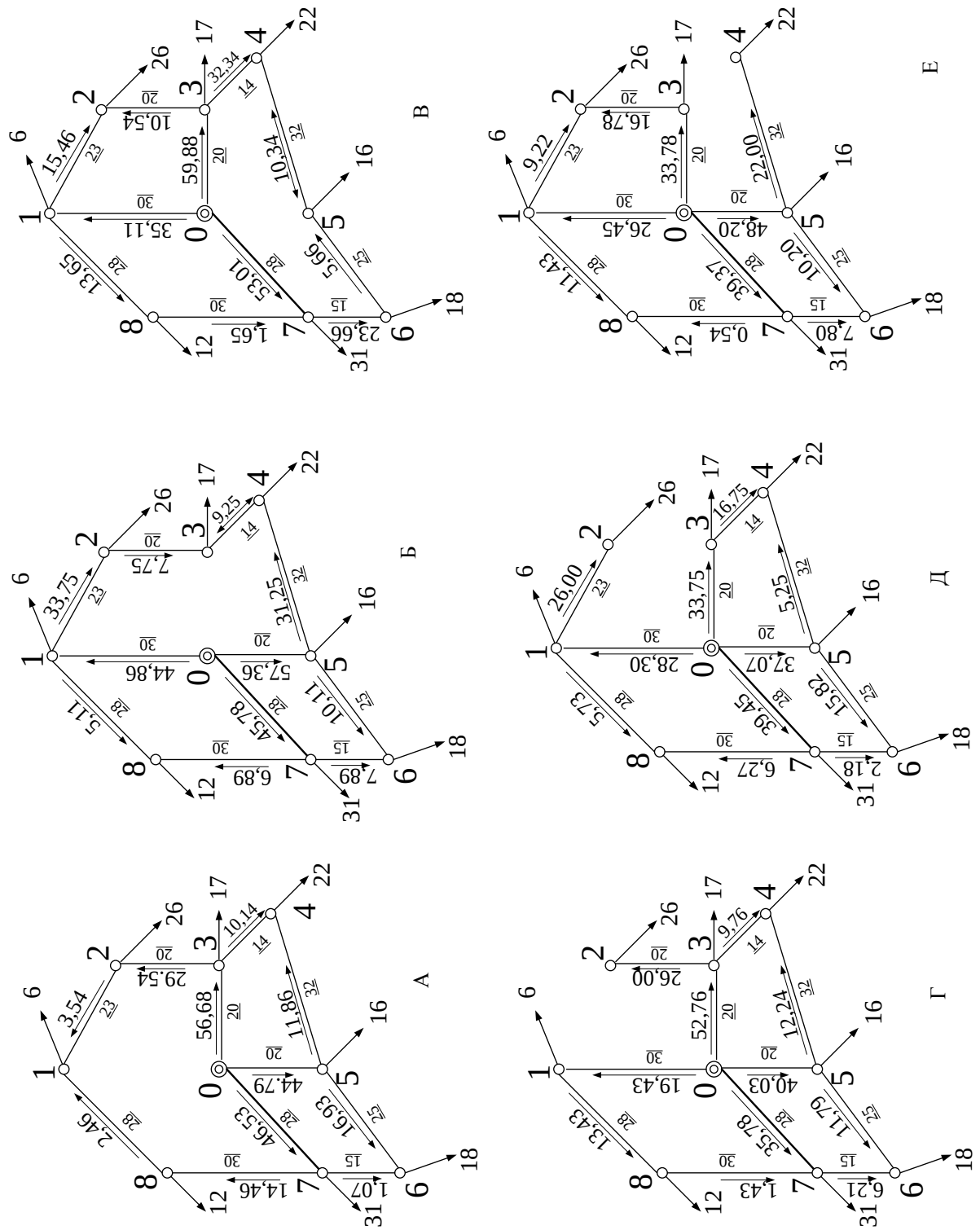


Рис. 2.4 -Варіанти схем електричної мережі

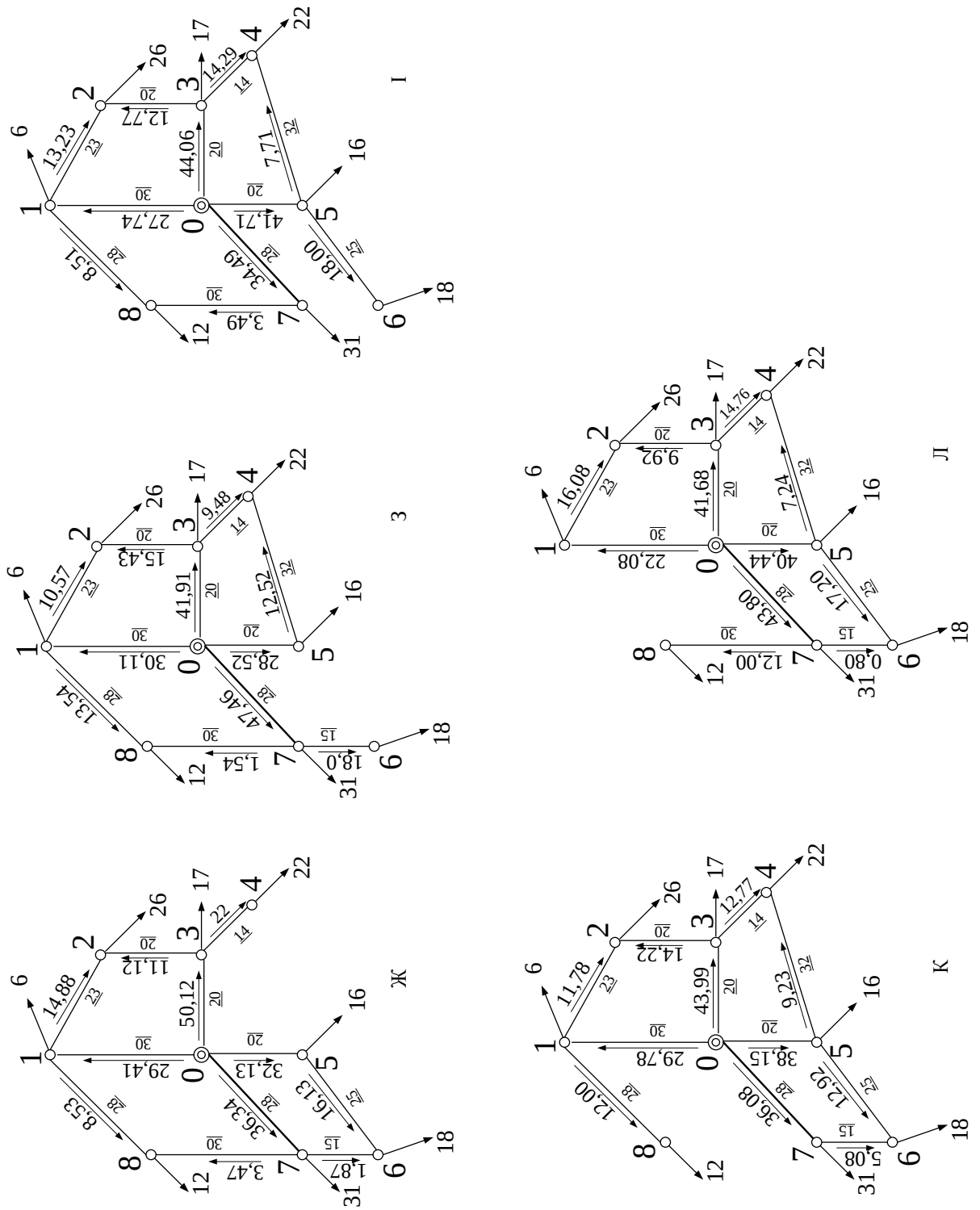


Рис. 2.5 - Варіанти схем електричної мережі

Таблиця 2.1 – Дисконтовані витрати на першому кроці

Відключена лінія	$z_{(i)}$, млн.грн.	$z_0 - z_{(i)}$, млн.грн.
0-1	32,213	0,219
0-3	33,894	-1,462
0-5	34,124	-1,692
1-2	31,137	1,295
2-3	31,170	1,262
3-4	31,159	1,273
4-5	31,105	1,327
5-6	31,543	0,889
6-7	31,074	1,358
7-8	31,102	1,330
1-8	31,239	1,193

Як видно з табл. 2.1, мінімальні дисконтовані витрати спостерігаються після відключення ділянки 6-7. Отже, на другому кроці потрібно розглядати схему, в якій відсутня ділянка 6-7 (рис. 2.6).

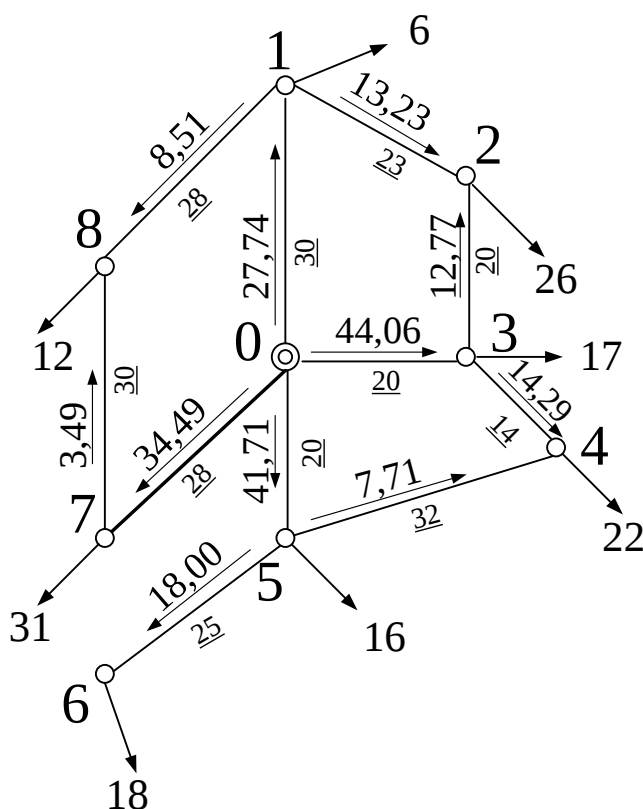


Рис. 2.6 – Схема електричної мережі після першого кроку оптимізації

II крок. Приймаємо $Z_0 = Z_{(6-7)} = 31,074$ млн.грн. Аналогічно до першого кроку відключаємо ділянки мережі і знаходимо дисконтовані витрати. Результати розрахунку наведено в табл. 2.2. Різні варіанти схем електричної мережі на другому кроці з нанесеними потоками потужності зображено на рис. 2.7 та 2.8.

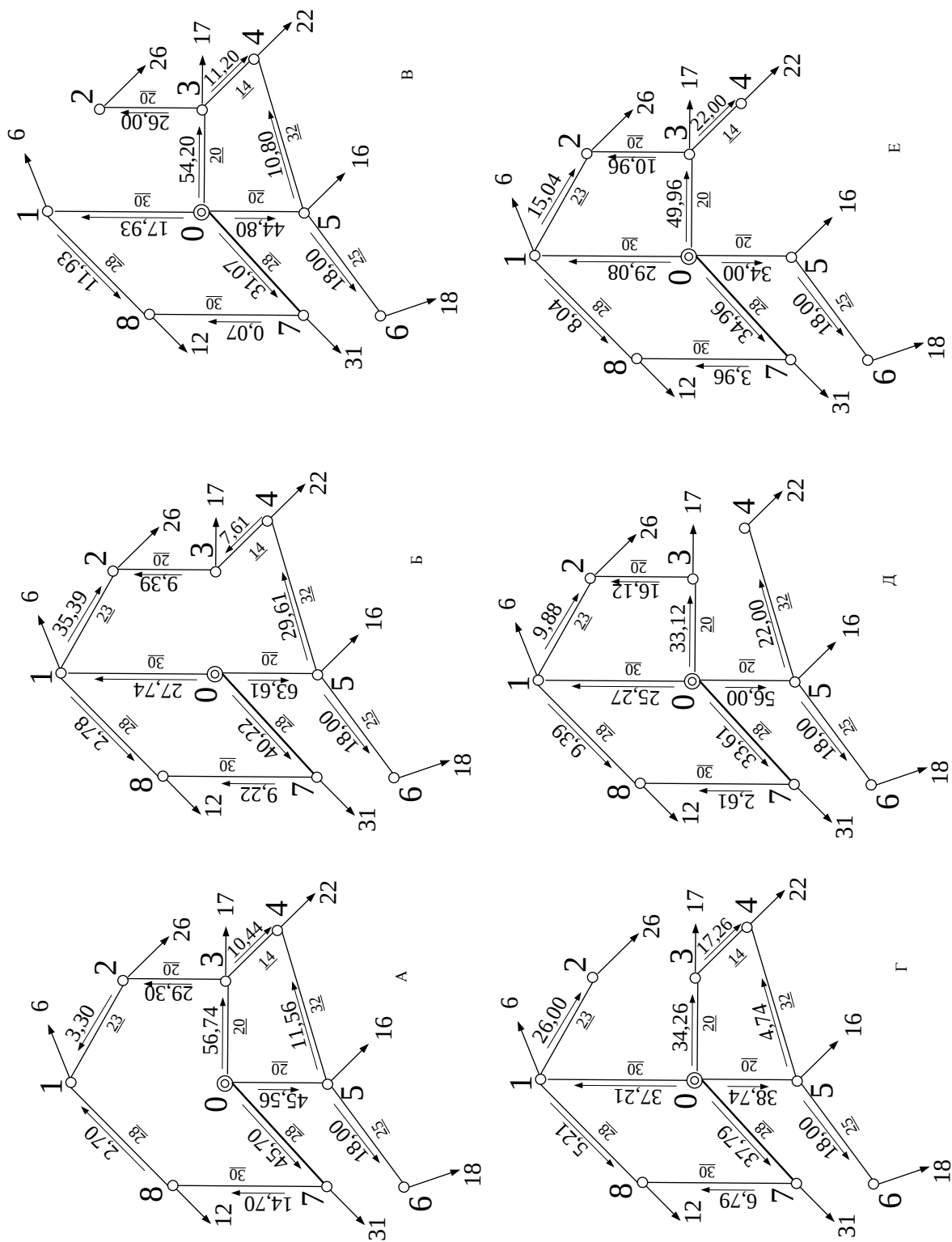


Рис. 2.7 - Варіанти схем електричної мережі

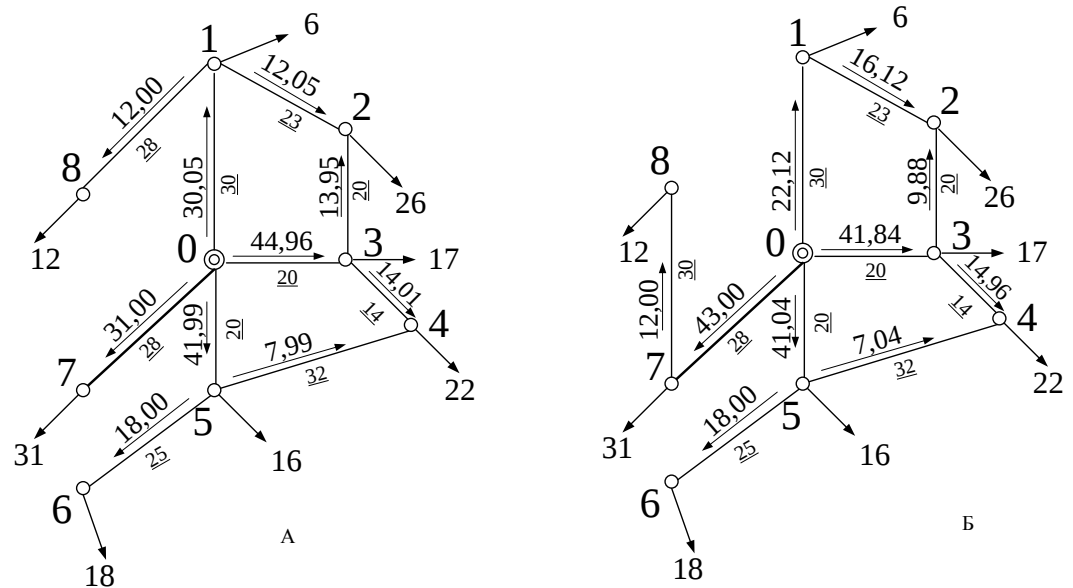


Рис. 2.8 - Варіанти схем електричної мережі

Таблиця 2.2 – Дисконтовані витрати на другому кроці

Відключена лінія	$z_{(i)}$, млн.грн.	$z_0 - z_{(i)}$, млн.грн.
0-1	30,894	0,180
0-3	32,489	-1,415
1-2	29,706	1,368
2-3	29,827	1,247
3-4	29,752	1,322
4-5	29,775	1,299
7-8	29,705	1,369
1-8	29,920	1,154

Як видно з табл. 2.2, мінімальні дисконтовані витрати спостерігаються після відключення ділянки 7-8. Отже, на наступному кроці потрібно розглядати схему, в якій відсутні ділянки 6-7 та 7-8 (рис. 2.9).

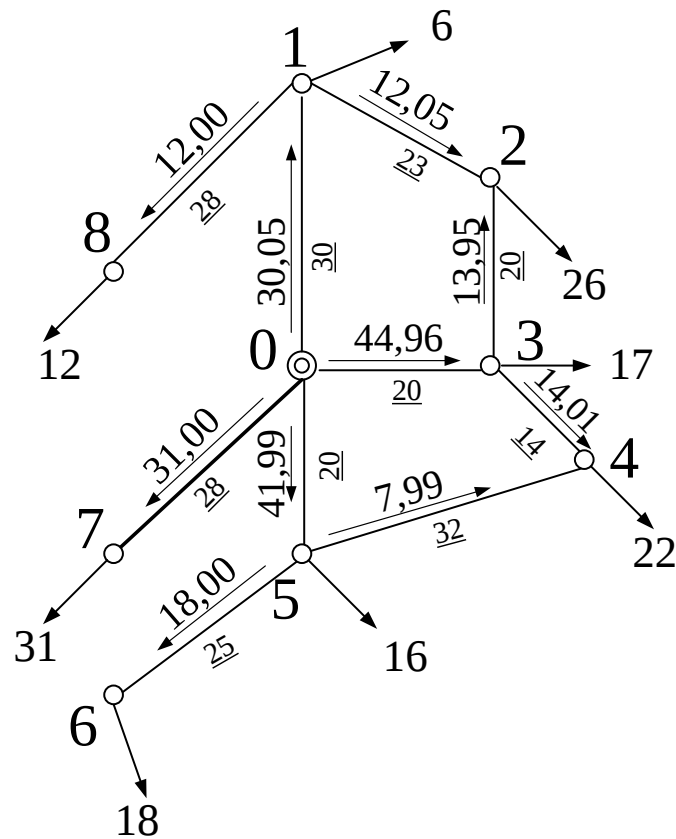


Рис. 2.9 – Схема електричної мережі після другого кроку оптимізації

III крок. Приймаємо $3_0=29,705$. Аналогічно до першого кроку відключаємо ділянки мережі і знаходимо дисконтовані витрати. Результати розрахунків приведені в табл. 2.3. Різні варіанти схем електричної мережі на третьому кроці з нанесеними потоками потужності зображені на рис. 2.10.

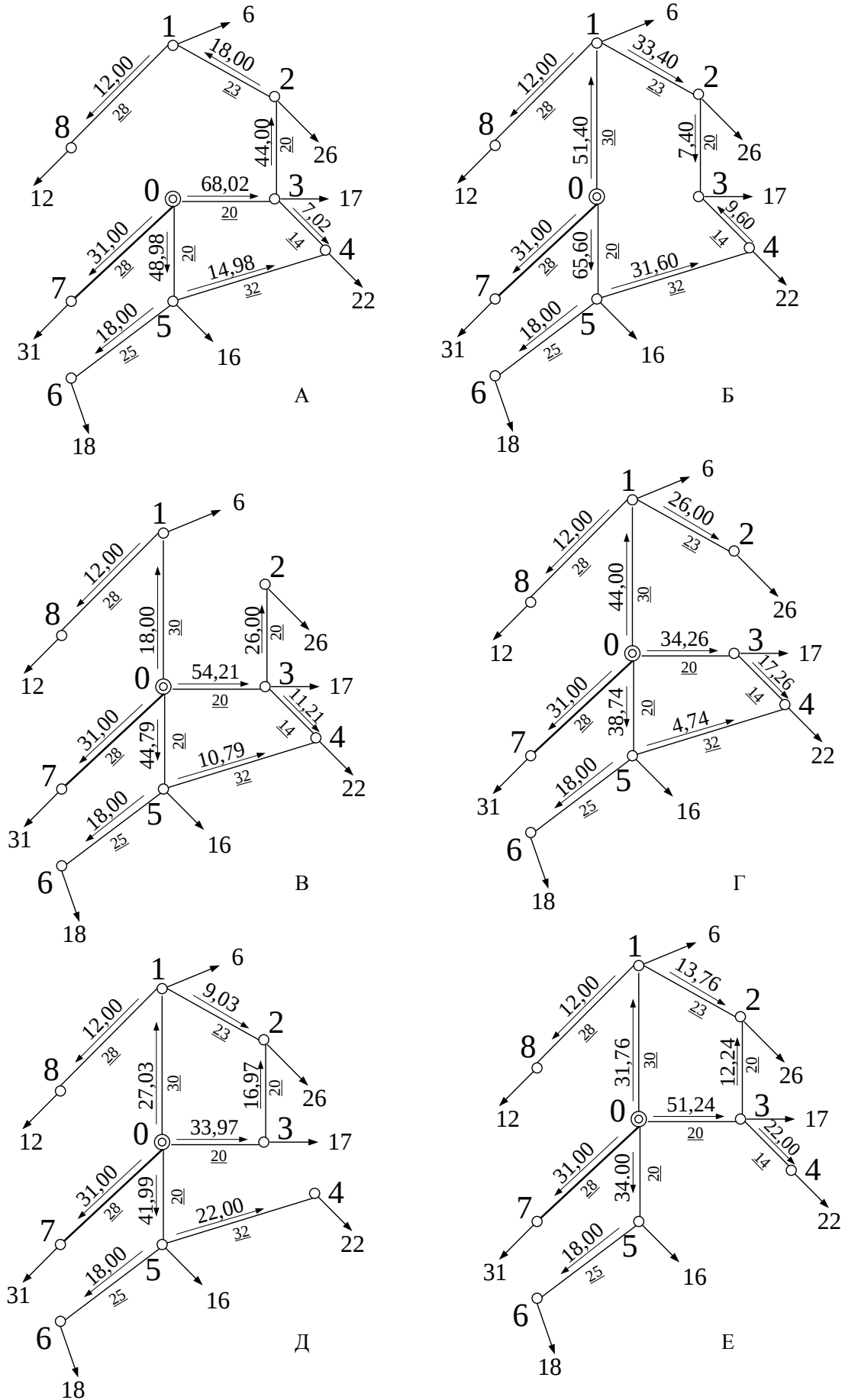


Рис. 2.10 – Варіанти схем мережі

Як видно з табл. 2.4, мінімальні дисконтовані витрати спостерігаються після відключення ділянки 4-5. Розрахунок закінчуємо, бо наступні відключення ліній приведуть до втрати зв'язаності електричної мережі. Схема отримана в результаті оптимізація зображена на рис. 2.13.

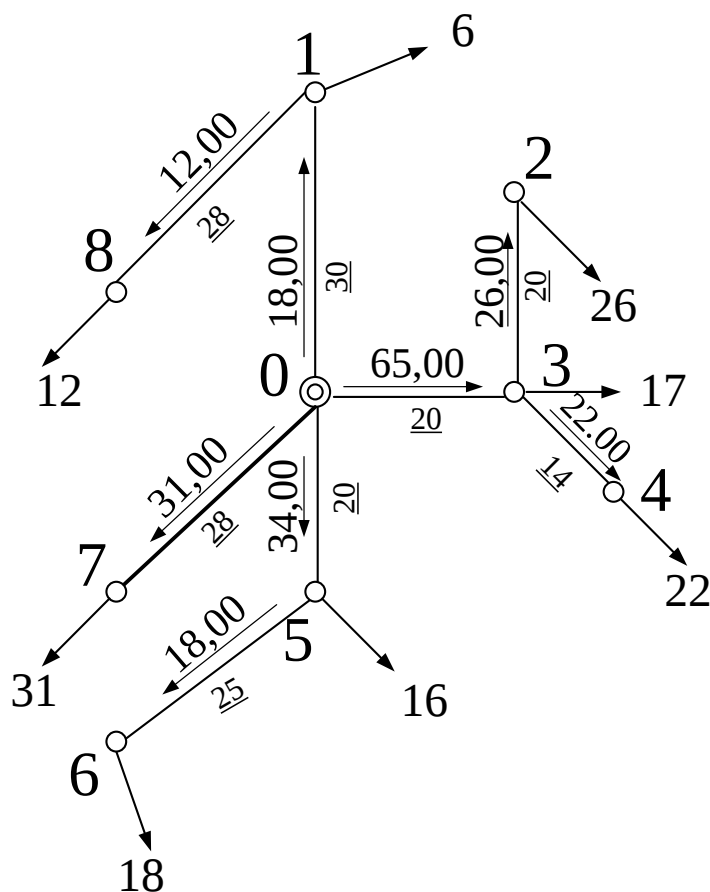


Рис. 2.13 – Оптимальна схема електричної мережі

Висновок до розділу 2

В даному розділі розглянуто метод упорядкованого виключення гілок. За його допомогою з заданої надлишкової схеми визначено оптимальну конфігурацію електричної мережі напругою 110 кВ.

3 ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ

3.1 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:

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

$$\cos \varphi_{\text{сн}} = 0,85 \Rightarrow \operatorname{tg} \varphi_{\text{сн}} = 0,6197 \quad \cos \varphi_{\text{нн}} = 0,84 \Rightarrow \operatorname{tg} \varphi_{\text{нн}} = 0,6459.$$

Розрахунки проводяться відповідно до вказівок [2].

Результати занесені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Навантаження пунктів схеми

№ п/ст	$P_{\text{сн}}$, МВт	$P_{\text{нн}}$, МВт	$Q_{\text{сн}}$, МВАр	$Q_{\text{нн}}$, МВАр	S , МВА	$ S $, МВА
1	0	6	0	3,875	6-j3,88	7,14
2	21	5	13,014	3,230	26-j16,24	30,66
3	11	6	6,817	3,875	17-j10,69	20,08
4	15	7	9,296	4,521	22-j13,82	25,98
5	12	4	7,736	2,584	16-j10,32	19,04
6	10	8	6,197	5,167	18-j11,36	21,28
7	24	7	14,873	4,521	31-j19,39	35,56
8	0	12	0	7,751	12-j7,75	14,29

3.2 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 більше 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. 3.2.

Таблиця 3.2 – 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	6-j3,88	7,14	4,998	ТМН-6300/110	2
2	26-j16,24	30,66	21,462	ТДТН-25000/110	2
3	17-j10,69	20,08	14,056	ТДТН-16000/110	2
4	22-j13,82	25,98	18,186	ТДТН-25000/110	2
5	16-j10,32	19,04	13,328	ТДТН-16000/110	2
6	18-j11,36	21,28	14,896	ТДТН-16000/110	2
7	31-j19,39	35,56	24,892	ТДТН-25000/110	2
8	12-j7,75	14,29	10,003	ТДН-10000/110	2

3.3 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в електричній мережі

Так як до пунктів №1-№8 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. 3.1.

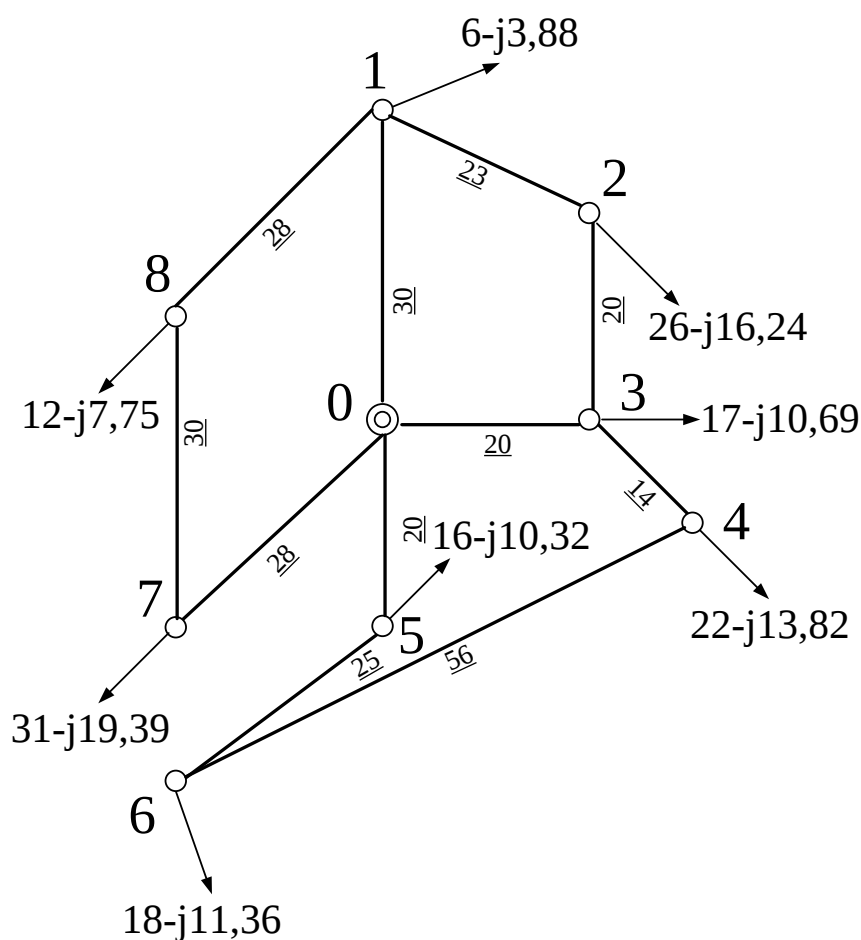


Рис. 3.1 – Замкнена схема електричної мережі

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. 3.2. 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.

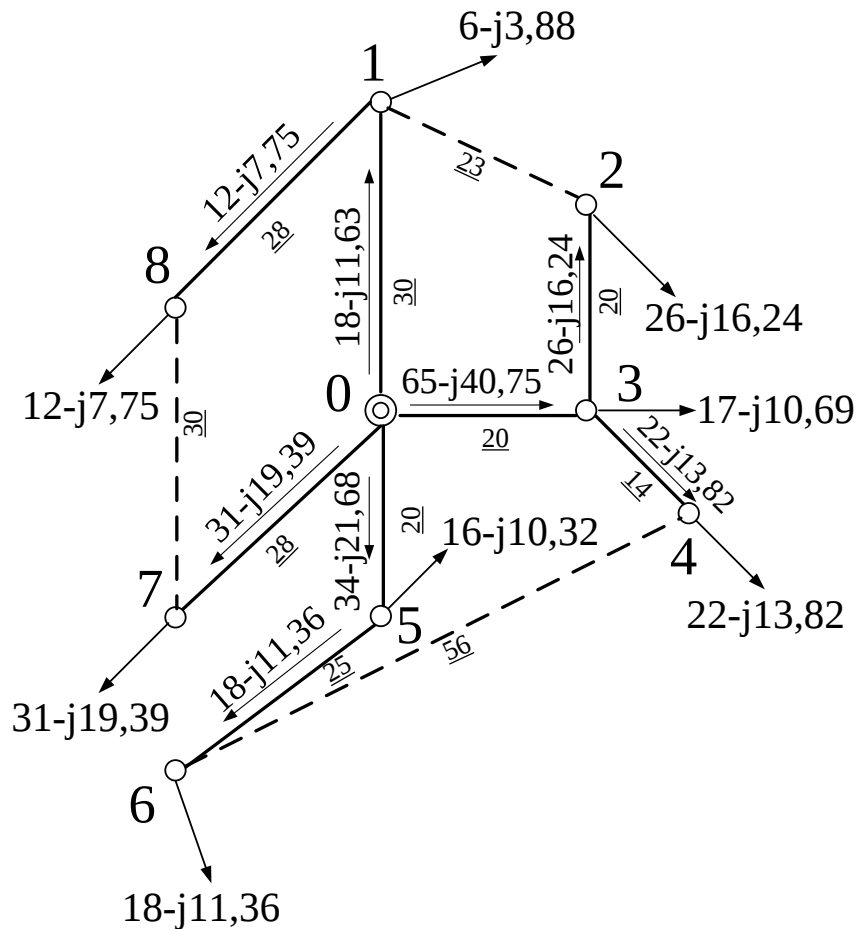


Рис. 3.2 – Потокорозподіл в розімкненій схемі мережі

Власні та взаємні довжини контурів:

$$L_I = l_{01} + l_{12} + l_{23} + l_{30} = 30 + 23 + 20 + 20 = 93 \text{ км},$$

$$L_{II} = l_{03} + l_{34} + l_{46} + l_{65} + l_{50} = 20 + 14 + 56 + 25 + 20 = 135 \text{ км},$$

$$L_{III} = l_{07} + l_{78} + l_{81} + l_{10} = 28 + 30 + 28 + 30 = 116 \text{ км},$$

$$L_{I,II} = L_{II,I} = l_{03} = 20 \text{ км}, L_{I,III} = L_{III,I} = l_{01} = 30 \text{ км}, L_{II,III} = L_{III,II} = 0 \text{ км}.$$

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

$$(18-j11,63) \cdot 30 - (26-j16,24) \cdot 20 - (65-j40,75) \cdot 20 + 93 \cdot S_I - 20 \cdot S_{II} - 30 \cdot S_{III} = 0$$

$$(65-j40,75) \cdot 20 + (22-j13,82) \cdot 14 - (18-j11,36) \cdot 25 - (34-j21,68) \cdot 20 + 135 \cdot S_{II} - 20 \cdot S_I = 0$$

$$(31-j19,39) \cdot 28 - (12-j7,75) \cdot 28 - (18-j11,63) \cdot 30 + 116 \cdot S_{III} - 30 \cdot S_I = 0$$

Розв'яжемо дану систему рівнянь, отримаємо наступні контурні потужності:
 $S_I = 14,72 - j9,02$ МВА; $S_{II} = -1,36 + j0,82$ МВА; $S_{III} = 3,88 - j2,13$ 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. 3.3.

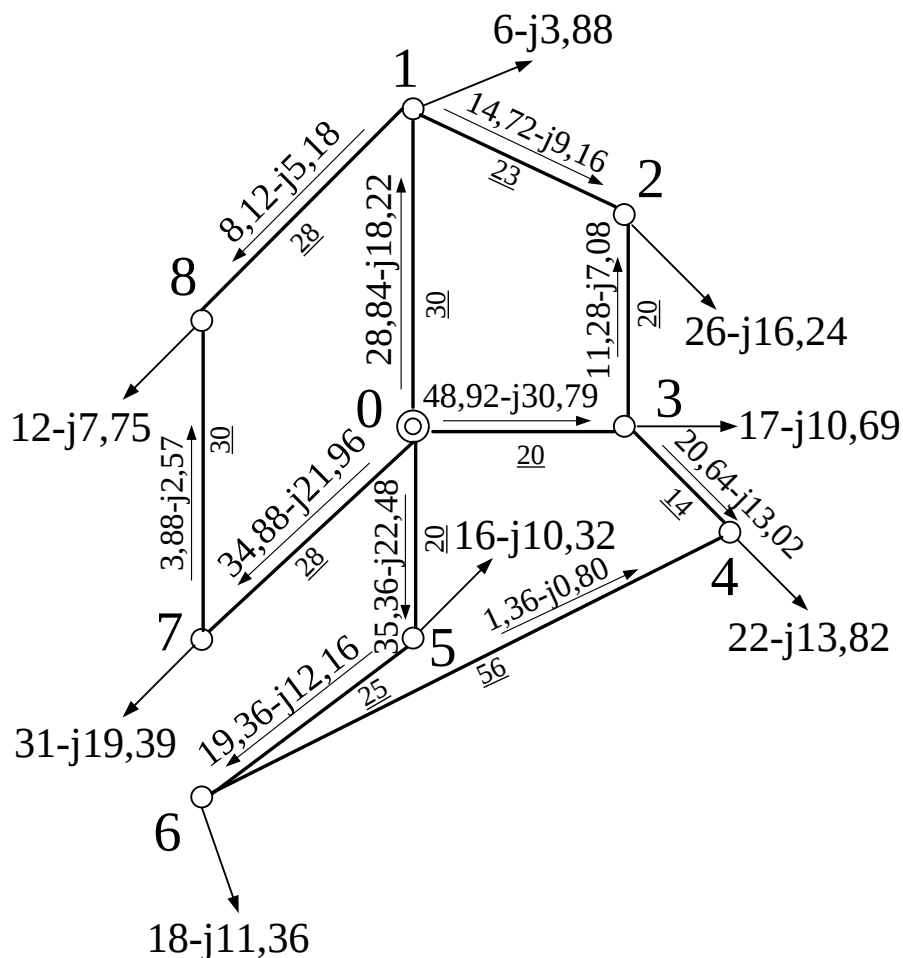


Рис. 3.3 – Результуючий поточкорозподіл потужностей схеми

3.4 Вибір марки та перерізу проводів районної електричної мережі

Перерізи проводів обираємо відповідно до економічного інтервалу потужності, зображеного на рис. 3.4. На рис. 3.4 зображено залежність витрат на будівництво та експлуатацію ЛЕП від протікання потужності по ній.

Відповідно до рис. 3.4 визначаємо перерізи проводів. Результати зводимо в табл. 3.3.

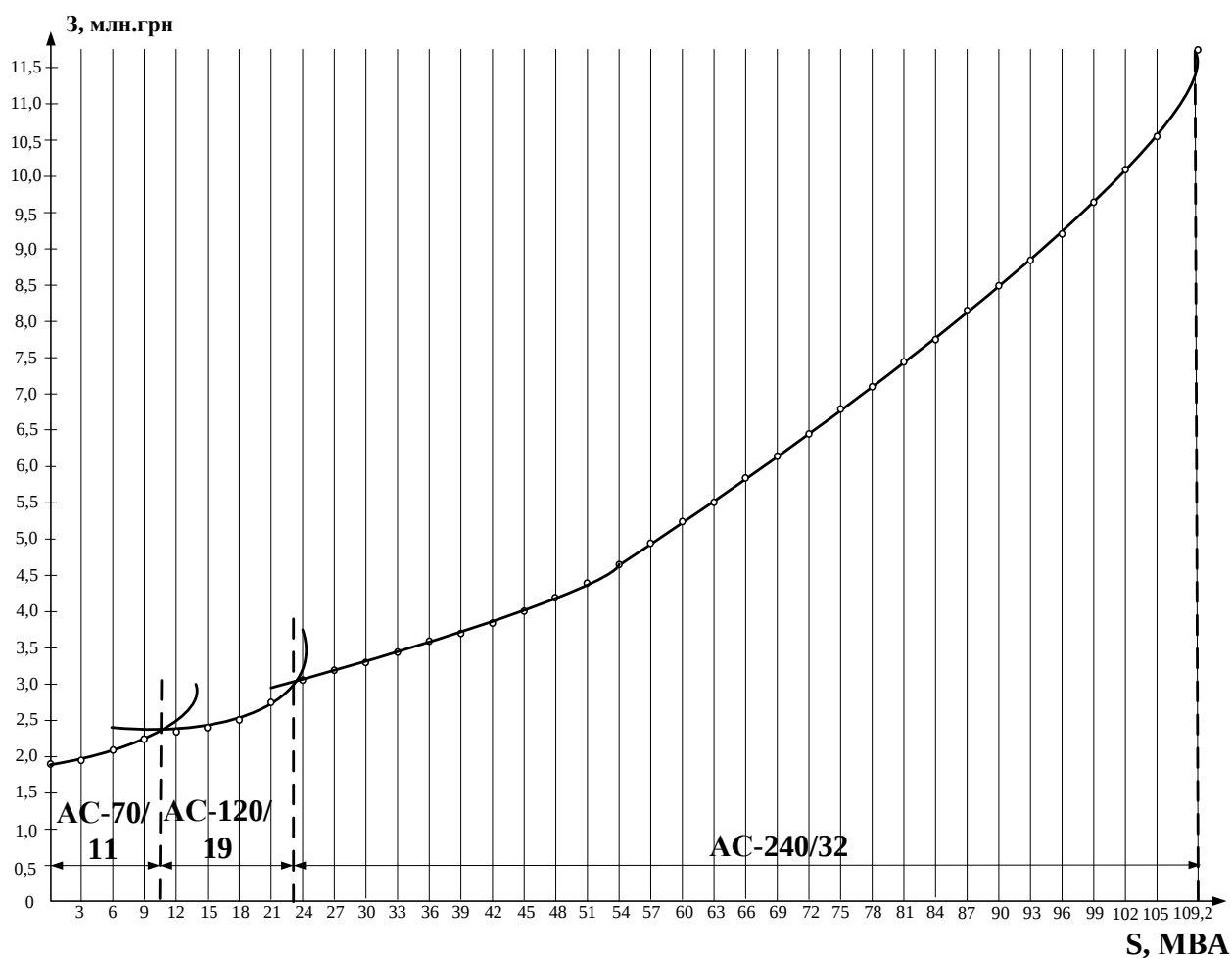


Рис. 3.4 – Економічні інтервали потужності

Таблиця 3.3 – Вибір марки та перерізу ділянок РЕМ

Ділянка	S, МВА	Переріз, мм ²
0-1	34,11	1×240
0-3	57,80	1×240
0-5	42,75	1×240
0-7	41,22	1×240
1-2	17,34	1×120
1-8	9,63	1×70
2-3	13,31	1×120
3-4	24,40	1×240
4-6	1,58	1×70
5-6	22,86	1×240
7-8	4,65	1×70

3.5 Визначення параметрів розрахункової схеми електричної мережі

3.5.1 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. 3.4.

Таблиця 3.4 – 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	30	21,6	0,118	0,396	5,785	2,892	3,54	11,88	173,55	86,76
0-3	1×240	20	21,6	0,118	0,396	5,785	2,892	2,36	7,92	115,70	57,84
0-5	1×240	20	21,6	0,118	0,396	5,785	2,892	2,36	7,92	115,70	57,84
0-7	1×240	28	21,6	0,118	0,396	5,785	2,892	3,30	11,09	161,98	80,98
1-2	1×120	23	15,2	0,244	0,418	6,612	2,732	5,61	9,61	152,08	62,84
1-8	1×70	28	11,4	0,422	0,436	7,438	2,614	11,82	12,21	208,26	73,19
2-3	1×120	20	15,2	0,244	0,418	6,612	2,732	4,88	8,36	132,24	54,64
3-4	1×240	14	21,6	0,118	0,396	5,785	2,892	1,65	5,54	80,99	40,49
4-6	1×70	56	11,4	0,422	0,436	7,438	2,614	23,63	24,42	416,53	146,38
5-6	1×240	25	21,6	0,118	0,396	5,785	2,892	2,95	9,90	144,63	72,30
7-8	1×70	30	11,4	0,422	0,436	7,438	2,614	12,66	13,08	223,14	78,42

3.5.2 Розрахунок параметрів трансформаторів

Методика розрахунків параметрів трансформатора наведена в [1].

Результати розрахунку зведені в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Розрахунок параметрів трансформаторів

№ ПС	Тип трансформаторів на підстанції	$Z_{BT\ BH}, \text{ Ом}$	$Z_{BT\ CH}, \text{ Ом}$	$Z_{BT\ HH}, \text{ Ом}$	$Y_{BT} \times 10^{-6}, \text{ СМ}$
1	ТМН-6300/110	7,33+j110,21	---	---	1,739-j7,622
2	ТДТН-25000/110	0,53+j28,43	0,53	0,53+j16,53	4,69-j26,46
3	ТДТН-16000/110	1,29+j44,43	1,29	1,29+j25,83	3,48-j24,20
4	ТДТН-25000/110	0,53+j28,43	0,53	0,53+j16,53	4,69-j26,46
5	ТДТН-16000/110	1,29+j44,43	1,29	1,29+j25,83	3,48-j24,20
6	ТДТН-16000/110	1,29+j44,43	1,29	1,29+j25,83	3,48-j24,20
7	ТДТН-25000/110	0,53+j28,43	0,53	0,53+j16,53	4,69-j26,46
8	ТДН-10000/110	3,97+j69,43	---	---	2,117-j10,586

3.5.3 Розрахунок втрат потужності в обмотках трансформатора

Втрати потужностей в обмотках трансформаторів підстанцій розраховані згідно методики, приведеної в [1] і занесені в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Втрати потужностей в обмотках трансформаторів

№ ПС	$\Delta S_{CH}, \text{ МВА}$	$\Delta S_{HH}, \text{ МВА}$	$\Delta S_{BH}, \text{ МВА}$	$\Delta S_{TP}, \text{ МВА}$
1	---	---	---	0,03-j0,47
2	0,03	0-j0,05	0,04-j2,22	0,07-j2,27
3	0,02	0,01-j0,11	0,04-j1,49	0,07-j1,60
4	0,01	0-j0,09	0,03-j1,59	0,04-j1,68
5	0,02	0-j0,05	0,04-j1,34	0,06-j1,39
6	0,01	0,01-j0,19	0,05-j1,68	0,07-j1,87
7	0,03	0-j0,09	0,06-j3,15	0,09-j3,24
8	---	---	---	0,07-j1,17

Визначення розрахункових провідностей пунктів схеми:

$$Y_{P0} = 0,5 \cdot (Y_{P0-1} + Y_{P0-3} + Y_{P0-5} + Y_{P0-7}) = (283,465 \cdot 10^{-9} + j141,71 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ};$$

$$Y_{P1} = 0,5 \cdot (Y_{P1-2} + Y_{P0-1} + Y_{P1-8}) + Y_{BT1} = (2,006 \cdot 10^{-6} + j103,773 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ};$$

$$\text{аналогічно } Y_{P2} = (4,832 \cdot 10^{-6} + j32,28 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ}; Y_{P3} = (3,644 \cdot 10^{-6} + j52,285 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ};$$

$$Y_{P4} = (4,939 \cdot 10^{-6} + j66,975 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ}; Y_{P5} = (3,610 \cdot 10^{-6} + j40,870 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ};$$

$$Y_{P6} = (3,761 \cdot 10^{-6} + j85,14 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ}; Y_{P7} = (4,883 \cdot 10^{-6} + j53,24 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ};$$

$$Y_{P8} = (2,333 \cdot 10^{-6} + j65,219 \cdot 10^{-6}) \text{ СМ}.$$

3.6 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. 3.7.

Таблиця 3.7 – Зведені навантаження пунктів схеми

№ ПС	$S_{ЗВ}$, МВА	№ ПС	$S_{ЗВ}$, МВА	№ ПС	$S_{ЗВ}$, МВА
1	6,03-j4,35	4	22,04-j15,50	7	31,09-j22,64
2	26,07-j18,51	5	16,06-j11,41	8	12,07-j8,92
3	17,07-j12,29	6	18,07-j13,23		

Алгебраїчні провідності пунктів схеми:

Взаємні:

$$y_{0-1} = y_{1-0} = z_{0-1}^{-1} = (3,54 + j11,88)^{-1} = (0,0230 - j0,0773) \text{ См},$$

$$y_{0-3} = y_{3-0} = z_{0-3}^{-1} = (2,36 + j7,92)^{-1} = (0,0346 - j0,1160) \text{ См},$$

$$y_{0-5} = y_{5-0} = z_{0-5}^{-1} = (2,36 + j7,92)^{-1} = (0,0346 - j0,1160) \text{ См},$$

$$y_{0-7} = y_{7-0} = z_{0-7}^{-1} = (3,30 + j11,09)^{-1} = (0,0246 - j0,0828) \text{ См},$$

$$y_{1-2} = y_{2-1} = z_{1-2}^{-1} = (5,61 + j9,61)^{-1} = (0,0453 - j0,0776) \text{ См},$$

$$y_{1-8} = y_{8-1} = z_{1-8}^{-1} = (11,82 + j12,21)^{-1} = (0,0409 - j0,0423) \text{ См},$$

$$\begin{aligned}
y_{2-3} &= y_{3-2} = z_{2-3}^{-1} = (4,88 + j8,36)^{-1} = (0,0521 - j0,0892) \text{ См}, \\
y_{3-4} &= y_{4-3} = z_{3-4}^{-1} = (1,65 + j5,54)^{-1} = (0,0494 - j0,1658) \text{ См}, \\
y_{4-6} &= y_{6-4} = z_{4-6}^{-1} = (22,63 + j24,42)^{-1} = (0,0205 - j0,0211) \text{ См}, \\
y_{5-6} &= y_{6-5} = z_{5-6}^{-1} = (2,95 + j9,90)^{-1} = (0,0276 - j0,0928) \text{ См}, \\
y_{7-8} &= y_{8-7} = z^{-1} - 8 = (12,66 + j13,08)^{-1} = (0,0382 - j0,0395) \text{ См}.
\end{aligned}$$

Власні:

$$\begin{aligned}
y_{1-1} &= -(y_{0-1} + y_{1-2} + y_{1-8}) = -(0,0230 - j0,0773 + 0,0453 - j0,0776 + 0,0409 - j0,0423) = \\
&= (-0,1093 + j0,1972) \text{ См}, \\
y_{2-2} &= -(y_{2-1} + y_{2-3}) = -(0,0453 - j0,0776 + 0,0521 - j0,0892) = (-0,0974 + j0,1668) \text{ См}, \\
y_{3-3} &= -(y_{3-0} + y_{3-2} + y_{3-4}) = -(0,0346 - j0,1160 + 0,0521 - j0,0892 + 0,0494 - j0,1658) = \\
&= (-0,1360 + j0,3710) \text{ См}, \\
y_{4-4} &= -(y_{4-3} + y_{4-6}) = -(0,0494 - j0,1658 + 0,0205 - j0,0211) = (-0,0698 + j0,1869) \text{ См}, \\
y_{5-5} &= -(y_{5-0} + y_{5-6}) = -(0,0346 - j0,1160 + 0,0276 - j0,0928) = (-0,0622 + j0,2087) \text{ См}, \\
y_{6-6} &= -(y_{6-4} + y_{6-5}) = -(0,0205 - j0,0211 + 0,0276 - j0,0928) = (-0,0481 + j0,1139) \text{ См}, \\
y_{7-7} &= -(y_{7-0} + y_{7-8}) = -(0,0246 - j0,0828 + 0,0382 - j0,0395) = (-0,0629 + j0,1223) \text{ См}, \\
y_{8-8} &= -(y_{8-1} + y_{8-7}) = -(0,0409 - j0,0423 + 0,0382 - j0,0395) = (-0,0791 + j0,1818) \text{ См},
\end{aligned}$$

Ітерація № 1.

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

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$\begin{aligned}
S_{P,1} &= S_{3B,1} + Y_{P1} \cdot (|U_1|)^2 = 6,03 - j4,35 + (2,007 \cdot 10^{-6} + j103,775 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (6,05 - j3,09) \text{ МВА}, \\
S_{P,2} &= S_{3B,2} + Y_{P2} \cdot (|U_2|)^2 = 26,07 - j18,51 + (4,822 \cdot 10^{-6} + j32,280 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (26,13 - j18,12) \text{ МВА}, \\
S_{P,3} &= S_{3B,3} + Y_{P3} \cdot (|U_3|)^2 = 17,07 - j12,29 + (3,644 \cdot 10^{-6} + j52,285 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (17,11 - j11,66) \text{ МВА}, \\
S_{P,4} &= S_{3B,4} + Y_{P4} \cdot (|U_4|)^2 = 22,04 - j15,50 + (4,929 \cdot 10^{-6} + j66,975 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (22,10 - j14,69) \text{ МВА}, \\
S_{P,5} &= S_{3B,5} + Y_{P5} \cdot (|U_5|)^2 = 16,06 - j11,41 + (3,610 \cdot 10^{-6} + j40,870 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (16,10 - j10,92) \text{ МВА}, \\
S_{P,6} &= S_{3B,6} + Y_{P6} \cdot (|U_6|)^2 = 18,07 - j13,23 + (3,761 \cdot 10^{-6} + j85,140 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (18,12 - j12,20) \text{ МВА}, \\
S_{P,7} &= S_{3B,7} + Y_{P7} \cdot (|U_7|)^2 = 31,09 - j22,64 + (4,873 \cdot 10^{-6} + j53,240 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (31,15 - j21,99) \text{ МВА}, \\
S_{P,8} &= S_{3B,8} + Y_{P8} \cdot (|U_8|)^2 = 12,00 - j7,75 + (2,336 \cdot 10^{-6} + j65,215 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (12,10 - j8,13) \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

Розрахуємо напруги пунктів схеми:

$$\begin{aligned}
U_1 &= \frac{1}{y_{1-1}} \cdot \left[\frac{S_{P1}}{U_1} - (y_{1-0} \cdot U_0 + y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-8} \cdot U_8) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,1093 + j0,1972} \cdot \left[\frac{6,05 - j3,09}{110} - \left\{ (0,0230 - j0,0773) \cdot 115 + (0,0453 - j0,0776) \cdot 110 + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0409 - j0,0423) \cdot 110 \right\} \right] = \\
&= (111,52 - j0,54) \text{ кВ}, |U_1| = 111,52 \text{ кВ}
\end{aligned}$$

$$\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}{-0,0974 + j0,1668} \cdot \left[\frac{26,13 - j18,12}{110} - \left\{ (0,0453 - j0,0776) \cdot (111,52 - j0,54) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0521 - j0,0892) \cdot 110 \right\} \right] = \\
&= (109,35 - j0,88) \kappa B, |U_2| = 109,35 \kappa B \\
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}{-0,1360 + j0,3710} \cdot \left[\frac{17,11 - j11,66}{110} - \left\{ (0,0343 - j0,1160) \cdot 115 + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0521 - j0,0892) \cdot (109,35 - j0,88) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0494 - j0,1658) \cdot 110 \right\} \right] = \\
&= (111,01 - j0,63) \kappa B, |U_3| = 111,02 \kappa B \\
U_4 &= \frac{1}{y_{4-4}} \cdot \left[\frac{S_{P4}}{U_4} - (y_{4-3} \cdot U_3 + y_{4-6} \cdot U_6) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0698 + j0,1869} \cdot \left[\frac{22,10 - j14,69}{110} - \left\{ (0,0494 - j0,1658) \cdot (111,01 - j0,63) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0205 - j0,0211) \cdot 110 \right\} \right] = \\
&= (109,86 - j1,31) \kappa B, |U_4| = 109,87 \kappa B \\
U_5 &= \frac{1}{y_{5-5}} \cdot \left[\frac{S_{P5}}{U_5} - (y_{5-0} \cdot U_0 + y_{5-6} \cdot U_6) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0622 + j0,2087} \cdot \left[\frac{16,10 - j10,92}{110} - \left\{ (0,0346 - j0,1160) \cdot 115 + (0,0276 - j0,0928) \cdot 110 \right\} \right] = \\
&= (112,15 - j0,51) \kappa B, |U_5| = 112,15 \kappa B \\
U_6 &= \frac{1}{y_{6-6}} \cdot \left[\frac{S_{P6}}{U_6} - (y_{6-4} \cdot U_4 + y_{6-5} \cdot U_5) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0481 + j0,1139} \cdot \left[\frac{18,12 - j12,20}{110} - \left\{ (0,0205 - j0,0211) \cdot (109,86 - j1,31) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0276 - j0,0928) \cdot (112,15 - j0,51) \right\} \right] = \\
&= (110,37 - j1,77) \kappa B, |U_6| = 110,38 \kappa B \\
U_7 &= \frac{1}{y_{7-7}} \cdot \left[\frac{S_{P7}}{U_7} - (y_{7-0} \cdot U_0 + y_{7-8} \cdot U_8) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0629 + j0,1223} \cdot \left[\frac{31,15 - j21,99}{110} - \left\{ (0,0246 - j0,0828) \cdot 115 + (0,0382 - j0,0395) \cdot 110 \right\} \right] = \\
&= (110,85 - j1,75) \kappa B, |U_7| = 110,87 \kappa B \\
U_8 &= \frac{1}{y_{8-8}} \cdot \left[\frac{S_{P8}}{U_8} - (y_{8-1} \cdot U_1 + y_{8-7} \cdot U_7) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0791 + j0,0818} \cdot \left[\frac{12,10 - j8,13}{110} - \left\{ (0,0409 - j0,0423) \cdot (111,52 - j0,54) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0382 - j0,0395) \cdot (110,85 - j1,75) \right\} \right] = \\
&= (110,06 - j1,36) \kappa B, |U_8| = 110,07 \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_{1,8} \cdot U_8 + y_{1,1} \cdot U_1) \cdot \overline{U_1}| = \\
 &= |6,05 - j3,09 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0230 - j0,0773) \cdot 115 + \\ &+ (0,0453 - j0,0776) \cdot (109,35 - j0,88) + \\ &+ (0,0409 - j0,0423) \cdot (110,06 - j1,36) + \\ &+ (-0,1093 + j0,1972) \cdot (111,52 - j0,54) \end{aligned} \right\} \cdot (111,52 + j0,54)| = 17,799 \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}| = \\
 &= |26,13 - j18,12 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0453 - j0,0776) \cdot (111,52 - j0,54) + \\ &+ (0,0521 - j0,0892) \cdot (111,01 - j0,63) + \\ &+ (-0,0974 + j0,1668) \cdot (109,35 - j0,88) \end{aligned} \right\} \cdot (109,35 + j0,88)| = 13,166 \text{ MBA} \\
 \delta S_3 &= |S_{P,3} - (y_{3,0} \cdot U_0 + y_{3,2} \cdot U_2 + y_{3,4} \cdot U_4 + y_{3,3} \cdot U_3) \cdot \overline{U_3}| = \\
 &= |17,11 - j11,66 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0346 - j0,1160) \cdot 115 + \\ &+ (0,0521 - j0,0892) \cdot (109,35 - j0,88) + \\ &+ (0,0494 - j0,1658) \cdot (109,86 - j1,31) + \\ &+ (-0,1360 + j0,3710) \cdot (111,01 - j0,63) \end{aligned} \right\} \cdot (111,01 + j0,63)| = 25,129 \text{ MBA} \\
 \delta S_4 &= |S_{P,4} - (y_{4,3} \cdot U_3 + y_{4,6} \cdot U_6 + y_{4,4} \cdot U_4) \cdot \overline{U_4}| = \\
 &= |22,10 - j14,69 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0494 - j0,1658) \cdot (111,01 - j0,63) + \\ &+ (0,0205 - j0,0211) \cdot (110,37 - j1,77) + \\ &+ (-0,0698 + j0,1869) \cdot (109,86 - j1,31) \end{aligned} \right\} \cdot (109,86 + j1,31)| = 5,513 \text{ MBA} \\
 \delta S_5 &= |S_{P,5} - (y_{5,0} \cdot U_0 + y_{5,6} \cdot U_6 + y_{5,5} \cdot U_5) \cdot \overline{U_5}| = \\
 &= |16,10 - j10,92 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0346 - j0,1160) \cdot 115 + \\ &+ (0,0276 - j0,0928) \cdot (110,37 - j1,77) + \\ &+ (-0,0622 + j0,2087) \cdot (112,15 - j0,51) \end{aligned} \right\} \cdot (112,15 + j0,51)| = 19,322 \text{ MBA} \\
 \delta S_6 &= |S_{P,6} - (y_{6,4} \cdot U_4 + y_{6,5} \cdot U_5 + y_{6,6} \cdot U_6) \cdot \overline{U_6}| = \\
 &= |18,12 - j12,20 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0205 - j0,0211) \cdot (109,86 - j1,31) + \\ &+ (0,0276 - j0,0928) \cdot (112,15 - j0,51) + \\ &+ (-0,0481 + j0,1139) \cdot (110,37 - j1,77) \end{aligned} \right\} \cdot (110,37 + j1,77)| = 0,358 \text{ MBA} \\
 \delta S_7 &= |S_{P,7} - (y_{7,0} \cdot U_0 + y_{7,8} \cdot U_8 + y_{7,7} \cdot U_7) \cdot \overline{U_7}| = \\
 &= |31,15 - j21,99 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0246 - j0,0828) \cdot 115 + \\ &+ (0,0382 - j0,0395) \cdot (110,06 - j1,36) + \\ &+ (-0,0629 + j0,1223) \cdot (110,85 - j1,75) \end{aligned} \right\} \cdot (110,85 + j1,75)| = 7,679 \text{ MBA} \\
 \delta S_8 &= |S_{P,8} - (y_{8,1} \cdot U_1 + y_{8,7} \cdot U_7 + y_{8,8} \cdot U_8) \cdot \overline{U_8}| = \\
 &= |12,10 - j8,13 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0246 - j0,0828) \cdot (111,52 - j0,54) + \\ &+ (0,0382 - j0,0395) \cdot (110,85 - j1,75) + \\ &+ (-0,0629 + j0,1223) \cdot (110,06 - j1,36) \end{aligned} \right\} \cdot (110,06 + j1,36)| = 0,181 \text{ MBA}
 \end{aligned}$$

$\Delta = \max |\delta S_i| = 25,129 \text{ MBA} > 0,01$, тому потрібно продовжувати розрахунок.

Ітерація № 2.

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$\begin{aligned}
 S_{P,1} &= S_{3B,1} + Y_{P1} \cdot (|U_1|)^2 = 6,03 - j4,35 + (2,007 \cdot 10^{-6} + j103,775 \cdot 10^{-6}) \cdot 111,52^2 = (6,05 - j3,05) \text{ MBA}, \\
 S_{P,2} &= S_{3B,2} + Y_{P2} \cdot (|U_2|)^2 = 26,07 - j18,51 + (4,822 \cdot 10^{-6} + j32,280 \cdot 10^{-6}) \cdot 109,35^2 = (26,13 - j18,13) \text{ MBA}, \\
 S_{P,3} &= S_{3B,3} + Y_{P3} \cdot (|U_3|)^2 = 17,07 - j12,29 + (3,644 \cdot 10^{-6} + j52,285 \cdot 10^{-6}) \cdot 111,02^2 = (17,11 - j11,65) \text{ MBA}, \\
 S_{P,4} &= S_{3B,4} + Y_{P4} \cdot (|U_4|)^2 = 22,04 - j15,50 + (4,929 \cdot 10^{-6} + j66,975 \cdot 10^{-6}) \cdot 109,87^2 = (22,10 - j14,69) \text{ MBA}, \\
 S_{P,5} &= S_{3B,5} + Y_{P5} \cdot (|U_5|)^2 = 16,06 - j11,41 + (3,610 \cdot 10^{-6} + j40,870 \cdot 10^{-6}) \cdot 112,15^2 = (16,11 - j10,90) \text{ MBA}, \\
 S_{P,6} &= S_{3B,6} + Y_{P6} \cdot (|U_6|)^2 = 18,07 - j13,23 + (3,761 \cdot 10^{-6} + j85,140 \cdot 10^{-6}) \cdot 110,38^2 = (18,12 - j12,20) \text{ MBA}, \\
 S_{P,7} &= S_{3B,7} + Y_{P7} \cdot (|U_7|)^2 = 31,09 - j22,64 + (4,873 \cdot 10^{-6} + j53,240 \cdot 10^{-6}) \cdot 110,87^2 = (31,15 - j21,98) \text{ MBA}, \\
 S_{P,8} &= S_{3B,8} + Y_{P8} \cdot (|U_8|)^2 = 12,00 - j7,75 + (2,336 \cdot 10^{-6} + j65,215 \cdot 10^{-6}) \cdot 110,07^2 = (12,10 - j8,13) \text{ MBA}.
 \end{aligned}$$

Розрахуємо напруги пунктів схеми:

$$\begin{aligned}
 U_1 &= \frac{1}{y_{1-1}} \cdot \left[\frac{S_{P1}}{U_1} - (y_{1-0} \cdot U_0 + y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-8} \cdot U_8) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,1093 + j0,1972} \cdot \left[\frac{6,05 - j3,05}{111,52 + j0,54} - \left\{ (0,0230 - j0,0773) \cdot 115 + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0453 - j0,0776) \cdot (109,35 - j0,88) + (0,0409 - j0,0423) \cdot (110,06 - j1,36) \right\} \right] = \\
 &= (111,38 - j1,23) \text{ KB}, |U_1| = 111,39 \text{ KB} \\
 U_2 &= \frac{1}{y_{2-2}} \cdot \left[\frac{S_{P2}}{U_2} - (y_{2-1} \cdot U_1 + y_{2-3} \cdot U_3) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,0974 + j0,1668} \cdot \left[\frac{26,13 - j18,13}{109,35 + j0,88} - \left\{ (0,0453 - j0,0776) \cdot (111,38 - j1,23) + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0521 - j0,0892) \cdot (111,01 - j0,63) \right\} \right] = \\
 &= (109,81 - j1,53) \text{ KB}, |U_2| = 109,83 \text{ KB} \\
 U_3 &= \frac{1}{y_{3-3}} \cdot \left[\frac{S_{P3}}{U_3} - (y_{3-0} \cdot U_0 + y_{3-2} \cdot U_2 + y_{3-4} \cdot U_4) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,1360 + j0,3710} \cdot \left[\frac{17,11 - j11,65}{111,01 + j0,63} - \left\{ (0,0343 - j0,1160) \cdot 115 + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0521 - j0,0892) \cdot (109,81 - j1,53) + (0,0494 - j0,1658) \cdot (109,86 - j1,31) \right\} \right] = \\
 &= (111,07 - j1,34) \text{ KB}, |U_3| = 111,08 \text{ KB}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_4 &= \frac{1}{y_{4-4}} \cdot \left[\frac{S_{P4}}{U_4} - (y_{4-3} \cdot U_3 + y_{4-6} \cdot U_6) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0698 + j0,1869} \cdot \left[\frac{22,10 - j14,69}{109,86 + j1,31} - \left\{ (0,0494 - j0,1658) \cdot (111,07 - j1,34) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0205 - j0,0211) \cdot (110,37 - j1,77) \right\} \right] = \\
&= (110,01 - j2,14) \text{ } \kappa B, |U_4| = 110,03 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_5 &= \frac{1}{y_{5-5}} \cdot \left[\frac{S_{P5}}{U_5} - (y_{5-0} \cdot U_0 + y_{5-6} \cdot U_6) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0622 + j0,2087} \cdot \left[\frac{16,11 - j10,90}{112,15 + j0,51} - \left\{ (0,0346 - j0,1160) \cdot 115 + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0276 - j0,0928) \cdot (110,37 - j1,77) \right\} \right] = \\
&= (112,32 - j1,29) \text{ } \kappa B, |U_5| = 112,33 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_6 &= \frac{1}{y_{6-6}} \cdot \left[\frac{S_{P6}}{U_6} - (y_{6-4} \cdot U_4 + y_{6-5} \cdot U_5) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0481 + j0,1139} \cdot \left[\frac{18,12 - j12,20}{110,37 + j1,77} - \left\{ (0,0205 - j0,0211) \cdot (110,01 - j2,14) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0276 - j0,0928) \cdot (112,32 - j1,29) \right\} \right] = \\
&= (110,53 - j2,53) \text{ } \kappa B, |U_6| = 110,56 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_7 &= \frac{1}{y_{7-7}} \cdot \left[\frac{S_{P7}}{U_7} - (y_{7-0} \cdot U_0 + y_{7-8} \cdot U_8) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0629 + j0,1223} \cdot \left[\frac{31,15 - j21,98}{110,85 + j1,75} - \left\{ (0,0246 - j0,0828) \cdot 115 + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0382 - j0,0395) \cdot (110,06 - j1,36) \right\} \right] = \\
&= (111,04 - j2,22) \text{ } \kappa B, |U_7| = 111,06 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_8 &= \frac{1}{y_{8-8}} \cdot \left[\frac{S_{P8}}{U_8} - (y_{8-1} \cdot U_1 + y_{8-7} \cdot U_7) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0791 + j0,0818} \cdot \left[\frac{12,10 - j8,13}{110,06 + j1,36} - \left\{ (0,0409 - j0,0423) \cdot (111,38 - j1,23) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0382 - j0,0395) \cdot (111,04 - j2,22) \right\} \right] = \\
&= (110,07 - j1,94) \text{ } \kappa B, |U_8| = 110,09 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

Порахуємо модулі небалансів потужності в пунктах:

$$\begin{aligned}
\delta S_1 &= |S_{P,1} - (y_{1-0} \cdot U_0 + y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-8} \cdot U_8 + y_{1-1} \cdot U_1) \cdot \overline{U_1}| = \\
&= |6,05 - j3,05 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0230 - j0,0773) \cdot 115 + \\ &+ (0,0453 - j0,0776) \cdot (109,81 - j1,35) + \\ &+ (0,0409 - j0,0423) \cdot (110,07 - j1,94) + \\ &+ (-0,1093 + j0,1972) \cdot (111,38 - j1,23) \end{aligned} \right\} \cdot (111,38 + j1,23)| = 11,559 \text{ } MBA
\end{aligned}$$

$$\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| = \\
&= |26,13 - j18,13 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0453 - j0,0776) \cdot (111,38 - j1,23) + \\ &+ (0,0521 - j0,0892) \cdot (111,07 - j1,34) + \\ &+ (-0,0974 + j0,1668) \cdot (109,81 - j1,53) \end{aligned} \right\} \cdot (109,81 + j1,53)| = 7,874 \text{ MBA} \\
\delta S_3 &= \left| S_{P,3} - (y_{3-0} \cdot U_0 + y_{3-2} \cdot U_2 + y_{3-4} \cdot U_4 + y_{3-3} \cdot U_3) \cdot \overline{U_3} \right| = \\
&= |17,11 - j11,65 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0346 - j0,1160) \cdot 115 + \\ &+ (0,0521 - j0,0892) \cdot (109,81 - j1,53) + \\ &+ (0,0494 - j0,1658) \cdot (110,01 - j2,14) + \\ &+ (-0,1360 + j0,3710) \cdot (111,07 - j1,34) \end{aligned} \right\} \cdot (111,07 + j1,34)| = 15,987 \text{ MBA} \\
\delta S_4 &= \left| S_{P,4} - (y_{4-3} \cdot U_3 + y_{4-6} \cdot U_6 + y_{4-4} \cdot U_4) \cdot \overline{U_4} \right| = \\
&= |22,10 - j14,69 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0494 - j0,1658) \cdot (111,07 - j1,34) + \\ &+ (0,0205 - j0,0211) \cdot (110,53 - j2,53) + \\ &+ (-0,0698 + j0,1869) \cdot (110,01 - j2,14) \end{aligned} \right\} \cdot (110,01 + j2,14)| = 2,325 \text{ MBA} \\
\delta S_5 &= \left| S_{P,5} - (y_{5-0} \cdot U_0 + y_{5-6} \cdot U_6 + y_{5-5} \cdot U_5) \cdot \overline{U_5} \right| = \\
&= |16,11 - j10,90 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0346 - j0,1160) \cdot 115 + \\ &+ (0,0276 - j0,0928) \cdot (110,53 - j2,53) + \\ &+ (-0,0622 + j0,2087) \cdot (112,32 - j1,29) \end{aligned} \right\} \cdot (112,32 + j1,29)| = 8,337 \text{ MBA} \\
\delta S_6 &= \left| S_{P,6} - (y_{6-4} \cdot U_4 + y_{6-5} \cdot U_5 + y_{6-6} \cdot U_6) \cdot \overline{U_6} \right| = \\
&= |18,12 - j12,20 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0205 - j0,0211) \cdot (110,01 - j2,14) + \\ &+ (0,0276 - j0,0928) \cdot (112,32 - j1,29) + \\ &+ (-0,0481 + j0,1139) \cdot (110,53 - j2,53) \end{aligned} \right\} \cdot (110,53 + j2,53)| = 0,154 \text{ MBA} \\
\delta S_7 &= \left| S_{P,7} - (y_{7-0} \cdot U_0 + y_{7-8} \cdot U_8 + y_{7-7} \cdot U_7) \cdot \overline{U_7} \right| = \\
&= |31,15 - j21,98 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0246 - j0,0828) \cdot 115 + \\ &+ (0,0382 - j0,0395) \cdot (110,07 - j1,94) + \\ &+ (-0,0629 + j0,1223) \cdot (111,04 - j2,22) \end{aligned} \right\} \cdot (111,04 + j2,22)| = 3,323 \text{ MBA} \\
\delta S_8 &= \left| S_{P,8} - (y_{8-1} \cdot U_1 + y_{8-7} \cdot U_7 + y_{8-8} \cdot U_8) \cdot \overline{U_8} \right| = \\
&= |12,10 - j8,13 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0246 - j0,0828) \cdot (111,38 - j1,23) + \\ &+ (0,0382 - j0,0395) \cdot (111,04 - j2,22) + \\ &+ (-0,0629 + j0,1223) \cdot (110,07 - j1,94) \end{aligned} \right\} \cdot (110,07 + j1,94)| = 0,076 \text{ MBA}
\end{aligned}$$

$\Delta = \max |\delta S_i| = 15,987 \text{ MBA} > 0,01$, тому потрібно продовжувати розрахунок.

Наступні ітерації розраховуються аналогічно. Результати занесені в табл.

3.8.

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку ітерацій режиму

Обчислений параметр	Результати розрахунку ітерації № 1	Результати розрахунку ітерації № 2	Результати розрахунку ітерації № 3	...	Результати розрахунку ітерації № 17	Результати розрахунку ітерації № 18
S_{p1}, MBA	6,05-j3,09	6,05-j3,05	6,05-j3,06	...	6,06-j3,04	6,06-j3,04
S_{p2}, MBA	26,13-j18,12	26,13-j18,13	26,13-j18,12	...	26,13-j18,12	26,13-j18,12
S_{p3}, MBA	17,11-j11,66	17,11-j11,65	17,11-j11,65	...	17,12-j11,64	17,12-j11,64
S_{p4}, MBA	22,10-j14,69	22,10-j14,69	22,10-j14,69	...	22,10-j14,68	22,10-j14,68
S_{p5}, MBA	16,10-j10,92	16,11-j10,90	16,11-j10,89	...	16,11-j10,89	16,11-j10,89
S_{p6}, MBA	18,12-j12,20	18,12-j12,20	18,12-j12,19	...	18,12-j12,19	18,12-j12,19
S_{p7}, MBA	31,15-j21,99	31,15-j21,98	31,15-j21,98	...	31,15-j21,97	31,15-j21,97
S_{p8}, MBA	12,10-j8,13	12,10-j8,13	12,10-j8,13		12,10-j8,12	12,10-j8,12
$U_1, \kappa B$	111,52-j0,54	111,38-j1,23	111,61-j1,63	...	112,03-j2,45	112,03-j2,45
$U_2, \kappa B$	109,35-j0,88	109,81-j1,53	109,95-j2,09	...	110,36-j3,17	110,36-j3,17
$U_3, \kappa B$	111,01-j0,63	111,07-j1,34	111,17-j1,84	...	111,47-j2,69	111,47-j2,70
$U_4, \kappa B$	109,86-j1,31	110,01-j2,14	110,13-j2,66	...	110,42-j3,49	110,42-j3,49
$U_5, \kappa B$	112,15-j0,51	112,32-j1,29	112,39-j1,62	...	112,52-j1,97	112,52-j1,97
$U_6, \kappa B$	110,37-j1,77	110,53-j2,53	110,62-j2,89	...	110,83-j3,32	110,83-j3,32
$U_7, \kappa B$	110,85-j1,75	111,04-j2,22	111,11-j2,42	...	111,40-j2,67	111,40-j2,67
$U_8, \kappa B$	110,06-j1,36	110,07-j1,94	110,23-j2,24		110,58-j2,76	110,59-j2,77
$\delta S_1, MBA$	17,799	11,559	7,749	...	0,017	0,007
$\delta S_2, MBA$	13,166	7,874	5,615	...	0,01	0,004
$\delta S_3, MBA$	25,129	15,987	10,222	...	0,016	0,007
$\delta S_4, MBA$	5,513	2,325	1,085	...	0,002	0,001
$\delta S_5, MBA$	19,322	8,337	3,995	...	0,005	0,002
$\delta S_6, MBA$	0,358	0,154	0,074	...	0,001	0,0003
$\delta S_7, MBA$	7,679	3,323	1,992	...	0,005	0,002
$\delta S_8, MBA$	0,181	0,076	0,044		0,0001	0,00004
Δ, MBA	25,129	15,987	10,222	...	0,017	0,007<0,001

Отже ітераційний розрахунок можна вважати завершеним.

Порахуємо потужності початків та кінців ділянок схеми:

$$S_{Поч.0-1} = (U_0 - U_1) \cdot y_{0-1} \cdot \overline{U_0} + 0,5 \cdot Y_{0-1} \cdot |(U_0)|^2 = (115 - (112,03 - j2,45)) \cdot (0,0230 - j0,0773) \cdot 115 + 0,5 \cdot (173,55 \cdot 10^{-9} + j86,76 \cdot 10^{-6}) \cdot 115^2 = (29,64 - j19,33) \text{ MBA}$$

$$S_{Кин.0-1} = (U_0 - U_1) \cdot y_{0-1} \cdot \overline{U_1} - 0,5 \cdot Y_{0-1} \cdot |(U_1)|^2 = (115 - (112,03 - j2,45)) \cdot (0,0230 - j0,0773) \cdot (112,03 + j2,45) + 0,5 \cdot (173,55 \cdot 10^{-9} + j86,76 \cdot 10^{-6}) \cdot |(112,03 - j2,45)|^2 = (29,29 - j19,31) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч.0-3} = (U_0 - U_3) \cdot y_{0-3} \cdot \overline{U_0} + 0,5 \cdot Y_{0-3} \cdot |(U_0)|^2 = (115 - (111,47 - j2,70)) \cdot (0,0346 - j0,1160) \cdot 115 + 0,5 \cdot (115,70 \cdot 10^{-9} + j57,84 \cdot 10^{-6}) \cdot 115^2 = (49,99 - j35,99) \text{ MBA}$$

$$S_{Кин.0-3} = (U_0 - U_3) \cdot y_{0-3} \cdot \overline{U_3} - 0,5 \cdot Y_{0-3} \cdot |(U_3)|^2 = (115 - (111,47 - j2,70)) \cdot (0,0346 - j0,1160) \cdot (111,47 + j2,70) + 0,5 \cdot (115,70 \cdot 10^{-9} + j57,84 \cdot 10^{-6}) \cdot |(111,47 - j2,70)|^2 = (49,31 - j34,45) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч.0-5} = (U_0 - U_5) \cdot y_{0-5} \cdot \overline{U_0} + 0,5 \cdot Y_{0-5} \cdot |(U_0)|^2 = (115 - (112,52 - j1,97)) \cdot (0,0346 - j0,1160) \cdot 115 + 0,5 \cdot (115,70 \cdot 10^{-9} + j57,84 \cdot 10^{-6}) \cdot 115^2 = (36,05 - j24,81) \text{ MBA}$$

$$S_{Кин.0-5} = (U_0 - U_5) \cdot y_{0-5} \cdot \overline{U_5} - 0,5 \cdot Y_{0-5} \cdot |(U_5)|^2 = (115 - (112,52 - j1,97)) \cdot (0,0346 - j0,1160) \cdot (112,52 + j1,97) + 0,5 \cdot (115,70 \cdot 10^{-9} + j57,84 \cdot 10^{-6}) \cdot |(112,52 - j1,97)|^2 = (35,71 - j24,40) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч.0-7} = (U_0 - U_7) \cdot y_{0-7} \cdot \overline{U_0} + 0,5 \cdot Y_{0-7} \cdot |(U_0)|^2 = (115 - (111,40 - j2,67)) \cdot (0,0246 - j0,0828) \cdot 115 + 0,5 \cdot (161,98 \cdot 10^{-9} + j80,98 \cdot 10^{-6}) \cdot 115^2 = (35,62 - j26,16) \text{ MBA}$$

$$S_{Кин.0-7} = (U_0 - U_7) \cdot y_{0-7} \cdot \overline{U_7} - 0,5 \cdot Y_{0-7} \cdot |(U_7)|^2 = (115 - (111,40 - j2,67)) \cdot (0,0246 - j0,0828) \cdot (111,40 + j2,67) + 0,5 \cdot (161,98 \cdot 10^{-9} + j80,98 \cdot 10^{-6}) \cdot |(111,40 - j2,67)|^2 = (35,12 - j25,54) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч.1-2} = (U_1 - U_2) \cdot y_{1-2} \cdot \overline{U_1} + 0,5 \cdot Y_{1-2} \cdot |(U_1)|^2 = (112,03 - j2,45 - (110,36 - j3,17)) \cdot (0,0453 - j0,0776) \cdot (112,03 + j2,45) + 0,5 \cdot (152,086 \cdot 10^{-9} + j62,84 \cdot 10^{-6}) \cdot (112,03 - j2,45)^2 = (15,00 - j10,13) \text{ MBA}$$

$$S_{Кин.1-2} = (U_1 - U_2) \cdot y_{1-2} \cdot \overline{U_2} - 0,5 \cdot Y_{1-2} \cdot |(U_2)|^2 = (112,03 - j2,45 - (110,36 - j3,17)) \cdot (0,0453 - j0,0776) \cdot (110,36 + j3,17) + 0,5 \cdot (152,086 \cdot 10^{-9} + j62,84 \cdot 10^{-6}) \cdot (110,36 - j3,17)^2 = (14,85 - j10,65) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч.1-8} = (U_1 - U_8) \cdot y_{1-8} \cdot \overline{U_1} + 0,5 \cdot Y_{1-8} \cdot |(U_1)|^2 = (112,03 - j2,45 - (110,59 - j2,77)) \cdot (0,0409 - j0,0423) \cdot (112,03 + j2,45) + 0,5 \cdot (208,26 \cdot 10^{-9} + j73,19 \cdot 10^{-6}) \cdot (112,03 - j2,45)^2 = (8,24 - j4,72) \text{ MBA}$$

$$S_{Кин.1-8} = (U_1 - U_8) \cdot y_{1-8} \cdot \overline{U_8} - 0,5 \cdot Y_{1-8} \cdot |(U_8)|^2 = (112,03 - j2,45 - (110,59 - j2,77)) \cdot (0,0409 - j0,0423) \cdot (110,59 + j2,77) + 0,5 \cdot (208,26 \cdot 10^{-9} + j73,19 \cdot 10^{-6}) \cdot (110,59 - j2,77)^2 = (8,15 - j5,54) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч.3-2} = (U_3 - U_2) \cdot y_{3-2} \cdot \overline{U_3} + 0,5 \cdot Y_{3-2} \cdot |(U_3)|^2 = (111,47 - j2,70 - (110,36 - j3,17)) \cdot (0,0521 - j0,0892) \cdot (111,47 + j2,70) + 0,5 \cdot (132,24 \cdot 10^{-9} + j54,64 \cdot 10^{-6}) \cdot (111,47 - j2,70)^2 = (11,36 - j7,64) \text{ MBA}$$

$$S_{Кин.3-2} = (U_3 - U_2) \cdot y_{3-2} \cdot \overline{U_2} - 0,5 \cdot Y_{3-2} \cdot |(U_2)|^2 = (111,47 - j2,70 - (110,36 - j3,17)) \cdot (0,0521 - j0,0892) \cdot (110,36 + j3,17) + 0,5 \cdot (132,24 \cdot 10^{-9} + j54,64 \cdot 10^{-6}) \cdot (110,36 - j3,17)^2 = (11,28 - j8,19) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч,3-4} = (U_3 - U_4) \cdot y_{3-4} \cdot \overline{U_3} + 0,5 \cdot Y_{3-4} \cdot |(U_3)|^2 = (111,47 - j2,70 - (110,42 - j3,49)) \cdot (0,0494 - j0,1658) \cdot (111,47 + j2,70) + 0,5 \cdot (80,99 \cdot 10^{-9} + j40,49 \cdot 10^{-6}) \cdot (111,47 - j2,70)^2 = (20,83 - j14,20) \text{ MBA.}$$

$$S_{КИ,3-4} = (U_3 - U_4) \cdot y_{3-4} \cdot \overline{U_4} - 0,5 \cdot Y_{3-4} \cdot |(U_4)|^2 = (111,47 - j2,70 - (110,42 - j3,49)) \cdot (0,0494 - j0,1658) \cdot (110,42 + j3,49) + 0,5 \cdot (80,99 \cdot 10^{-9} + j40,49 \cdot 10^{-6}) \cdot (110,42 - j3,49)^2 = (20,75 - j14,41) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч,6-4} = (U_6 - U_4) \cdot y_{6-4} \cdot \overline{U_6} + 0,5 \cdot Y_{6-4} \cdot |(U_6)|^2 = (110,83 - j3,32 - (110,42 - j3,49)) \cdot (0,0205 - j0,0211) \cdot (110,83 + j3,32) + 0,5 \cdot (416,53 \cdot 10^{-9} + j146,38 \cdot 10^{-6}) \cdot (110,83 - j3,32)^2 = (1,36 + j0,38) \text{ MBA.}$$

$$S_{КИ,6-4} = (U_6 - U_4) \cdot y_{6-4} \cdot \overline{U_4} - 0,5 \cdot Y_{6-4} \cdot |(U_4)|^2 = (110,83 - j3,32 - (110,42 - j3,49)) \cdot (0,0205 - j0,0211) \cdot (110,42 + j3,49) + 0,5 \cdot (416,53 \cdot 10^{-9} + j146,38 \cdot 10^{-6}) \cdot (110,42 - j3,32)^2 = (1,35 - j1,41) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч,5-6} = (U_5 - U_6) \cdot y_{5-6} \cdot \overline{U_5} + 0,5 \cdot Y_{5-6} \cdot |(U_5)|^2 = (112,52 - j1,97 - (110,83 - j3,32)) \cdot (0,0276 - j0,0928) \cdot (112,52 + j1,97) + 0,5 \cdot (144,63 \cdot 10^{-9} + j72,30 \cdot 10^{-6}) \cdot (112,52 - j1,97)^2 = (19,60 - j12,68) \text{ MBA}$$

$$S_{КИ,5-6} = (U_5 - U_6) \cdot y_{5-6} \cdot \overline{U_6} - 0,5 \cdot Y_{5-6} \cdot |(U_6)|^2 = (112,52 - j1,97 - (110,83 - j3,32)) \cdot (0,0276 - j0,0928) \cdot (110,83 + j3,32) + 0,5 \cdot (144,63 \cdot 10^{-9} + j72,30 \cdot 10^{-6}) \cdot (110,83 - j3,32)^2 = (19,47 - j13,15) \text{ MBA}$$

$$S_{Поч,7-8} = (U_7 - U_8) \cdot y_{7-8} \cdot \overline{U_7} + 0,5 \cdot Y_{7-8} \cdot |(U_7)|^2 = (111,40 - j2,67 - (110,59 - j2,77)) \cdot (0,0382 - j0,0395) \cdot (111,40 + j2,67) + 0,5 \cdot (223,14 \cdot 10^{-9} + j78,42 \cdot 10^{-6}) \cdot (111,40 - j2,67)^2 = (3,98 - j2,57) \text{ MBA}$$

$$S_{КИ,7-8} = (U_7 - U_8) \cdot y_{7-8} \cdot \overline{U_8} - 0,5 \cdot Y_{7-8} \cdot |(U_8)|^2 = (111,40 - j2,67 - (110,59 - j2,77)) \cdot (0,0382 - j0,0395) \cdot (110,59 + j2,77) + 0,5 \cdot (223,14 \cdot 10^{-9} + j78,42 \cdot 10^{-6}) \cdot (110,59 - j2,77)^2 = (3,95 - j3,51) \text{ MBA}$$

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

$$S_{PE3\ 1} = S_{3B1} + Y_{BT1} (|U_1|)^2 = 6,03 - j4,35 + (1,739 \cdot 10^{-6} - j7,622 \cdot 10^{-6}) \cdot (|112,03 - j2,45|)^2 = (6,05 - j4,46) \text{ MBA,}$$

$$S_{PE3\ 2} = S_{3B2} + Y_{BT2} (|U_2|)^2 = 26,07 - j18,51 + (4,69 \cdot 10^{-6} - j26,46 \cdot 10^{-6}) \cdot (|110,36 - j3,17|)^2 = (26,13 - j18,84) \text{ MBA,}$$

$$S_{PE3\ 3} = S_{3B3} + Y_{BT3} (|U_3|)^2 = 17,07 - j12,29 + (3,48 \cdot 10^{-6} - j24,20 \cdot 10^{-6}) \cdot (|111,47 - j2,70|)^2 = (17,11 - j12,61) \text{ MBA,}$$

$$S_{PE3\ 4} = S_{3B4} + Y_{BT4} (|U_4|)^2 = 22,04 - j15,50 + (4,69 \cdot 10^{-6} - j26,46 \cdot 10^{-6}) \cdot (|110,42 - j3,49|)^2 = (22,10 - j15,82) \text{ MBA,}$$

$$S_{PE3\ 5} = S_{3B5} + Y_{BT5} (|U_5|)^2 = 16,06 - j11,41 + (3,48 \cdot 10^{-6} - j24,20 \cdot 10^{-6}) \cdot (|112,52 - j1,97|)^2 = (16,11 - j11,72) \text{ MBA,}$$

$$S_{PE3\ 6} = S_{3B6} + Y_{BT6} (|U_6|)^2 = 18,07 - j13,23 + (3,487 \cdot 10^{-6} - j24,20 \cdot 10^{-6}) \cdot (|110,83 - j3,32|)^2 = (18,11 - j13,53) \text{ MBA,}$$

$$S_{PE3\ 7} = S_{3B7} + Y_{BT7} (|U_7|)^2 = 31,09 - j22,64 + (4,69 \cdot 10^{-6} - j26,46 \cdot 10^{-6}) \cdot (|111,40 - j2,67|)^2 = (31,14 - j22,97) \text{ MBA.}$$

$$S_{PE3\ 8} = S_{3B8} + Y_{BT8} (|U_8|)^2 = 12,07 - j8,92 + (2,117 \cdot 10^{-6} - j10,586 \cdot 10^{-6}) \cdot (|110,59 - j2,77|)^2 = (12,10 - j9,05) \text{ MBA.}$$

На рис 3.5 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.

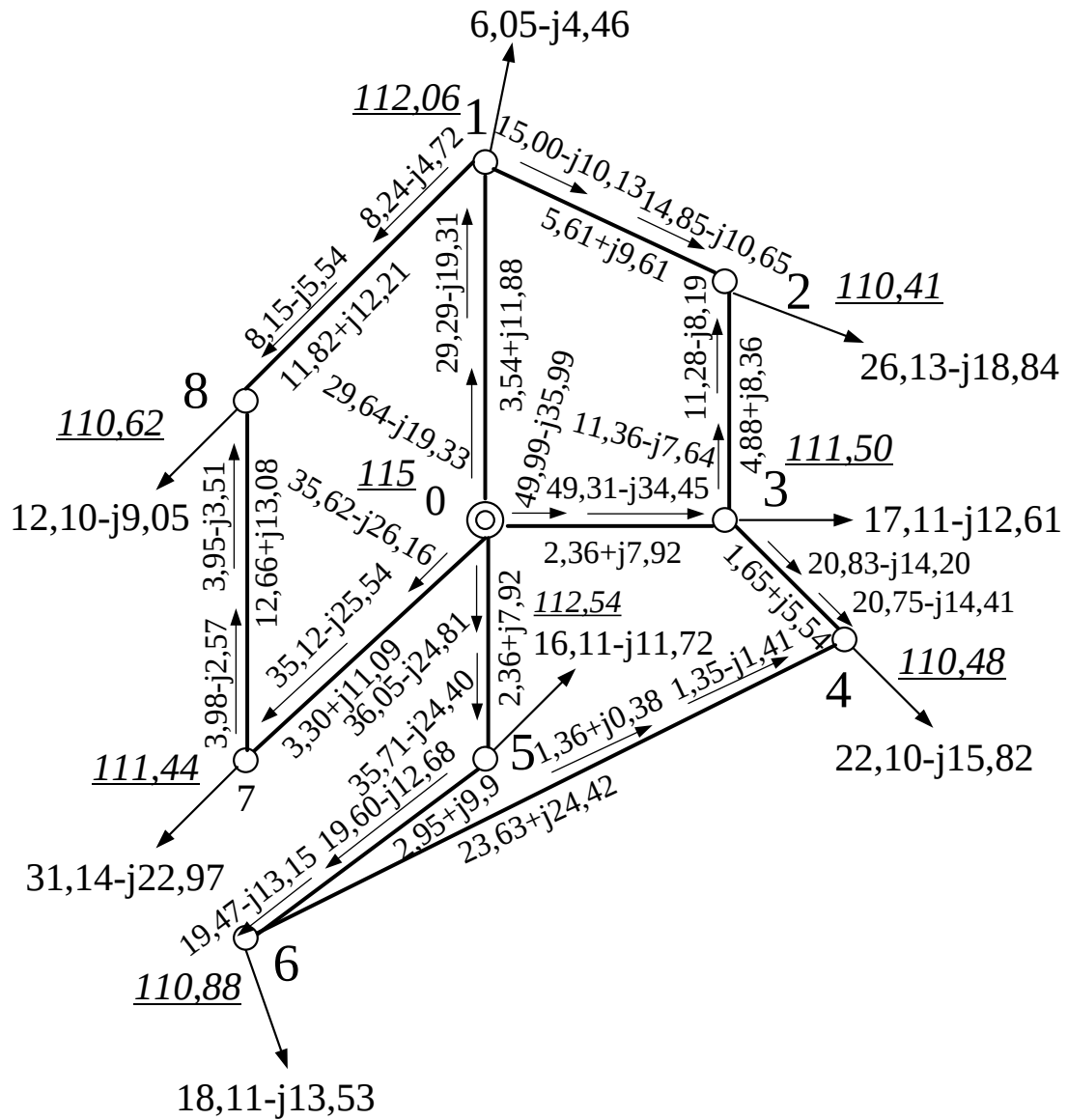


Рис. 3.5 – Результуюча розрахункова схема режиму

Визначимо втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{0-1} + S_{0-3} + S_{0-5} + S_{0-7} - (S_{P1} + S_{P2} + S_{P3} + S_{P4} + S_{P5} + S_{P6} + S_{P7} + S_{P8}) + Y_0 U_0^2 =$$

$$= (3,31 - j11,26) \text{ MVA}$$

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

$$J_{\phi 0-1} = \frac{|(U_0 - U_1) \cdot y_{0-1}|}{\sqrt{3}} = \frac{|(115 - (112,03 - j2,45)) \cdot (0,0230 - j0,0773)|}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 = 179,2 \text{ A} \leq J_{\text{доп}0-1} = 610 \text{ A}$$

- ділянка не перевантажена.

Аналогічно перевіримо допустимість завантаження інших ділянок схеми. Результати занесемо в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 – Перевірка допустимості завантаження ділянок схеми

Ділянка	J_{ϕ} , А	$J_{\text{доп}}$, А	Висновок	Ділянка	J_{ϕ} , А	$J_{\text{доп}}$, А	Висновок
0-1	179,2	610	Не перевантажена	3-2	71,9	390	Не перевантажена
0-3	310,4	610	Не перевантажена	3-4	131,3	265	Не перевантажена
0-5	220,8	610	Не перевантажена	6-4	7,6	265	Не перевантажена
0-7	223,5	610	Не перевантажена	5-6	121,1	610	Не перевантажена
1-2	94,4	390	Не перевантажена	7-8	26,0	265	Не перевантажена
1-8	50,52	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: $U_{\text{СНб}} = 35 \times 1,1 = 38,5 \text{ кВ}$; $U_{\text{ННб}} = 10 \times 1,1 = 11 \text{ кВ}$.

Підстанція 1:

Напруга нульової точки трансформаторів підстанції (наближено):

$$U_{01} = U_1 - \frac{S_{3В1}}{U_1} \cdot Z_{БТВ1} = (107,24 - j7,99) \text{ кВ}$$

Бажане положення РПН :

$$N = \frac{1}{\omega_{\text{крПН1}}} \cdot \left(\frac{|U_{3ВНН1}| \cdot U_{\text{НН1}}}{U_{\text{ННББЖ}} \cdot U_{\text{ВН1}}} - 1 \right) = -4$$

Перевірка відгалудження РПН на перезбудження трансформатора:

$$U_{\text{перезб1}} = 1,05 \cdot U_{\text{ВН1}} \cdot (1 + N_{\text{РПН1}} \cdot \omega_{\text{К-РПН1}}) = 112,15 \geq |U_{01}| = 107,85 \text{ кВ}$$

Нерівність виконується – трансформатор не перезбуджений.

Дійсна напруга на шинах НН за обраного положення РПН:

$$U_{\text{НН1}} = \frac{|U_{3\text{вНН1}}| \cdot U_{\text{НН1}}}{(1 + \omega_{\text{К-РПН1}} \cdot N_{\text{РПНБ1}}) \cdot U_{\text{ВН1}}} = 11,07 \text{ кВ}$$

Підстанція 2:

Напруга нульової точки трансформаторів підстанції (наближено):

$$U_{02} = U_2 - \frac{S_{3\text{В2}}}{U_2} \cdot Z_{\text{БТВ2}} = (105,23 - j9,62) \text{ кВ}$$

Зведена напруга на шинах СН:

$$U_{3\text{вСН2}} = U_{02} - \frac{S_{\text{СН2}} + \Delta S_{\text{СН2}}}{U_{02}} \cdot Z_{\text{Тнн2}} = (105,09 - j9,51) \text{ кВ} ; |U_{3\text{вСН2}}| = 105,52 \text{ кВ}$$

Зведена напруга на шинах НН:

$$U_{3\text{вНН2}} = U_{02} - \frac{S_{\text{НН2}} + \Delta S_{\text{НН2}}}{U_{02}} \cdot Z_{\text{Тнн2}} = (104,57 - j10,38) \text{ кВ}, |U_{3\text{вНН2}}| = 105,08 \text{ кВ}.$$

Бажане положення РПН :

$$N = \frac{1}{\omega_{\text{КРПН2}}} \cdot \left(\frac{|U_{3\text{вНН2}}| \cdot U_{\text{НН2}}}{U_{\text{НН2БЖ}} \cdot U_{\text{ВН2}}} - 1 \right) = -5$$

Перевірка відгалудження РПН на перезбудження трансформатора:

$$U_{\text{перезб2}} = 1,05 \cdot U_{\text{ВН2}} \cdot (1 + N_{\text{РПН2}} \cdot \omega_{\text{К-РПН2}}) = 110,00 \geq |U_{02}| = 105,67 \text{ кВ}$$

Нерівність виконується – трансформатор не перезбуджений.

Бажане положення ПБЗ, з урахуванням обраного положення РПН:

$$N = \frac{1}{\omega_{\text{Кпбз2}}} \cdot \left(\frac{U_{\text{СН2БЖ}} \cdot U_{\text{ВН2}} \cdot (1 + \omega_{\text{К-РПН2}} \cdot N_{\text{РПН2}})}{|U_{3\text{вСН2}}| \cdot U_{\text{СН2}}} \right) = 0$$

Дійсна напруга на шинах НН за обраного положення РПН:

$$U_{\text{НН2}} = \frac{|U_{3\text{вНН2}}| \cdot U_{\text{НН2}}}{(1 + \omega_{\text{К-РПН2}} \cdot N_{\text{РПНБ2}}) \cdot U_{\text{ВН2}}} = 11,03 \text{ кВ}$$

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

$$U_{CH2} = \frac{|U_{3CH2}| \cdot U_{CH2} \cdot (1 + \omega_{K_ПБЗ2} \cdot N_{ПБЗбаз2})}{(1 + \omega_{K_РПН2} \cdot N_{РПН2}) \cdot U_{ВН2}} = 38,78 \text{ кВ}$$

Вибір РПН та ПБЗ для інших підстанцій занесемо в табл. 3.10.

Таблица 3.10 – Вибір РПН та ПБЗ для підстанцій схеми

№ПС	U ₀ , кВ	U _{ЗВCH} ,кВ	U _{ЗВНН} ,кВ	N _{РПНбаз}	U _{перезб} ,кВ	N _{ПБЗбаз}	U _{ННд}	U _{CHд}
1	---	---	107,54	-4	112,15	---	11,07	---
2	105,67	105,52	105,08	-5	110,00	0	11,03	38,78
3	106,61	106,48	105,59	-5	110,00	-1	11,09	38,15
4	106,49	106,38	105,67	-5	110,00	-1	11,10	38,12
5	108,03	107,89	107,36	-4	112,15	0	11,06	38,89
6	105,61	105,48	104,21	-5	110,00	0	10,94	38,76
7	105,74	105,57	104,92	-5	110,00	0	11,02	38,80
8	---	---	104,84	-5	110,00	---	11,01	---

3.7 Режим мінімальних навантажень мережі

Коефіцієнт зниження активного (а отже і реактивного) навантаження в період мінімальних навантажень $\alpha=0,62$. Перерахуємо активні, реактивні та повні навантаження пунктів схеми (див. табл. 3.11):

Таблиця 3.11 – Навантаження пунктів схеми

№ п/ст	P_{CH} , МВт	P_{HH} , МВт	Q_{CH} , МВАр	Q_{HH} , МВАр	S , МВА
1	0	3,72	0	2,40	3,72-j2,40
2	13,02	3,10	8,07	2,00	16,12-j10,07
3	6,82	3,72	4,23	2,40	10,54-j6,63
4	9,30	4,34	5,76	2,80	13,64-j8,56
5	7,44	2,48	4,80	1,61	9,92-j6,41
6	6,20	4,96	3,84	3,20	11,16-j7,04
7	14,88	4,34	9,22	2,80	18,22-j12,02
8	0	7,44	0	4,81	7,44-j4,81

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

Втрати потужностей в обмотках трансформаторів підстанцій розраховані аналогічно розділу 3.6 і занесені в табл. 3.12.

Таблиця 3.12 – Втрати потужностей в обмотках трансформаторів

№ ПС	ΔS_{CH} , МВА	ΔS_{HH} , МВА	ΔS_{BH} , МВА	$\Delta S_{ТП}$, МВА
1	---	---	---	0,01-j0,18
2	0,01	0-j0,02	0,02-j0,85	0,03-j0,87
3	0,01	0,00-j0,04	0,02-j0,57	0,03-j0,61
4	0,01	0-j0,04	0,01-j0,61	0,02-j0,65
5	0,01	0-j0,02	0,01-j0,51	0,02-j0,53
6	0,01	0,00-j0,07	0,02-j0,64	0,03-j0,71
7	0,01	0-j0,04	0,02-j1,12	0,03-j1,16
8	---	---	---	0,03-j0,45

Зведені навантаження пунктів схеми наведені в табл. 3.13.

Таблиця 3.13 – Зведені навантаження пунктів схеми

№ ПС	S _{ЗВ} , МВА	№ ПС	S _{ЗВ} , МВА	№ ПС	S _{ЗВ} , МВА
1	3,73+j2,58	4	13,66-j9,22	7	19,25-j13,19
2	16,15-j10,94	5	9,94-j6,74	8	7,47-j5,26
3	10,57-j7,24	6	11,19-j7,76		

Алгебраїчні провідності пунктів схеми:

Взаємні:

$$y_{0-1} = y_{1-0} = z_{0-1}^{-1} = (3,54 + j11,88)^{-1} = (0,0230 - j0,0773) \text{ См},$$

$$y_{0-3} = y_{3-0} = z_{0-3}^{-1} = (2,36 + j7,92)^{-1} = (0,0346 - j0,1160) \text{ См},$$

$$y_{0-5} = y_{5-0} = z_{0-5}^{-1} = (2,36 + j7,92)^{-1} = (0,0346 - j0,1160) \text{ См},$$

$$y_{0-7} = y_{7-0} = z_{0-7}^{-1} = (3,30 + j11,09)^{-1} = (0,0246 - j0,0828) \text{ См},$$

$$y_{1-2} = y_{2-1} = z_{1-2}^{-1} = (5,61 + j9,61)^{-1} = (0,0453 - j0,0776) \text{ См},$$

$$y_{1-8} = y_{8-1} = z_{1-8}^{-1} = (11,82 + j12,21)^{-1} = (0,0409 - j0,0423) \text{ См},$$

$$y_{2-3} = y_{3-2} = z_{2-3}^{-1} = (4,88 + j8,36)^{-1} = (0,0521 - j0,0892) \text{ См},$$

$$y_{3-4} = y_{4-3} = z_{3-4}^{-1} = (1,65 + j5,54)^{-1} = (0,0494 - j0,1658) \text{ См},$$

$$y_{4-6} = y_{6-4} = z_{4-6}^{-1} = (22,63 + j24,42)^{-1} = (0,0205 - j0,0211) \text{ См},$$

$$y_{5-6} = y_{6-5} = z_{5-6}^{-1} = (2,95 + j9,90)^{-1} = (0,0276 - j0,0928) \text{ См},$$

$$y_{7-8} = y_{8-7} = z^{-1} - 8 = (12,66 + j13,08)^{-1} = (0,0382 - j0,0395) \text{ См}.$$

Власні:

$$y_{1-1} = -(y_{0-1} + y_{1-2} + y_{1-8}) = -(0,0230 - j0,0773 + 0,0453 - j0,0776 + 0,0409 - j0,0423) = (-0,1093 + j0,1972) \text{ См},$$

$$y_{2-2} = -(y_{2-1} + y_{2-3}) = -(0,0453 - j0,0776 + 0,0521 - j0,0892) = (-0,0974 + j0,1668) \text{ См},$$

$$y_{3-3} = -(y_{3-0} + y_{3-2} + y_{3-4}) = -(0,0346 - j0,1160 + 0,0521 - j0,0892 + 0,0494 - j0,1658) = (-0,1360 + j0,3710) \text{ См},$$

$$y_{4-4} = -(y_{4-3} + y_{4-6}) = -(0,0494 - j0,1658 + 0,0205 - j0,0211) = (-0,0698 + j0,1869) \text{ См},$$

$$y_{5-5} = -(y_{5-0} + y_{5-6}) = -(0,0346 - j0,1160 + 0,0276 - j0,0928) = (-0,0622 + j0,2087) \text{ См},$$

$$y_{6-6} = -(y_{6-4} + y_{6-5}) = -(0,0205 - j0,0211 + 0,0276 - j0,0928) = (-0,0481 + j0,1139) \text{ См},$$

$$y_{7-7} = -(y_{7-0} + y_{7-8}) = -(0,0246 - j0,0828 + 0,0382 - j0,0395) = (-0,0629 + j0,1223) \text{ См},$$

$$y_{8-8} = -(y_{8-1} + y_{8-7}) = -(0,0409 - j0,0423 + 0,0382 - j0,0395) = (-0,0791 + j0,1818) \text{ См},$$

Ітерація № 1.

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

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$\begin{aligned}
 S_{P,1} &= S_{3B,1} + Y_{P1} \cdot (|U_1|)^2 = 3,73 - j2,58 + (2,007 \cdot 10^{-6} + j103,775 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (3,75 - j1,33) \text{ MBA}, \\
 S_{P,2} &= S_{3B,2} + Y_{P2} \cdot (|U_2|)^2 = 16,15 - j12,94 + (4,822 \cdot 10^{-6} + j32,280 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (16,21 - j10,55) \text{ MBA}, \\
 S_{P,3} &= S_{3B,3} + Y_{P3} \cdot (|U_3|)^2 = 10,57 - j7,24 + (3,644 \cdot 10^{-6} + j52,285 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (10,61 - j6,61) \text{ MBA}, \\
 S_{P,4} &= S_{3B,4} + Y_{P4} \cdot (|U_4|)^2 = 13,66 - j9,22 + (4,929 \cdot 10^{-6} + j66,975 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (13,72 - j8,41) \text{ MBA}, \\
 S_{P,5} &= S_{3B,5} + Y_{P5} \cdot (|U_5|)^2 = 9,94 - j6,24 + (3,610 \cdot 10^{-6} + j40,870 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (9,98 - j6,25) \text{ MBA}, \\
 S_{P,6} &= S_{3B,6} + Y_{P6} \cdot (|U_6|)^2 = 11,19 - j7,76 + (3,761 \cdot 10^{-6} + j85,140 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (11,24 - j6,73) \text{ MBA}, \\
 S_{P,7} &= S_{3B,7} + Y_{P7} \cdot (|U_7|)^2 = 19,25 - j13,19 + (4,873 \cdot 10^{-6} + j53,240 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (19,31 - j12,54) \text{ MBA}, \\
 S_{P,8} &= S_{3B,8} + Y_{P8} \cdot (|U_8|)^2 = 7,47 - j5,26 + (2,336 \cdot 10^{-6} + j65,215 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (7,50 - j4,47) \text{ MBA}.
 \end{aligned}$$

Розрахуємо напруги пунктів схеми:

$$\begin{aligned}
 U_1 &= \frac{1}{y_{1-1}} \cdot \left[\frac{S_{P1}}{U_1} - (y_{1-0} \cdot U_0 + y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-8} \cdot U_8) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,1093 + j0,1972} \cdot \left[\frac{3,75 - j1,33}{110} - \left\{ (0,0230 - j0,0773) \cdot 115 + (0,0453 - j0,0776) \cdot 110 + \right\} \right] = \\
 &= (111,63 - j0,49) \text{ кВ}, |U_1| = 111,63 \text{ кВ} \\
 U_2 &= \frac{1}{y_{2-2}} \cdot \left[\frac{S_{P2}}{U_2} - (y_{2-1} \cdot U_1 + y_{2-3} \cdot U_3) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,0974 + j0,1668} \cdot \left[\frac{16,21 - j10,55}{110} - \left\{ (0,0453 - j0,0776) \cdot (111,52 - j0,54) + \right\} \right] = \\
 &= (109,94 - j0,64) \text{ кВ}, |U_2| = 109,95 \text{ кВ} \\
 U_3 &= \frac{1}{y_{3-3}} \cdot \left[\frac{S_{P3}}{U_3} - (y_{3-0} \cdot U_0 + y_{3-2} \cdot U_2 + y_{3-4} \cdot U_4) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,1360 + j0,3710} \cdot \left[\frac{10,61 - j6,61}{110} - \left\{ (0,0343 - j0,1160) \cdot 115 + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0521 - j0,0892) \cdot (109,35 - j0,88) + \right\} \right] = \\
 &= (111,32 - j0,44) \text{ кВ}, |U_3| = 111,32 \text{ кВ} \\
 U_4 &= \frac{1}{y_{4-4}} \cdot \left[\frac{S_{P4}}{U_4} - (y_{4-3} \cdot U_3 + y_{4-6} \cdot U_6) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,0698 + j0,1869} \cdot \left[\frac{13,72 - j8,41}{110} - \left\{ (0,0494 - j0,1658) \cdot (111,01 - j0,63) + \right\} \right] = \\
 &= (110,54 - j0,91) \text{ кВ}, |U_4| = 110,54 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_5 &= \frac{1}{y_{5-5}} \cdot \left[\frac{S_{P5}}{U_5} - (y_{5-0} \cdot U_0 + y_{5-6} \cdot U_6) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0622 + j0,2087} \cdot \left[\frac{9,98 - j6,25}{110} - \{(0,0346 - j0,1160) \cdot 115 + (0,0276 - j0,0928) \cdot 110\} \right] = \\
&= (112,41 - j0,32) \text{ } \kappa B, |U_5| = 112,41 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_6 &= \frac{1}{y_{6-6}} \cdot \left[\frac{S_{P6}}{U_6} - (y_{6-4} \cdot U_4 + y_{6-5} \cdot U_5) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0481 + j0,1139} \cdot \left[\frac{11,24 - j6,73}{110} - \left\{ (0,0205 - j0,0211) \cdot (109,86 - j1,31) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0276 - j0,0928) \cdot (112,15 - j0,51) \right\} \right] = \\
&= (111,27 - j1,18) \text{ } \kappa B, |U_6| = 111,27 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_7 &= \frac{1}{y_{7-7}} \cdot \left[\frac{S_{P7}}{U_7} - (y_{7-0} \cdot U_0 + y_{7-8} \cdot U_8) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0629 + j0,1223} \cdot \left[\frac{19,31 - j12,54}{110} - \{(0,0246 - j0,0828) \cdot 115 + (0,0382 - j0,0395) \cdot 110\} \right] = \\
&= (111,77 - j1,34) \text{ } \kappa B, |U_7| = 111,78 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_8 &= \frac{1}{y_{8-8}} \cdot \left[\frac{S_{P8}}{U_8} - (y_{8-1} \cdot U_1 + y_{8-7} \cdot U_7) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0791 + j0,0818} \cdot \left[\frac{7,50 - j4,47}{110} - \left\{ (0,0409 - j0,0423) \cdot (111,52 - j0,54) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0382 - j0,0395) \cdot (110,85 - j1,75) \right\} \right] = \\
&= (111,02 - j1,08) \text{ } \kappa B, |U_8| = 111,03 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

Порахуємо модулі небалансів потужності в пунктах:

$$\begin{aligned}
\delta S_1 &= |S_{P,1} - (y_{1-0} \cdot U_0 + y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-8} \cdot U_8 + y_{1-1} \cdot U_1) \cdot \overline{U_1}| = \\
&= |3,75 - j1,33 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0230 - j0,0773) \cdot 115 + \\ &+ (0,0453 - j0,0776) \cdot (109,94 - j0,64) + \\ &+ (0,0409 - j0,0423) \cdot (111,02 - j1,08) + \\ &+ (-0,1093 + j0,1972) \cdot (111,63 - j0,49) \end{aligned} \right\} \cdot (111,63 + j0,49)| = 13,938 \text{ } MBA
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\delta S_2 &= |S_{P,2} - (y_{2-1} \cdot U_1 + y_{2-3} \cdot U_3 + y_{2-2} \cdot U_2) \cdot \overline{U_2}| = \\
&= |16,21 - j10,55 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0453 - j0,0776) \cdot (111,63 - j0,49) + \\ &+ (0,0521 - j0,0892) \cdot (111,32 - j0,44) + \\ &+ (-0,0974 + j0,1668) \cdot (109,94 - j0,64) \end{aligned} \right\} \cdot (109,94 + j0,64)| = 15,671 \text{ } MBA
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\delta S_3 &= |S_{P,3} - (y_{3-0} \cdot U_0 + y_{3-2} \cdot U_2 + y_{3-4} \cdot U_4 + y_{3-3} \cdot U_3) \cdot \overline{U_3}| = \\
&= |10,61 - j6,61 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0346 - j0,1160) \cdot 115 + \\ &+ (0,0521 - j0,0892) \cdot (109,94 - j0,64) + \\ &+ (0,0494 - j0,1658) \cdot (110,54 - j0,91) + \\ &+ (-0,1360 + j0,3710) \cdot (111,32 - j0,44) \end{aligned} \right\} \cdot (111,32 + j0,44)| = 20,217 \text{ } MBA
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\delta S_4 &= \left| S_{P,4} - (y_{4,3} \cdot U_3 + y_{4,6} \cdot U_6 + y_{4,4} \cdot U_4) \cdot \overline{U_4} \right| = \\
&= |13,72 - j8,41 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0494 - j0,1658) \cdot (111,32 - j0,44) + \\ &+ (0,0205 - j0,0211) \cdot (111,27 - j1,18) + \\ &+ (-0,0698 + j0,1869) \cdot (110,54 - j0,91) \end{aligned} \right\} \cdot (110,54 + j0,91)| = 5,572 \text{ MBA} \\
\delta S_5 &= \left| S_{P,5} - (y_{5,0} \cdot U_0 + y_{5,6} \cdot U_6 + y_{5,5} \cdot U_5) \cdot \overline{U_5} \right| = \\
&= |9,98 - j6,25 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0346 - j0,1160) \cdot 115 + \\ &+ (0,0276 - j0,0928) \cdot (111,27 - j1,18) + \\ &+ (-0,0622 + j0,2087) \cdot (112,41 - j0,32) \end{aligned} \right\} \cdot (112,41 + j0,32)| = 18,555 \text{ MBA} \\
\delta S_6 &= \left| S_{P,6} - (y_{6,4} \cdot U_4 + y_{6,5} \cdot U_5 + y_{6,6} \cdot U_6) \cdot \overline{U_6} \right| = \\
&= |11,24 - j6,73 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0205 - j0,0211) \cdot (110,54 - j0,91) + \\ &+ (0,0276 - j0,0928) \cdot (112,41 - j0,32) + \\ &+ (-0,0481 + j0,1139) \cdot (111,27 - j1,18) \end{aligned} \right\} \cdot (111,27 + j1,18)| = 0,206 \text{ MBA} \\
\delta S_7 &= \left| S_{P,7} - (y_{7,0} \cdot U_0 + y_{7,8} \cdot U_8 + y_{7,7} \cdot U_7) \cdot \overline{U_7} \right| = \\
&= |19,31 - j12,54 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0246 - j0,0828) \cdot 115 + \\ &+ (0,0382 - j0,0395) \cdot (111,02 - j1,08) + \\ &+ (-0,0629 + j0,1223) \cdot (111,77 - j1,34) \end{aligned} \right\} \cdot (111,77 + j1,34)| = 9,098 \text{ MBA} \\
\delta S_8 &= \left| S_{P,8} - (y_{8,1} \cdot U_1 + y_{8,7} \cdot U_7 + y_{8,8} \cdot U_8) \cdot \overline{U_8} \right| = \\
&= |7,50 - j4,47 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0246 - j0,0828) \cdot (111,63 - j0,49) + \\ &+ (0,0382 - j0,0395) \cdot (111,77 - j1,34) + \\ &+ (-0,0629 + j0,1223) \cdot (111,02 - j1,08) \end{aligned} \right\} \cdot (111,02 + j1,08)| = 0,118 \text{ MBA}
\end{aligned}$$

$\Delta = \max |\delta S_i| = 20,217 \text{ MBA} > 0,01$, тому потрібно продовжувати розрахунок.

Результати розрахунку наступних ітерацій занесені в табл. 3.14.

Таблиця 3.14 – Результати розрахунку ітерацій режиму

Обчислений параметр	Результати розрахунку ітерації № 1	Результати розрахунку ітерації № 2	Результати розрахунку ітерації № 3	...	Результати розрахунку ітерації № 18	Результати розрахунку ітерації № 19
S_{p1}, MBA	3,75-j1,33	3,76-j1,29	3,76-j1,28	...	3,76-j1,25	3,76-j1,25
S_{p2}, MBA	16,21-j10,55	16,21-j10,55	16,21-j10,55	...	16,21-j10,53	16,21-j10,53
S_{p3}, MBA	10,61-j6,61	10,62-j6,59	10,62-j6,59	...	10,62-j6,57	10,62-j6,57
S_{p4}, MBA	13,72-j8,41	13,72-j8,40	13,72-j8,39	...	13,72-j8,37	13,72-j8,37
S_{p5}, MBA	9,98-j6,25	9,99-j6,23	9,99-j6,22	...	9,99-j6,22	9,99-j6,22
S_{p6}, MBA	11,24-j6,73	11,24-j6,70	11,24-j6,69	...	11,24-j6,68	11,24-j6,68
S_{p7}, MBA	19,31-j12,54	19,31-j12,52	19,31-j12,51	...	19,31-j12,51	19,31-j12,51
S_{p8}, MBA	7,50-j4,47	7,50-j4,45	7,50-j4,45		7,50-j4,43	7,50-j4,43
$U_1, \kappa B$	111,63-j0,49	111,94-j0,95	112,42-j1,18	...	111,34-j1,56	111,33-j1,56
$U_2, \kappa B$	109,94-j0,64	110,79-j1,08	111,26-j1,44	...	112,35-j2,02	112,35-j2,02
$U_3, \kappa B$	111,32-j0,64	111,77-j0,92	112,15-j1,24	...	112,99-j1,71	112,99-j1,71
$U_4, \kappa B$	110,54-j0,91	111,14-j1,43	111,56-j1,75	...	112,39-j2,20	112,39-j2,21
$U_5, \kappa B$	112,41-j0,32	112,98-j0,84	113,24-j1,06	...	113,59-j1,25	113,59-j1,25
$U_6, \kappa B$	111,27-j0,18	111,85-j1,69	112,16-j1,91	...	112,64-j2,11	112,64-j2,11
$U_7, \kappa B$	111,77-j1,34	112,30-j1,60	112,51-j1,69	...	112,95-j1,69	112,95-j1,69
$U_8, \kappa B$	111,02-j1,08	111,45-j1,44	111,79-j1,59		112,49-j1,79	112,49-j1,79
$\delta S_1, MBA$	13,938	13,271	8,262	...	0,016	0,007
$\delta S_2, MBA$	15,671	7,530	5,693	...	0,010	0,004
$\delta S_3, MBA$	20,217	15,361	10,326	...	0,016	0,007
$\delta S_4, MBA$	5,572	2,509	1,254	...	0,001	0,001
$\delta S_5, MBA$	18,855	8,370	4,145	...	0,005	0,002
$\delta S_6, MBA$	0,206	0,091	0,044	...	0,0001	0,0001
$\delta S_7, MBA$	9,098	3,453	2,381	...	0,004	0,002
$\delta S_8, MBA$	0,118	0,044	0,030		0,0004	0,0002
Δ, MBA	20,217	15,361	10,326	...	0,016	0,007<0,001

Отже, ітераційний розрахунок можна вважати завершеним.

Порахуємо потужності початків та кінців ділянок для результуючої схеми режиму. Результати розрахунку занесемо в табл. 3.15.

Таблиця 3.15 – 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	19,24-j10,11	18,12-j10,84	3-2	7,02-j4,17	6,99-j4,81
0-3	30,79-j19,65	30,55-j19,60	3-4	12,91-j7,88	12,88-j8,29
0-5	22,23-j13,41	22,11-j13,76	6-4	0,84+j0,59	0,84-j1,26
0-7	21,94-j14,16	21,77-j14,62	5-6	12,12-j6,70	12,08-j7,47
1-2	9,28-j5,76	9,22-j6,46	7-8	2,46-j1,10	2,45-j2,09
1-8	5,09-j2,40	5,05-j3,30			

Результуючі навантаження пунктів схеми:

$$S_{PE3\ 1} = (3,75 - j2,68) \text{ МВА}, S_{PE3\ 2} = (16,21 - j11,27) \text{ МВА}, S_{PE3\ 3} = (10,62 - j7,55) \text{ МВА},$$

$$S_{PE3\ 4} = (13,72 - j9,55) \text{ МВА}, S_{PE3\ 5} = (9,99 - j7,06) \text{ МВА}, S_{PE3\ 6} = (11,24 - j8,06) \text{ МВА},$$

$$S_{PE3\ 7} = (19,31 - j13,52) \text{ МВА}, S_{PE3\ 8} = (7,50 - j5,39) \text{ МВА}.$$

На рис. 3.7 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.

Таблиця 3.16 – Перевірка допустимості завантаження ділянок схеми

Ділянка	J_{ϕ}, A	$J_{доп}, A$	Висновок	Ділянка	J_{ϕ}, A	$J_{доп}, A$	Висновок
0-1	106,1	610	Не перевантажена	3-2	42,6	390	Не перевантажена
0-3	184,4	610	Не перевантажена	3-4	78,0	265	Не перевантажена
0-5	131,4	610	Не перевантажена	6-4	4,6	265	Не перевантажена
0-7	132,6	610	Не перевантажена	5-6	71,6	610	Не перевантажена
1-2	56,7	390	Не перевантажена	7-8	15,0	265	Не перевантажена
1-8	29,7	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. 3.17.

Таблиця 3.17 – Вибір РПН та ПБЗ для підстанцій схеми

№ПС	$U_0, кВ$	$ U_{звСН} , кВ$	$ U_{звНН} , кВ$	$N_{РПНбаж}$	$U_{перезб}, кВ$	$N_{ПБЗбаж}$	$U_{ННд}$	$U_{СНд}$
1	---	---	110,65	-2	116,45	---	10,97	---
2	109,56	109,48	109,21	-3	114,30	0	11,04	38,72
3	110,11	110,03	109,50	-3	114,30	0	11,06	38,91
4	110,05	109,98	109,56	-3	114,30	0	11,07	38,90
5	110,92	110,83	110,51	-2	116,45	0	10,96	38,47
6	109,56	109,49	108,74	-3	114,30	0	10,99	38,72
7	109,63	109,52	109,14	-3	114,30	0	11,03	38,74
8	---	---	109,09	-3	114,30	---	11,02	---

3.8 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

В результаті розрахунку режиму максимальних навантажень стало очевидно, що найбільш завантаженою ділянкою є лінія 0-3. Тому в якості післяаварійного режиму роботи РЕМ розглянемо режим, що утворився внаслідок відключення ділянки 0-3.

Перерахуємо провідності пунктів, до яких була підключена ця ділянка.

$$Y_{P0} = 0,5 \times (Y_{P0-1} + Y_{P0-5} + Y_{P0-7}) = (225,61 \times 10^{-9} + j112,79 \times 10^{-6}) \text{ См};$$

$$Y_{P3} = 0,5 \times (Y_{P2-3} + Y_{P3-4}) + Y_{BT3} = (3,587 \times 10^{-6} + j23,365 \times 10^{-6}) \text{ См}.$$

Алгебраїчні провідності пунктів схеми:

Взаємні:

$$y_{0-1} = y_{1-0} = z_{0-1}^{-1} = (3,54 + j11,88)^{-1} = (0,0230 - j0,0773) \text{ См},$$

$$y_{0-5} = y_{5-0} = z_{0-5}^{-1} = (2,36 + j7,92)^{-1} = (0,0346 - j0,1160) \text{ См},$$

$$y_{0-7} = y_{7-0} = z_{0-7}^{-1} = (3,30 + j11,09)^{-1} = (0,0246 - j0,0828) \text{ См},$$

$$y_{1-2} = y_{2-1} = z_{1-2}^{-1} = (5,61 + j9,61)^{-1} = (0,0453 - j0,0776) \text{ См},$$

$$y_{1-8} = y_{8-1} = z_{1-8}^{-1} = (11,82 + j12,21)^{-1} = (0,0409 - j0,0423) \text{ См},$$

$$y_{2-3} = y_{3-2} = z_{2-3}^{-1} = (4,88 + j8,36)^{-1} = (0,0521 - j0,0892) \text{ См},$$

$$y_{3-4} = y_{4-3} = z_{3-4}^{-1} = (1,65 + j5,54)^{-1} = (0,0494 - j0,1658) \text{ См},$$

$$y_{4-6} = y_{6-4} = z_{4-6}^{-1} = (22,63 + j24,42)^{-1} = (0,0205 - j0,0211) \text{ См},$$

$$y_{5-6} = y_{6-5} = z_{5-6}^{-1} = (2,95 + j9,90)^{-1} = (0,0276 - j0,0928) \text{ См},$$

$$y_{7-8} = y_{8-7} = z^{-1} - 8 = (12,66 + j13,08)^{-1} = (0,0382 - j0,0395) \text{ См}.$$

Власні:

$$y_{1-1} = -(y_{0-1} + y_{1-2} + y_{1-8}) = -(0,0230 - j0,0773 + 0,0453 - j0,0776 + 0,0409 - j0,0423) = (-0,1093 + j0,1972) \text{ См},$$

$$y_{2-2} = -(y_{2-1} + y_{2-3}) = -(0,0453 - j0,0776 + 0,0521 - j0,0892) = (-0,0974 + j0,1668) \text{ См},$$

$$y_{3-3} = -(y_{3-2} + y_{3-4}) = -(0,0521 - j0,0892 + 0,0494 - j0,1658) = (-0,1015 + j0,2550) \text{ См},$$

$$y_{4-4} = -(y_{4-3} + y_{4-6}) = -(0,0494 - j0,1658 + 0,0205 - j0,0211) = (-0,0698 + j0,1869) \text{ См},$$

$$y_{5-5} = -(y_{5-0} + y_{5-6}) = -(0,0346 - j0,1160 + 0,0276 - j0,0928) = (-0,0622 + j0,2087) \text{ См},$$

$$y_{6-6} = -(y_{6-4} + y_{6-5}) = -(0,0205 - j0,0211 + 0,0276 - j0,0928) = (-0,0481 + j0,1139) \text{ См},$$

$$y_{7-7} = -(y_{7-0} + y_{7-8}) = -(0,0246 - j0,0828 + 0,0382 - j0,0395) = (-0,0629 + j0,1223) \text{ См},$$

$$y_{8-8} = -(y_{8-1} + y_{8-7}) = -(0,0409 - j0,0423 + 0,0382 - j0,0395) = (-0,0791 + j0,1818) \text{ См},$$

Ітерація № 1.

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

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$\begin{aligned}
 S_{P,1} &= S_{3B,1} + Y_{P1} \cdot (|U_1|)^2 = 6,03 - j4,35 + (2,007 \cdot 10^{-6} + j103,775 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (6,05 - j3,09) \text{ MBA}, \\
 S_{P,2} &= S_{3B,2} + Y_{P2} \cdot (|U_2|)^2 = 26,07 - j18,51 + (4,822 \cdot 10^{-6} + j32,280 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (26,13 - j18,12) \text{ MBA}, \\
 S_{P,3} &= S_{3B,3} + Y_{P3} \cdot (|U_3|)^2 = 17,07 - j12,29 + (3,587 \cdot 10^{-6} + j23,365 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (17,11 - j11,66) \text{ MBA}, \\
 S_{P,4} &= S_{3B,4} + Y_{P4} \cdot (|U_4|)^2 = 22,04 - j15,50 + (4,929 \cdot 10^{-6} + j66,975 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (22,10 - j14,69) \text{ MBA}, \\
 S_{P,5} &= S_{3B,5} + Y_{P5} \cdot (|U_5|)^2 = 16,06 - j11,41 + (3,610 \cdot 10^{-6} + j40,870 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (16,10 - j10,92) \text{ MBA}, \\
 S_{P,6} &= S_{3B,6} + Y_{P6} \cdot (|U_6|)^2 = 18,07 - j13,23 + (3,761 \cdot 10^{-6} + j85,140 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (18,12 - j12,20) \text{ MBA}, \\
 S_{P,7} &= S_{3B,7} + Y_{P7} \cdot (|U_7|)^2 = 31,09 - j22,64 + (4,873 \cdot 10^{-6} + j53,240 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (31,15 - j21,99) \text{ MBA}, \\
 S_{P,8} &= S_{3B,8} + Y_{P8} \cdot (|U_8|)^2 = 12,00 - j7,75 + (2,336 \cdot 10^{-6} + j65,215 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 = (12,10 - j8,13) \text{ MBA}.
 \end{aligned}$$

Розрахуємо напруги пунктів схеми:

$$\begin{aligned}
 U_1 &= \frac{1}{y_{1-1}} \cdot \left[\frac{S_{P1}}{U_1} - (y_{1-0} \cdot U_0 + y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-8} \cdot U_8) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,1093 + j0,1972} \cdot \left[\frac{6,05 - j3,09}{110} - \left\{ (0,0230 - j0,0773) \cdot 115 + (0,0453 - j0,0776) \cdot 110 + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0409 - j0,0423) \cdot 110 \right\} \right] = \\
 &= (111,52 - j0,54) \text{ кВ}, |U_1| = 111,52 \text{ кВ} \\
 U_2 &= \frac{1}{y_{2-2}} \cdot \left[\frac{S_{P2}}{U_2} - (y_{2-1} \cdot U_1 + y_{2-3} \cdot U_3) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,0974 + j0,1668} \cdot \left[\frac{26,13 - j18,12}{110} - \left\{ (0,0453 - j0,0776) \cdot (111,52 - j0,54) + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0521 - j0,0892) \cdot 110 \right\} \right] = \\
 &= (109,35 - j0,88) \text{ кВ}, |U_2| = 109,35 \text{ кВ} \\
 U_3 &= \frac{1}{y_{3-3}} \cdot \left[\frac{S_{P3}}{U_3} - (y_{3-2} \cdot U_2 + y_{3-4} \cdot U_4) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,1015 + j0,2550} \cdot \left[\frac{17,11 - j11,66}{110} - \left\{ (0,0521 - j0,0892) \cdot (109,35 - j0,88) + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0494 - j0,1658) \cdot 110 \right\} \right] = \\
 &= (109,23 - j0,74) \text{ кВ}, |U_3| = 109,23 \text{ кВ} \\
 U_4 &= \frac{1}{y_{4-4}} \cdot \left[\frac{S_{P4}}{U_4} - (y_{4-3} \cdot U_3 + y_{4-6} \cdot U_6) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,0698 + j0,1869} \cdot \left[\frac{22,10 - j14,69}{110} - \left\{ (0,0494 - j0,1658) \cdot (109,23 - j0,74) + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + (0,0205 - j0,0211) \cdot 110 \right\} \right] = \\
 &= (108,31 - j1,31) \text{ кВ}, |U_4| = 108,32 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_5 &= \frac{1}{y_{5-5}} \cdot \left[\frac{S_{P5}}{U_5} - (y_{5-0} \cdot U_0 + y_{5-6} \cdot U_6) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0622 + j0,2087} \cdot \left[\frac{16,10 - j10,92}{110} - \{(0,0346 - j0,1160) \cdot 115 + (0,0276 - j0,0928) \cdot 110\} \right] = \\
&= (112,15 - j0,51) \text{ } \kappa B, |U_5| = 112,15 \text{ } \kappa B \\
U_6 &= \frac{1}{y_{6-6}} \cdot \left[\frac{S_{P6}}{U_6} - (y_{6-4} \cdot U_4 + y_{6-5} \cdot U_5) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0481 + j0,1139} \cdot \left[\frac{18,12 - j12,20}{110} - \left\{ (0,0205 - j0,0211) \cdot (108,31 - j1,31) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0276 - j0,0928) \cdot (112,15 - j0,51) \right\} \right] = \\
&= (110,02 - j1,90) \text{ } \kappa B, |U_6| = 110,04 \text{ } \kappa B \\
U_7 &= \frac{1}{y_{7-7}} \cdot \left[\frac{S_{P7}}{U_7} - (y_{7-0} \cdot U_0 + y_{7-8} \cdot U_8) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0629 + j0,1223} \cdot \left[\frac{31,15 - j21,99}{110} - \{(0,0246 - j0,0828) \cdot 115 + (0,0382 - j0,0395) \cdot 110\} \right] = \\
&= (110,85 - j1,75) \text{ } \kappa B, |U_7| = 110,87 \text{ } \kappa B \\
U_8 &= \frac{1}{y_{8-8}} \cdot \left[\frac{S_{P8}}{U_8} - (y_{8-1} \cdot U_1 + y_{8-7} \cdot U_7) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,0791 + j0,0818} \cdot \left[\frac{12,10 - j8,13}{110} - \left\{ (0,0409 - j0,0423) \cdot (111,52 - j0,54) + \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + (0,0382 - j0,0395) \cdot (110,85 - j1,75) \right\} \right] = \\
&= (110,06 - j1,36) \text{ } \kappa B, |U_8| = 110,07 \text{ } \kappa B
\end{aligned}$$

Порахуємо модулі небалансів потужності в пунктах:

$$\begin{aligned}
\delta S_1 &= |S_{P,1} - (y_{1-0} \cdot U_0 + y_{1-2} \cdot U_2 + y_{1-8} \cdot U_8 + y_{1-1} \cdot U_1) \cdot \overline{U_1}| = \\
&= |6,05 - j3,09 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0230 - j0,0773) \cdot 115 + \\ &+ (0,0453 - j0,0776) \cdot (109,35 - j0,88) + \\ &+ (0,0409 - j0,0423) \cdot (110,06 - j1,36) + \\ &+ (-0,1093 + j0,1972) \cdot (111,52 - j0,54) \end{aligned} \right\} \cdot (111,52 + j0,54)| = 17,799 \text{ } MBA \\
\delta S_2 &= |S_{P,2} - (y_{2-1} \cdot U_1 + y_{2-3} \cdot U_3 + y_{2-2} \cdot U_2) \cdot \overline{U_2}| = \\
&= |26,13 - j18,12 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0453 - j0,0776) \cdot (111,52 - j0,54) + \\ &+ (0,0521 - j0,0892) \cdot (109,23 - j0,74) + \\ &+ (-0,0974 + j0,1668) \cdot (109,35 - j0,88) \end{aligned} \right\} \cdot (109,35 + j0,88)| = 12,205 \text{ } MBA \\
\delta S_3 &= |S_{P,3} - (y_{3-2} \cdot U_2 + y_{3-4} \cdot U_4 + y_{3-3} \cdot U_3) \cdot \overline{U_3}| = \\
&= |17,11 - j12,01 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0521 - j0,0892) \cdot (109,35 - j0,88) + \\ &+ (0,0494 - j0,1658) \cdot (108,31 - j1,31) + \\ &+ (-0,1015 + j0,2550) \cdot (109,23 - j0,74) \end{aligned} \right\} \cdot (109,23 + j0,74)| = 40,521 \text{ } MBA
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\delta S_4 &= \left| S_{P,4} - (y_{4,3} \cdot U_3 + y_{4,6} \cdot U_6 + y_{4,4} \cdot U_4) \cdot \overline{U_4} \right| = \\
&= \left| 22,10 - j14,69 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0494 - j0,1658) \cdot (109,23 - j0,74) + \\ &+ (0,0205 - j0,0211) \cdot (110,02 - j1,90) + \\ &+ (-0,0698 + j0,1869) \cdot (108,31 - j1,31) \end{aligned} \right\} \cdot (108,31 + j1,31) \right| = 5,836 \text{ MBA} \\
\delta S_5 &= \left| S_{P,5} - (y_{5,0} \cdot U_0 + y_{5,6} \cdot U_6 + y_{5,5} \cdot U_5) \cdot \overline{U_5} \right| = \\
&= \left| 16,10 - j10,92 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0346 - j0,1160) \cdot 115 + \\ &+ (0,0276 - j0,0928) \cdot (110,02 - j1,90) + \\ &+ (-0,0622 + j0,2087) \cdot (112,15 - j0,51) \end{aligned} \right\} \cdot (112,15 + j0,51) \right| = 20,298 \text{ MBA} \\
\delta S_6 &= \left| S_{P,6} - (y_{6,4} \cdot U_4 + y_{6,5} \cdot U_5 + y_{6,6} \cdot U_6) \cdot \overline{U_6} \right| = \\
&= \left| 18,12 - j12,20 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0205 - j0,0211) \cdot (108,31 - j1,31) + \\ &+ (0,0276 - j0,0928) \cdot (112,15 - j0,51) + \\ &+ (-0,0481 + j0,1139) \cdot (110,85 - j1,75) \end{aligned} \right\} \cdot (110,85 + j1,75) \right| = 0,377 \text{ MBA} \\
\delta S_7 &= \left| S_{P,7} - (y_{7,0} \cdot U_0 + y_{7,8} \cdot U_8 + y_{7,7} \cdot U_7) \cdot \overline{U_7} \right| = \\
&= \left| 31,15 - j21,99 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0246 - j0,0828) \cdot 115 + \\ &+ (0,0382 - j0,0395) \cdot (110,06 - j1,36) + \\ &+ (-0,0629 + j0,1223) \cdot (110,85 - j1,75) \end{aligned} \right\} \cdot (110,85 + j1,75) \right| = 7,679 \text{ MBA} \\
\delta S_8 &= \left| S_{P,8} - (y_{8,1} \cdot U_1 + y_{8,7} \cdot U_7 + y_{8,8} \cdot U_8) \cdot \overline{U_8} \right| = \\
&= \left| 12,10 - j8,13 - \left\{ \begin{aligned} &(0,0246 - j0,0828) \cdot (111,52 - j0,54) + \\ &+ (0,0382 - j0,0395) \cdot (110,85 - j1,75) + \\ &+ (-0,0629 + j0,1223) \cdot (110,06 - j1,36) \end{aligned} \right\} \cdot (110,06 + j1,36) \right| = 0,181 \text{ MBA}
\end{aligned}$$

$\Delta = \max |\delta S_i| = 40,521 \text{ MBA} > 0,01$, тому потрібно продовжувати розрахунок.

Наступні ітерації розраховуються аналогічно. Результати занесені в табл. 3.18.

Таблиця 3.18 – Результати розрахунку ітерацій режиму

Обчислений параметр	Результати розрахунку ітерації № 1	Результати розрахунку ітерації № 2	Результати розрахунку ітерації № 3	...	Результати розрахунку ітерації № 53	Результати розрахунку ітерації № 54
S_{p1}, MBA	6,05-j3,09	6,05-j3,05	6,05-j3,06	...	6,05-j3,12	6,05-j3,12
S_{p2}, MBA	26,13-j18,12	26,13-j18,13	26,13-j18,13	...	26,12-j18,17	26,12-j18,17
S_{p3}, MBA	17,11-j12,01	17,11-j12,01	17,11-j12,02	...	17,11-j12,06	17,11-j12,06
S_{p4}, MBA	22,10-j14,69	22,10-j14,71	22,10-j14,73	...	22,09-j14,82	22,09-j14,82
S_{p5}, MBA	16,10-j10,92	16,11-j10,90	16,11-j10,90	...	16,10-j10,91	16,10-j10,91
S_{p6}, MBA	18,12-j12,20	18,12-j12,20	18,12-j12,21	...	18,11-j12,25	18,11-j12,25
S_{p7}, MBA	31,15-j21,99	31,15-j21,98	31,15-j21,98	...	31,15-j21,98	31,15-j21,98
S_{p8}, MBA	12,10-j8,13	12,10-j8,13	12,10-j8,13		12,10-j8,15	12,10-j8,15
$U_1, \kappa B$	111,52-j0,54	111,38-j1,23	111,23-j1,66	...	108,52-j4,26	108,51-j4,26
$U_2, \kappa B$	109,35-j0,88	108,86-j1,60	108,09-j2,33	...	102,66-j6,37	102,66-j6,37
$U_3, \kappa B$	109,23-j0,74	107,94-j1,76	106,95-j2,68	...	100,35-j7,11	100,35-j7,11
$U_4, \kappa B$	108,31-j1,31	107,23-j2,37	106,33-j3,24	...	100,11-j7,18	100,11-j7,19
$U_5, \kappa B$	112,15-j0,51	112,17-j1,35	112,07-j1,76	...	111,06-j3,03	111,06-j3,03
$U_6, \kappa B$	110,02-j1,90	109,80-j2,85	109,55-j3,43	...	107,57-j5,72	107,57-j5,72
$U_7, \kappa B$	110,85-j1,75	111,04-j2,22	111,11-j2,42	...	110,69-j3,39	110,69-j3,40
$U_8, \kappa B$	110,06-j1,36	110,07-j1,94	110,03-j2,25		108,40-j4,05	108,40-j4,05
$\delta S_1, MBA$	17,799	11,444	12,034	...	0,007	0,006
$\delta S_2, MBA$	12,205	18,511	15,251	...	0,012	0,006
$\delta S_3, MBA$	40,521	28,463	23,448	...	0,001	0,008
$\delta S_4, MBA$	5,836	2,971	1,935	...	0,003	0,0007
$\delta S_5, MBA$	20,298	10,520	6,817	...	0,001	0,002
$\delta S_6, MBA$	0,377	0,194	0,125	...	0,001	0,0005
$\delta S_7, MBA$	7,679	3,323	1,875	...	0,0003	0,001
$\delta S_8, MBA$	0,181	0,076	0,042			0,0002
Δ, MBA	40,521	28,463	23,448	...	0,017	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. 3.19.

Таблиця 3.19 – 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	55,08-j45,82	53,69-j42,24	2-3	20,19-j15,67	19,88-j15,72
0-5	56,10-j40,10	55,25-j37,97	3-4	2,78-j3,19	2,78-j3,58
0-7	44,63-j30,85	43,89-j29,38	6-4	20,50-j11,81	19,31-j12,18
1-2	48,06-j36,77	46,31-j34,46	5-6	39,14-j26,27	38,61-j25,33
8-1	0,43+j1,91	0,42+j1,05	7-8	12,74-j6,42	12,52-j7,14

Результуючі навантаження пунктів схеми:

$$S_{PE3\ 1} = (6,05 - j4,42) \text{ МВА}, S_{PE3\ 2} = (26,12 - j18,79) \text{ МВА}, S_{PE3\ 3} = (17,10 - j12,53) \text{ МВА},$$

$$S_{PE3\ 4} = (22,09 - j15,76) \text{ МВА}, S_{PE3\ 5} = (16,11 - j11,70) \text{ МВА}, S_{PE3\ 6} = (18,11 - j13,52) \text{ МВА},$$

$$S_{PE3\ 7} = (31,15 - j22,96) \text{ МВА}, S_{PE3\ 8} = (12,09 - j9,05) \text{ МВА}.$$

Результати розрахунку режиму зображено на рис. 3.8.

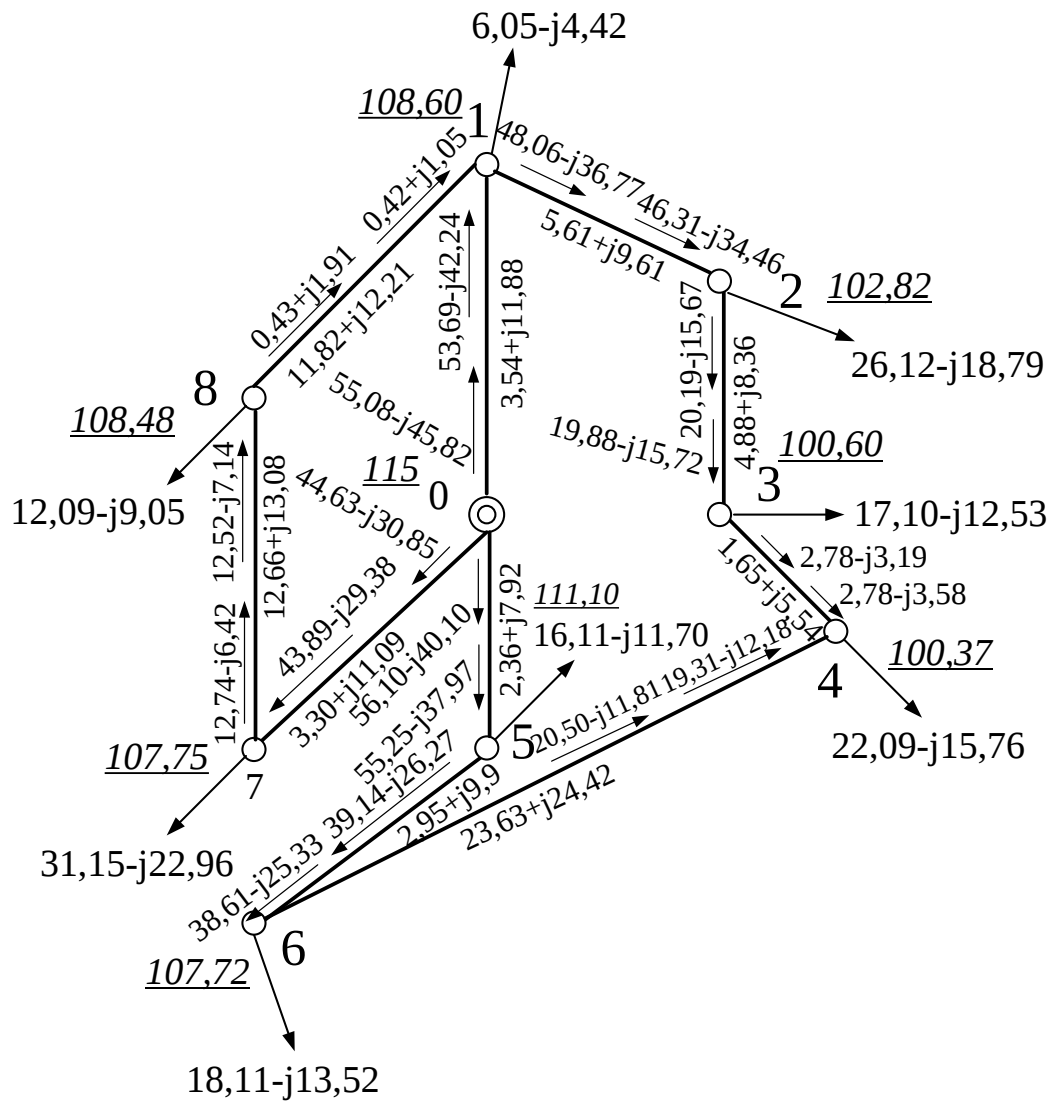


Рис. 3.8 – Результуюча схема після аварійного режиму

Визначимо втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{0-1} + S_{0-5} + S_{0-7} - (S_{P1} + S_{P2} + S_{P3} + S_{P4} + S_{P5} + S_{P6} + S_{P7} + S_8) + Y_0 U_0^2 = (7,82 - j22,11) \text{ МВА.}$$

Перевіримо допустимість завантаження ділянок схеми. Результати занесемо в табл. 3.19.

Таблиця 3.19 – Перевірка допустимості завантаження ділянок схеми

Ділянка	$J_{\phi}, \text{ А}$	$J_{\text{доп}}, \text{ А}$	Висновок	Ділянка	$J_{\phi}, \text{ А}$	$J_{\text{доп}}, \text{ А}$	Висновок
0-1	361,5	610	Не перевантажена	2-3	144,5	390	Не перевантажена
0-5	347,3	610	Не перевантажена	3-4	25,2	265	Не перевантажена
0-7	273,9	610	Не перевантажена	6-4	129,1	265	Не перевантажена
1-2	322,9	390	Не перевантажена	5-6	246,3	610	Не перевантажена
8-1	8,2	265	Не перевантажена	7-8	75,5	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: $U_{\text{СНб}}=35 \times 1,05=36,75$ кВ; $U_{\text{ННб}}=10 \times 1,05=10,5$ кВ. Результати занесемо в табл. 3.20.

Таблиця 3.20 – Вибір РПН та ПБЗ для підстанцій схеми

№ПС	U_0 , кВ	$ U_{\text{ЗвСН}} $,кВ	$ U_{\text{ЗвНН}} $,кВ	$N_{\text{РПНбаж}}$	$U_{\text{перезб}}$,кВ	$N_{\text{ПБЗбаж}}$	$U_{\text{ННд}}$	$U_{\text{СНд}}$
1	---	---	103,94	-3	114,30	---	10,50	---
2	97,80	97,65	97,17	-6	107,85	0	10,41	36,60
3	95,24	95,09	94,09	-8	103,56	0	10,49	37,12
4	96,01	95,90	95,11	-8	103,56	-1	10,61	36,50
5	106,54	106,39	105,86	-2	116,45	0	10,50	36,93
6	102,30	102,18	100,87	-5	110,00	-1	10,59	36,61
7	105,02	104,85	104,19	-3	114,30	0	10,53	37,08
8	---	---	102,39	-4	112,15	---	10,57	---

Висновок по розділу 3

З урахуванням категорійності споживачів задля надійності електропостачання розімкнену мережу перетворено на триконтурну замкнену.

Для отриманої мережі було обрано тип та кількість трансформаторів у пунктах навантаження, тип та переріз проводів для повітряних ліній мережі. За методом Зейделя були 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 розрахованих режимів перебувають у допустимих межах.

Розрахунок регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій показав можливість забезпечення бажаних значень напруги на шинах 11 кВ та 38,5 кВ усіх підстанцій.

4 РОЗРОБКА СТАРТАП – ПРОЕКТУ

4.1 Опис ідеї проекту

В даному розділі магістерської дисертації розглядається ідея розробки стартап-проекту створення нової електричної мережі з метою надання послуг з надійного розподілу електричної енергії споживачам та порівняння її конфігурації з варіантами конкурентів зі схожими техніко-економічними показниками. Для їх порівняння розділ складається з таких етапів:

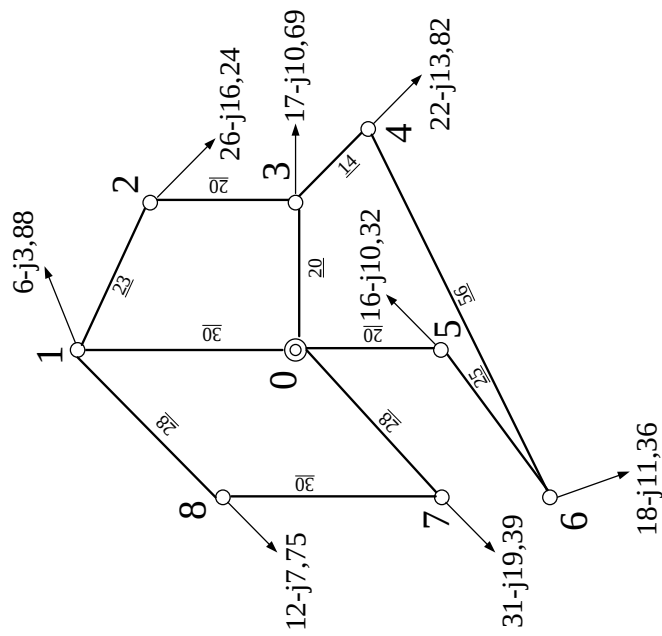
- Технологічний аудит ідеї проекту;
- Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту;
- Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту;
- Аналіз ринкових можливостей стартап- проекту.

Припустимо, що на тендер з проектування і, можливо, на будівництво районної електричної мережі напругою 110 кВ, що житиме центри навантаження, було відібрано три проекти. Варіанти, подані учасниками тендеру, наведено на рис. 4.1. На рис. 4.1 варіант 1 – мій варіант розвитку схеми електричної мережі, параметри та режими роботи якого розраховані в розділі 3, варіанти 2 і 3, які мають схожі техніко-економічні характеристики – варіанти конкурентів.

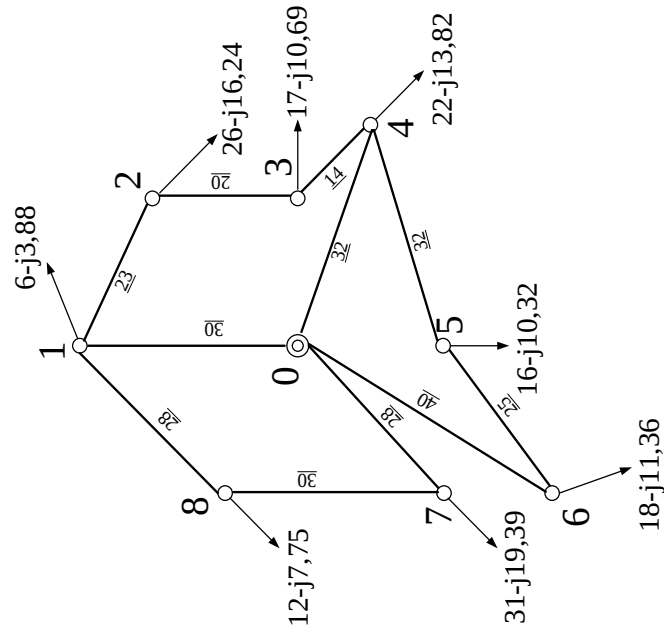
4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Варіанти 1, 2 та 3 включають в себе одноколові ЛЕП типів АС-70/11, АС-120/19 та АС-240/32. Загальна довжина ЛЕП в даних варіантах майже однакова (292, 302 та 304 км). Сумарне навантаження на шинах 35кВ та 10 кВ в усіх варіантах однакове і складає 148 МВт. Для всіх центрів навантаження в усіх трьох варіантах передбачено живлення по щонайменше двох окремих лініях, отже вони можуть надійно забезпечувати електроенергією споживачів I категорії.

Варіант 1



Варіант 2



Варіант 3

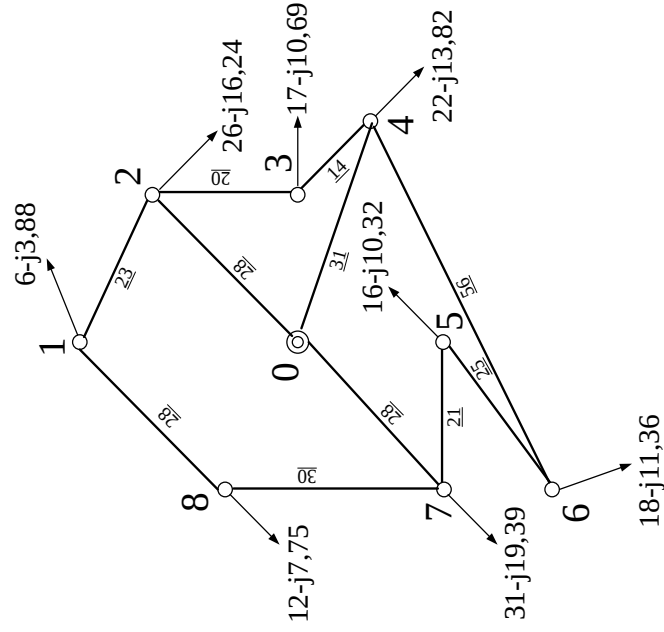


Рис.4.1 – Варіанти електричної мережі, подані учасниками тендеру

Розрахунок L-схеми варіанту 1 приведено в розділі 3.3. Результируючий поточкорозподіл наведено на рис. 4.2.

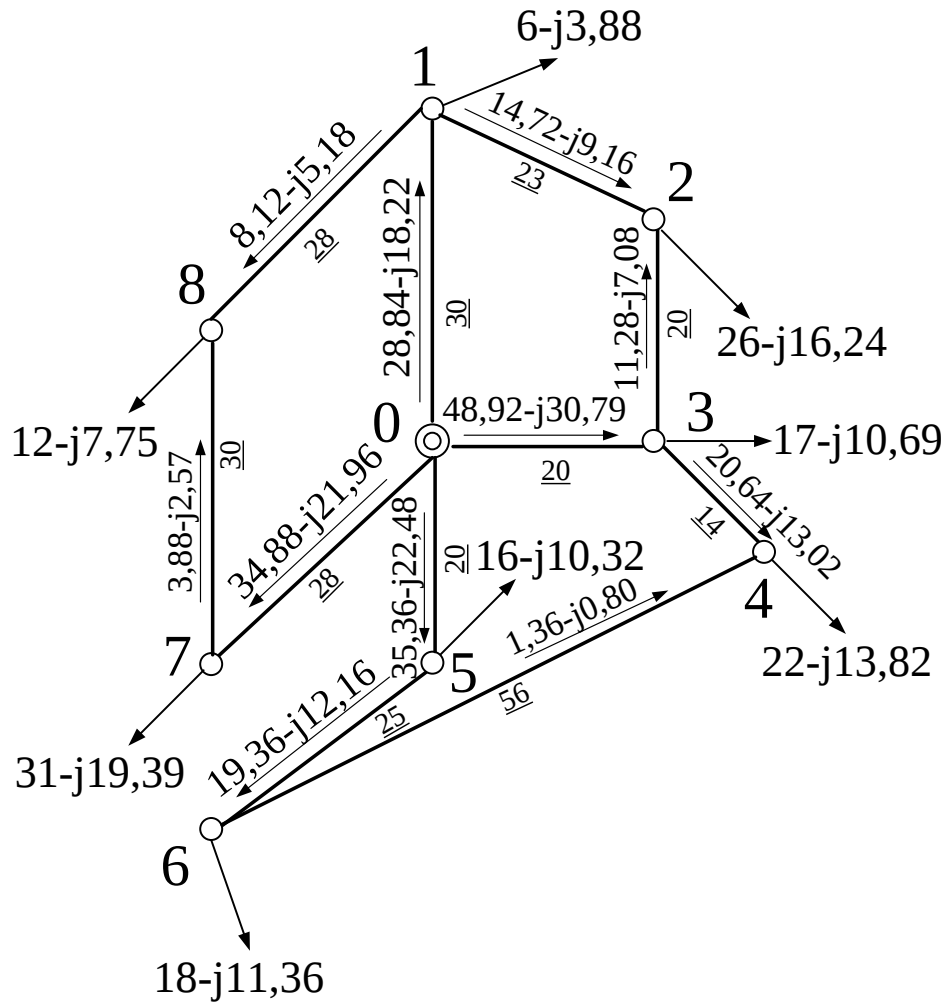


Рис. 4.2 – Результируючий поточкорозподіл потужностей схеми №1

Перерізи проводів ПЛ обрані в розділі 3. Розрахунок втрат активної потужності проводиться за виразом $\Delta P_{\Sigma} = \Sigma \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_H^2} \cdot r_{0i} \cdot l_i$

Для ділянки 0-1 з перерізом 240 мм², наприклад,

$$\Delta P_{0-1} = \frac{28,84^2 + 18,22^2}{110^2} \cdot 0,118 \cdot 30 = 0,340 \text{ кВт.}$$

Розрахунок втрат потужності інших ділянок схеми приведений в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Розрахунок втрат потужності ділянок схеми

Ділянка	0-1	0-3	0-5	0-7	1-2	1-8	2-3	3-4	4-6	5-6	7-8	Всього
Переріз проводу, мм ²	1×240	1×240	1×240	1×240	1×120	1×70	1×120	1×240	1×70	1×240	1×70	---
ΔP , кВт	0,340	0,652	0,342	0,463	0,139	0,091	0,072	0,081	0,005	0,127	0,023	2,335

Розрахунок L - схеми, вибір перерізів проводів та розрахунок втрат потужності для варіанту 2 проводиться аналогічно варіанту 1. Результати наведено на рис. 4.3 та в табл. 4.2.

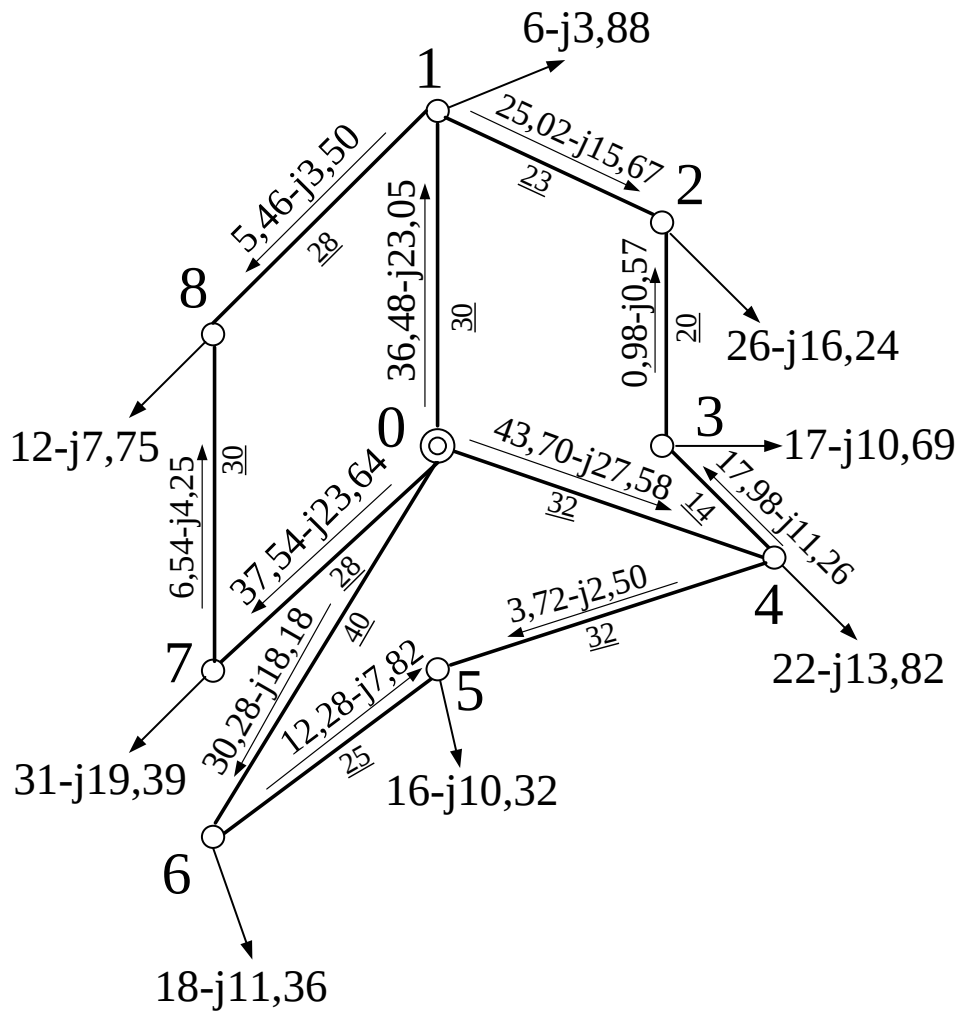


Рис. 4.3 – Результуючий потікорозподіл потужностей схеми №2

Таблиця 4.2 – Розрахунок втрат потужності ділянок схеми

Ділянка	0-1	0-4	0-69	0-7	1-2	1-8	2-3	3-4	4-5	5-6	7-8	Всього
Переріз проводу, мм ²	1×240	1×240	1×240	1×240	1×240	1×70	1×70	1×120	1×70	1×120	1×70	---
ΔP , кВт	0,545	0,833	0,501	0,537	0,195	0,041	0,001	0,127	0,022	0,107	0,064	2,973

Розрахунок L - схеми, вибір перерізів проводів та розрахунок втрат потужності для варіанту 3 проводиться аналогічно варіанту 1. Результати наведено на рис. 4.4 та в табл. 4.3.

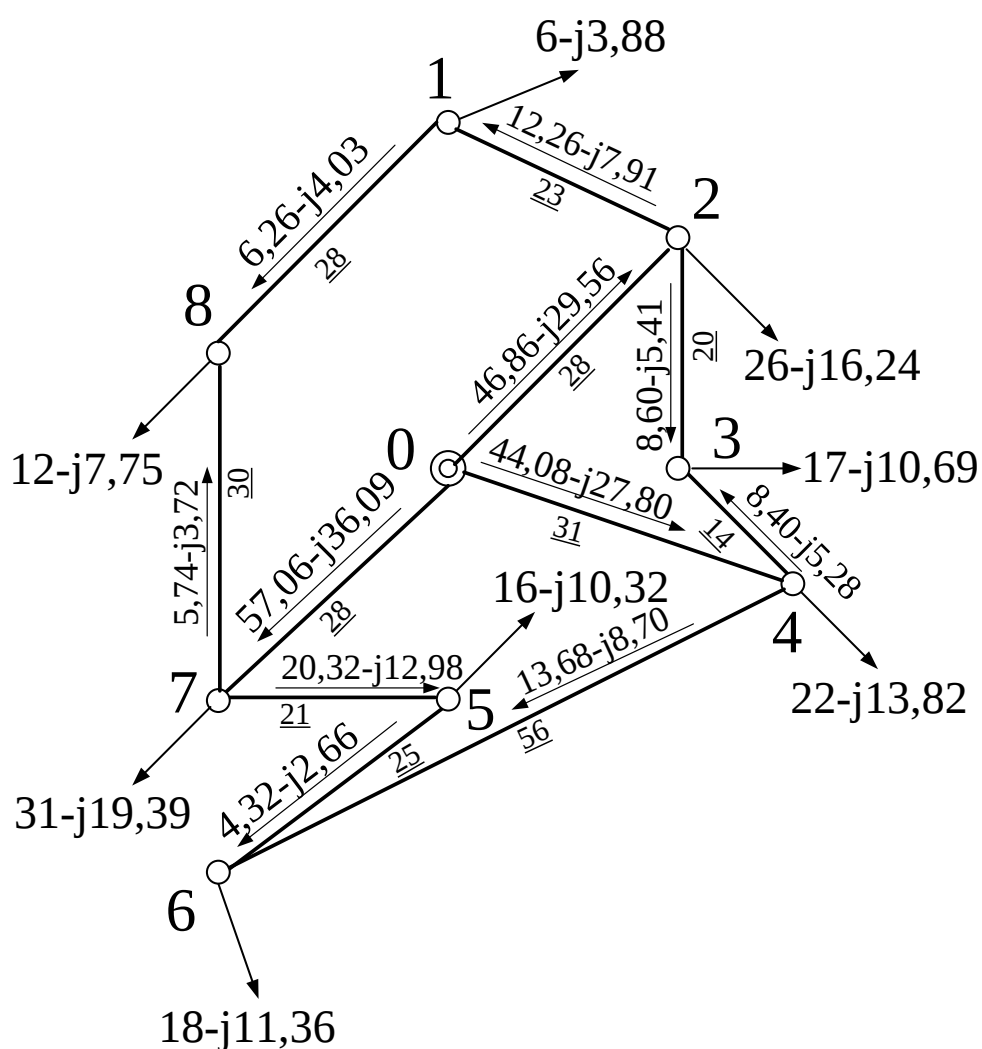


Рис. 4.4 – Результуючий потокорозподіл потужностей схеми №3

Таблиця 4.3 – Розрахунок втрат потужності ділянок схеми

Ділянка	0-2	0-4	0-7	1-2	1-8	2-3	3-4	4-6	5-6	5-7	7-8	Всього
Переріз проводу, мм ²	1×240	1×240	1×240	1×120	1×70	1×70	1×70	1×120	1×70	1×240	1×70	---
ΔP , кВт	0,838	0,821	1,245	0,099	0,054	0,072	0,048	0,297	0,022	0,119	0,049	3,664

4.3 Зміст ідеї стартап-проекту та напрямки застосування

Зміст ідеї стартап-проекту, напрямки застосування та вигоду для користувачів наведемо в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди користувача
Розробка проекту будівництва районної електричної мережі 110 кВ. Надання послуг з передачі та надійного розподілу електричної енергії	Передача електричної енергії мережею, що проектується. Можливість підключення у майбутньому нових споживачів 35 та 10 кВ	Надійність і безпека експлуатації
		Якість електричної енергії
		Безперебійність живлення
		Можливість подальшого розвитку мережі

Для того, щоб зрозуміти, чим буде відрізнятися запропонована конфігурація схеми районної електричної мережі від інших варіантів схем розвитку, було проведено їх техніко-економічне порівняння та аналіз потенційних переваг.

Запропонований варіант (в порівнянні з конкурентами) має забезпечувати:

- виконання ПУЕ та інших нормативних документів;
- однакову або кращу надійність електропостачання;
- кращі показники економічної ефективності.

4.4 Технологічний аудит проекту

Техніко-економічні показники варіантів будівництва наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Техніко-економічні характеристики проектів

Техніко-економічні характеристики ідеї	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
Загальна довжина ЛЕП електричної мережі, км	294	302	304
Сумарне навантаження пунктів, МВт	148	148	148
Сумарні втрати активної потужності, МВт	2,335	2,973	3,664

Технологічна здійсненність ідеї проекту наведена в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології реалізації ідеї	Наявність технологій	Доступність технологій
Розробка проекту районної електричної мережі 110 кВ	Застосування математичних методів оптимізації електричної мережі	Наявна	Доступна
	Розрахунок математичних моделей за допомогою програм: MathCad, MathLab, Power Factory, КОСМОС	Наявна	Обмежена

4.5 Фінансово-економічний аналіз

Згідно завдання для всіх варіантів схем:

1) Тривалість будівництва становить 1 рік і об'єкти електропостачання вводяться відразу на проектну потужність;

2) Максимальні навантаження споживачів і число годин використання максимуму навантаження $T_{\max}=4500$ год приймаються незмінними протягом всього періоду експлуатації;

3) Тариф на вході в мережу (прийнятий як вартість втрат):

$C_{\text{вх}}=2 \text{ грн}/(\text{кВт}\cdot\text{год})=2000 \text{ грн}/(\text{МВт}\cdot\text{год})$.

Інформацію про підстанції для різних варіантів електричної мережі зведемо в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Інформація про підстанції для різних варіантів мережі

Код п/ст	Максим. навантаження (МВт) в останній рік розрахунк. періода, на стороні:		Потужність і кількість трансформаторів	Кількість приєднань на стороні:										№ схеми по НТП ПС на стороні:				
				10 кВ		35 кВ		110 кВ для варіанта:										
								1		2		3		10 кВ	35 кВ	110 кВ для варіанта:		
	ІН 10кВ	СН 35кВ		Лінійних	Всього	Лінійних	Всього	Лінійних	Всього	Лінійних	Всього	Лінійних	Всього			1	2	3
1	6	0	2×6,3	20	23	4	7	3	7	3	7	2	3	10-1	35-5	110-6	110-6	110-3
2	5	21	2×25	20	23	4	7	2	3	2	3	3	7	10-1	35-5	110-3	110-3	110-6
3	6	11	2×16	20	23	4	7	3	7	2	3	2	3	10-1	35-5	110-6	110-3	110-3
4	7	15	2×25	20	23	4	7	2	3	3	7	3	7	10-1	35-5	110-3	110-6	110-6
5	4	12	2×16	20	23	4	7	2	3	2	3	2	3	10-1	35-5	110-3	110-3	110-3
6	8	10	2×16	20	23	4	7	2	3	2	3	2	3	10-1	35-5	110-3	110-3	110-3
7	7	24	2×25	20	23	4	7	2	3	2	3	2	3	10-1	35-5	110-3	110-3	110-3
8	12	0	2×10	20	23	4	7	2	3	2	3	3	7	10-1	35-5	110-3	110-3	110-6
0			Враховуються тільки лінійні комірки 110 кВ					4		4		3				110-8		110-6

Розрахунок капіталовкладень в підстанції і ЛЕП приведений в таблицях 4.8 та 4.9 відповідно:

Таблиця 4.8 - Розрахунок капіталовкладень в підстанції

Код п/ст	Потужність і кількість трансформаторів	Варіант:					
		1		2		3	
		№ схеми по НТП ПС на стороні 110 кВ	Вартість будівництва, тис. грн.	№ схеми по НТП ПС на стороні 110 кВ	Вартість будівництва, тис. грн.	№ схеми по НТП ПС на стороні 110 кВ	Вартість будівництва, тис. грн.
1	2×6,3	110-6	94050	110-6	94050	110-3	61050
2	2×25	110-3	87450	110-3	87450	110-6	120450
3	2×16	110-6	113850	110-3	80850	110-3	80850
4	2×25	110-3	87450	110-6	120450	110-6	120450
5	2×16	110-3	80850	110-3	80850	110-3	80850
6	2×16	110-3	80850	110-3	80850	110-3	80850
7	2×25	110-3	87450	110-3	87450	110-3	87450
8	2×10	110-3	65450	110-3	65450	110-6	98450
0	комірки		26400		26400		19800
Разом по ПС			723800		723800		750200

Таблиця 4.9 - Розрахунок капіталовкладень в ЛЕП

Найменування ЛЕП (початок-кінець),	Довжина, км	Вартість, тис. грн.								
		Варіант 1			Варіант 2			Варіант 3		
		Переріз провода	1 км	Загальна	Переріз провода	1 км	Загальна	Переріз провода	1 км	Загальна
0-1	30	1×240	2200	66000	1×240	2200	66000	-	-	-
0-3	20	1×240	2200	44000	-	-	-	-	-	-
0-5	20	1×240	2200	44000	-	-	-	-	-	-
0-7	28	1×240	2200	61600	1×240	2200	61600	1×240	2200	61600
1-2	23	1×120	1897,5	43642,5	1×240	2200	50600	1×120	1897,5	43642,5
1-8	28	1×70	1732,5	48510	1×70	1732,5	48510	1×70	1732,5	48510
2-3	20	1×120	1897,5	37950	1×70	1732,5	34650	1×70	1732,5	34650
3-4	14	1×240	2200	30800	1×120	1897,5	26565	1×70	1732,5	24255
4-6	56	1×70	1732,5	97020	-	-	-	1×120	1897,5	106260
5-6	25	1×240	2200	55000	1×120	1897,5	47437,5	1×70	1732,5	43312,5
7-8	30	1×70	1732,5	51975	1×70	1732,5	51975	1×70	1732,5	51975
0-4	32	-	-	-	1×240	2200	70400	1×240	2200	70400
0-6	40	-	-	-	1×240	2200	88000	-	-	-
4-5	32	-	-	-	1×70	1732,5	55440	-	-	-
0-2	28	-	-	-	-	-	-	1×240	2200	61600
5-7	21	-	-	-	-	-	-	1×240	2200	46200
Разом:				580497,5			601137,5			592405

Всі розрахунки проведено при курсі *1 долар США=27,5 грн.*

Таким чином, сумарні (у ЛЕП і підстанції) капіталовкладення

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЕП}} + K_{\text{ПС}};$$

де $K_{\text{ПС}}$ – капіталовкладення в підстанції (з табл. 4.8),

$K_{\text{ЛЕП}}$ - капіталовкладення в ЛЕП (з табл. 4.9),

складатимуть:

Для варіанта 1: $K_{\Sigma 1} = 580497,5 + 723800 = \mathbf{1304297,5}$ тис. грн.

Для варіанта 2: $K_{\Sigma 2} = 601137,5 + 723800 = \mathbf{1324937,5}$ тис. грн.

Для варіанта 3: $K_{\Sigma 3} = 592405 + 750200 = \mathbf{1342605}$ тис. грн.

4.6 Визначення основних фінансово-економічних показників

В даному підрозділі розраховані основні фінансово-економічні показники варіантів та показники інвестиційної привабливості проекту.

Втрати активної потужності в ЛЕП, отримані з розрахунку поторозподілу в L- схемі при максимальних навантаженнях пунктів:

Для варіанта 1: $\Delta P_1 = 2,335 \text{ МВт}$.

Для варіанта 2: $\Delta P_2 = 2,973 \text{ МВт}$.

Для варіанта 3: $\Delta P_3 = 3,664 \text{ МВт}$.

Величина часу використання максимуму навантаження з завдання:

$T_{\max} = 4500 \text{ год/рік}$.

Час максимальних втрат τ :

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10000})^2 \cdot 8760 = (0,124 + \frac{4500}{10000})^2 \cdot 8760 = 3979,46 \text{ год};$$

Втрати активної енергії в ЛЕП складуть:

Для варіанта 1: $\Delta A_1 = \tau \cdot \Delta P_1 = 3979,46 \cdot 2,335 = 9219,13 \text{ МВт}\cdot\text{г/рік}$.

Для варіанта 2: $\Delta A_2 = \tau \cdot \Delta P_2 = 3979,46 \cdot 2,973 = 11831,05 \text{ МВт}\cdot\text{г/рік}$.

Для варіанта 3: $\Delta A_3 = \tau \cdot \Delta P_3 = 3979,46 \cdot 3,664 = 14580,89 \text{ МВт}\cdot\text{г/рік}$.

Сумарні втрати активної потужності в трансформаторах будуть однакові в усіх варіантах, оскільки ці трансформатори і навантаження на них у всіх варіантах однакові і складуть:

$$\Delta P_{\Sigma \text{КЗ}} = \Sigma \Delta P_{\text{ТЗ}} = 0,088 + 0,280 + 0,200 + 0,280 + 0,200 + 0,200 + 0,280 + 0,120 = 1,648 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{ХХ}} = \Sigma \Delta P_{\text{ТУ}} = 0,023 + 0,062 + 0,046 + 0,062 + 0,046 + 0,046 + 0,062 + 0,028 = 0,375 \text{ МВт}.$$

Результати розрахунку річних витрат зведені в табл. 4.10.

Таблиця 4.10 – Розрахунок річних витрат

Розрахунок щорічних витрат, тис.грн./рік			
Витрати, тис.грн./рік.	Варіант		
	1	2	3
Щорічні витрати на обслуговування і ремонт			
ПЛ- 1,2%·К	6965,97	7213,65	7108,86
ПС- 2,4%·К	17371,2	17371,2	18004,8
Всього експлуатаційні:	24337,17	24584,85	25113,66
Амортизаційні відрахування:			
ПЛ- 2,0%·К	11609,95	12022,75	11848,1
ПС- 3,6%·К	26056,8	26056,8	27007,2
Всього амортизаційні:	37666,75	38079,55	38855,3
Вартість втрат:			
в тр-ах: к.з. $\Delta A \Sigma_{кз}/100$	6558,22	6558,22	6558,22
в тр-ах: х.х $0,75 \cdot \Delta A \Sigma_{хх}/100$	1492,31	1492,31	1492,31
в ЛЕП $1,1 \cdot \Delta A/100$	10221,34	13014,16	16038,98
Всього:	18271,87	21064,69	24089,51
Всього витрати(В) :	80275,79	83729,09	88058,47

Величина сумарного максимального навантаження $P_{\max} = 148$ МВт визначається додаванням навантаження на сторонах НН і ВН у всіх вузлах мережі.

Згідно завдання для всіх варіантів схем:

- 1) тривалість будівництва становить 1 рік і об'єкти електропостачання вводяться відразу на проектну потужність;
- 2) максимальні навантаження споживачів і число годин використання максимуму навантаження ($T_{\max}$) приймаються незмінними протягом всього періоду експлуатації;

3) Величина цінової надбавки (різниця тарифів на виході і вході в мережу) приймається рівною: $(Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}) = 30$ [коп. за 1 кВт·год.];

4) Податок на прибуток $p = 16\%$;

5) Норма прибутку $E = 0,1$ [1/рік];

Дохід однаковий для всіх варіантів і розраховується як:

$$D = P_{\text{мах}} \cdot T_{\text{мах}} \cdot (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}) = 148 \cdot 4500 \cdot 0,30 = 199800 \text{ тис.грн./рік.}$$

Розрахунок інших економічних показників зведемо у табл. 4.11:

Таблиця 4.11 – Розрахунок економічних показників

Показники	Варіанти		
	1	2	3
Дохід, $D = P_{\text{мах}} \cdot T_{\text{мах}} \cdot (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}})$, тис.грн.	199800	199800	199800
Прибуток, $П_б = D - В$, тис.грн.	119524,21	116070,91	111741,53
Податок, $Н_п = p \cdot П_б$, тис.грн.	19123,87	18571,35	17878,64
Чистий прибуток, $П_{\text{пт}} = П_б - Н_п$, тис.грн.	100400,34	97499,56	93862,89
Інтегральний ефект, $П_{\text{дс}} = (П_{\text{пт}} + A_{\text{пт}})/E - K$, тис.грн.	76376,36	30583,64	-15423,15
Рентабельність інвестицій, $R_i = (П_{\text{пт}} + A_{\text{пт}})/K$, в.о.	0,1058	0,1023	0,1016
Термін окупності, $T_{\text{ок}} = 1/R_i$, років	9,447	9,772	9,85
Сумарні дисконтовані витрати $Z_{\text{дс}} = \frac{B_{\text{э}} + B_{\text{пот}}}{E} + K$, млн.грн	1730,39	2408,08	1834,64

Проаналізувавши отримані результати, можна сказати, що запропонований мною варіант № 1 є більш економічно вигідним, ніж варіанти конкурентів. Він має менше значення сумарних дисконтованих витрат, менший термін окупності, більші значення інтегрального ефекту та рентабельності інвестицій і може бути прийнятим до реалізації.

4.7 Оцінка ризиків проекту

З метою урахування ризиків, пов'язаних з можливими похибками в прогнозуванні вихідних даних, проводимо аналіз чутливості інтегрального ефекту Пдс шляхом варіювання цінової надбавки ($C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}$) в межах від 0,27 до 0,32 грн/(кВт·год). Результати наведені на рис. 4.5.

Розрахунки крайніх точок наведені в табл. 4.12.

Таблиця 4.12 – Результати розрахунку крайніх точок

Пдс для варіанту, тис.грн.	$(C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 0,27$ грн/(кВт·год)	$(C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 0,32$ грн/(кВт·год)
1	-91457,88	188261,36
2	-136977,86	142742,40
3	-183255,15	96464,85

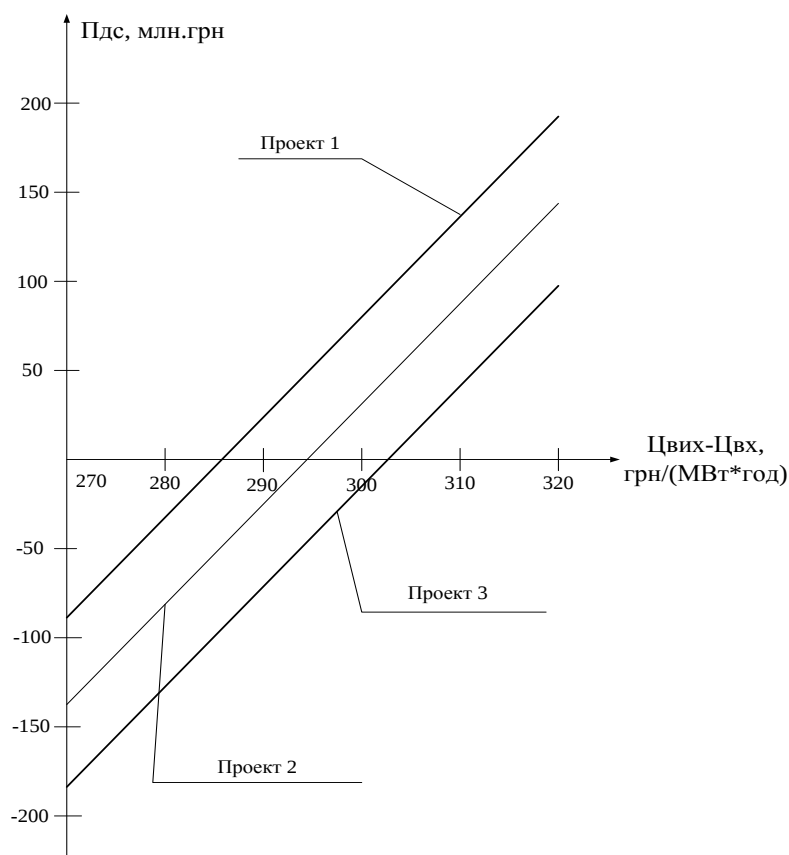


Рис. 4.5 – Залежність інтегрального ефекту від цінової надбавки

4.8 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Сильні сторони:

1. Менші втрати енергії порівняно з іншими варіантами
2. Більша надійність схеми
3. Кращі економічні показники

Можливості:

Мережею, що проектується, можна передати значно більший обсяг електричної енергії, тобто в перспективі можливе приєднання на шинах 35 кВ і 10 кВ підстанцій.

Загрози:

1. Інфляція, що збільшить величину розрахункових капіталовкладень,
2. Обсяг електроенергії може виявитися меншим за розрахунковий,
3. Встановлення Державним регулятором тарифу на передачу електроенергії, меншого за розрахунковий.

Висновки до розділу

В даному розділі розглянуто розробку стартап-проекту, основною ідеєю якого є створення нової електричної мережі 110 кВт з метою надання послуги з надійного розподілу електричної енергії споживачам та порівняння її схеми розвитку з конкурентними варіантами, що мають схожі техніко-економічні характеристики. Виконано техніко-економічне порівняння схеми мого проекту (варіант 1) з схемами конкурентів. Його оптимальна реалізація створює передумови для успішного ринкового старту. З проведених розрахунків можна зробити висновки:

- мій варіант має менші втрати електроенергії порівняно з іншими;
- мій проект має більшу надійність схеми; він спирається на попит на електричну енергію району і динаміку їх змін;
- для реалізації слід обрати оптимальний варіант розвитку мережі за проектом №1.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОНТАЖУ ЛЕП 110 кВ

Мета розділу – розробка заходів щодо запобігання або зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають під час монтажу повітряної лінії електропередавання 110 кВ.

Об’єкт досліджень – монтаж повітряної лінії електропередавання 110 кВ, під час якого можуть виникати шкідливі та небезпечні фактори.

Предмет досліджень – запровадження засобів та заходів з охорони праці для безпечних умов роботи працюючих.

5.1 Загальна характеристика об’єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання

Районна електрична мережа, розрахунок якої приведено в 3 розділі, складається з 8 підстанцій, в яких розташовано по два трансформатори. Загальна довжина ЛЕП, які з’єднують ці підстанції, становить 294 км.

Технічні характеристики повітряних ліній та опор повітряних ліній, що встановлено на одній з ділянок (ділянці 2-3) проектованої електричної мережі, надано в табл. 5.2.

Таблиця 5.1 – Загальна характеристика об’єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Опора повітряної лінії	Відкрита, за межами населеного пункту	Зовнішнє, на висоті від 0 до 24 м		
Повітряна лінія	Відкрита, за межами населеного пункту	Зовнішнє, на висоті до 24 м		

Таблиця 5.2 – Технічні характеристики

Найменування	Основні характеристики	Значення показника
Повітряна лінія	Марка проводів	АС-120
	Напруга	110 кВ.
	Довжина	20 км.
	Кількість фаз	3
	Тип та кількість ізоляторів	ПФ6-В, 6 шт.
	Додаткові пристрої	трос
Опора повітряної лінії	Марка	а) 1У110-1+5, 6 шт; б) П 110-2В, 52 шт.
	Тип	а) анкерно – кутова; б) проміжна.
	Габаритні розміри	а) висота 24 м, ширина основи 4,73 м; б) висота 19 м.
	Маса	а) 4494 кг; б) 2843 кг.
	Матеріал	Сталь з цинковим покриттям

Час будівництва – 180 днів (середина квітня – середина жовтня).

Місцевість розміщення мережі – рівнина.

5.2 Визначення обсягів і послідовності робіт під час монтажу ЛЕП 110 кВ

Послідовність виконання робіт наведена в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Послідовність виконання робіт [11]

Вид робіт	Спосіб доста- вки і розгруз- ки	Період ви- конання робіт і три- валість	Кількісний склад брига- ди	Група з елект- робезпеки
Буріння ям	Автоямобур	Одноразово	Не менше 2 осіб	
Встановлення опор	Підіймання опор викону- ється підійма- льними або тяговими ме- ханізмами і пристроями	Одноразово	8 осіб	Не нижче IV
Роботи на опорах	Підіймальні механізми	Одноразово	8 осіб	Не нижче IV
Розмотування проводів	Тягові механі- зми	Одноразово	8 осіб	Не нижче IV
З'єднання проводів	Підіймальні механізми	Одноразово	8 осіб	Не нижче IV
Монтаж гір- лянд ізолято- рів	Підіймальні механізми	Одноразово	8 осіб	Не нижче IV
Монтаж про- водів	Підіймальні механізми	Одноразово	8 осіб	Не нижче IV

5.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Основним небезпечним виробничим чинником при монтажі конструкцій опор ЛЕП є розташування робочого місця на значній висоті відносно поверхні землі, пов'язане з цим можливе падіння працівника або падіння предметів на працівника.

До робіт на висоті відносяться роботи, при виконанні яких працівник знаходиться на відстані менше 2 м від не захищених перепадів по висоті 1,3 м і більше. При неможливості облаштування обгороджувань монтажні роботи повинні виконуватися із застосуванням запобіжного пояса і страхувального каната.

Верхолазними вважаються роботи, що виконуються на висоті більше 5 м від поверхні землі, перекриття або робочого настилу, над якими робляться роботи безпосередньо з конструкцій опор ЛЕП, при їх монтажі або ремонті, при цьому основним засобом, що оберігає працівників від падіння, являється запобіжний пояс.

При проведенні робіт на висоті повинні встановлюватися обгороджування і позначатися в установленому порядку межі небезпечних зон виходячи з таких рекомендацій:

а) межі небезпечних зон в місцях, над якими відбувається переміщення вантажів підйомними кранами, а також поблизу будівлі, що будується, приймаються від крайньої точки горизонтальної проекції зовнішнього найбільшого габариту переміщуваного предмета або стіни будівлі зі збільшенням найбільшого габаритного розміру переміщуваного вантажу і мінімальної відстані відльоту вантажу при його падінні

б) межі небезпечної зони в місцях можливого падіння предметів при роботах на будівлях, спорудах визначаються від контура горизонтальної проекції габариту предмета, що падає, біля стіни будівлі, підстави споруди збільшенням величини відльоту предмета за даними і найбільшого габаритного розміру предмета.

Чинники умов праці наведені в табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Чинники умов праці

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату [12]	Вологість Швидкість вітру Температура повітря	Не більше 98% До 8 м/с під час установки опор, монтажу проводів Від +10 до +35 °С.
Важкість праці (III ступінь)	Робоче положення. Статичні та динамічні навантаження	На поверхні землі – встановлення заземлюючого пристрою та опор На верхівці опори – монтаж ПЛ та ізоляторів Робота на опорі – велике фізичне навантаження
Напруженість праці (I категорія)	Напруженість органів чуття	Висока напруженість органів зору Висока напруженість органів слуху
Оцінка умов праці [13]	Оптимальні, допустимі або шкідливі	Шкідливі I категорії

5.4 Визначення та оцінка небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Роботи з монтажу ЛЕП є особливо складними по організації безпечних умов праці з наступних причин: робота пов'язана з підйомом на опори на велику висоту, електромонтажники розосереджуються по робочих місцях уздовж повітряної лінії, що утрудняє контроль за безпекою їх праці, робота вимагає постійного контролю за станом заземляючих пристроїв, робота пов'язана з погодними умовами, станом під'їзних шляхів і конструкцією опор.

Розглянемо та проаналізуємо небезпечні і шкідливі чинники при монтажі ЛЕП (див. табл. 5.5).

Таблиця 5.5 – Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Перелік НШВЧ	Фактичне значення	Допустиме значення
Робота на висоті	Робота на висоті – ризик падіння людини, ризик падіння сторонніх предметів на працівників	Висота 24 м [13]
Несприятливі погодні умови	Температура до +35 °С	Робота у відкритому просторі [12]
Статичні та динамічні навантаження	Категорія важкості робіт – I ступінь, шкідливі	Гігієнічні нормативи [13]
Напруга	Під час підключення – 110 кВ	6 В

Причини падіння працівників з висоти опор:

- а) технічні - відсутність обгороджувальних, запобіжних поясів, недостатня міцність і стійкість лісів, настилів, люльок, сходів;
- б) технологічні - недоліки в проектах виробництва робіт по монтажу опор ЛЕП, неправильна технологія ведення робіт;
- в) психологічні - втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи;
- г) метеорологічні - сильний вітер, низька і висока температури повітря, дощ, туман.

Причини падіння предметів на працівника:

- а) падіння елементів опор ЛЕП, переміщуваних вантажопідйомними машинами, внаслідок обриву вантажозахватних пристроїв, неправильної строповки (обв'язування), випадання штучного вантажу з тари та ін.;
- б) падіння монтованих конструкцій ЛЕП внаслідок нетехнологічності конструкцій, невідповідності по стикуємим розмірам і поверхням, порушення послідовності технологічних операцій та ін.;
- в) аварії будівельних конструкцій ЛЕП внаслідок проектних помилок, порушення технології виготовлення збірних конструкцій, низької якості будівельно-монтажних робіт, неправильної експлуатації та ін.;
- г) падіння матеріалів, елементів металоконструкцій ЛЕП, оснащення, інструменту і тому подібне внаслідок порушення вимог правил.

5.5 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці

Технічні та організаційні заходи та їх показники наведені в табл. 5.6.

Таблиця 5.6 – Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи для організації безпечних умов праці	Використання тросів та розтяжок	Для встановлення опор використовувати троси та розтяжки
	Встановлення меж небезпечних зон	Межі небезпечних зон встановлюються в місцях, над якими відбувається переміщення вантажів вантажопідіймальними кранами. Також зони встановлюються в місцях ймовірного падіння предметів
	Захисне заземлення	Під кожною опорою, опір до 0,5 Ом
	Знаки безпеки	Попереджувальні, на робочих місцях, де виконуються роботи за нарядом
	Маркування усіх опор	Опора – напруга – номер – кількість приєднань
Організаційні заходи з електробезпеки	Дозвільний документ на виконання робіт	Наряд-допуск, розпорядження
	Категорія робіт щодо заходів безпеки	Робота без напруги
	Тривалість і порядок виконання робіт	6 місяців, в одну зміну
	Інструктаж	Керівник робіт здійснює первинний інструктаж на робочому місці
	Плакати безпеки	Вказівні
Вид дозвільного документу на виконання робіт	Наряд-допуск (якщо потрібна попередня підготовка робочого місця) або розпорядження	

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

Результати вибору потрібних ЗІЗ наведені в табл. 5.7, результати вибору електрозахисних засобів надано в табл. 5.8.

Таблиця 5.7 – Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка	Гарантійний термін використання	Технічні характеристики
Костюм бавовняний	Для захисту від загальних виробничих забруднень, механічних пошкоджень	УМТК	1 рік використання	Тканина діагональ, склад 100% бавовна, щільність
Черевики шкіряні	Для захисту від загальних механічних ушкоджень	УМТК	1 рік	Матеріал - натуральна шкіра підвищеної товщини. Підшва - поліеуритан з підвищеною зносостійкістю
Каска захисна	Для забезпечення захисту голови при монтажних роботах, від електричного струму і різних атмосферних опадів.	OZON	2 роки	Зовнішня оболонка виготовлена з поліпропілену високої щільності., внутрішнє оснащення з амортизуючим пристроєм
Рукавиці	Для захисту від механічних ушкоджень	«Cerva»	10 робочих днів	Виготовлені зі спеціальної тканини з скрученого волокна
Окуляри	Захист від ультрафіолету та можливих механічних ушкоджень	ЗМ	2 роки	Захисні, закриті, подвійні, антизапітніваюче покриття
Пояс запобіжний 2 ПЛ-К, Канат страхувальний	Захист від падіння з висоти	FIT	До першого використання	Пояс в себе включає лямки на плечі і стегна, задній пункт зачеплення (металеве півкільце), нагрудну лямку і капронову стрічку (12м).
Навушники протишумові	Для захисту органів слуху від шуму	SPA3	12 місяців	Складаються з регульованого наголів'я, 2-х пластмасових чашок з ущільнювачами і звукопоглинальними вкладишами.

Таблиця 5.8 – Електрозахисні заходи

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричне взуття	Для робіт під напругою до 110 кВ	Підключення ЛЕП після монтажу. 1 раз у 6 місяців
	Діелектрична каска	Для робіт під напругою до 110 кВ	1 раз у 6 місяців
	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 110 кВ	1 раз у 6 місяців
Контрольно-сигнальні прилади	Ізолювальні штанги	ШОУ-110 До 110 кВ	1 раз у 24 місяці
	Показчики напруги	Контактні та безконтактні Наявність напруги	1 раз у 24 місяці
Захисні пристосування	Захисне переносне заземлення	Виконання робіт	Напруга 110 кВ 1 раз у 24 місяці
	Плакати безпеки	Виконання робіт	Напруга 110 кВ 1 раз у 24 місяці

5.7 Вибір заходів для унеможливлення і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

У разі виникнення аварійної ситуації (розрив стропа або розтяжки, виривання якорів, розчеплення гірлянд тощо) слід припинити роботу, залишити небезпечну зону; огородити небезпечну зону, залишити її, не допускати в неї сторонніх осіб; повідомити про аварійну ситуацію або нещасний випадок керівника робіт. Якщо є потерпілі, надати їм першу медичну допомогу; при необхідності, викликати швидку медичну допомогу.

Бригади, що виїждять на спорудження ліній електропередачі, повинні мати набір необхідних засобів першої медичної допомоги та запаси питної води.

Верхолазні роботи можуть виконувати тільки лінійні електромонтери, що мають розряд не нижче IV.

Не дозволяється спорудження ліній електропередачі в грозу, зливу, туман, під час снігопаду та ожеледиці, при вітрі силою 3 бали під час установки опор і силою 6 балів - під час монтажу проводів.

5.8 Розрахунок захисного заземлення опори ЛЕП 110 кВ

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

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

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

– час вимкнення напруги релейним захистом (максимальний струмовий захист) – $t = 0,5 \text{ с.}$

Допустимий опір розтікання струму $R_{\text{доп}}$ згідно вказівок [10] приймаємо рівним $0,5 \text{ Ом.}$

В якості горизонтального заземлювача використовуємо сталеву трубу діаметром 80 мм.

В якості вертикального заземлювача використовуємо сталеву трубу довжиною 5 м і діаметром 80 мм.

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

– оскільки задано вид ґрунту - чорнозем, $\rho_{\text{табл}}$ згідно з табл. А2 [10]

вибираємо $\rho_{\text{ТАБЛ}} = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$;

– $\rho_{\text{розр}}$ 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 1,0 м.

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

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

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;

$$t = 1 + 5 / 2 = 3,5 \text{ м.}$$

$$R_{\text{ВЗ}} = \frac{39}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,070} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 3,5 + 5}{4 \cdot 3,5 - 5} \right) = 2,88 \text{ Ом.}$$

Оскільки $R_{\text{ВЗ}} > R_{\text{шт}}$ ($2,88 > 0,5$), то потрібно паралельно сполучити декілька ВЗ.

Потрібну кількість ВЗ визначаємо за формулою: $n' = R_{\text{ВЗ}} / (R_{\text{шт}} \eta_e)$,

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' вибираємо фактичне значення коефіцієнту екранування [10].

$$n' = R_{\text{ВЗ}} / (R_{\text{доп}} \cdot \eta_e) = 2,88 / (0,5 \cdot 1) = 5,76$$

Приймаємо $n=6$ шт і знаходимо коефіцієнт екранування $\eta_{\text{ef}} = 0,84$.

Знаходимо фактичну кількість ВЗ:

$$n' = R_{\text{ВЗ}} / (R_{\text{доп}} \cdot \eta_e) = 2,88 / (0,5 \cdot 0,84) = 6,86$$

Приймаємо $n=7$ шт.

Визначаємо відстань між ВЗ з співвідношення (a/l_1) , яке дорівнює 2. За визначеного значення l_1 , розраховуємо величину $a = 10$.

Визначаємо довжину ГЗ $l_{\text{Г}}$, ваховуючи, що ВЗ розміщені в низку:

$$L_r = a(n-1) = 10 \cdot (7-1) = 60 \text{ м.}$$

Визначаємо опір струму розтікання ГЗ R_r , розміщеного у ґрунті круглого перерізу електроду

$$R_r = \frac{\rho_{\text{розр}, \Gamma}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln(l_r^2 / (d_r \cdot t_r)) = \frac{105}{2 \cdot 3,14 \cdot 10} \cdot \ln(60^2 / (0,070 \cdot 1)) = 15,75 \text{ Ом.}$$

де $\rho_{\text{розр}} = 30 \cdot 3,5 = 105 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту ГЗ; t_r – відстань від поверхні ґрунту до середини ГЗ, м; d – діаметр ГЗ, м. За табл. А5 фактичний коефіцієнт екранування має значення 0,81. Еквівалентний опір струму розтікання штучного ЗП визначаємо як опір паралельно з'єднаних 7 ВЗ і ГЗ:

$$R_{\text{шт}} / = \frac{R_{B1} \cdot R_r}{R_{B1} \cdot \eta_{\Gamma E\Phi} + R_r \cdot n \cdot \eta_{B E\Phi}} = \frac{2,88 \cdot 15,75}{2,88 \cdot 0,84 + 15,75 \cdot 7 \cdot 0,81} = 0,495 \text{ Ом.}$$

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

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

Отримане значення R'_z не перевищує допустиме значення: $R'_z \leq R_{\text{доп}}$.

Дійсно, $0,495 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$.

Висновки до розділу

В даному розділі розглянуто питання охорони праці при монтажі ліній електропередавання 110 кВ. Було обрано тип опор (анкерно-кутові 1У110-1+5 та проміжні П 110-2В), які застосовуються для будівництва ЛЕП та марку проводів повітряної лінії (АС-120/19).

Для виконання робіт з монтажу ЛЕП бригада має складатися з 8-ми чоловік. ; У керівника робіт повинна бути V група з електробезпеки, у членів бригади – IV група з електробезпеки. В результаті аналізу умов праці було з'ясовано, що умови праці у робітників відносяться до шкідливих I категорії.

За результатами аналізу небезпечних та шкідливих факторів, які впливають на працівників під час монтажу ЛЕП (робота на висоті, несприятливі погодні умови, статичні та динамічні навантаження), розроблено технічні та організаційні заходи з охорони праці, проведено вибір ЗІЗ для безпечної роботи працівників.

Було проведено розрахунок контуру захисного заземлення опори ЛЕП 110 кВ, що складається із 7 вертикальних заземлювачів, які представляють собою сталеву трубу довжиною 5 м і діаметром 80 мм, та горизонтального заземлювача у вигляді сталевих труби діаметром 80 мм. Опір заземлюючого пристрою склав 0,495 Ом.

6 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА

6.1 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 нейтраллю, 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.

6.2 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 диференційним.

Найбільш розповсюдженими трансформаторами, обраними в розділі 3 даної магістерської дисертації, є трансформатори типу ТДТН-25000/110 (встановлені в пунктах 2, 4 та 7 розглянутої електричної мережі). Приймемо їх для подальшого розрахунку.

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:

$$S_H = 25000 \text{ кВА}, U_{ВН} = 115 \text{ кВ}, U_{сн} = 38,5 \text{ кВ}, U_{НН} = 11 \text{ кВ}.$$

Відносна похибка, яка пов'язана з регулюванням напруги:

$$\Delta V_{ВН*} = 0,095, \Delta V_{сн*} = 0,08.$$

Трансформатори струму:

$$n_{ВН} = 200/5$$

$$n_{сн} = 200/5$$

$$n_{НН} = 600/5$$

Таблиця 6.1 – 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 6.1

1	2	3	4
Прийняте число витків на неосновних сторонах $\omega_{пр}$	$\Omega_{(В)}$	$\omega_{(с)}$	—
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	$\Omega_{(В)}$	$\omega_{(с)}$	$\omega_{(Н)}$

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

- на середній напрузі РПН

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

- на крайньому відгалуженні РПН:

$$I_{k \min} = 763,16 \text{ А}$$

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:

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

2.Первинний струм спрацьовування захисту за умовою відлаштування від стрибків струму намагнічування при увімкнення трансформатора під напругу:

$$I_{\text{СЗ}} = k \cdot I_{\text{НОМ Т}} = 1,5 \cdot 125,51 = 188,27 \text{ кА}$$

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:

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

- на крайньому відгалуженні РПН:

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

Дані розрахунків зведемо в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – 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

6.3 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:

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

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

$k_g=0,85$ – коефіцієнт повернення макс. реле.

$$I_{c3n} = I_{ном}.$$

Струми $I_{ном}$ пораховані в розділі 6.2.

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.:

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

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

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:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Коефіцієнт чутливості за напругою:

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

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

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

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:

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

6.4 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, висо-

ка чутливість, малий час дії (при пошкодженнях, що супроводжуються значним газоутворенням) і простота виконання.

До принципових 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 слідовності, 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 трансформатора 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

У даному розділі розглянуто релейний захист трансформатора ТДТН-25000/110. В якості основного захисту обрано та розраховано диференційний захист на основі диференційного реле ДЗТ-11. Як резервний застосовується максимальний струмовий захист з пуском за напругою. Пуск за напругою підвищує чутливість максимального струмового захисту. В розділі також розглянуті інші види захистів трансформатора ТДТН-25000/110 – газовий захист, захист від замикання на землю, автоматичне увімкнення резерву та автоматичне повторне ввімкнення.

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

7.1 Опис вузла 2 електричної мережі, в якому розміщена проектована підстанція

Проектована підстанція 110/35/10 кВ (надалі ПС) розміщена у вузлі 2 замкненої електричної мережі 110 кВ. До вузла 2 підходять повітряні лінії електропередавання – одноланцюгова лінія 1-2 з проводом АС-120/19 довжиною 23 км та одноланцюгова лінія 2-3 з проводом АС-120/19 довжиною 20 км.

Проектована підстанція є прохідною, на ній встановлено два паралельно працюючі трансформатори типу ТДТН-25000/110. Навантаження сторони СН становить $S_{\text{сн}}=24,71$ МВА з кількістю приєднань 8. Навантаження сторони НН становить $S_{\text{нн}}=5,95$ МВА з кількістю приєднань 6.

7.2 Опис головної схеми електричних з'єднань

Відкритий розподільчий пристрій (ВРП) 110 кВ виконано за нормативною схемою 110-3 – місток з вимикачами на стороні ліній та ремонтною перемичкою на стороні ліній.

Відкритий розподільчий пристрій (ВРП) 35 кВ виконано за нормативною схемою 35-5 – одна робоча секціонована вимикачем система шин. Дана схема виконується з кількістю приєднань на секцію не менше двох.

Закритий розподільчий пристрій (ЗРП) 10 кВ виконано за нормативною схемою 10-5 – одна робоча секціонована вимикачем система шин. Дана схема виконується з кількістю приєднань на секцію не менше двох, кожне приєднання конструктивно являє собою окрему компактну комірку.

Схеми 35-5 та 10-5 працюють з вимкненими секційними вимикачами з метою зниження вартості комплекту релейного захисту, що підключається до такого

вимикача, зниження величини струмів короткого замикання на сторонах СН та НН та полегшення контролю за режимними параметрами і прогнозування можливих режимів.

7.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції

Наявність струму короткого замикання (КЗ) призводить до зниження коефіцієнту корисної дії системи електропередавання, додаткового зниження напруги у суміжних з точкою к.з. пунктах, підвищеного термічного та динамічного впливу на обладнання системи. Значення струму КЗ є визначальним для вибору обладнання підстанції, а сам струм має бути відключений якомога швидше.

Розрахунок струму КЗ виконується у базисних одиницях.

Приймаємо наступні базисні величини: $S_B = 1000$ МВА, $U_B = 115$ кВ.

Для кожної ділянки схеми мережі виконаємо перерахунок опорів із іменованих одиниць в базисні. Опір ділянки ЛЕП в базисних одиницях визначається:

$$X_{*i-j} = X_{i-j} \cdot \frac{S_B}{U_B^2}$$

Так, для ділянки 0-1, що має опір $X_{i-j} = 11,88$ Ом, відповідний показник у базисних одиницях становитиме:

$$X_{*0-1} = X_{0-1} \cdot \frac{S_B}{U_B^2} = 11,88 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,898 \text{ в.о.}$$

Приведення опорів решти ділянок до базисної величини виконується в такий самий спосіб, результати розрахунку представлено в табличному вигляді, табл. 7.1.

Таблиця 7.1 – Опори ділянок схеми. Пряма послідовність

Ділянка	0-1	0-3	0-5	0-7	1-2	1-8	2-3	3-4	4-6	5-6	7-8
Опір X , Ом	11,88	7,92	7,92	11,09	9,61	12,21	8,36	5,54	24,42	9,90	13,08
Опір X_* , в.о.	0,898	0,599	0,599	0,839	0,727	0,923	0,632	0,419	1,847	0,749	0,989

На рис. 7.1 наведено схему мережі з параметрами ділянок в базисних одиницях та з позначенням пункту, в якому відбувається КЗ. Потрібно згорнути схему до еквівалентного опору між БП та пунктом з місцем КЗ.

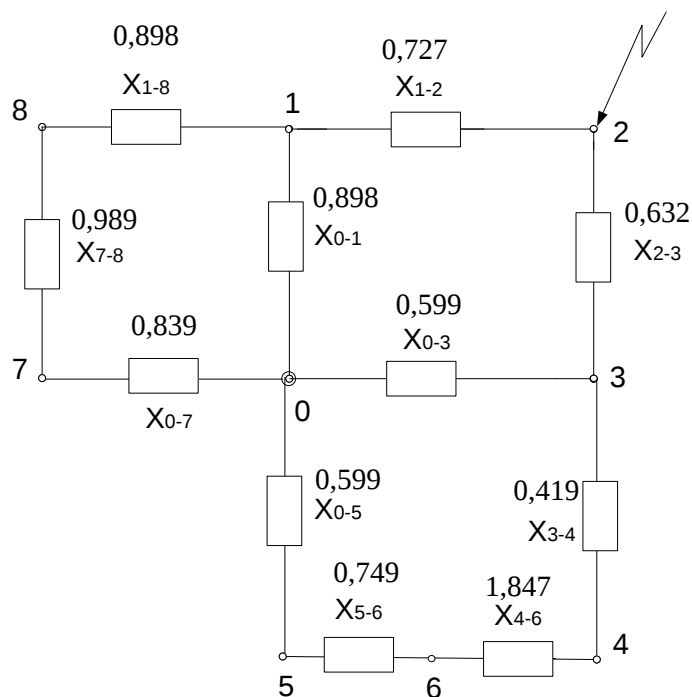


Рис. 7.1 – Вихідна схема мережі, або схема заміщення прямої послідовності (схема 1)

Знайдемо еквівалентний опір схеми прямої послідовності мережі.

Перехід від схеми 1 до схеми 2:

$$X_{11} = X_{0-7} + X_{7-8} + X_{1-8} = 0,839 + 0,989 + 0,898 = 2,726 \text{ в.о.};$$

$$X_{12} = X_{3-4} + X_{4-6} + X_{5-6} + X_{0-5} = 0,419 + 1,847 + 0,749 + 0,599 = 3,614 \text{ в.о.}$$

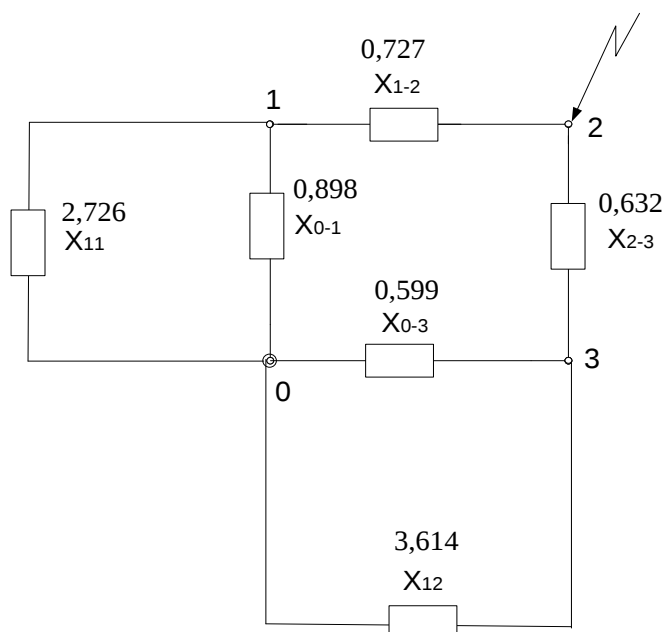


Рис. 7.2 – Перетворення схеми заміщення прямої послідовності (схема 2)

Перехід від схеми 2 до схеми 3:

$$X_{21} = \frac{X_{11} \cdot X_{0-1}}{X_{11} + X_{0-1}} = \frac{2,726 \cdot 0,898}{2,726 + 0,898} = 0,675 \text{ в.о.};$$

$$X_{22} = \frac{X_{12} \cdot X_{0-3}}{X_{12} + X_{0-3}} = \frac{3,614 \cdot 0,599}{3,614 + 0,599} = 0,513 \text{ в.о.}$$

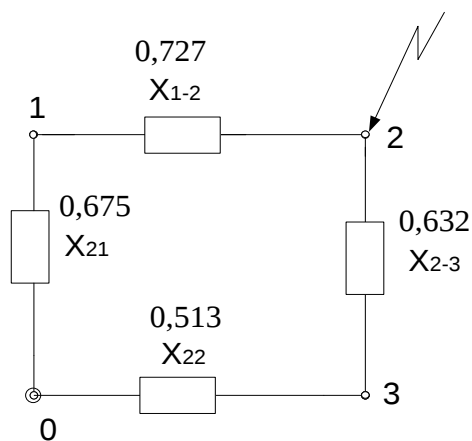


Рис. 7.3 – Перетворення схеми заміщення прямої послідовності (схема 3)

Перехід від схеми 3 до схеми 4:

$$X_{31} = X_{21} + X_{1-2} = 0,675 + 0,727 = 1,402 \text{ в.о.};$$

$$X_{32} = X_{22} + X_{2-3} = 0,513 + 0,632 = 1,145 \text{ в.о.}$$

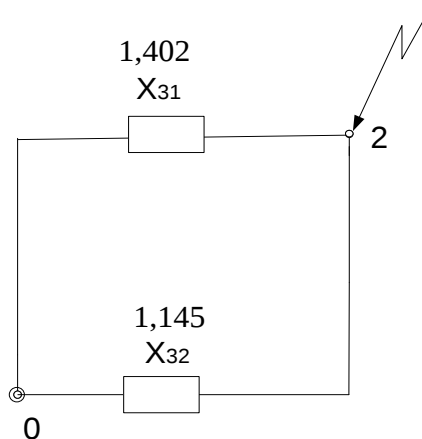


Рис. 7.4 – Перетворення схеми заміщення прямої послідовності (схема 4)

Перехід від схеми 4 до схеми 5:

$$X_{EKB} = \frac{X_{31} \cdot X_{32}}{X_{31} + X_{32}} = \frac{1,402 \cdot 1,145}{1,402 + 1,145} = 0,630 \text{ в.о.}$$

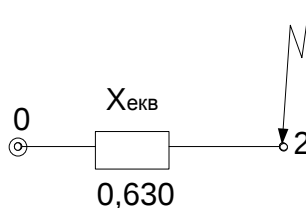


Рис. 7.5 – Перетворення схеми заміщення прямої послідовності (схема 5).

Для розрахунку несиметричних КЗ, як двофазне та однофазне, необхідно враховувати опори зворотної та нульової послідовності. Для ліній електропередавання опір зворотної послідовності дорівнює опору прямої. Опір нульової послідовності визначається кількістю кіл та наявністю грозозахисних тросів, табл. 7.2.

Таблиця 7.2 – Рекомендації щодо співвідношення опорів

Одноколові ЛЕП	без грозозахисних тросів	$X_0 = 3,5 \cdot X_1$
	із грозозахисними тросами	$X_0 = 2 \cdot X_1$
Двоколові ЛЕП	без грозозахисних тросів	$X_0 = 5 \cdot X_1$
	із грозозахисними тросами	$X_0 = 3 \cdot X_1$

Оскільки в розділі 3 обрано одноколові ЛЕП із грозозахисними тросами, то $X_0=2 \cdot X_1$.

Для силових трансформаторів опір зворотної послідовності дорівнює опору прямої, як і у випадку з лініями. Це пояснюється відсутністю частин, що обертаються. Опір нульової послідовності силових трансформаторів залежить від схеми з'єднання обмоток та режиму роботи нейтралі. Для трьохобмоткових трансформаторів 110/35/10 зі з'єднанням $Y_H/Y/\Delta$ враховуватиметься лише опір ВН-НН, оскільки ізольована нейтраль виключає протікання струмів нульової послідовності. Для з'єднання обмоток та режимом роботи нейтралі Y_H/Y опір нульової послідовності нескінченно великий.

Опір силових трансформаторів в базисних одиницях:

$$X_{*T} = \frac{u_{кз} (u_{к BH-НН})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T}$$

Визначення опорів нульової послідовності ділянок.

$$X_{0(0-1)} = 2 \cdot X_{1(0-1)} = 2 \cdot 0,898 = 1,796 \text{ Ом.}$$

Визначення опорів нульової послідовності решти ділянок виконується в такий самий спосіб, результати розрахунку представлено в табличному вигляді, табл. 7.3.

Таблиця 7.3 – Опори ділянок схеми. Нульова послідовність

Ділянка	0-1	0-3	0-5	0-7	1-2	1-8	2-3	3-4	4-6	5-6	7-8
Опір прямої послідовності X , в.о.	0,898	0,599	0,599	0,839	0,727	0,923	0,632	0,419	1,847	0,749	0,989
Опір нульової послідовності X_* , в.о.	1,796	1,198	1,198	1,678	1,454	1,846	1,264	0,838	3,694	1,498	1,978

Опір блоку силових трансформаторів, встановлених в пункті 1 в базисних одиницях, що відповідають опору нульової послідовності:

Еквівалентування проводимо аналогічно схемі мережі для прямої послідовності. В результаті отримаємо: $X_{\text{екв}} = 1,207 \text{ в.о.}$

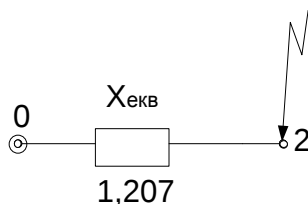


Рис. 7.7 – Результуюча схема мережі для нульової послідовності

На рис. 7.8 наведено однолінійну схему ПС з точками виникнення КЗ, відносно яких розрахунок струмів КЗ і виконуватиметься. Розрахунок струму КЗ в точці К₁, сторона ВН; КЗ в точці К₂, сторона СН та КЗ в точці К₃, сторона НН.

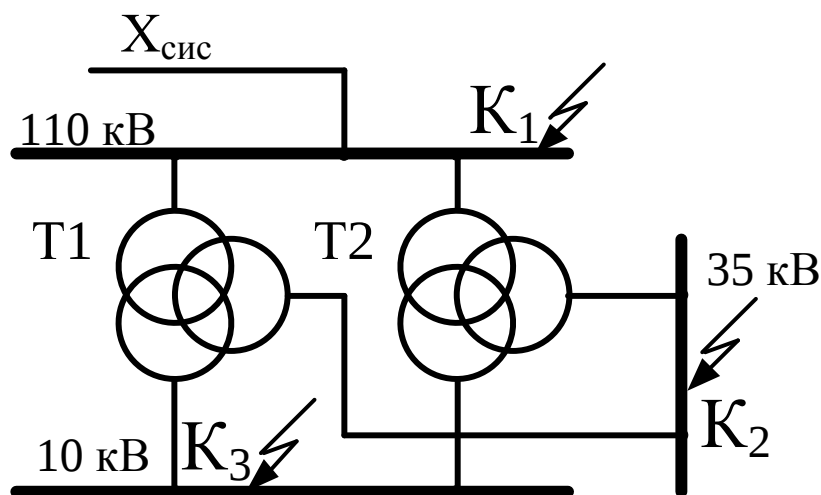


Рис. 7.8 – ПС та розрахункові точки КЗ

В табл. 7.5 наведено коефіцієнт пропорційності та розрахунковий опір шунта для різних видів КЗ.

Таблица 7.5 – Коефіцієнт пропорційності та розрахунковий опір шунта

Розрахункова величина	Позначення	Види КЗ		
		трифазне	двофазне	однофазне
Додатковий опір	$\Delta X^{(n)}$	0	X_{E2}	$X_{E2} + X_{E0}$
Коефіцієнт пропорційності	$m^{(n)}$	1	$\sqrt{3}$	3

В табл. 7.6 наведено ударний коефіцієнт та стала згасання аперіодичної складової струму КЗ.

Таблиця 7.6 – Ударний коефіцієнт і стала згасання аперіодичної складової струму КЗ

Електрична система, елемент системи	$T_a, \text{с}$	K_y
Система, зв'язана із шинами, де розглядається КЗ, повітряними лініями напругою, кВ:		
35	0,2	1,61
110...150	0,02...0,03	1,61...1,72
220...330	0,03...0,04	1,72...1,78
500... 750	0,06...0,08	1,85...1,89
Система, зв'язана зі збірними шинами 6...10 кВ через трансформатори одиничною потужністю, МВА:		
80 і більше	0,06...0,15	1,85...1,935
32...80	0,05...0,1	1,82...1,9
32 і менше	0,045...0,07	1,80...1,85

7.3.1 Розрахунок струмів КЗ в точці К₁

Базисне значення струму КЗ становить:

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

Розглянемо трифазне КЗ. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{ПО}^{(3)} = m^{(3)} \cdot \frac{I_B}{x_{екв.1}} = 1 \cdot \frac{5,02}{0,630} = 7,968 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ:

$$I_{уд}^{(3)} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,968 = 19,157 \text{ кА,}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{П}^{(3)} = I_{ПО}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 7,968 \cdot \sqrt{1 + 2(1,7 - 1)^2} = 11,212 \text{ кА.}$$

Розглянемо двофазне КЗ. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{I_B}{x_{\text{екв.1}} + x_{\text{екв.2}}} = \sqrt{3} \cdot \frac{5,02}{0,630 + 0,630} = 6,901 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ:

$$I_{\text{УД}}^{(2)} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(2)} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,901 = 16,591 \text{ кА,}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\text{П}}^{(2)} = I_{\text{ПО}}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 6,901 \cdot \sqrt{1 + 2(1,7 - 1)^2} = 9,711 \text{ кА.}$$

Розглянемо однофазне КЗ. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{I_B}{x_{\text{екв.1}} + x_{\text{екв.2}} + x_{\text{екв.0}}} = 3 \cdot \frac{5,02}{0,630 + 0,630 + 1,207} = 6,105 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ:

$$I_{\text{УД}}^{(1)} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(1)} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,105 = 14,676 \text{ кА,}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\text{П}}^{(1)} = I_{\text{ПО}}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 6,105 \cdot \sqrt{1 + 2(1,7 - 1)^2} = 8,590 \text{ кА.}$$

7.3.2 Розрахунок струмів КЗ в точці К₂

Розглянемо двофазне КЗ. Секційний вимикач вимкнено.

Опір силового трансформатору, встановленого в пункті 2 в базисних одиницях, що відповідає опору прямої та зворотної послідовності:

$$X_{*T} = \frac{U_{KB-C\%} \cdot S_B}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,20 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{I_B}{((x_{\text{екв.1}} + x_{*T}) + (x_{\text{екв.2}} + x_{*T})) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2} = \frac{5,02}{((0,630 + 4,20) + (0,630 + 4,20)) \cdot \left(\frac{35,5}{115}\right)^2} = 5,453 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ:

$$I_{\text{УД}}^{(2)} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(2)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,453 = 12,416 \text{ кА,}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(2)} = I_{IO}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 5,453 \cdot \sqrt{1 + 2(1,61 - 1)^2} = 7,202 \text{ кА.}$$

Розглянемо однофазне КЗ. Секційний вимикач вимкнено. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{IO}^{(1)} = \frac{I_B}{((x_{екв.1} + x_{*T}) + (x_{екв.2} + x_{*T} + x_{e0})) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2} = \frac{5,02}{((0,630 + 4,20) + (0,630 + 4,20 + 1,207)) \cdot \left(\frac{35,5}{115}\right)^2} = 4,848 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ:

$$I_{уд}^{(1)} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{IO}^{(1)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,848 = 11,038 \text{ кА.}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(1)} = I_{IO}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 4,848 \cdot \sqrt{1 + 2(1,61 - 1)^2} = 6,403 \text{ кА.}$$

Розглянемо двофазне КЗ. Секційний вимикач увімкнено.

Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{IO}^{(2)} = \frac{I_B}{((x_{екв.1} + \frac{x_{*T}}{2}) + (x_{екв.2} + \frac{x_{*T}}{2})) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2} = \frac{5,02}{((0,630 + \frac{4,20}{2}) + (0,630 + \frac{4,20}{2})) \cdot \left(\frac{35,5}{115}\right)^2} = 9,648 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ:

$$I_{уд}^{(2)} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{IO}^{(2)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,648 = 21,967 \text{ кА,}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(2)} = I_{IO}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 9,648 \cdot \sqrt{1 + 2(1,61 - 1)^2} = 12,742 \text{ кА.}$$

Розглянемо однофазне КЗ. Секційний вимикач увімкнено. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{IO}^{(1)} = \frac{I_B}{((x_{екв.1} + \frac{x_{*T}}{2}) + (x_{екв.2} + \frac{x_{*T}}{2}) + x_{e0}) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2} = \frac{5,02}{((0,630 + \frac{4,20}{2}) + (0,630 + \frac{4,20}{2}) + 1,207) \cdot \left(\frac{35,5}{115}\right)^2} = 7,902 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ:

$$I_{уд}^{(1)} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{IO}^{(1)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,902 = 17,992 \text{ кА.}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(1)} = I_{IO}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 7,902 \cdot \sqrt{1 + 2(1,61 - 1)^2} = 10,436 \text{ кА.}$$

7.3.3 Розрахунок струмів КЗ в точці КЗ

Розглянемо двофазне КЗ. Секційний вимикач вимкнено.

Опір силового трансформатору, встановленого в пункті 2 в базисних одиницях, що відповідає опорі прямої послідовності:

$$X_{*T} = \frac{U_{KB-H} \cdot S_B}{100 \cdot S_H} = \frac{17 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 6,80 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{ПО}^{(2)} = \frac{I_B}{((x_{екв.1} + x_{*T}) + (x_{екв.2} + x_{*T})) \cdot \left(\frac{U_3}{U_2}\right)^2} = \frac{5,02}{((0,630 + 6,80) + (0,630 + 6,80)) \cdot \left(\frac{10,5}{35,5}\right)^2} = 3,862 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ:

$$I_{уд}^{(2)} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(2)} = 1,80 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,862 = 9,831 \text{ кА.}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{П}^{(2)} = I_{ПО}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 3,862 \cdot \sqrt{1 + 2(1,80 - 1)^2} = 5,831 \text{ кА.}$$

Розглянемо однофазне КЗ. Секційний вимикач вимкнено. Періодична складова струму КЗ становить:

$$\begin{aligned} I_{ПО}^{(1)} &= \frac{I_B}{((x_{екв.1} + x_{*T}) + (x_{екв.2} + x_{*T}) + (x_{e0} + x_{*T})) \cdot \left(\frac{U_3}{U_2}\right)^2} = \\ &= \frac{5,02}{((0,630 + 6,80) + (0,630 + 6,80) + (1,207 + 6,80)) \cdot \left(\frac{10,5}{35,5}\right)^2} = 2,509 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Ударний струм КЗ:

$$I_{уд}^{(1)} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(1)} = 1,80 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,509 = 6,387 \text{ кА.}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{П}^{(1)} = I_{ПО}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 2,509 \cdot \sqrt{1 + 2(1,80 - 1)^2} = 3,789 \text{ кА.}$$

Розглянемо двофазне КЗ. Секційний вимикач увімкнено.

Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{ПО}^{(2)} = \frac{I_B}{((x_{екв.1} + \frac{x_{*T}}{2}) + (x_{екв.2} + \frac{x_{*T}}{2})) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1}\right)^2} = \frac{5,02}{((0,630 + \frac{6,80}{2}) + (0,630 + \frac{6,80}{2})) \cdot \left(\frac{10,5}{35,5}\right)^2} = 7,119 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ:

$$I_{уд}^{(2)} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(2)} = 1,80 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,119 = 18,122 \text{ кА.}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{П}^{(2)} = I_{ПО}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 7,119 \cdot \sqrt{1 + 2(1,80 - 1)^2} = 10,749 \text{ кА.}$$

Розглянемо однофазне КЗ. Секційний вимикач увімкнено. Періодична складова струму КЗ становить:

$$\begin{aligned} I_{ПО}^{(1)} &= \frac{I_B}{((x_{екв.1} + \frac{x_{*T}}{2}) + (x_{екв.2} + \frac{x_{*T}}{2}) + (x_{e0} + \frac{x_{*T}}{2})) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1}\right)^2} = \\ &= \frac{5,02}{((0,630 + \frac{6,80}{2}) + (0,630 + \frac{6,80}{2}) + (1,207 + \frac{6,80}{2})) \cdot \left(\frac{10,5}{35,5}\right)^2} = 4,530 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Ударний струм КЗ:

$$I_{уд}^{(1)} = \kappa_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(1)} = 1,80 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,530 = 11,531 \text{ кА.}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{П}^{(1)} = I_{ПО}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2} = 4,530 \cdot \sqrt{1 + 2(1,80 - 1)^2} = 6,840 \text{ кА.}$$

В табл. 7.7 представлено результати розрахунку значень струмів різних видів КЗ для підстанції 110/35/10 на відповідних сторонах

Таблиця 7.7 – Результати розрахунку струмів КЗ

Місце КЗ		Вид КЗ	$I_{п0}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{п}$, кА
ВРП 110 кВ, точка К ₁		трифазне	7,968	19,157	11,212
		двофазне	6,901	16,591	9,711
		однофазне	6,105	14,676	8,590
ВРП 35 кВ, точка К ₂	СВ вимкнено	двофазне	5,453	12,416	7,202
		однофазне	4,848	11,038	6,403
	СВ увімкнено	двофазне	9,648	21,967	12,742
		однофазне	7,902	17,992	10,436
ЗРП 10 кВ, точка К ₃	СВ вимкнено	двофазне	3,862	9,831	5,831
		однофазне	2,509	6,387	3,789
	СВ увімкнено	двофазне	7,119	18,122	10,749
		однофазне	4,530	11,531	6,840

7.4 Вибір електричного обладнання на підстанції

Електричне обладнання підстанції обирається, виходячи з перевірок за наступними пунктами:

1. номінальна напруга обладнання має співпадати з номінальною напругою електроустановки, а робочий струм не повинен перевищувати номінальне значення для даного виду обладнання:

$$U_{уст} \leq U_{ном.еу}; I_{роб} \leq I_{ном}$$

2. перевірка на електродинамічну стійкість – ударне значення струму не повинне перевищувати значення струму динамічної стійкості обладнання

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

3. перевірка на термічну стійкість – термічний вплив струму КЗ впродовж розрахункового часу не повинен перевищити вплив струму термічної стійкості обладнання впродовж нормованого часу

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

Варто зазначити, що поточна величина термічного впливу струму КЗ визначається наступним чином:

$$B_{\kappa} = I_{\Pi 0}^2 \cdot (t_{pza} + t_{вл} + T_a)$$

де t_{pza} – час спрацювання релейного захисту, $t_{pza}=0,05...1$ с; $t_{вл}$ – власний час вимкнення комутатора, T_a – стала згасання аперіодичної складової струму КЗ

4.Перевірка на комутаційну здатність: повне значення струму КЗ не повинне перевищувати номінальний струм вимкнення

$$I_{\Pi} \leq I_{\text{ном.вим}}$$

7.4.1 Розподільчий пристрій 10 кВ

ЗРП 10 кВ виконано комірками КРП, тому задача полягає у підборі власне комірок. Вимірювальні трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, щитове вимірювальне устаткування вже вбудовано у кожен окрему комірку, а тому не вимагає додаткових перевірок.

Робочий струм приєднання становить:

$$I_{\text{роб.пр}} = 1,1 \cdot \frac{S_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}} \cdot n_{\text{пр}}} = 1,1 \cdot \frac{5,95 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6} = 59,98 \text{ A}$$

Робочий струм збірних шин становить:

$$I_{\text{роб.ш}} = 1,1 \cdot \frac{S_{\text{HH}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}} = 1,1 \cdot \frac{5,95 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 179,94 \text{ A}$$

Найбільше значення робочого струму становить:

$$I_{\text{HH}} = \frac{S_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}} = \frac{5,95 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 327,17 \text{ A}$$

Таким чином є три окремі групи комірок – для приєднання, для секційного вимикача та для приєднання безпосередньо до трансформатора. В місці КЗ всі три типи вимикачів мають відповідати вимогам термічної, динамічної стійкості, та комутаційної здатності.

Найбільше значення ударного струму КЗ на стороні 10 кВ становить 18,122 кА для двофазного КЗ. КРП забезпечує струм динамічної стікості 51 кА.

Термічний вплив струму:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{рза}} + t_{\text{вл}} + T_a) = 7,119^2 \cdot (0,1 + 65 \cdot 10^{-3} + 0,2) = 18,498 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

КРУ забезпечує:

$$B_K = I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Найбільше значення струму становить 10,749 кА для двофазного КЗ за номінального струму вимкнення 20 кА.

Жорсткі шини 10 кВ перевіряються на термічну стійкість при КЗ, на резонансну частоту коливань та динамічну стійкість.

За розрахунковим значенням струму збірних шин $I_{\text{роб.ш}} = 179,94$ А приймаються збірні алюмінієві шини розміром 20х3 із найближчим більшим значенням $I_{\text{ном.ш}} = 215$ А.

За температури середовища всередині КРП 25°C, робоча температура шин становить:

$$\theta_1 = \theta_0 + (\theta_{\text{дон}} - \theta_{0\text{НОМ}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{роб.ш.}}}{I_{\text{ном.ш.}}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{179,94}{215} \right)^2 = 60,02^\circ\text{C}$$

За графіком нагріву однорідних провідників при протіканні струму КЗ, для визначеного θ_1 , величина $A_1 = 0,45 \cdot 10^{-4} \text{ А}^2 \cdot \text{с/мм}^4$. Друга точка, яка відповідає температурі при протіканні струму КЗ становить:

$$A_2 = A_1 + \frac{B_K}{S^2} = 0,45 + \frac{1200}{(20 \cdot 3)^2} = 0,783 \cdot 10^{-4} \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}$$

За графіком нагріву однорідних провідників при протіканні струму КЗ, для визначеного $A_2 = 0,783 \cdot 10^{-4} \text{ А}^2 \cdot \text{с/мм}^4$ температура $\theta_2 = 105^\circ\text{C}$, що є меншою за допустиму для даного типу шин (200°C).

Власна частота коливань шинної конструкції бути до 30 Гц, або понад 200 Гц.

Оскільки маємо одного листа в пакеті:

-момент інерції перерізу

$$J = \frac{a \cdot b^3}{12} = \frac{20 \cdot 3^3}{12} = 45 \text{ м}^4$$

-момент опору перерізу

$$W = \frac{a \cdot b^2}{6} = \frac{20 \cdot 3^2}{6} = 30 \text{ м}^3$$

-частота коливань

$$f = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 45}{2698 \cdot 60}} = 314,26 \text{ Гц}$$

де l - відстань між опорними ізоляторами окремо взятої шини окремої фази, м; E – модуль Юнга, Па; J – момент інерції перерізу; ρ – густина матеріалу шини, кг/м³; S – переріз шини, м².

Динамічне зусилля при трифазному КЗ на шинах 10 кВ становить:

$$F_q^{(3)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^{(3)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(11,531 \cdot 10^3)^2}{2} = 13,3 \frac{H}{m}$$

Динамічне зусилля при двохфазному КЗ на шинах 10 кВ становить:

$$F_q^{(2)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^{(2)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(18,122 \cdot 10^3)^2}{2} = 32,8 \frac{H}{m}$$

де $a=2$ м - відстань між шинами сусідніх фаз, м.

$$\text{Найбільше із зусиль } F_q^{(2)} = 32,8 \frac{H}{m}$$

Обираємо ізолятори шини ІО(Р)-10-3,75 з мінімальним розривним зусиллям ізолятора 3,75 кН (3750 Н).

Для ізоляторів має виконуватися рівність:

$$F_q \leq 0,6 \cdot H$$

де H – мінімальне розривне зусилля ізолятора.

$$\text{Дійсно, } 32,8 \text{ Н} < 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Напруга в матеріалі шин. У випадку одного листа в пакеті:

$$\sigma = \frac{F_q \cdot l^2}{12 \cdot 2 \cdot W} = \frac{32,8 \cdot 1^2}{12 \cdot 2 \cdot 30} = 0,046 \text{ Па}, \text{ що є значно менше, ніж розривна напруга}$$

алюмінію (127,196 МПа)

7.4.2 Розподільчий пристрій 35 кВ

Робочий струм приєднання становить:

$$I_{\text{роб.пр}} = \frac{S_{CH}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH} \cdot n_{np}} = \frac{24,71 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 8} = 46,31 \text{ A}$$

Робочий струм збірних шин становить:

$$I_{\text{роб.ш}} = \frac{S_{CH}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{CH}} = \frac{24,71 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 38,5} = 185,28 \text{ A}$$

Найбільше значення робочого струму становить:

$$I_{CH} = \frac{S_{CH}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} = \frac{24,71 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 370,55 \text{ A}$$

Таким чином є три окремі групи обладнання «вимикач – роз'єднувач – вимірювальний трансформатор струму» – для приєднання, для секціонування та для приєднання безпосередньо до трансформатора. В місці КЗ всі три групи обладнання проходять однакову перевірку.

Найбільше значення ударного струму КЗ на стороні 35 кВ становить 21,967 кА для двофазного КЗ. Струм динамічної стікості:

- вимикача ВГБ-35 - 77 кА;
- роз'єднувача РНД-35/1000 УХЛ1 - 63 кА;

Термічний вплив струму:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{рза}} + t_{\text{вл}} + T_a) = 9,648^2 \cdot (0,1 + 65 \cdot 10^{-3} + 0,2) = 33,975 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{- для вимикача ВГБ-35 } B_{K \text{ НОМ}} = I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{- для роз'єднувача РНД-35/1000 УХЛ1 } B_{K \text{ НОМ}} = I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{- для трансформатора струму ТОЛ -35-III-II } B_{K \text{ НОМ}} = I_T^2 \cdot t_T = 17^2 \cdot 3 = 867 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Повний струм для двофазного КЗ становить 12,742 кА. Номінальний струм вимкнення вимикача становить 12,5 кА.

7.4.3 Розподільчий пристрій 110 кВ

Найбільше значення робочого струму становить:

$$I_{BH} = \frac{S_{BH}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{36,61 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 183,80 \text{ A}$$

Найбільше значення ударного струму КЗ на стороні 110 кВ становить 19,157 кА для двофазного КЗ. Струм динамічної стікості:

- вимикача ВРС-110 81 кА;
- роз'єднувача РНД-110/1000 У1 80 кА;

Термічний вплив струму:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{рза}} + t_{\text{вт}} + T_a) = 7,968^2 \cdot (0,1 + 65 \cdot 10^{-3} + 0,2) = 23,173 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{- для вимикача ВРС-110 } B_{K \text{ НОМ}} = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{- для роз'єднувача РНД-110/1000 У1 } B_{K \text{ НОМ}} = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{- для трансформатора струму ТФЗМ 110 Б – І У1 } B_{K \text{ НОМ}} = I_T^2 \cdot t_T = 4^2 \cdot 3 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Повний струм для трифазного КЗ становить 11,212 кА. Номінальний струм вимкнення вимикача ВРС-110 становить 31,5 кА.

7.5 Вимірювання та навантаження вимірювальних трансформаторів

Навантаження вимірювальних трансформаторів розглядатиметься для сторони 110 кВ та 35 кВ. Для сторони 10 кВ використовуються комірки КРП, там вже обрано і встановлено вимірювальні трансформатори, а також вимірювальне щитове обладнання.

На стороні 110 кВ вимірювальні трансформатори струму розташовуються в кожній фазі на кожному приєднанні лінії, на приєднанні трансформатора, на секційному вимикачі і на ремонтній перемичці.

Таблиця 7. 8 – Потужність трансформатора струму 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
1	2	3	4	5
Приєднання лінії 110 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	0
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання лінії:		7,6	7,6	2,6
Секційний вимикач				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Приєднання трансформатора 110 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ремонтна перемичка				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5

Навантаження на провідники та контакти становить:

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

Опір провідників:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2H}^2} - R_{\text{контакт}} = \frac{12,4}{5^2} - 0,1 = 0,39 \text{ Ом}$$

Довжина мідного провідника, перерізом 2,5 мм² становить:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} \cdot S_{\text{Cu}}}{\rho_{\text{Cu}}} = \frac{0,39 \cdot 2,5}{0,0171} = 57 \text{ м}$$

Таким чином, обрані вимірювальні трансформатори струму ТФЗМ 110 Б пройшли перевірку на допустиму величину вторинного навантаження (12,4 ВА < 30 ВА).

Таблиця 7. 9 – Потужність трансформатора напруги 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
1	2	3	4	5
Вольтметр	Н 3093	-	-	5
Частотомір	СС3021	-	-	5
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	3х5	3х5	-
Лічильник	ЦЕ 6850М	3х4	3х4	3х4
Сумарне навантаження:		29,5	29,5	14,5

Отримане найбільше навантаження (29,5 ВА) вкладається в межі з допустимим навантаженням обраного трансформатора напруги НКФ-110-II У1 (100 ВА).

На стороні 35 кВ вимірювальні трансформатори струму розташовуються в кожній фазі на кожному приєднанні лінії, на приєднанні трансформатора і на секційному вимикачі.

Таблиця 7.10 – Потужність трансформатора струму 35 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
1	2	3	4	5
Приєднання лінії 35 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання лінії:		2,6	2,6	2,6
Секційний вимикач				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Приєднання трансформатора 35 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	0
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання трансформатора:		7,6	7,6	2,6

Навантаження на провідники та контакти становить:

$$S_{\text{пров}} = S_{\text{ВТ}} - S_{\text{прил}} = 15 - 7,6 = 7,4 \text{ ВА}$$

Опір провідників:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2H}^2} - R_{\text{контакт}} = \frac{7,4}{5^2} - 0,1 = 0,2 \text{ Ом}$$

Довжина мідного провідника, перерізом 6 мм² становить:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} \cdot S_{\text{Cu}}}{\rho_{\text{Cu}}} = \frac{0,2 \cdot 6}{0,0171} = 70 \text{ м}$$

Таким чином, обрані вимірювальні трансформатори струму ТОЛ-35-III-II пройшли перевірку на допустиму величину вторинного навантаження.

Таблиця 7.11 – Потужність трансформатора напруги 35 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	-
Лічильник	ЦЕ 6850М	4	4	4
Ваттварметр	СК3021	-	4x5	4x5
Лічильник	ЦЕ 6850М	4x4	4x4	4x4
Сумарне навантаження:		27,5	47,5	42,5

Отримане найбільше навантаження (47,5 ВА) вкладається в межі з допустимим навантаженням обраного трансформатора напруги DNT SM-36 (50 ВА).

7.6 Оперативний струм та освітлення

Джерелом постійного оперативного струму є стаціонарна акумуляторна батарея, що допускає короткочасний режим розряду, типу СК. Всіх споживачів, що живляться від акумуляторної батареї (АБ), можна розділити на наступні групи:

а) постійно увімкнене навантаження (пристрої керування, блокування, сигналізації, релейного захисту, постійно увімкнена частина аварійного освітлення);

б) тимчасове навантаження, що виникає при зникненні змінного струму в аварійному режимі (аварійне освітлення);

в) короткочасне навантаження тривалістю не більше 5 с (струми увімкнення та вимкнення приводів вимикачів, струми навантаження апаратів керування, сигналізації релейних захистів, в яких короткочасно протікає струм).

Тривалість аварійного режиму для засобів зв'язку та телемеханіки складає 1-2 с., для решти приймачів оперативного струму – 0,5 год. Обираємо підзарядний пристрій ВАЗП-380/260-40/80 напругою 380/260 В і струмом 40/80 А. Потужність в режимі зарядки та живлення установок становить 23 кВА, $\cos(\varphi) = 0,86$.

На проектованій підстанції 110/35/10 кВ застосовується природне та штучне освітлення. Для освітлення території підстанції приймаємо прожектори ЖО-04В-1000-71 з натрієвими лампами, що встановлюються на залізобетонних порталах та на щоглах. Живлення мережі зовнішнього освітлення території підстанції та керування освітленням виконується від щитка ЯУО-01-1.

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

Напруга мережі робочого освітлення 220 В змінного струму, ремонтного – 12 В змінного струму, аварійного 220 В від блоку аварійного освітлення (БАО). Вмикання прожекторів здійснюється обслуговуючим персоналом за допомогою вимикача. Аварійне освітлення вмикається автоматично при зникненні робочого.

Живлення аварійного освітлення здійснюється від акумуляторних батарей. Вмикання освітлення ЗРП здійснюється вимикачем, розташованим всередині ЗРП.

7.7 Блискавкозахист підстанції

Необхідно визначити параметри зони блискавкозахисту, яка забезпечує рівень надійності понад 95%, а також можливий рівень ураження прямим ударом блискавки об'єктів підстанції 110/35/10, що проектується у вузлі 2. Кількість грозових годин за рік для України становить $n=70$ год.

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). Від стійок конструкцій ВРП 110 кВ з струмовідводами забезпечується розтікання струму по магістралях заземлення не менше чим в двох напрямках.

Довжина підстанції $a=115$ м, ширина підстанції становить $b=72$ м. Найменша відстань між сусідніми блискавковідводами становить $l_1=46$ м, а найбільша $l_2=76$ м. Для кожної попарно взятої групи блискавковідводів найбільша відстань між блискавковідводами становить:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{46^2 + 76^2} = 88,8 \text{ м}$$

Перевищення висоти блискавковідводу над об'єктом, що вимагає захисту, обчислюється зі співвідношення

$$h_a \geq \frac{L}{8} = \frac{88,8}{8} = 11,1 \text{ м}$$

повна стандартна висота блискавковідводу становить $h=h_x+h_a=X+X=22$ м.

Висота вершини конусу окремого блискавковідводу становить:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 22 = 20,24 \text{ м}$$

Радіус зони захисту на рівні землі r_0 та об'єкту, що вимагає захисту r_x становлять:

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(22 - \frac{10,5}{0,92} \right) = 15,88 \text{ м}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 22 = 33 \text{ м}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для найменшої відстані l_1 становить:

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92}\right) = 1,5 \cdot \left(22 - \frac{10,5}{0,92}\right) = 15,88 \text{ м}$$

$$h_{\min/l1} = h_0 - 0,14 \cdot (l_1 - h) = 20,24 - 0,14 \cdot (46 - 22) = 16,88 \text{ м}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для найбільшої відстані l_2 становить:

$$h_{\min/l2} = h_0 - 0,14 \cdot (l_2 - h) = 20,24 - 0,14 \cdot (76 - 22) = 12,88 \text{ м}$$

Радіуси на рівні висоти об'єкту, що вимагає захисту, для зазначених висот становлять:

$$r_{l1} = r_0 \cdot \frac{h_{\min/l1} - h_x}{h_{\min/l1}} = 33 \cdot \frac{16,88 - 10,5}{16,88} = 12,47 \text{ м}$$

$$r_{l2} = r_0 \cdot \frac{h_{\min/l2} - h_x}{h_{\min/l2}} = 33 \cdot \frac{12,88 - 10,5}{12,88} = 6,10 \text{ м}$$

Кількість прямих уражень підстанції 110/35/10 блискавкою за рік становить:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot \max\{h_x\}) \cdot (b + 10 \cdot \max\{h_x\}) \cdot 10^{-6} = \\ = 0,06 \cdot 70 \cdot (115 + 10 \cdot 10,5) \cdot (72 + 10 \cdot 10,5) \cdot 10^{-6} = 0,163$$

Кількість відключень підстанції через пряме ураження блискавкою

$$\gamma = N \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g = 0,163 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 7,758 \cdot 10^{-5}$$

Показник грозостійкості, є величиною, оберненою до кількості річних відключень підстанції 110/35/10 у вузлі 2:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{7,758 \cdot 10^{-5}} = 12889,9 \text{ років}$$

Висновок до розділу 7

У даному розділі було розглянуто головну схему електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ, яка розташована в пункті 2.

Визначено типи розподільчих пристроїв відповідних класів напруги. Пристрій ВРП 110 кВ виконано за нормативною схемою 110-3 – місток з вимикачами на стороні ліній та ремонтною перемичкою на стороні ліній. Пристрій ВРП 35 кВ виконано за нормативною схемою 35-5 – одна робоча секціонована вимикачем система шин. Дана схема виконується з чотирма приєднаннями на секцію. Закритий розподільчий пристрій (ЗРП) 10 кВ виконано за нормативною схемою 10-5 – одна робоча секціонована вимикачем система шин. Дана схема виконується з трьома приєднаннями на секцію, кожне приєднання конструктивно являє собою окрему компактну комірку.

Виконано розрахунок струмів КЗ на шинах 110, 35 та 10 кВ. Отримано наступні найбільші значення: на шинах 110 кВ – 19,157 кА, на шинах 35 кВ – 21,967 кА, на шинах 10 кВ – 18,122 кА. За цими значеннями обрано та перевірено енергетичне устаткування підстанції.

Розглянуто оперативний струм та освітлення на підстанції та розраховано систему її блискавкозахисту, яка складається з 5 блискавковідводів висотою 22 м.

ВИСНОВКИ

Розглянуто задачу оптимізації розвитку електричних мереж енергосистеми, розглянуті методи оптимізації конфігурації електричних мереж та розраховано функцію оптимальних дисконтованих витрат для ЛЕП напругою 110 кВ на сталевих опорах. Також проведена апроксимація функції оптимальних дисконтованих витрат прямою, що проходить через початок координат та прямою, що не проходить через початок координат.

Розглянуто метод упорядкованого виключення гілок. За його допомогою з заданої надлишкової схеми визначено оптимальну конфігурацію розімкненої електричної мережі напругою 110 кВ.

З урахуванням категорійності споживачів задля надійності електропостачання розімкнену мережу перетворено на триконтурну замкнену.

Для отриманої мережі було обрано тип та кількість трансформаторів у пунктах навантаження, тип та переріз проводів для повітряних ліній мережі. За методом Зейделя були 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 розрахованих режимів перебувають у допустимих межах.

Розрахунок регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій показав можливість забезпечення бажаних значень напруги на шинах 11 кВ та 38,5 кВ усіх підстанцій.

Розглянуто розробку стартап-проекту, основною ідеєю якого є створення нової електричної мережі 110 кВт з метою надання послуги з надійного розподілу електричної енергії споживачам та порівняння її схеми розвитку з конкурентними варіантами, що мають схожі техніко-економічні характеристики. Виконано техні-

ко-економічне порівняння схеми мого проекту (варіант 1) з схемами конкурентів. Його оптимальна реалізація створює передумови для успішного ринкового старту.

Розглянуто питання охорони праці при монтажі ліній електропередавання 110 кВ. Було обрано тип опор (анкерно-кутові 1У110-1+5 та проміжні П 110-2В), які застосовуються для будівництва ЛЕП та марку проводів повітряної лінії (АС-120/19).

Для виконання робіт з монтажу ЛЕП бригада має складатися з 8-ми чоловік з групою електробезпеки не нижче IV. В результаті аналізу було з'ясовано, що умови праці у робітників відносяться до шкідливих I категорії.

За результатами аналізу небезпечних та шкідливих факторів, які впливають на працівників під час монтажу ЛЕП, розроблено технічні та організаційні заходи з охорони праці, проведено вибір ЗІЗ для безпечної роботи працівників.

Було проведено розрахунок захисного заземлення опори ЛЕП 110 кВ.

Розглянуто релейний захист трансформатора ТДТН-25000/110. В якості основного захисту обрано та розраховано диференційний захист на основі диференційного реле ДЗТ-11. Як резервний застосовується максимальний струмовий захист з пуском за напругою. Пуск за напругою підвищує чутливість максимального струмового захисту. В розділі також розглянуті інші види захистів трансформатора ТДТН-25000/110 – газовий захист, захист від замикання на землю, автоматичне увімкнення резерву та автоматичне повторне ввімкнення.

Розглянуто головну схему електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ, яка розташована в пункті 2. Визначено типи розподільчих пристроїв відповідних класів напруги. Виконано розрахунок струмів КЗ на шинах 110, 35 та 10 кВ. Отримано наступні найбільші значення: на шинах 110 кВ – 19,157 кА, на шинах 35 кВ – 21,967 кА, на шинах 10 кВ – 18,122 кА. За цими значеннями обрано та перевірено енергетичне устаткування підстанції.

Розглянуто оперативний струм та освітлення на підстанції та розраховано систему її блискавкозахисту, яка складається з 5 блискавковідводів висотою 22 м.

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. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у магістерській дисертації для підготовки студентів КПІ ім. І. Сікорського за освітньо-кваліфікаційним рівнем «магістр» спеціальностей 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», / Укл.: Л. Третьякова, Л. Мітюк. Київ: КПІ ім. І. Сікорського, ІЕЕ, 2020.-58с.

11. <http://trudova-ohrana.ru/primery-dokumentov/prikladi-nstrukcj-z-ohoroni-prac-ukranskoju/4260-nstrukcja-z-ohoroni-prac-pd-chas-sporudzhennja-povtrjanih-lnj-elektroperedach.html>
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. ДНАОП 1.1.10-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів напругою до 500 кВ. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 1998. 105 с.
15. ДНАОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електроустановок захисних засобів. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2002. 46 с.
16. НПАОП 0.00-1.15-07. Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті. Наказ Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду.
17. НПАОП 0.00-4.01-08. Положення про порядок забезпечення працівників спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту.

Додаток А. Результати перевірки на плагіат



Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

Дата перевірки:
08.12.2020 12:24:56 EET

Дата звіту:
08.12.2020 12:29:11 EET

ID перевірки:
1005399240

Тип перевірки:
Doc vs My Database

ID користувача:
38476

Назва документа: Кацан

Кількість сторінок: 151 Кількість слів: 27386 Кількість символів: 192917 Розмір файлу: 2.29 MB ID файлу: 1005691008

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

13.3%
Схожість

Найбільша схожість: 4.44% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: EF-638501)

Пошук збігів з Інтернетом не проводився

0% Джерела з Бібліотеки 454

Сторінка 153

0.4% Цитат

Цитати 1

Сторінка 154

Вилучення списку бібліографічних посилань виконане

0%
Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи 1178

Підозріле форматування 68 сторінок