

**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: «Районна електрична мережа 110 кВ та використання енергоакуюлюючих по-
тужностей і технологій накопичення електричної енергії»**

Виконав:
студент 2 курсу, групи ЕС-391мп
Вовчинський Владислав Олегович _____

Науковий керівник:
Професор, д. т. н.
Кирик Валерій Валентинович _____

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-проект»:
ст. викл. кафедри економіки і підприємництва
Бахмачук Сергій Васильович _____

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

Рецензент:
доцент кафедри ВДЕ, к. т. н.,
Бардик Євгеній Іванович _____

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

Вовчинському Владиславу Олеговичу

1. Тема дисертації: «Районна електрична мережа 110 кВ та використання енергоакумуючих потужностей і технологій накопичення електричної енергії», науковий керівник дисертації професор, д.т.н., Кирик Валерій Валентинович, затверджені наказом по університету від «29» жовтня 2020 р. № 3160-с.
2. Термін подання студентом дисертації: 21 грудня 2020 р.
3. Об'єкт дослідження: районна електрична мережа 110 кВ
4. Вихідні дані: параметри для розрахунку мережі (див. Додаток до завдання на дипломний проєкт).
5. Перелік завдань, які необхідно розробити:
 - 1) Вибрати конфігурацію електричної мережі.
 - 2) Вибрати параметри ліній та трансформаторів.
 - 3) Розрахувати режими роботи електричної мережі.
 - 4) Вибрати регулювальні відгалуження РПН та ПБЗ
 - 5) Виконати проєкт підстанції.
 - 6) Виконати стартап проєкт.
 - 7) Виконати розділ з охорони праці.
 - 8) Виконати розділ з релейного захисту.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) Техніко-економічне порівняння варіантів мережі;
- 2) Принципова схема районної електричної мережі;
- 3) Результати розрахунку режиму максимальних навантажень;
- 4) Результати розрахунку післяаварійного режиму;
- 5) Головна схема електричних з'єднань ПС 110/35/10 кВ;
- 6) План підстанції 110/35/10 кВ;
- 7) Розрізи ПС 1-1...2-2;
- 8) Релейний захист трансформатора 110/35/10 кВ потужністю 16 МВА.

7. Орієнтовний перелік публікацій:

- 1) Вовчинський В.О. Технології накопичення енергії, Міжнародний науковий журнал "Інтернаука". — 2020. — №20

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	Моссаковський В. І., асистент кафедри електричних мереж та систем		

9. Дата видачі завдання 5 жовтня 2020 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз літератури по вибраній темі		
2	Робота над спецпитанням		
3	Розрахунок мережі 110 кВ		
4	Проект електричної частини ПС 110/35/110 кВ		
5	Розроблення стартап-проекту		
6	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації мережі з когенераційними установками		
7	Релейний захист трансформатора ТДТН 16000/110		
8	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини		

Студент

Владислав ВОВЧИНСЬКИЙ

Науковий керівник

Валерій КИРИК

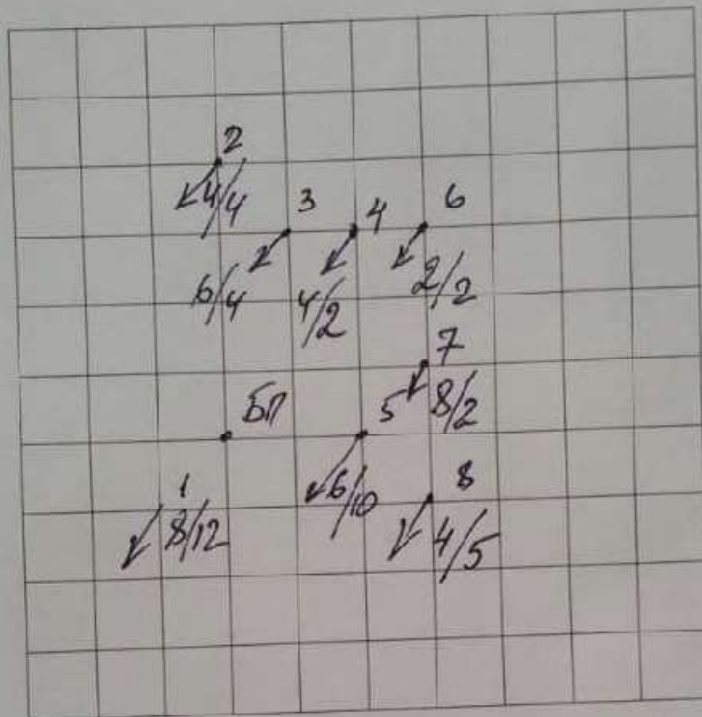
У"КПІ"
едра ЕМС

Група _____

Студент

Вовкесевич Р.

Додаток до завдання на дипломний проект
(за освітньо-професійною програмою магістерської підготовки)
районної електричної мережі напругою 110 кВ
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці БП.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = 0,75$; $\cos \varphi_{нн} = 0,78$; $T_{max} = 4300$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Луганське.
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha =$ _____ (%), р-н I – II.
- $M_{гран} = 4500$ [МВт·км], $\alpha_m =$ _____

Примітки:

1. На ситуаційному плані дроби означають активні навантаження: числієник – навантаження на стороні С.Н.; знаменник – навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез п'яти-шести різних тривимірних схем мережі.

Завдання
надане

Дата 05.10.20

Підпис викладача

Вовкесевич Р.

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація на тему «Районна електрична мережа 110 кВ та використання енергоакуюлюючих потужностей і технологій накопичення електричної енергії» складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 139 сторінках. Вона містить 40 рисунків та 45 таблиць. Перелік посилань містить 10 джерел, дані з яких використовувались при написанні дисертації. Графічна частина складається з креслень на 8 аркушах.

Актуальність теми. Забезпечення споживачів електроенергією повинно виконуватись надійно, безперебійно та з відповідною якістю електроенергії, при цьому система електрозабезпечення має бути економічною.

Мета і задачі дослідження. Синтез схеми мережі, оптимальної з технічної та економічної точки зору, для забезпечення електроенергією пунктів навантажень.

Об'єкт дослідження. Районна електрична мережа 110 кВ.

Предмет дослідження. Використання енергоакуюлюючих потужностей і технологій накопичення електричної енергії.

Методи дослідження. Методи теоретичних основ електротехніки та електричних систем при розрахунках параметрів елементів електричних мереж та режимів їх функціонування, а також числові методи розв'язку систем алгебраїчних рівнянь.

Публікації за темою дисертації.

- Вовчинський В.О. Технології накопичення енергії, Міжнародний науковий журнал "Інтернаука". — 2020. — №20;

Практичне значення одержаних результатів. Результати проведених в рамках виконання дисертації розрахунків були використані на етапі проектування районної мережі.

Ключові слова: електрична мережа, схема заміщення, лінія електропередавання, релейний захист, режим максимальних навантажень, післяаварійний режим.

ABSTRACT

The master's dissertation "District electric network 110 kV and the use of energy storage capacities and technologies of electricity storage" consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is presented on 139 pages. It contains 40 figures and 45 tables. The list of references contains 10 sources, the data from which were used in writing the dissertation. The graphic part consists of drawings on 8 sheets.

Actuality of theme. The supply of electricity to consumers must be performed reliably, uninterruptedly and with the appropriate quality of electricity, and the electricity supply system must be economical.

The purpose and objectives of the study. Synthesis of a network scheme, optimal from a technical and economic point of view, to provide electricity to load points.

Object of study. Regional electrical network 110 kV.

Subject of study. Use of energy storage capacities and technologies of electricity storage.

Research methods. Methods of theoretical foundations of electrical engineering and electrical systems in calculating the parameters of the elements of electrical networks and modes of their operation, as well as numerical methods for solving systems of algebraic equations.

Publications on the topic of the dissertation.

"Thunder storm Power Plants", Logos.Online, №16, December 2020;

The practical significance of the obtained results. The results of the calculations performed in the framework of the dissertation were used at the design stage of the district network.

Key words: electric network, substitution scheme, power transmission line, relay protection, maximum loads mode, post - emergency mode.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	11
ВСТУП.....	12
1 ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	13
1.1 Вибір конфігурації схеми районної електричної мережі	13
1.2 Вибір числа, типів та потужностей трансформаторів підстанцій	16
1.3 Попереднє визначення потокорозподілів потужностей у мережах, що порівнюються, за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)	19
1.3.1 Розрахунок попереднього потокорозподілу для першої схеми.....	19
1.3.2 Розрахунок попереднього потокорозподілу для другої схеми.....	22
1.3.3 Розрахунок попереднього потокорозподілу для третьої схеми	24
1.3.4 Розрахунок попереднього потокорозподілу для четвертої схеми.....	26
1.3.5 Розрахунок попереднього потокорозподілу для п'ятої схеми	28
1.3.6 Розрахунок попереднього потокорозподілу для шостої схеми.....	30
1.4 Вибір перерізів проводів ліній	32
1.4.1 Вибір перерізів проводів першої схеми	32
1.4.2 Вибір перерізів проводів другої схеми	37
1.4.3 Вибір перерізів проводів третьої схеми.....	38
1.4.4 Вибір перерізів проводів четвертої схеми	39
1.4.5 Вибір перерізів проводів п'ятої схеми	40
1.4.6 Вибір перерізів проводів шостої схеми	41
1.6 Вибір схеми мережі	41
1.7 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення мережі.....	42
1.7.1 Розрахунок параметрів схем заміщення ліній електропередачі.....	42

1.7.2. Розрахунок параметрів схем заміщення трансформаторів	44
1.8 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі.....	45
1.9 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальному навантаженні	48
1.10 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....	64
1.11 Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій для опорних режимів	68
Висновок до розділу	70
2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ У ВУЗЛІ 5.....	72
ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ	72
2.1 Опис вузла 5 електричної мережі, у якому розташована підстанція, що проектується.....	72
2.2 Опис головної схеми електричних з'єднань	72
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції.....	73
2.3.1 Перетворення схеми заміщення прямої послідовності	73
2.3.2 Перетворення схеми нульової послідовності.....	76
2.3.3 Розрахунок струмів КЗ у точці К-1	84
2.3.4 Розрахунок струмів короткого замикання у точці К2	85
2.3.5 Розрахунок струмів короткого замикання у точці К3	87
2.4 Вибір і перевірка електричних апаратів і елементів на ПС	90
2.4.3 Вимірювання та навантаження вимірювальних трансформаторів	96
2.4.4 Оперативний струм та освітлення	100
2.4.5 Блискавкозахист підстанції	101
Висновок до розділу	103

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА	104
3.1 Вихідні данні	104
3.2 Розрахунок уставок диференціального захисту трансформатору на терміналі RET 670.....	105
3.3.1 Розрахунок МСЗ-10 кВ з пуском за напругою.....	110
3.3.3 Розрахунок МСЗ-35 кВ з пуском за напругою.....	112
3.3.5 Розрахунок МСЗ-110 кВ з пуском за напругою.....	115
3.3.6 Захист від перевантаження на сторонах НН, СН, ВН	116
3.3.7 Захист від неповнофазного режиму в мережі живлення.....	117
3.3.8 Захист обдуву зі сторін НН, СН, ВН.....	117
Висновок.....	118
4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ ПРИЄДНАННЯ ДО ІСНУЮЧОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НОВИХ СПРОЖИВАЧІВ	119
5 ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕНЕРГОАКУМУЛЮЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ	133
Вступ	133
5.1 Технічні характеристики акумуляторних батарей	133
5.2 Визначення та оцінка умов праці на робочих місцях	134
5.3. Визначення та оцінка шкідливих та небезпечних виробничих чинників	135
5.4. Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці	136
5.5. Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих чинників	137
5.6. Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій	137
5.7. Розрахунок струму заряду та розряду акумуляторної батареї.....	138
Висновок по розділу.....	139

ВИСНОВОК.....	140
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	142
Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....	

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

АВР – автоматичне введення резерву;

БП – балансуєчий пункт;

ВН, СН, НН – вища напруга, середня напруга, нижча напруга;

КЗ – коротке замикання;

КЛ – кабельна лінія;

МСЗ – максимальний струмовий захист;

ПБЗ – перемикач без збудження;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

РЕМ – району електрична мережа;

РПН – регулювання під навантаженням;

РП – розподільчий пристрій;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор напруги;

ШСВ – шинний секційний вимикач.

ВСТУП

Тема даної магістерської дисертації – проектування та розрахунок районної електричної мережі 110 кВ та використання енергоакуюлюючих потужностей і технологій накопичення електричної енергії.

Метою роботи є розширення, закріплення та систематизація теоретичних знань, удосконалення навичок у конструкторсько-технологічній, науково-дослідницькій, організаційно-управлінській, проектній, експлуатаційній діяльності, виконання розрахункової схеми заміщення елементів електромережі, порівняння способів виконання роботи та реалізація найдоцільнішого з них, аналіз і критична оцінка отриманих результатів.

Основними визначними факторами при проектуванні електропостачання повинні бути характеристики джерел живлення і споживачів електричної енергії, в першу чергу вимога безперебійності електропостачання з урахуванням можливості забезпечення резервування в технологічній частині, вимог електробезпеки.

Проект було виконано з урахуванням усіх діючих норм.

Надійність електропостачання забезпечується виконанням необхідного ступеня резервування.

Також має бути забезпечена можливість зміни конфігурації і параметрів системи без значних змін у ній.

1 ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вибір конфігурації схеми районної електричної мережі

Відповідно з завданням, клас номінальної напруги $U_n = 110$ кВ.

Складаємо варіанти схем конфігурації районної мережі, що проектується, за значеннями електричних моментів потужностей $M = P \cdot l$, МВт·км. Відповідно до завдання, граничне значення електричного моменту складає $M_{гран} = 4300$ МВт·км.

Вимірюємо за ситуаційним планом, ураховуючи масштаб, відстані між пунктами:

$$\begin{aligned}
 L_{01} &= 14 \text{ км}, & L_{02} &= 40 \text{ км}, & L_{03} &= 32 \text{ км}, & L_{04} &= 36 \text{ км}, \\
 L_{05} &= 20 \text{ км}, & L_{06} &= 42 \text{ км}, & L_{07} &= 32 \text{ км}, & L_{08} &= 32 \text{ км}, \\
 L_{12} &= 51 \text{ км}, & L_{13} &= 45 \text{ км}, & L_{15} &= 32 \text{ км}, & L_{18} &= 40 \text{ км}, \\
 L_{23} &= 14 \text{ км}, & L_{34} &= 10 \text{ км}, & L_{46} &= 10 \text{ км}, & L_{56} &= 32 \text{ км}, \\
 L_{57} &= 14 \text{ км}, & L_{58} &= 14 \text{ км}, & L_{67} &= 20 \text{ км}, & L_{78} &= 20 \text{ км}.
 \end{aligned}$$

Активні потужності, які споживаються у кожному пункті:

$$\begin{aligned}
 P_1 &= P_{HH1} + P_{CH1} = 12 + 8 = 20 \text{ МВт}, \\
 P_2 &= P_{HH2} + P_{CH2} = 4 + 4 = 8 \text{ МВт}, \\
 P_3 &= P_{HH3} + P_{CH3} = 4 + 6 = 10 \text{ МВт}, \\
 P_4 &= P_{HH4} + P_{CH4} = 2 + 4 = 6 \text{ МВт}, \\
 P_5 &= P_{HH5} + P_{CH5} = 10 + 6 = 16 \text{ МВт}, \\
 P_6 &= P_{HH6} + P_{CH6} = 2 + 2 = 4 \text{ МВт}, \\
 P_7 &= P_{HH7} + P_{CH7} = 2 + 8 = 10 \text{ МВт}, \\
 P_8 &= P_{HH8} + P_{CH8} = 5 + 4 = 9 \text{ МВт}.
 \end{aligned}$$

Виконуємо синтез варіантів триконтурних схем мережі (рис. 1.1) для техніко-економічного порівняння та перевіряємо значення електричних моментів потужностей для контурів цих схем.

Розглядаємо перший варіант конфігурації мережі.

Обходимо перший контур за годинниковою стрілкою:

$$\begin{aligned} M_I^{(1)} &= P_2 \cdot L_{02} + P_3 \cdot (L_{02} + L_{23}) + P_4 \cdot (L_{02} + L_{23} + L_{34}) = \\ &= 8 \cdot 40 + 10 \cdot (40 + 14) + 6 \cdot (40 + 14 + 10) = 1244 \text{ МВт} \cdot \text{км}. \end{aligned}$$

Обходимо перший контур проти годинникової стрілки:

$$\begin{aligned} M_I'^{(1)} &= P_4 \cdot L_{04} + P_3 \cdot (L_{04} + L_{34}) + P_2 \cdot (L_{04} + L_{34} + L_{23}) = \\ &= 6 \cdot 36 + 10 \cdot (36 + 10) + 8 \cdot (36 + 10 + 14) = 1156 \text{ МВт} \cdot \text{км}. \end{aligned}$$

Обходимо другий контур за годинниковою стрілкою:

$$\begin{aligned} M_{II}^{(1)} &= P_4 \cdot L_{04} + P_6 \cdot (L_{04} + L_{46}) + P_7 \cdot (L_{04} + L_{46} + L_{67}) + \\ &+ P_5 \cdot (L_{04} + L_{46} + L_{67} + L_{57}) = \\ &= 6 \cdot 36 + 4 \cdot (36 + 10) + 10 \cdot (36 + 10 + 20) + 16 \cdot (36 + 10 + 20 + 14) = \\ &= 2340 \text{ МВт} \cdot \text{км}. \end{aligned}$$

Обходимо другий контур проти годинникової стрілки:

$$\begin{aligned} M_{II}'^{(1)} &= P_5 \cdot L_{05} + P_7 \cdot (L_{05} + L_{57}) + P_6 \cdot (L_{05} + L_{57} + L_{67}) + \\ &+ P_4 \cdot (L_{05} + L_{57} + L_{67} + L_{46}) = \\ &= 16 \cdot 20 + 10 \cdot (20 + 14) + 4 \cdot (20 + 14 + 20) + 6 \cdot (20 + 14 + 20 + 10) = \\ &= 1260 \text{ МВт} \cdot \text{км}. \end{aligned}$$

Обходимо третій контур за годинниковою стрілкою:

$$\begin{aligned} M_{III}^{(1)} &= P_5 \cdot L_{05} + P_8 \cdot (L_{05} + L_{58}) + P_1 \cdot (L_{05} + L_{58} + L_{18}) = \\ &= 16 \cdot 20 + 9 \cdot (20 + 14) + 20 \cdot (20 + 14 + 40) = 2106 \text{ МВт} \cdot \text{км}. \end{aligned}$$

Обходимо третій контур проти годинникової стрілки:

$$\begin{aligned} M_{III}'^{(1)} &= P_1 \cdot L_{01} + P_8 \cdot (L_{01} + L_{18}) + P_5 \cdot (L_{01} + L_{18} + L_{58}) = \\ &= 20 \cdot 14 + 9 \cdot (14 + 40) + 16 \cdot (14 + 40 + 14) = 1854 \text{ МВт} \cdot \text{км}. \end{aligned}$$

Розраховуємо електричні моменти потужностей для контурів усіх синтезованих схем та зводимо результати розрахунку у табл. 1.1.

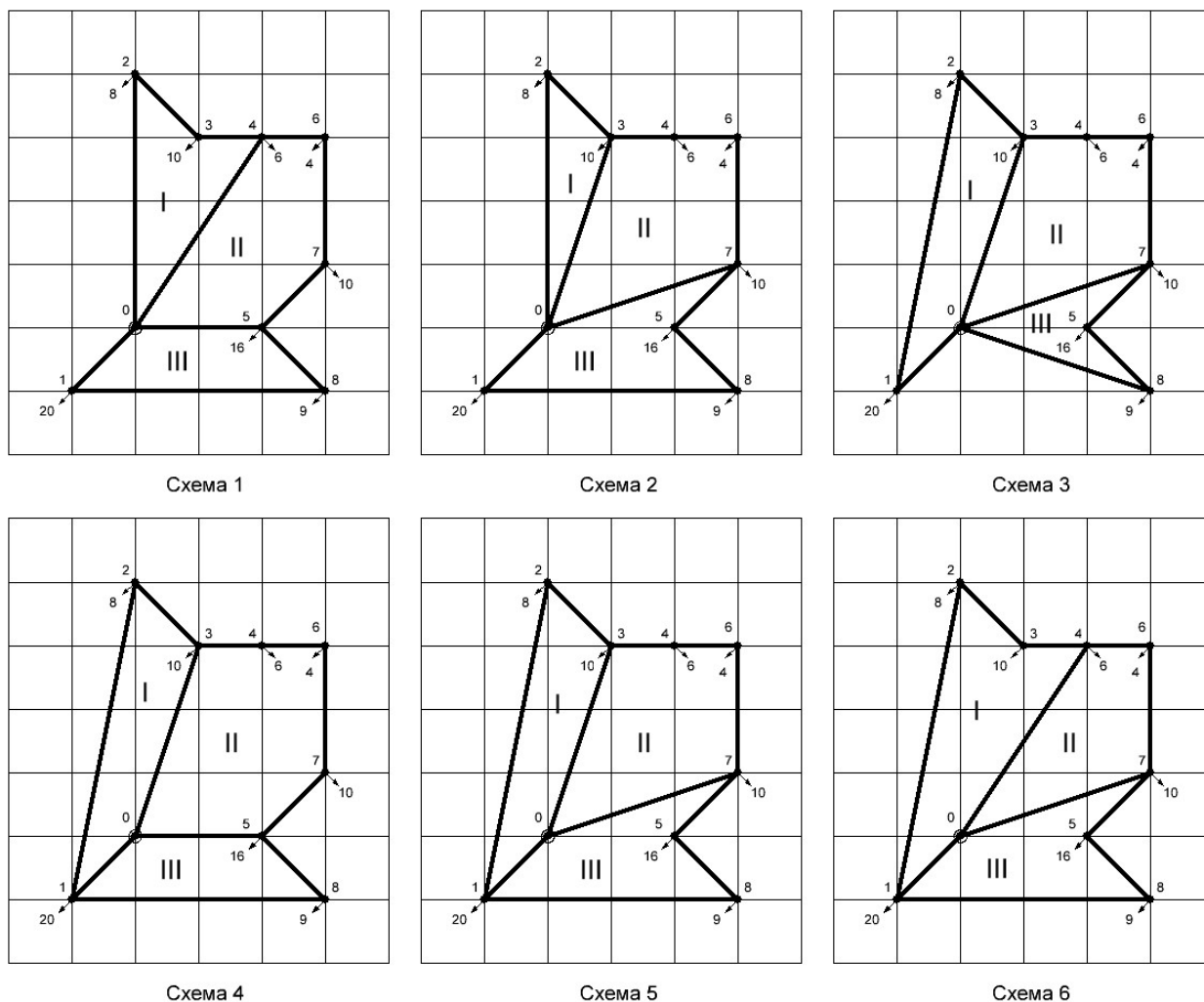


Рисунок 1.1 – Варіанти триконтурних схем мережі

Таблиця 1.1 – Розрахунок електричних моментів контурів схем мережі

Номер схеми	Момент першого контуру, МВт·км		Момент другого контуру, МВт·км		Момент третього контуру, МВт·км		Сумарна довжина ПЛ, км
	за год. стрілкою	проти год. стрілки	за год. стрілкою	проти год. стрілки	за год. стрілкою	проти год. стрілки	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1244	1156	2340	1260	2106	1854	232
2	860	688	1500	1620	3596	2674	240
3	1590	2628	1500	1620	1596	1624	243
4	1590	2628	2876	2000	2106	1854	239
5	1590	2628	1500	1620	3596	2674	251
6	2124	3376	1060	900	3596	2674	255

1.2 Вибір числа, типів та потужностей трансформаторів підстанцій

Визначаємо кути зсуву фаз навантаження:

$$\varphi_{CH} = \arccos(0,75) = 41,41^\circ,$$

$$\varphi_{HH} = \arccos(0,78) = 38,74^\circ.$$

Розрахуємо реактивні потужності, що споживаються у першому пункті на сторонах СН та НН трансформаторів (ці потужності мають індуктивний характер):

$$Q_{CH1} = -P_{CH1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -8 \cdot \operatorname{tg}(38,74^\circ) = -7,06 \text{ МВАр},$$

$$Q_{HH1} = -P_{HH1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -12 \cdot \operatorname{tg}(38,74^\circ) = -9,63 \text{ МВАр}.$$

Аналогічно розраховуємо реактивні потужності споживачів кожного пункту. Зводимо результати в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Реактивні потужності, споживані на сторонах СН та НН пунктів мережі

Номер пункту	1	2	3	4	5	6	7	8
Q_{CH} , МВАр	-7,06	-3,53	-5,29	-3,53	-5,29	-1,76	-7,06	-3,53
Q_{HH} , МВАр	-9,63	-3,21	-3,21	-1,60	-8,02	-1,60	-1,60	-4,01

Комплексна повна потужність, що споживається у першому пункті:

$$\begin{aligned} S_{\max 1} &= P_{CH1} + P_{HH1} + j(Q_{CH1} + Q_{HH1}) = \\ &= 12 + 8 + j(-9,63 - j7,06) = 20 - j16,69 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Модуль повної потужності, що споживається у першому пункті:

$$|S_{\max 1}| = \sqrt{P_{\max 1}^2 + Q_{\max 1}^2} = \sqrt{20^2 + (-16,69)^2} = 26,05 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Відповідно до завдання у кожному пункті підключені споживачі I-ї та II-ї категорії, тому у підстанції кожного пункту буде встановлено два трансформатори. Розрахункова номінальна потужність кожного трансформатору першої підстанції

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{\max 1} = 0,7 \cdot 26,05 = 18,23 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Розраховуємо потужності трансформаторів для віх пунктів та зводимо результати в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3 – Вибір трансформаторів підстанцій

Номер пункту	Потужність навантаження		$ S_{\max} $, МВ·А	S_T , МВ·А	Кількість та тип трансформаторів
	$P_{\max}$, МВт	$Q_{\max}$, МВАр			
1	2	3	4	5	6
1	20	-16,69	26,05	18,23	2×ТДТН-25000/110
2	8	-6,74	10,46	7,32	2×ТДТН-10000/110
3	10	-8,50	13,12	9,19	2×ТДТН-10000/110
4	6	-5,13	7,89	5,53	2×ТДТН-6300/110
5	16	-13,31	20,81	14,57	2×ТДТН-16000/110
6	4	-3,36	5,22	3,66	2×ТДТН-6300/110
7	10	-8,66	13,23	9,26	2×ТДТН-10000/110
8	9	-7,54	11,74	8,22	2×ТДТН-10000/110

Зводимо параметри трансформаторів підстанцій у табл. 1.4.

Фіктивні напруги короткого замикання трансформатору ТМТН-6300/110:

$$u_{K(B)} = \frac{u_{K(B-C)} + u_{K(B-H)} - u_{K(C-H)}}{2} = \frac{10,5 + 17 - 6}{2} = 10,75\%,$$

$$u_{K(C)} = u_{K(B-C)} - u_{K(B)} = 10,5 - 10,75 = -0,25\% < 0, \text{ приймаємо значення } u_{K(C)} = 0$$

,

$$u_{K(H)} = u_{K(B-H)} - u_{K(B)} = 17 - 10,75 = 6,25\%.$$

Виконуємо аналогічний розрахунок для всіх типів трансформаторів, що розглядаються, та зводимо їх фіктивні напруги короткого замикання в табл. 1.5.

Таблиця 1.4 – Параметри трансформаторів пунктів

Параметри	Тип трансформатору			
	ТМТН- 6300/110	ТДТН- 10000/110	ТДТН- 16000/110	ТДТН- 25000/110
1	2	3	4	5
Номінальна потужність $S_{ном}$, МВ·А	6,3	10	16	25
Напруга ВН $U_{ВН}$, кВ	115	115	115	115
Напруга СН $U_{СН}$, кВ	38,5	38,5	38,5	38,5
Напруга НН $U_{НН}$, кВ	11	11	11	11
Напруга КЗ $u_{K(B-C)}$, %	10,5	10,5	10,5	10,5
Напруга КЗ $u_{K(B-H)}$, %	17	17	17	17,5
Напруга КЗ $u_{K(C-H)}$, %	6	6	6	6,5
Струм холостого ходу $i_{ХХ}$, %	1,2	1,1	1	0,7
Втрати короткого замикання $\Delta P_{КЗ}$, кВт	58	76	100	140
Втрати холостого ходу $\Delta P_{ХХ}$, кВт	14	17	23	31
РПН	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$
ПБВ	-	$\pm 2 \times 2,5\%$	$\pm 2 \times 2,5\%$	$\pm 2 \times 2,5\%$

Таблиця 1.5 – Фіктивні напруги короткого замикання трансформаторів

Параметри	Тип трансформатору			
	ТМТН- 6300/110	ТДТН- 10000/110	ТДТН- 16000/110	ТДТН- 25000/110
1	2	3	4	5
Напруга КЗ $u_{K(B)}$, %	10,75	10,75	10,75	10,75
Напруга КЗ $u_{K(C)}$, %	0	0	0	0
Напруга КЗ $u_{K(H)}$, %	6,25	6,75	6,25	6,75

1.3 Попереднє визначення потокорозподілів потужностей у мережах, що порівнюються, за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)

1.3.1 Розрахунок попереднього потокорозподілу для першої схеми

Попередній потокорозподіл знаходимо з використанням довжин ділянок (за L-схемою). Виконуємо розрахунок за методом контурних рівнянь. Для отримання розімкненої мережі видалимо ділянки 2-3, 1-8 та 6-7 (рис. 1.2).

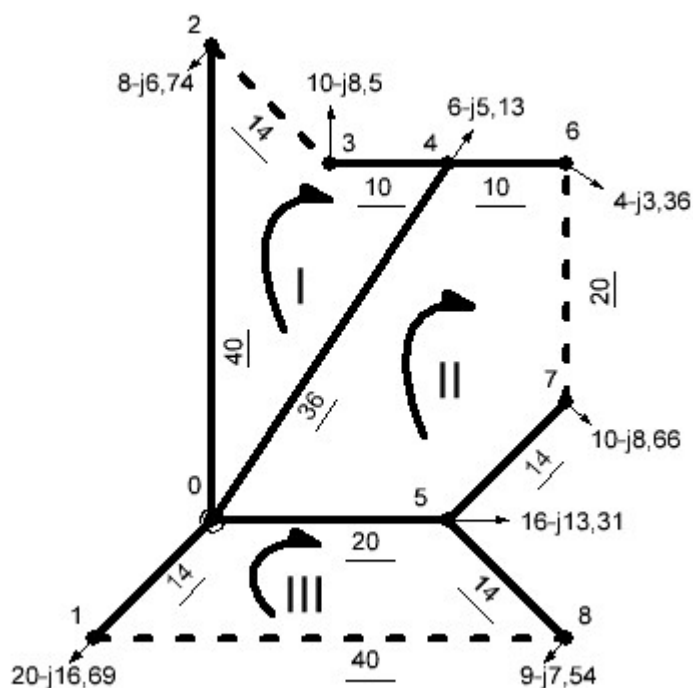


Рисунок 1.2 – Схема мережі 1 з умовно розімкненими контурами

Знаходимо за першим законом Кірхгофа потокорозподіл в умовно розімкненій мережі:

$$\dot{S}_{роз01} = \dot{S}_{max1} = 20 - j16,69 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{роз02} = \dot{S}_{max2} = 8 - j6,74 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{роз43} = \dot{S}_{max3} = 10 - j8,5 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{роз46} = \dot{S}_{max6} = 4 - j3,36 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{poz04} &= \dot{S}_{\max 4} + \dot{S}_{poz43} + \dot{S}_{poz46} = \\
&= 6 - j5,13 + 10 - j8,5 + 4 - j3,36 = 20 - j16,99 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
\dot{S}_{poz57} &= \dot{S}_{\max 7} = 10 - j8,66 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
\dot{S}_{poz58} &= \dot{S}_{\max 8} = 9 - j7,54 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
\dot{S}_{poz05} &= \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{poz57} + \dot{S}_{poz58} = \\
&= 16 - j13,31 + 10 - j8,66 + 9 - j7,54 = 35 - j29,51 \text{ МВ} \cdot \text{А}.
\end{aligned}$$

Власні довжини контурів:

$$\begin{aligned}
L_I &= L_{02} + L_{23} + L_{34} + L_{04} = 40 + 14 + 10 + 36 = 100 \text{ км}; \\
L_{II} &= L_{04} + L_{46} + L_{67} + L_{57} + L_{05} = 36 + 10 + 20 + 14 + 20 = 100 \text{ км}; \\
L_{III} &= L_{05} + L_{58} + L_{18} + L_{01} = 20 + 14 + 40 + 14 = 88 \text{ км}.
\end{aligned}$$

Взаємні довжини контурів:

$$\begin{aligned}
L_{I-II} &= L_{II-I} = L_{04} = 36 \text{ км}; \\
L_{I-III} &= L_{III-I} = 0; \\
L_{II-III} &= L_{III-II} = L_{05} = 20 \text{ км}.
\end{aligned}$$

Система контурних рівнянь за методом контурних струмів:

$$\begin{cases}
\dot{S}_{poz02} \cdot L_{02} - \dot{S}_{poz43} \cdot L_{34} - \dot{S}_{poz04} \cdot L_{04} = -\dot{S}_I \cdot L_I + \dot{S}_{II} \cdot L_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot L_{I-III}; \\
\dot{S}_{poz04} \cdot L_{04} + \dot{S}_{poz46} \cdot L_{46} - \dot{S}_{poz57} \cdot L_{57} - \dot{S}_{poz05} \cdot L_{05} = -\dot{S}_{II} \cdot L_{II} + \dot{S}_I \cdot L_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot L_{II-III}; \\
\dot{S}_{poz05} \cdot L_{05} + \dot{S}_{poz58} \cdot L_{58} - \dot{S}_{poz01} \cdot L_{01} = -\dot{S}_{III} \cdot L_{III} + \dot{S}_I \cdot L_{III-I} + \dot{S}_{II} \cdot L_{III-II}.
\end{cases}$$

Розв'язуємо цю систему рівнянь та знаходимо контурні потужності:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_I &= 5,59 - j4,77 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
\dot{S}_{II} &= 1,65 - j1,39 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
\dot{S}_{III} &= -5,83 + j4,93 \text{ МВ} \cdot \text{А}.
\end{aligned}$$

Розраховуємо результуючий потокорозподіл:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{pez01} &= \dot{S}_{poz01} - \dot{S}_{III} = \\
&= 20 - j16,69 - (-5,83 + j4,93) = 25,83 - j21,62 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
\dot{S}_{pez02} &= \dot{S}_{poz02} + \dot{S}_I = 8 - j6,74 + 5,59 - j4,77 = 13,59 - j11,51 \text{ МВ} \cdot \text{А};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{pez04} &= \dot{S}_{poz04} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_I = \\
&= 20 - j16,99 + 1,65 - j1,39 - (5,59 - j4,77) = 16,05 - j13,61 \text{ MB} \cdot \text{A}; \\
\dot{S}_{pez05} &= \dot{S}_{poz05} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_{II} = \\
&= 35 - j29,51 + (-5,83 - j4,93) - (1,65 - j1,39) = 27,52 - j23,18 \text{ MB} \cdot \text{A}; \\
\dot{S}_{pez23} &= \dot{S}_I = 5,59 - j4,77 \text{ MB} \cdot \text{A}; \\
\dot{S}_{pez43} &= \dot{S}_{poz43} - \dot{S}_I = 10 - j8,5 - (5,59 - j4,77) = 4,41 - j3,73 \text{ MB} \cdot \text{A}; \\
\dot{S}_{pez46} &= \dot{S}_{poz46} + \dot{S}_{II} = 4 - j3,36 + 1,65 - j1,39 = 5,65 - j4,75 \text{ MB} \cdot \text{A}; \\
\dot{S}_{pez67} &= \dot{S}_{II} = 1,65 - j1,39 \text{ MB} \cdot \text{A}; \\
\dot{S}_{pez57} &= \dot{S}_{poz57} - \dot{S}_{II} = 10 - j8,66 - (1,65 - j1,39) = 8,35 - j7,27 \text{ MB} \cdot \text{A}; \\
\dot{S}_{pez58} &= \dot{S}_{poz58} + \dot{S}_{III} = 9 - j7,54 + (-5,83 + j4,93) = 3,17 - j2,61 \text{ MB} \cdot \text{A}; \\
\dot{S}_{pez18} &= -\dot{S}_{III} = 5,83 - j4,93 \text{ MB} \cdot \text{A}.
\end{aligned}$$

Перевіримо правильність розрахунків, підставивши отримані значення у вирази, складені за другим законом Кірхгофу для кожного розглянутого контуру:

$$\begin{aligned}
&\dot{S}_{pez02} \cdot L_{02} + \dot{S}_{pez23} \cdot L_{23} - \dot{S}_{pez43} \cdot L_{34} - \dot{S}_{pez04} \cdot L_{04} = \\
&= (13,59 - j11,51) \cdot 40 + (5,59 - j4,77) \cdot 14 - (4,41 - j3,73) \cdot 10 - \\
&- (16,05 - j13,61) \cdot 36 = 0; \\
&\dot{S}_{pez04} \cdot L_{04} + \dot{S}_{pez46} \cdot L_{46} + \dot{S}_{pez67} \cdot L_{67} - \dot{S}_{pez57} \cdot L_{57} - \dot{S}_{pez05} \cdot L_{05} = \\
&= (16,05 - j13,61) \cdot 36 + (5,65 - j4,75) \cdot 10 + (1,65 - j1,39) \cdot 20 - \\
&- (8,35 - j7,27) \cdot 14 - (27,52 - j23,18) \cdot 20 = 0; \\
&\dot{S}_{pez05} \cdot L_{05} + \dot{S}_{pez58} \cdot L_{58} - \dot{S}_{pez18} \cdot L_{18} - \dot{S}_{pez01} \cdot L_{01} = \\
&= (27,52 - j23,18) \cdot 20 + (3,17 - j2,61) \cdot 14 - (5,83 - j4,93) \cdot 40 - \\
&- (25,83 - j21,62) \cdot 14 = 0.
\end{aligned}$$

Результати розрахунку зображені на рис. 1.3.

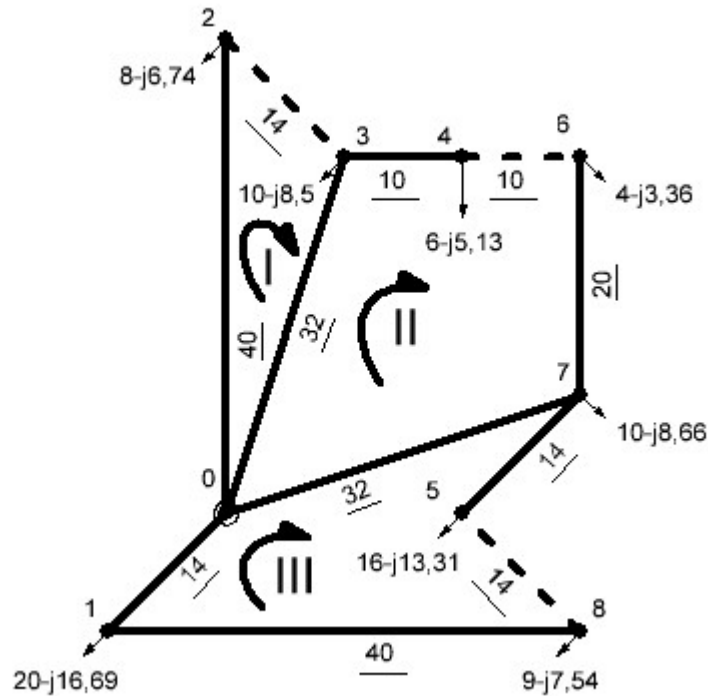


Рисунок 1.4 – Схема мережі 2 з умовно розімкненими контурами

Система контурних рівнянь за методом контурних струмів:

$$\begin{cases} \dot{S}_{poz02} \cdot L_{02} - \dot{S}_{poz03} \cdot L_{03} = -\dot{S}_I \cdot L_I + \dot{S}_{II} \cdot L_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot L_{I-III}; \\ \dot{S}_{poz03} \cdot L_{03} + \dot{S}_{poz34} \cdot L_{34} - \dot{S}_{poz76} \cdot L_{67} - \dot{S}_{poz07} \cdot L_{07} = -\dot{S}_{II} \cdot L_{II} + \dot{S}_I \cdot L_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot L_{II-III}; \\ \dot{S}_{poz07} \cdot L_{07} + \dot{S}_{poz75} \cdot L_{75} - \dot{S}_{poz18} \cdot L_{18} - \dot{S}_{poz01} \cdot L_{01} = -\dot{S}_{III} \cdot L_{III} + \dot{S}_I \cdot L_{III-I} + \dot{S}_{II} \cdot L_{III-II}. \end{cases}$$

Розв'язуючи цю систему, отримуємо наступні контурні потужності:

$$\dot{S}_I = 4,12 - j3,51 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{II} = 5,08 - j4,24 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{III} = -2,24 + j1,93 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Результуючий потокорозподіл представлений на рис. 1.5.

Перевіримо правильність розрахунків за другим законом Кірхгову:

$$\dot{S}_{pez02} \cdot L_{02} + \dot{S}_{pez23} \cdot L_{23} - \dot{S}_{pez03} \cdot L_{03} = 0;$$

$$\dot{S}_{pez03} \cdot L_{03} + \dot{S}_{pez34} \cdot L_{34} + \dot{S}_{pez46} \cdot L_{46} + \dot{S}_{pez67} \cdot L_{67} - \dot{S}_{pez07} \cdot L_{07} = 0;$$

$$\dot{S}_{pez07} \cdot L_{07} + \dot{S}_{pez75} \cdot L_{75} - \dot{S}_{pez85} \cdot L_{85} - \dot{S}_{pez18} \cdot L_{18} - \dot{S}_{pez01} \cdot L_{01} = 0.$$

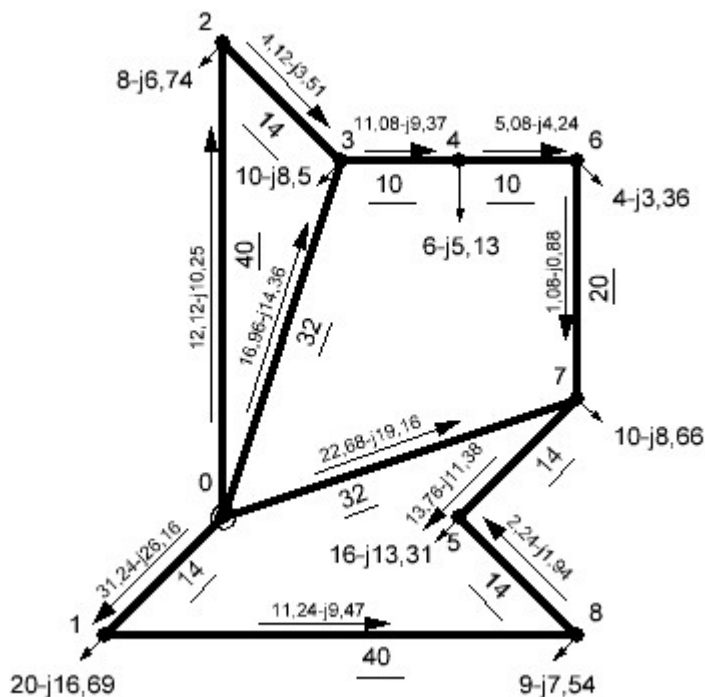


Рисунок 1.5 – Результати попереднього розрахунку поточкорозподілу для другої схеми

1.3.3 Розрахунок попереднього поточкорозподілу для третьої схеми

Попередній поточкорозподіл знаходимо з використанням довжин ділянок (за L-схемою). Виконуємо розрахунок за методом контурних рівнянь. Для отримання розімкненої мережі видалимо ділянки 1-2, 4-6 та 5-7 (рис. 1.6).

Власні довжини контурів:

$$L_I = L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{03} = 14 + 51 + 14 + 32 = 111 \text{ км};$$

$$L_{II} = L_{03} + L_{34} + L_{46} + L_{67} + L_{07} = 32 + 10 + 10 + 20 + 32 = 104 \text{ км};$$

$$L_{III} = L_{07} + L_{57} + L_{58} + L_{08} = 32 + 14 + 14 + 32 = 92 \text{ км}.$$

Взаємні довжини контурів:

$$L_{I-II} = L_{II-I} = L_{03} = 32 \text{ км};$$

$$L_{I-III} = L_{III-I} = 0;$$

$$L_{II-III} = L_{III-II} = L_{07} = 32 \text{ км}.$$

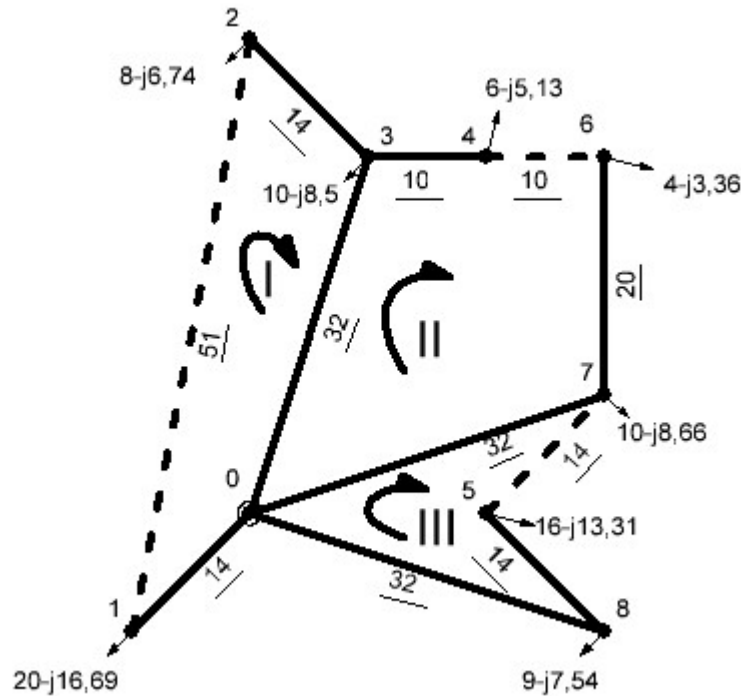


Рисунок 1.6 – Схема мережі 3 з умовно розімкненими контурами

Система контурних рівнянь за методом контурних струмів:

$$\begin{cases} \dot{S}_{poz01} \cdot L_{01} - \dot{S}_{poz32} \cdot L_{23} - \dot{S}_{poz03} \cdot L_{03} = -\dot{S}_I \cdot L_I + \dot{S}_{II} \cdot L_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot L_{I-III}; \\ \dot{S}_{poz03} \cdot L_{03} + \dot{S}_{poz34} \cdot L_{34} - \dot{S}_{poz76} \cdot L_{67} - \dot{S}_{poz07} \cdot L_{07} = -\dot{S}_{II} \cdot L_{II} + \dot{S}_I \cdot L_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot L_{II-III}; \\ \dot{S}_{poz07} \cdot L_{07} - \dot{S}_{poz85} \cdot L_{58} - \dot{S}_{poz08} \cdot L_{08} = -\dot{S}_{III} \cdot L_{III} + \dot{S}_I \cdot L_{III-I} + \dot{S}_{II} \cdot L_{III-II}. \end{cases}$$

Розв'язуючи цю систему, отримуємо наступні контурні потужності:

$$\dot{S}_I = 5,66 - j4,82 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{II} = 0,88 - j0,71 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{III} = 6,57 - j5,34 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Результуючий поточкорозподіл представлений на рис. 1.7.

Перевіримо правильність розрахунків за другим законом Кірхгову:

$$\dot{S}_{pez01} \cdot L_{01} + \dot{S}_{pez12} \cdot L_{12} - \dot{S}_{pez32} \cdot L_{23} - \dot{S}_{pez03} \cdot L_{03} = 0;$$

$$\dot{S}_{pez03} \cdot L_{03} + \dot{S}_{pez34} \cdot L_{34} + \dot{S}_{pez46} \cdot L_{46} - \dot{S}_{pez76} \cdot L_{67} - \dot{S}_{pez07} \cdot L_{07} = 0;$$

$$\dot{S}_{pez07} \cdot L_{07} + \dot{S}_{pez75} \cdot L_{75} - \dot{S}_{pez85} \cdot L_{85} - \dot{S}_{pez08} \cdot L_{08} = 0.$$

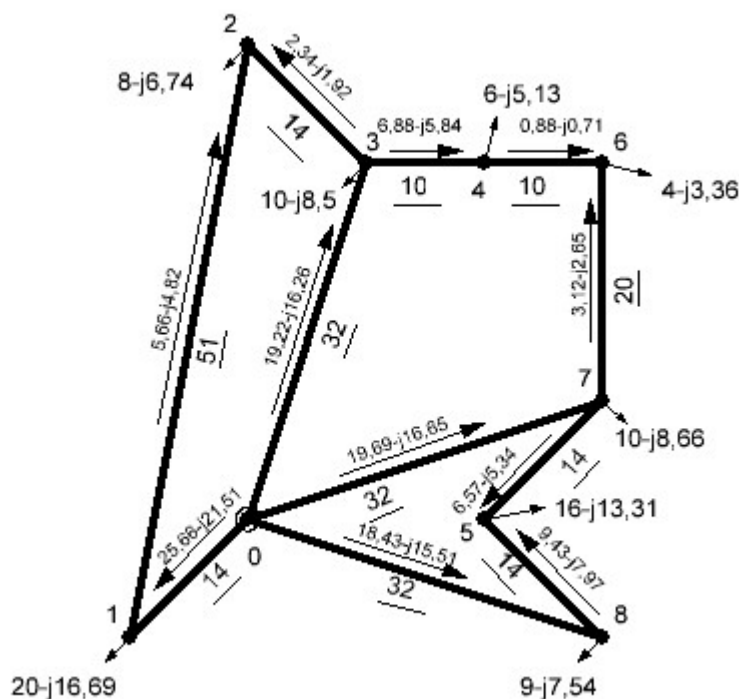


Рисунок 1.7 – Результати попереднього розрахунку поточкорозподілу для третьої схеми

1.3.4 Розрахунок попереднього поточкорозподілу для четвертої схеми

Попередній поточкорозподіл знаходимо з використанням довжин ділянок (за L-схемою). Виконуємо розрахунок за методом контурних рівнянь. Для отримання розімкненої мережі видалимо ділянки 1-2, 3-4 та 5-8 (рис. 1.8).

Власні довжини контурів:

$$L_I = L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{03} = 14 + 51 + 14 + 32 = 111 \text{ км};$$

$$L_{II} = L_{03} + L_{34} + L_{46} + L_{67} + L_{57} + L_{05} = 32 + 10 + 10 + 20 + 14 + 20 = 106 \text{ км};$$

$$L_{III} = L_{05} + L_{58} + L_{18} + L_{01} = 20 + 14 + 40 + 14 = 88 \text{ км}.$$

Взаємні довжини контурів:

$$L_{I-II} = L_{II-I} = L_{03} = 32 \text{ км};$$

$$L_{I-III} = L_{III-I} = L_{01} = 14 \text{ км};$$

$$L_{II-III} = L_{III-II} = L_{05} = 20 \text{ км}.$$

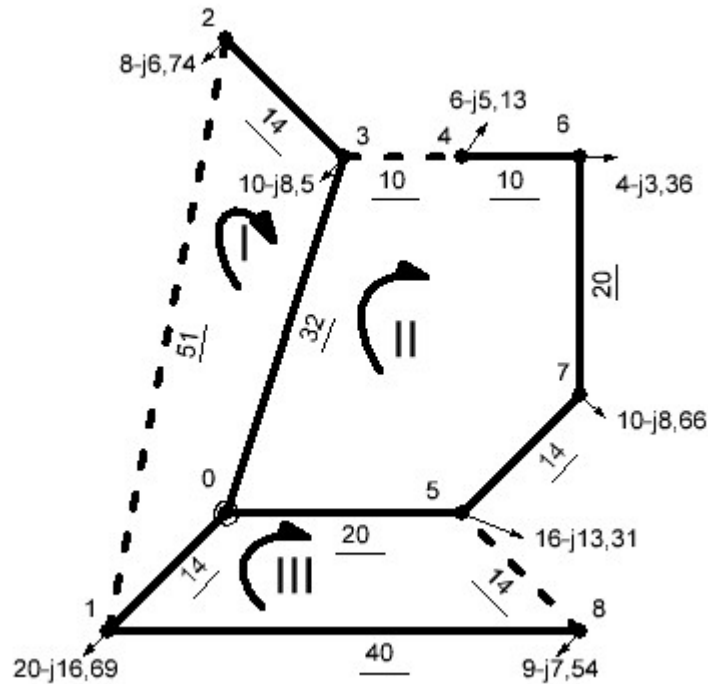


Рисунок 1.8 – Схема мережі 4 з умовно розімкненими контурами

Система контурних рівнянь за методом контурних струмів:

$$\begin{cases} \dot{S}_{poz01} \cdot L_{01} - \dot{S}_{poz32} \cdot L_{23} - \dot{S}_{poz03} \cdot L_{03} = -\dot{S}_I \cdot L_I + \dot{S}_{II} \cdot L_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot L_{I-III}; \\ \dot{S}_{poz03} \cdot L_{03} - \dot{S}_{poz64} \cdot L_{46} - \dot{S}_{poz76} \cdot L_{67} - \dot{S}_{poz57} \cdot L_{57} - \dot{S}_{poz05} \cdot L_{05} = -\dot{S}_{II} \cdot L_{II} + \dot{S}_I \cdot L_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot L_{II-III}; \\ \dot{S}_{poz05} \cdot L_{05} - \dot{S}_{poz18} \cdot L_{18} - \dot{S}_{poz01} \cdot L_{01} = -\dot{S}_{III} \cdot L_{III} + \dot{S}_I \cdot L_{III-I} + \dot{S}_{II} \cdot L_{III-II}. \end{cases}$$

Розв'язуючи цю систему, отримуємо наступні контурні потужності:

$$\dot{S}_I = 5,49 - j4,68 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{II} = 8,75 - j7,44 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{III} = 3,38 - j2,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Результуючий поточкорозподіл представлений на рис. 1.9.

Перевіримо правильність розрахунків за другим законом Кірхгову:

$$\dot{S}_{pez01} \cdot L_{01} + \dot{S}_{pez12} \cdot L_{12} - \dot{S}_{pez32} \cdot L_{23} - \dot{S}_{pez03} \cdot L_{03} = 0;$$

$$\dot{S}_{pez03} \cdot L_{03} + \dot{S}_{pez34} \cdot L_{34} + \dot{S}_{pez46} \cdot L_{46} - \dot{S}_{pez76} \cdot L_{67} - \dot{S}_{pez57} \cdot L_{57} - \dot{S}_{pez05} \cdot L_{05} = 0;$$

$$\dot{S}_{pez05} \cdot L_{05} + \dot{S}_{pez58} \cdot L_{58} - \dot{S}_{pez18} \cdot L_{18} - \dot{S}_{pez01} \cdot L_{01} = 0.$$

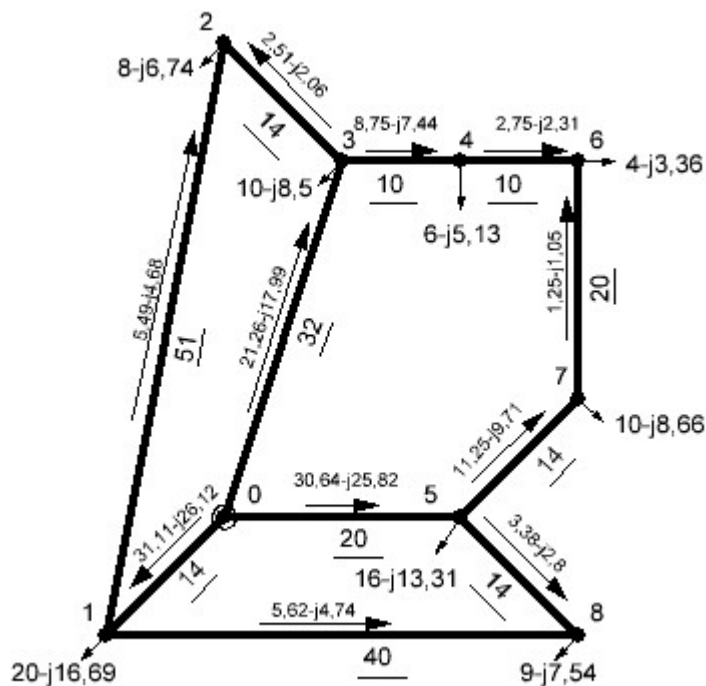


Рисунок 1.9 – Результати попереднього розрахунку поточкорозподілу для четвертої схеми

1.3.5 Розрахунок попереднього поточкорозподілу для п'ятої схеми

Попередній поточкорозподіл знаходимо з використанням довжин ділянок (за L-схемою). Виконуємо розрахунок за методом контурних рівнянь. Для отримання розімкненої мережі видалимо ділянки 1-2, 3-4 та 5-8 (рис. 1.10).

Власні довжини контурів:

$$L_I = L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{03} = 14 + 51 + 14 + 32 = 111 \text{ км};$$

$$L_{II} = L_{03} + L_{34} + L_{46} + L_{67} + L_{07} = 32 + 10 + 10 + 20 + 32 = 104 \text{ км};$$

$$L_{III} = L_{07} + L_{57} + L_{58} + L_{18} + L_{01} = 32 + 14 + 14 + 40 + 14 = 114 \text{ км}.$$

Взаємні довжини контурів:

$$L_{I-II} = L_{II-I} = L_{03} = 32 \text{ км};$$

$$L_{I-III} = L_{III-I} = L_{01} = 14 \text{ км};$$

$$L_{II-III} = L_{III-II} = L_{07} = 32 \text{ км}.$$

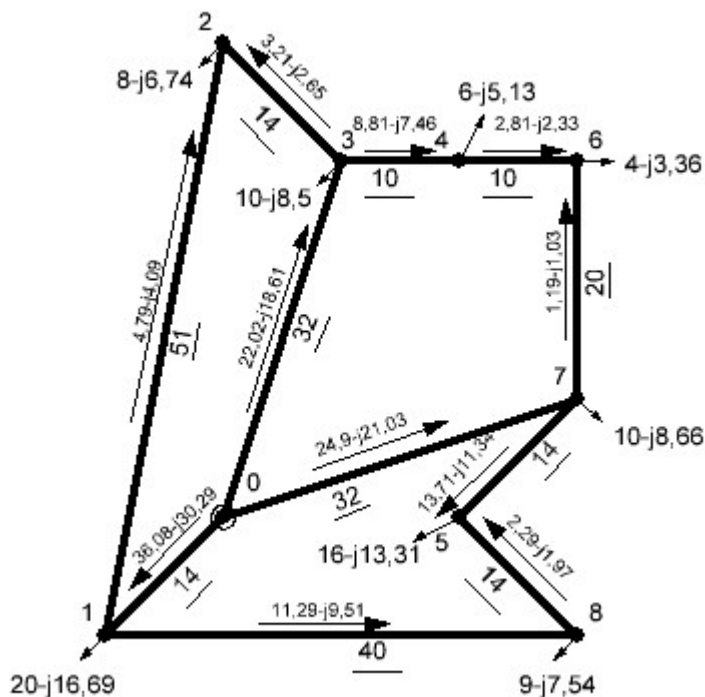


Рисунок 1.11 – Результати попереднього розрахунку поточкорозподілу для п'ятої схеми

1.3.6 Розрахунок попереднього поточкорозподілу для шостої схеми

Попередній поточкорозподіл знаходимо з використанням довжин ділянок (за L-схемою). Виконуємо розрахунок за методом контурних рівнянь. Для отримання розімкненої мережі видалимо ділянки 1-2, 4-6 та 5-8 (рис. 1.12).

Власні довжини контурів:

$$L_I = L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{04} = 14 + 51 + 14 + 10 + 36 = 125 \text{ км};$$

$$L_{II} = L_{04} + L_{46} + L_{67} + L_{07} = 36 + 10 + 20 + 32 = 98 \text{ км};$$

$$L_{III} = L_{07} + L_{57} + L_{58} + L_{18} + L_{01} = 32 + 14 + 14 + 40 + 14 = 114 \text{ км}.$$

Взаємні довжини контурів:

$$L_{I-II} = L_{II-I} = L_{04} = 36 \text{ км};$$

$$L_{I-III} = L_{III-I} = L_{01} = 14 \text{ км};$$

$$L_{II-III} = L_{III-II} = L_{07} = 32 \text{ км}.$$

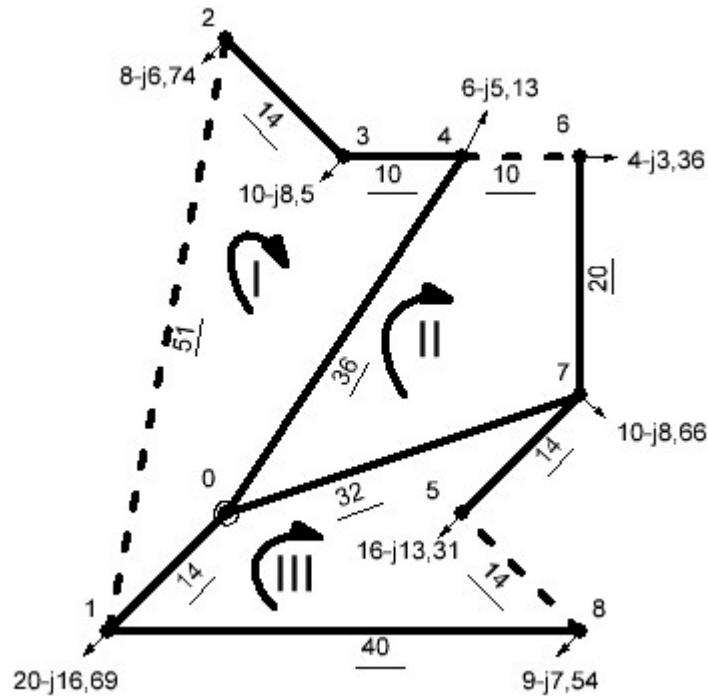


Рисунок 1.12 – Схема мережі 6 з умовно розімкненими контурами

Система контурних рівнянь за методом контурних струмів:

$$\begin{cases} \dot{S}_{poz01} \cdot L_{01} - \dot{S}_{poz32} \cdot L_{23} - \dot{S}_{poz43} \cdot L_{34} - \dot{S}_{poz04} \cdot L_{04} = -\dot{S}_I \cdot L_I + \dot{S}_{II} \cdot L_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot L_{I-III}; \\ \dot{S}_{poz04} \cdot L_{04} - \dot{S}_{poz76} \cdot L_{67} - \dot{S}_{poz07} \cdot L_{07} = -\dot{S}_{II} \cdot L_{II} + \dot{S}_I \cdot L_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot L_{II-III}; \\ \dot{S}_{poz07} \cdot L_{07} + \dot{S}_{poz75} \cdot L_{57} - \dot{S}_{poz18} \cdot L_{18} - \dot{S}_{poz01} \cdot L_{01} = -\dot{S}_{III} \cdot L_{III} + \dot{S}_I \cdot L_{III-I} + \dot{S}_{II} \cdot L_{III-II}. \end{cases}$$

Розв'язуючи цю систему, отримуємо наступні контурні потужності:

$$\dot{S}_I = 6,88 - j5,86 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{II} = 3,75 - j3,13 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{III} = -1,77 + j1,53 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Результуючий поточкорозподіл представлений на рис. 1.13.

Перевіримо правильність розрахунків за другим законом Кірхгову:

$$\dot{S}_{pez01} \cdot L_{01} + \dot{S}_{pez12} \cdot L_{12} - \dot{S}_{pez32} \cdot L_{23} - \dot{S}_{pez43} \cdot L_{34} - \dot{S}_{pez04} \cdot L_{04} = 0;$$

$$\dot{S}_{pez04} \cdot L_{04} + \dot{S}_{pez46} \cdot L_{46} - \dot{S}_{pez76} \cdot L_{67} - \dot{S}_{pez07} \cdot L_{07} = 0;$$

$$\dot{S}_{pez07} \cdot L_{07} + \dot{S}_{pez75} \cdot L_{57} - \dot{S}_{pez85} \cdot L_{58} - \dot{S}_{pez18} \cdot L_{18} - \dot{S}_{pez01} \cdot L_{01} = 0.$$

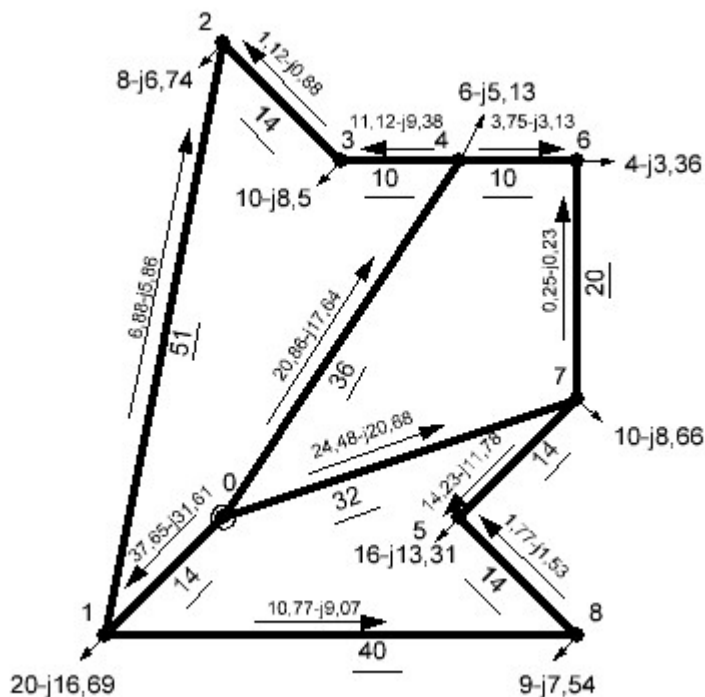


Рисунок 1.13 – Результати попереднього розрахунку поточкорозподілу для шостої схеми

1.4 Вибір перерізів проводів ліній

1.4.1 Вибір перерізів проводів першої схеми

Струм ділянки 0-1:

$$I_{01} = \frac{\sqrt{P_{рез01}^2 + Q_{рез01}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot 10^{-3}} = \frac{\sqrt{25,83^2 + (-21,62)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^{-3}} = 176,81 \text{ А.}$$

Розраховуємо струми усіх ділянок та зводимо результати у табл. 1.6.

Вважаємо, що це значення робочих струмів на п'ятий рік експлуатації електричної мережі.

Оптимальні перерізи знаходимо за формулою

$$F_{opt} = \frac{1}{n} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_s^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{ex} \times 10^{-5}}{k_{nut.зм} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}}, \text{ мм}^2,$$

де n – кількість ланцюгів відповідної лінії;

I_5 – розрахунковий струм на п'ятий рік експлуатації, А;

ρ – питомий опір матеріалу проводу (алюмінію), Ом·мм²/км,

$$\rho = 28,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км};$$

τ – час максимальних втрат, год./рік,

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4300 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2689 \text{ год./рік};$$

Π_{ex} – тариф на вході до мережі, коп./кВт·год. Приймаємо значення

$$\Pi_{\text{ex}} = 2 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год.};$$

H_e – нормативний показник витрат на експлуатацію ПЛ, %. За табл. Д.30 [1]

для ПЛ 110 кВ

$$H_e = 1,2\%;$$

E – норма дисконту, відповідно до вказівок [1]

$$E = 0,1;$$

$k_{\text{nut.зм}}$ – питома величина умовнозмінних витрат на спорудження ПЛ, грн./((мм²·км),

$$k_{\text{nut.зм}} = 2531 \text{ грн./}(\text{мм}^2 \cdot \text{км}).$$

Оптимальний переріз проводу ділянки 0-1

$$F_{\text{opt}01} = \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 176,81^2 \cdot 28,5 \cdot 2689 \cdot 2 \times 10^{-3}}{2531 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 225 \text{ мм}^2.$$

Розглядаємо найближчі стандартні перерізи зі скороченої номенклатури перерізів – 120 мм² та 240 мм². Для того, щоб вибрати квазіоптимальний стандартний переріз ділянки 0-1, розраховуємо сумарні дисконтовані витрати:

$$Z_{\text{ЛЕП}} = K_{\text{ПЛ}} + \frac{I_{\text{ПЛ}}}{E},$$

де $K_{\text{ПЛ}}$ – капіталовкладення у спорудження лінії, тис. грн., табл. Д.23 [1];

$I_{\text{ПЛ}}$ – сумарні щорічні витрати, тис. грн./рік,

$$I_{\text{ПЛ}} = I_e + I_{\text{втр}},$$

де I_e – витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонт ліній, тис. грн./рік, табл. Д.30 [1];

$I_{втр}$ – витрати на компенсацію втрат електроенергії у лініях, тис. грн./рік,

$$I_{втр} = (3'_e \cdot \Delta A_{пост} + 3''_e \cdot \Delta A_{зм}) \times 10^{-5},$$

де $3'_e$ – питомі витрати на відшкодування постійних втрат активної енергії, коп./кВт·год.,

$3''_e$ – питомі витрати на відшкодування змінних втрат активної енергії, коп./кВт·год.,

$$3'_e = k_{xx} \cdot \Pi_{вх} = 0,75 \cdot 200 = 150 \text{ коп./кВт·год.},$$

$$3''_e = \Pi_{вх} = 200 \text{ коп./кВт·год.},$$

$k_{xx} = (0,75 \div 0,8)$ – коефіцієнт корекції до середнього тарифу для визначення вартості втрат холостого ходу;

$\Delta A_{пост}$ – постійні втрати активної енергії, кВт·год.:

$\Delta A_{зм}$ – змінні втрати активної енергії, кВт·год.:

$$\Delta A_{пост} = n_l \cdot \Delta P_K \cdot L \cdot T_{вкл},$$

де n_l – кількість ланцюгів повітряної лінії;

ΔP_K – середньорічні питомі втрати потужності на корону, кВт/км, для повітряних ліній 110 кВ

$$\Delta P_K = 0,08 \text{ кВт/км};$$

L – довжина лінії, км;

$T_{вкл} = 8760$ год. – тривалість роботи лінії протягом року (кількість годин у році);

$$\Delta A_{зм} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau,$$

де ΔP_{Σ} – сумарні втрати активної потужності в лінії, кВт,

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} \cdot r,$$

де r – активний опір лінії.

Активний опір ділянки 0-1, виконаної проводами з перерізом 120/19 мм²,

$$r = r_0 \cdot L_{01} = 0,244 \cdot 14 = 3,416 \text{ Ом},$$

де r_0 – погонний опір постійному струму проводів АС-120/19 мм², за табл. Д.12

$$[1] \ r_0 = 0,244 \text{ Ом/км},$$

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{25,83^2 + (-21,63)^2}{110^2} \cdot 3,416 = 0,32 \text{ МВт},$$

$$\Delta A_{\text{пост}} = 1 \cdot 0,08 \cdot 14 \cdot 8760 = 9811 \text{ кВт·год.},$$

$$\Delta A_{\text{зм}} = 0,32 \cdot 10^3 \cdot 2689 = 0,861 \cdot 10^6 \text{ кВт·год.},$$

$$I_{\text{впр}} = (150 \cdot 9,811 \cdot 10^3 + 200 \cdot 0,861 \cdot 10^6) \times 10^{-5} = 1737 \text{ тис. грн./рік},$$

$$K_{\text{ПЛ}} = 1659 \cdot 14 = 23226 \text{ тис. грн.},$$

$$I_e = 0,012 \cdot 23226 = 279 \text{ тис. грн.},$$

$$I_{\text{ПЛ}} = 279 + 1737 = 2016 \text{ тис. грн.},$$

$$Z_{\text{ЛЕП}} = 23226 + \frac{2016}{0,1} = 43387 \text{ тис. грн.}$$

Якщо лінія 0-1 виконана проводами 240/39 мм², погонний опір постійному струму за табл. Д.12 [1] складає $r_0 = 0,122$ Ом/км,

$$r = 0,122 \cdot 14 = 1,708 \text{ Ом},$$

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{25,83^2 + (-21,63)^2}{110^2} \cdot 1,708 = 0,16 \text{ МВт},$$

$$\Delta A_{\text{пост}} = 1 \cdot 0,08 \cdot 14 \cdot 8760 = 9811 \text{ кВт·год.},$$

$$\Delta A_{\text{зм}} = 0,16 \cdot 10^3 \cdot 2689 = 430,7 \cdot 10^3 \text{ кВт·год.},$$

$$I_{\text{впр}} = (150 \cdot 9,811 \cdot 10^3 + 200 \cdot 430,7 \cdot 10^3) \times 10^{-5} = 876 \text{ тис. грн./рік},$$

$$K_{\text{ПЛ}} = 1968 \cdot 14 = 27552 \text{ тис. грн.},$$

$$I_e = 0,012 \cdot 27552 = 331 \text{ тис. грн.},$$

$$I_{\text{ПЛ}} = 331 + 876 = 1207 \text{ тис. грн.},$$

$$Z_{\text{ЛЕП}} = 27552 + \frac{1207}{0,1} = 39619 \text{ тис. грн.}$$

Для перерізу 240/39 функція сумарних дисконтованих витрат $Z_{\text{ЛЕП}}$ виявилась на 8,69% меншою, тому приймаємо для ділянки 0-1 провід перерізом 240/39 мм².

Виконуємо аналогічні розрахунки для усіх ділянок мережі та зводимо результати в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Техніко-економічне порівняння перерізів проводів ділянок першої схеми

Ділянка	F_{opt} , мм ²	Провід	r , Ом	ΔP_{Σ} , МВт	$K_{ПЛ}$, тис. грн.	I_e , тис. грн.	$I_{втр}$, тис. грн.	$I_{ПЛ}$, тис. грн.	$З_{ЛЕП}$, тис. грн.
0-1	225	АС-120/19	3,416	0,32	23226	279	1737	2016	43387
		АС-240/39	1,708	0,16	27552	331	876	1207	39619
0-2	119	АС-120/19	9,76	0,256	66360	796	1418	2215	88506
0-4	141	АС-120/19	8,784	0,322	59724	717	1767	2484	84562
		АС-240/39	4,392	0,161	70848	850	902	1753	88375
0-5	241	АС-240/39	2,44	0,261	39360	472	1425	1897	58334
2-3	49	АС-70/11	5,908	0,026	21658	260	157	417	25823
4-3	39	АС-70/11	4,22	0,012	15470	186	73	259	18056
4-6	49	АС-70/11	4,22	0,019	15470	186	113	298	18453
6-7	14	АС-70/11	8,44	0,003	30940	371	38	410	35038
5-7	74	АС-70/11	5,908	0,06	21658	260	337	596	27622
		АС-120/19	3,416	0,035	23226	279	201	480	28021
5-8	27	АС-70/11	5,908	0,008	21658	260	59	319	24846
1-8	51	АС-70/11	16,88	0,081	61880	743	480	1222	74102
Всього				1,209	381730	4581	6743	11323	494963

1.4.2 Вибір перерізів проводів другої схеми

Результати розрахунків наведені у табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Техніко-економічне порівняння перерізів проводів ділянок другої схеми

Ділянка	$F_{онт}$, мм ²	Провід	r , Ом	ΔP_{Σ} , МВт	$K_{пл}$, тис. грн.	I_e , тис. грн.	$I_{втр}$, тис. грн.	$I_{пл}$, тис. грн.	$З_{ЛЕП}$, тис. грн.
0-1	272	2×АС-240/39	0,854	0,117	39368	472	660	1132	50688
		АС-240/39	1,708	0,234	27552	331	1275	1606	43609
0-2	106	АС-70/11	16,88	0,352	61880	743	1933	2676	88637
		АС-120/19	9,76	0,203	66360	796	1135	1932	85678
0-3	149	АС-120/19	7,808	0,319	53088	637	1746	2383	76922
		АС-240/39	3,904	0,159	62976	756	890	1646	79433
0-7	198	АС-120/19	7,808	0,569	53088	637	3092	3729	90378
		АС-240/39	3,904	0,284	62976	756	1563	2318	86161
2-3	36	АС-70/11	5,908	0,014	21658	260	92	352	25175
3-4	97	АС-70/11	4,22	0,073	15470	186	405	591	21380
		АС-120/19	2,44	0,042	16590	199	239	438	20969
4-6	44	АС-70/11	4,22	0,015	15470	186	93	278	18252
6-7	9	АС-70/11	8,44	0,001	30940	371	28	400	34936
7-5	119	АС-120/19	3,416	0,09	23226	279	499	777	30999
8-5	20	АС-70/11	5,908	0,004	21658	260	38	298	24634
1-8	98	АС-70/11	16,88	0,301	61880	743	1663	2406	85937
		АС-120/19	9,76	0,174	66360	796	979	1776	84117
Всього				1,383	405878	4871	7687	12557	531451

1.4.3 Вибір перерізів проводів третьої схеми

Результати розрахунків наведені у табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Техніко-економічне порівняння перерізів проводів ділянок третьої схеми

Ділянка	$F_{онт}$, мм ²	Провід	r , Ом	ΔP_{Σ} , МВт	$K_{пл}$, тис. грн.	I_e , тис. грн.	$I_{втр}$, тис. грн.	$I_{пл}$, тис. грн.	$З_{ЛЕП}$, тис. грн.
0-1	224	АС-120/19	3,416	0,317	23226	279	1717	1995	43180
		АС-240/39	1,708	0,158	27552	331	866	1196	39515
0-3	168	АС-120/19	7,808	0,409	53088	637	2233	2870	81784
		АС-240/39	3,904	0,204	62976	756	1133	1889	81864
0-7	172	АС-120/19	7,808	0,429	53088	637	2341	2978	82868
		АС-240/39	3,904	0,215	62976	756	1187	1943	82406
0-8	161	АС-120/19	3,904	0,187	62976	756	1040	1796	80936
		АС-240/39	7,808	0,374	53088	637	2047	2684	79928
1-2	49	АС-70/11	21,522	0,098	78897	947	582	1529	94187
3-2	20	АС-70/11	5,908	0,004	21658	260	39	299	24645
3-4	60	АС-70/11	4,22	0,028	15470	186	163	349	18958
4-6	8	АС-70/11	4,22	0,004	15470	186	13	199	17455
7-6	27	АС-70/11	8,44	0,012	30940	371	84	455	35492
7-5	57	АС-70/11	5,908	0,035	21658	260	203	463	26286
8-5	83	АС-70/11	5,908	0,074	21658	260	421	681	28470
		АС-120/19	3,416	0,043	23226	279	246	525	28475
Всього				1,409	402455	4829	7838	12667	529127

1.4.4 Вибір перерізів проводів четвертої схеми

Результати розрахунків наведені у табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Техніко-економічне порівняння перерізів проводів ділянок четвертої схеми

Ділянка	F_{opt} , мм ²	Провід	r , Ом	ΔP_{Σ} , МВт	$K_{пл}$, тис. грн.	I_e , тис. грн.	$I_{втр}$, тис. грн.	$I_{пл}$, тис. грн.	$З_{ЛЕП}$, тис. грн.
0-1	271	2×АС-240/39	0,854	0,116	39368	472	656	1128	50648
		АС-240/39	1,708	0,233	27552	331	1267	1598	43527
0-3	186	АС-120/19	7,808	0,501	53088	637	2725	3362	86712
		АС-240/39	3,904	0,25	62976	756	1379	2135	84328
0-5	268	2×АС-240/39	1,22	0,162	56240	675	912	1587	72111
		АС-240/39	2,44	0,324	39360	472	1761	2234	61697
1-2	48	АС-70/11	21,522	0,093	78897	947	552	1498	93882
3-2	22	АС-70/11	5,908	0,005	21658	260	42	302	24681
3-4	77	АС-70/11	4,22	0,046	15470	186	258	443	19905
		АС-120/19	2,44	0,027	16590	199	154	353	20116
4-6	24	АС-70/11	4,22	0,004	15470	186	35	220	17673
7-6	11	АС-70/11	8,44	0,002	30940	371	31	402	34963
5-7	99	АС-70/11	5,908	0,108	21658	260	595	855	30204
		АС-120/19	3,416	0,062	23226	279	350	629	29514
5-8	29	АС-70/11	5,908	0,009	21658	260	65	325	24910
1-8	49	АС-70/11	16,88	0,075	61880	743	447	1190	73780
Всього				1,104	399087	4789	6188	10977	508860

1.4.5 Вибір перерізів проводів п'ятої схеми

Результати розрахунків наведені у табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Техніко-економічне порівняння перерізів проводів ділянок п'ятої схеми

Ділянка	F_{onm} , мм ²	Провід	r , Ом	ΔP_{Σ} , МВт	$K_{пл}$, тис. грн.	I_e , тис. грн.	$I_{втр}$, тис. грн.	$I_{пл}$, тис. грн.	$З_{ЛЕП}$, тис. грн.
0-1	315	2×АС-240/39	0,854	0,157	39368	472	872	1344	52808
		АС-240/39	1,708	0,313	27552	331	1699	2030	47849
0-3	193	АС-120/19	7,808	0,536	53088	637	2918	3555	88634
		АС-240/39	3,904	0,268	62976	756	1476	2231	85289
0-7	218	АС-120/19	7,808	0,686	53088	637	3720	4357	96659
		АС-240/39	3,904	0,343	62976	756	1877	2633	89301
1-2	42	АС-70/11	21,522	0,071	78897	947	433	1380	92697
3-2	28	АС-70/11	5,908	0,008	21658	260	60	320	24859
3-4	77	АС-70/11	4,22	0,046	15470	186	260	446	19931
		АС-120/19	2,44	0,027	16590	199	155	354	20131
4-6	24	АС-70/11	4,22	0,005	15470	186	36	221	17681
7-6	11	АС-70/11	8,44	0,002	30940	371	30	402	34956
7-5	119	АС-70/11	5,908	0,155	21658	260	846	1106	32717
		АС-120/19	3,416	0,089	23226	279	495	774	30967
8-5	20	АС-70/11	5,908	0,004	21658	260	39	299	24643
1-8	99	АС-70/11	16,88	0,304	61880	743	1676	2419	86067
		АС-120/19	9,76	0,176	66360	796	987	1783	84192
Всього				1,326	427183	5126	7392	12518	552366

1.4.6 Вибір перерізів проводів шостої схеми

Результати розрахунків наведені у табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Техніко-економічне порівняння перерізів проводів ділянок шостої схеми

Ділянка	$F_{онт}$, мм ²	Провід	r , Ом	ΔP_{Σ} , МВт	$K_{пл}$, тис. грн.	I_e , тис. грн.	$I_{втр}$, тис. грн.	$I_{пл}$, тис. грн.	$З_{ЛЕП}$, тис. грн.
0-1	329	2×АС-240/39	0,854	0,171	39368	472	947	1419	53559
		АС-240/39	1,708	0,341	27552	331	1849	2180	49351
0-4	183	АС-120/19	8,784	0,542	59724	717	2952	3669	96410
		АС-240/39	4,392	0,271	70848	850	1495	2345	94299
0-7	214	АС-120/19	7,808	0,663	53088	637	3597	4234	95430
		АС-240/39	3,904	0,331	62976	756	1815	2571	88687
1-2	60	АС-70/11	21,522	0,145	78897	947	834	1781	96709
3-2	10	АС-70/11	5,908	0,010	21658	260	20	280	24458
4-3	97	АС-70/11	4,22	0,074	15470	186	408	593	21402
		АС-120/19	2,44	0,043	16590	199	240	439	20981
4-6	33	АС-70/11	4,22	0,008	15470	186	55	241	17878
7-6	2	АС-70/11	8,44	0,008	30940	371	21	393	34868
7-5	123	АС-240/39	1,708	0,048	27552	331	274	604	33596
		АС-120/19	3,416	0,096	23226	279	533	812	31342
8-5	16	АС-70/11	5,908	0,003	21658	260	29	289	24548
1-8	94	АС-70/11	16,88	0,277	61880	743	1529	2271	84594
		АС-120/19	9,76	0,16	66360	796	902	1698	83340
Всього				1.4	436175	5234	7794	13028	566460

1.6 Вибір схеми мережі

Мінімальне значення сумарних дисконтованих витрат відповідає першому варіанту схеми мережі, тому обираємо її для подальших розрахунків.

1.7 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення мережі

1.7.1 Розрахунок параметрів схем заміщення ліній електропередачі

Активні опори ділянок були розраховані при техніко-економічному порівнянні схем (табл. 1.6).

Приймаємо, що проводи фаз розташовані трикутником з середньгеометричною відстанню $D_{cp} = 5000$ мм.

Погонний індуктивний опір проводів

$$x_{0i} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{cp.i}}{d_i} \right) + 0,016 \cdot \mu, \text{ Ом/км},$$

де $D_{cp.i}$ – середньгеометрична відстань між фазами i -ї ЛЕП, мм;

μ – магнітна проникність матеріалу, для алюмінію $\mu = 1$;

d_i – діаметр проводу, мм.

Погонні індуктивні опори проводів, які використовуються у мережі,

$$x_{0.70} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4} \right) + 0,016 \cdot 1 = 0,443 \text{ Ом/км},$$

$$x_{0.120} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2} \right) + 0,016 \cdot 1 = 0,425 \text{ Ом/км},$$

$$x_{0.240} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6} \right) + 0,016 \cdot 1 = 0,403 \text{ Ом/км}.$$

Індуктивний опір лінії 0-1:

$$x_{01} = x_{0.120} \cdot L_{01} = 0,403 \cdot 14 = 5,635 \text{ Ом}.$$

Погонна активна провідність проводів:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{0K} \cdot 10^{-3}}{U_H^2} = \frac{0,08 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 6,612 \cdot 10^{-9} \text{ См/км}.$$

Активна провідність лінії 0-1:

$$g_{01} = g_0 \cdot L_{01} = 6,612 \cdot 10^{-9} \cdot 14 = 0,093 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Погонні ємнісні провідності проводів обчислюються за виразом:

$$b_{0i} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp,i}}{d_i}\right)}.$$

Для проводів перерізів, що застосовуються у мережі:

$$b_{0.70} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,576 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/КМ},$$

$$b_{0.120} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} = 2,690 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/КМ},$$

$$b_{0.240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,844 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/КМ}.$$

Ємнісна провідність лінії 0-1:

$$b_{01} = 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 14 = 39,812 \cdot 10^{-6} \text{ СМ}.$$

Комплексний опір та комплексна провідність лінії 0-1:

$$\underline{Z}_{01} = r_{01} + jx_{01} = 1,71 + j5,64 \text{ Ом},$$

$$\underline{Y}_{01} = g_{01} + jb_{01} = 0,093 + j39,812 \text{ мкСМ}.$$

Розраховуємо параметри кожної лінії мережі та зводимо у табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Параметри схем заміщення ліній

Ділянка	r , Ом	x , Ом	g , мкСМ	b , мкСМ	$\underline{Z}$, Ом	$\underline{Y}$, мкСМ
0-1	1,708	5,635	0,093	39,812	1,71+j5,64	0,093+j39,812
0-2	9,76	16,985	0,264	107,588	9,76+j16,99	0,26+j107,59
0-4	8,784	15,287	0,238	96,829	8,78+j15,29	0,238+j96,829
0-5	2,44	8,05	0,132	56,874	2,44+j8,05	0,13+j56,87
2-3	5,908	6,198	0,093	36,057	5,91+j6,2	0,09+j36,06
4-3	4,22	4,427	0,066	25,755	4,22+j4,43	0,07+j25,76
4-6	4,22	4,43	0,066	25,755	4,22+j4,43	0,07+j25,76
6-7	8,44	8,85	0,132	51,51	8,44+j8,85	0,13+j51,51
5-7	5,908	6,198	0,093	36,057	5,91+j6,2	0,09+j36,06
5-8	5,908	6,2	0,093	36,057	5,91+j6,2	0,09+j36,06
1-8	16,88	17,71	0,264	103,021	16,88+j17,71	0,26+j103,02

1.7.2. Розрахунок параметрів схем заміщення трансформаторів

Визначимо параметри схеми заміщення двох трансформаторів першої підстанції:

$$r_{B1} = r_{C1} = r_{H1} = \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{BH1}^2 \cdot 10^{-3}}{n_{T1} \cdot S_{ном1}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} = 1,48 \text{ Ом},$$

$$x_{B1} = \frac{u_{K(B)1} \cdot U_{BH1}^2}{n_{T1} \cdot S_{ном1}} = \frac{0,1075 \cdot 115^2}{2 \cdot 25} = 28,43 \text{ Ом},$$

$$x_{C1} = \frac{u_{K(C)1} \cdot U_{BH1}^2}{n_{T1} \cdot S_{ном1}} = \frac{0 \cdot 115^2}{2 \cdot 25} = 0,$$

$$x_{H1} = \frac{u_{K(H)1} \cdot U_{BH1}^2}{n_{T1} \cdot S_{ном1}} = \frac{6,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 25} = 17,854 \text{ Ом},$$

$$g_{m1} = \frac{n_{T1} \cdot \Delta P_{X1} \cdot 10^{-3}}{U_{BH1}^2} = \frac{2 \cdot 31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 4,69 \cdot 10^{-6} \text{ См},$$

$$b_{m1} = -\frac{n_{T1} \cdot i_{XX1} \cdot S_{ном1}}{U_{BH1}^2} = -\frac{2 \cdot 0,007 \cdot 25}{115^2} = -26,465 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Комплексна провідність групи трансформаторів першого пункту:

$$\underline{Y}_{m1} = g_{m1} + jb_{m1} = 4,688 - j26,465 \text{ мкСм}.$$

Визначаємо параметри схем заміщення трансформаторів кожної підстанції аналогічно та зводимо результати обчислень в табл. 1.13.

Таблиця 1.13 – Параметри схем заміщення трансформаторів підстанцій

Підстанція	$r_B = r_C = r_H, \text{ Ом}$	$x_B, \text{ Ом}$	$x_C, \text{ Ом}$	$x_H, \text{ Ом}$	$g_m, \text{ мкСм}$	$b_m, \text{ мкСм}$	$\underline{Y}_m, \text{ мкСм}$
1	1,48	28,43	0	17,854	4,69	-26,465	4,688-j26,465
2	5,03	71,08	0	41,328	2,57	-16,635	2,571-j16,635
3	5,03	72,74	0	41,328	2,57	-16,635	2,571-j16,635
4	9,66	112,83	0	65,6	2,12	-11,433	2,117-j11,433
5	2,58	44,43	0	25,83	3,48	-24,197	3,478-j24,197
6	9,66	112,83	0	65,6	2,12	-11,433	2,117-j11,433
7	5,03	71,08	0	41,328	2,57	-16,635	2,571-j16,635
8	5,03	71,08	0	41,328	2,57	-16,635	2,571-j16,635

1.8 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі

Обчислюємо приведені навантаження підстанцій.

Розглянемо першу підстанцію. Коефіцієнти завантаження обмоток її трансформаторів:

$$\beta_{HH1} = \frac{\sqrt{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}}{n_{T1} \cdot S_{ном1}} = \frac{\sqrt{12^2 + (-9,63)^2}}{2 \cdot 25} = 0,308,$$

$$\beta_{CH1} = \frac{\sqrt{P_{CH1}^2 + Q_{CH1}^2}}{n_{T1} \cdot S_{ном1}} = \frac{\sqrt{8^2 + (-7,06)^2}}{2 \cdot 25} = 0,213,$$

$$\begin{aligned} \beta_{BH1} &= \frac{\sqrt{(P_{CH1} + P_{HH1})^2 + (Q_{CH1} + Q_{HH1})^2}}{n_{T1} \cdot S_{ном1}} = \\ &= \frac{\sqrt{(8+12)^2 + (-7,06-9,63)^2}}{2 \cdot 25} = 0,521, \end{aligned}$$

Втрати потужності у обмотках трансформаторів:

$$\begin{aligned}\Delta P_{TZ1} &= \frac{n_{T1} \cdot \Delta P_{K31}}{2} \cdot (\beta_{BH1}^2 + \beta_{CH1}^2 + \beta_{HH1}^2) = \\ &= \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0,308^2 + 0,213^2 + 0,521^2) = 57,63 \text{ кВт}, \\ \Delta Q_{TZ1} &= -n_{T1} \cdot S_{ном1} \cdot (\beta_{BH1}^2 \cdot u_{K(B)1} + \beta_{CH1}^2 \cdot u_{K(C)1} + \beta_{HH1}^2 \cdot u_{K(H)1}) \cdot 10 = \\ &= -2 \cdot 5 \cdot (0,308^2 \cdot 6,75 + 0,213^2 \cdot 0 + 0,521^2 \cdot 10,75) \cdot 10 = -1778 \text{ кВАр}.\end{aligned}$$

Навантаження підстанції, приведені до вищої напруги:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{np1} &= \dot{S}_{max1} + (\Delta P_{TZ} + j\Delta Q_{TZ}) \cdot 10^{-3} = \\ &= 20 - j16,69 + (58 - j1778) \cdot 10^{-3} = 20,06 - j18,47 \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Виконуємо аналогічні розрахунки для трансформаторів кожної підстанції мережі та зводимо результати в табл. 1.14.

Таблиця 1.14 – Розрахунок приведених навантажень пунктів

Підстанція	Коефіцієнти завантаження обмоток			Втрати потужності у обмотках трансформаторів		Приведена потужність $\dot{S}_{np}$, МВ · А
	ВН	СН	НН	ΔP_{TZ1} , кВт	ΔQ_{TZ1} , кВАр	
1	0,521	0,213	0,308	57,63	-1778,49	20,06-j18,47
2	0,523	0,267	0,256	31,2	-729,56	8,03-j7,47
3	0,656	0,4	0,256	49,88	-1008,04	10,05-j9,51
4	0,627	0,423	0,203	35,56	-564,21	6,04-j5,69
5	0,65	0,25	0,401	64,6	-2007,15	16,06-j15,32
6	0,415	0,211	0,203	14,96	-265,37	4,01-j3,63
7	0,661	0,533	0,128	56,13	-961,1	10,06-j9,62
8	0,587	0,267	0,32	39,4	-961,76	9,04-j8,5

Обчислюємо поперечні провідності пунктів:

$$\begin{aligned}\underline{Y}_0 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л01} + \underline{Y}_{л02} + \underline{Y}_{л04} + \underline{Y}_{л05}) = \\ &= 0,5 \cdot (0,093 + j39,81 + 0,264 + j107,59 + 0,238 + j96,83 + 0,132 + j56,87) = \\ &= 0,36 + j150,55 \text{ мкСм},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\underline{Y}_1 &= \underline{Y}_{m1} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\pi 01} + \underline{Y}_{\pi 18}) = \\
&= 4,69 - j26,47 + 0,5 \cdot (0,093 + j39,81 + 0,264 + j103,02) = \\
&= 4,87 + j44,95 \text{ мкСм},
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\underline{Y}_2 &= \underline{Y}_{m2} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\pi 02} + \underline{Y}_{\pi 23}) = \\
&= 2,57 - j16,64 + 0,5 \cdot (0,264 + j107,59 + 0,093 + j36,06) = \\
&= 2,75 + j55,19 \text{ мкСм},
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\underline{Y}_3 &= \underline{Y}_{m3} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\pi 23} + \underline{Y}_{\pi 34}) = \\
&= 2,57 - j16,64 + 0,5 \cdot (0,093 + j36,06 + 0,066 + j25,76) = \\
&= 2,65 + j14,27 \text{ мкСм},
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\underline{Y}_4 &= \underline{Y}_{m4} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\pi 04} + \underline{Y}_{\pi 34} + \underline{Y}_{\pi 46}) = \\
&= 2,12 - j11,43 + 0,5 \cdot (0,238 + j96,83 + 0,066 + j25,76 + 0,066 + j25,76) = \\
&= 2,3 + j62,74 \text{ мкСм},
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\underline{Y}_5 &= \underline{Y}_{m5} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\pi 05} + \underline{Y}_{\pi 57} + \underline{Y}_{\pi 58}) = \\
&= 3,48 - j24,2 + 0,5 \cdot (0,132 + j56,87 + 0,093 + j36,06 + 0,093 + j36,06) = \\
&= 3,64 + j40,3 \text{ мкСм},
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\underline{Y}_6 &= \underline{Y}_{m6} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\pi 46} + \underline{Y}_{\pi 67}) = \\
&= 2,12 - j11,43 + 0,5 \cdot (0,066 + j25,76 + 0,13 + j51,51) = \\
&= 2,22 + j27,2 \text{ мкСм},
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\underline{Y}_7 &= \underline{Y}_{m7} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\pi 57} + \underline{Y}_{\pi 67}) = \\
&= 2,57 - j16,64 + 0,5 \cdot (0,09 + j36,06 + 0,13 + j51,51) = \\
&= 2,68 + j27,15 \text{ мкСм},
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\underline{Y}_8 &= \underline{Y}_{m8} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\pi 58} + \underline{Y}_{\pi 18}) = \\
&= 2,57 - j16,64 + 0,5 \cdot (0,09 + j36,06 + 0,26 + j103,02) = \\
&= 2,75 + j52,9 \text{ мкСм}.
\end{aligned}$$

1.9 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальному навантаженні

Z-схема мережі зі значеннями опорів та приведених навантажень представлена на рис. 1.14. Розрахунок виконуємо методом контурних рівнянь. Для отримання розімкненої мережі умовно видалимо ділянки 1-8, 2-3 та 6-7.

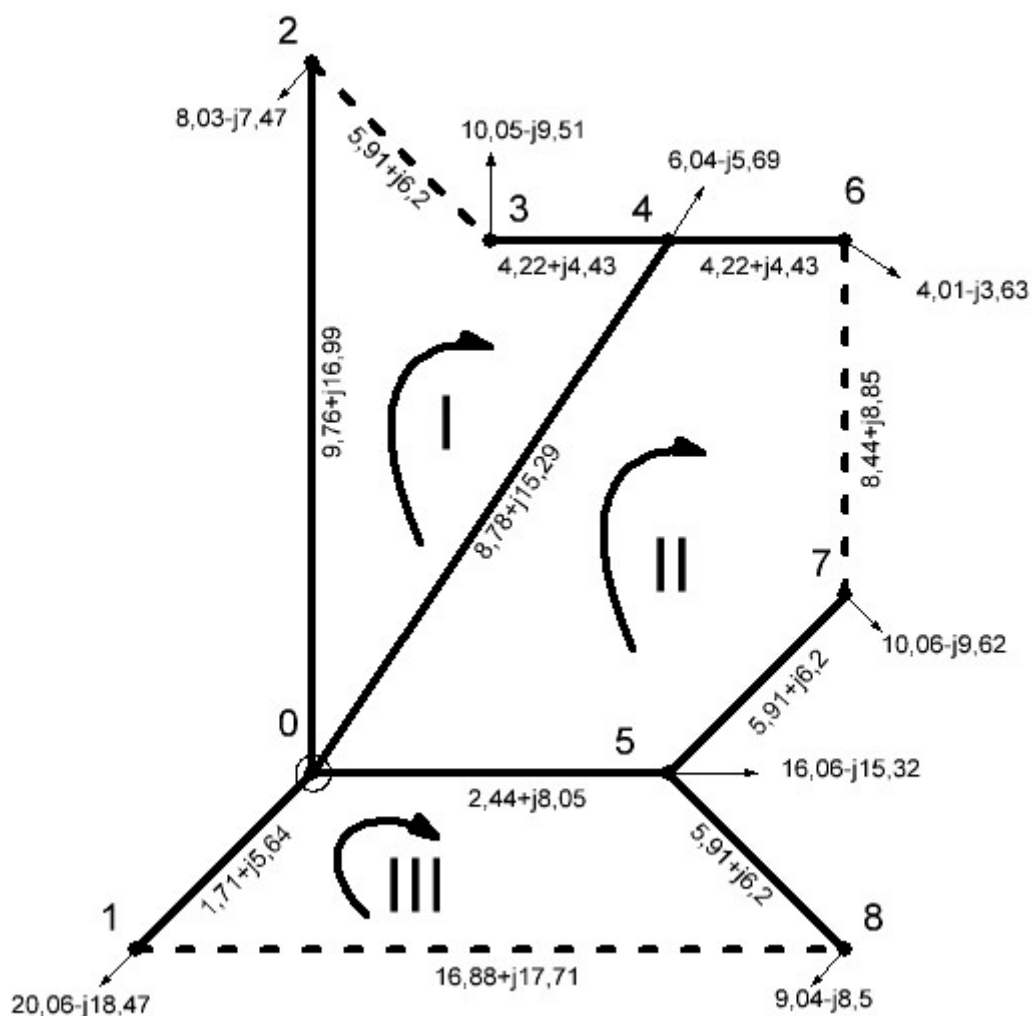


Рисунок 1.14 – Схема мережі для розрахунку режиму максимальних навантажень

Потокорозподіл в умовно розімкненій мережі:

$$\dot{S}_{роз01} = \dot{S}_{нр1} = 20,06 - j18,47 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{poz02} = \dot{S}_{np2} = 8,03 - j7,47 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\dot{S}_{poz43} = \dot{S}_{np3} = 10,05 - j9,51 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\dot{S}_{poz46} = \dot{S}_{np6} = 4,01 - j3,63 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{poz04} &= \dot{S}_{np4} + \dot{S}_{poz43} + \dot{S}_{poz46} = \\ &= 6,04 - j5,69 + 10,05 - j9,51 + 4,01 - j3,63 = 20,1 - j18,83 \text{ MB} \cdot \text{A}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{poz57} = \dot{S}_{np7} = 10,06 - j9,62 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\dot{S}_{poz58} = \dot{S}_{np8} = 9,04 - j8,5 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{poz05} &= \dot{S}_{np5} + \dot{S}_{poz57} + \dot{S}_{poz58} = \\ &= 16,06 - j15,32 + 10,06 - j9,62 + 9,04 - j8,5 = 35,16 - j33,44 \text{ MB} \cdot \text{A}; \end{aligned}$$

Обчислюємо власні та взаємні опори контурів:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_I &= \underline{Z}_{02} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{04} = \\ &= 9,76 + j16,99 + 5,91 + j6,2 + 4,22 + j4,43 + 8,78 + j15,29 = \\ &= 28,67 + j42,9 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{II} &= \underline{Z}_{04} + \underline{Z}_{46} + \underline{Z}_{67} + \underline{Z}_{57} + \underline{Z}_{05} = \\ &= 8,78 + j15,29 + 4,22 + j4,43 + 8,44 + j8,85 + 5,91 + j6,2 + 2,44 + j8,05 = \\ &= 29,79 + j42,82 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{III} &= \underline{Z}_{05} + \underline{Z}_{58} + \underline{Z}_{18} + \underline{Z}_{01} = \\ &= 2,44 + j8,05 + 5,91 + j6,2 + 16,88 + j17,71 + 1,71 + j5,64 = \\ &= 26,94 + j37,59 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

$$\underline{Z}_{I-II} = \underline{Z}_{II-I} = \underline{Z}_{04} = 8,78 + j15,29 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{I-III} = \underline{Z}_{III-I} = 0 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{II-III} = \underline{Z}_{III-II} = \underline{Z}_{05} = 2,44 + j8,05 \text{ Ом}.$$

Складаємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} \dot{S}_{poz02} \cdot \underline{Z}_{02} - \dot{S}_{poz43} \cdot \underline{Z}_{34} - \dot{S}_{poz04} \cdot \underline{Z}_{04} = -\dot{S}_I \cdot \underline{Z}_I + \dot{S}_{II} \cdot \underline{Z}_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot \underline{Z}_{I-III}; \\ \dot{S}_{poz04} \cdot \underline{Z}_{04} + \dot{S}_{poz46} \cdot \underline{Z}_{46} - \dot{S}_{poz57} \cdot \underline{Z}_{57} - \dot{S}_{poz05} \cdot \underline{Z}_{05} = \\ \quad \quad \quad = -\dot{S}_{II} \cdot \underline{Z}_{II} + \dot{S}_I \cdot \underline{Z}_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot \underline{Z}_{II-III}; \\ \dot{S}_{poz05} \cdot \underline{Z}_{05} + \dot{S}_{poz58} \cdot \underline{Z}_{58} - \dot{S}_{poz01} \cdot \underline{Z}_{01} = -\dot{S}_{III} \cdot \underline{Z}_{III} + \dot{S}_I \cdot \underline{Z}_{III-I} + \dot{S}_{II} \cdot \underline{Z}_{III-II}. \end{cases}$$

Розв'язуючи цю систему, знаходимо контурні потужності:

$$\dot{S}_I = 5,58 - j4,61 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{II} = 1,62 + j0,01 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{III} = -6 + j4,19 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Результуючий потік розподіл:

$$\dot{S}_{pez01} = \dot{S}_{poz01} - \dot{S}_{III} =$$

$$= 20 - j18,47 - (-6 + j4,19) = 26,06 - j22,65 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{pez02} = \dot{S}_{poz02} + \dot{S}_I = 8,03 - j7,47 + 5,58 - j4,61 = 13,62 - j12,08 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{pez04} = \dot{S}_{poz04} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_I =$$

$$= 20,1 - j18,83 + 1,62 + j0,01 - (5,58 - j4,61) = 16,13 - j14,21 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{pez05} = \dot{S}_{poz05} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_{II} =$$

$$= 35,16 - j33,44 + (-6 + j4,19) - (1,62 + j0,01) = 27,55 - j29,26 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{pez23} = \dot{S}_I = 5,58 - j4,61 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{pez43} = \dot{S}_{poz43} - \dot{S}_I = 10,05 - j9,51 - (5,58 - j4,61) = 4,47 - j4,9 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{pez46} = \dot{S}_{poz46} + \dot{S}_{II} = 4,01 - j3,63 + 1,62 + j0,01 = 5,63 - j3,62 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{pez67} = \dot{S}_{II} = 1,62 + j0,01 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{pez57} = \dot{S}_{poz57} - \dot{S}_{II} = 10,06 - j9,62 - (1,62 - j0,01) = 8,44 - j9,63 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{pez58} = \dot{S}_{poz58} + \dot{S}_{III} = 9,04 - j8,5 + (-6 + j4,19) = 3,04 - j4,32 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{pez18} = -\dot{S}_{III} = 6 - j4,19 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Перевіримо виконання другого закону Кірхгофу:

$$\dot{S}_{рез02} \cdot \underline{Z}_{02} + \dot{S}_{рез23} \cdot \underline{Z}_{23} - \dot{S}_{рез43} \cdot \underline{Z}_{34} - \dot{S}_{рез04} \cdot \underline{Z}_{04} = 0;$$

$$\dot{S}_{рез04} \cdot \underline{Z}_{04} + \dot{S}_{рез46} \cdot \underline{Z}_{46} + \dot{S}_{рез67} \cdot \underline{Z}_{67} - \dot{S}_{рез57} \cdot \underline{Z}_{57} - \dot{S}_{рез05} \cdot \underline{Z}_{05} = 0;$$

$$\dot{S}_{рез05} \cdot \underline{Z}_{05} + \dot{S}_{рез58} \cdot \underline{Z}_{58} - \dot{S}_{рез18} \cdot \underline{Z}_{18} - \dot{S}_{рез01} \cdot \underline{Z}_{01} = 0.$$

Початкові наближення напруг:

$$U_0 = U_{БП} = 115 \text{ кВ},$$

$$U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = U_6 = U_7 = U_8 = 110 \text{ кВ}.$$

Задаємося точністю $\varepsilon = 2\%$ та виконуємо ітераційний розрахунок режиму роботи мережі.

Перша ітерація

Середньолінійна напруга для ділянки 0-1:

$$U_{cp01} = \sqrt{\frac{U_0^2 + U_1^2}{2}} = \sqrt{\frac{115^2 + 110^2}{2}} = 112,53 \text{ кВ}.$$

Знаходимо аналогічно середньолінійні напруги кожної ділянки та зводимо результати в табл. 1.15.

Втрати потужності на ділянці 0-1:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{01} &= \frac{P_{01}^2 + Q_{01}^2}{U_{cp01}^2} \cdot (r_{01} - jx_{01}) = \\ &= \frac{26,06^2 + (-22,65)^2}{112,53^2} \cdot (1,71 - j5,64) = 0,16 - j0,53 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Обчислюємо аналогічно втрати потужності для кожної ділянки та зводимо результати в табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Розрахунок середньолінійних напруг та втрат потужностей ділянок мережі на початку першої ітерації

Ділянка	U_{cp} , кВ	P , МВт	Q , МВАр	r , Ом	x , Ом	$\Delta \dot{S}$, МВ·А
0-1	112,53	26,06	-22,65	1,71	5,64	0,16-j0,53
0-2	112,53	13,62	-12,08	9,76	16,99	0,26-j0,44
0-4	112,53	16,13	-14,21	8,78	15,29	0,32-j0,56
0-5	112,53	27,55	-29,26	2,44	8,05	0,31-j1,03
2-3	110	5,58	-4,61	5,91	6,2	0,03-j0,03
4-3	110	4,47	-4,9	4,22	4,43	0,02-j0,02
4-6	110	5,63	-3,62	4,22	4,43	0,02-j0,02
6-7	110	1,62	0,01	8,44	8,85	0,00+j0,00
5-7	110	8,44	-9,63	5,91	6,2	0,08-j0,08
5-8	110	3,04	-4,32	5,91	6,2	0,01-j0,01
1-8	110	6	-4,19	16,88	17,71	0,07-j0,08

Розраховуємо втрати потужності у провідностях пунктів:

$$\Delta \dot{S}_{Y0} = \underline{Y}_0 \cdot U_0^2 = (0,36 + j150,55) \cdot 10^{-6} \cdot 115 = 0 + j1,99 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\Delta \dot{S}_{Y1} = \underline{Y}_1 \cdot U_1^2 = (4,87 + j45) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,06 + j0,54 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\Delta \dot{S}_{Y2} = \underline{Y}_2 \cdot U_2^2 = (2,75 + j55,2) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,03 + j0,67 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\Delta \dot{S}_{Y3} = \underline{Y}_3 \cdot U_3^2 = (2,65 + j14,3) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,03 + j0,17 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\Delta \dot{S}_{Y4} = \underline{Y}_4 \cdot U_4^2 = (2,3 + j62,7) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,03 + j0,76 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\Delta \dot{S}_{Y5} = \underline{Y}_5 \cdot U_5^2 = (3,64 + j40,3) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,04 + j0,49 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\Delta \dot{S}_{Y6} = \underline{Y}_6 \cdot U_6^2 = (2,22 + j27,2) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,03 + j0,33 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\Delta \dot{S}_{Y7} = \underline{Y}_7 \cdot U_7^2 = (2,68 + j27,1) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,03 + j0,33 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\Delta \dot{S}_{Y8} = \underline{Y}_8 \cdot U_8^2 = (2,75 + j52,9) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,03 + j0,64 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Розраховуємо додаткові навантаження пунктів:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{доп}1} &= \Delta \dot{S}_{Y1} + \frac{\Delta \dot{S}_{01}}{2} + \frac{\Delta \dot{S}_{18}}{2} = \\ &= 0,06 + j0,54 + \frac{0,16 - j0,53}{2} + \frac{0,07 - j0,08}{2} = 0,18 + j0,24 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\partial\partial\partial 2} &= \Delta\dot{S}_{Y2} + \frac{\Delta\dot{S}_{02}}{2} + \frac{\Delta\dot{S}_{23}}{2} = \\ &= 0,03 + j0,67 + \frac{0,26 - j0,44}{2} + \frac{0,03 - j0,03}{2} = 0,17 + j0,43 \text{ MB}\cdot\text{A},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\partial\partial\partial 3} &= \Delta\dot{S}_{Y3} + \frac{\Delta\dot{S}_{23}}{2} + \frac{\Delta\dot{S}_{43}}{2} = \\ &= 0,03 + j0,17 + \frac{0,03 - j0,03}{2} + \frac{0,02 - j0,02}{2} = 0,05 + j0,15 \text{ MB}\cdot\text{A},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\partial\partial\partial 4} &= \Delta\dot{S}_{Y4} + \frac{\Delta\dot{S}_{04}}{2} + \frac{\Delta\dot{S}_{43}}{2} + \frac{\Delta\dot{S}_{46}}{2} = \\ &= 0,03 + j0,76 + \frac{0,32 - j0,56}{2} + \frac{0,02 - j0,02}{2} + \frac{0,02 - j0,02}{2} = \\ &= 0,2 - j0,46 \text{ MB}\cdot\text{A},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\partial\partial\partial 5} &= \Delta\dot{S}_{Y5} + \frac{\Delta\dot{S}_{05}}{2} + \frac{\Delta\dot{S}_{57}}{2} + \frac{\Delta\dot{S}_{58}}{2} = \\ &= 0,04 + j0,49 + \frac{0,31 - j1,03}{2} + \frac{0,08 - j0,08}{2} + \frac{0,01 - j0,01}{2} = \\ &= 0,25 - j0,07 \text{ MB}\cdot\text{A},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\partial\partial\partial 6} &= \Delta\dot{S}_{Y6} + \frac{\Delta\dot{S}_{46}}{2} + \frac{\Delta\dot{S}_{67}}{2} = \\ &= 0,03 + j0,33 + \frac{0,02 - j0,02}{2} + \frac{0}{2} = 0,04 + j0,32 \text{ MB}\cdot\text{A},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\partial\partial\partial 7} &= \Delta\dot{S}_{Y7} + \frac{\Delta\dot{S}_{57}}{2} + \frac{\Delta\dot{S}_{67}}{2} = \\ &= 0,03 + j0,33 + \frac{0,08 - j0,08}{2} + \frac{0}{2} = 0,07 + j0,29 \text{ MB}\cdot\text{A},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\partial\partial\partial 8} &= \Delta\dot{S}_{Y8} + \frac{\Delta\dot{S}_{58}}{2} + \frac{\Delta\dot{S}_{18}}{2} = \\ &= 0,03 + j0,64 + \frac{0,01 - j0,01}{2} + \frac{0,07 - j0,08}{2} = 0,08 + j0,59 \text{ MB}\cdot\text{A}.\end{aligned}$$

Розраховуємо потокорозподіл додаткових навантажень в умовно розімкненій мережі:

$$\dot{S}_{poz01} = \dot{S}_{o0d1} = 0,18 + j0,24 \text{ MB} \cdot \text{A},$$

$$\dot{S}_{poz02} = \dot{S}_{o0d2} = 0,17 + j0,43 \text{ MB} \cdot \text{A},$$

$$\dot{S}_{poz43} = \dot{S}_{o0d3} = 0,05 + j0,15 \text{ MB} \cdot \text{A},$$

$$\dot{S}_{poz46} = \dot{S}_{o0d6} = 0,04 + j0,32 \text{ MB} \cdot \text{A},$$

$$\dot{S}_{poz04} = \dot{S}_{o0d4} + \dot{S}_{poz43} + \dot{S}_{poz46} =$$

$$= 0,2 + j0,46 + 0,05 + j0,15 + 0,04 + j0,32 = 0,29 + j0,94 \text{ MB} \cdot \text{A},$$

$$\dot{S}_{poz57} = \dot{S}_{o0d7} = 0,07 + j0,29 \text{ MB} \cdot \text{A},$$

$$\dot{S}_{poz58} = \dot{S}_{o0d8} = 0,08 + j0,59 \text{ MB} \cdot \text{A},$$

$$\dot{S}_{poz05} = \dot{S}_{o0d5} + \dot{S}_{poz57} + \dot{S}_{poz58} =$$

$$= 0,25 - j0,07 + 0,07 + j0,29 + 0,08 + j0,59 \text{ MB} \cdot \text{A},$$

Складаємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} \dot{S}_{poz02} \cdot \underline{Z}_{02} - \dot{S}_{poz43} \cdot \underline{Z}_{34} - \dot{S}_{poz04} \cdot \underline{Z}_{04} = -\dot{S}_I \cdot \underline{Z}_I + \dot{S}_{II} \cdot \underline{Z}_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot \underline{Z}_{I-III}; \\ \dot{S}_{poz04} \cdot \underline{Z}_{04} + \dot{S}_{poz46} \cdot \underline{Z}_{46} - \dot{S}_{poz57} \cdot \underline{Z}_{57} - \dot{S}_{poz05} \cdot \underline{Z}_{05} = \\ \quad \quad \quad = -\dot{S}_{II} \cdot \underline{Z}_{II} + \dot{S}_I \cdot \underline{Z}_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot \underline{Z}_{II-III}; \\ \dot{S}_{poz05} \cdot \underline{Z}_{05} + \dot{S}_{poz58} \cdot \underline{Z}_{58} - \dot{S}_{poz01} \cdot \underline{Z}_{01} = -\dot{S}_{III} \cdot \underline{Z}_{III} + \dot{S}_I \cdot \underline{Z}_{III-I} + \dot{S}_{II} \cdot \underline{Z}_{III-II}. \end{cases}$$

Розв'язуючи цю систему, знаходимо контурні потужності:

$$\dot{S}_I = 0,03 + j0,11 \text{ MB} \cdot \text{A},$$

$$\dot{S}_{II} = -0,03 - j0,18 \text{ MB} \cdot \text{A},$$

$$\dot{S}_{III} = -0,03 - j0,26 \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Результуючий потіокорозподіл:

$$\dot{S}_{pez01} = \dot{S}_{poz01} - \dot{S}_{III} = 0,18 + j0,24 - (-0,03 - j0,26) = 0,21 + j0,5 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\dot{S}_{pez02} = \dot{S}_{poz02} + \dot{S}_I = 0,17 + j0,43 + 0,03 + j0,11 = 0,2 + j0,55 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\dot{S}_{pez04} = \dot{S}_{poz04} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_I =$$

$$= 0,29 + j0,94 + (-0,03 - j0,18) - (0,03 + j0,11) = 0,24 + j0,65 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{pez05} &= \dot{S}_{poz05} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_{II} = \\
&= 0,4 + j0,8 + (-0,03 - j0,26) - (-0,03 - j0,18) = 0,39 + j0,72 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
\dot{S}_{pez23} &= \dot{S}_I = 0,03 + j0,11 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
\dot{S}_{pez43} &= \dot{S}_{poz43} - \dot{S}_I = 0,05 + j0,15 - (0,03 + j0,11) = 0,03 + j0,04 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
\dot{S}_{pez46} &= \dot{S}_{poz46} + \dot{S}_{II} = 0,04 + j0,32 + (-0,03 - j0,18) = 0,01 + j0,14 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
\dot{S}_{pez67} &= \dot{S}_{II} = -0,03 - j0,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
\dot{S}_{pez57} &= \dot{S}_{poz57} - \dot{S}_{II} = 0,07 + j0,29 - (-0,03 - j0,18) = 0,1 + j0,46 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
\dot{S}_{pez58} &= \dot{S}_{poz58} + \dot{S}_{III} = 0,08 + j0,59 + (-0,03 - j0,26) = 0,04 + j0,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
\dot{S}_{pez18} &= -\dot{S}_{III} = 0,03 + j0,26 \text{ МВ} \cdot \text{А}.
\end{aligned}$$

Перевіримо виконання другого закону Кірхгофу:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{pez02} \cdot \underline{Z}_{02} + \dot{S}_{pez23} \cdot \underline{Z}_{23} - \dot{S}_{pez43} \cdot \underline{Z}_{34} - \dot{S}_{pez04} \cdot \underline{Z}_{04} &= 0; \\
\dot{S}_{pez04} \cdot \underline{Z}_{04} + \dot{S}_{pez46} \cdot \underline{Z}_{46} + \dot{S}_{pez67} \cdot \underline{Z}_{67} - \dot{S}_{pez57} \cdot \underline{Z}_{57} - \dot{S}_{pez05} \cdot \underline{Z}_{05} &= 0; \\
\dot{S}_{pez05} \cdot \underline{Z}_{05} + \dot{S}_{pez58} \cdot \underline{Z}_{58} - \dot{S}_{pez18} \cdot \underline{Z}_{18} - \dot{S}_{pez01} \cdot \underline{Z}_{01} &= 0.
\end{aligned}$$

Знайдемо результуючий потокорозподіл на поточній ітерації. Потужність, яка протікає за ділянкою 0-1:

$$\dot{S}_{\Sigma 01} = \dot{S}_{осн01} + \dot{S}_{pez01} = 26,06 - j22,65 + 0,21 + j0,5 = 26,27 - j22,15 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Розраховуємо аналогічно потужності, що протікають за кожною ділянкою та зводимо результати в табл. 1.16.

Таблиця 1.16 – Розрахунок потокорозподілу на першій ітерації

Ділянка $i - j$	$\dot{S}_{осн.ij}$, МВ·А	$\dot{S}_{рез.ij}$, МВ·А	$\dot{S}_{\Sigma ij}$, МВ·А
0-1	26,06-j22,65	0,21+j0,5	26,27-j22,15
0-2	13,62-j12,08	0,2+j0,55	13,82-j11,53
0-4	16,13-j14,21	0,24+j0,65	16,37-j13,57
0-5	27,55-j29,26	0,39+j0,72	27,94-j28,55
2-3	5,58-j4,61	0,03+j0,11	5,61-j4,49
4-3	4,47-j4,9	0,03+j0,04	4,49-j4,86
4-6	5,63-j3,62	0,01+j0,14	5,64-j3,47
6-7	1,62+j0,01	-0,03-j0,18	1,59-j0,17
5-7	8,44-j9,63	0,1+j0,46	8,54-j9,17
5-8	3,04-j4,32	0,04+j0,33	3,09-j3,99
1-8	6-j4,19	0,03+j0,26	6,03-j3,92

Напруги у пунктах визначаємо за формулою:

$$U_{iK} = \sqrt{U_{iH}^2 - 2 \cdot \sum_i (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)},$$

$$U_0 = U_{БП} = 115 \text{ кВ},$$

$$U_1 = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (26,27 \cdot 1,71 - (-22,15) \cdot 5,64)} = 113,51 \text{ кВ},$$

$$U_2 = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (13,82 \cdot 9,76 - (-11,53) \cdot 16,99)} = 112,09 \text{ кВ},$$

$$U_3 = \sqrt{112,09^2 - 2 \cdot (5,61 \cdot 5,91 - (-4,49) \cdot 6,2)} = 111,54 \text{ кВ},$$

$$U_4 = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (27,94 \cdot 2,44 - (-28,55) \cdot 8,05)} = 112,38 \text{ кВ},$$

$$U_5 = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (27,94 \cdot 2,44 - (-28,55) \cdot 8,05)} = 112,38 \text{ кВ},$$

$$U_6 = \sqrt{111,9^2 - 2 \cdot (5,64 \cdot 4,22 - (-3,47) \cdot 4,43)} = 111,55 \text{ кВ},$$

$$U_7 = \sqrt{112,38^2 - 2 \cdot (8,54 \cdot 5,91 - (-9,17) \cdot 6,2)} = 111,42 \text{ кВ},$$

$$U_8 = \sqrt{112,38^2 - 2 \cdot (3,09 \cdot 5,91 - (-3,99) \cdot 6,2)} = 112 \text{ кВ}.$$

Сумарне навантаження:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{np4} + \dot{S}_{np5} + \dot{S}_{np6} + \dot{S}_{np7} + \dot{S}_{np8} = \\ &= 20,06 - j18,47 + 8,03 - j7,47 + 10,05 - j9,51 + 6,04 - j5,69 + 16,06 - \\ &\quad - j15,32 + 4,01 - j3,63 + 10,06 - j9,62 + 9,04 - j8,5 = \\ &= 83,35 - j78,21 \text{ МВ·А}. \end{aligned}$$

Сумарні втрати потужності:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\Sigma 01} + \dot{S}_{\Sigma 02} + \dot{S}_{\Sigma 04} + \dot{S}_{\Sigma 05} + \Delta \dot{S}_{Y0} - \dot{S}_{\Sigma} = \\ &= 26,27 - j22,15 + 13,82 - j11,53 + 16,37 - j13,57 + 27,94 - j28,55 + 0 + \\ &+ j1,99 - (83,35 - j78,21) = 1,04 + j4,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Друга ітерація розрахунку

Розраховуємо середньолінійні напруги усіх ділянок та втрати потужності та зводимо результати в табл. 1.17.

Таблиця 1.17 – Розрахунок середньолінійних напруг та втрат потужностей ділянок мережі на початку другої ітерації

Ділянка	U_{cp} , кВ	P , МВт	Q , МВАр	r , Ом	x , Ом	$\Delta \dot{S}$, МВ·А
0-1	114,26	26,27	-22,15	1,71	5,64	0,15-j0,51
0-2	113,55	13,82	-11,53	9,76	16,99	0,25-j0,43
0-4	113,46	16,37	-13,57	8,78	15,29	0,31-j0,54
0-5	113,7	27,94	-28,55	2,44	8,05	0,3-j0,99
2-3	111,82	5,61	-4,49	5,91	6,2	0,02-j0,03
4-3	111,72	4,49	-4,86	4,22	4,43	0,01-j0,02
4-6	111,73	5,64	-3,47	4,22	4,43	0,01-j0,02
6-7	111,49	1,59	-0,17	8,44	8,85	0+j0
5-7	111,9	8,54	-9,17	5,91	6,2	0,07-j0,08
5-8	112,19	3,09	-3,99	5,91	6,2	0,01-j0,01
1-8	112,76	6,03	-3,92	16,88	17,71	0,07-j0,07

Розраховуємо втрати потужності у провідностях пунктів та додаткові навантаження (табл. 1.18).

Таблиця 1.18 – Розрахунок втрат потужностей у підстанціях та додаткових навантажень підстанцій

№ пункту	$\underline{Y}$, мкСм	U , кВ	$\Delta \dot{S}_y$, МВ·А	$\dot{S}_{доп}$, МВ·А
0	0,36+j150,55	115	0+j1,99	-
1	4,87+j44,95	113,51	0,06+j0,58	0,17+j0,29
2	2,75+j55,19	112,09	0,03+j0,69	0,17+j0,47
3	2,65+j14,27	111,54	0,03+j0,18	0,05+j0,16
4	2,3+j62,74	111,9	0,03+j0,79	0,2+j0,5
5	3,64+j40,3	112,38	0,05+j0,51	0,24-j0,03
6	2,22+j27,2	111,55	0,03+j0,34	0,04+j0,33
7	2,68+j27,15	111,42	0,03+j0,34	0,07+j0,3
8	2,75+j52,9	112	0,03+j0,66	0,07+j0,62

Потокорозподіл додаткових навантажень в умовно розімкненій мережі:

$$\dot{S}_{poz01} = \dot{S}_{o0d1} = 0,17 + j0,29 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\dot{S}_{poz02} = \dot{S}_{o0d2} = 0,17 + j0,47 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\dot{S}_{poz43} = \dot{S}_{o0d3} = 0,05 + j0,16 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\dot{S}_{poz46} = \dot{S}_{o0d6} = 0,04 + j0,33 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\dot{S}_{poz04} = \dot{S}_{o0d4} + \dot{S}_{poz43} + \dot{S}_{poz46} =$$

$$= 0,2 + j0,5 + 0,05 + j0,16 + 0,04 + j0,33 = 0,29 + j0,99 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\dot{S}_{poz57} = \dot{S}_{o0d7} = 0,07 + j0,3 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\dot{S}_{poz58} = \dot{S}_{o0d8} = 0,07 + j0,62 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\dot{S}_{poz05} = \dot{S}_{o0d5} + \dot{S}_{poz57} + \dot{S}_{poz58} =$$

$$= 0,24 - j0,03 + 0,07 + j0,3 + 0,07 + j0,62 = 0,39 + j0,89 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Розв'язуємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} \dot{S}_{poz02} \cdot \underline{Z}_{02} - \dot{S}_{poz43} \cdot \underline{Z}_{34} - \dot{S}_{poz04} \cdot \underline{Z}_{04} = -\dot{S}_I \cdot \underline{Z}_I + \dot{S}_{II} \cdot \underline{Z}_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot \underline{Z}_{I-III}; \\ \dot{S}_{poz04} \cdot \underline{Z}_{04} + \dot{S}_{poz46} \cdot \underline{Z}_{46} - \dot{S}_{poz57} \cdot \underline{Z}_{57} - \dot{S}_{poz05} \cdot \underline{Z}_{05} = \\ = -\dot{S}_{II} \cdot \underline{Z}_{II} + \dot{S}_I \cdot \underline{Z}_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot \underline{Z}_{II-III}; \\ \dot{S}_{poz05} \cdot \underline{Z}_{05} + \dot{S}_{poz58} \cdot \underline{Z}_{58} - \dot{S}_{poz01} \cdot \underline{Z}_{01} = -\dot{S}_{III} \cdot \underline{Z}_{III} + \dot{S}_I \cdot \underline{Z}_{III-I} + \dot{S}_{II} \cdot \underline{Z}_{III-II}. \end{cases}$$

Отримуємо значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_I = 0,03 - j0,12 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\dot{S}_{II} = -0,03 - j0,18 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\dot{S}_{III} = -0,03 - j0,28 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Розраховуємо результуючий потокорозподіл (табл. 1.19).

Перевіримо виконання другого закону Кірхгофу:

$$\dot{S}_{pez02} \cdot \underline{Z}_{02} + \dot{S}_{pez23} \cdot \underline{Z}_{23} - \dot{S}_{pez43} \cdot \underline{Z}_{34} - \dot{S}_{pez04} \cdot \underline{Z}_{04} = 0;$$

$$\dot{S}_{pez04} \cdot \underline{Z}_{04} + \dot{S}_{pez46} \cdot \underline{Z}_{46} + \dot{S}_{pez67} \cdot \underline{Z}_{67} - \dot{S}_{pez57} \cdot \underline{Z}_{57} - \dot{S}_{pez05} \cdot \underline{Z}_{05} = 0;$$

$$\dot{S}_{pez05} \cdot \underline{Z}_{05} + \dot{S}_{pez58} \cdot \underline{Z}_{58} - \dot{S}_{pez18} \cdot \underline{Z}_{18} - \dot{S}_{pez01} \cdot \underline{Z}_{01} = 0.$$

Таблиця 1.19 – Розрахунок потокорозподілу на другій ітерації

Ділянка $i - j$	$\dot{S}_{осн.ij}$, МВ·А	$\dot{S}_{рез.ij}$, МВ·А	$\dot{S}_{\Sigma ij}$, МВ·А
0-1	26,06-j22,65	0,2+j0,57	26,26-j22,09
0-2	13,62-j12,08	0,2+j0,58	13,81-j11,49
0-4	16,13-j14,21	0,23+j0,69	16,36-j13,52
0-5	27,55-j29,26	0,38+j0,79	27,93-j28,47
2-3	5,58-j4,61	0,03+j0,12	5,61-j4,49
4-3	4,47-j4,9	0,03+j0,04	4,49-j4,86
4-6	5,63-j3,62	0,01+j0,15	5,64-j3,47
6-7	1,62+j0,01	-0,03-j0,18	1,59-j0,17
5-7	8,44-j9,63	0,1+j0,48	8,54-j9,15
5-8	3,04-j4,32	0,05+j0,34	3,09-j3,97
1-8	6-j4,19	0,03+j0,28	6,03-j3,91

Розрахуємо напруги у пунктах (табл. 1.20).

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни напруги у пунктах. Для першого пункту:

$$\Delta_1 = \frac{U_1^{(2)} - U_1^{(1)}}{U_1^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{113,52 - 113,51}{113,51} \cdot 100\% = 0,003\%.$$

Виконуємо аналогічний розрахунок для кожного пункту (табл. 1.20).

Таблиця 1.20 – Результати розрахунку напруг пунктів у другій ітерації

№ пункту	U' , кВ	U , кВ	Δ , %
0	115	115	-
1	113,51	113,52	0,003
2	112,09	112,09	0,006
3	111,54	111,55	0,006
4	111,9	111,91	0,006
5	112,38	112,38	0,005
6	111,55	111,56	0,006
7	111,42	111,43	0,006
8	112	112	0,005

Умова виконується:

$$\Delta_{\max} = 0,006\% < \varepsilon = 2\%.$$

Сумарні втрати потужності:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\Sigma 01} + \dot{S}_{\Sigma 02} + \dot{S}_{\Sigma 04} + \dot{S}_{\Sigma 05} + \Delta \dot{S}_{Y0} - \dot{S}_{\Sigma} = \\ &= 26,26 - j22,09 + 13,81 - j11,49 + 16,36 - j13,52 + 27,93 - j28,47 + j1,99 - \\ &- (83,35 - j78,21) = 1,02 + j4,62 \text{ МВ} \cdot \text{А},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\delta S &= \left| \frac{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}}{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}} \right| \cdot 100\% = \\ &= \left| \frac{1,02 + j4,62 - (1,04 + j4,4)}{1,04 + j4,4} \right| \cdot 100\% = 4,86\%.\end{aligned}$$

Умова не виконується:

$$\delta S = 4,86\% > \varepsilon = 2\%.$$

Виконуємо третю ітерацію. Зводимо весь ітераційний розрахунок у табл. 1.21.

Після третьої ітерації умови завершення ітераційного процесу виконуються, отже, розрахунок завершено.

Обчислюємо остаточні розрахункові навантаження пунктів. Для першого пункту:

$$\dot{S}_{np\Sigma 1} = \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{ood1} = 20,06 - j18,47 + 0,17 + j0,29 = 20,23 - j18,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Розраховуємо розрахункові навантаження кожного пункту та зводимо результати в табл. 1.22.

Результати розрахунку поточкорозподілу у режимі максимальних навантажень представлені на рис .1.15.

Таблиця 1.21 – Результати розрахунку режиму максимальних навантажень

Ітерація Напруга	1	2	3
$\dot{S}_{\Sigma 01}$, МВА	26,27-j22,15	26,26-j22,09	26,26-j22,09
$\dot{S}_{\Sigma 02}$, МВА	13,82-j11,53	13,81-j11,49	13,81-j11,49
$\dot{S}_{\Sigma 04}$, МВА	16,37-j13,57	16,36-j13,52	16,36-j13,52
$\dot{S}_{\Sigma 05}$, МВА	27,94-j28,55	27,93-j28,47	27,93-j28,47
$\dot{S}_{\Sigma 23}$, МВА	5,61-j4,49	5,61-j4,49	5,61-j4,49
$\dot{S}_{\Sigma 43}$, МВА	4,49-j4,86	4,49-j4,86	4,49-j4,86
$\dot{S}_{\Sigma 46}$, МВА	5,64-j3,47	5,64-j3,47	5,64-j3,47
$\dot{S}_{\Sigma 67}$, МВА	1,59-j0,17	1,59-j0,17	1,59-j0,17
$\dot{S}_{\Sigma 57}$, МВА	8,54-j9,17	8,54-j9,15	8,54-j9,15
$\dot{S}_{\Sigma 58}$, МВА	3,09-j3,99	3,09-j3,97	3,09-j3,97
$\dot{S}_{\Sigma 18}$, МВА	6,03-j3,92	6,03-j3,91	6,03-j3,91
U_0 , кВ	115	115	115
U_1 , кВ	113,51	113,52	113,52
U_2 , кВ	112,09	112,09	112,09
U_3 , кВ	111,54	111,55	111,55
U_4 , кВ	111,9	111,91	111,91
U_5 , кВ	112,38	112,38	112,38
U_6 , кВ	111,55	111,56	111,56
U_7 , кВ	111,42	111,43	111,43
U_8 , кВ	112	112	112
$\max \Delta_U, \%$	3,2	0,006	0,0001
$\Delta \dot{S}_{\Sigma}$, МВА	1,04+j4,4	1,02+j4,62	1,02+j4,63
$\delta S, \%$	—	4,86	0,11

Таблиця 1.22 – Розрахунок остаточних значень розрахункових навантажень пунктів

№ пункту	$\dot{S}_{np}$, МВ·А	$\dot{S}_{доо}$, МВ·А	$\dot{S}_{np\Sigma}$, МВ·А
1	20,06-j18,47	0,17+j0,29	20,23-j18,18
2	8,03-j7,47	0,17+j0,47	8,2-j7
3	10,05-j9,51	0,05+j0,16	10,1-j9,35
4	6,04-j5,69	0,2+j0,5	6,23-j5,19
5	16,06-j15,32	0,24-j0,03	16,3-j15,35
6	4,01-j3,63	0,04+j0,33	4,05-j3,3
7	10,06-j9,62	0,07+j0,3	10,13-j9,32
8	9,04-j8,5	0,07+j0,62	9,11-j7,88

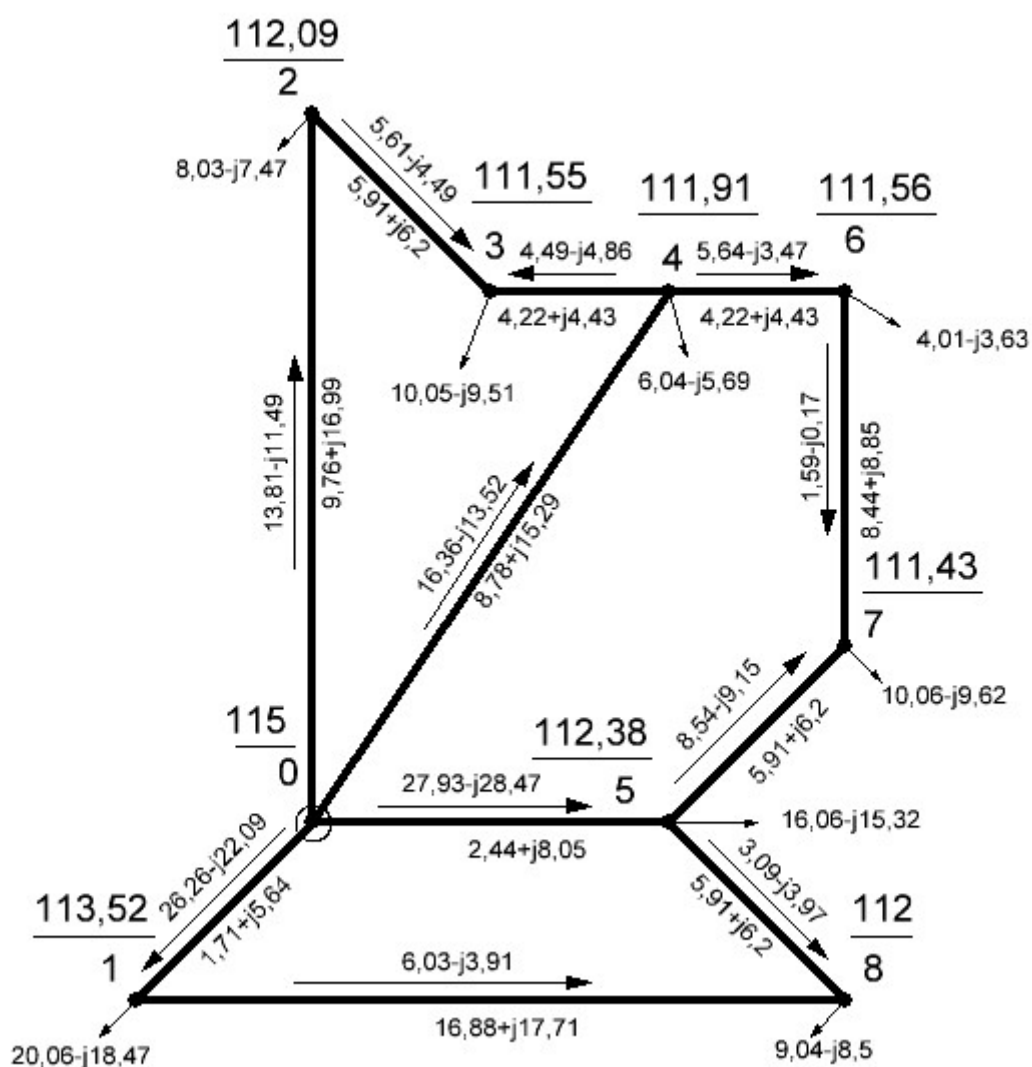


Рисунок 1.15 – Потокорозподіл в режимі максимальних навантажень

Струм ділянки 0-1:

$$I_{01} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma 01}^2 + Q_{\Sigma 01}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp01} \cdot 10^{-3}} = \frac{\sqrt{26,26^2 + (-22,09)^2}}{\sqrt{3} \cdot 114,26 \cdot 10^{-3}} = 173,37 \text{ А.}$$

Отримане значення менше, ніж струм, гранично допустимий за нагрівом для вибраного проводу АС-240/39:

$$I_{01} = 173,37 \text{ А} < I_{дон.240/39} = 610 \text{ А.}$$

Аналогічно розраховуємо струми усіх ділянок та порівнюємо з допустимими струмами проводів. Результати розрахунку наведені в табл. 1.23.

Таблиця 1.23 – Розрахункові та допустимі струми у режимі максимальних навантажень

Ділянка	0-1	0-2	0-4	0-5	2-3	4-3
$I_{роз}, \text{ А}$	173,37	91,34	108,01	202,53	37,1	34,21
$I_{дон}, \text{ А}$	610	390	390	610	265	265
Ділянка	4-6	6-7	5-7	5-8	1-8	
$I_{роз}, \text{ А}$	34,2	8,27	64,58	25,89	36,77	
$I_{дон}, \text{ А}$	265	265	265	265	265	

Усі струми знаходяться в межах допустимих значень.

1.10 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

Розглянемо післяаварійний режим відключення найбільш навантаженої головної ділянки 0-5. У цьому режимі змінюються поперечні провідності БП та пункту 5:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_0 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л01} + \underline{Y}_{л02} + \underline{Y}_{л04}) = \\ &= 0,5 \cdot (0,09 + j39,81 + 0,26 + j107,59 + 0,24 + j96,83) = \\ &= 0,3 + j122,11 \text{ мкСм,} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \underline{Y}_5 &= \underline{Y}_{m5} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\text{л}57} + \underline{Y}_{\text{л}58}) = \\
 &= 3,48 - j24,2 + 0,5 \cdot (0,09 + j36,06 + 0,09 + j36,06) = \\
 &= 3,57 + j11,86 \text{ мкСм}.
 \end{aligned}$$

Розрахунок виконуємо методом контурних рівнянь аналогічно розрахунку режиму максимальних навантажень. Результати ітераційного розрахунку представлені у табл. 1.24 та на рис. 1.16.

Таблиця 1.24 – Результати ітераційного розрахунку післяаварійного режиму

Ітерація Напруга	1	2	3
$\dot{S}_{\Sigma 01}$, МВА	41,17-j37,81	41,22-j37,9	41,22-j37,91
$\dot{S}_{\Sigma 02}$, МВА	19,31-j16,53	19,34-j16,57	19,34-j16,57
$\dot{S}_{\Sigma 04}$, МВА	25,85-j24,02	25,88-j24,09	25,88-j24,1
$\dot{S}_{\Sigma 23}$, МВА	10,96-j9,25	10,97-j9,29	10,97-j9,29
$\dot{S}_{\Sigma 34}$, МВА	0,83+j0,13	0,84+j0,1	0,84+j0,1
$\dot{S}_{\Sigma 46}$, МВА	20,07-j18,09	20,1-j18,7	20,1-j18,17
$\dot{S}_{\Sigma 67}$, МВА	15,75-j14,5	15,76-j14,55	15,76-j14,55
$\dot{S}_{\Sigma 75}$, МВА	5,49-j5,03	5,49-j5,04	5,49-j5,04
$\dot{S}_{\Sigma 85}$, МВА	10,69-j10,22	10,69-j10,23	10,69-j10,23
$\dot{S}_{\Sigma 18}$, МВА	20,33-j18,68	20,36-j18,75	20,36-j18,76
U_0 , кВ	115	115	115
U_1 , кВ	112,51	112,5	112,5
U_2 , кВ	110,84	110,84	110,84
U_3 , кВ	109,74	109,73	109,73
U_4 , кВ	109,71	109,7	109,7
U_5 , кВ	105,15	105,13	105,13
U_6 , кВ	108,2	108,18	108,18
U_7 , кВ	105,76	105,73	105,73
U_8 , кВ	106,35	106,33	106,33
$\max \Delta_U$, %	4,41	0,022	0,001
$\Delta \dot{S}_{\Sigma}$, МВА	2,98+j1,47	3,09+j1,27	3,1+j1,249
δS , %	—	6,79	0,64

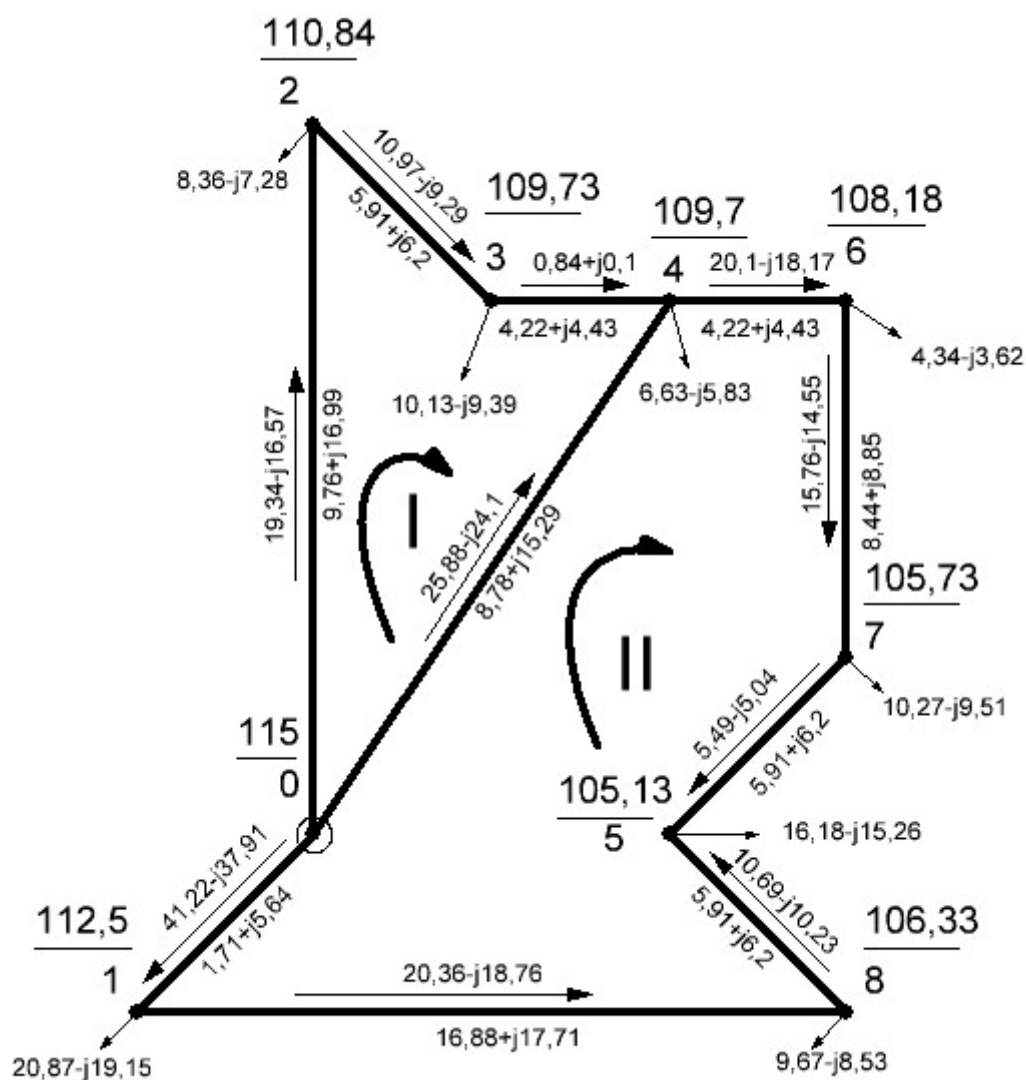


Рисунок 1.16 – Потокорозподіл у післяаварійному режимі

Обчислюємо струми усіх ділянок та порівнюємо з допустимими за нагрівом струмами для вибраних проводів. Результати розрахунку наведені в табл. 1.25.

Таблиця 1.25 – Розрахункові та допустимі струми у післяаварійному режимі

Ділянка	0-1	0-2	0-4	2-3	3-4
$I_{роз}, A$	284,22	130,18	181,68	75,28	4,46
$I_{доп}, A$	610	390	390	265	265
Ділянка	4-6	6-7	7-5	8-5	1-8
$I_{роз}, A$	143,58	115,75	40,78	80,79	146,01
$I_{доп}, A$	265	265	265	265	265

Усі струми в межах допустимих значень.

1.11 Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій для опорних режимів

Розглянемо режим максимальних навантажень. Бажаний рівень напруги на шинах НН трансформаторів складає $U_{н.баж} = 10,5$ кВ. Для триобмоткових трансформаторів відгалуження РПН необхідно обрати так, щоб забезпечити бажані рівні напруги НН, при цьому необхідно обрати ступінь ПБЗ таким чином, щоб забезпечити бажаний рівень напруги СН $U_{с.баж} = 38,5$ кВ.

Виконуємо розрахунки для першої підстанції.

Падіння напруг у обмотках ВН, СН та НН трансформаторів:

$$\begin{aligned}\Delta U_{TB1} &= \frac{(P_{CH1} + P_{HH1}) \cdot r_{TB1} - (Q_{CH1} + Q_{HH1}) \cdot x_{TB1}}{U_{S1}} = \\ &= \frac{(8 + 12) \cdot 1,48 - (-7,06 - 9,63) \cdot 28,43}{113,52} = 4,44 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{TC1} &= \frac{P_{CH1} \cdot r_{TC1} - Q_{CH1} \cdot x_{TC1}}{U_{S1} - \Delta U_{TB1}} = \frac{8 \cdot 1,48 - (-7,06) \cdot 0}{113,52 - 4,44} = 0,11 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{TH1} &= \frac{P_{HH1} \cdot r_{TH1} - Q_{HH1} \cdot x_{TH1}}{U_{S1} - \Delta U_{TB1}} = \frac{12 \cdot 1,48 - (-9,63) \cdot 17,85}{113,52 - 4,44} = 1,74 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Значення напруг на шинах СН та НН:

$$U_{ПС1} = U_{S1} - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TC1} = 113,52 - 4,44 - 0,11 = 108,97 \text{ кВ},$$

$$U_{ПН1} = U_{S1} - \Delta U_{ТБ1} - \Delta U_{ТН1} = 113,52 - 4,44 - 1,74 = 107,34 \text{ кВ.}$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН:

$$\omega_{ВЖ1} = \frac{U_{ПН1} U_{ТН1}}{U_{ТБ1} U_{НЖ1}} - 1 = \frac{107,34 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,022.$$

Розрахункове значення відносної кількості регулювальних витків РПН:

$$N_{B1} = \frac{\omega_{ВЖ1}}{\omega_{B0}} = \frac{-0,022}{0,0178} = -1,25 \approx -1.$$

Стандартна відносна кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_{B1}^{CT} = N_{B1} \cdot \omega_{B0} = -1 \cdot 0,0178 = -0,0178.$$

Фактичне значення напруги на шинах НН:

$$U_{НД1} = \frac{U_{ПН1} U_{ТН1}}{U_{ТБ1} (1 + \omega_{B1}^{CT})} = \frac{107,34 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,0178)} = 10,45 \text{ кВ.}$$

Знайдемо бажану ступінь ПБЗ обмотки СН:

$$\omega_{СЖ1} = \frac{U_{СЖ1} \cdot U_{ТБ1} (1 + \omega_{B1}^{CT})}{U_{ПС1} \cdot U_{ТС1}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,0178)}{108,97 \cdot 38,5} - 1 = 0,0366,$$

$$N_{C1} = \frac{\omega_{СЖ1}}{\omega_{C0}} = \frac{0,0366}{0,025} = 1,46 \approx 1,$$

$$\omega_{C1}^{CT} = N_{C1} \cdot \omega_{C0} = 1 \cdot 0,025 = 0,025.$$

Фактична напруга на шинах СН:

$$U_{СД1} = \frac{U_{ПС1} \cdot U_{ТС1} \cdot (1 + \omega_{C1}^{CT})}{U_{ТБ1} \cdot (1 + \omega_{B1}^{CT})} = \frac{108,97 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,025)}{115 \cdot (1 - 0,0178)} = 38,07 \text{ кВ.}$$

Виконуємо аналогічні розрахунки для кожного пункту та зводимо результати у табл. 1.26.

Таблиця 1.26 – Вибір відгалужень РПН та ПБЗ для режиму максимальних навантажень

№ пункту	N_B	N_C	U_H , кВ	U_C , кВ
1	-1	1	10,45	38,07
2	-2	1	10,52	38,17
3	-3	1	10,53	38,21
4	-2	2	10,42	38,58
5	-3	1	10,57	38,65
6	-2	1	10,58	38,3
7	-3	1	10,58	38,09
8	-2	2	10,42	38,86

Вибираємо відгалуження РПН та ПБВ для післяаварійного режиму. Зводимо результати розрахунків у табл. 1.27.

Таблиця 1.27 – Вибір відгалужень РПН та ПБЗ для післяаварійного режиму

№ пункту	N_B	N_C	U_H , кВ	U_C , кВ
1	-2	1	10,54	38,4
2	-3	1	10,58	38,41
3	-4	1	10,53	38,23
4	-4	1	10,58	38,25
5	-7	1	10,57	38,79
6	-3	2	10,42	38,67
7	-6	1	10,57	38,05
8	-6	1	10,6	38,67

Висновок до розділу

Установлено за заданим ситуаційним планом шість варіантів конфігурації мережі, для яких було проведено техніко-економічне порівняння, за результатами якого для подальшого розрахунку була обрана перша схема. За методом контурних рівнянь виконані ітераційні розрахунки режиму максимальних навантажень та після аварійного режиму при відключенні найбільш завантаженої головної ділянки. Розраховані потокорозподіли у цих режимах та значення напруги у кожному пункті. Для розглянутих режимів бути обрані регульовальні відгалуження РПН та ПБВ, які

дозволяють підтримувати рівні напруг на шинах НН та СН трансформаторів на прийнятному рівні.

2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ У ВУЗЛІ 5 ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ

2.1 Опис вузла 5 електричної мережі, у якому розташована підстанція, що проектується

Проектована підстанція 110/35/10 п'ятого вузлу мережі є вузловою. У ній розташовані два трансформатори ТДТН-16000/110/35/10. До підстанції підходять три одноланцюгові повітряні лінії 110 кВ: ПЛ-05 довжиною 20 км, виконана проводом АС-240/39, ПЛ-57 довжиною 14 км, виконана проводом АС-70/11, та ПЛ-58 довжиною 14 км, виконана проводом АС-70/11.

Навантаження сторони СН складає 6 МВА з кількістю приєднань 8 (чотири на кожну секцію). Навантаження сторони НН складає 12,82 МВА з кількістю приєднань 10 (п'ять на кожну секцію).

2.2 Опис головної схеми електричних з'єднань

Відкритий розподільчий пристрій (ВРП) 110 кВ при п'ятих приєднаннях (два трансформатори та три одноланцюгові лінії) виконаний за нормативною схемою 110-6 – одна робоча секціонована вимикачем та обхідна система шин.

ВРП 35 кВ виконаний за нормативною схемою 35-5 – одна робоча секціонована вимикачем система шин.

Закритий розподільчий пристрій (ЗРП) 10 кВ виконаний за нормативною схемою 10-5 – одна робоча секціонована вимикачем система шин.

Зазвичай 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.

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції

Наявність струму короткого замикання (КЗ) знижує коефіцієнт корисної дії системи електропередавання, викликає додаткове зниження напруги у суміжних з точкою КЗ 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.

2.3.1 Перетворення схеми заміщення прямої послідовності

Виконуємо розрахунок струмів КЗ у відносних одиницях. Приведемо опори схеми заміщення до базисних умов. Приймаємо базисну потужність та базисну напругу:

$$S_B = 1000 \text{ МВА},$$

$$U_B = 115 \text{ кВ}.$$

Базисний струм

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

Опір системи вважаємо рівним нулю.

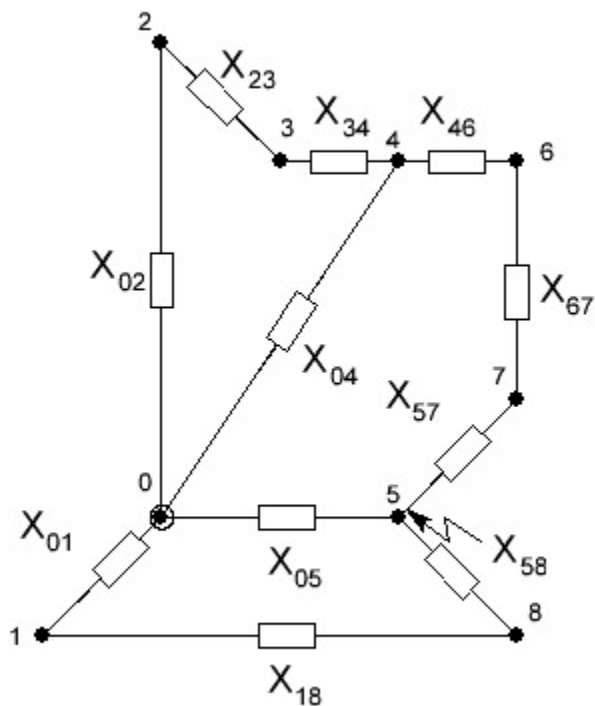


Рис. 2.1 – Схема заміщення мережі

Знаходимо опори ліній у відносних одиницях за формулою:

$$x_i^* = x_i \cdot \frac{S_B}{U_B^2}.$$

Реактивні опори ділянок були розраховані у першому розділі.

Для ділянки 0-1:

$$x_{01_1} = x_{01} \cdot \frac{S_B}{U_B^2} = 5,635 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,426.$$

Розраховуємо аналогічно опори всіх ділянок у відносних одиницях та зводимо результати у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Індуктивні опори ділянок ПЛ

Ділянка	Довжина, км	x , Ом/км	x_i^*
0-1	14	5,635	0,426
0-2	40	16,985	1,284
0-4	36	15,287	1,156
0-5	20	8,05	0,609
2-3	14	6,198	0,469
3-4	10	4,427	0,335
4-6	10	4,427	0,335
6-7	20	8,855	0,67
5-7	14	6,198	0,469
5-8	14	6,198	0,469
1-8	40	17,71	1,339

Еквівалентуємо схему заміщення мережі відносно точки КЗ:

$$x_1 = x_{01} + x_{18} + x_{58} = 0,426 + 1,339 + 0,469 = 2,234,$$

$$x_2 = x_{02} + x_{23} + x_{34} = 1,284 + 0,469 + 0,335 = 2,088,$$

$$x_3 = x_{46} + x_{67} + x_{57} = 0,335 + 0,67 + 0,469 = 1,473.$$

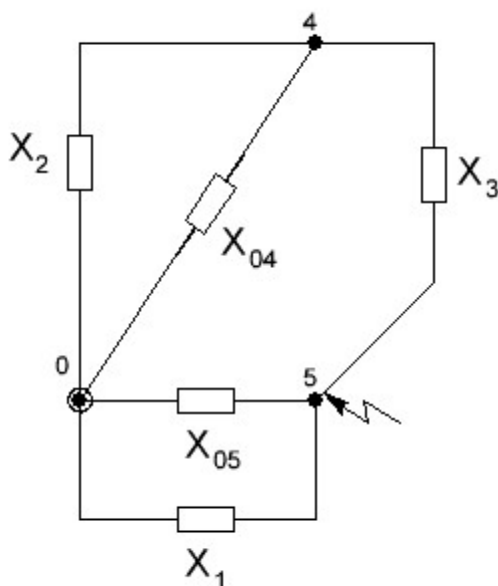


Рис. 2.2 – Еквівалентна схема заміщення мережі

Еквівалентний опір прямої послідовності:

$$x_{екв1} = \frac{1}{\frac{1}{x_3 + \frac{x_2 x_{04}}{x_2 + x_{04}}} + \frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_{09}}} =$$

$$= \frac{1}{1,473 + \frac{2,088 \cdot 1,156}{2,088 + 1,156} + \frac{1}{2,234} + \frac{1}{0,609}} = 0,393.$$

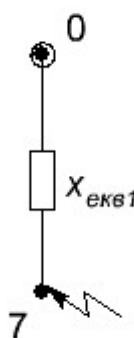


Рис.2.3 – Еквівалентна схема заміщення мережі

2.3.2 Перетворення схеми нульової послідовності

Схема з'єднання обмоток трансформатору Y-Y-Δ. При такій схемі за обмоткою СН не протікає струм нульової послідовності. У схемі заміщення нульової послідовності триобмотковий трансформатор представляється опором X_{B-H} . Усі трансформатори входять до схеми заміщення нульової послідовності як опори x_{Ti} .

Перший трансформатор:

$$x_{T1} = \frac{u_{K(B-H)} \cdot S_B}{100 \cdot 2 \cdot S_H} = \frac{17,5 \cdot 1000}{100 \cdot 2 \cdot 25} = 3,5.$$

Знаходимо опори нульової послідовності кожного трансформатору аналогічно (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Індуктивні опори нульової послідовності трансформаторів

№ п/п	Тип трансформатору	X_{Ti} , в.о.
1	2×ТДТН-25000/110	3,5
2	2×ТДТН-10000/110	8,5
3	2×ТДТН-10000/110	8,5
4	2×ТДТН-6300/110	13,492
5	2×ТДТН-16000/110	5,313
6	2×ТДТН-6300/110	13,492
7	2×ТДТН-10000/110	8,5
8	2×ТДТН-10000/110	8,5

Опори нульової послідовності одноланцюгових ПЛ з тросами

$$x_0^* = 2 \cdot x_1^*.$$

Для повітряної лінії 0-1:

$$x_{01_0} = 2 \cdot x_{01_1} = 2 \cdot 0,426 = 0,852.$$

Розраховуємо опори кожної ділянки ЛЕП та зводимо результати в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Приведені опори ПЛ нульової послідовності

Ділянка	x_i^*	x_{i_0}
0-1	0,426	0,852
0-2	1,284	2,569
0-4	1,156	2,312
0-5	0,609	1,217
2-3	0,469	0,937
3-4	0,335	0,67
4-6	0,335	0,67
6-7	0,67	1,339
5-7	0,469	0,937
5-8	0,469	0,937
1-8	1,339	2,678

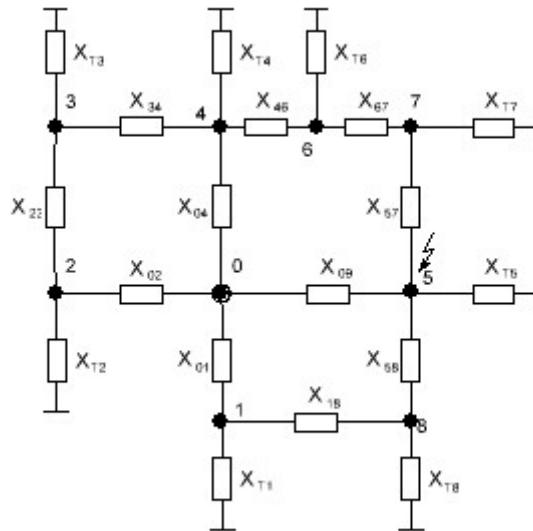


Рис. 2.4 – Схема заміщення мережі нульової послідовності

Перетворюємо трикутники опорів на зірки.

Трикутник $x_{T5} - x_{T8} - x_{58_0}$:

$$x_{1(0)} = \frac{x_{T5} \cdot x_{58_0}}{x_{T5} + x_{T8} + x_{58_0}} = \frac{5,313 \cdot 0,937}{5,313 + 8,5 + 0,937} = 0,338,$$

$$x_{2(0)} = \frac{x_{T8} \cdot x_{58_0}}{x_{T5} + x_{T8} + x_{58_0}} = \frac{8,5 \cdot 0,937}{5,313 + 8,5 + 0,937} = 0,54,$$

$$x_{3(0)} = \frac{x_{T5} \cdot x_{T8}}{x_{T5} + x_{T8} + x_{58_0}} = \frac{5,313 \cdot 8,5}{5,313 + 8,5 + 0,937} = 3,061.$$

Трикутник $x_{T3} - x_{T4} - x_{34_0}$:

$$x_{4(0)} = \frac{x_{T3} \cdot x_{34_0}}{x_{T3} + x_{T4} + x_{34_0}} = \frac{8,5 \cdot 0,67}{8,5 + 13,492 + 0,67} = 0,251,$$

$$x_{5(0)} = \frac{x_{T4} \cdot x_{34_0}}{x_{T3} + x_{T4} + x_{34_0}} = \frac{13,492 \cdot 0,67}{8,5 + 13,492 + 0,67} = 0,399,$$

$$x_{6(0)} = \frac{x_{T3} \cdot x_{T4}}{x_{T3} + x_{T4} + x_{34_0}} = \frac{8,5 \cdot 13,492}{8,5 + 13,492 + 0,67} = 5,061.$$

Трикутник $x_{T6} - x_{T7} - x_{67_0}$:

$$x_{7(0)} = \frac{x_{T6} \cdot x_{67_0}}{x_{T6} + x_{T7} + x_{67_0}} = \frac{13,492 \cdot 1,339}{13,492 + 8,5 + 1,339} = 0,774,$$

$$x_{8(0)} = \frac{x_{T7} \cdot x_{67_0}}{x_{T6} + x_{T7} + x_{67_0}} = \frac{8,5 \cdot 1,339}{13,492 + 8,5 + 1,339} = 0,488,$$

$$x_{9(0)} = \frac{x_{T6} \cdot x_{T7}}{x_{T6} + x_{T7} + x_{67_0}} = \frac{13,492 \cdot 8,5}{13,492 + 8,5 + 1,339} = 4,915.$$

Перетворена еквівалентна схема (схема 2) представлена на рис. 2.5.

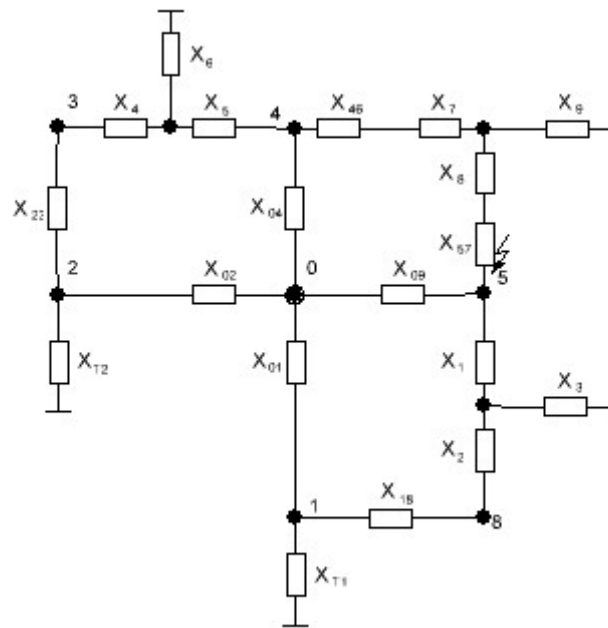


Рис. 2.5 – Схема заміщення мережі нульової послідовності 2

Еквівалентні опори послідовно з'єднаних елементів:

$$x_{10(0)} = x_{2(0)} + x_{18_0} = 0,54 + 2,678 = 3,218,$$

$$x_{11(0)} = x_{23_0} + x_{4(0)} = 0,937 + 0,251 = 1,189,$$

$$x_{12(0)} = x_{7(0)} + x_{46_0} = 0,774 + 0,67 = 1,444,$$

$$x_{13(0)} = x_{8(0)} + x_{57_0} = 0,488 + 0,937 = 1,425,$$

Еквівалентна схема 3 представлена на рис. 2.6.

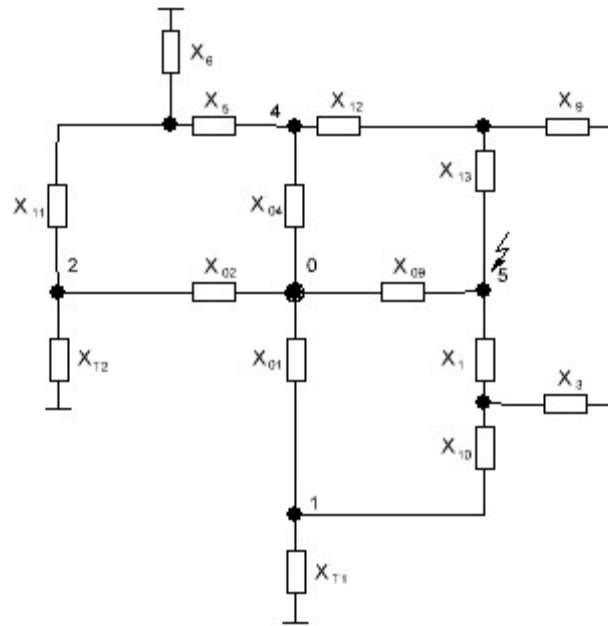


Рис. 2.6 – Схема заміщення мережі нульової послідовності 3

Перетворюємо трикутник $x_{3(0)} - x_{10(0)} - x_{T1}$ на еквівалентну зірку:

$$x_{14(0)} = \frac{x_{3(0)} \cdot x_{10(0)}}{x_{3(0)} + x_{10(0)} + x_{T1}} = \frac{3,061 \cdot 3,218}{3,061 + 3,218 + 3,5} = 1,007,$$

$$x_{15(0)} = \frac{x_{T1} \cdot x_{10(0)}}{x_{3(0)} + x_{10(0)} + x_{T1}} = \frac{3,5 \cdot 3,218}{3,061 + 3,218 + 3,5} = 1,152,$$

$$x_{16(0)} = \frac{x_{3(0)} \cdot x_{T1}}{x_{3(0)} + x_{10(0)} + x_{T1}} = \frac{3,061 \cdot 3,5}{3,061 + 3,218 + 3,5} = 1,096.$$

Трикутник $x_{11(0)} - x_{6(0)} - x_{T2}$:

$$x_{17(0)} = \frac{x_{11(0)} \cdot x_{6(0)}}{x_{11(0)} + x_{6(0)} + x_{T2}} = \frac{1,189 \cdot 5,061}{1,189 + 5,061 + 8,5} = 0,408,$$

$$x_{18(0)} = \frac{x_{11(0)} \cdot x_{T2}}{x_{11(0)} + x_{6(0)} + x_{T2}} = \frac{1,189 \cdot 8,5}{1,189 + 5,061 + 8,5} = 0,685,$$

$$x_{19(0)} = \frac{x_{6(0)} \cdot x_{T2}}{x_{11(0)} + x_{6(0)} + x_{T2}} = \frac{5,061 \cdot 8,5}{1,189 + 5,061 + 8,5} = 2,916.$$

Схема 4 представлена на рис. 2.7.

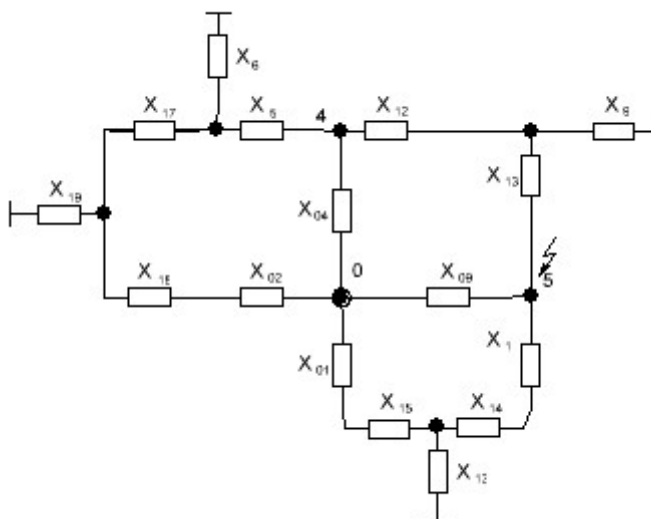


Рис. 2.7 – Схема заміщення мережі нульової послідовності 4

Еквівалентні опори послідовно з'єднаних елементів:

$$x_{20(0)} = x_{14(0)} + x_{1(0)} = 1,007 + 0,338 = 1,345,$$

$$x_{21(0)} = x_{15(0)} + x_{01_0} = 1,152 + 0,852 = 2,004,$$

$$x_{22(0)} = x_{18(0)} + x_{02_0} = 0,685 + 2,569 = 3,254,$$

$$x_{23(0)} = \frac{x_{6(0)} \cdot x_{17(0)}}{x_{6(0)} + x_{17(0)} + x_{19(0)}} = \frac{5,061 \cdot 0,408}{5,061 + 0,408 + 2,916} = 0,246,$$

$$x_{24(0)} = \frac{x_{17(0)} \cdot x_{19(0)}}{x_{6(0)} + x_{17(0)} + x_{19(0)}} = \frac{0,408 \cdot 2,916}{5,061 + 0,408 + 2,916} = 0,142,$$

$$x_{25(0)} = \frac{x_{6(0)} \cdot x_{19(0)}}{x_{6(0)} + x_{17(0)} + x_{19(0)}} = \frac{5,061 \cdot 2,916}{5,061 + 0,408 + 2,916} = 1,76.$$

Схема 5 представлена на рис. 2.8.

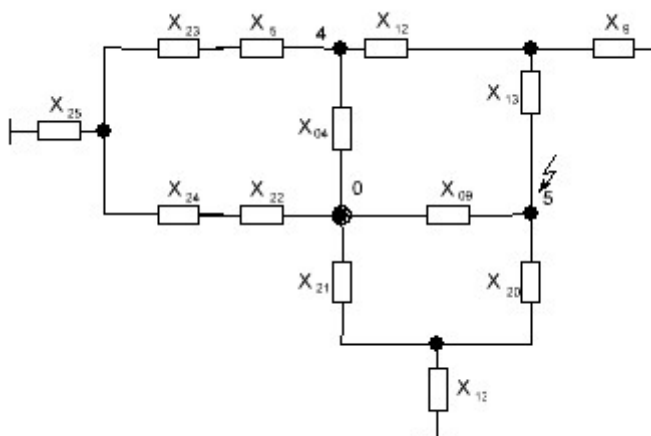


Рис. 2.8 – Схема заміщення мережі нульової послідовності 5

$$x_{26(0)} = x_{23(0)} + x_{5(0)} = 0,246 + 0,399 = 0,645,$$

$$x_{27(0)} = x_{24(0)} + x_{22(0)} = 0,142 + 3,254 = 3,395,$$

$$x_{28(0)} = \frac{x_{05_0} \cdot x_{21(0)}}{x_{05_0} + x_{21(0)} + x_{20(0)}} = \frac{1,217 \cdot 2,004}{1,217 + 2,004 + 1,345} = 0,534,$$

$$x_{29(0)} = \frac{x_{05_0} \cdot x_{20(0)}}{x_{05_0} + x_{21(0)} + x_{20(0)}} = \frac{1,217 \cdot 1,345}{1,217 + 2,004 + 1,345} = 0,359,$$

$$x_{33(0)} = \frac{x_{20(0)} \cdot x_{21(0)}}{x_{05_0} + x_{21(0)} + x_{20(0)}} = \frac{1,345 \cdot 2,004}{1,217 + 2,004 + 1,345} = 0,59,$$

$$x_{34(0)} = x_{13(0)} + x_{33(0)} = 1,425 + 0,59 = 2,016,$$

$$x_{35(0)} = \frac{x_{26(0)} \cdot x_{27(0)}}{x_{26(0)} + x_{27(0)} + x_{04_0}} = \frac{0,645 \cdot 3,395}{0,645 + 3,395 + 2,312} = 0,345,$$

$$x_{36(0)} = \frac{x_{26(0)} \cdot x_{04_0}}{x_{26(0)} + x_{27(0)} + x_{04_0}} = \frac{0,645 \cdot 2,312}{0,645 + 3,395 + 2,312} = 0,235,$$

$$x_{37(0)} = \frac{x_{27(0)} \cdot x_{04_0}}{x_{26(0)} + x_{27(0)} + x_{04_0}} = \frac{3,395 \cdot 2,312}{0,645 + 3,395 + 2,312} = 1,236,$$

Схема б представлена на рис. 2.9.

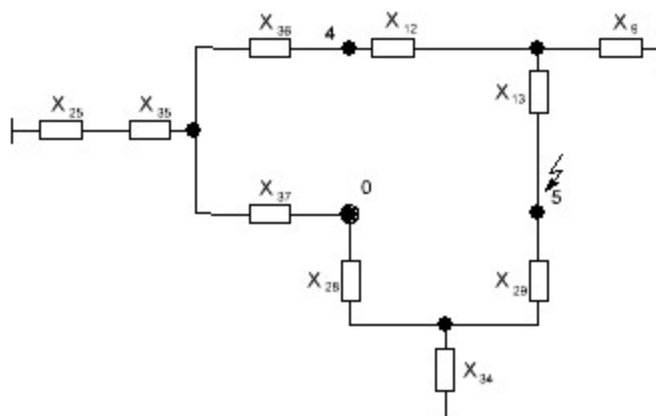


Рис. 2.9 – Схема заміщення мережі нульової послідовності 6

Еквівалентні опори послідовно з'єднаних елементів:

$$x_{38(0)} = x_{12(0)} + x_{36(0)} = 1,444 + 0,235 = 1,679,$$

$$x_{39(0)} = x_{25(0)} + x_{35(0)} = 1,76 + 0,345 = 2,105,$$

$$x_{40(0)} = \frac{x_{37(0)} \cdot x_{39(0)}}{x_{37(0)} + x_{39(0)}} = \frac{1,236 \cdot 2,105}{1,236 + 2,105} = 0,779,$$

$$x_{41(0)} = \frac{x_{28(0)} \cdot x_{34(0)}}{x_{28(0)} + x_{34(0)}} = \frac{0,534 \cdot 2,016}{0,534 + 2,016} = 0,422,$$

$$x_{42(0)} = x_{40(0)} + x_{38(0)} = 0,779 + 1,679 = 2,457.$$

Схема 7 представлена на рис. 2.10.

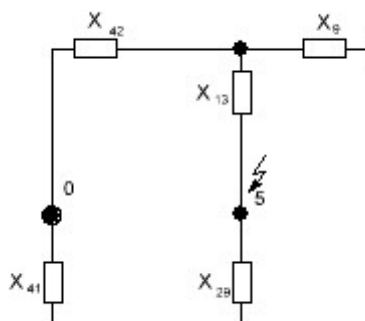


Рис. 2.10 – Схема заміщення мережі нульової послідовності 7

Еквівалентні опори паралельно з'єднаних елементів:

$$x_{43(0)} = \frac{x_{9(0)} \cdot x_{42(0)}}{x_{9(0)} + x_{42(0)}} = \frac{4,915 \cdot 2,457}{4,915 + 2,457} = 1,638,$$

$$x_{44(0)} = x_{41(0)} + x_{29(0)} = 0,422 + 0,359 = 0,781,$$

$$x_{45(0)} = x_{43(0)} + x_{13(0)} = 1,638 + 1,425 = 3,064.$$

Еквівалентний опір нульової послідовності

$$x_{екв(0)} = \frac{x_{45(0)} \cdot x_{44(0)}}{x_{45(0)} + x_{44(0)}} = \frac{3,064 \cdot 0,781}{3,064 + 0,781} = 0,622.$$

2.3.3 Розрахунок струмів КЗ у точці К-1

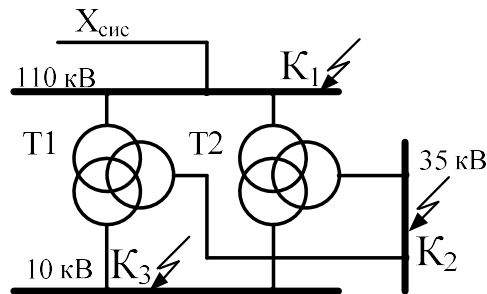


Рис. 2.11 – Структурна схема підстанції

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:

$$I_{П0}^{(3)} = m^{(3)} \cdot \frac{I_B}{X_{E1}} = 1 \cdot \frac{5,02}{0,393} = 12,76 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 12,76 = 30,68 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{П}^{(3)} = I_{П0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 12,76 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 17,95 \text{ кА}$$

Розглянемо двофазне КЗ. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{II0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{I_B}{X_{E1} + X_{E2}} = \sqrt{3} \cdot \frac{5,02}{0,393 + 0,393} = 11,05 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 11,05 = 26,57 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(2)} = I_{II0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 11,05 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 15,55 \text{ кА}$$

Розглянемо однофазне КЗ. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{II0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{I_B}{X_{E1} + X_{E2} + X_{E0}} = 3 \cdot \frac{5,02}{0,393 + 0,393 + 0,622} = 10,69 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 10,69 = 25,70 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(1)} = I_{II0}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 10,69 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 15,04 \text{ кА}$$

2.3.4 Розрахунок струмів короткого замикання у точці К2

Розглянемо двофазне КЗ. Секційний вимикач вимкнено.

Опір силового трансформатору, встановленого в 5 пункті в базисних одиницях, що відповідає опору прямої та зворотної послідовності:

$$X_{*T} = \frac{u_{\kappa BH-CH}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,563 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму КЗ становить:

$$\begin{aligned} I_{II0}^{(2)} &= \frac{I_B}{((X_{E1} + X_{*T}) + (X_{E2} + X_{*T})) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2} = \\ &= \frac{5,02}{((0,393 + 6,563) + (0,393 + 6,563)) \cdot \left(\frac{37}{115}\right)^2} = 3,49 \text{ кА} \end{aligned}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Pi 0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,49 = 7,94 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\Pi}^{(2)} = I_{\Pi 0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 3,49 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 4,6 \text{ кА}$$

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

$$\begin{aligned} I_{\Pi 0}^{(1)} &= \frac{I_B}{\left((X_{E1} + X_{*T}) + (X_{E2} + X_{*T}) + X_{E0} \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2} = \\ &= \frac{5,02}{\left((0,393 + 6,563) + (0,393 + 6,563) + 0,622 \right) \cdot \left(\frac{37}{115} \right)^2} = 3,34 \text{ кА} \end{aligned}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Pi 0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,34 = 7,6 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\Pi}^{(1)} = I_{\Pi 0}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 3,34 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 4,41 \text{ кА}$$

Розглянемо двофазне КЗ. Секційний вимикач увімкнено.

Періодична складова струму КЗ становить:

$$\begin{aligned} I_{\Pi 0}^{(2)} &= \frac{I_B}{\left(\left(X_{E1} + \frac{X_{*T}}{2} \right) + \left(X_{E2} + \frac{X_{*T}}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2} = \\ &= \frac{5,02}{\left(\left(0,393 + \frac{6,563}{2} \right) + \left(0,393 + \frac{6,563}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{37}{115} \right)^2} = 6,6 \text{ кА} \end{aligned}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Pi 0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 6,6 = 15,03 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(2)} = I_{II0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 6,6 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 8,72 \text{ кА}$$

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

$$I_{II0}^{(1)} = \frac{I_B}{\left(\left(X_{E1} + \frac{X_{*T}}{2} \right) + \left(X_{E2} + \frac{X_{*T}}{2} \right) + X_{E0} \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2} =$$

$$= \frac{5,02}{\left(\left(0,393 + \frac{6,563}{2} \right) + \left(0,393 + \frac{6,563}{2} \right) + 0,622 \right) \cdot \left(\frac{37}{115} \right)^2} = 6,08 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 6,08 = 13,85 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(1)} = I_{II0}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 6,08 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 8,04 \text{ кА}$$

2.3.5 Розрахунок струмів короткого замикання у точці КЗ

Розглянемо двофазне КЗ. Секційний вимикач вимкнено.

Опір силового трансформатору, встановленого в пункті 1 в базисних одиницях, що відповідає опорі прямої послідовності:

$$X_{*T} = \frac{u_{к\text{ ВН-НН}}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T} = \frac{17}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 10,625 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{II0}^{(2)} = \frac{I_B}{\left((X_{E1} + X_{*T}) + (X_{E2} + X_{*T}) \right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)^2} =$$

$$= \frac{5,02}{\left((0,393 + 10,625) + (0,393 + 10,625) \right) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2} = 27,33 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Pi 0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 27,33 = 69,57 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\Pi}^{(2)} = I_{\Pi 0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 27,33 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,6 - 1)^2} = 41,26 \text{ кА}$$

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

$$\begin{aligned} I_{\Pi 0}^{(1)} &= \frac{I_B}{\left((X_{E1} + X_{*T}) + (X_{E2} + X_{*T}) + (X_{E0} + X_{*T}) \right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)^2} = \\ &= \frac{5,02}{\left((0,393 + 10,625) + (0,393 + 10,625) + (0,622 + 10,625) \right) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2} = 18,09 \text{ кА} \end{aligned}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Pi 0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 18,09 = 46,06 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\Pi}^{(1)} = I_{\Pi 0}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 18,09 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 27,32 \text{ кА}$$

Розглянемо двофазне КЗ. Секційний вимикач увімкнено.

Періодична складова струму КЗ становить:

$$\begin{aligned} I_{\Pi 0}^{(2)} &= \frac{I_B}{\left(\left(X_{E1} + \frac{X_{*T}}{2} \right) + \left(X_{E2} + \frac{X_{*T}}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_2} \right)^2} = \\ &= \frac{5,02}{\left(\left(0,393 + \frac{10,625}{2} \right) + \left(0,393 + \frac{10,625}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2} = 52,77 \text{ кА} \end{aligned}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Pi 0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 52,77 = 134,33 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\Pi}^{(2)} = I_{\Pi 0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 52,77 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 79,68 \text{ кА}$$

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

$$I_{I0}^{(1)} = \frac{I_B}{\left(\left(X_{E1} + \frac{X_{*T}}{2} \right) + \left(X_{E2} + \frac{X_{*T}}{2} \right) + \left(X_{E0} + \frac{X_{*T}}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)^2} =$$

$$= \frac{5,02}{\left(\left(0,393 + \frac{10,625}{2} \right) + \left(0,393 + \frac{10,625}{2} \right) + \left(0,622 + \frac{10,625}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2} =$$

$$= 34,72 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{y0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{I0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 34,72 = 88,38 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(1)} = I_{I0}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 34,72 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 52,42 \text{ кА}$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання зведені в таблицю 2.4

Таблиця 2.4 – Значення струмів короткого замикання

Місце та умова КЗ		Вид КЗ	I_{no} , кА	I_{y0} , кА	I_n , кА
ВРП-110 кВ, точка К ₁		трифазне	12,76	30,68	17,95
		двофазне	11,05	26,57	15,55
		однофазне	10,69	25,70	15,04
ВРП-35 кВ, точка К ₂	ШСВ вимк.	двофазне	3,49	7,94	4,60
		однофазне	3,34	7,60	4,41
	ШСВ увімк.	двофазне	6,60	15,03	8,72
		однофазне	6,08	13,85	8,04
ЗРП-10 кВ, точка К ₃	ШСВ вимк.	двофазне	27,33	69,57	41,26
		однофазне	18,09	46,06	27,32
	ШСВ увімк.	двофазне	52,77	134,33	79,68
		однофазне	34,72	88,38	52,42

2.4 Вибір і перевірка електричних апаратів і елементів на ПС

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

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

Поточна величина термічного впливу струму КЗ визначається наступним чином:

$$B_k = I_{П0}^2 \cdot (t_{рза} + t_{вл} + T_a)$$

де $t_{рза}$ – час спрацювання релейного захисту,

$$t_{рза} = 0,05 \dots 1 \text{ с};$$

$t_{вл}$ – 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

$$I_p \leq I_{\text{ном.вим}}$$

Розподільчий пристрій 10 кВ

ЗРП виконано комірками, у які вбудовано вимикачі, роз'єднувачи, вимірювальні прилади. Обладнання комірок не потребує додаткових перевірок.

Робочий струм приєднання становить:

$$I_{\text{роб.пр}} = 1,1 \cdot \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot n_{пр}} = 1,1 \cdot \frac{12,82 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 81,42 \text{ A}$$

Робочий струм збірних шин становить:

$$I_{\text{роб.ш}} = 1,1 \cdot \frac{S_{HH}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{HH}} = 1,1 \cdot \frac{12,82 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 407,1 \text{ A}$$

Найбільше значення робочого струму становить:

$$I_{HH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{12,82 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 740,2 \text{ A}$$

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. Вибираємо комірки ABB SafeGear HD.

Найбільше значення ударного струму КЗ на стороні 10 кВ становить 134,33 кА для двофазного КЗ. КРУ забезпечує струм динамічної стійкості 164 кА.

Термічний вплив струму:

$$B_k = I_{I0}^2 \cdot (t_{пра} + t_{вл} + T_a) = 52,77^2 \cdot (0,05 + 0,045 + 0,05) = 1657 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

КРУ забезпечує:

$$B_{\text{к ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 3 = 11910 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Найбільше значення струму становить 52,77 кА для двохфазного КЗ за номінального струму вимкнення 63 кА.

Перевіримо жорсткі шини 10 кВ на термічну стійкість при КЗ, на резонансну частоту коливань та динамічну стійкість.

За розрахунковим значенням струму $I_{\text{роб.ш}} = 740,2$ А приймаємо алюмінієві шини 60х6 з найближчим допустимим струмом $I_{\text{ном.ш}} = 870$ А.

За температури середовища всередині КРП 30°C, робоча температура шин становить:

$$\theta_1 = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_{0 \text{ ном}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{роб.ш}}}{I_{\text{ном.ш}}} \right)^2 = 30 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{740}{870} \right)^2 = 68 \text{ } ^\circ\text{C}$$

За графіком нагріву однорідних провідників при протіканні струму КЗ, для визначеного θ_1 , величина $A_1 = 0,5 \cdot 10^4$ А²·с/мм⁴. Друга точка, яка відповідає температурі при протіканні струму КЗ становить:

$$A_2 = A_1 + \frac{B_{\kappa}}{S^2} = 0,5 \cdot 10^4 + \frac{1657 \cdot 10^6}{(60 \cdot 6)^2} = 1,78 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}$$

За графіком нагріву однорідних провідників при протіканні струму КЗ, для визначеного $A_2 = 1,78 \cdot 10^4$ А²·с/мм⁴ температура $\theta_2 = 250$ °С, що більше за допустиму для даного типу шин температуру 200 °С.

Приймаємо алюмінієві шини 80х6.

За температури середовища всередині КРП 30°C, робоча температура шин становить:

$$\theta_1 = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_{0 \text{ ном}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{роб.ш}}}{I_{\text{ном.ш}}} \right)^2 = 30 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{740}{1150} \right)^2 = 59 \text{ } ^\circ\text{C}$$

За графіком нагріву однорідних провідників при протіканні струму КЗ, для визначеного θ_1 , величина $A_1 = 0,45 \cdot 10^4$ А²·с/мм⁴. Друга точка, яка відповідає температурі при протіканні струму КЗ становить:

$$A_2 = A_1 + \frac{B_{\kappa}}{S^2} = 0,45 \cdot 10^4 + \frac{1657 \cdot 10^6}{(80 \cdot 6)^2} = 1,17 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}$$

За графіком нагріву однорідних провідників при протіканні струму КЗ, для визначеного $A_2 = 1,78 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$ температура $\theta_2 = 150 \text{ }^\circ\text{С}$, що менше за допустиму для даного типу шин температуру $200 \text{ }^\circ\text{С}$.

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

У нашому випадку один лист в пакеті:

- момент інерції перерізу

$$J = \frac{a \cdot b^3}{12} = \frac{0,08 \cdot 0,006^3}{12} = 2,4 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4$$

- момент опору перерізу

$$W = \frac{a \cdot b^2}{6} = \frac{0,08 \cdot 0,006^2}{6} = 4,8 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3$$

- частота коливань

$$f = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 0,8^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 2,4 \cdot 10^{-7}}{2698 \cdot 80 \cdot 6 \cdot 10^{-6}}} = 1346 \text{ Гц}$$

$$f_Y = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot a^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 0,34^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 2,4 \cdot 10^{-7}}{2698 \cdot 80 \cdot 6 \cdot 10^{-6}}} = 4192 \text{ Гц}$$

де l - відстань між опорними ізоляторами окремо взятої шини окремої фази, м;

E – модуль Юнга, Па;

J – момент інерції перерізу;

ρ – густина матеріалу шини, $\text{кг}/\text{м}^3$;

S – переріз шини, м^2 .

Динамічне зусилля при трифазному КЗ на шинах 10 кВ становить:

$$F_q^{(3)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^{(3)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{134330^2}{0,34} = 10610 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Динамічне зусилля при двохфазному КЗ на шинах 10 кВ становить:

$$F_q^{(2)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^{(2)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{88380^2}{0,34} = 4595 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

де a - відстань між шинами сусідніх фаз, м,

$$F_{q \max} = F_q^{(3)} = 10610 \frac{H}{m}$$

Для ізоляторів має виконуватися рівність:

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

де H – мінімальне розривне зусилля ізолятора.

Обираємо ізолятори ІО-10-20:

$$10610 \leq 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н/м.}$$

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

$$\sigma = \frac{F_q \cdot l^2}{12 \cdot 2 \cdot W} = \frac{10610 \cdot 0,8^2}{12 \cdot 2 \cdot 4,8 \cdot 10^{-7}} = 332 \cdot 10^3 \text{ Па} = 332 \text{ МПа}$$

Отримане значення більше, ніж напруга руйнування алюмінію (127 МПа), тому обираємо шини більшого перерізу 120x10 та меншу відстань між точками кріплення 0,6 м:

$$J = \frac{a \cdot b^3}{12} = \frac{0,12 \cdot 0,01^3}{12} = 1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$$

$$W = \frac{a \cdot b^2}{6} = \frac{0,12 \cdot 0,01^2}{6} = 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

$$f = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 0,6^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 1 \cdot 10^{-6}}{2698 \cdot 1200 \cdot 10^{-6}}} = 1738 \text{ Гц}$$

$$f_Y = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot a^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 0,34^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 1 \cdot 10^{-6}}{2698 \cdot 1200 \cdot 10^{-6}}} = 5411 \text{ Гц}$$

$$\sigma = \frac{F_q \cdot l^2}{12 \cdot 2 \cdot W} = \frac{88380 \cdot 0,6^2}{12 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 10^{-6}} = 79,6 \cdot 10^3 \text{ Па} = 79,6 \text{ МПа}$$

Розподільчий пристрій 35 кВ

Робочий струм приєднання становить:

$$I_{роб.нр} = \frac{S_{CH}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH} \cdot n_{нр}} = \frac{6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 8} = 12,37 \text{ А}$$

Робочий струм збірних шин становить:

$$I_{роб.ш} = \frac{S_{CH}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{CH}} = \frac{6 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 49,49 \text{ А}$$

Найбільше значення робочого струму становить:

$$I_{нн} = \frac{S_{CH}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} = \frac{6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 98,97 \text{ А}$$

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 15,03 кА для двохфазного КЗ. Струм динамічної стікості:

- вимикача (ВГБ-35) 35 кА;
- роз'єднувача (РДЗ-2-35/1000 НУХЛ1) 63 кА;

Термічний вплив струму:

$$B_{\kappa} = I_{П0}^2 \cdot (t_{рза} + t_{вл} + T_a) = 6,6^2 \cdot (0,5 + 0,045 + 0,2) = 32,45 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{- для вимикача } B_{\kappa \text{ ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,8 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{- для роз'єднувача } B_{\kappa \text{ ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 126 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

- для трансформатору струму (ТВТ-35)

$$B_{\kappa \text{ ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 5,6^2 \cdot 3 = 94,1 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

Повний струм для двохфазного КЗ становить 8,72 кА. Номінальний струм вимкнення вимикача становить 12,5 кА.

Розподільчий пристрій 110 кВ

Найбільше значення робочого струму становить:

$$I_{BH} = \frac{S_{BH}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,33 \text{ А}$$

Найбільше значення ударного струму КЗ на стороні 110 кВ становить 30,68 кА для трифазного КЗ. Струм динамічної стікості:

- вимикача (ВБ110П-40/2500УХЛ1) 102 кА;
- роз'єднувача (РДЗ-2-35/1000 НУХЛ1) 63 кА;

Термічний вплив струму:

$$B_{\kappa} = I_{\Pi 0}^2 \cdot (t_{p3a} + t_{вл} + T_a) = 30,68^2 \cdot (0,5 + 0,08 + 0,025) = 569 \text{ А}^2 \cdot c$$

- для вимикача $B_{\kappa \text{ ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ А}^2 \cdot c$
- для роз'єднувача $B_{\kappa \text{ ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ А}^2 \cdot c$
- для трансформатору струму $B_{\kappa \text{ ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 36^2 \cdot 3 = 3888 \text{ А}^2 \cdot c$

Повний струм для трифазного КЗ становить 17,95 кА. Номінальний струм вимкнення вимикача становить 40 кА.

2.4.3 Вимірювання та навантаження вимірювальних трансформаторів

Навантаження вимірювальних трансформаторів розглядається для сторін 110 кВ та 35 кВ, бо у комірках КРП вони вже є.

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 2.5 – Потужність трансформатору 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

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 ТФНД-110М-1У пройшли перевірку на допустиму величину вторинного навантаження.

Таблиця 2.6 – Потужність трансформатору 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	25	25	-
Лічильник	ЦЕ 6850М	20	20	20
Сумарне навантаження:		50,5	51,5	37,5

Для вибраного трансформатору напруги НКФ-110-57У1 при класі точності 0,5 допустиме навантаження складає $400 \text{ ВА} > 51,5 \text{ ВА}$. Таким чином, трансформатор напруги пройшов перевірку на допустиму величину вторинного навантаження.

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

Таблиця 2.7 – Потужність трансформатору 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 ТВТ-35 пройшли перевірку на допустиму величину вторинного навантаження.

Таблиця 2.8 – Потужність трансформатору 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	-	25	25
Лічильник	ЦЕ 6850М	20	20	20
Сумарне навантаження:		34,5	60,5	56,5

Обираємо трансформатор напруги ЗНОМ-35-65У1, допустиме вторинне навантаження яких в класі точності 0,5 складає $150 \text{ ВА} > 60,5 \text{ ВА}$.

2.4.4 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.

2.4.5 Блискавкозахист підстанції

Визначимо 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 1. Підстанцію оснащено чотирма блискавковідводами, встановленими на порталах. Кількість грозових годин за рік для України становить $n=60 - 80$ год (приймаємо значення 70 годин).

Вздовж довжини підстанції $a=155$ м розташовано наступні об'єкти електроенергетики: ЗРП, ОПУ, трансформатори, висота найвищого об'єкту $h_x = 9$ м. Ширина підстанції становить $b=90$ м. Найменша відстань між сусідніми блискавковідводами становить $l_1=30$ м, а найбільша $l_2=40$ м.

Для кожної попарно взятої групи блискавковідводів найбільша відстань між блискавковідводами становить:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{40^2 + 30^2} = 50 \text{ м}$$

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

$$h_a \geq \frac{L}{8} = \frac{50}{8} = 6,25 \text{ м}$$

Вибираємо стандартну висоту блискавковідводу

$$h = h_x + h_a = 9 + 7 = 18 \text{ м.}$$

Висота вершини конусу окремого блискавковідводу становить:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 18 = 15,3 \text{ м}$$

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

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(18 - \frac{9}{0,92} \right) = 11,12 \text{ м}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 18 = 27 \text{ м}$$

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

$$h_{\min l_1} = h_0 - 0,14 \cdot (l_1 - h) = 15,3 - 0,14 \cdot (40 - 18) = 12,22 \text{ м}$$

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

$$h_{\min l_2} = h_0 - 0,14 \cdot (l_2 - h) = 15,3 - 0,14 \cdot (30 - 18) = 13,62 \text{ м}$$

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

$$r_{l_1} = r_0 \cdot \frac{h_{\min l_1} - h_x}{h_{\min l_1}} = 27 \cdot \frac{12,22 - 9}{12,22} = 7,1 \text{ м}$$

$$r_{l_2} = r_0 \cdot \frac{h_{\min l_2} - h_x}{h_{\min l_2}} = 27 \cdot \frac{13,62 - 8,2}{13,62} = 9,16 \text{ м}$$

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

$$\begin{aligned} N &= 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot \max \{h_x\}) \cdot (b + 10 \cdot \max \{h_x\}) \cdot 10^{-6} = \\ &= 0,06 \cdot 70 \cdot (155 + 10 \cdot 9) \cdot (90 + 10 \cdot 9) \cdot 10^{-6} = 0,185 \end{aligned}$$

Кількість відключень підстанції через пряме ураження блискавкою

$$\gamma = N \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g = 0,185 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 8,82 \cdot 10^{-5}$$

Показник грозостійкості, є величиною, оберненою до кількості річних відключень підстанції 110/35/10 у вузлі 1:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{8,82 \cdot 10^{-5}} = 11343 \text{ років}$$

Висновок до розділу

На основі аналізу розглянута вузлова підстанція 110/35/10, що знаходиться у 5 пункті електричної мережі, що проектується.

Розроблено схеми розподільчих пристроїв на сторонах 110, 35 та 10 кВ. Розраховані струми КЗ на ВРП 110 кВ, ВРП 35 кВ та ЗРП 10 кВ, для чого виконувались еквівалентні перетворення схем заміщення прямої та нульової послідовності.

За розрахунковими даними були вибрані та перевірені за умовами КЗ електричні апарати та елементи підстанції: вимикачі, роз'єднувачі, збірні шини, запобіжники та вимірювальні пристрої. Також розглянуто освітлення підстанції та його живлення, розраховано блискавкозахист.

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА

Релейний захист (РЗ) важливий для забезпечення безперебійної роботи електричного устаткування та для уникнення пошкодження силового обладнання. РЗ представляє собою систему автоматичних пристроїв, які в разі аварії виявляють несправний елемент та відмикають його від мережі.

Галузь релейного захисту швидко розвивається, для комплексного управління РЗ застосовуються мікропроцесори та комп'ютерні програми.

Релейний захист має бути селективним, тобто він повинен відключати лише несправні елементи. Він повинен характеризуватись достатньою швидкістю, для того, щоб не допустити або мінімізувати пошкодження обладнання внаслідок аварії. Крім того, РЗ має повинен мати достатню чутливість та надійність.

У даному розділі розраховується основний (диференціальний) захист трансформатору ТДТН-16000/110/35/10 з застосуванням терміналу RET 670 виробництва фірми «АВВ», а також резервні захисти трансформатору – максимально-струмові захисти, захисти від перевантаження, від неповнофазного режиму та захист обдуву. Для цих захистів застосовуються термінали REF 615 та REC 650.

3.1 Вихідні данні

Розраховується захист трансформатору п'ятого пункту мережі, параметри якого:

- номінальна потужність $S_{НОМ} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$;
- схема та групи з'єднань обмоток $Y/Y/\Delta-0-11$;
- номінальна напруга обмотки ВН: $U_{ВН} = 115 \text{ кВ}$;
- номінальна напруга обмотки СН: $U_{СН} = 38,5 \text{ кВ}$;
- номінальна напруга обмотки НН: $U_{НН} = 11 \text{ кВ}$.

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму (ТС):

$$K_{ТС(ВН)} = 300/5; K_{ТС(СН)} = 300/5; K_{ТС(НН)} = 1000/5.$$

Таблиця 3.1 – Струми КЗ на шинах СН та НН

Струми КЗ	Максимальні струми при різних положення РПН (А)		Мінімальні струми при різних положення РПН (А)	
	Приведені до $U_{ВН}$	Приведені до власної напруги	Приведені до $U_{ВН}$	Приведені до власної напруги
КЗ на шинах СН	1688	5043	851	2543
	2209	6599	1117	3337
	2997	8952	1522	4545
КЗ на шинах НН	3819	39925	1300	13594
	5048	52772	1731	18093
	6954	72698	2410	25197

3.2 Розрахунок уставок диференціального захисту трансформатора на терміналі RET 670

Для перевірки цифрового вирівнювання струмів пліч трансформатора, знаходимо номінальні струми обмоток:

$$I_{номВН} = \frac{S_{номВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,33 \text{ А},$$

$$I_{номСН} = \frac{S_{номСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{номСН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 239,94 \text{ А},$$

$$I_{номНН} = \frac{S_{номНН}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 839,78 \text{ А}.$$

Розраховуємо вторинні номінальні струми на шинах трансформатору, враховуючи те, що на кожній стороні силового трансформатору трансформатори струму (ТС) з'єднані зіркою, тобто на усіх сторонах $K_{CX} = 1$.

$$i_{ном.втВН} = \frac{I_{номВН} \cdot K_{схВН}}{K_{ТС.ВН}} = \frac{80,33 \cdot 1}{300 / 5} = 1,339 \text{ А},$$

$$i_{ном.втСН} = \frac{I_{номСН} \cdot K_{схСН}}{K_{ТС.СН}} = \frac{239,94 \cdot 1}{300 / 5} = 3,999 \text{ А},$$

$$i_{ном.втНН} = \frac{I_{номНН} \cdot K_{схНН}}{K_{ТС.НН}} = \frac{839,8 \cdot 1}{1000 / 5} = 4,199 \text{ А}.$$

Обираємо номінальний струм входу пристрою для кожного плеча захисту та відносну похибку вирівнювання для номінального вторинного струму $I_{ном.вт} = (1 \div 5) \text{ А}$:

$$i_{ном.т.п} = 5 \text{ А},$$

$$\Delta f_{вир} = 0,02.$$

Перевіряємо забезпечення цифрового вирівнювання для кожної сторони трансформатору відповідно до виразу:

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.п}}{I_{ном.т.п}} < 4.$$

Для сторони ВН:

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.ВН}}{I_{ном.т.п}} = \frac{1,34}{5} = 0,27 < 4.$$

Для сторони СН:

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.СН}}{I_{ном.т.п}} = \frac{4}{5} = 0,8 < 4.$$

Для сторони НН:

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.НН}}{I_{ном.т.п}} = \frac{4,2}{5} = 0,84 < 4.$$

Таким чином, цифрове вирівнювання амплітуд струмів плечей забезпечується для всіх сторін трансформатору.

Визначаємо розрахунковий коефіцієнт небалансу за уточненим виразом:

$$K_{\text{нр.розр.}} = \sqrt{(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon^*)^2 \cdot [1 + 2(\Delta U_{\text{рег}}^* + \Delta f_{\text{вир}}^*)] + (\Delta U_{\text{рег}}^* + \Delta f_{\text{вир}}^*)^2};$$

де $K'_{\text{пер}}$ – коефіцієнт, який враховує перехідний процес. Для трансформаторів, потужність яких не перевищують 40 МВА, з боку НН яких немає струмообмежуючих реакторів, цей коефіцієнт дорівнює 1;

$\varepsilon^* = 0,1$ – повна відносна похибка ТТ в режимі, що встановився;

$\Delta f_{\text{вир}}^* = 0,02$ – відносна похибка вирівнювання струмових плеч;

$\Delta U_{\text{рег}}^* = \pm 16\%$ – відносна похибка, приймається рівною максимально можливому відхиленню від номінального положення РПН на стороні ВН.

$$K_{\text{нр.розр.}} = \sqrt{(1 \cdot 0,1)^2 \cdot [1 + 2(0,16 + 0,02)] + (0,16 + 0,02)^2} = 0,214;$$

Початковий диференційний струм спрацювання $I_{d\min}$:

$$I_{d\min} = K_{\text{відс}} \cdot K_{\text{нб.розр}} \cdot \text{EndSection1} = 1,2 \cdot 0,214 \cdot 1,15 = 0,296$$

де $K_{\text{відс}} = 1,2$ – коефіцієнт відстроювання;

EndSection1 – початковий гальмівний струм, що рекомендаціями фірми АВВ дорівнює 1,15 А.

Чутливість для горизонтальної ділянки гальмівної характеристики:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.розр}}^*}{I_{\text{диф.сп}}^*} = \frac{3,7}{0,3} = 12,33 \geq 2 \text{ (умова виконується);}$$

де $I_{\text{диф.сп}}^*$ – визначаємо за початковим диференційним струмом спрацювання $I_{d\min} = 0,3$ за рис. 3.1, і відповідно, відносний диференційний струм дорівнює 0,3;

$I_{\text{диф.розр}}^*$ – відносний розрахунковий мінімальний диференційний струм при КЗ на виводах трансформатору, за результатами розрахунків струмів короткого замикання підстанції розрахунковий диференційний струм буде мінімальним при КЗ на стороні СН:

$$I_{\text{диф.розр}}^* = \frac{I_{\text{мін}}^2}{I_{\text{ном.ВН}}} = \frac{1300}{80,33} = 16,18 \text{ А;}$$

де мінімальний струм двофазного КЗ на стороні НН $I_{\min}^2 = 1300 \text{ А}$.

Таким чином, чутливість при внутрішніх коротких замиканнях на горизонтальній ділянці забезпечується.

На похилих ділянках гальмівної характеристики чутливість захисту забезпечується завжди, оскільки виконується умова:

$$\frac{I_{dmin}}{EndSection1} = \frac{0,3}{1,15} \leq 0,5$$

Струм спрацювання диференційної відсічки $Idunre$

За умови відстроювання від режиму стрибку струму намагнічування, параметр спрацювання струмового органу диференційної відсічки має прийматися не менше 500%:

$$Idunre > 500\%$$

За умовою відстроювання від максимального струму небалансу у разі зовнішніх пошкоджень параметр спрацювання визначимо за виразом:

$$Idunre \geq K_{\text{відс}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{\text{КЗмакс}}^* \cdot 100\% = 1,2 \cdot 0,65 \cdot \frac{6954}{80,33} \cdot 100 = 8657\%$$

де $K_{\text{відс}} = 1,2$ – коефіцієнт відстроювання;

$K_{\text{нб}(1)}$ – номінальний струм опорної сторони (ВН) трансформатора.

Параметр спрацювання приймається рівним більшому з отриманих значень. Підсумкове значення параметра у відсотках згідно з рекомендаціями округлюємо до десятків:

$$Idunre = 8657 \approx 8700\% (Idunre = 50)$$

Інші параметри та вставок для терміналу RET 670 приймаються відповідно з рекомендаціями фірми ABB:

- параметр SlopeSection3 = 50%;
- параметр StabByOption – «завжди»;
- параметр I2/I1 ratio = 14%;
- параметр I5/I1 ratio = 25%;
- уставка ZSCSub – вимкнено;
- уставка CrossBlockEn – вимкнено;

- уставка SOTFMode – вимкнено;
- уставка NegSegDiffEn – вимкнута;
- уставка OpenCNEnable – вимкнута.

Результати розрахунків та обрані параметри наведено у табл. 3.2

Таблиця 3.2 – Параметри за результатами розрахунків для терміналу RET 670

Позначення параметру	Одиниця вимірювання	Діапазон	За замовчуванням	Прийняте значення
EndSection1	У частках від $I_{\text{ном.опор}}^*$	0,20-1,50	1,25	1,15
IdMin	У частках від $I_{\text{ном.опор}}^*$	0,10-0,60	0,3	0,3
EndSection2	У частках від $I_{\text{ном.опор}}^*$	1,00-10,00	3	2,0
SlopeSection2	%	10,0-50,0	40	45
SlopeSection3	%	30,0-100,0	80	50
Idunre	У частках від $I_{\text{ном.опор}}^*$	1,00-50,00	10	50
I2 / I1 ratio	%	5-100	15	14
I5 / I1 ratio	%	5-100	25	25
CrossBlockEn	–	On; Off	On	Off
SOTFMode	–	On; Off	On	Off
NegSegDiffEn	–	On; Off	On	Off
OpenCNEnable	–	On; Off	On	Off

3.3 Розрахунок уставок резервних захистів трансформатору

3.3.1 Розрахунок МСЗ-10 кВ з пуском за напругою

Для реалізації максимально-струмового захисту до трансформаторів струму класу точності 10Р підключаємо термінал REF615. Заводимо кола напруги з обмоток ТН-10 кВ, з'єднаних у зірку.

Визначимо струм спрацювання. За умовою налаштування від номінального струму навантаження:

$$I_{CЗ} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_n} \cdot I_{НОМ} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 839,78 = 1379 \text{ А},$$

де $K_H = (1,1 \div 1,25)$ – коефіцієнт надійності, для терміналу «АВВ» приймаємо $K_H = 1,2$;

K_n – коефіцієнт повернення реле, приймаємо для мікропроцесорного терміналу $K_n = 0,95$;

K_3 – коефіцієнт запасу, приймаємо $K_3 = 1,3$.

За умовою забезпечення чутливості при двохфазному КЗ на стороні НН трансформатору (основна зона) визначимо струм спрацювання. Відповідно до ПУЕ коефіцієнт чутливості має задовольняти умові $K_q \geq 1,5$:

$$I_{CЗ} = \frac{I_{КЗ}}{K_q} = \frac{\sqrt{3} \cdot 13594}{2 \cdot 1,5} = 7848 \text{ А}.$$

За умовою узгодження з МСЗ приєднань 10 кВ за чутливістю знаходимо струм спрацювання. Найбільше значення уставки МСЗ приєднань $I_{CЗ} = 250 \text{ А}$:

$$I_{CЗ} = K_H \cdot I_{CЗ.МСЗ} = 1,2 \cdot 250 = 300 \text{ А}.$$

Час спрацювання приєднань 11 кВ $t_{CЗ} = 0,5 \text{ с}$. За умовою узгодження часу, час спрацювання:

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

де $\Delta t = (0,3 \div 0,5)$ – ступінь селективності, приймаємо $\Delta t = 0,4 \text{ с}$.

За умовою узгодження за чутливістю з МСЗ СВ 10 кВ струм спрацювання $I_{C3} = 750$ А, а час спрацювання $t_{C3} = 1$ с,

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{C3.MC3} = 1,2 \cdot 750 = 900 \text{ А},$$

$$t = t_{C3} + \Delta t = 1 + 0,4 = 1,4 \text{ с},$$

де $\Delta t = (0,3 \div 0,5)$ – ступінь селективності, приймаємо $\Delta t = 0,4$ с.

Визначимо за умовою забезпечення чутливості струм спрацювання при двохфазному КЗ в резервній зоні – в кінці приєднань 10 кВ. За ПУЕ коефіцієнт чутливості має бути $K_\gamma \geq 1,2$. Чутливість у резервних зонах не перевіряємо, оскільки відсутні параметри приєднань 10 кВ:

$$I_{C3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K3}}{K_\gamma}.$$

Розраховуємо значення вторинного струму, при якому спрацьовує реле:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_{TC}} = \frac{900 \cdot 1}{1000/5} = 4,5 \text{ А},$$

де K_{TC} – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$K_{CX} = 1$, обмотки трансформаторів струму з'єднані у повну зірку.

3.3.2 Визначення напруги спрацювання реле мінімальної напруги

За умовою забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{C3} \geq \frac{U_{\min}}{K_{\text{відс}} \cdot K_n} = \frac{0,85 \cdot 10 \cdot 10^3}{1,2 \cdot 1,2} = 6439 \text{ В},$$

де $K_{\text{відс}}$ – коефіцієнт відстроювання, приймаємо $K_{\text{відс}} = 1,2$;

K_n – коефіцієнт повернення, приймаємо $K_n = 1,2$.

Мінімальну напругу при наближених розрахунках можна прийняти

$$U_{\min} = (0,85 \div 0,9) \cdot U_{\text{ном}}.$$

За умовою відстроювання за напругою самозапуску при ввімкненні від АПВ або АВР двигунів навантаження, які зупинились:

$$U_{C3} \leq \frac{U_{зан}}{K_{відс}} = \frac{0,7 \cdot 10 \cdot 10^3}{1,2} = 5833 \text{ В},$$

де $K_{відс}$ – коефіцієнт відстроювання, приймаємо $K_{відс} = 1,2$;

Напругу самозапуску у наближених розрахунках можна прийняти $U_{зан} = 0,7 \cdot U_{ном}$.

Вторинна напруга:

$$U_{cp} \leq \frac{U_{C3}}{K_{TH}} = \frac{5833}{10000/100} = 58,33 \text{ В},$$

де K_{TH} – коефіцієнт трансформації трансформаторів напруги.

За результатами розрахунку обираємо значення напруги спрацювання реле:

Первинна напруга $U_{C3} = 5800 \text{ В}$.

Вторинна напруга $U_{cp} = 58 \text{ В}$.

3.3.3 Розрахунок МСЗ-35 кВ з пуском за напругою

Виконуємо розрахунок аналогічно розрахунку МСЗ-10 з пуском за напругою. Для реалізації МСЗ захисту до трансформаторів струму класу точності 10Р підключимо термінал захисту REC650. Кола струму та напруги заводяться у термінал з обмоток ТТ-35 кВ та ТН-35 кВ.

Струм спрацьовування знаходимо за умовою відстроювання від номінального струму трансформатору:

$$I_{C3} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_n} \cdot I_{НОМ} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 239,94 = 394 \text{ А}.$$

Визначимо струм спрацьовування за умовою забезпечення чутливості при двохфазному КЗ на стороні СН трансформатору (основна зона). Згідно з ПУЕ коефіцієнт чутливості $K_q \geq 1,5$:

$$I_{C3} = \frac{I_{K3}}{K_q} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2543}{2 \cdot 1,5} = 1468 \text{ А.}$$

За умовою узгодження з МСЗ ПЛ 35 кВ за чутливістю визначаємо струм спрацювання. Уставка МСЗ $I_{C3} = 240 \text{ А}$:

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{C3.MC3} = 1,2 \cdot 240 = 288 \text{ А.}$$

Час спрацювання $t_{C3} = 2,5 \text{ с}$. За умовою узгодження часу, час спрацювання:

$$t = t_{C3} + \Delta t = 2,5 + 0,4 = 2,9 \text{ с},$$

де $\Delta t = (0,3 \div 0,5)$ – ступінь селективності, приймаємо $\Delta t = 0,4 \text{ с}$.

За умовою узгодження за чутливістю з МСЗ ПЛ 35 кВ №2, для якої струм спрацювання $I_{C3} = 500 \text{ А}$, а час спрацювання $t_{C3} = 2,5 \text{ с}$,

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{C3.MC3} = 1,2 \cdot 500 = 600 \text{ А},$$

$$t = t_{C3} + \Delta t = 2,5 + 0,4 = 2,9 \text{ с}.$$

За умовою узгодження з МСЗ СВ 35 кВ за чутливістю визначаємо струм спрацювання. Уставка МСЗ $I_{C3} = 550 \text{ А}$:

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{C3.MC3} = 1,1 \cdot 550 = 605 \text{ А.}$$

Час спрацювання $t_{C3} = 2,9 \text{ с}$. За умовою узгодження часу, час спрацювання:

$$t = t_{C3} + \Delta t = 2,9 + 0,4 = 3,3 \text{ с}.$$

Визначимо струм спрацювання при двохфазному КЗ в резервній зоні – в кінці ПЛ 35 кВ за умовою забезпечення чутливості. Згідно з ПУЕ коефіцієнт чутливості має бути $K_q \geq 1,2$. Чутливість у резервних зонах не перевіряємо, оскільки відсутні параметри приєднань 35 кВ:

$$I_{C3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K3}}{K_q}.$$

Розраховуємо вторинний струм, при якому спрацює реле:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_{TC}} = \frac{1468 \cdot 1}{300/5} = 24,47 \text{ А},$$

де K_{TC} – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$K_{CX} = 1$, оскільки обмотки трансформаторів струму з'єднані у повну зірку.

3.3.4 Напруга спрацювання реле мінімальної напруги

За умовою забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{CЗ} \geq \frac{U_{\min}}{K_{\text{відс}} \cdot K_n} = \frac{0,85 \cdot 35 \cdot 10^3}{1,2 \cdot 1,2} = 20660 \text{ В},$$

де $K_{\text{відс}}$ – коефіцієнт відстроювання, приймаємо $K_{\text{відс}} = 1,2$;

K_n – коефіцієнт повернення, приймаємо $K_n = 1,2$.

Мінімальну напругу при наближених розрахунках можна прийняти

$$U_{\min} = (0,85 \div 0,9) \cdot U_{\text{ном}}.$$

За умовою відстройки за напругою самозапуску при ввімкненні від АПВ або АВР двигунів навантаження, що зупинились:

$$U_{CЗ} \leq \frac{U_{\text{зан}}}{K_{\text{відс}}} = \frac{0,7 \cdot 35 \cdot 10^3}{1,2} = 20417 \text{ В},$$

де $K_{\text{відс}}$ – коефіцієнт відстроювання, приймаємо $K_{\text{відс}} = 1,2$;

Напругу самозапуску можна прийняти $U_{\text{зан}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}}$.

Вторинна напруга:

$$U_{cp} \leq \frac{U_{CЗ}}{K_{TH}} = \frac{20417}{35000/100} = 58,33 \text{ В},$$

де K_{TH} – коефіцієнт трансформації трансформаторів напруги.

За результатами розрахунку обираємо наступні значення напруги спрацювання реле:

Первинна напруга $U_{CЗ} = 20300 \text{ В}$.

Вторинна напруга $U_{cp} = 58 \text{ В}$.

3.3.5 Розрахунок МСЗ-110 кВ з пуском за напругою

Для реалізації МСЗ-110 кВ використовуємо термінал захисту REC 650.

Визначаємо за умовою відстроювання від номінального струму трансформатору струм спрацьовування:

$$I_{C3} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_n} \cdot I_{НОМ} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 80,33 = 132 \text{ А.}$$

Знаходимо струм та час спрацьовування, приведені до сторони ВН, за умовою узгодження за чутливістю з МСЗ-35 кВ трансформатору:

$$I_{C3} = 1468 \text{ А,}$$

$$t = 3,3 \text{ с,}$$

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{C3.МСЗ-35} \cdot \frac{U_{CH}}{U_{BH}} = 1,2 \cdot 1468 \cdot \frac{38,5}{115} = 590 \text{ А,}$$

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

Розраховуємо струм та час спрацьовування, приведені до сторони ВН, за умовою узгодження за чутливістю з МСЗ-10 кВ трансформатору:

$$I_{C3} = 900 \text{ А,}$$

$$t = 1,4 \text{ с,}$$

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{C3.МСЗ-11} \cdot \frac{U_{CH}}{U_{BH}} = 1,2 \cdot 900 \cdot \frac{11}{115} = 103,3 \text{ А,}$$

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

За умовою забезпечення чутливості при двохфазному КЗ на стороні СН трансформатору (резервна зона) знаходимо струм спрацювання. За ПУЕ коефіцієнт чутливості $K_{\eta} \geq 1,2$:

$$I_{C3} = \frac{I_{K3}}{K_{\eta}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 918}{2 \cdot 1,2} = 662,5 \text{ А.}$$

За умовою забезпечення чутливості при КЗ на стороні НН трансформатору за «трикутником» (резервна зона) визначимо струм спрацювання. За ПУЕ коефіцієнт чутливості має бути $K_{\eta} \geq 1,2$:

$$I_{C3} = \frac{I_{K3}}{K_q} = \frac{1249}{1,2} = 1041 \text{ А.}$$

Розраховуємо вторинний струм, при якому спрацьовує реле:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_{TC}} = \frac{1041 \cdot 1}{300/5} = 17,35 \text{ А,}$$

де K_{TC} – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$K_{CX} = 1$, оскільки обмотки трансформаторів струму з'єднані у повну зірку.

За результатами розрахунку обираємо наступні значення напруги спрацювання реле:

Від ТН-35 кВ $U_{C3} = 20300 / 58 \text{ В.}$

Від ТН-11 кВ $U_{C3} = 5800 / 58 \text{ В.}$

3.3.6 Захист від перевантаження на сторонах НН, СН, ВН

Захист від перевантаження на стороні НН:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_n} \cdot I_{НОМ} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 839,78 = 928 \text{ А,}$$

де K_H – коефіцієнт надійності;

K_n – коефіцієнт повернення реле.

Розраховуємо вторинний струм, за якого спрацьовує реле:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_{TC}} = \frac{928 \cdot 1}{1000/5} = 4,640 \text{ А.}$$

Захист від перевантаження на стороні СН:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_n} \cdot I_{НОМ} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 239,94 = 265 \text{ А.}$$

Розраховуємо вторинний струм, за якого спрацьовує реле:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_{TC}} = \frac{265 \cdot 1}{300/5} = 4,417 \text{ А.}$$

Захист від перевантаження на стороні ВН:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_n} \cdot I_{НОМ} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 80,33 = 88,8 \text{ А.}$$

Розраховуємо вторинний струм, за якого спрацює реле:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_{TC}} = \frac{88,8 \cdot 1}{300/5} = 1,480 \text{ А.}$$

3.3.7 Захист від неповнофазного режиму в мережі живлення

Неспрямований струмовий захист нульової послідовності із заборонаю АПВ встановлюється на вводі ВН або у нейтралі трансформатора у режимі заземлення нейтралі трансформатора. Встановлюємо захист лише на вводі ВН.

Струм спрацювання захисту:

$$I_{C3} = 2 \cdot I_{ном} = 2 \cdot 80,33 = 160,66 \text{ А.}$$

Вторинний струм, при якому спрацює реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_{TC}} = \frac{160,66 \cdot 1}{300/5} = 2,678 \text{ А.}$$

Обираємо час спрацювання захисту $t = 9$ с з дією на відключення вимикача 110 кВ трансформатора.

3.3.8 Захист обдуву зі сторін НН, СН, ВН

Відповідно до заводської документації захист обдуву на стороні НН приймається

$$I_{C3} = (0,4 \div 1) \cdot I_{ном} = (0,4 \div 1) \cdot 839,78 = (335,91 \div 839,78) \text{ А.}$$

Вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_{TC}} = \frac{(335,91 \div 839,78) \cdot 1}{1000/5} = (1,680 \div 4,199) \text{ А.}$$

Відповідно до заводської документації захист обдуву на стороні СН приймається

$$I_{C3} = (0,4 \div 1) \cdot I_{ном} = (0,4 \div 1) \cdot 239,94 = (95,98 \div 239,94) \text{ А.}$$

Вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_{TC}} = \frac{(95,98 \div 239,94) \cdot 1}{300/5} = (1,60 \div 4,00) \text{ А.}$$

Відповідно до заводської документації захист обдуву на стороні ВН приймається

$$I_{C3} = (0,4 \div 1) \cdot I_{ном} = (0,4 \div 1) \cdot 80,33 = (32,13 \div 80,33) \text{ А.}$$

Вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_{TC}} = \frac{(32,13 \div 80,33) \cdot 1}{300/5} = (0,536 \div 1,339) \text{ А.}$$

Захист обдуву на сторонах НН, СН, ВН працює з діями на увімкнення обдуву.

Висновок

На основі розрахунку основного захисту трансформатору ТДТН-16000/110/35/10 визначено уставки диференціального захисту на терміналі RET 670 виробництва «АВВ». Розраховані резервні захисти трансформатору – максимально-струмові захисти, захисти від перевантаження, від неповно фазного режиму та захист обдуву. Захист виконується за допомогою терміналів захисту REF 615 та REC 650.

4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ ПРИЄДНАННЯ ДО ІСНУЮЧОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НОВИХ СПРОЖИВАЧІВ

Структура споживання електроенергії весь час змінюється. Через появу нових споживачів, зникнення старих та зміни установленної потужності існуючих повинні змінюватись і електричні мережі, аби задовольняти усім потребам.

Спорудження та заміна елементів електроустановок у електроенергетиці вимагає значних інвестицій, тому подібні проекти повинні мати економічне обґрунтування.

4.1 Опис ідеї проекту

Ідея стартап-проекту представлена у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки за-стосування	Вигоди для користувача	Вигоди для енергетичних підприємств
1) Розвиток розподільної електричної мережі 110 кВ для забезпечення електроенергією нових вузлів навантаження. 2) Збільшення обсягів послуг з передачі і розподілу електричної енергії. 3) Збільшення обсягів виробництва електроенергії	1. Передача електричної енергії мережею, що проектується від ПС 110 кВ до споживачів на шинах 35 і 10 кВ. 2. Можливість підключення нових споживачів електроенергії в майбутньому	Можливість подальшого розвитку, створення нових робочих місць	Можливість подальшого розвитку мереж регіону
		Покращення надійності енергопостачання	
		Енергоефективність	
		Підвищення якості електричної енергії	
			Збільшення прибутків від виробництва електричної енергії надання послуг з її передачі і розподілу. Зменшення власних коштів для інвестицій за рахунок отримання від споживачів плати за приєднання

Запропоновані варіанти схем розвитку мережі мають відповідати вимогам норм технологічного проектування електричних мереж, підстанцій, ліній електропередачі, ПУЕ та інших нормативних документів. Також, порівняно з пропозиціями конкурентів, схема повинна мати не гірші показники надійності та бути економічно ефективнішою.

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Для визначення того, чи ідея проекту є технологічно здійсненною, проведено аналіз, наведений у табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Розвиток електричної мережі 110 кВ для забезпечення електроенергією нових споживачів	Вибір оптимальної схеми мережі: - метод моментів; - техніко-економічне порівняння	Наявні	Доступні
2		Розрахунок електричних режимів: - PowerFactory; - MathLab	Наявні	Доступність обмежена
3		Вибір комірок, вимикачів та іншої комутаційної апаратури на ПС в ланцюгах ПЛ: - ГКД 341.004.001-94; - ПУЕ	Наявна	Доступні
4		Вибір трансформаторів на ПС: - ГКД 341.004.001-94	Наявна	Доступні
5		Вибір проводів ЛЕП: - ГКД 341.004. 002-94; - Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередач 0,38-750 кВ.	Наявна	Доступні
	Обрані технології реалізації ідеї проекту: усі			

Розглянуті варіанти схем електропостачання нових споживачів наведені на рис. 4.1 та 4.2. У кожному варіанті, що розглядається, у нових центрах навантаження будуть побудовані ПС 110 кВ.

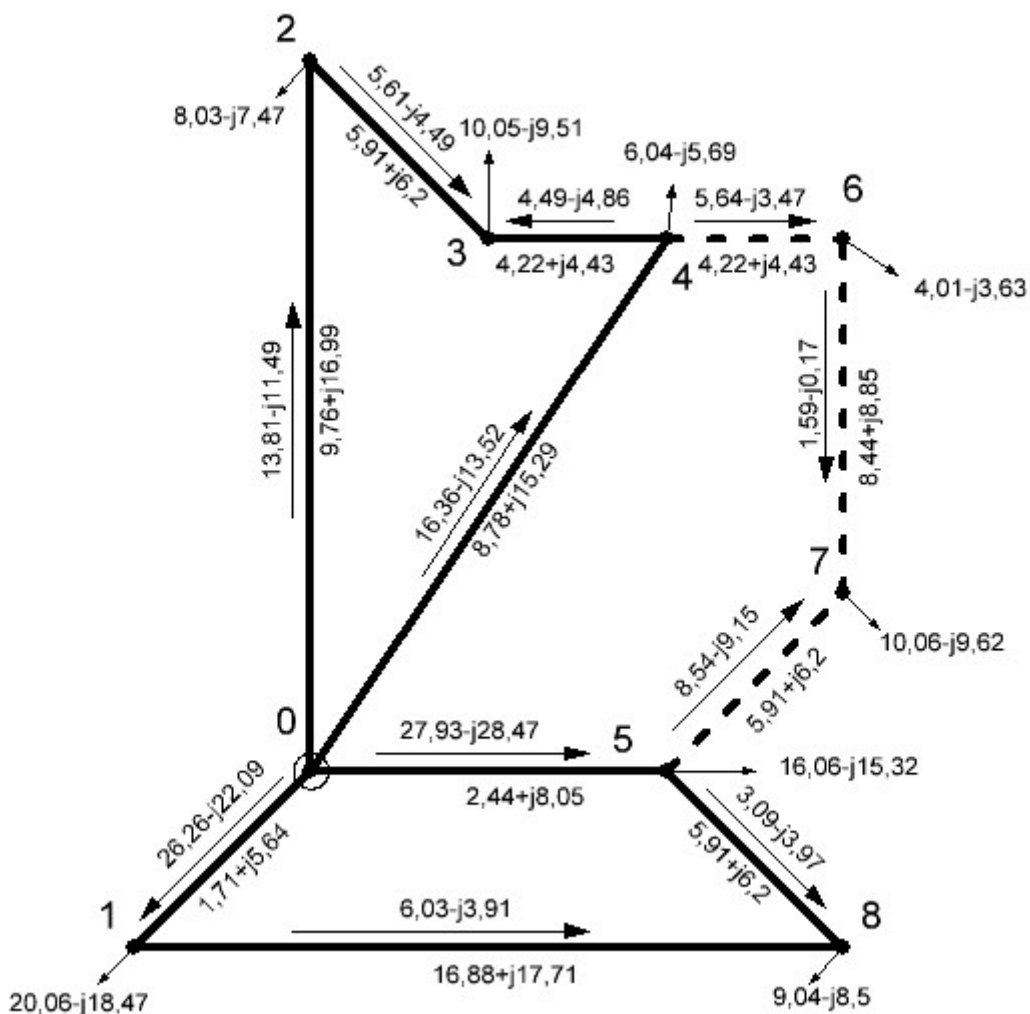


Рис. 4.1 – Перший варіант схеми розвитку мережі та потокорозподіл у цій мережі в режимі максимальних навантажень

Варіант 1

Для живлення пунктів 6 та 7 буде добудовано новий контур до двох існуючих кільцевих мереж. Цей варіант потребує реконструкції прохідних підстанцій ПС 4 та ПС 5 із заміною схеми РУ 110 кВ «місток» на схему «збірні шини».

Усі лінії існуючою мережі та лінії, що проектується, – одноланцюгові.

За результатами розрахунків в режимі максимальних навантажень струми головних ділянок значно менші, ніж гранично допустимі струми за нагрівом. Таким чином, проектувана мережа матиме запас статичної та динамічної стійкості. Це дає

можливість передавати у майбутньому через головні ділянки значно більші потужності, приєднавши значну кількість нових споживачів, без модернізації цих ліній.

За результатами розрахунків післяаварійного режиму, у якому відключена найбільш завантажена головна ділянка 0-5, струми ліній не перевищують гранично допустимих значень. У цьому післяаварійному режимі можна забезпечити допустимі значення напруг на шинах НН підстанцій за допомогою РПН трансформаторів.

У нормальному режимі максимальних навантажень за ділянкою 6-7 передається незначна потужність, тому ця ділянка може бути резервною. У разі обмеженості інвестицій на початковому етапі, ця ділянка може бути добудована пізніше.

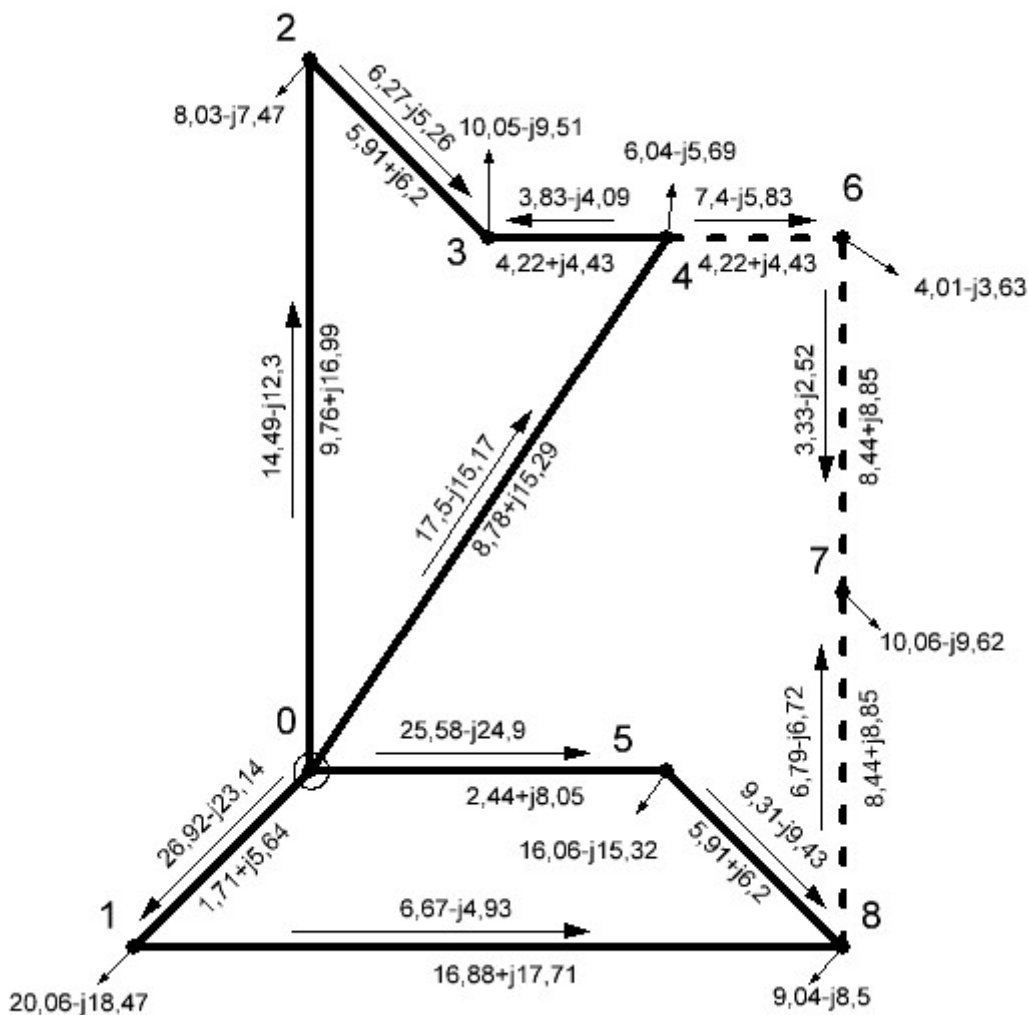


Рис. 4.2 – Другий варіант схеми розвитку мережі

Варіант 2

У другому варіанті також проектується спорудження ще одного контуру. При цьому необхідна модернізація підстанцій ПС 4 та ПС 8 із зміною схеми РУ 110 кВ «місток» на «збірні шини». Нових ліній також споруджується три. Усі існуючі та нові лінії – одноланцюгові.

В режимі максимальних навантажень струми головних ділянок значно менші, ніж гранично допустимі струми за нагрівом. Мережа матиме запас статичної та динамічної стійкості. Це дає можливість передавати у майбутньому через головні ділянки значно більші потужності, приєднавши значну кількість нових споживачів.

За результатами розрахунків післяаварійного режиму, у якому відключена найбільш завантажена ділянка 0-1, струми ліній не перевищують гранично допустимих значень. У цьому режимі можна забезпечити допустимі значення напруг на шинах НН підстанцій за допомогою РПН трансформаторів.

Результати аналізу варіантів наведені у табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Визначення сильних, слабких і нейтральних характеристик конкурентних варіантів розвитку схеми мережі

№ п/п	Техніко-економічні характеристики	Конкурентні варіанти		W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		Варіант 1	Варіант 2			
1	Довжина одноланцюгових ПЛ 110 кВ, км	232	238	B2	–	B1
2	Встановлена потужність трансформаторів 110 кВ на ПС, МВА	16,3	16,3	–	B1,B2	–
3	Завантаженість трансформаторів на ПС в режимі максимальних навантажень, %	55	55	–	B1,B2	–
4.1	Кількість прохідних ПС 110 кВ (110-3 за НТП ПС, ПУЕ), шт.	2	2	–	B1,B2	–
4.2	Кількість вузлових ПС 110 кВ (110-6 за НТП ПС, ПУЕ), шт.	0	0			
4.3	Кількість ПС 110 кВ, що потребують реконструкції, шт.	2	2			
5	Втрати активної потужності в ЛЕП в режимі максимальних навантажень, МВт	1,209	1,234	B2	–	B1
6	Щорічні експлуатаційні витрати, млн. грн.	4,581	4,692	B2	–	B1

За розглянутими слабкими, сильними та нейтральними властивостями та характеристиками ідеї послуги з передачі електроенергії виконується фінансово-економічний аналіз та формування конкурентоспроможності ідеї.

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

В електроенергетиці дані, що стосуються прогнозного попиту, обсягів та динаміки розвитку ринку у більшості випадків надає замовник на початку проектування. Для можливості порівняння конкурентних варіантів ці дані мають бути однаковими для всіх варіантів, що розглядаються.

Вкладені інвестиції повертаються за рахунок оплати споживачами приєднання до мережі, надбавки до тарифу на передачу та розподіл електроенергії.

Порівняння конкурентних варіантів здійснюється за значеннями оптимуму витратних показників, які розраховуються нижче.

4.4 Фінансово-економічний аналіз

Для порівняння варіантів прийняті такі припущення:

- 1) Інвестиції в реконструкцію відбуваються за 1-2 роки;
- 2) Максимальні потужності, що споживаються у пунктах, $P_{\max.i}$ та число годин використання максимуму $T_{\max}$ прийняті незмінними протягом періоду експлуатації;
- 3) податок на прибуток $p = 16\%$;
- 4) норма дисконту $E = 0,1$ (1/рік);
- 5) тариф на вході у мережу прийнятий $C_{BX} = 2$ грн/(кВт·год).

Розраховано інвестиційні витрати на спорудження нових та реконструкцію існуючих підстанцій (табл. 4.4) та на будівництво ліній електропередачі (табл. 4.5) в

цінах, приведених до курсу 2020 року. Індекс інфляції станом на 1.11.2020 складає $k_{\text{інф}} = 5,55$.

Таблиця 4.4 – Розрахунок капіталовкладень у підстанції

№ ПС	S_{TP} , МВ·А	Варіант			
		1		2	
		№ схеми по НТП ПС на стороні 110 кВ	Вартість будівництва, млн. грн.	№ схеми по НТП ПС на стороні 110 кВ	Вартість будівництва, млн. грн.
6	2×6,3	110-3	71,04	110-3	71,04
7	2×10	110-3	76,03	110-3	76,03
Реконструкція ПС 4		110-6(3)	26,63	110-6(3)	26,63
Реконструкція ПС 5		110-6(3)	26,63	–	–
Реконструкція ПС 8		–	–	110-6(3)	26,63
РАЗОМ			200,33		200,33

Таблиця 4.5 – Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередачі

Ділянка	Довжина, км	Вартість, млн. грн.					
		Варіант 1			Варіант 2		
		Переріз проводу	1 км	Загальна	Переріз проводу	1 км	Загальна
4-6	10	1×АС-70/11	1,53	15,3	1×АС-70/11	1,53	15,3
6-7	20	1×АС-70/11	1,53	30,6	1×АС-70/11	1,53	30,6
5-7	14	1×АС-70/11	1,53	21,42	–	–	–
7-8	20	–	–	–	1×АС-70/11	1,53	30,6
РАЗОМ				67,32			76,5

Сумарні інвестиції складають:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЕП}} + K_{\text{ПС}} \quad (4.1)$$

де $K_{\text{ЛЕП}}$ – сумарні капіталовкладення в лінії за табл. 4.5;

$K_{\text{ПС}}$ – сумарні капіталовкладення в підстанції за табл. 4.4.

Сумарні інвестиції у перший варіант:

$$K_{\Sigma 1} = 67,32 + 200,33 = 267,65 \text{ млн. грн.}$$

Сумарні інвестиції у другий варіант:

$$K_{\Sigma 2} = 76,5 + 200,33 = 276,83 \text{ млн. грн.}$$

4.5 Визначення основних фінансово-економічних показників

Втрати активної потужності у першому варіанті мережі були розраховані при визначенні поточкорозподілу в режимі максимальних навантажень. Для другого варіанту виконуємо аналогічний розрахунок. Отримані значення:

Для першого варіанту $\Delta P_{\Sigma 1} = 1,209 \text{ МВт.}$

Для другого варіанту $\Delta P_{\Sigma 2} = 1,234 \text{ МВт.}$

Число годин використання максимуму навантаження:

$$T_{\max} = 4300 \text{ год./рік.}$$

Час максимальних втрат:

$$\tau = \left(0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + 4300 \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760 = 2690 \text{ год/рік.}$$

Знаходимо витрати активної енергії в мережі:

Для першого варіанту: $\Delta A_1 = \tau \cdot \Delta P_{\Sigma 1} = 2690 \cdot 1,209 = 3251 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік.}$

Для другого варіанту: $\Delta A_2 = \tau \cdot \Delta P_{\Sigma 2} = 2690 \cdot 1,234 = 3318 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік.}$

Сумарне максимальне навантаження пунктів, що приєднуються, складася:

$$P_{\max} = 14 \text{ МВт.}$$

Тариф на передачу та розподіл електроенергії ("цінову надбавку" для фінансування нового будівництва та експлуатації мережі) можна визначити як різницю тарифів на виході та на вході у мережу. Прийняте значення тарифу:

$$C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}} = 0,55 \text{ грн/(кВт} \cdot \text{год)} = 550 \text{ грн/(МВт} \cdot \text{год)}.$$

Збільшення доходу за транзит додаткових обсягів електричної енергії однако-
ве для усіх варіантів, воно дорівнює:

$$D = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (U_{\text{ВНХ}} - U_{\text{ВХ}}) = 14 \cdot 4300 \cdot 550 = 33,11 \cdot 10^6 \text{ грн. /рік}$$

Для нових підстанцій сумарні втрати активної потужності у трансформаторах однакові для обох варіантів:

$$\Delta A_{\text{КЗ}} = \tau \cdot \sum \Delta P_{\text{КЗ}} = 2690 \cdot (2 \cdot 58 + 2 \cdot 76) \cdot 10^{-3} = 720,54 \text{ МВт} \cdot \text{год. /рік},$$

$$\Delta A_{\text{ХХ}} = 8760 \cdot \sum \Delta P_{\text{ХХ}} = 8760 \cdot (2 \cdot 14 + 2 \cdot 17) \cdot 10^{-3} = 543,12 \text{ МВт} \cdot \text{год. /рік}$$

Розрахунок річних витрат зведений в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Розрахунок річних витрат і собівартості

Витрати, млн. грн/рік	Варіант	
	1	2
Щорічні витрати на обслуговування та ремонт		
ПЛ – $1,2\% \cdot K$	0,81	0,92
ПС – $2,4\% \cdot K$	4,81	4,81
Всього експлуатаційні витрати	5,62	5,73
Амортизаційні відрахування		
ПЛ – $2,0\% \cdot K$	1,35	1,53
ПС – $3,6\% \cdot K$	7,21	7,21
Всього амортизаційні відрахування	8,56	8,74
Збільшення витрат на купівлю електроенергії, що втрачається в мережі		
змінні в трансформаторах $U_{\text{ВХ}} \cdot \Delta A_{\text{КЗ}}$	1,44	
постійні в трансформаторах $U_{\text{ВХ}} \cdot \Delta A_{\text{ХХ}} \cdot 0,75$	0,81	
в ЛЕП $U_{\text{ВХ}} \cdot \Delta A$	6,5	6,64
Всього вартість втрат	8,75	8,89
Всього витрат (В)	22,93	23,36
Середньорічний обсяг електричної енергії, яка передається мережею, $W_{\text{пер}} = P_{\max} \cdot T_{\max}$, $\frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$	60 200	
Собівартість передачі електроенергії, $\frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$	0,381	0,388

Розраховано основні фінансово-економічні показники. Результати наведені в табл. 4.7. За результатами розрахунків табл. 4.7 можна зробити висновок, що перший варіант економічно вигідніший.

Таблиця 4.7 – Розрахунок фінансово-економічних показників

Показники	Варіанти	
	1	2
Середньорічний обсяг електричної енергії, що передається мережею, $W_{пер} = P_{max} \cdot T_{max}$, $\frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$	60 200	
Дохід, млн. грн. /рік $D = P_{max} \cdot T_{max} \cdot (C_{ВИХ} - C_{ВХ})$	33,11	
Прибуток, млн. грн. /рік $\Pi_B = D - B$	10,18	9,75
Податок на прибуток, млн. грн. /рік $H_{\Pi} = p \cdot \Pi_B$	1,63	1,56
Чистий прибуток, млн. грн. /рік $\Pi_P = \Pi_B - H_{\Pi}$	8,55	8,19
Інтегральний ефект, млн. грн. $\Pi_{ДС} = \frac{\Pi_P + A_P}{E} - K$	47,16	38,66
Рентабельність інвестицій, в.о. $R_i = \frac{\Pi_P + A_P}{K}$	0,118	0,114
Строк окупності інвестицій, років $T_{OK} = \frac{1}{R_i}$	8,5	8,77
Сумарні дисконтовані затрати $З_{ДС} = \frac{B_E + B_{ВТР}}{E} + K$	411,35	423,03

4.1 Оцінка ризиків

Ризики, спричинені похибками вхідних даних, враховуються за допомогою аналізу чутливості інтегрального ефекту $\Pi_{ДС}$ до зміни вихідних даних.

1. Зміна цінової надбавки $(C_{ВИХ} - C_{ВХ})$ в діапазоні від 0,4 до 0,7 грн/(кВт·год). З рис. 4.3 видно, що для першого варіанту мінімальний тариф на передачу електроенергії, за якого проект ще залишається ефективним, складає 0,457 грн/(кВт·год), а для другого варіанту – 0,474 грн/(кВт·год).

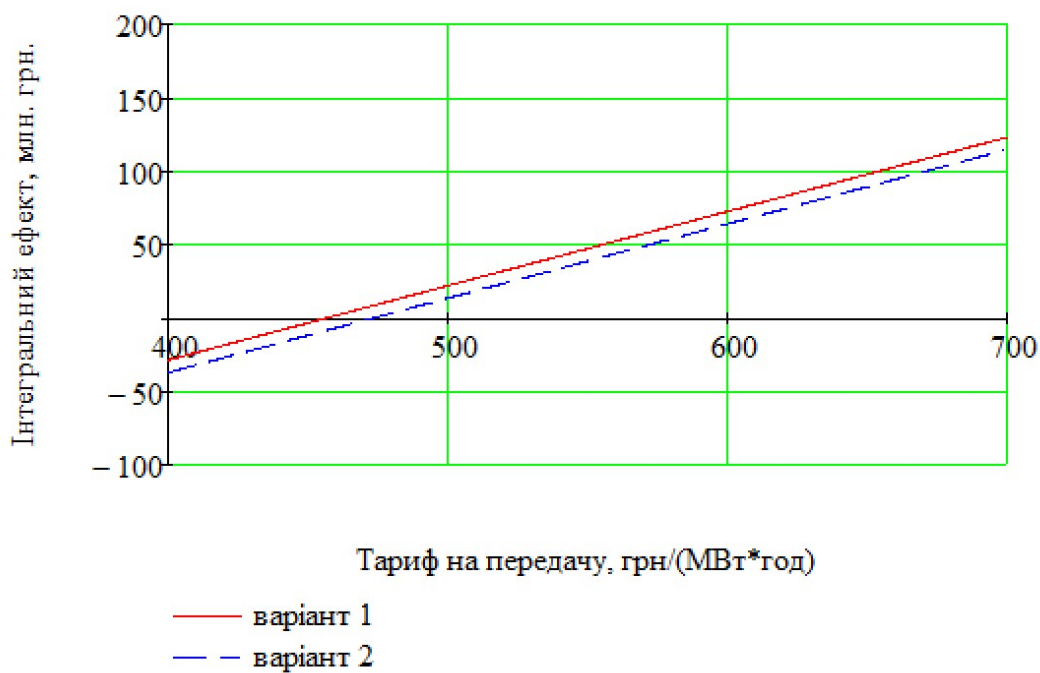


Рис. 4.3 – Графік залежності інтегрального ефекту від тарифу на передачу електроенергії

2. Збільшення вартості електроенергії на вході в мережу. Як видно з результатів (рис. 4.4), перший варіант мережі стає не вигідним при

$$C_{BX} = 3,28 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}, \text{ а другий – при } C_{BX} = 3,04 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}.$$

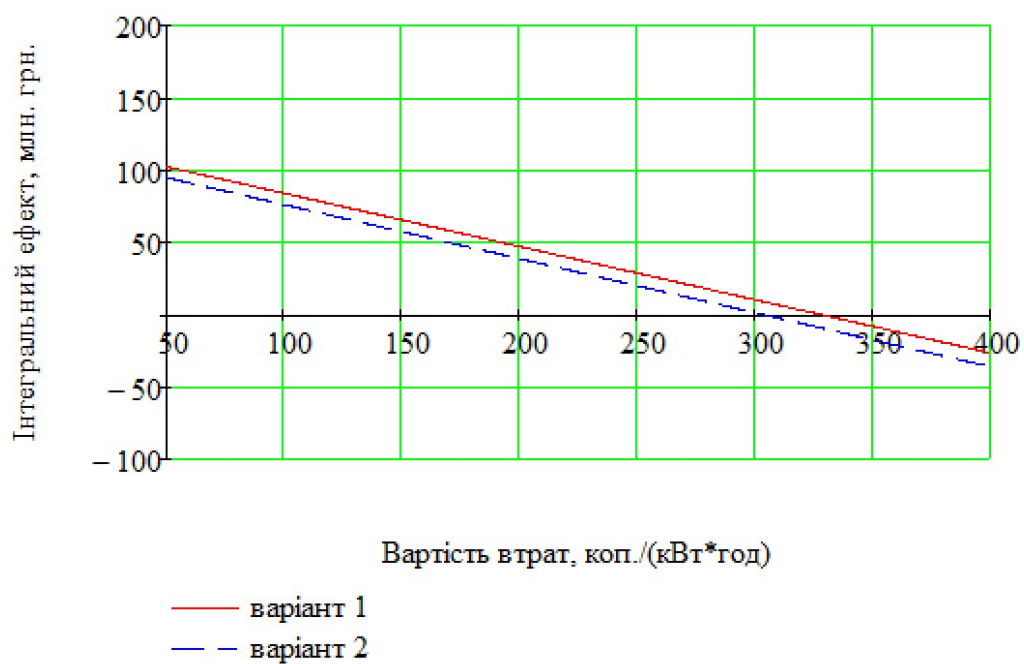


Рис. 4.4 – Графік залежності інтегрального ефекту від вартості втрат

3. Зміна податку на прибуток (рис. 4.5). З графіку видно, що обидва варіанти, що розглядаються, ефективні навіть при значному збільшенні податку на прибуток.



Рис. 4.5 – Графік залежності інтегрального ефекту від податку на прибуток

4.2 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

SWOT-аналіз (матриці аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities) наведений у табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – SWOT- аналіз стартап-проекту

Сильні сторони - надійність; - менші втрати електричної енергії порівняно з іншими варіантами; - менші капіталовкладення, ніж у іншому варіанті	Слабкі сторони - великі питомі капіталовкладення на кіловат потужності
Можливості - мережа має значний запас пропускної здатності, тому є можливість підключення ще споживачів значної сумарної потужності у майбутньому	Загрози - встановлення Державним регулятором тарифу на передачу електроенергії, меншого за розрахований; - збільшення прийнятих у розрахунках капіталовкладень внаслідок інфляції; - фактична потужність, що споживається приєднаними пунктами, може виявитись менше за розрахункову

Висновки до розділу

Розроблено основні етапи розроблення стартап-проекту зі спорудження нових ділянок розподільчої електричної мережі для живлення нових споживачів. За допомогою розрахунків фінансово-економічних показників порівняні різні варіанти схем розбудови мережі та проведена оцінка ризиків.

В результаті порівняння оптимальним для реалізації виявився перший варіант схеми розвитку мережі.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕНЕРГОАКУМУЛЮЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ

Вступ

У цьому розділі розглядаються небезпечні та шкідливі чинники при експлуатації енергоакумулюючих потужностей та заходи і засоби для їх усунення або обмеження.

Виконано розрахунок струмів заряду і розряду батарей.

5.1 Технічні характеристики акумуляторних батарей

На підстанціях проектованої мережі встановлені акумуляторні батареї.

Показники загальної характеристики надані у табл. 5.1. Технічні характеристики акумуляторної батареї наведені у табл. 5.2.

Таблиця 5.1 – Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
1	2	3	4	5
Акумуляторне приміщення	Внутрішня ЕУ	У приміщенні підстанції	Особливо небезпечне приміщення	Категорія Д

Таблиця 5.2 – Показники технічних характеристик ЕУ

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення показника
1	2	3
Акумуляторна батарея EP-4850-15A	Кількість	10
	Ємність при 25°C, А год	50
	Рекомендована напруга заряду, В	Від 53,5 до 54
	Рекомендований струм заряду, А	10
	Номінальна напруга, В	48
	Максимальний струм заряду, А	50
	Максимальний струм тривалого розряду, А	50
	Напруга відключення розряду, В	40
	Діапазон робочих напруг, В	Від 40 до 54
	Габаритні розміри, мм	483×380×133
	Маса, кг	24 кг

5.2 Визначення та оцінка умов праці на робочих місцях

Показники умов праці при роботі з акумуляторними батареями надані у табл.

5.3.

Таблиця 5.3 – Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
1	2	3
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість Швидкість вітру	(15...25) °C (60...85) % (0,01...0,05) м/с
Важкість праці	Переміщення вантажів Робоче положення Статичні та динамічні навантаження Категорія робіт	До 24 кг «сидячи», «стоячи» 55 Вт, (140...174) (Вт·год) Іб категорія
Напруженість праці	Змінність Акумуляторні батареї ЕР-4850-15А підключаються до ПК та налаштовуються за допомогою відповідного програмного забезпечення. Під час подальшої експлуатації вони не потребують обслуговування Категорія	3 зміни, 8 годин І категорія

5.3. Визначення та оцінка шкідливих та небезпечних виробничих чинників

На персонал підстанції можуть впливати шкідливі та небезпечні чинники, що наведені у табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Перелік небезпечних та шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
1	2	3
Електричного походження		
Напруга	220 В у мережі власних потреб приміщення ЗПК	6 В
Максимальний струм при розряді	500 А (10 акумуляторних батарей з максимальним струмом розряду 50 А)	0,6 мА
Оцінка умов праці	Шкідливі I категорії	

5.4. Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Наводимо перелік техніко-організаційних заходів з безпеки виконання робіт (табл. 5.5).

Таблиця 5.5 – Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
1	2	3
Технічні заходи з електробезпеки		
Заземлення	Захисне заземлення приміщення ЗПК	Контур зі сталевієї полоси, з'єднаний із заземленням підстанції не менш, ніж у двох місцях
Вирівнювання потенціалів	Система вирівнювання потенціалів	З'єднання захисними провідниками усіх струмопровідних елементів конструкції та комунікацій приміщення ЗПК
Організаційні заходи з електробезпеки		
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи поблизу струмопровідних частин ЕУ	Поточна експлуатація

5.5. Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих чинників

Результати вибору потрібних ЗІЗ наведено у табл. 5.6.

Таблиця 5.6 – Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал.	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
1	2	3	4	5
Робочий костюм	Технологічний	«Північ Спецодяг». Костюм.	1 рік використання	Під час роботи у приміщенні
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	МЗ «Електра». Черевики.	6 місяців	Під час переміщення вантажів масою до 15 кг
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички, поліестер з бавовною.	5 робочих змін	Під час монтажних робіт
Захист голови	Захист від електричного струму	Каска від механічного впливу. Полікарбонат.	2 роки	Під час монтажних робіт
Захист очей	Захист від електричної дуги ті ультрафіолетового випромінювання	Закриті подвійні окуляри. Полікарбонат.	2 роки	Під час робіт в ЕУ

5.6. Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Результати вибору первинних засобів до тушіння пожеж, а також технічних та організаційних заходів наведені у (табл. 5.7).

Таблиця 5.7 – Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
1	2	3
Технічні		
Вуглекислотний вогнегасник ВВ-2:	Пересувний, тривалість дії – 25 с, довжина струмені – 5м	У приміщенні ЗПК. При загорянні літєвого акумулятору застосовуються звичайні засоби пожежогасіння
Організаційні		
Безпечна експлуатація	Виконання вимог інструкції з експлуатації акумуляторної батареї.	Не допускати нагрівання акумуляторної батареї понад 60°C та охолодження понад мінус 20°C

5.7. Розрахунок струму заряду та розряду акумуляторної батареї

Для засобів зв'язку та телемеханіки тривалість аварійного режиму складає 1-2 с, для решти приймачів оперативного струму – 0,5 год. Перелік споживачів власних потреб підстанції наведений у табл. 5.8.

Таблиця 5.8 – Споживачі власних потреб підстанції

Споживачі власних потреб	Потужність, кВт
Оперативні кола змінного струму	1
Електродвигуни систем охолодження трансформаторів	3
Панель напідпровідникового зарядно-підзарядного пристрою АКБ	5
Освітлення	1
Електроживлення приміщень	5
Підігрів високовольтної комутаційної апаратури та шаф	2
Вентиляція	1
Інші навантаження ЗПК	1
Зв'язок та телемеханіка	2
Загалом:	21

Вважаючи ККД інвертора рівним 95%, а середньозважений коефіцієнт потужності споживачів $\cos \varphi = 0,9$, знаходимо струм розряду акумулятору

$$I_p = \frac{P}{U_{AB} \cdot \eta \cdot \cos \varphi} = \frac{21 \cdot 10^3}{50 \cdot 0,95 \cdot 0,9} = 491 \text{ А.}$$

Оскільки максимальний струм тривалого розряду акумуляторної батареї вибраної марки $I_{pAB} = 50 \text{ А}$, потрібна кількість батарей

$$n_{AB} = \frac{I_p}{I_{pAB}} = \frac{491}{50} = 9,83 \approx 10.$$

Отже, приймаємо до встановлення 10 акумуляторних батарей ЕР-4850-15А.

Рекомендований струм заряду $I_{зAB} = 10 \text{ А}$, отже, струм заряду усіх АБ складатиме

$$I_z = n_{AB} \cdot I_{зAB} = 10 \cdot 10 = 100 \text{ А.}$$

Ємність акумуляторної батареї $C_{AB} = 50 \text{ А} \cdot \text{год.}$

Час повного заряду приблизно

$$t_z \approx \frac{C_{AB}}{I_{зAB}} = \frac{50}{10} = 5 \text{ годин.}$$

Висновок по розділу

Розроблено заходи з безпеки праці при роботі на підстанції з акумуляторними батареями. Вибрані сучасні акумуляторні батареї не створюють додаткових шкідливих чинників, крім електричних.

Розглянуто вимоги пожежної безпеки при експлуатації літєвих акумуляторів.

Розрахований струм заряду та розряду акумуляторної батареї.

ВИСНОВОК

Установлено за заданим ситуаційним планом шість варіантів конфігурації мережі, для яких було проведено техніко-економічне порівняння, за результатами якого для подальшого розрахунку була обрана перша схема. За методом контурних рівнянь виконані ітераційні розрахунки режиму максимальних навантажень та після аварійного режиму при відключенні найбільш завантаженої головної ділянки. Розраховані поточкорозподіли у цих режимах та значення напруги у кожному пункті. Для розглянутих режимів бути обрані регулювальні відгалуження РПН та ПБВ, які дозволяють підтримувати рівні напруг на шинах НН та СН трансформаторів на прийнятному рівні.

На основі аналізу розглянута вузлова підстанція 110/35/10, що знаходиться у 5 пункті електричної мережі, що проектується.

Розроблено схеми розподільчих пристроїв на сторонах 110, 35 та 10 кВ. Розраховані струми КЗ на ВРП 110 кВ, ВРП 35 кВ та ЗРП 10 кВ, для чого виконувались еквівалентні перетворення схем заміщення прямої та нульової послідовності.

За розрахунковими даними були вибрані та перевірені за умовами КЗ електричні апарати та елементи підстанції: вимикачі, роз'єднувачі, збірні шини, запобіжники та вимірювальні пристрої. Також розглянуто освітлення підстанції та його живлення, розраховано блискавкозахист.

На основі розрахунку основного захисту трансформатору ТДТН-16000/110/35/10 визначено уставки диференціального захисту на терміналі RET 670 виробництва «ABB». Розраховані резервні захисти трансформатору – максимально-струмові захисти, захисти від перевантаження, від неповно фазного режиму та захист обдуву. Захист виконується за допомогою терміналів захисту REF 615 та REC 650.

Розроблено основні етапи розроблення стартап-проекту зі спорудження нових ділянок розподільчої електричної мережі для живлення нових споживачів. За допо-

могою розрахунків фінансово-економічних показників порівняні різні варіанти схем розбудови мережі та проведена оцінка ризиків.

В результаті порівняння оптимальним для реалізації виявився перший варіант схеми розвитку мережі.

Розроблено заходи з безпеки праці при роботі на підстанції з акумуляторними батареями. Вибрані сучасні акумуляторні батареї не створюють додаткових шкідливих чинників, крім електричних.

Розглянуто вимоги пожежної безпеки при експлуатації літєвих акумуляторів.

Розрахований струм заряду та розряду акумуляторної батареї.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сулейманов Віктор Миколайович. Методичні вказівки до виконання дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр» з тематики районних електричних мереж для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців з напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський. – Київ: ІВЦ «Видавництво Політехніка», 2007. – 100 с.
2. Сулейманов Віктор Михайлович. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем / Віктор Сулейманов – Київ: НМК, 1992. – 207 с.
3. Правила улаштування електроустановок. Четверте видання, перероблене й доповнене. – Х.: «Видавництво Форт», 2011.
4. СТО 56947007-29.120.70.098-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы», 2011.
5. Розроблення стартап-проекту [Електронний ресурс]: Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ: НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с.
6. Третьякова Лариса Дмитрівна. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у магістерській дисертації для підготовки студентів КПІ ім. І. Сікорського освітньо-кваліфікаційного рівня «магістр» спеціальностей 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Л. Д. Третьякова, Л. О. Мітюк. – Київ: НТУУ «КПІ ім. І. Сікорського», ІЕЕ, 2020. – 58 с.
7. Охорона праці і промислова безпека: навчальний посібник / Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Третьякова Л.Д., Мітюк Л.О.[та ін.] ; за ред. К. Н. Ткачука – Київ: Лібра, 2010. – 425 с.

8. НАПБ Б.03.002-2007. Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2007. – 33 с.

9. ДНАОП 1.1.10-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів напругою до 500 кВ. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 1998. – 105 с.

10. ПТЕЕС. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів.- Київ, 2006.