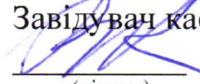


**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

(підпис) Кирик В.В.
(ініціали, прізвище)

“20” 12 2018 р.

Магістерська дисертація

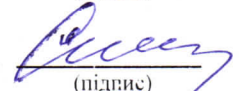
зі спеціальності **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

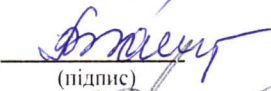
на тему: Використання математичних методів для оптимізації розвитку
енергосистем

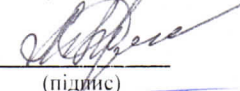
Виконав: студент 2(6) курсу, групи ЕС-71мп
(шифр групи)

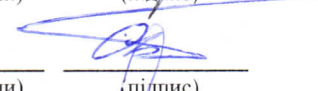
Поткалюк Валентин Романович
(прізвище, ім'я, по батькові) 
(підпис)

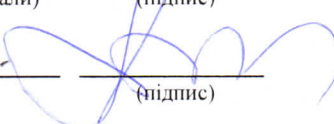
Науковий керівник доцент, к.т.н. Баженов В. А.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) 
(підпис)

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

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

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

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

Рецензент доцент, к.т.н. Денісенко П. М.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали) 
(підпис)

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

Студент 
(підпис)

Київ – 2018 року

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

**Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем**

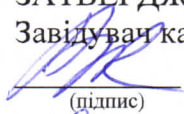
Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-професійною програмою

Спеціальність – **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

 **В. В. Кирик**
(підпис) (ініціали, прізвище)

«07» 11 2018 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Поткалюку Валентину Романовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Використання математичних методів для оптимізації розвитку енергосистем»,

науковий керівник дисертації доцент, к.т.н., Баженов Володимир Андрійович.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «07» листопада 2018 р. № 4107-с

2. Строк подання студентом дисертації «13» грудня 2018 р.

3. Об'єкт дослідження: повітряна лінія електропередавання напругою 220 кВ на залізобетонних опорах

4. Предмет дослідження: функція оптимальних витрат на будівництво та експлуатацію повітряної лінії напругою 220 кВ на залізобетонних опорах

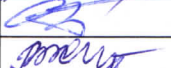
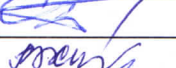
5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1. Побудувати функцію оптимальних витрат. 2. Виконати оптимізацію схеми електричної мережі. 3. Виконати розрахунок усталених режимів. 4. Спроекувати електричну частину підстанції 110/35/10 кВ. 5. Розрахувати релейний захист трансформатора 110/10 кВ. 6. Розробити стартап-проект. 7. Розробити заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях при експлуатації повітряних ліній 110 кВ.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1. Функція оптимальних витрат. 2. Метод економічних потенціалів. 3. Усталені режими роботи мережі. 4. Головна схема електричних з'єднань ПС 110/35/10 кВ. 5. План підстанції 110/35/10 кВ. 6. Розрізи підстанції 110/35/10 кВ. Розрізи 1-1...3-

3. 7. Релейний захист трансформатора на ПС-5. 8. Приєднання нових споживачів

7. Орієнтовний перелік публікацій: 1. Поткалюк В.Р. Методи оптимізації викиду в атмосферу шкідливих речовин електростанціями системи//Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики. – Київ : ФЕА КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. 2. Поткалюк В.Р. Використання функції оптимальних витрат на будівництво та експлуатацію при вирішенні задачі оптимізації розвитку енергосистем // Актуальні наукові дослідження в сучасному світі, – 2018, № XLV, Переяслав-Хмельницький, Україна.

8. Консультанти розділів дисертації

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

9. Дата видачі завдання «07» листопада 2018 р.

Календарний план

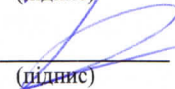
№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Використання математичних методів для оптимізації розвитку енергосистем	12.11.2018-15.11.2018	
2	Технічний проект проект районної електричної мережі	15.11.2018-19.11.2018	
3	Проект електричної підстанції 110/35/10 кВ	19.11.2018-22.11.2018	
4	Релейний захист трансформатора	22.11.2018-26.11.2018	
5	Розроблення стартап-проекту	26.11.2018-29.11.2018	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час регламентних робіт на ПЛ напругою 110 кВ	29.11.2018-03.12.2018	
7	Оформлення технічних креслень	03.12.2018-10.12.2018	

Студент


(підпис)

В.Р. Поткалюк
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації


(підпис)

В. А. Баженов
(ініціали, прізвище)

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	12
ВСТУП.....	13
1 ВИКОРИСТАННЯ МАТЕМАТИЧНИХ МЕТОДІВ ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РОЗВИТКУ ЕНЕРГОСИСТЕМ	14
1.1 Побудова функції оптимальних витрат на будівництво та експлуатацію лінії номінальною напругою 220 кВ на залізобетонних опорах	14
1.2 Апроксимація функції оптимальних витрат методом найменших квадратів	17
1.3 Оптимізація схеми електричної мережі методом економічних потенціалів	20
Висновки до розділу.....	26
2 ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	27
2.1 Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів	27
2.2 Попереднє визначення потокорозподілу мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)	30
2.3 Вибір перерізів ділянок мережі та їх перевірка	34
2.4 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі.....	45
2.5 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку	50
2.6 Розрахунок електричної мережі в режимі максимальних навантажень.....	53
2.7 Розрахунок післяаварійного режиму роботи електричної мережі.....	59
2.8 Розрахунок електричної мережі в режимі мінімальних навантажень	66
2.9 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій	72
Висновки до розділу.....	76
3 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ....	78

3.1 Загальні відомості та вхідні данні	78
3.2 Розрахунок опорів прямої та нульової послідовності схеми заміщенні мережі ..	78
3.3 Визначення струмів короткого замикання	84
3.4 Вибір та перевірка електрообладнання підстанції.....	91
Висновки до розділу.....	104
4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА	105
4.1 Загальні відомості.....	105
4.2 Розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора	107
4.3 Розрахунок максимального струмового захисту 11 кВ з пуском по напрузі.....	112
4.4 Розрахунок максимального струмового захисту 110 кВ з пуском по напрузі...	114
Висновки до розділу.....	115
5 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	116
5.1 Опис ідеї проекту	116
5.2 Технологічний аудит ідеї стартап-проекту.....	118
5.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап- проекту	121
5.4 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту	122
Висновки до розділу.....	128
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС РЕГЛАМЕНТНИХ РОБІТ НА ПЛ НАПРУГОЮ 110 кВ	129
6.1 Технічні характеристики нового енергетичного устаткування.....	129
6.2 Дослідження та аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників.....	130
6.3 Вибір і розрахунок технічних засобів і заходів безпеки до електроустановок ..	131
6.4 Надзвичайні ситуації під час виконання регламентних робіт на ПЛ напругою 110 кВ.....	136

Висновки до розділу.....	137
ВИСНОВОК.....	138
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	139
Додаток А. Результат перевірки на плагіат	140

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

РЕМ – Районна електрична мережа

ЛЕП – Лінія електропередавання

ЕЕС – Електроенергетична система

РПН – Регулювання під навантаженням

ПБЗ – Перемикання без збудження

ВН – Вища напруга

СН – Середня напруга

НН – Нижча напруга

ПС – Підстанція

ВРУ – Відкритий розподільчий пристрій

ЗРУ – Закритий розподільчий пристрій

КРП – Комплектний розподільчий пристрій

МСЗ – Максимальний струмовий захист

ВСТУП

Експлуатація електричних мереж і систем супроводжується матеріальними та паливними витратами та втратами відповідно на виробництво, передачу й розподіл електричної енергії, тому одним із важливих завдань в роботі енергосистем є підвищення паливної економічності їх режимів. Оптимізація режимів передбачає забезпечення паливно-економічної ефективності роботи ЕЕС за необхідної надійності та якості електропостачання споживачів. Розв'язання задач оптимізації у такій постановці є достатньо складним процесом, оскільки при цьому необхідно врахувати низку обмежень, що задаються у вигляді рівнянь та нерівностей, наприклад, обмеження за умовою допустимості нагрівання проводів електричних ліній, допустимих відхилень напруги, балансу потужності та ін.

Для вирішення цих задач важливе значення приймають питання оптимізації проектних і експлуатаційних рішень в енергетиці на основі застосування електронно обчислювальних машин. Основну увагу приділяють питанням оптимізації структури генеруючих потужностей, оптимального вибору енергетичного обладнання і вибору найбільш вигідних варіантів розвитку основних мереж енергосистем.

1 ВИКОРИСТАННЯ МАТЕМАТИЧНИХ МЕТОДІВ ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РОЗВИТКУ ЕНЕРГОСИСТЕМ

1.1 Побудова функції оптимальних витрат на будівництво та експлуатацію лінії номінальною напругою 220 кВ на залізобетонних опорах

При оптимізації розвитку електричних мереж енергосистеми на далеку перспективу вибирають її конфігурацію та рівень напруги на якому вона буде працювати, водночас встановлюючи черговість спорудження електроенергетичних об'єктів. В якості критерію оптимальності, при оптимізації розвитку ЕЕС використовують суму динамічних приведених витрат на будівництво та експлуатацію всіх елементів мережі. При вирішенні цієї задачі повинна бути врахована динаміка розвитку мереж енергосистеми, вимоги до надійності та якості енергопостачання, обмеження по пропускній спроможності ліній електропередавання та понижуючих підстанцій. Розглянуту задачу вирішують при заданому ситуаційному плані введення потужностей, тобто заданих у системі пунктів споживання та генерації.

Основним даними при оптимізації розвитку ЕЕС являються: рівні навантажень електричної мережі на різних етапах її розвитку; ситуаційний план або ж схема електричної мережі, яка включає в себе існуючі та намічені до спорудження лінії електропередавання та підстанції; техніко-економічні характеристики і вартісні показники складових мережі [1].

В якості критерію оптимальності при розв'язанні задачі оптимізації розвитку електричних систем використовують суму приведених питомих витрат на виробництво. Згідно цієї методики порівняння варіантів розвитку проводиться шляхом співвідношення економічної ефективності капіталовкладень, показником якої є мінімум функції сумарних дисконтованих затрат:

$$Z(P) \rightarrow \min$$

Функція сумарних дисконтованих на будівництво та експлуатацію має вигляд:

$$Z_{v0} = \frac{H_{пл} \cdot K_{v0}}{E} + K_{v0} + \frac{P^2 \cdot (r_{v0} \cdot Z_g \cdot \tau)}{U_n^2},$$

де, $H_{пл}$ - щорічні витрати на експлуатацію ЛЕП, що складають 1,2 % від обсягів капіталовкладень;

K_{v0} - кошти вкладені в одиницю довжини перерізу, тис. грн/км;

E - нормований коефіцієнт дисконту, що складає 0,1;

r_{v0} - погонний активний опір лінії електропередачі, Ом/км;

Z_g - питома вартість електроенергії, станом на 2018 рік складає 1,67 грн./кВт·год ;

τ - час максимальних втрат, год. [2].

Наведемо базові показники вартості ПЛ 220 кВ на залізобетонних опорах, з урахуванням знецінення вартості національної валюти, при застосуванні у будівництві різних за перерізом проводів та значення активних опорів використовуваних перерізів в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Показники перерізів ПЛ напругою 220 кВ

Переріз	АСК-300/48	2хАСК-300/48	АСК-400/18	2хАСК-400/18
K_{v0} , тис. грн/км	2300	3590	2525	3927
r_{v0} , Ом/км	0,098	0,049	0,076	0,038

Перед тим як знайти значення функції витрат, знайдемо значення числа годин максимальних втрат.

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10000})^2 \cdot 8760 = (0,124 + \frac{5800}{10000})^2 \cdot 8760 = 4342 \text{ год/рік.}$$

Отже, знайдемо для ПЛ з перерізом 300/48 вираз функції витрат:

$$Z_{v(300)} = \frac{H_{ПЛ} \cdot K_{v300}}{E} + K_{v300} + \frac{P^2 \cdot (r_{v300} \cdot 3_e \cdot \tau)}{U_H^2 \cdot E} = \frac{0,012 \cdot 2,3 \cdot 10^6}{0,1} + 2,3 \cdot 10^3 +$$

$$+ \frac{P^2 \cdot (0,098 \cdot 167 \cdot 10 \cdot 4342)}{220^2 \cdot 0,1} = 2,507 \cdot 10^6 + 146,807 \cdot P^2;$$

Аналогічно розрахуємо функції витрат для інших перерізів ПЛ 220 кВ:

$$Z_{v(2 \times 300)} = 3,914 \cdot 10^6 + 73,403 \cdot P^2;$$

$$Z_{v(400)} = 2,752 \cdot 10^6 + 113,850 \cdot P^2;$$

$$Z_{v(2 \times 400)} = 4,280 \cdot 10^6 + 56,925 \cdot P^2.$$

Отримавши, вирази функції витрат на будівництво та експлуатацію, побудуємо їх на одній координатній площині та виділимо нижню частину сімейства парабол кривих, яка і буде нашою функцією оптимальних витрат. Сімейство парабол функцій витрат наведемо на рис. 1.1.

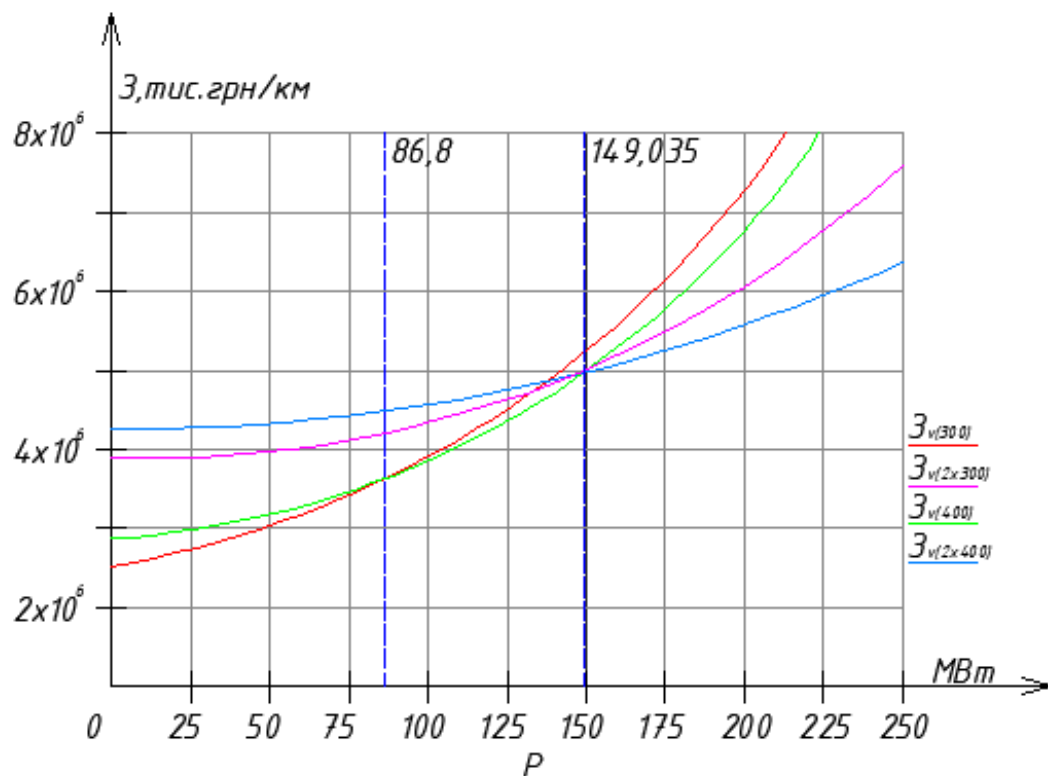


Рисунок 1.1 – Сімейство функцій витрат

Отже, як бачимо для застосування найоптимальнішими для ПЛ напругою 220 кВ є перерізи АСК – 300/48 на діапазоні передатної потужності від 0 до 86,8 МВт,

АСК – 400/18 від 86,8 до 149,035 МВт та дволанцюгове виконання ПЛ перерізом АСК – 400/18 від 149,035 МВт до допустимої потужності для даного перерізу. На рис. 1.2 покажемо функцію питомих витрат на спорудження та експлуатацію ПЛ.

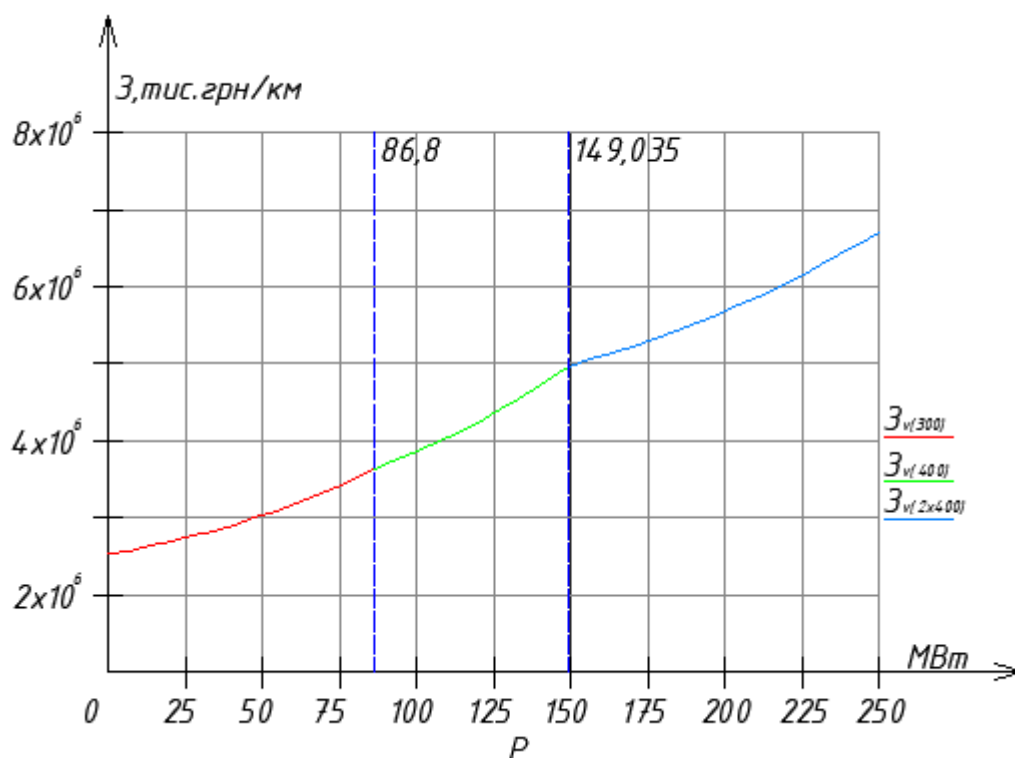


Рисунок 1.2 – Функція питомих витрат на будівництво та експлуатацію ПЛ номінальною напругою 220 кВ на залізобетонних опорах

1.2 Апроксимація функції оптимальних витрат методом найменших квадратів

На практиці часто виникає необхідність знайти функціональну залежність між величиною аргументу функції та значення самої функції, які отримані в результаті експерименту. Часто вид емпіричної залежності відомий, але числові параметри невідомі. З цією метою часто використовують метод найменших квадратів, суть якого полягає в наступному принципі: сума квадратів відхилень значення точки від апроксимуючої точки приймає найменше значення:

$$F(a_0, a_1) = \sum_{i=1}^n (y_i - (a_0 \cdot x_i + b))^2 \rightarrow \min$$

Рішення поставленого завдання зводиться до знаходження екстремуму даної функції двох змінних. Знаходимо частинні похідні функції за коефіцієнтами a і b і прирівнюємо їх до нуля.

$$\begin{cases} \frac{\partial F(a_0, a_1)}{\partial(a_0)} = -2 \sum_{i=1}^n (y_i - (a_0 \cdot x_i + b)) \cdot x_i = 0 \\ \frac{\partial F(a_0, a_1)}{\partial(a_1)} = -2 \sum_{i=1}^n (y_i - (a_0 \cdot x_i + b)) = 0 \end{cases}$$

Вирішивши дану систему рівнянь, знайдемо значення коефіцієнтів:

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

Розв'язавши дану систему рівнянь ми знайдемо бажані коефіцієнти лінійної функції [3].

У нашому випадку знайдемо коефіцієнти лінійної функції матричним способом, визначивши певні данні під час розрахунку. Розрахункові величини, що потрібні для розв'язку рівняння та знаходження коефіцієнтів наведемо в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Розрахункові данні

№ точки	P	$3(P)$	P^2	$Px3(P)$
1	2	3	4	5
1	0	2507	0	0
2	10	2522	100	25220
3	20	2566	400	51320
4	30	2639	900	79170
5	40	2742	1600	109680
6	50	2874	2500	143700
7	60	3036	3600	182160
8	70	3226	4900	225820

Закінчення таблиці 1.2

1	2	3	4	5
9	80	3347	6400	267760
10	86,8	3613	7534,24	313608,4
11	90	3674	8100	330660
12	100	3890	10000	389000
13	110	4129	12100	454190
14	120	4391	14400	526920
15	130	4676	16900	607880
16	140	4983	19600	697620
17	149,035	5545	22211,43	826399,075
18	160	5738	25600	918080
19	170	5926	28900	1007420
20	180	6125	32400	1102500
21	190	6335	36100	1203650
22	200	6557	40000	1311400
23	210	6791	44100	1426110
сума	2395,835	97832	338345,7	12200267,48

Розв'яжемо систему рівнянь і знайдемо коефіцієнти a_0 та a_1

$$\begin{cases} a_0 \cdot 338345,7 + a_1 \cdot 2395,835 = 12200267,48 \\ a_0 \cdot 2395,835 + a_1 \cdot 23 = 97832 \end{cases}$$

Розв'язавши дану систему рівнянь, знайдемо коефіцієнти :

$$a_0 = 1,895 \cdot 10^6$$

$$a_1 = 22,633 \cdot 10^3$$

Отже, вираз апроксимованої до лінійної форми функції оптимальних витрат на будівництво та експлуатацію матиме вигляд:

$$Z(P) = 1,895 \cdot 10^6 + 22633,94 \cdot P.$$

Зобразимо графічно дану функцію на рис. 1.3

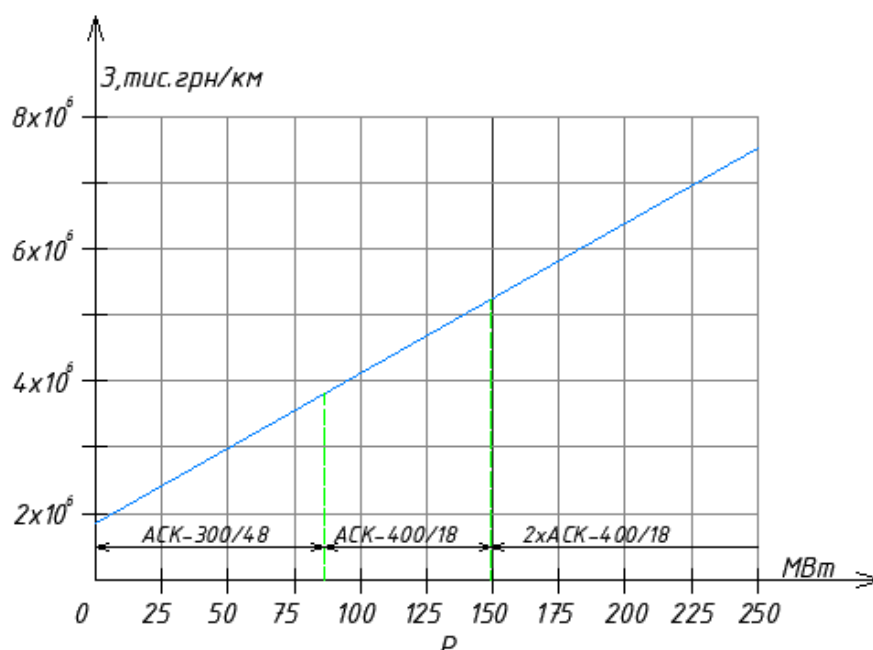


Рисунок 1.3 – Функція питомих витрат на будівництво та експлуатацію ПЛ номінальною напругою 220 кВ на залізобетонних опорах

1.3 Оптимізація схеми електричної мережі методом економічних потенціалів

Одним з можливих шляхів вирішення задачі оптимізації розвитку електричних мереж енергосистеми – є спрощення до відомих задач розрахункової математики, для вирішення яких можуть застосовуватися стандартні методи та алгоритми. Для вирішення транспортної задачі може бути використаний метод економічних потенціалів. Суть даного методу така, що зі складу вихідної розрахункової мережі, яка об'єднує всі допустимі гілки, виділяють розімкнену частину, тобто дерево мережі, що повинне забезпечити зв'язність усіх вузлів початкової схеми. Значення потенціалу балансуєчого пункту приймають нулю, а економічні потенціали початку та кінця гілок пов'язані між собою виразом:

$$\pi_j = \pi_i + C_{ij}$$

де, i та j – відповідно індекси початку та кінця гілок мережі.

У виразі слід приймати напрям гілки за напрям протікання потужності, лиш тоді потенціали вузлів мережі можуть бути знайдені за виразом, що наведений вище, при послідовному гілок розімкнутої мережі в напрямку від балансуючого пункту до кінцевих пунктів дерева. Далі знаходимо різницю економічних потенціалів для допустимих гілок мережі, які не були включені до складу дерева за виразом:

$$\varepsilon u_{ke} = \pi_e - \pi_k$$

Якщо для всіх гілок виконується умова $|\varepsilon u_{ke}| < C_{ke}$, то оптимальний план знайдено; якщо ж ні, включають гілку ke , для якої $|\varepsilon u_{ke}| > C_{ke}$, до складу дерева мережі. У свою чергу з дерева виключають лінію, якій відповідає найменше значення потоку потужності на шляху з пункту в пункт. Далі знову знаходять економічні потенціали вузлів мережі, різниця потенціалів для не включених в дерево гілок мережі, порівнюють отримані різниці з вартістю передачі одиничної потужності і т.д. [1].

Виконаємо оптимізацію схеми районної електричної мережі (РЕМ) методом економічних потенціалів, яка зображена на рис. 1.4.

Значення коефіцієнту C прирівняємо до значення довжин ділянок мережі помножене на коефіцієнт 2,04.

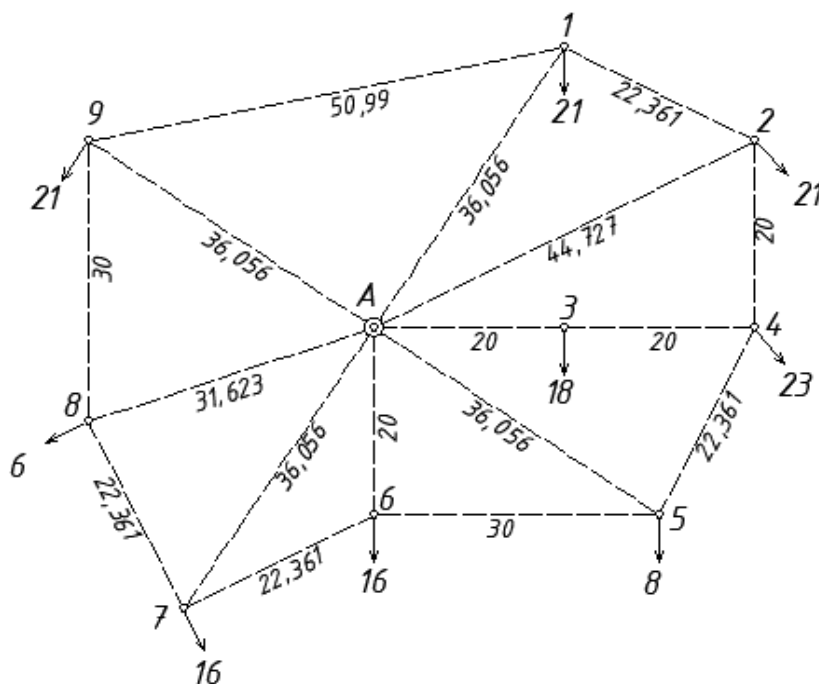


Рисунок 1.4 – Надлишкова схема РЕМ

Виділимо дерево мережі, видаливши по одній хорді з кожного контуру схеми не розриваючи зв'язок пунктів (1-9) з балансуючим пунктом А. Наведемо розімкнену мережу на першій ітерації розрахунку оптимальної схеми мережі методом економічних потенціалів на рис. 1.5.

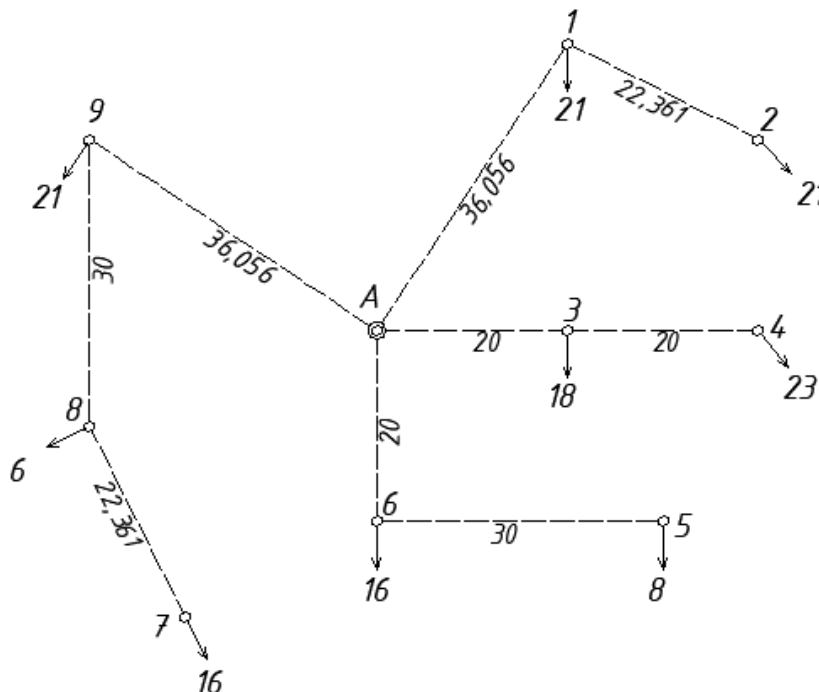


Рисунок 1.5 – Схема РЕМ на першому кроці оптимізаційного розрахунку

Знайдемо значення економічного потенціалу для кожного вузла:

$$\pi_1^{(0)} = \pi_0 + C_{01} = 0 + 73,554 = 73,554;$$

$$\pi_2^{(0)} = \pi_1 + C_{12} = 73,554 + 45,616 = 119,171;$$

$$\pi_3^{(0)} = \pi_0 + C_{03} = 0 + 40,8 = 40,8;$$

$$\pi_4^{(0)} = \pi_3 + C_{34} = 40,8 + 40,8 = 81,6;$$

$$\pi_6^{(0)} = \pi_0 + C_{06} = 0 + 40,8 = 40,8;$$

$$\pi_5^{(0)} = \pi_6 + C_{56} = 40,8 + 61,2 = 102;$$

$$\pi_9^{(0)} = \pi_0 + C_{09} = 0 + 73,554 = 73,554;$$

$$\pi_8^{(0)} = \pi_9 + C_{89} = 73,554 + 45,6116 = 119,171;$$

$$\pi_7^{(0)} = \pi_8 + C_{87} = 119,171 + 61,2 = 180,371.$$

Знайдемо різницю економічних потенціалів для гілок мережі, що не були включені до складу дерева та зрівняємо їх з вихідними:

гілка (1-9): $|\pi_1 - \pi_9| = |73,554 - 73,554| = 0 < C_{19} = 104,02$;

гілка (0-8): $|\pi_0 - \pi_8| = |0 - 119,171| = 119,171 > C_{08} = 64,511$;

гілка (0-7): $|\pi_0 - \pi_7| = |0 - 180,371| = 180,371 > C_{07} = 73,554$;

гілка (6-7): $|\pi_6 - \pi_7| = |40,8 - 180,371| = 139,571 > C_{67} = 73,554$;

гілка (0-5): $|\pi_0 - \pi_5| = |0 - 102| = 102 > C_{05} = 73,554$;

гілка (4-5): $|\pi_4 - \pi_5| = |81,6 - 102| = 20,4 < C_{45} = 45,616$;

гілка (2-4): $|\pi_2 - \pi_4| = |119,171 - 81,6| = 20,4 < C_{24} = 40,8$;

гілка (0-2): $|\pi_0 - \pi_2| = |0 - 119,171| = 119,171 > C_{02} = 91,243$.

З результатів розрахунку видно, що з дерева мережі потрібно виключити гілки 8-9, 7-8, 0-6, 5-6, 1-2, та ввести гілки 0-8, 0-7, 6-7, 0-5, 0-2. Наведемо розімкнену мережу на другій ітерації розрахунку оптимальної схеми мережі методом економічних потенціалів на рис. 1.6.

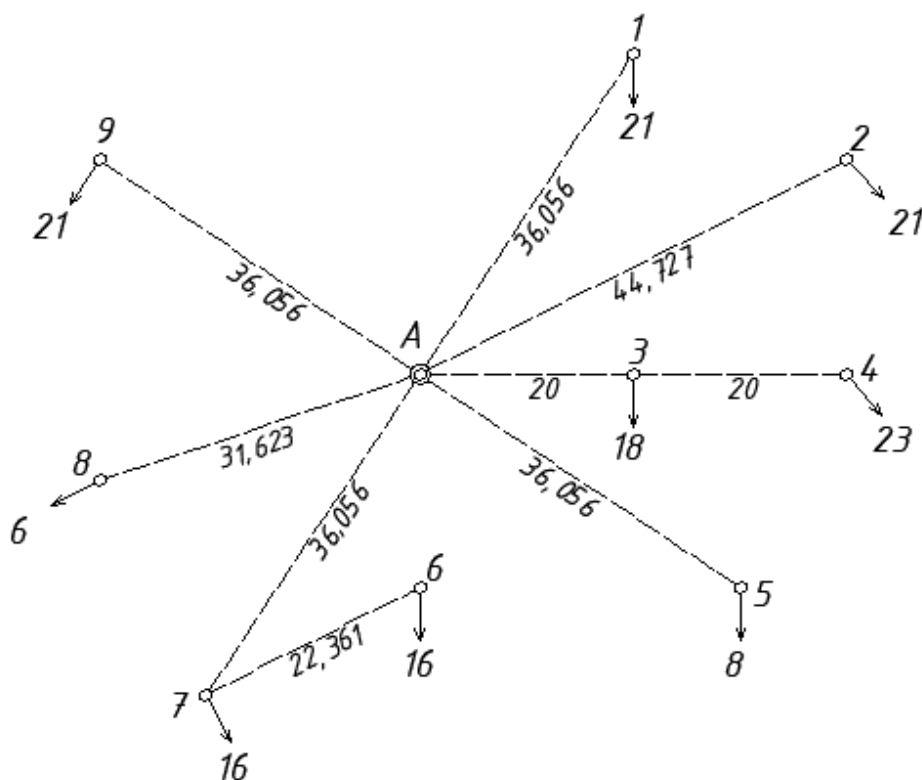


Рисунок 1.6 – Схема РЕМ на другому кроці оптимізаційного розрахунку

Знову знайдемо значення економічного потенціалу для кожного вузла:

$$\pi_1^{(1)} = \pi_0 + C_{01} = 0 + 73,554 = 73,554;$$

$$\pi_2^{(1)} = \pi_0 + C_{02} = 0 + 91,243 = 91,243;$$

$$\pi_3^{(1)} = \pi_0 + C_{03} = 0 + 40,8 = 40,8;$$

$$\pi_4^{(1)} = \pi_3 + C_{34} = 40,8 + 40,8 = 81,6;$$

$$\pi_5^{(1)} = \pi_0 + C_{05} = 0 + 73,554 = 73,554;$$

$$\pi_7^{(1)} = \pi_0 + C_{07} = 0 + 73,554 = 73,554;$$

$$\pi_6^{(1)} = \pi_7 + C_{67} = 73,554 + 45,616 = 119,171;$$

$$\pi_8^{(1)} = \pi_0 + C_{08} = 0 + 64,511 = 64,511;$$

$$\pi_9^{(1)} = \pi_0 + C_{09} = 0 + 73,554 = 73,554.$$

Знайдемо різницю економічних потенціалів для гілок мережі, що не були включені до складу дерева та зрівняємо їх з вихідними:

$$\text{гілка (1-9): } |\pi_1 - \pi_9| = |73,554 - 73,554| = 0 < C_{19} = 104,02;$$

$$\text{гілка (8-9): } |\pi_8 - \pi_9| = |64,51 - 73,554| = 9,043 < C_{89} = 45,616;$$

$$\text{гілка (7-8): } |\pi_7 - \pi_8| = |73,554 - 64,511| = 9,043 < C_{78} = 61,2;$$

$$\text{гілка (0-6): } |\pi_0 - \pi_6| = |0 - 119,171| = 119,171 > C_{06} = 40,8;$$

$$\text{гілка (5-6): } |\pi_5 - \pi_6| = |73,554 - 119,171| = 45,616 < C_{56} = 61,2;$$

$$\text{гілка (4-5): } |\pi_4 - \pi_5| = |81,6 - 73,554| = 8,046 < C_{45} = 45,616;$$

$$\text{гілка (2-4): } |\pi_2 - \pi_4| = |91,243 - 81,6| = 9,643 < C_{24} = 40,8;$$

$$\text{гілка (1-2): } |\pi_1 - \pi_2| = |73,554 - 91,243| = 17,689 < C_{12} = 45,616.$$

З результатів розрахунку видно, що з дерева мережі потрібно виключити гілку 6-7, та ввести гілку 0-6.

Знову знайдемо значення економічного потенціалу вузла 6 та 7 для простоти розрахунку:

$$\pi_6^{(2)} = \pi_0 + C_{06} = 0 + 40,8 = 40,8;$$

$$\pi_7^{(2)} = \pi_0 + C_{07} = 0 + 73,54 = 73,554;$$

Знайдемо різницю економічних потенціалів для гілок мережі, що не були включені до складу дерева та зрівняємо їх з вихідними:

$$\text{гілка (6-7): } |\pi_6 - \pi_7| = |40,8 - 73,554| = 32,754 < C_{67} = 61,2;$$

З результатів розрахунку економічних потенціалів та їх порівняння на останній ітерації видно, що оптимальна схема електричної мережі знайдена, зобразимо її на рис. 1.7.

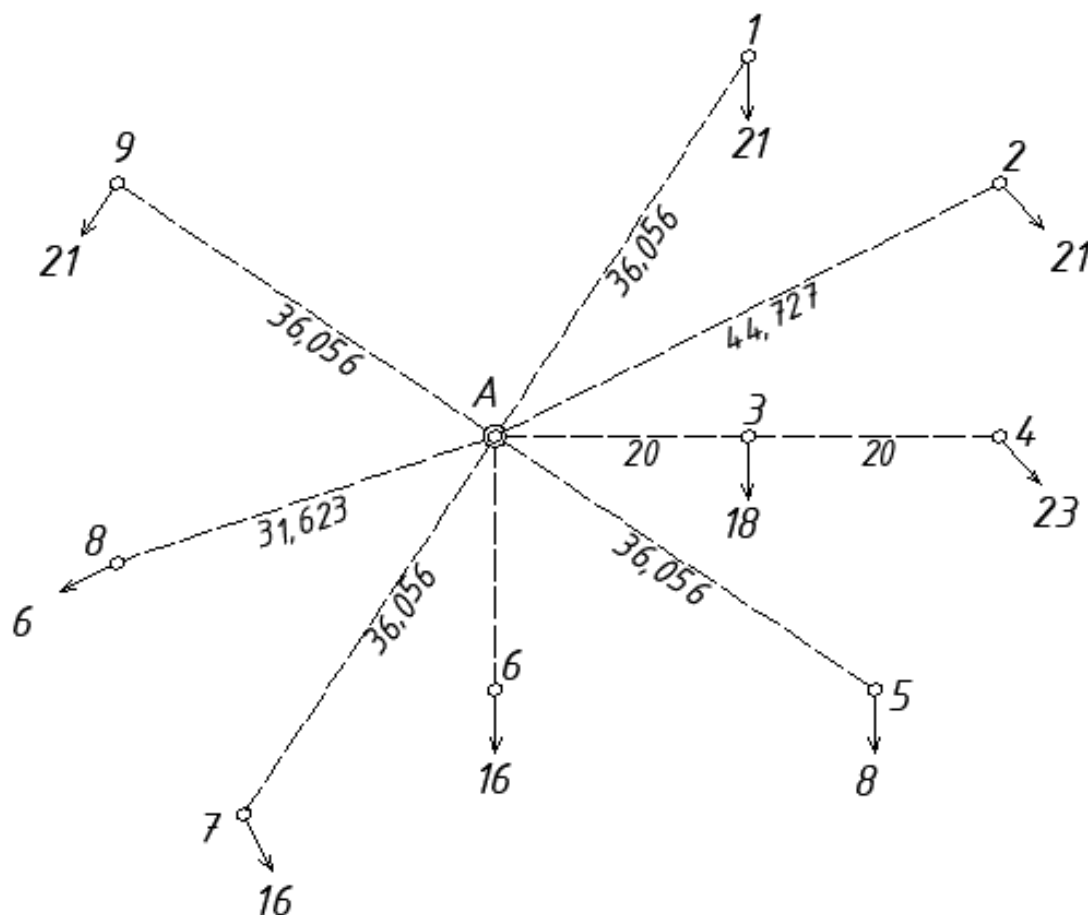


Рисунок 1.7 – Оптимальна схема районної електричної мережі

Висновки до розділу

У даному розділі ми побудували функцію оптимальних витрат на будівництво та експлуатацію повітряної лінії напругою 220 кВ на залізобетонних опорах з проводами АСК-300/48 та АСК-400/18, провід АСК-300/48 у дволанцюговому виконанні використовувати економічно не ефективно. За методом найменших квадратів розраховано коефіцієнти функції оптимальних витрат.

Також в даному розділі за допомогою такого математичного методу, що використовується в задачах оптимізації розвитку енергосистем, як метод економічних потенціалів «транспортна задача» було знайдено найоптимальнішу з погляду капіталовкладень - розімкнену електричну мережу.

2 ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів

Виконаємо розрахунок значень повних потужностей навантажень понижуючих споживчих підстанцій у режимі максимальних навантажень електричної мережі. Знайдемо значення реактивних потужностей споживання.

Значення величин φ_{CH} та φ_{HH} дорівнюють:

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos(\varphi_{HH})) = \arccos(0,81) = 35,904^\circ;$$

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos(\varphi_{CH})) = \arccos(0,85) = 31,788^\circ.$$

Реактивна потужність споживання при індуктивному споживанні має від'ємний знак, тому для пункту 1 маємо:

$$Q_{1HH} = -P_{1HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -17 \cdot \operatorname{tg}(35,904) = -10,536 \text{ МВАр.}$$

$$Q_{1CH} = -P_{1CH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -4 \cdot \operatorname{tg}(31,788) = -2,896 \text{ МВАр.}$$

Повне значення потужності:

$$\dot{S}_{\max 1} = P_{1HH} + P_{1CH} - j(Q_{1HH} + Q_{1CH}) = 4 + 17 + j(-2,896 - 10,536) = 21 - j13,432 \text{ МВА.}$$

Для пункту 5 маємо:

$$Q_{5HH} = -P_{5HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -8 \cdot \operatorname{tg}(35,904) = -5,792 \text{ МВАр.}$$

Повне значення потужності:

$$\dot{S}_{\max 5} = P_{5HH} - jQ_{5HH} = 8 - j5,792 \text{ МВА.}$$

При аналогічному розрахунку реактивних та повних навантажень усіх пунктів споживання мережі наведемо в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Значення навантажень пунктів

№ Пункту	1	2	3	4	5
Q_{HH} , МВАр	-2,896	-5,068	-4,344	-5,792	-5,792
Q_{CH} , МВАр	-10,536	-8,676	-7,437	-9,296	-
$\dot{S}_{\max}$, МВА	21-j13,432	21-j13,744	18-j11,781	23-j15,088	8-j5,792
№ Пункту	6	7	8	9	
Q_{HH} , МВАр	-1,448	-4,344	-4,344	-3,62	
Q_{CH} , МВАр	-8,676	-6,197	-	-9,916	
$\dot{S}_{\max}$, МВА	16-j10,541	16-j10,541	6-j4,344	21-j13,536	

Знайдемо значення модулів навантаження пунктів в режимі максимальних навантажень:

Для пункту 1 маємо:

$$S_{\max 1} = \sqrt{(P_{1HH} + P_{1CH})^2 + (Q_{1HH} + Q_{1CH})^2} = \sqrt{(17 + 4)^2 + (2,896 + 10,536)^2} = 24,928 \text{ МВА.}$$

Для пункту 5 маємо:

$$S_{\max 5} = \sqrt{P_{5HH}^2 + Q_{5HH}^2} = \sqrt{8^2 + 5,792^2} = 9,877 \text{ МВА.}$$

Значення навантажень пунктів в режимі навантажень наведемо в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Модулі навантажень пунктів

№ Пункту	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$S_{\max}$, МВА	24,93	25,1	21,51	27,51	9,87	18,92	19,16	7,41	24,98

Знаючи величини модулів повних потужностей навантаження вузлових підстанцій, виберемо трансформатори опираючись на їх встановлену потужність.

Для підстанції 1 розрахункова номінальна потужність трансформатора складатиме:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{\max 1} = 0,7 \cdot 24,928 = 17,45 \text{ МВА.}$$

Для інших пунктів розрахункову потужність трансформатора знайдемо аналогічно, значення наведемо в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Значення розрахункових потужностей силових трансформаторів

№ Пункту	1	2	3	4	5	6	7	8	9
S_T , МВА	17,45	17,56	15,06	19,25	6,914	13,25	13,41	5,185	17,49

Маючи розрахункові значення потужностей трансформаторів, виконаємо вибір опираючись на реальні значення номінальних потужностей в більшу сторону величини потужності. Результат вибору наведемо у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Результат вибору силових трансформаторів

№ пункту	Модуль повної потужності S_{max} , МВА	Розрахункова потужність S_T , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	24,928	17,45	3	2хТДТН-25000/110
2	25,098	17,569	3	2хТДТН-25000/110
3	21,513	15,059	3	2хТДТН-16000/110
4	27,507	19,255	3	2хТДТН-25000/110
5	9,877	6,914	2	2хТДН-10000/110
6	18,934	13,254	3	2хТДТН-16000/110
7	19,16	13,412	3	2хТДТН-16000/110
8	7,407	5,185	2	2хТМН-6300/110
9	24,984	17,489	3	2хТДТН-25000/110

Паспортні характеристики вибраних трансформаторів наведемо в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Паспортні данні силових трансформаторів

№ ПП	Тип тр-ра	Потужність S_H , МВА	$U_{ном}$, обмоток, кВ			U_k , %			ΔP_k кВт	ΔP_x кВт	I_x %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	ТДТН- 25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
2	ТДТН- 25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
3	ТДТН- 16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
4	ТДТН- 25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
5	ТМН- 10000/110	10	115	-	11	-	10,5	-	60	14	0,7
6	ТДТН- 16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
7	ТДТН- 16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
8	ТМН- 6300/110	6,3	115	-	11	-	10,5	-	44	11,5	0,8
9	ТДТН- 25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7

2.2 Попереднє визначення потокорозподілу мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)

Попереднє визначення потокорозподілу мережі визначають приймаючи такі допущення, що мережа є однорідною, виконана повітряними лініями одного конструктиву, однаковими перерізами на всіх ділянках та однаковими розташуваннями проводів на опорах. Розрахунок мережі за довжинами ділянок виконаємо методом контурних рівнянь. Вихідну схему РЕМ зі значеннями навантажень пунктів та довжин ділянок наведемо на рисунку 2.1.

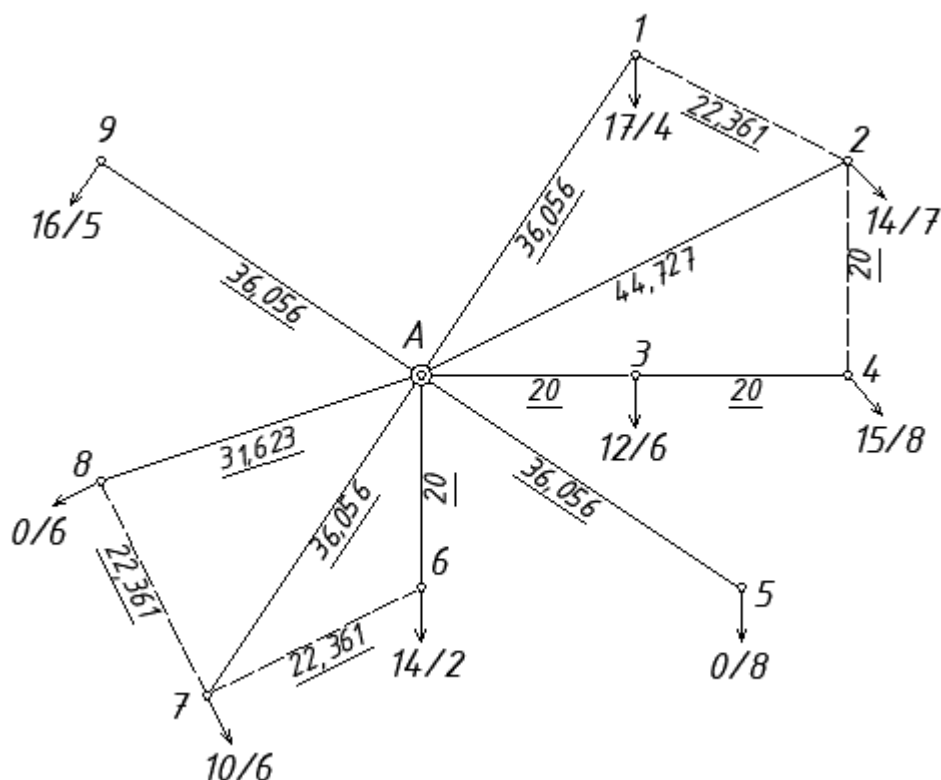


Рисунок 2.1 – Вихідна схема PEM

На рисунку наведена схема PEM на якій показана її конфігурація, значення активних навантажень на затискачах трансформаторів середньої та нижчої напруги та значення довжин ділянок мережі.

Для розрахунку мережі методом контурних рівнянь виділимо контури та перемички, які показані пунктирними лініями на рисунку 2.1, тобто маємо:

1-й контур – ділянки 0-1, 0-2 та перемичка 1-2;

2-й контур – ділянки 0-2, 0-3, 3-4 та перемичка 2-4;

3-й контур – ділянки 0-6, 0-7 та перемичка 6-7;

4-й контур – ділянки 0-7, 0-8 та перемичка 7-8.

За напрямок обходу контурів приймаємо хід проти годинникової стрілки.

Знайдемо значення потокорозподілу в умовно розімкненій мережі починаючи з кінця:

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_1 = 21 - j13,432 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-2} = \dot{S}_2 = 21 - j13,744 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}_4 = 23 - j15,088 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-3} = \dot{S}_3 + \dot{S}_{3-4} = 23 - j15,088 + 18 - j11,781 = 41 - j26,869 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-5} = \dot{S}_5 = 8 - j5,792 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-6} = \dot{S}_6 = 16 - j10,124 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-7} = \dot{S}_7 = 16 - j10,541 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-8} = \dot{S}_8 = 6 - j4,344 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-9} = \dot{S}_9 = 21 - j13,536 \text{ МВА}.$$

Складемо систему контурних рівнянь, підставивши значення довжин ділянок та потоків потужності на ділянках умовно розімкненої мережі:

$$\begin{cases} L_{0-1}(\dot{S}_{0-1} + \dot{S}_{K1}) + L_{0-2}(-\dot{S}_{0-2} + \dot{S}_{K1} - \dot{S}_{K2}) + L_{1-2} \cdot \dot{S}_{K1} = 0 \\ L_{0-2}(\dot{S}_{0-2} + \dot{S}_{K2} - \dot{S}_{K1}) + L_{0-3}(-\dot{S}_{0-3} + \dot{S}_{K2}) + L_{3-4}(-\dot{S}_{3-4} + \dot{S}_{K2}) + L_{2-4} \cdot \dot{S}_{K2} = 0 \\ L_{0-6}(\dot{S}_{0-6} + \dot{S}_{K3}) + L_{0-7}(-\dot{S}_{0-7} + \dot{S}_{K3} - \dot{S}_{K4}) + L_{6-7} \cdot \dot{S}_{K3} = 0 \\ L_{0-7}(\dot{S}_{0-7} + \dot{S}_{K4} - \dot{S}_{K3}) + L_{0-8}(-\dot{S}_{0-8} + \dot{S}_{K4}) + L_{7-8} \cdot \dot{S}_{K4} = 0 \end{cases}$$

Вирішивши дану систему рівнянь, отримаємо значення зрівнювальних потужностей:

$$\dot{S}_{K1} = 3,898 - j2,693 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{K2} = 4,918 - j3,293 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{K3} = 1,592 - j1,257 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{K4} = -3,662 + j2,192 \text{ МВА}.$$

Додаємо значення зрівнювальних контурних потужностей до потокорозподілу умовно розімкненої мережі та отримуємо основний потокорозподіл:

$$\dot{S}_{оч0-1} = \dot{S}_{0-1} + \dot{S}_{K1} = 24,898 - j16,124 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч0-2} = \dot{S}_{0-2} + \dot{S}_{K2} - \dot{S}_{K1} = 22,02 - j14,344 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч0-3} = \dot{S}_{0-3} - \dot{S}_{K2} = 36,082 - j23,576 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч3-4} = \dot{S}_{3-4} - \dot{S}_{K2} = 18,082 - j11,381 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч0-5} = \dot{S}_{0-5} = 8 - j5,792 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч0-6} = \dot{S}_{0-6} + \dot{S}_{K3} = 17,592 - j11,381 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч0-7} = \dot{S}_{0-7} + \dot{S}_{K4} - \dot{S}_{K3} = 10,746 - j7,092 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч0-8} = \dot{S}_{0-8} - \dot{S}_{K4} = 9,662 - j6,536 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч0-9} = \dot{S}_{0-9} = 21 - j13,536 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч1-2} = \dot{S}_{K1} = 3,898 - j2,693 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч2-4} = \dot{S}_{K2} = 4,918 - j3,293 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч6-7} = \dot{S}_{K3} = 1,592 - j1,257 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч7-8} = \dot{S}_{K4} = -3,662 + j2,192 \text{ МВА};$$

Перевіримо виконання 2-го закону Кірхгофа в контурах схеми:

1-й контур

$$P_{оч0-1} \cdot L_{0-1} + P_{оч1-2} \cdot L_{1-2} - P_{оч0-2} \cdot L_{0-2} = 24,898 \cdot 36,056 + 3,898 \cdot 22,36 - \\ - 22,02 \cdot 44,727 = 0.$$

2-й контур

$$P_{оч0-2} \cdot L_{0-2} + P_{оч2-4} \cdot L_{2-4} - P_{оч0-3} \cdot L_{0-3} - P_{оч3-4} \cdot L_{3-4} = 22,02 \cdot 44,727 + 4,918 \cdot 20 - \\ - 36,082 \cdot 20 - 18,082 \cdot 20 = 0.$$

3-й контур

$$P_{оч0-6} \cdot L_{0-6} + P_{оч6-7} \cdot L_{6-7} - P_{оч0-7} \cdot L_{0-7} = 17,592 \cdot 20 + 1,592 \cdot 22,361 - \\ - 10,746 \cdot 36,056 = 0.$$

4-й контур

$$P_{оч0-7} \cdot L_{0-7} + P_{оч7-8} \cdot L_{7-8} - P_{оч0-8} \cdot L_{0-8} = 10,746 \cdot 36,056 - 3,662 \cdot 22,361 - \\ - 9,662 \cdot 31,623 = 0.$$

Відповідно до перевірки, розрахунок електричної мережі методом контурних рівнянь було виконано вірно.

2.3 Вибір перерізів ділянок мережі та їх перевірка

Вибір перерізів ділянок мережі виконаємо використовуючи функцію оптимальних витрат на будівництво та експлуатацію ПЛ номінальною напругою 110 кВ на сталевих опорах. Дана функція вказує на доцільність використання проводу перерізом 70 мм² на проміжку переданої потужності від 0 до 14,418 МВт, провід перерізом 120 мм² – від 14,418 до 22,325 МВт, та проводу перерізом 240 мм² від 22,325 МВт.

Виберемо значення перерізів, що будемо використовувати в на ділянках мережі знаючи активні потужності за результатами розрахунку попереднього підрозділу. Дані вибору занесемо до табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Результат вибору перерізів ділянок мережі

Ділянка	Переріз	Ділянка	Переріз	Ділянка	Переріз
0-1	АСК-240/39	0-3	АСК-240/39	6-7	АС-70/11
1-2	АС-70/11	3-4	АСК-120/19	0-7	АС-70/11
0-2	АСК-240/39	0-5	АС-70/11	7-8	АС-70/11
2-4	АС-70/11	0-6	АСК-120/19	0-8	АС-70/11
				0-9	АСК-240/39

Перевіримо перерізи ПЛ на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів. Визначимо регульовальні можливості трансформаторів для перевірки на допустимість відхилення напруги на вході трансформаторної підстанції. В табл. 2.7 наведемо результат розрахунку регульовальних можливостей трансформаторів.

Для двообмоткових трансформаторів в пункті 5 маємо:

$$\Delta U_{m5} = \frac{U_{m5}}{n \cdot S_{n5}} \left(P_{\max 5} \cdot \frac{\Delta P_{k35} \times 10^{-3}}{S_{n5}} - Q_{\max 5} \cdot \frac{U_{k35} \%}{100} \right) =$$

$$= \frac{115}{1 \cdot 10} \cdot \left(8 \cdot \frac{60 \times 10^{-3}}{10} - -5,792 \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 7,546 \text{ кВ};$$

$$U_{\min 5} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{m5}}{U_{m5}} \cdot (1 - \omega_1) + \Delta U_{m5} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 7,546 = 99,733 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 5} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{m5}}{U_{m5}} \cdot (1 + \omega_1) + \Delta U_{m5} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 7,546 = 134,904 \text{ кВ}.$$

Для триобмоткових трансформаторів в пункті 1 маємо:

$$\begin{aligned} \Delta U_{m\epsilon 1} &= \frac{P_{\max 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 1} \cdot U_{m\epsilon 1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{\epsilon 1}^2} - \frac{Q_{\max 1}}{n} \cdot \frac{U_{m\epsilon 1} \cdot U_{K-B1} \%}{100 \cdot S_{\epsilon 1}} = \\ &= \frac{21}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{13,432}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 6,912 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{mc1} &= \frac{P_{CH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 1} \cdot U_{m\epsilon 1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{\epsilon 1}^2} - \frac{Q_{CH1}}{n} \cdot \frac{U_{m\epsilon 1} \cdot U_{K-C1} \%}{100 \cdot S_{\epsilon 1}} = \\ &= \frac{17}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{10,536}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,219 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{m\eta 1} &= \frac{P_{HH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 1} \cdot U_{m\epsilon 1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{\epsilon 1}^2} - \frac{Q_{HH1}}{n} \cdot \frac{U_{m\epsilon 1} \cdot U_{K-H1} \%}{100 \cdot S_{\epsilon 1}} = \\ &= \frac{4}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{2,896}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 25} = 0,951 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_{\min 1} &= \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{m\epsilon 1}}{U_{m\epsilon 1}} \cdot (1 - \omega_1) + \Delta U_{m\epsilon 1} + \Delta U_{m\eta 1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 6,912 + 0,951 = \\ &= 100,05 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_{\max 1} &= \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{m\epsilon 1}}{U_{m\epsilon 1}} \cdot (1 + \omega_1) + \Delta U_{m\epsilon 1} + \Delta U_{m\eta 1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 6,912 + 0,951 = \\ &= 135,221 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

В табл. 2.8 наведемо приблизні параметри перерізів ділянок РЕМ. Та після цього знайдемо опір ділянок та спад напруги, тим самим перевіривши відповідність технічним обмеженням першої групи після-аварійних режимів. В табл. 2.9 покажемо результат перевірки.

Таблиця 2.7 – Регулювальні можливості трансформаторних підстанцій

№ пункту	S_n, MVA	Обмотка	$\Delta U_m, kV$	U_{min}, kV	U_{max}, kV
1	25	ВН	9,912	100,05	135,221
		СН	0,219		
		НН	0,951		
2	25	ВН	7,067	100,918	136,089
		СН	0,081		
		НН	1,664		
3	16	ВН	9,507	103,78	138,951
		СН	0,27		
		НН	2,086		
4	25	ВН	7,757	101,846	137,017
		СН	0,193		
		НН	1,901		
5	10	ВН	7,546	99,733	134,904
6	16	ВН	8,182	101,065	136,236
		СН	0,314		
		НН	0,695		
7	16	ВН	8,504	102,778	137,949
		СН	0,225		
		НН	2,086		
8	6,3	ВН	9,091	101,278	136,449
9	25	ВН	6,964	100,339	135,511
		СН	0,206		
		НН	1,188		

Вкажемо приблизні параметри ділянок РЕМ в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Наближені параметри ділянок мережі

Ділянка	Марка проводу	Погонний активний опір, Ом/км	Погонний індуктивний опір, Ом/км	Повний опір ділянки, Ом
1	2	3	4	5
0-1	АСК-240/39	0,122	0,4	4,399+j14,422
1-2	АС-70/11	0,422	0,4	9,436+j8,944
0-2	АСК-240/39	0,122	0,4	5,457+j17,891

Закінчення таблиці 2.8

1	2	3	4	5
2-4	АС-70/11	0,422	0,4	8,44+j8
0-3	АСК-240/39	0,122	0,4	2,44+j8
3-4	АС-120/19	0,244	0,4	4,88+j8
0-5	АС-70/11	0,422	0,4	15,101+j16,499
0-6	АС-120/19	0,244	0,4	4,88+j8
6-7	АС-70/11	0,422	0,4	9,436+j8,944
0-7	АС-70/11	0,422	0,4	15,216+j14,422
7-8	АС-70/11	0,422	0,4	9,436+j8,944
0-8	АС-70/11	0,422	0,4	13,345+j12,649
0-9	АСК-240/39	0,122	0,4	4,206+j15,058

Визначимо рівні напруги в пунктах мережі значення які ми отримали вище:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r_{0-1} + Q_{0-1} x_{0-1})} = 111,986 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-2} \cdot r_{0-2} + Q_{0-2} x_{0-2})} = 111,676 \text{ кВ};$$

$$U_3 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-3} \cdot r_{0-3} + Q_{0-3} x_{0-3})} = 112,569 \text{ кВ};$$

$$U_4 = \sqrt{U_3^2 - 2 \cdot (P_{3-4} \cdot r_{3-4} + Q_{3-4} x_{3-4})} = 110,935 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-5} \cdot r_{0-5} + Q_{0-5} x_{0-5})} = 114,104 \text{ кВ};$$

$$U_6 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-6} \cdot r_{0-6} + Q_{0-6} x_{0-6})} = 113,451 \text{ кВ};$$

$$U_7 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-7} \cdot r_{0-7} + Q_{0-7} x_{0-7})} = 112,665 \text{ кВ};$$

$$U_8 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-8} \cdot r_{0-8} + Q_{0-8} x_{0-8})} = 113,145 \text{ кВ};$$

$$U_9 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-9} \cdot r_{0-9} + Q_{0-9} x_{0-9})} = 113,743 \text{ кВ}.$$

Визначивши напруги в пунктах схеми мережі виконаємо перевірку на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів, результат перевірки наведемо в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Результат перевірки на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів

№ пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\text{макс.роб}}$, кВ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ		
1	100,05	135,221	126	111,986
2	100,918	136,089		111,676
3	103,78	138,951		112,569
4	101,846	137,017		110,935
5	99,733	134,904		114,104
6	101,065	136,236		113,451
7	102,778	137,949		112,665
8	101,278	136,949		113,145
9	100,339	135,511		113,743

З результатів перевірки видно, що вибрані перерізи ділянок відповідають технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів.

Здійснимо перевірку обраних перерізів ЛЕП електричної мережі на відповідність технічним умовам другої групи післяаварійних режимів. Тут перевірки підлягають умови допустимого нагріву проводів, допустимості відхилень напруги на входах трансформаторів понижуючих підстанцій і відповідності міжфазних робочих напруг їх тривало допустимим величинам за умовами роботи ізоляції електроустаткування. Перевірку виконаємо у найбільш важкому режимі для проводів – режимі післяаварійному, виключивши найбільш завантажену ділянку 0-3 розрахункову схему покажемо на рис. 2.2.

Для розрахунку мережі методом контурних рівнянь виділимо контури та перемички, які показані пунктирними лініями на рисунку 2.1, тобто маємо:

1-й контур – ділянки 0-1, 0-2 та перемичка 1-2;

3-й контур – ділянки 0-6, 0-7 та перемичка 6-7;

4-й контур – ділянки 0-7, 0-8 та перемичка 7-8.

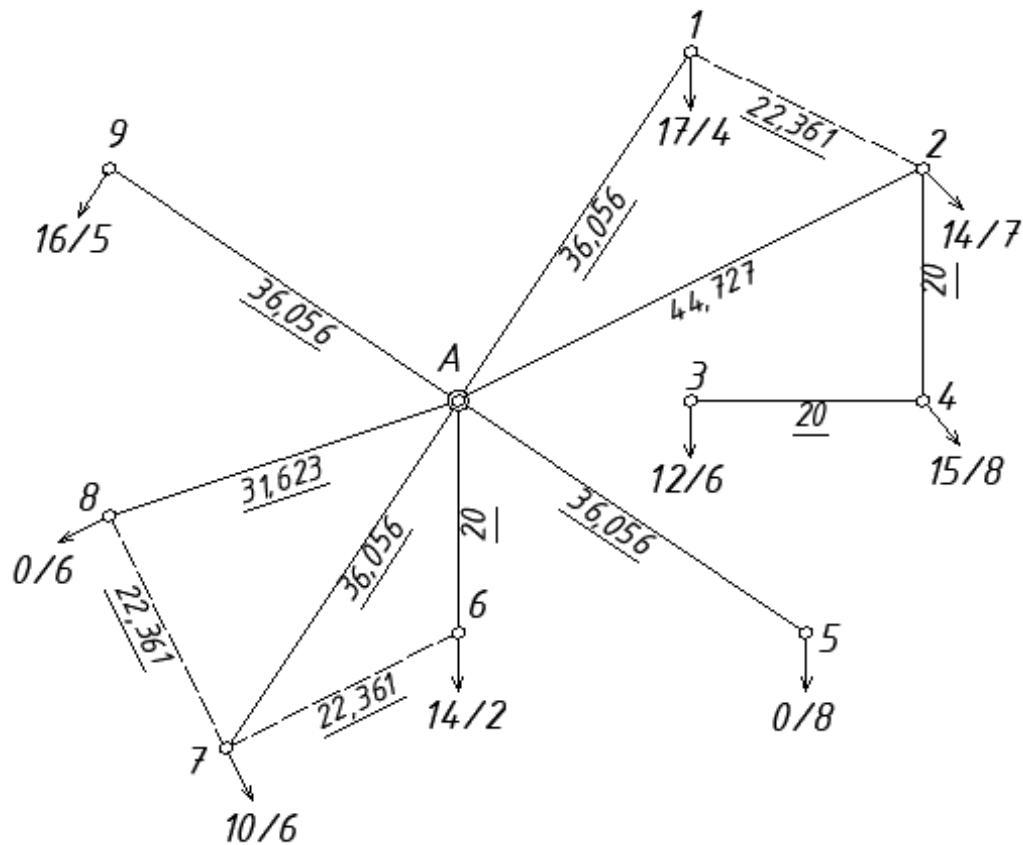


Рисунок 2.2 – Вихідна схема РЕМ в післяаварійному режимі

За напрямок обходу контурів приймаємо хід проти годинникової стрілки.

Знайдемо значення потокорозподілу в умовно розімкненій мережі починаючи з кінця:

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_1 = 21 - j13,432 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{4-3} = \dot{S}_3 = 18 - j11,781 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{0-2} = \dot{S}_2 + \dot{S}_{2-4} = 62 - j40,613 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{0-5} = \dot{S}_5 = 8 - j5,792 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{0-6} = \dot{S}_6 = 16 - j10,124 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{0-7} = \dot{S}_7 = 16 - j10,541 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{0-8} = \dot{S}_8 = 6 - j4,344 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{0-9} = \dot{S}_9 = 21 - j13,536 \text{ MBA}.$$

Складемо систему контурних рівнянь, підставивши значення довжин ділянок та потоків потужності на ділянках умовно розімкненої мережі:

$$\begin{cases} L_{0-1}(\dot{S}_{0-1} + \dot{S}_{K1}) + L_{0-2}(-\dot{S}_{0-2} + \dot{S}_{K1}) + L_{1-2} \cdot \dot{S}_{K1} = 0 \\ L_{0-6}(\dot{S}_{0-6} + \dot{S}_{K3}) + L_{0-7}(-\dot{S}_{0-7} + \dot{S}_{K3} - \dot{S}_{K4}) + L_{6-7} \cdot \dot{S}_{K3} = 0 \\ L_{0-7}(\dot{S}_{0-7} + \dot{S}_{K4} - \dot{S}_{K3}) + L_{0-8}(-\dot{S}_{0-8} + \dot{S}_{K4}) + L_{7-8} \cdot \dot{S}_{K4} = 0 \end{cases}$$

Вирішивши дану систему рівнянь, отримаємо значення зрівнювальних потужностей:

$$\dot{S}_{K1} = 19,545 - j12,916 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{K3} = 1,592 - j1,257 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{K4} = -3,662 + j2,192 \text{ МВА};$$

Додаємо значення зрівнювальних контурних потужностей до потокорозподілу умовно розімкненої мережі та отримуємо основний потокорозподіл:

$$\dot{S}_{оч0-1} = \dot{S}_{0-1} + \dot{S}_{K1} = 40,545 - j26,348 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч0-2} = \dot{S}_{0-2} - \dot{S}_{K1} = 42,455 - j27,697 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч4-3} = \dot{S}_{4-3} = 18 - j11,781 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч2-4} = \dot{S}_{2-4} = 41 - j26,869 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч0-5} = \dot{S}_{0-5} = 8 - j5,792 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч0-6} = \dot{S}_{0-6} + \dot{S}_{K3} = 17,592 - j11,381 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч0-7} = \dot{S}_{0-7} + \dot{S}_{K4} - \dot{S}_{K3} = 10,746 - j7,092 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч0-8} = \dot{S}_{0-8} - \dot{S}_{K4} = 9,662 - j6,536 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч0-9} = \dot{S}_{0-9} = 21 - j13,536 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч1-2} = \dot{S}_{K1} = 19,545 - j12,916 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч6-7} = \dot{S}_{K3} = 1,592 - j1,257 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч7-8} = \dot{S}_{K4} = -3,662 + j2,192 \text{ МВА};$$

Перевіримо виконання 2-го закону Кірхгофа в контурах схеми:

1-й контур

$$P_{осн0-1} \cdot L_{0-1} + P_{осн1-2} \cdot L_{1-2} - P_{осн0-2} \cdot L_{0-2} = 40,545 \cdot 36,056 + 19,545 \cdot 22,36 - 42,455 \cdot 44,727 = 0.$$

3-й контур

$$P_{осн0-6} \cdot L_{0-6} + P_{осн6-7} \cdot L_{6-7} - P_{осн0-7} \cdot L_{0-7} = 17,592 \cdot 20 + 1,592 \cdot 22,361 - 10,746 \cdot 36,056 = 0.$$

4-й контур

$$P_{осн0-7} \cdot L_{0-7} + P_{осн7-8} \cdot L_{7-8} - P_{осн0-8} \cdot L_{0-8} = 10,746 \cdot 36,056 - 3,662 \cdot 22,361 - 9,662 \cdot 31,623 = 0.$$

Відповідно до перевірки, розрахунок електричної мережі методом контурних рівнянь було виконано вірно.

Перевіримо перерізи ПЛ на відповідність технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів. Здійснимо визначення регулювальних можливостей трансформаторних підстанцій для подальшої перевірки на допустимість відхилення напруги на вході понижуючої трансформаторної підстанції в усіх робочих режимах роботи РЕМ.

Для двох-обмоткових трансформаторів в пункті 5 маємо:

$$\Delta U_{m5} = \frac{U_{m5}}{n \cdot S_{H5}} \left(P_{\max 5} \cdot \frac{\Delta P_{K35} \times 10^{-3}}{S_{H5}} - Q_{\max 5} \cdot \frac{U_{K35} \%}{100} \right) =$$

$$= \frac{115}{2 \cdot 10} \cdot \left(8 \cdot \frac{60 \times 10^{-3}}{10} - 5,792 \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 3,773 \text{ кВ};$$

$$U_{\min 5} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{m5}}{U_{mH5}} \cdot (1 - \omega_1) + \Delta U_{m5} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 3,733 = 95,96 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 5} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{m5}}{U_{mH5}} \cdot (1 + \omega_1) + \Delta U_{m5} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 3,773 = 131,131 \text{ кВ}.$$

Для три-обмоткових трансформаторів в пункті 1 маємо:

$$\Delta U_{m\epsilon 1} = \frac{P_{\max 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{m\epsilon 1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{\max 1}}{n} \cdot \frac{U_{m\epsilon 1} \cdot U_{K-B1} \%}{100 \cdot S_{H1}} =$$

$$= \frac{21}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{13,432}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 3,456 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mc1} = \frac{P_{CH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{m\epsilon 1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{CH1}}{n} \cdot \frac{U_{m\epsilon 1} \cdot U_{K-C1} \%}{100 \cdot S_{H1}} =$$

$$= \frac{17}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{10,536}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,109 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mH1} = \frac{P_{HH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{m\epsilon 1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{HH1}}{n} \cdot \frac{U_{m\epsilon 1} \cdot U_{K-H1} \%}{100 \cdot S_{H1}} =$$

$$= \frac{4}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{2,896}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 25} = 0,475 \text{ кВ};$$

$$U_{\min 1} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{m\epsilon 1}}{U_{mH1}} \cdot (1 - \omega_1) + \Delta U_{m\epsilon 1} + \Delta U_{mH1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 3,456 + 0,475 =$$

$$= 96,119 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{m\epsilon 1}}{U_{mH1}} \cdot (1 + \omega_1) + \Delta U_{m\epsilon 1} + \Delta U_{mH1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 3,456 + 0,475 =$$

$$= 131,29 \text{ кВ}.$$

Регулювальні можливості трансформаторів в пунктах наведено в табл. 2.10.

Визначимо рівні напруги в пунктах мережі значення які ми отримали вище:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r_{0-1} + Q_{0-1} x_{0-1})} = 111,986 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-2} \cdot r_{0-2} + Q_{0-2} x_{0-2})} = 111,676 \text{ кВ};$$

$$U_4 = \sqrt{U_2^2 - 2 \cdot (P_{2-4} \cdot r_{2-4} + Q_{2-4} x_{2-4})} = 103,192 \text{ кВ};$$

$$U_3 = \sqrt{U_4^2 - 2 \cdot (P_{4-3} \cdot r_{3-4} + Q_{4-3} x_{3-4})} = 101,412 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-5} \cdot r_{0-5} + Q_{0-5} x_{0-5})} = 114,104 \text{ кВ};$$

$$U_6 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-6} \cdot r_{0-6} + Q_{0-6} x_{0-6})} = 113,451 \text{ кВ};$$

$$U_7 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-7} \cdot r_{0-7} + Q_{0-7} x_{0-7})} = 112,665 \text{ кВ};$$

$$U_8 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-8} \cdot r_{0-8} + Q_{0-8} x_{0-8})} = 113,145 \text{ кВ};$$

$$U_9 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-9} \cdot r_{0-9} + Q_{0-9} x_{0-9})} = 113,743 \text{ кВ}.$$

Визначивши напруги в пунктах схеми мережі виконаємо перевірку на відповідність технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів, результат перевірки наведемо в табл. 2.11.

Таблиця 2.10 – Регулювальні можливості трансформаторних підстанцій

№ пункту	S_n, MBA	Обмотка	$\Delta U_m, \text{кВ}$	$U_{\min}, \text{кВ}$	$U_{\max}, \text{кВ}$
1	25	ВН	3,456	96,119	131,29
		СН	0,109		
		НН	0,475		
2	25	ВН	3,534	96,553	131,724
		СН	0,04		
		НН	0,832		
3	16	ВН	4,753	97,984	133,155
		СН	0,135		
		НН	1,043		
4	25	ВН	3,879	97,016	132,188
		СН	0,097		
		НН	0,951		
5	10	ВН	3,773	95,96	131,131
6	16	ВН	4,091	96,626	131,797
		СН	0,157		
		НН	0,348		
7	16	ВН	4,252	97,482	132,654
		СН	0,112		
		НН	1,043		
8	6,3	ВН	4,545	96,733	131,904
9	25	ВН	3,482	96,263	131,434
		СН	0,103		
		НН	0,594		

Проведемо розрахунок струмових навантажень:

Для ділянки 0-1 маємо:

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{40,545^2 + 26,348^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 253,79 \text{ А} < I_{\text{дон}(240/39)} = 610 \text{ А}.$$

Для інших ділянок струмове навантаження розраховується аналогічно. Розглянемо лише перших два контури так як відключення ділянки 0-3 не має впливу на інші ділянки. Результат розрахунку струмів на ділянках схеми електричної мережі та їх порівняння з максимально допустимими струмами для використовуваних перерізів покажемо в табл. 2.12.

Таблиця 2.11 – Результат перевірки на відповідність технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів

№ пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\text{макс.роб}}$, кВ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ		
1	96,119	131,29	126	110,038
2	96,553	131,724		108,492
3	97,984	133,155		101,412
4	97,016	132,188		103,192
5	95,96	131,131		114,104
6	96,626	131,797		113,451
7	97,482	132,654		112,665
8	96,733	131,904		113,145
9	96,263	131,434		113,743

Таблиця 2.12 – Струмове навантаження ділянок мережі в післяаварійному режимі

Ділянка	Марка проводу	Струмове навантаження, А	Допустимий струм, А
1	2	3	4
0-1	АСК-240/39	253,79	610
1-2	АС-70/11	122,959	265
0-2	АСК-240/39	266,06	610
2-4	АС-70/11	257,287	265
4-3	АС-120/19	112,911	390

Струми які протікають по ділянкам мережі не перевищують допустимих, напруга в пунктах не виходить за межі регулювання, виконуються умови першої та другої групи післяаварійних режимів, що означає - перерізи було обрано вірно.

2.4 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі

Розрахунок параметрів заміщення схеми мережі почнемо з визначення параметрів повітряних ліній, наведемо паспортні характеристики використовуваних перерізів для нашої мережі в табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Паспортні данні перерізів ПЛ

Марка проводу	Погонний активний опір, Ом/км	Діаметр проводу, мм	Допустимий струм, А
АС-70/11	0,422	11,4	265
АС-120/19	0,244	15,2	390
АСК-240/39	0,122	21,6	610

Виконаємо розрахунок погонних параметрів ПЛ для різних перерізів, що розташовані на сталевій опорі типу П-110-5В, П-110-5В+4, зобразимо креслення опори на рис. 2.3.

Відстані між фазними проводами опори складають приблизно 7324, 6300 та 6357 мм.

Отже, $D_{c.z}$ дорівнює:

$$D_{c.z} = \sqrt[3]{7324 \cdot 6300 \cdot 6357} = 6644 \text{ мм.}$$

Погонний індуктивний опір для обраних нами перерізів рівний:

$$x_{0.70} = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{c.z}}{d_{70}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 6644}{11,4}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,458 \text{ Ом/км;}$$

$$x_{0.120} = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{c.z.}}{d_{120}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 6644}{15,2}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,44 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0.240} = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{c.z.}}{d_{240}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 6644}{21,6}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,418 \text{ Ом/км}.$$

Знайдемо погонну ємнісну провідність для вибраних перерізів:

$$b_{0.95} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{c.z.}}{d_{95}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 6644}{13,5}\right)} = 2,532 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{0.120} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{c.z.}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 6644}{15,2}\right)} = 2,577 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{0.240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{c.z.}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 6644}{21,6}\right)} = 2,718 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

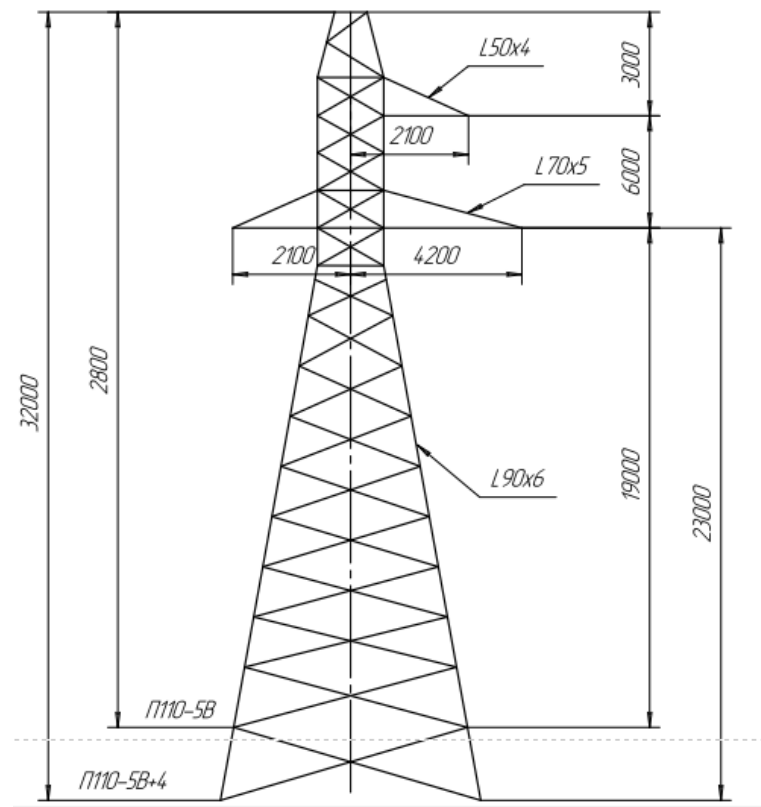


Рисунок 2.3 – Сталева опора П-110

Знайдемо значення опорів та провідностей ділянок мережі:

Для ділянки 0-1 маємо:

$$\underline{Z}_{0-1} = (r_{0,240} + j \cdot x_{0,240}) \cdot L_{0-1} = (0,122 + j0,418) \cdot 36,056 = 4,206 + j15,058 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{0-1} = (g_{0,240} + j \cdot b_{0,240}) \cdot L_{0-1} = (0 + j2,718 \cdot 10^{-6}) \cdot 36,056 = j9,79 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Для інших ділянок розрахунків ведеться аналогічно, результати розрахунку параметрів заміщення РЕМ приведемо до табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Параметри схеми заміщення повітряних ліній

Ділянка	Опір ділянки $\underline{Z}$, Ом	Провідність ділянки $\underline{Y}$, См $\cdot 10^{-5}$
0-1	4,206+j15,058	j9,79
1-2	9,365+j10,232	j5,52
0-2	5,218+j18,679	j12,15
2-4	8,377+j9,152	j4,94
0-3	2,33+j8,352	j5,43
3-4	4,846+j8,792	j5,15
0-5	15,101+j16,499	j17,82
0-6	4,846+j8,792	j5,15
6-7	9,365+j10,232	j5,52
0-7	15,101+j15,058	j9,79
7-8	9,365+j10,232	j5,52
0-8	13,245+j14,47	j7,81
0-9	4,206+j15,05	j19,59

Розрахуємо параметри Г- подібної схем заміщення силових трансформаторів, а саме повздовжній активний та реактивний опір обмоток та поперечну активну та реактивну провідність схеми заміщення трансформаторів.

Для силового двообмоткового трансформатора в пункті 5 маємо:

Активний опір

$$r_m = \frac{\Delta P_k \cdot 10^3 \cdot U_{нг}^2}{S_n^2} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 115^2}{10000^2} = 7,935 \text{ Ом.}$$

Для групи з двох паралельно працюючих маємо:

$$r_{om} = \frac{7,935}{2} = 3,967 \text{ Ом.}$$

Активний опір триобмоткового силового трансформатора в пункті 3 дорівнює:

$$r_{\epsilon} = r_c = r_n = \frac{\Delta P_k \cdot 10^3 \cdot U_{нв}^2}{2 \cdot S_n^2} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000^2} = 2,583 \text{ Ом.}$$

Для групи з двох паралельно працюючих маємо:

$$r_{\delta\epsilon} = r_{\delta c} = r_{\delta n} = \frac{2,583}{2} = 1,291 \text{ Ом.}$$

Індуктивний опір двообмоткового силового трансформатора встановленого в пункті 5 дорівнює:

$$x_m = \frac{10 \cdot U_k \cdot U_{нв}^2}{S_n} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{10000} = 138,863 \text{ Ом.}$$

Для групи з двох паралельно працюючих маємо:

$$x_{\delta m} = \frac{138,863}{2} = 69,431 \text{ Ом.}$$

Індуктивний опір триобмоткового силового трансформатора в пункті 3 дорівнює:

$$x_{mv} = \frac{10 \cdot U_{K-B} \cdot 115^2}{S_n} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{16000} = 88,855 \text{ Ом;}$$

$$x_{mc} = \frac{10 \cdot U_{K-C} \cdot 115^2}{S_n} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{16000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{mn} = \frac{10 \cdot U_{K-H} \cdot 115^2}{S_n} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{16000} = 51,66 \text{ Ом.}$$

Для групи з двох паралельно працюючих маємо:

$$x_{\delta mv} = \frac{88,855}{2} = 44,427 \text{ Ом;}$$

$$x_{\delta mc} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{\delta mn} = \frac{51,66}{2} = 25,83 \text{ Ом.}$$

Активна провідність двообмоткового трансформатора в пункті 5 складатиме:

$$g_m = \frac{\Delta P_X \cdot 10^{-3}}{U_n^2} = \frac{14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,157 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Для блоку трансформаторів складатиме:

$$g_{\text{бм}} = 2 \cdot 1,157 \cdot 10^{-6} = 2,314 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Активна провідність триобмоткового трансформатора в пункті 3 складатиме:

$$g_m = \frac{\Delta P_X \cdot 10^{-3}}{U_n^2} = \frac{23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,901 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Для блоку трансформаторів складатиме:

$$g_{\text{бм}} = 2 \cdot 1,901 \cdot 10^{-6} = 3,802 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Реактивна провідність двообмоткового трансформатора в пункті 5 складає:

$$b_m = -\frac{I_X}{100} \cdot \frac{S_n \cdot 10^{-3}}{U_n^2} = -\frac{0,7}{100} \cdot \frac{10000 \cdot 10^{-3}}{115^2} = -5,785 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Для блоку трансформаторів складатиме:

$$b_m = 2 \cdot (-5,785 \cdot 10^{-6}) = -1,157 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Реактивна провідність триобмоткового трансформатора в пункті 3 складає:

$$b_m = -\frac{I_X}{100} \cdot \frac{S_n \cdot 10^{-3}}{U_n^2} = -\frac{1}{100} \cdot \frac{16000 \cdot 10^{-3}}{115^2} = -1,322 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Для блоку трансформаторів складатиме:

$$b_m = 2 \cdot (-1,322 \cdot 10^{-6}) = -2,645 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Розрахунок для інших вузлових трансформаторних підстанцій виконаємо аналогічно, результати розрахунку занесемо до табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Параметри схем заміщення силових трансформаторів підстанцій РЕМ

№	Опір блоку трансформаторів, Ом								провідність, См		
	активний				реактивний				$g_{\text{бт}}$	$b_{\text{бт}}$	$Y_{\text{бт}} \cdot 10^{-6}$
	$r_{\text{бт}}$	$r_{\text{бтВ}}$	$r_{\text{бтС}}$	$r_{\text{бтН}}$	$x_{\text{бт}}$	$x_{\text{бтВ}}$	$x_{\text{бтС}}$	$x_{\text{бтН}}$	$\cdot 10^{-6}$	$\cdot 10^{-6}$	
1	-	0,74	0,74	0,74	-	28,43	0	17,85	4,68	26,4	4,68-j26,4
2	-	0,74	0,74	0,74	-	28,43	0	17,85	4,68	26,4	4,68-j26,4
3	-	1,29	1,29	1,29	-	44,42	0	25,83	3,47	24,2	3,47-j24,2
4	-	0,74	0,74	0,74	-	28,43	0	17,85	4,68	26,4	4,68-j26,4
5	3,967	-	-	-	69,4	-	-	-	2,11	10,5	2,11-j10,5
6	-	1,29	1,29	1,29	-	44,42	0	25,83	3,47	24,2	3,47-j24,2
7	-	1,29	1,29	1,29	-	44,42	0	25,83	3,47	24,2	3,47-j24,2
8	7,33	-	-	-	110,2	-		-	1,73	7,62	1,73-j7,6
9	-	0,74	0,74	0,74	-	28,43	0	17,85	4,68	26,4	4,68-j26,4

2.5 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку

Розрахуємо значення зведених навантажень та сумарних провідностей пунктів мережі.

Для двообмоткових трансформаторів в пункті 5 маємо:

Втрати в повздовжніх елементах:

$$\Delta P_{TZ} = 2 \cdot \beta^2 \cdot \Delta P_k = 2 \cdot \left(\frac{9,877}{2 \cdot 10} \right)^2 \cdot 60 = 29,264 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TZ} = -\frac{2 \cdot S_n}{100} \cdot \beta^2 \cdot U_{\kappa} \% = -\frac{2 \cdot 10000}{100} \cdot \left(\frac{9,877}{2 \cdot 10} \right)^2 \cdot 10,5 = -512,117 \text{ кВАр}.$$

Для триобмоткових трансформаторів в пункті 3 маємо:

Втрати в повздовжніх елементах:

$$\Delta P_{TZ} = \frac{2 \cdot \Delta P_k}{2} \cdot (\beta_1^2 + \beta_2^2 + \beta_3^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \left((0,672)^2 + (0,441)^2 + (0,231)^2 \right) = 70,016 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TZ} = -\frac{2 \cdot S_H}{100} \cdot (\beta_1^2 \cdot U_{1\kappa,3} \% + \beta_2^2 \cdot U_{2\kappa,3} \% + \beta_3^2 \cdot U_{3\kappa,3} \%) = -\frac{2 \cdot 16000}{100} \cdot \left((0,672)^2 \cdot 10,75 + (0,441)^2 \cdot 0 + (0,231)^2 \cdot 6,25 \right) = -1661,848 \text{ кВАр}.$$

Зведена навантаження в 5-му та 3-му пункті:

$$\underline{S}_{53\theta} = S_{5H} + (\Delta P_{TZ} - j\Delta Q_{TZ}) \cdot 10^{-3} = 8 - j5,792 + (29,264 - j512,117) \cdot 10^{-3} = 8,029 - j6,304 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{33\theta} = S_{3H} + (\Delta P_{TZ} - j\Delta Q_{TZ}) \cdot 10^{-3} = 18 - j11,781 + (70,016 - j1661,848) \cdot 10^{-3} = 18,07 - j13,443 \text{ МВА}.$$

Для інших пунктів зведене навантаження пунктів мережі розрахуємо аналогічно, результат розрахунку наведемо в табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Зведене навантаження пунктів

Пункт	Навантаження пунктів, МВА	Зведене навантаження пунктів, МВА
1	21-j13,432	21,059-j14,801
2	21-j13,744	21,055-j15,186
3	18-j11,781	18,07-j13,443
4	23-j15,088	23,065-j16,847
5	8-j5,792	8,029-j6,304
6	16-j10,124	16,062-j11,341
7	16-j10,541	16,055-j11,341
8	6-j4,344	6,03-j4,801
9	21-j13,536	21,057-j14,929

Розрахуємо значення розрахункових еквівалентних провідностей пунктів РЕМ:

$$Y_{p0} = 0,5(Y_{0-1} + Y_{0-2} + Y_{0-3} + Y_{0-4} + Y_{0-5} + Y_{0-6} + Y_{0-7} + Y_{0-8} + Y_{0-9}) = j43,79 \cdot 10^{-5} \text{ СМ};$$

$$Y_{p1} = 0,5(Y_{0-1} + Y_{1-2}) + Y_{\theta m1} = 4,688 \cdot 10^{-6} + j5,016 \cdot 10^{-5} \text{ СМ};$$

$$Y_{p2} = 0,5(Y_{0-2} + Y_{1-2} + Y_{2-4}) + Y_{\theta m2} = 4,688 \cdot 10^{-6} + j8,669 \cdot 10^{-5} \text{ СМ};$$

$$Y_{p3} = 0,5(Y_{0-3} + Y_{3-4}) + Y_{\theta m3} = 3,478 \cdot 10^{-6} + j2,875 \cdot 10^{-5} \text{ СМ};$$

$$Y_{p4} = 0,5(Y_{0-3} + Y_{2-4}) + Y_{\theta m4} = 4,688 \cdot 10^{-6} + j2,021 \cdot 10^{-5} \text{ СМ};$$

$$Y_{p5} = 0,5 \cdot Y_{0-5} + Y_{\theta m5} = 2,117 \cdot 10^{-6} + j7,85 \cdot 10^{-5} \text{ СМ};$$

$$Y_{p6} = 0,5(Y_{0-6} + Y_{6-7}) + Y_{\bar{om}6} = 3,478 \cdot 10^{-6} + j2,92 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$Y_{p7} = 0,5(Y_{0-7} + Y_{7-8} + Y_{6-7}) + Y_{\bar{om}7} = 3,478 \cdot 10^{-6} + j8,007 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$Y_{p8} = 0,5(Y_{0-8} + Y_{7-8}) + Y_{\bar{om}8} = 1,739 \cdot 10^{-6} + j5,909 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$Y_{p9} = 0,5 \cdot Y_{0-9} + Y_{\bar{om}9} = 4,688 \cdot 10^{-6} + j7,528 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

Визначимо алгебраїчні взаємні та власні провідності ділянок мережі:

Взаємна провідність ділянки 0-1:

$$y_{01} = \frac{1}{Z_{01}} = \frac{1}{4,206 + j15,058} = 0,017 - j0,062 \text{ См.}$$

Власна провідність пункту 1:

$$y_{11} = -(y_{01} + y_{12}) = (0,017 - j0,062 + 0,049 - j0,05) = -(0,066 - j0,115) \text{ См.}$$

Для інших ділянок та пунктів розрахуємо аналогічно, результати наведемо в табл. 2.17 та табл. 2.18 відповідно.

Таблиця 2.17 – Значення взаємних провідностей

Ділянка	Взаємна провідність, См	Ділянка	Взаємна провідність, См
0-1	0,017-j0,062	0-6	0,048-j0,087
1-2	0,049-j0,053	6-7	0,049-j0,053
0-2	0,014-j0,05	0-7	0,033-j0,033
2-4	0,054-j0,059	7-8	0,049-j0,053
0-3	0,031-j0,111	0-8	0,034-j0,038
3-4	0,048-j0,087	0-9	0,017-j0,062
0-5	0,03-j0,033		

Таблиця 2.18 – Значення власних провідностей пунктів

№ пункту	Власна провідність, См	№ пункту	Власна провідність, См
1	-0,066+j0,115	6	-0,097+j0,14
2	-0,117+j0,162	7	-0,131+j0,139
3	-0,079+j0,198	8	-0,083+j0,091
4	-0,103+j0,147	9	-0,034+j0,123
5	-0,06+j0,066		

2.6 Розрахунок електричної мережі в режимі максимальних навантажень

Виконаємо ітераційний розрахунок вихідної схеми електричної мережі методом Зейделя маючи такі данні як схему електричної мережі, опір ділянок мережі, що був перерахований в алгебраїчні провідності, власні алгебраїчні провідності, навантаження пунктів провідності та розрахункова провідність пунктів. Вихідну розрахункову схему електричної мережі покажемо на рис. 2.4.

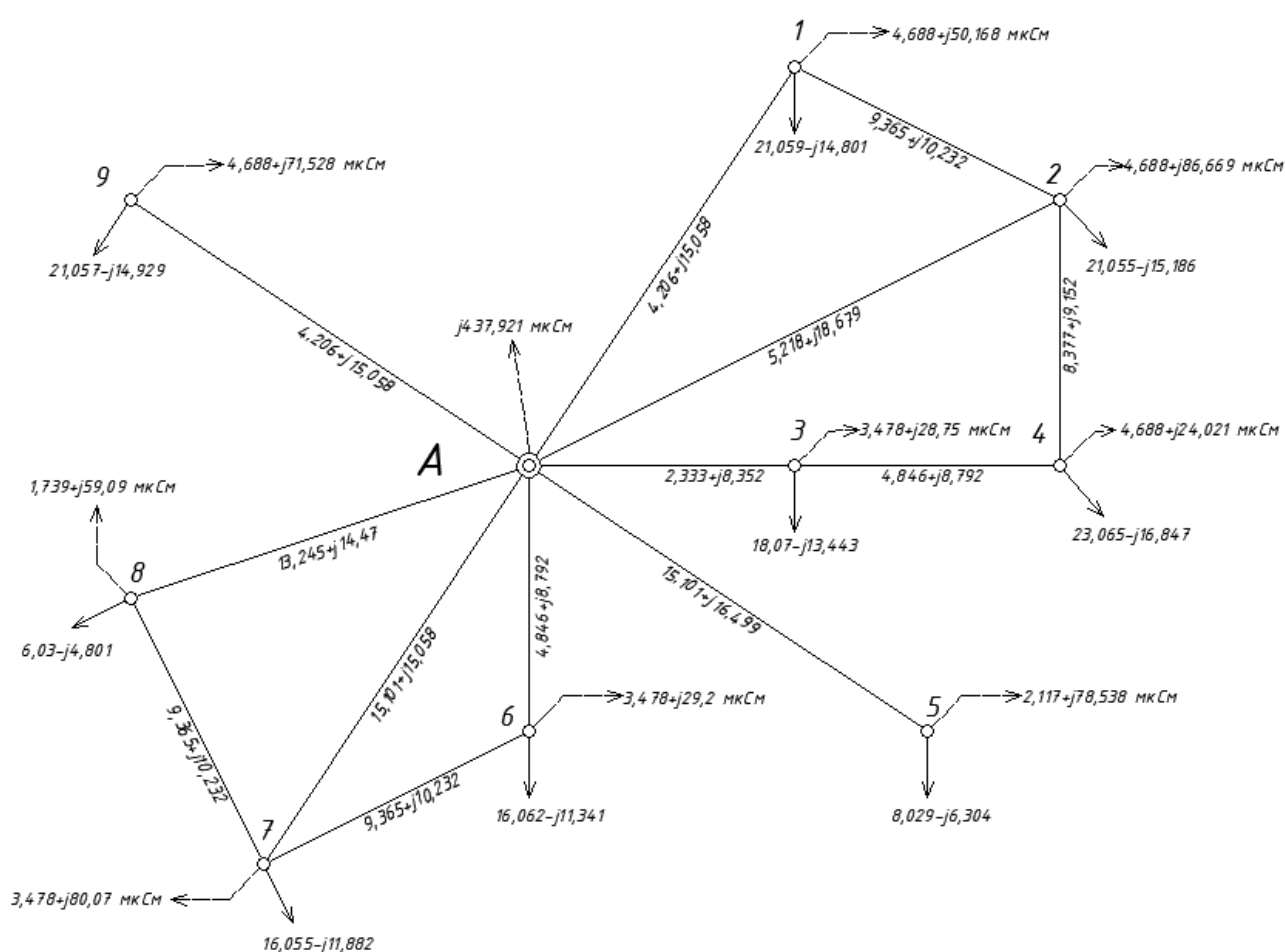


Рисунок 2.4 – Вихідна електрична схема РЕМ

Початкове значення напруги у пунктах РЕМ приймемо за 110 кВ, а значення напруги балансуєного пункту приймемо рівним 115 кВ. Точність ітераційного процесу приймемо 0,01 МВА.

Перед початком ітераційного процесу визначимо значення розрахункових потужностей пунктів:

Для пункту 1 маємо:

$$S_{p1} = S_1 + Y_{p1} \cdot (|U_1|)^2 = 21,059 - j14,801 + (4,688 + 50,17) \cdot (|110|)^2 = 21,12 - j14,19 \text{ МВА}$$

Аналогічно розрахуємо для інших пунктів, розрахунок наведемо в табл. 2.19.

Таблиця 2.19 – Розрахункові потужності

№ пункту	Розрахункова потужність, МВА	№ пункту	Розрахункова потужність, МВА
1	21,12-j14,19	6	16,10-j10,99
2	21,11-j14,14	7	16,10-j10,91
3	18,11-j13,09	8	6,05-j4,09
4	23,12-j16,56	9	2,11-j14,06
5	8,05-j5,35		

Визначимо рівні напруги в пунктах мережі, підставивши значення, що були отримані вище:

$$U_1 = \frac{1}{y_{11}} \cdot \left[\frac{S_{p1}}{\bar{U}_1} - (y_{10} \cdot U_0 + y_{12} \cdot U_2) \right] = \frac{1}{-0,66 + j0,115} \cdot \left[\frac{21,12 - j14,19}{110} - ((0,017 - j0,062) \cdot 115 + (0,049 - j0,053) \cdot 110) \right] = 110,755 - j1,376 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \frac{1}{y_{22}} \cdot \left[\frac{S_{p2}}{\bar{U}_2} - (y_{21} \cdot U_1 + y_{20} \cdot U_0 + y_{24} \cdot U_4) \right] = 110,462 - j1,304 \text{ кВ};$$

$$U_3 = \frac{1}{y_{33}} \cdot \left[\frac{S_{p3}}{\bar{U}_3} - (y_{30} \cdot U_0 + y_{34} \cdot U_4) \right] = 111,881 - j0,799 \text{ кВ};$$

$$U_4 = \frac{1}{y_{44}} \cdot \left[\frac{S_{p4}}{\bar{U}_4} - (y_{42} \cdot U_2 + y_{43} \cdot U_3) \right] = 109,915 - j1,589 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \frac{1}{y_{55}} \cdot \left[\frac{S_{p5}}{\bar{U}_5} - (y_{50} \cdot U_0) \right] = 114,046 - j0,237 \text{ кВ};$$

$$U_6 = \frac{1}{y_{66}} \cdot \left[\frac{S_{p6}}{\bar{U}_6} - (y_{67} \cdot U_7 + y_{60} \cdot U_0) \right] = 111,937 - j0,665 \text{ кВ};$$

$$U_7 = \frac{1}{y_{77}} \cdot \left[\frac{S_{p7}}{\bar{U}_7} - (y_{87} \cdot U_8 + y_{70} \cdot U_0 + y_{67} \cdot U_6) \right] = 111,052 - j0,421 \text{ кВ};$$

$$U_8 = \frac{1}{y_{88}} \cdot \left[\frac{S_{p8}}{\bar{U}_8} - (y_{87} \cdot U_7 + y_{80} \cdot U_0) \right] = 112,163 - j0,373 \text{ кВ};$$

$$U_9 = \frac{1}{y_{99}} \cdot \left[\frac{S_{p9}}{\bar{U}_9} - (y_{90} \cdot U_0) \right] = 113,634 - j1,176 \text{ кВ}.$$

Знайдемо модулі небалансів потужності в пунктах:

$$\delta S_1 = |S_{p1} - (y_{12} \cdot U_2 + y_{10} \cdot U_0 + y_{11} \cdot U_1) \cdot \bar{U}_1| = 10,757 \text{ МВА};$$

$$\delta S_2 = |S_{p2} - (y_{21} \cdot U_1 + y_{24} \cdot U_4 + y_{20} \cdot U_0 + y_{22} \cdot U_2) \cdot \bar{U}_2| = 13,850 \text{ МВА};$$

$$\delta S_3 = |S_{p3} - (y_{34} \cdot U_4 + y_{30} \cdot U_0 + y_{33} \cdot U_3) \cdot \bar{U}_3| = 17,414 \text{ МВА};$$

$$\delta S_4 = |S_{p4} - (y_{42} \cdot U_2 + y_{43} \cdot U_3 + y_{44} \cdot U_4) \cdot \bar{U}_4| = 0,411 \text{ МВА};$$

$$\delta S_5 = |S_{p5} - (y_{50} \cdot U_0 + y_{55} \cdot U_5) \cdot \bar{U}_5| = 0,356 \text{ МВА};$$

$$\delta S_6 = |S_{p6} - (y_{67} \cdot U_7 + y_{60} \cdot U_0 + y_{66} \cdot U_6) \cdot \bar{U}_6| = 9,364 \text{ МВА};$$

$$\delta S_7 = |S_{p7} - (y_{76} \cdot U_6 + y_{70} \cdot U_0 + y_{78} \cdot U_8 + y_{77} \cdot U_7) \cdot \bar{U}_7| = 17,714 \text{ МВА};$$

$$\delta S_8 = |S_{p8} - (y_{87} \cdot U_7 + y_{80} \cdot U_0 + y_{88} \cdot U_8) \cdot \bar{U}_8| = 0,146 \text{ МВА};$$

$$\delta S_9 = |S_{p9} - (y_{90} \cdot U_0 + y_{99} \cdot U_9) \cdot \bar{U}_9| = 0,881 \text{ МВА}.$$

На першій ітерації розрахунку ми визначили напруги в пунктах та небаланси потужності, максимальний із яких складає 17,714 МВА в пункті 3. Далі виконуємо ітераційний розрахунок маючи нові значення напруги в пунктах до тих пір поки максимальний небаланс потужності в пункті складатиме менше ніж 0,01 – значення точності розрахунку.

Результати ітераційного розрахунку наведемо в табл. 2.20.

Таблиця 2.20 – Результати ітераційного розрахунку мережі в режимі максимальних навантажень

№ ітерації	№ пункту	$\dot{U}$, кВ	№ пункту	$\dot{U}$, кВ	$\delta S_{\max}$, МВА
1	1	110,775-j1,367	6	111,937-j0,665	17,714
	2	110,462-j1,304	7	111,052-j0,421	
	3	111,881-j0,799	8	112,163-j0,373	
	4	109,915-j1,589	9	113,634-j1,176	
	5	114,046-j0,237			
2	1	111,178-j1,981	6	112,056-j0,769	8,343
	2	110,673-j2,132	7	112,056-j0,607	
	3	111,944-j1,525	8	112,762-j0,479	
	4	110,043-j2,333	9	113,607-j1,126	
	5	114,084-j0,231			
3	1	110,390-j2,385	6	112,852-j0,786	4,197
	2	110,851-j2,551	7	112,454-j0,656	
	3	112,044-j1,857	8	112,998-j0,507	
	4	110,181-j2,689	9	113,670-j1,126	
	5	114,084-j0,231			
4	1	111,535-j2,580	6	113,025-j0,782	2,174
	2	110,984-j2,746	7	112,611-j0,666	
	3	112,128-j2,011	8	113,092-j0,512	
	4	110,290-j2,853	9	113,671-j1,126	
	5	114,084-j0,231			
-	-	-	-	-	-
13	1	110,764-j2,701	6	113,137-j0,769	0,01
	2	111,205-j2,870	7	112,714-j0,663	
	3	112,280-j2,116	8	113,153-j0,511	
	4	110,476-j2,959	9	112,238-j2,252	
	5	113,15-j0,46			
14	1	110,765-j2,701	6	113,137-j0,769	0,0054
	2	111,205-j2,870	7	112,714-j0,663	
	3	112,281-j2,116	8	113,153-j0,511	
	4	110,477-j2,958	9	112,238-j2,252	
	5	113,15-j0,46			

Модулі напруги в пунктах наведено в табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Значення модулів напруги в пунктах схеми

№ пункту	$ U $, кВ	№ пункту	$ U $, кВ
1	111,80	6	113,14
2	111,24	7	112,72
3	112,30	8	113,15
4	110,52	9	112,31
5	113,15		

Лінійний струм, що протікає по ділянці 0-1 рівний:

$$J_{0-1} = (U_0 - U_1) \cdot y_{01} = (115 - (110,765 - j2,107)) \cdot (0,017 - 0,062j) = 222 - j152,8 \text{ А.}$$

Модуль фазного струму, що протікає по ділянці 0-1 рівний:

$$|J_{0-1}| = \frac{|222 - j152,8|}{\sqrt{3}} = 155,632 \text{ А.}$$

Потужність на початку ділянки 0-1 рівна:

$$S_{n0-1} = J_{0-1} \cdot \bar{U}_0 = (222 - j152,8) \cdot 115 = 25,54 - j17,58 \text{ МВА}$$

Потужність на кінці ділянки 0-1 рівна:

$$S_{\kappa0-1} = J_{0-1} \cdot \bar{U}_1 = (222 - j152,8) \cdot (110,765 - j2,701) = 25,23 - j16,48 \text{ МВА}$$

Аналогічно для всіх інших ділянок, результати розрахунку наведемо в табл. 2.22.

Таблиця 2.22 – Результати визначення струмів та перетоків потужності на ділянках мережі в режимі максимальних навантажень

Ділянка	J , А	$ J /\sqrt{3}$, А	S_n , МВА	S_κ , МВА
1	2	3	4	5
0-1	222,0-j152,8	155,632	25,54-j17,58	25,23-j16,48
1-2	36,2-j21,5	24,336	4,11-j2,31	4,09-j2,29
0-2	195,2-j148,7	141,641	22,44-j17,1	22,13-j15,97

Закінчення таблиці 2.22

1	2	3	4	5
2-4	44,9-j38,5	34,137	5,1-j4,15	5,07-j4,12
0-3	31,94-j236,4	229,388	36,73-j27,18	36,36-j25,86
3-4	16,2-j116,9	114,502	18,24-j12,78	18,05-j12,44
0-5	70,5-j46,4	49,201	8,17-j5,42	8,06-j5,30
0-6	156,7-j125,5	115,905	18,02-j14,44	17,82-j14,08
6-7	15-j27,6	18,148	1,71-j3,12	1,70-j3,11
0-7	97,9-j53,7	64,436	11,25-j6,17	11,07-j5,98
7-8	-29,5+j15,9	19,326	-3,33+j1,77	-3,34+j1,78
0-8	82,8-j51,9	56,407	9,52-j5,97	9,39-j5,83
0-9	184,5-j125,0	130,325	21,33-j14,79	21,12-j14,03

Поглянувши на результат розрахунку ми можемо сказати, що перерізи обрано вірно, так як модулі струмів на ділянках мережі не перевищують допустимих для використовуваних перерізів. Можемо побачити, що найбільш завантаженою ділянкою мережі, є ділянка 0-3, яка буде вилучена в подальших розрахунках післяаварійного режиму роботи.

Потужність балансуєчого пункту складає:

$$S_{БП} = S_{n0-1} + S_{n0-2} + S_{n0-3} + S_{n0-5} + S_{n0-6} + S_{n0-7} + S_{n0-8} + S_{n0-9} + Y_{p0} \cdot (|U_0|) = \\ = 152,979 - j102,838 \text{ МВА.}$$

Сумарна потужність навантаження складає:

$$S_{\Sigma} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7 + S_8 + S_9 = 150,482 - j109,533 \text{ МВА.}$$

Сумарні втрати потужності в мережі в режимі максимальних навантажень складають:

$$\Delta S = S_{БП} - S_{\Sigma} = 2,497 + j6,694 \text{ МВА.}$$

Результат розрахунку мережі в режимі максимальних навантажень зобразимо на рис. 2.5.

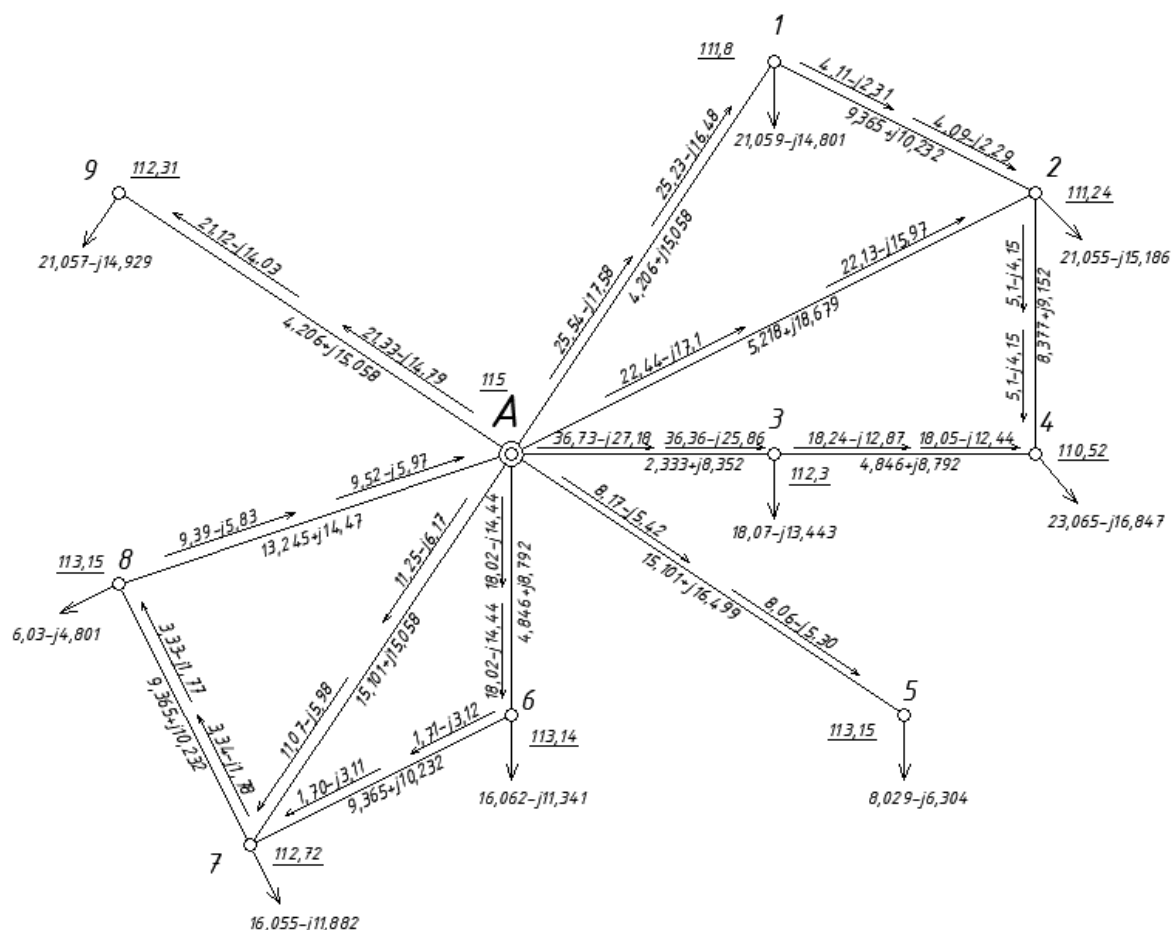


Рисунок 2.5 – Результат розрахунку РЕМ в режимі максимальних навантажень

2.7 Розрахунок післяаварійного режиму роботи електричної мережі

Після розрахунку післяаварійного режиму роботи електричної мережі, коли ми виводимо найбільш завантажену ділянку з роботи, ми виконуємо перевірку обраних перерізів на допустимість перегріву в обваженому для них режимі. В нашому випадку ми виводимо ділянку 0-3.

Виконаємо перерахунок розрахункових провідностей БП та вузла 3:

$$Y_{p0} = 0,5(Y_{0-1} + Y_{0-2} + Y_{0-4} + Y_{0-5} + Y_{0-6} + Y_{0-7} + Y_{0-8} + Y_{0-9}) = j43,79 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$Y_{p3} = 0,5 \cdot Y_{3-4} + Y_{om3} = 3,478 \cdot 10^{-6} + j1,572 \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

Розрахунок проведемо аналогічно до розрахунку схеми в режимі максимальних навантажень, розрахункову схему покажемо на рис. 2.6.

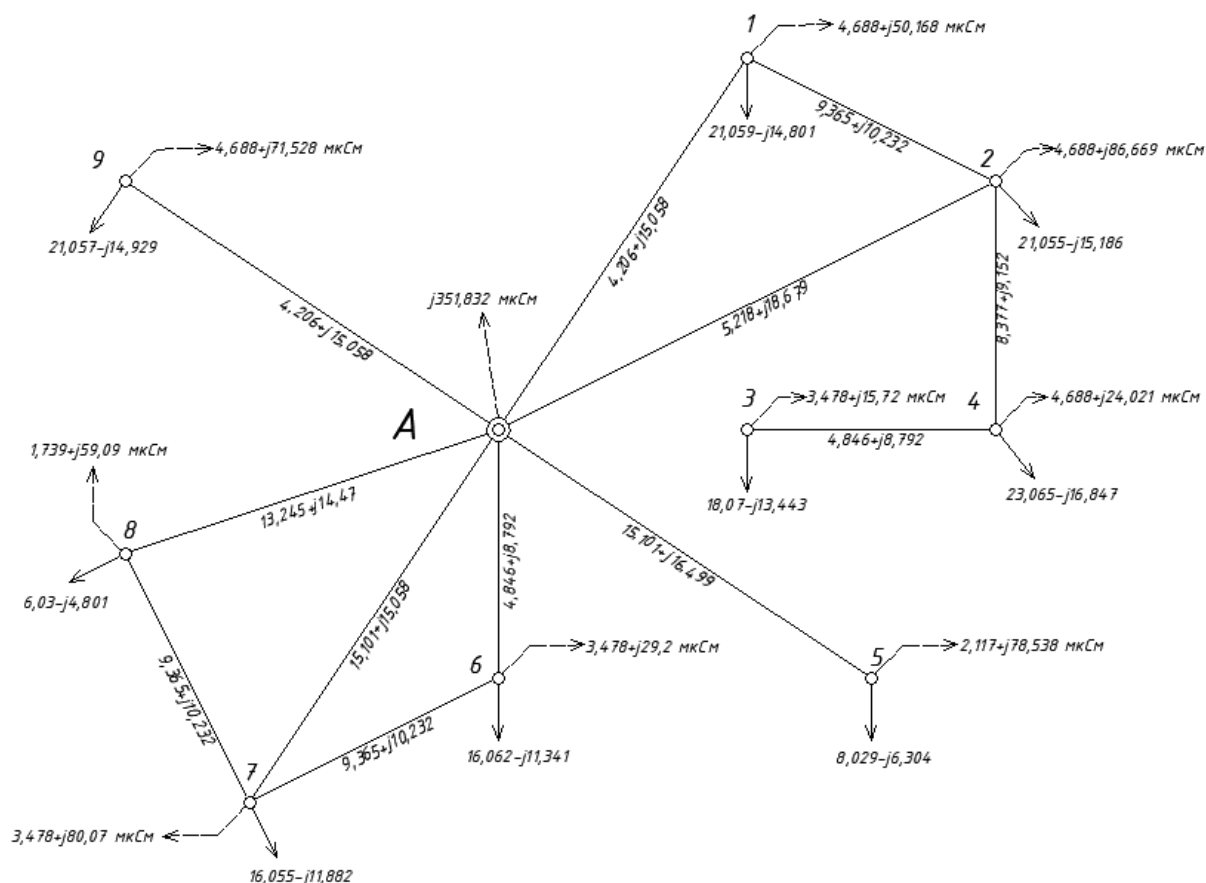


Рисунок 2.6 – Вихідна електрична схема РЕМ в післяаварійному режимі

Перерахуємо значення розрахункових потужностей зі зміною розрахункових провідностей пунктів, та запишемо до табл.2.23

Для пункту 3 маємо:

$$S_{p3} = S_3 + Y_{p3} \cdot (|U_3|)^2 = 18,07 - j13,443 + (3,478 + 28,75) \cdot (|110|)^2 = 18,11 - j13,09 \text{ МВА}$$

Таблиця 2.23 – Розрахункові потужності

№ пункту	Розрахункова потужність, МВА	№ пункту	Розрахункова потужність, МВА
1	21,12-j14,19	6	16,10-j10,99
2	21,11-j14,14	7	16,10-j10,91
3	18,11-j13,09	8	6,05-j4,09
4	23,12-j16,56	9	2,11-j14,06
5	8,05-j5,35		

Визначимо рівні напруги в пунктах мережі, підставивши значення, що були отримані вище:

$$U_1 = \frac{1}{y_{11}} \cdot \left[\frac{S_{p1}}{\bar{U}_1} - (y_{10} \cdot U_0 + y_{12} \cdot U_2) \right] = \frac{1}{-0,66 + j0,115} \cdot \left[\frac{21,12 - j14,19}{110} - ((0,017 - j0,062) \cdot 115 + (0,049 - j0,053) \cdot 110) \right] = 110,755 - j1,376 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \frac{1}{y_{22}} \cdot \left[\frac{S_{p2}}{\bar{U}_2} - (y_{21} \cdot U_1 + y_{20} \cdot U_0 + y_{24} \cdot U_4) \right] = 110,462 - j1,304 \text{ кВ};$$

$$U_3 = \frac{1}{y_{33}} \cdot \left[\frac{S_{p3}}{\bar{U}_3} - y_{34} \cdot U_4 \right] = 108,155 - j0,871 \text{ кВ};$$

$$U_4 = \frac{1}{y_{44}} \cdot \left[\frac{S_{p4}}{\bar{U}_4} - (y_{42} \cdot U_2 + y_{43} \cdot U_3) \right] = 107,849 - j1,409 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \frac{1}{y_{55}} \cdot \left[\frac{S_{p5}}{\bar{U}_5} - (y_{50} \cdot U_0) \right] = 114,046 - j0,237 \text{ кВ};$$

$$U_6 = \frac{1}{y_{66}} \cdot \left[\frac{S_{p6}}{\bar{U}_6} - (y_{67} \cdot U_7 + y_{60} \cdot U_0) \right] = 111,937 - j0,665 \text{ кВ};$$

$$U_7 = \frac{1}{y_{77}} \cdot \left[\frac{S_{p7}}{\bar{U}_7} - (y_{87} \cdot U_8 + y_{70} \cdot U_0 + y_{67} \cdot U_6) \right] = 111,052 - j0,421 \text{ кВ};$$

$$U_8 = \frac{1}{y_{88}} \cdot \left[\frac{S_{p8}}{\bar{U}_8} - (y_{87} \cdot U_7 + y_{80} \cdot U_0) \right] = 112,163 - j0,373 \text{ кВ};$$

$$U_9 = \frac{1}{y_{99}} \cdot \left[\frac{S_{p9}}{\bar{U}_9} - (y_{90} \cdot U_0) \right] = 113,634 - j1,176 \text{ кВ}.$$

Знайдемо модулі небалансів потужності в пунктах:

$$\delta S_1 = |S_{p1} - (y_{12} \cdot U_2 + y_{10} \cdot U_0 + y_{11} \cdot U_1) \cdot \bar{U}_1| = 10,757 \text{ МВА};$$

$$\delta S_2 = |S_{p2} - (y_{21} \cdot U_1 + y_{24} \cdot U_4 + y_{20} \cdot U_0 + y_{22} \cdot U_2) \cdot \bar{U}_2| = 22,696 \text{ МВА};$$

$$\delta S_3 = |S_{p3} - (y_{34} \cdot U_4 + y_{33} \cdot U_3) \cdot \bar{U}_3| = 28,052 \text{ МВА};$$

$$\delta S_4 = |S_{p4} - (y_{42} \cdot U_2 + y_{43} \cdot U_3 + y_{44} \cdot U_4) \cdot \bar{U}_4| = 0,665 \text{ МВА};$$

$$\delta S_5 = |S_{p5} - (y_{50} \cdot U_0 + y_{55} \cdot U_5) \cdot \bar{U}_5| = 0,356 \text{ МВА};$$

$$\delta S_6 = |S_{p6} - (y_{67} \cdot U_7 + y_{60} \cdot U_0 + y_{66} \cdot U_6) \cdot \bar{U}_6| = 9,364 \text{ МВА};$$

$$\delta S_7 = |S_{p7} - (y_{76} \cdot U_6 + y_{70} \cdot U_0 + y_{78} \cdot U_8 + y_{77} \cdot U_7) \cdot \bar{U}_7| = 17,714 \text{ МВА};$$

$$\delta S_8 = |S_{p8} - (y_{87} \cdot U_7 + y_{80} \cdot U_0 + y_{88} \cdot U_8) \cdot \bar{U}_8| = 0,146 \text{ МВА};$$

$$\delta S_9 = |S_{p9} - (y_{90} \cdot U_0 + y_{99} \cdot U_9) \cdot \bar{U}_9| = 0,881 \text{ МВА};$$

На першій ітерації розрахунку ми визначили напруги в пунктах та небаланси потужності, максимальний із яких складає 28,052 МВА в пункті 3. Далі виконуємо ітераційний розрахунок маючи нові значення напруги в пунктах до тих пір поки максимальний небаланс потужності в пункті складатиме менше ніж 0,01 – значення точності розрахунку. Результати ітераційного розрахунку наведемо в табл. 2.24.

Таблиця 2.24 – Результат ітераційного розрахунку в післяаварійному режимі роботи

№ ітерації	№ пункту	$\dot{U}$, кВ	№ пункту	$\dot{U}$, кВ	$\delta S_{\max}$, МВА
1	2	3	4	5	6
1	1	110,775-j1,367	6	111,937-j0,665	28,052
	2	110,462-j1,304	7	111,052-j0,421	
	3	108,155-j0,871	8	112,163-j0,373	
	4	107,849-j1,409	9	113,634-j1,176	
	5	114,046-j0,237			
2	1	111,178-j1,981	6	112,056-j0,769	20,282
	2	109,838-j2,157	7	112,056-j0,607	
	3	105,965-j2,279	8	112,762-j0,479	
	4	106,291-j2,468	9	113,607-j1,126	
	5	114,084-j0,231			
3	1	110,949-j2,498	6	112,852-j0,786	15,63
	2	109,195-j2,842	7	112,454-j0,656	
	3	104,356-j3,329	8	112,998-j0,507	
	4	105,067-j3,290	9	113,670-j1,126	
	5	114,084-j0,231			

Закінчення таблиці 2.24

1	2	3	4	5	6
4	1	110,682-j2,932	6	113,025-j0,782	12,253
	2	108,657-j3,390	7	112,611-j0,666	
	3	103,092-j4,143	8	113,092-j0,512	
	4	104,091-j3,936	9	113,671-j1,126	
	5	114,084-j0,231			
-	-	-	-	-	-
35	1	109,503-j4,637	6	113,137-j0,769	0,01
	2	106,452-j5,479	7	112,714-j0,663	
	3	98,036-j7,159	8	113,153-j0,511	
	4	100,170-j6,343	9	112,238-j2,252	
	5	113,150-j0,460			
36	1	109,503-j4,637	6	113,137-j0,769	0,0097
	2	106,451-j5,480	7	112,714-j0,663	
	3	98,035-j7,159	8	113,153-j0,511	
	4	100,169-j6,343	9	112,238-j2,252	
	5	113,150-j0,460			

Модулі напруги в пунктах наведено в табл. 2.21.

Таблиця 2.25 – Значення модулів напруги в пунктах схеми

№ пункту	$ U $, кВ	№ пункту	$ U $, кВ
1	109,60	6	113,14
2	106,59	7	112,72
3	98,30	8	113,15
4	100,37	9	112,31
5	113,15		

Лінійний струм, що протікає по ділянці 0-1 рівний:

$$J_{2-4} = (U_2 - U_4) \cdot y_{24} = ((106,641 - j5,48) - (100,169 - j6,343)) \cdot (0,054 - 0,059) = 393,2 - j326,6 \text{ А.}$$

Модуль фазного струму, що протікає по ділянці 0-1 рівний:

$$|J_{2-4}| = \frac{|393,2 - j326,6|}{\sqrt{3}} = 295,111 \text{ А.}$$

Потужність на початку ділянки 0-1 рівна:

$$S_{n2-4} = J_{2-4} \cdot \bar{U}_2 = (393,2 - j326,6) \cdot (106,451 - j5,48) = 43,65 - j32,61 \text{ МВА}$$

Потужність на кінці ділянки 0-1 рівна:

$$S_{к2-4} = J_{2-4} \cdot \bar{U}_4 = (393,2 - j326,6) \cdot (100,169 - j6,343) = 43,50 - j34,96 \text{ МВА}$$

Як бачимо в результаті розрахунку післяаварійного режиму, виявилось що ділянка 2-4 з перерізом 70 мм² несе собою перевантаження по допустимості нагріву на 30 А більше чим передбачає завод виготовлювач, тому на ділянці 2-4 будемо використовувати провід перерізом 120 мм², і в подальшому розрахунку виконаємо заміну перерізу для даної ділянки. Аналогічно виконаємо розрахунки для всіх інших ділянок, результати розрахунку наведемо в табл. 2.22.

Таблиця 2.26 – Результати визначення струмів та перетоків потужності на ділянках мережі в режимі максимальних навантажень

Ділянка	J , А	Доп. струм, А	$ J /\sqrt{3}$, А	S_n , МВА	S_k , МВА
0-1	380,3-j152,8	610	265,588	43,73-j29,77	42,84-j26,58
1-2	193,3-j121,3	265	131,76	21,73-j12,38	21,24-j11,85
0-2	390,7-j348,5	610	302,284	44,93-j40,08	43,50-j34,96
2-4	<u>393,2-j326,6</u>	<u>265</u>	<u>295,111</u>	43,65-j32,61	41,46-j30,22
4-3	173,9-j146,9	390	131,419	18,35-j13,62	18,10-j13,16
0-5	70,5-j46,4	265	49,201	8,17-j5,42	8,06-j5,30
0-6	156,7-j125,5	390	115,905	18,02-j14,44	17,82-j14,08
6-7	15-j27,6	265	18,148	1,71-j3,12	1,70-j3,11
0-7	97,9-j53,7	265	64,436	11,25-j6,17	11,07-j5,98
7-8	-29,5+j15,9	265	19,326	-3,33+j1,77	-3,34+j1,78
0-8	82,8-j51,9	265	56,407	9,52-j5,97	9,39-j5,83
0-9	184,5-j125,0	610	130,325	21,33-j14,79	21,12-j14,03

Потужність балансуєчого пункту складає:

$$S_{\text{БП}} = S_{n0-1} + S_{n0-2} + S_{n0-5} + S_{n0-6} + S_{n0-7} + S_{n0-8} + S_{n0-9} + Y_{p0} \cdot (|U_0|) = \\ = 155,919 - j10,439 \text{ МВА.}$$

Сумарна потужність навантаження складає:

$$S_{\Sigma} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7 + S_8 + S_9 = 150,482 - j109,533 \text{ МВА.}$$

Сумарні втрати потужності в мережі в режимі максимальних навантажень складають:

$$\Delta S = S_{\text{БП}} - S_{\Sigma} = 5,437 - j0,906 \text{ МВА.}$$

Розрахунок районної електричної мережі в післяаварійному режимі роботи графічно наведено на рис. 2.7.

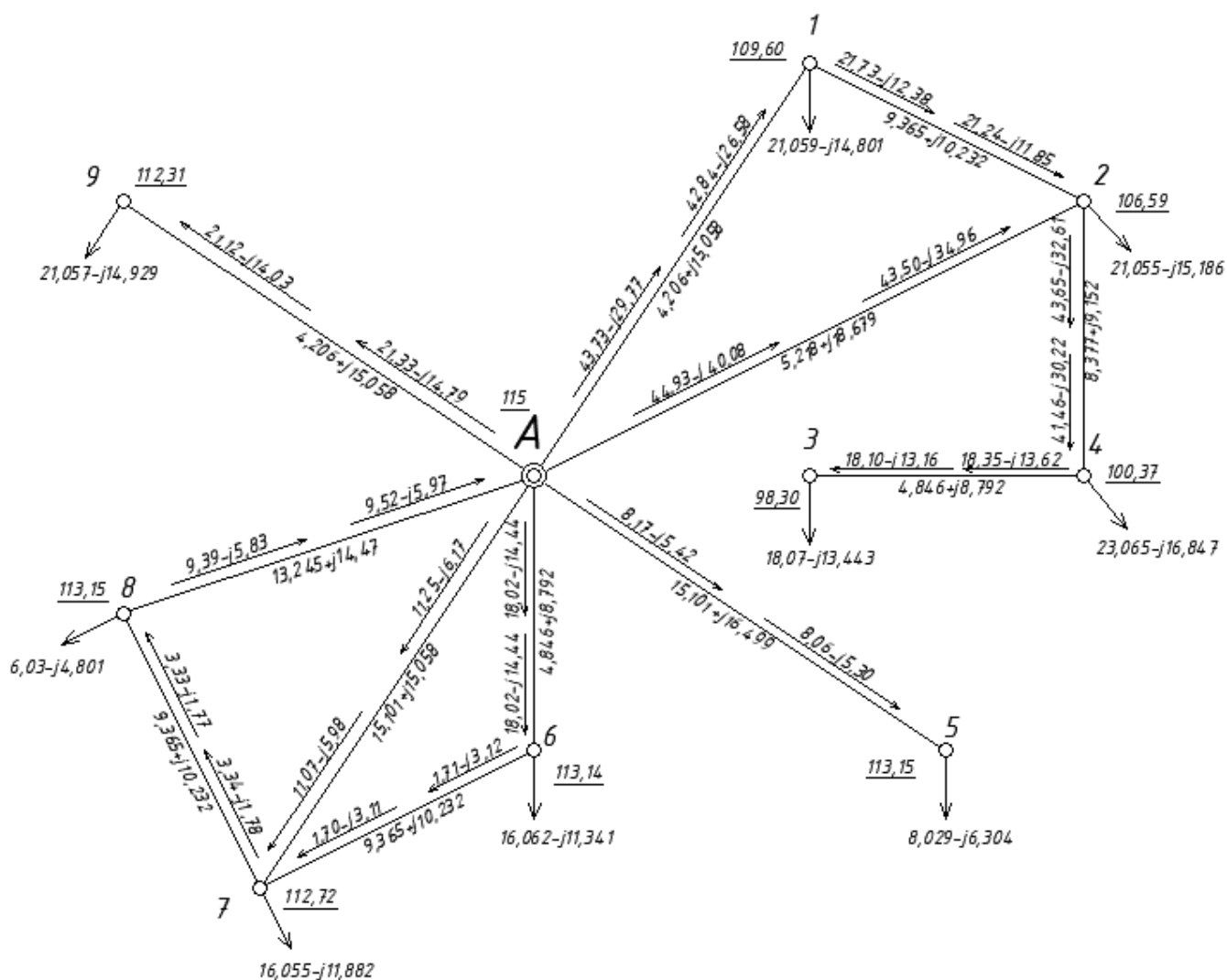


Рисунок 2.7 – Результат розрахунку РЕМ в післяаварійному режимі роботи

2.8 Розрахунок електричної мережі в режимі мінімальних навантажень

Розрахуємо режим роботи мережі в режимі мінімальних навантажень, для перевірки допустимого рівня напруги на затискачах трансформаторних підстанцій. Коефіцієнт зниження активного навантаження складає 0,54. Тому визначимо нові приведені навантажень пунктів перерахувавши їх (помножимо на коефіцієнт мінімального навантаження) значення та записавши до табл. 2.27.

Зобразимо розрахункову схему мережі на рис. 2.8.

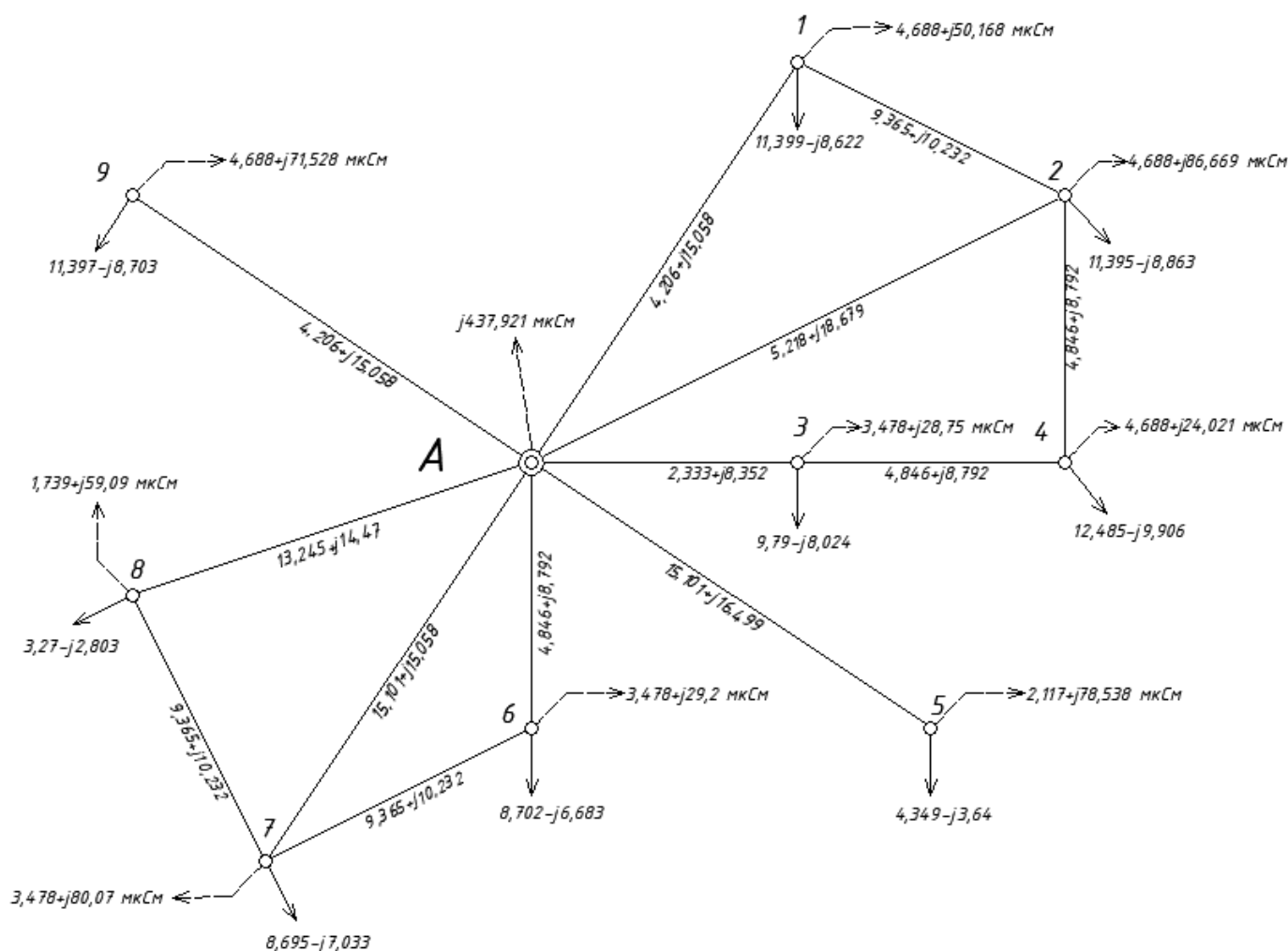


Рисунок 2.8 – Вихідна електрична схема РЕМ в режимі мінімальних навантажень

Таблиця 2.28 – Розрахункові приведені навантаження

№ пункту	Перерахована потужність, МВА	№ пункту	Перерахована потужність, МВА
1	11,399-j8,622	6	8,702-j6,683
2	11,395-j8,863	7	8,695-j7,033
3	9,79-j8,024	8	3,27-j2,803
4	12,485-j9,906	9	11,397-j8,703
5	4,349-j3,64		

Визначимо рівні напруги в пунктах мережі, підставивши значення, що були отримані вище:

$$U_1 = \frac{1}{y_{11}} \cdot \left[\frac{S_{p1}}{\bar{U}_1} - (y_{10} \cdot U_0 + y_{12} \cdot U_2) \right] = 111,473 - j1,003 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \frac{1}{y_{22}} \cdot \left[\frac{S_{p2}}{\bar{U}_2} - (y_{21} \cdot U_1 + y_{20} \cdot U_0 + y_{24} \cdot U_4) \right] = 111,159 - j0,761 \text{ кВ};$$

$$U_3 = \frac{1}{y_{33}} \cdot \left[\frac{S_{p3}}{\bar{U}_3} - (y_{30} \cdot U_0 + y_{34} \cdot U_4) \right] = 112,226 - j0,557 \text{ кВ};$$

$$U_4 = \frac{1}{y_{44}} \cdot \left[\frac{S_{p4}}{\bar{U}_4} - (y_{42} \cdot U_2 + y_{43} \cdot U_3) \right] = 111,033 - j0,948 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \frac{1}{y_{55}} \cdot \left[\frac{S_{p5}}{\bar{U}_5} - (y_{50} \cdot U_0) \right] = 114,498 - j0,143 \text{ кВ};$$

$$U_6 = \frac{1}{y_{66}} \cdot \left[\frac{S_{p6}}{\bar{U}_6} - (y_{67} \cdot U_7 + y_{60} \cdot U_0) \right] = 112,622 - j0,483 \text{ кВ};$$

$$U_7 = \frac{1}{y_{77}} \cdot \left[\frac{S_{p7}}{\bar{U}_7} - (y_{87} \cdot U_8 + y_{70} \cdot U_0 + y_{67} \cdot U_6) \right] = 111,622 - j0,256 \text{ кВ};$$

$$U_8 = \frac{1}{y_{88}} \cdot \left[\frac{S_{p8}}{\bar{U}_8} - (y_{87} \cdot U_7 + y_{80} \cdot U_0) \right] = 112,743 - j0,225 \text{ кВ};$$

$$U_9 = \frac{1}{y_{99}} \cdot \left[\frac{S_{p9}}{\bar{U}_9} - (y_{90} \cdot U_0) \right] = 114,245 - j0,634 \text{ кВ}.$$

Знайдемо модулі небалансів потужності в пунктах:

$$\delta S_1 = |S_{p1} - (y_{12} \cdot U_2 + y_{10} \cdot U_0 + y_{11} \cdot U_1) \cdot \bar{U}_1| = 11,188 \text{ МВА};$$

$$\delta S_2 = |S_{p2} - (y_{21} \cdot U_1 + y_{24} \cdot U_4 + y_{20} \cdot U_0 + y_{22} \cdot U_2) \cdot \bar{U}_2| = 15,491 \text{ МВА};$$

$$\delta S_3 = |S_{p3} - (y_{34} \cdot U_4 + y_{30} \cdot U_0 + y_{33} \cdot U_3) \cdot \bar{U}_3| = 15,726 \text{ МВА};$$

$$\delta S_4 = |S_{p4} - (y_{42} \cdot U_2 + y_{43} \cdot U_3 + y_{44} \cdot U_4) \cdot \bar{U}_4| = 0,201 \text{ МВА};$$

$$\delta S_5 = |S_{p5} - (y_{50} \cdot U_0 + y_{55} \cdot U_5) \cdot \bar{U}_5| = 0,210 \text{ МВА};$$

$$\delta S_6 = |S_{p6} - (y_{67} \cdot U_7 + y_{60} \cdot U_0 + y_{66} \cdot U_6) \cdot \bar{U}_6| = 13,502 \text{ МВА};$$

$$\delta S_7 = |S_{p7} - (y_{76} \cdot U_6 + y_{70} \cdot U_0 + y_{78} \cdot U_8 + y_{77} \cdot U_7) \cdot \bar{U}_7| = 22,291 \text{ МВА};$$

$$\delta S_8 = |S_{p8} - (y_{87} \cdot U_7 + y_{80} \cdot U_0 + y_{88} \cdot U_8) \cdot \bar{U}_8| = 0,098 \text{ МВА};$$

$$\delta S_9 = |S_{p9} - (y_{90} \cdot U_0 + y_{99} \cdot U_9) \cdot \bar{U}_9| = 0,541 \text{ МВА}.$$

На першій ітерації розрахунку ми визначили напруги в пунктах та небаланси потужності, максимальний із яких складає 22,291 МВА в пункті 7. Далі виконуємо ітераційний розрахунок маючи нові значення напруги в пунктах до тих пір поки максимальний небаланс потужності в пункті складатиме менше ніж 0,01 – значення точності розрахунку. Результати ітераційного розрахунку наведемо в табл. 2.29.

Таблиця 2.29 – Результати ітераційного розрахунку мережі в режимі мінімальних навантажень

№ ітерації	№ пункту	$\dot{U}$, кВ	№ пункту	$\dot{U}$, кВ	$\delta S_{\max}$, МВА
1	2	3	4	5	6
1	1	111,473-j1,003	6	112,364-j0,483	22,291
	2	111,159-j0,761	7	111,622-j0,256	
	3	112,226-j0,557	8	112,743-j0,225	
	4	111,033-j0,948	9	114,245-j0,634	
	5	114,498-j0,143			

Закінчення таблиці 2.29

1	2	3	4	5	6
2	1	112,189-j1,257	6	113,069-j0,490	10,76
	2	111,868-j1,227	7	112,930-j0,357	
	3	112,68-j0,929	8	113,518-j0,284	
	4	111,662-j1,360	9	114,247-j0,608	
	5	114,526-j0,143			
3	1	112,626-j1,417	6	113,626-j0,455	4,716
	2	112,303-j1,437	7	113,439-j0,371	
	3	113,084-j1,080	8	113,818-j0,292	
	4	112,040-j1,537	9	114,247-j0,608	
	5	114,523-j0,143			
4	1	112,885-j1,474	6	113,843-j0,431	2,658
	2	112,561-j1,520	7	113,636-j0,366	
	3	113,271-j1,139	8	113,935-j0,289	
	4	112,264-j1,605	9	114,274-j0,608	
	5	114,523-j0,143			
-	-	-	-	-	-
13	1	113,220-j1,448	6	113,979-j0,405	0,016
	2	112,905-j1,525	7	113,761-j0,354	
	3	113,518-j1,141	8	114,009-j0,282	
	4	112,563-j1,607	9	113,531-j1,216	
	5	114,041-j0,248			
14	1	113,220-j1,447	6	113,979-j0,405	0,0088
	2	112,905-j1,524	7	113,761-j0,354	
	3	113,518-j1,140	8	114,009-j0,282	
	4	112,563-j1,607	9	113,531-j1,216	
	5	114,041-j0,248			

Модулі напруги в пунктах наведемо в табл. 2.30.

Лінійний струм, що протікає по ділянці 0-1 рівний:

$$J_{0-1} = (U_0 - U_1) \cdot y_{01} = (115 - (113,220 - j1,447)) \cdot (0,017 - 0,062) = 119,8 - j84,7 \text{ А.}$$

Модуль фазного струму, що протікає по ділянці 0-1 рівний:

$$|J_{0-1}| = \frac{|119,8 - j84,7|}{\sqrt{3}} = 84,712 \text{ А.}$$

Потужність на початку ділянки 0-1 рівна:

$$S_{n0-1} = J_{0-1} \cdot \bar{U}_0 = (119,8 - j84,7) \cdot 115 = 13,78 - j9,74 \text{ МВА}$$

Потужність на кінці ділянки 0-1 рівна:

$$S_{к0-1} = J_{0-1} \cdot \bar{U}_1 = (119,8 - j84,7) \cdot (113,220 - j1,447) = 13,68 - j9,42 \text{ МВА}$$

Таблиця 2.30 – Значення модулів напруги в пунктах схеми

№ пункту	$ U $, кВ	№ пункту	$ U $, кВ
1	113,23	6	113,98
2	112,92	7	113,76
3	113,52	8	114,01
4	112,57	9	113,54
5	114,04		

Аналогічно для всіх інших ділянок, результати розрахунку наведемо в табл. 2.31.

Таблиця 2.31 – Результати визначення струмів та перетоків потужності на ділянках мережі в режимі мінімальних навантажень

Ділянка	J , А	$ J /\sqrt{3}$, А	S_n , МВА	S_k , МВА
0-1	119,8-j84,7	84,712	13,78-j9,74	13,68-j9,42
1-2	19,4-j13,0	13,492	2,22-j1,44	2,21-j1,44
0-2	104,8-j82,9	77,122	12,05-j9,53	11,96-j9,20
2-4	23,6-j25,9	20,226	2,71-j2,89	2,70-j2,88
0-3	86,6-j60,9	61,113	19,85-j14,85	19,74-j14,47
3-4	172,6-j129,2	124,477	9,90-j6,81	9,85-j6,71
0-5	38,3-j23,1	25,82	4,41-j2,65	4,38-j2,62
0-6	84,4-j69,6	63,189	9,71-j8,01	9,65-j7,90
6-7	7,9-j14,0	9,301	0,91-j1,60	0,90-j1,59
0-7	52,9-j29,3	34,888	6,08-j3,36	6,03-j3,31
7-8	-15,9+j9,7	10,735	-1,81+j1,09	-1,81+j1,10
0-8	44,7-j27,6	30,337	5,14-j3,17	5,11-j3,13
0-9	100,2-j69,6	70,427	11,52-j8,00	11,46-j7,78

Поглянувши на результат розрахунку ми можемо сказати, що перерізи обрано вірно, так як модулі струмів на ділянках мережі не перевищують допустимих для використовуваних перерізів.

Потужність балансуєчого пункту складає:

$$S_{БП} = S_{n0-1} + S_{n0-2} + S_{n0-3} + S_{n0-5} + S_{n0-6} + S_{n0-7} + S_{n0-8} + S_{n0-9} + Y_{p0} \cdot (|U_0|) = \\ = 82,537 - j53,536 \text{ МВА.}$$

Сумарна потужність навантаження складає:

$$S_{\Sigma} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7 + S_8 + S_9 = 81,482 - j64,277 \text{ МВА.}$$

Сумарні втрати потужності в мережі в режимі мінімальних навантажень складають:

$$\Delta S = S_{БП} - S_{\Sigma} = 1,056 + j10,741 \text{ МВА.}$$

Результат розрахунку мережі в режимі максимальних навантажень зобразимо на рис. 2.9.

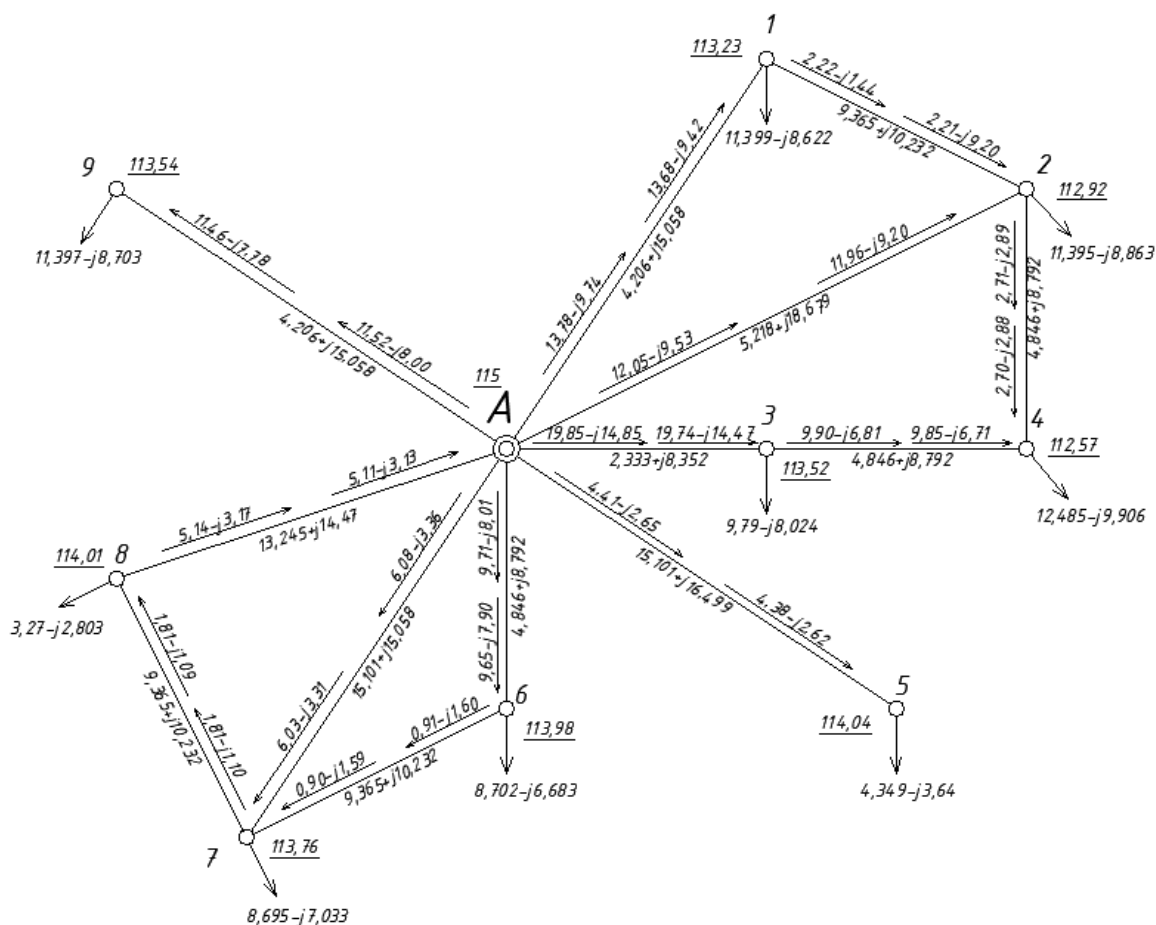


Рисунок 2.9 – Результат розрахунку РЕМ в режимі мінімальних навантажень

2.9 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій

Виконаємо вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій схеми. Розрахунок почнемо для силових двох-обмоткових трансформаторів у пункті 5, та для три-обмоткових в пункті 1, для режиму максимальних навантажень мережі, де бажаний рівень напруги на затискачах обмотки НН становить 10,5 кВ, а на СН 38,5 кВ.

Для блоку силових трансформаторів підстанції 5 маємо:

Значення приведеної напруги НН до ВН дорівнює:

$$U_{нн5} = U_5 - \frac{P_{56m} \cdot r_{56m} - Q_{56m} x_{56m}}{U_5} = 114,085 - \frac{8,057 \cdot 3,967 - 6,442 \cdot 69,431}{114,085} = 109,884 \text{ кВ.}$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків:

$$\omega_{65} = \frac{U_{нн5} \cdot U_{мн5}}{U_{мв5} \cdot U_{нб1}} - 1 = \frac{109,884 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,001.$$

Розрахунковий ступінь регулювання РПН:

$$N_{65} = \frac{\omega_{65}}{\omega_0} = \frac{-0,001}{0,0178} = -0,057.$$

Ступінь приймемо за 0, звідси знайдемо стандарту кількість регулювальних витків:

$$\omega_{65}^{cm} = N_{65} \cdot \omega_0 = 0 \cdot 0,0178 = 0.$$

Дійсний рівень напруги на затискачах НН:

$$U_{нд5} = \frac{U_{нн5} \cdot U_{мн5}}{U_{мв5} \cdot (1 + \omega_{65}^{cm})} = \frac{109,884 \cdot 11}{115(1 - 0)} = 10,511 \text{ кВ.}$$

Здійснимо вибір регулювальних відгалуджень для блоку трансформаторів підстанції 3.

Приведені значення рівнів напруги:

$$U_{нн3} = U_3 - \Delta U_{тв3} - \Delta U_{тн3} = 112,342 - 5,645 - 0,145 = 105,573 \text{ кВ};$$

$$U_{нс3} = U_3 - \Delta U_{тв3} - \Delta U_{тс3} = 112,342 - 5,645 - 0,124 = 106,552 \text{ кВ}.$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків:

$$\omega_{вб3} = \frac{U_{нн3} \cdot U_{тн3}}{U_{тв3} \cdot U_{нб3}} - 1 = \frac{105,573 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,038.$$

Розрахунковий ступінь регулювання РПН:

$$N_{в3} = \frac{\omega_{вб3}}{\omega_0} = \frac{-0,038}{0,0178} = -2,149.$$

Ступінь приймемо за -2, звідси знайдемо стандарту кількість регулювальних витків:

$$\omega_{в3}^{cm} = N_{в3} \cdot \omega_0 = -2 \cdot 0,0178 = -0,036.$$

Дійсний рівень напруги на затискачах НН:

$$U_{нд3} = \frac{U_{нн3} \cdot U_{тн3}}{U_{тв3} \cdot (1 + \omega_{в3}^{cm})} = \frac{105,573 \cdot 11}{115(1 - 0,036)} = 10,471 \text{ кВ}.$$

Бажане значення відносної кількості витків ПБЗ складе:

$$\omega_{сб3} = \frac{U_{сб3} \cdot U_{тв3} \cdot (1 + \omega_{в3}^{cm})}{U_{нс3} \cdot U_{тс3}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,036)}{106,552 \cdot 38,5} - 1 = 0,041.$$

Розрахунковий ступінь регулювання витків ПБЗ:

$$N_{с3} = \frac{\omega_{сб3}}{\omega_0} = \frac{0,041}{0,025} = 1,63.$$

Кількість витків приймаємо 2, знайдемо стандартну кількість витків:

$$\omega_{с3}^{cm} = N_{с3} \cdot \omega_0 = 2 \cdot 0,025 = 0,05.$$

Дійсний рівень напруги на затискачах СН:

$$U_{cd3} = \frac{U_{nc3} \cdot U_{mc3} (1 + \omega_{e3}^{cm})}{U_{me3} \cdot (1 + \omega_{c3}^{cm})} = \frac{106,552 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 - 0,036)} = 38,838 \text{ кВ.}$$

Вибір регулювальних відгалуджень в інших пунктах виконаємо аналогічно, розраховані дані вибору відгалуджень РПН та ПБЗ силових трансформаторів в режимі максимальних навантажень занесемо до табл. 2.32.

Таблиця 2.32 – Результати вибору відгалуджень РПН та ПБЗ силових трансформаторів для режиму максимальних навантажень

№	U_s кВ	$\Delta U_{m\phi}$ кВ	ΔU_{mc} кВ	ΔU_{mn} кВ	U_{nn} кВ	U_{nc} кВ	$\omega_{\phi\phi}$	$\omega_{c\phi}$	N_{ϕ}^{cm}	N_c^{cm}	$U_{\phi c}$ кВ	$U_{\phi n}$ кВ
1	111,77	3,989	0,116	0,507	107,269	107,66	-0,018	0,05	-1	2	38,53	10,44
2	111,19	4,108	0,097	0,893	106,189	106,989	-0,036	0,025	-2	1	38,06	10,53
3	112,34	5,645	0,145	0,124	105,573	106,552	-0,036	0,05	-2	2	38,83	10,47
4	110,60	4,569	0,105	1,031	105	15,927	-0,036	0,05	-2	2	38,61	10,41
5	114,08	4,201	-	-	109,884	-	0	-	0	-	-	10,51
6	113,14	4,759	0,167	0,369	108,012	18,214	-0,018	0,05	-1	2	38,73	10,52
7	112,72	4,989	0,12	1,113	106,614	107,607	-0,036	0,025	-2	1	38,29	10,57
8	113,15	5,163	-	-	107,991	-	-0,018	-	-1	-	-	10,51
9	113,68	3,957	0,108	0,623	109,096	109,611	0	0,05	0	2	38,53	10,43

Для інших режимів виконуємо аналогічні розрахунки, та наведемо їх в табл. 2.33 та табл. 2.34 відповідно для режиму мінімальних навантажень та післяаварійного.

Виконаємо перевірку допустимості використання обраних відгалуджень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки силових трансформаторів для підстанції пункту 1 у режимі максимальних навантажень:

$$N_{e1}^{cm} \geq \left(\frac{U_1 - \Delta U_{me1}}{1,05 \cdot U_{me1}} \right) \cdot (\omega_{e0})^{-1} = \left(\frac{111,766 - 3,989}{1,05 \cdot 115} \right) \cdot (0,0178)^{-1} = -6,036 \approx -6 \leq -1.$$

Як бачимо умова допустимості використання обраних відгалуджень РПН

виконується для пункту 1 , проведемо аналогічні розрахунки для інших пунктів навантаження для всіх трьох режимів , результати перевірки запишемо до табл. 2.35.

Таблиця 2.33 – Результати вибору відгалуджень РПН та ПБЗ силових трансформаторів для режиму мінімальних навантажень

№	U_s кВ	$\Delta U_{m\phi}$ кВ	ΔU_{mc} кВ	ΔU_{mn} кВ	U_{nn} кВ	U_{nc} кВ	$\omega_{\phi\phi}$	$\omega_{c\phi}$	N_{ϕ}^{ct}	N_c^{ct}	$U_{\phi c}$ кВ	$U_{\phi n}$ кВ
1	113,23	3,94	0,115	0,5	108,789	109,175	-0,018	0,025	-1	1	38,14	10,59
2	112,92	4,047	0,095	0,879	107,99	108,773	-0,018	0,05	-1	2	38,92	10,51
3	113,52	5,589	0,144	1,111	106,824	107,792	-0,036	0,025	-2	1	38,35	10,59
4	112,57	4,492	0,103	1,012	107,072	107,98	-0,018	0,05	-1	2	38,64	10,42
5	114,52	4,185	-	-	110,338	-	0	-	0	-	-	10,55
6	113,98	4,725	0,165	0,366	108,888	109,088	0	0,05	0	2	38,34	10,41
7	113,76	4,945	0,11	1,102	107,714	108,698	-0,018	0,05	-1	2	38,90	10,49
8	114,01	5,126	-	-	108,883	-	0	-	0	-	-	10,41
9	114,28	3,938	0,107	0,619	109,719	110,231	0	0,05	0	2	38,74	10,49

Таблиця 2.34 – Результати вибору відгалуджень РПН та ПБЗ силових трансформаторів для післяаварійного режиму роботи

№	U_s кВ	$\Delta U_{m\phi}$ кВ	ΔU_{mc} кВ	ΔU_{mn} кВ	U_{nn} кВ	U_{nc} кВ	$\omega_{\phi\phi}$	$\omega_{c\phi}$	N_{ϕ}^{ct}	N_c^{ct}	$U_{\phi c}$ кВ	$U_{\phi n}$ кВ
1	109,63	4,067	0,119	0,518	105,044	105,443	-0,036	0,05	-2	2	38,43	10,41
2	106,66	4,282	0,101	0,934	101,446	102,279	-0,071	0,05	-4	2	38,71	10,44
3	100,04	6,34	0,165	1,28	92,417	93,532	-0,168	0,025	-9	1	38,21	10,52
4	102,07	4,915	0,114	1,126	95,998	97,009	-0,125	0,05	-7	2	38,95	10,48
5	114,08	4,201	-	-	109,884	-	0	-	0	-	-	10,51
6	113,14	4,759	0,167	0,369	108,012	18,214	-0,018	0,05	-1	2	38,73	10,52
7	112,72	4,989	0,12	1,113	106,614	107,607	-0,036	0,025	-2	1	38,29	10,57
8	113,15	5,163	-	-	107,991	-	-0,018	-	-1	-	-	10,51
9	113,68	3,957	0,108	0,623	109,096	109,611	0	0,05	0	2	38,53	10,43

Таблиця 2.35 – Результати перевірки допустимості використання обраних відгалуджень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки трансформаторів

№	Максимальні навантаж.		Мінімальні навантаж.		Післяаварійний режим	
	$N_{\epsilon}^{ст}$	$N_{\epsilon}^{гран}$	$N_{\epsilon}^{ст}$	$N_{\epsilon}^{гран}$	$N_{\epsilon}^{ст}$	$N_{\epsilon}^{гран}$
1	-1	-6	-1	-5	-2	-7
2	-2	-6	-1	-6	-4	-9
3	-2	-6	-2	-6	-9	-12
4	-2	-6	-1	-6	-7	-11
5	0	-5	0	-5	0	-5
6	-1	-6	0	-5	-1	-6
7	-2	-6	-1	-6	-2	-6
8	-1	-6	0	-6	-1	-6
9	0	-5	0	-5	0	-5

Як бачимо умова допустимості обраних відгалуджень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки трансформаторів виконується для всіх розглянутих режимів роботи РЕМ.

Висновки до розділу

У даному розділі магістерської дисертації ми виконали технічний розрахунок районної електричної мережі номінальною напругою 110 кВ на сталевих опорах. Було обрано кількість, та типи трансформаторів, що встановлюються в пунктах навантаження схеми. Також на підставі даних функції оптимальних витрат для лінії 110 кВ на сталевих опорах було обрано для ділянок мережі проводи типу АСК-240/39, АСК-120/19 та АС-70/11.

Дану районну електричну мережу було розраховано в 3-х режимах роботи: максимальні, мінімальні навантаження та післяаварійний режим, де було переобрано переріз ділянки 2-4, що дало нам змогу упевнитися, що значення робочих струмів та

напруги не перевищують технічних допусків згідно I та II групи післяаварійних режимів. Для забезпечення рівнів напруги, на шинах НН – 10,5 кВ та шинах СН – 38,5 кВ, були вибрані та перевірені значення відгалуджень РПН та ПБЗ силових трансформаторів.

3 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ

3.1 Загальні відомості та вхідні данні

Проектована підстанція, що розташована у пункті 2 номінальною напругою 110/35/10, до якої підходять три повітряних лінії на сталевих опорах з перерізами на ділянках 0-2, 1-2 та 2-4 відповідно АСК – 240/39 , АС – 70/11 та АС – 120/19 мм².

Дана підстанція є вузловою на якій встановлено два паралельно працюючі трансформатори типу ТДТН – 25000/110. Відкритий розподільчий пристрій (ВРП 110 кВ) виконаний за схемою (110-6) одна робоча секціонована з вимикачем та обхідною системою шин.

Закритий розподільчий пристрій (ЗРП 10 кВ) виконаний за схемою однією системою секційних збірних шин. У пристроях даного виду кожне приєднання містить вимикач та роз'єднувач, що в сумі являє собою комплектний розподільчий пристрій (КРП). Для обмеження струму короткого замикання і забезпечення можливості ремонту збірних шин по частинах передбачений шинний секційний вимикач (ШСВ). При нормальному режимі роботи ШСВ відключений. При відключенні одного з трансформаторів ШСВ автоматично включається пристроєм введення резерву. Перевагою даної схеми є її простота і економічність.

Відкритий розподільний пристрій 35 кВ (ВРП-35 кВ) також виконано за схемою з однією системою секційних збірних шин.

3.2 Розрахунок опорів прямої та нульової послідовності схеми заміщенні мережі

Наведемо розрахункову схему заміщення прямої послідовності на рис. 3.1.

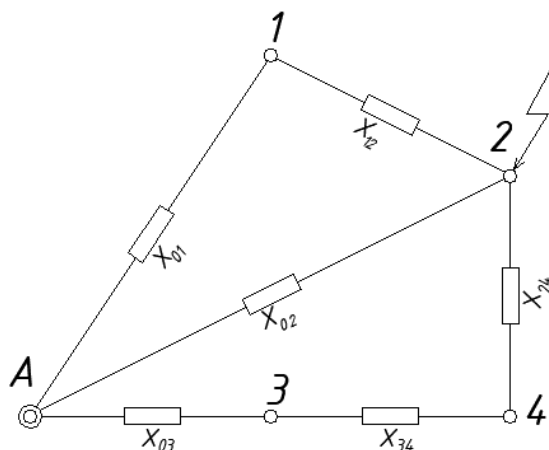


Рисунок 3.1 – Схема заміщення прямої послідовності

Задаємося базисними умовами:

$$S_B = 1000 \text{ МВА}, U_B = 115 \text{ кВ}.$$

Звідси маємо значення базисного струму системи:

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

Опір системи (X_C) приймаємо рівним нулю.

Опір лінії в відносних одиницях визначається за формулою:

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

Ділянки схеми, їх довжини та опори в відносних одиницях наведемо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Параметри ділянок мережі

Ділянка	Довжина, км	x , Ом	x^* , в.о.	Ділянка	Довжина, км	x , Ом	x^* , в.о.
0-1	36,056	15,058	1,138	2-4	20	8,792	0,660
1-2	22,361	10,232	0,782	0-3	20	8,352	0,639
0-2	44,727	18,679	1,429	3-4	20	8,792	0,672

Спростимо дану схему заміщення до еквівалентного опору та покажемо кроки заміщенні на рис.3.2.

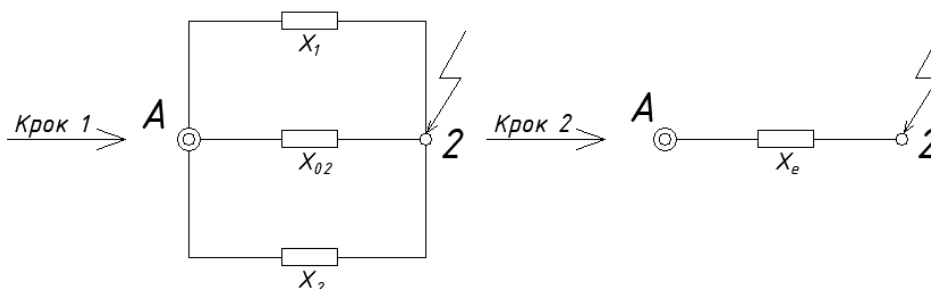


Рисунок 3.2 – Схема еквівалентного перетворення схеми заміщення

Перетворення 1:

$$x_1 = x_{01} + x_{12} = 1,138 + 0,782 = 1,92 \text{ в.о.};$$

$$x_2 = x_{02} + x_{34} + x_{24} = 0,660 + 0,639 + 0,672 = 1,971 \text{ в.о..}$$

Перетворення 2:

$$x_e = \frac{x_1 \cdot x_2 \cdot x_{02}}{x_1 \cdot x_2 + x_1 \cdot x_{02} + x_2 \cdot x_{02}} = \frac{1,92 \cdot 1,97 \cdot 1,429}{1,92 \cdot 1,97 + 1,92 \cdot 1,429 + 1,97 \cdot 1,429} = 0,578 \text{ в.о..}$$

Розрахуємо схему заміщення нульової послідовності, враховуючи те, що при з'єднанні обмоток ВН-СН-НН за схемою Y-Y-Δ, обмотка СН трансформатора не несе собою струм нульової послідовності, тому три-обмотковий трансформатор для струмів нульової послідовності представляється двох-обмотковим. Схему заміщення мережі нульової послідовності наведемо на рис. 3.3.

Розрахуємо значення приведених опорів нульової послідовності для трансформаторів:

Для групи трансформаторів у пункті 1 маємо:

$$x_{T1} = \frac{U_{KB-H} \% \cdot S_B}{100 \cdot 2 \cdot S_H} = \frac{17,5 \cdot 1000}{100 \cdot 2 \cdot 25} = 3,5 \text{ (в.о.)}.$$

Для решти груп трансформаторів наведемо в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Індуктивні опори трансформаторів

№ п/п	Тип трансформатора	$S_{ном}$, МВА	U_{KB-H} %	x_{T1} , в.о.
1	2хТДТН-25000/110	25	17,5	3,5
2	2хТДТН-25000/110	25	17,5	3,5
3	2хТДТН-16000/110	16	17	5,31
4	2хТДТН-25000/110	25	17,5	3,5

Перерахуємо значення опорів повітряних ліній так, що для одно-ланцюгової лінії відносний опір нульової послідовності складатиме $x_0^* = 2 \cdot x_1^*$, результат занесемо до табл. 3.3

Таблиця 3.3 – Приведені параметри ділянок мережі для нульової послідовності

Ділянка	Довжина, км	x , Ом	x_0^* , в.о.	Ділянка	Довжина, км	x , Ом	x_0^* , в.о.
0-1	36,056	15,058	2,276	2-4	20	8,792	1,32
1-2	22,361	10,232	1,564	0-3	20	8,352	1,278
0-2	44,727	18,679	2,858	3-4	20	8,792	1,344

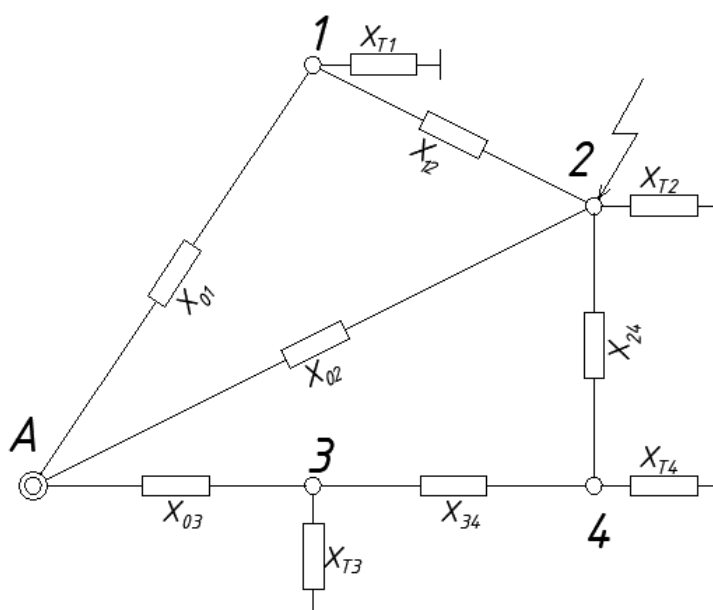


Рисунок 3.3 – Схема заміщення нульової послідовності

Виконаємо перетворення, та покажемо на рис. 3.4 кроки перетворення схеми заміщення нульової послідовності:

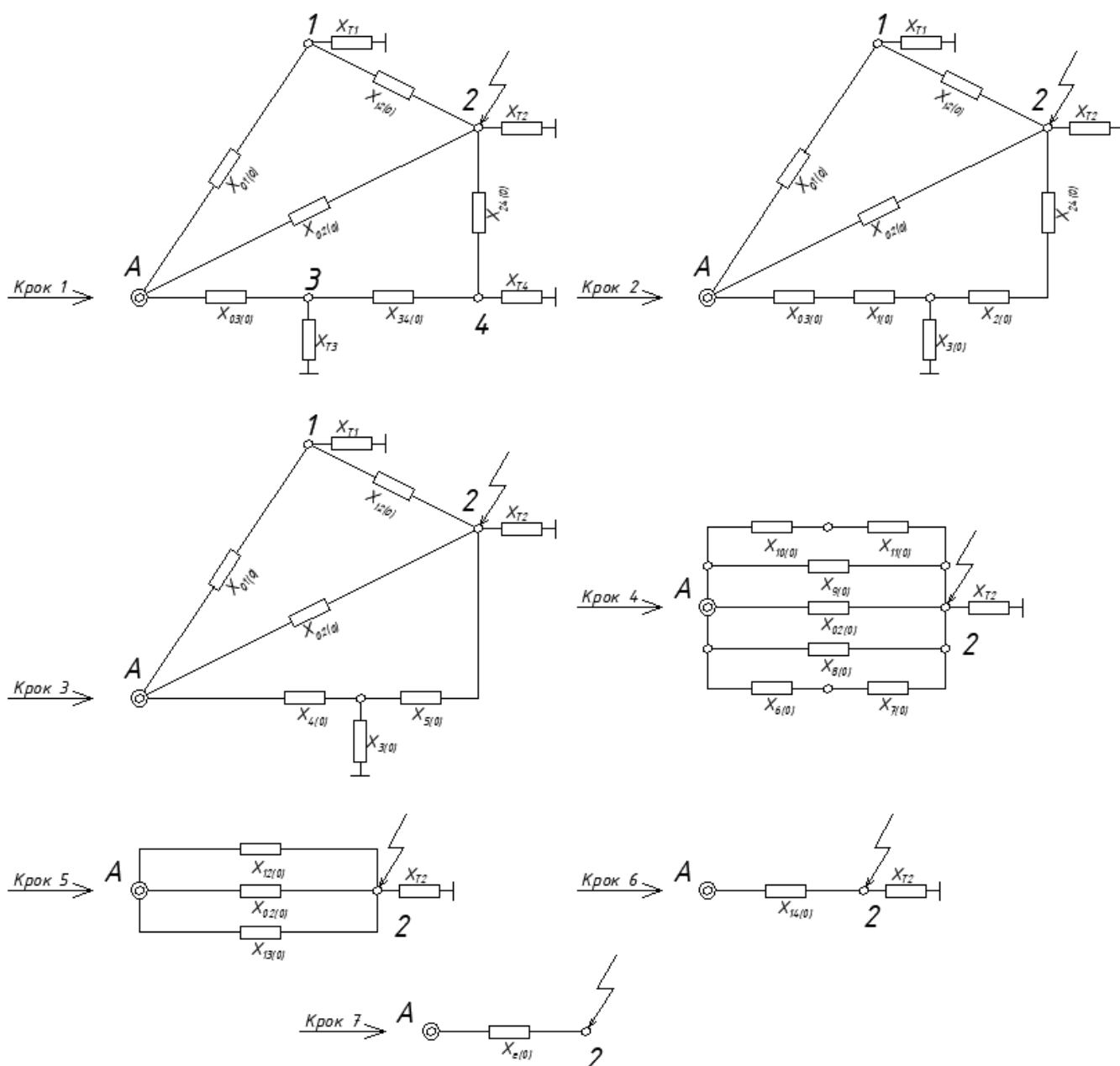


Рисунок 3.4 – Послідовність перетворення схеми заміщення нульової послідовності

Перетворення 1:

$$x_{1(0)} = \frac{x_{T3} \cdot x_{34}}{x_{T3} + x_{34} + x_{T4}} = \frac{5,31 \cdot 1,344}{5,31 + 1,344 + 3,5} = 0,67 \text{ в.о.};$$

$$x_{2(0)} = \frac{x_{T4} \cdot x_{34}}{x_{T3} + x_{34} + x_{T4}} = \frac{3,5 \cdot 1,344}{5,31 + 1,344 + 3,5} = 0,46 \text{ в.о.};$$

$$x_{3(0)} = \frac{x_{T3} \cdot x_{T4}}{x_{T3} + x_{34} + x_{T4}} = \frac{3,5 \cdot 5,31}{5,31 + 1,344 + 3,5} = 1,83 \text{ в.о.}.$$

Перетворення 2:

$$x_{4(0)} = x_{1(0)} + x_{03(0)} = 0,67 + 1,278 = 1,948 \text{ в.о.};$$

$$x_{5(0)} = x_{2(0)} + x_{24(0)} = 0,46 + 1,32 = 1,78 \text{ в.о.}.$$

Перетворення 3:

$$x_{6(0)} = \frac{x_{4(0)} \cdot x_{3(0)} + x_{4(0)} \cdot x_{5(0)} + x_{3(0)} \cdot x_{5(0)}}{x_{5(0)}} = \frac{1,948 \cdot 1,83 + 1,948 \cdot 1,78 + 1,83 \cdot 1,78}{1,78} = 5,78 \text{ в.о.};$$

$$x_{7(0)} = \frac{x_{4(0)} \cdot x_{3(0)} + x_{4(0)} \cdot x_{5(0)} + x_{3(0)} \cdot x_{5(0)}}{x_{4(0)}} = \frac{1,948 \cdot 1,83 + 1,948 \cdot 1,78 + 1,83 \cdot 1,78}{1,948} = 5,30 \text{ в.о.};$$

$$x_{8(0)} = \frac{x_{4(0)} \cdot x_{3(0)} + x_{4(0)} \cdot x_{5(0)} + x_{3(0)} \cdot x_{5(0)}}{x_{3(0)}} = \frac{1,948 \cdot 1,83 + 1,948 \cdot 1,78 + 1,83 \cdot 1,78}{1,83} = 5,62 \text{ в.о.};$$

$$x_{9(0)} = \frac{x_{01(0)} \cdot x_{T1(0)} + x_{01(0)} \cdot x_{12(0)} + x_{T1(0)} \cdot x_{12(0)}}{x_{T1(0)}} = \frac{2,276 \cdot 3,5 + 2,276 \cdot 1,564 + 3,5 \cdot 1,564}{3,5} =$$

$$= 4,85 \text{ в.о.};$$

$$x_{10(0)} = \frac{x_{01(0)} \cdot x_{T1(0)} + x_{01(0)} \cdot x_{12(0)} + x_{T1(0)} \cdot x_{12(0)}}{x_{12(0)}} = \frac{2,276 \cdot 3,5 + 2,276 \cdot 1,564 + 3,5 \cdot 1,564}{1,564} =$$

$$= 10,863 \text{ в.о.};$$

$$x_{11(0)} = \frac{x_{01(0)} \cdot x_{T1(0)} + x_{01(0)} \cdot x_{12(0)} + x_{T1(0)} \cdot x_{12(0)}}{x_{01(0)}} = \frac{2,276 \cdot 3,5 + 2,276 \cdot 1,564 + 3,5 \cdot 1,564}{2,276} =$$

$$= 7,464 \text{ в.о.}.$$

Перетворення 4:

$$x_{12(0)} = \frac{(x_{10(0)} + x_{11(0)}) \cdot x_{9(0)}}{x_{10(0)} + x_{11(0)} + x_{9(0)}} = \frac{(10,836 + 7,464) \cdot 4,85}{10,836 + 7,464 + 4,85} = 3,83 \text{ в.о.};$$

$$x_{13(0)} = \frac{(x_{6(0)} + x_{7(0)}) \cdot x_{8(0)}}{x_{6(0)} + x_{7(0)} + x_{8(0)}} = \frac{(5,78 + 5,30) \cdot 5,62}{5,78 + 5,30 + 5,62} = 3,72 \text{ в.о.}.$$

Перетворення 5:

$$x_{14(0)} = \frac{x_{12(0)} \cdot x_{13(0)} \cdot x_{02(0)}}{x_{12(0)} \cdot x_{02(0)} + x_{12(0)} \cdot x_{13(0)} + x_{02(13)} \cdot x_{02(0)}} = \frac{3,83 \cdot 3,72 \cdot 2,858}{3,83 \cdot 2,858 + 3,83 \cdot 3,72 + 2,858 \cdot 3,72} = 1,136 \text{ в.о.}$$

Еквівалентний опір системи відносно точки КЗ має значення:

$$x_{e(0)} = \frac{x_{T2} \cdot x_{14(0)}}{x_{T2} + x_{14(0)}} = \frac{3,5 \cdot 1,136}{3,5 + 1,136} = 0,857 \text{ в.о.}$$

3.3 Визначення струмів короткого замикання

Визначимо значення трифазних струмів короткого замикання, наведемо однолінійну схему підстанції 2 на рис. 3.5, на якій покажемо точки короткого замикання.

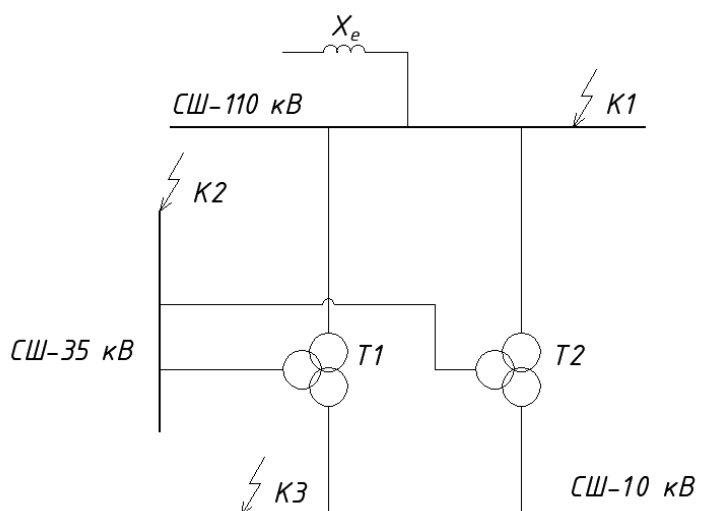


Рисунок 3.5 – Однолінійна схема підстанції

Розрахунок почнемо з визначення трифазних струмів короткого замикання.

На шинах 110 кВ маємо:

Періодична складова струму короткого замикання в точці К1:

$$I_{n0_110} = \frac{I_{\phi}}{x_e} = \frac{5,02}{0,578} = 8,685 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К1:

$k_y = 1,7$ - ударний коефіцієнт.

$$I_{y110} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_110} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,685 = 20,88 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n110} = I_{n0_110} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 8,685 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 12,22 \text{ кА.}$$

На шинах 35 кВ маємо:

На рис. 3.6 наведемо однолінійну схему з'єднання шин 35 кВ.

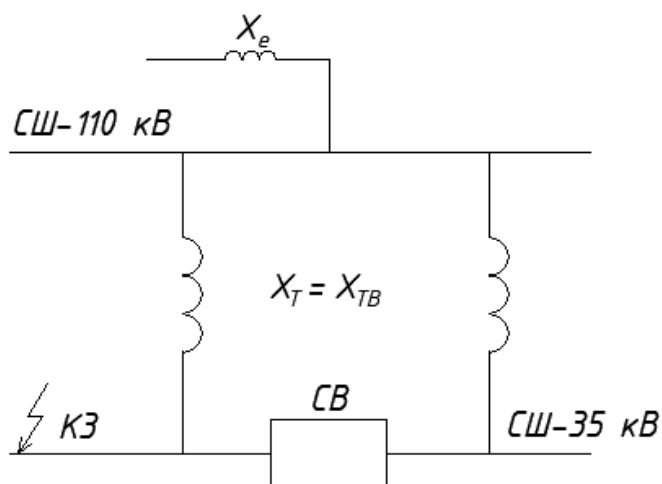


Рисунок 3.6 – Однолінійна схема з'єднання шин 35 кВ

Вибір базисних умов:

$$U_{\sigma} = 38,5 \text{ кВ;}$$

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА.}$$

Значення базисного струму на шинах СН:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 14,99 \text{ кА.}$$

Для відключеного секційного вимикача

Розрахунковий еквівалентний опір приведений до шин 110 кВ:

$$x_{\text{елпр}} = x_{\text{ел}} \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right)^2 = 0,578 \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right)^2 = 0,064 \text{ в.о..}$$

– пряма послідовність:

$$x_{T_вс2} = \frac{U_{к-вс2} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{н2}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,2 \text{ в.о.};$$

$$x_{e35-1} = x_{e1пр} + x_{T_вс2} = 0,064 + 4,2 = 4,264 \text{ в.о..}$$

– зворотна послідовність:

$$x_{e35-2} = x_{e35-1} = 4,264 \text{ в.о..}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0_35} = \frac{I_{\bar{o}}}{x_{e35-1}} = \frac{14,99}{4,264} = 3,51 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2 при $k_y = 1,8$:

$$I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,51 = 8,935 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,51 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 5,299 \text{ кА.}$$

Для відключеного секційного вимикача

– пряма послідовність:

$$x_{T_вс2} = \frac{U_{к-вс2} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{н2}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,2 \text{ в.о.};$$

$$x_{e35-1} = x_{e1пр} + x_{T_вс2} = 0,064 + \frac{4,2}{2} = 2,164 \text{ в.о..}$$

– зворотна послідовність:

$$x_{e35-2} = x_{e35-1} = 2,164 \text{ в.о..}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0_35} = \frac{I_{\bar{o}}}{x_{e35-1}} = \frac{14,99}{2,164} = 6,92 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2 при $k_y = 1,8$:

$$I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,92 = 17,61 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,92 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 10,448 \text{ кА.}$$

На рис. 3.7 наведемо однолінійну схему з'єднання шин 35 кВ.

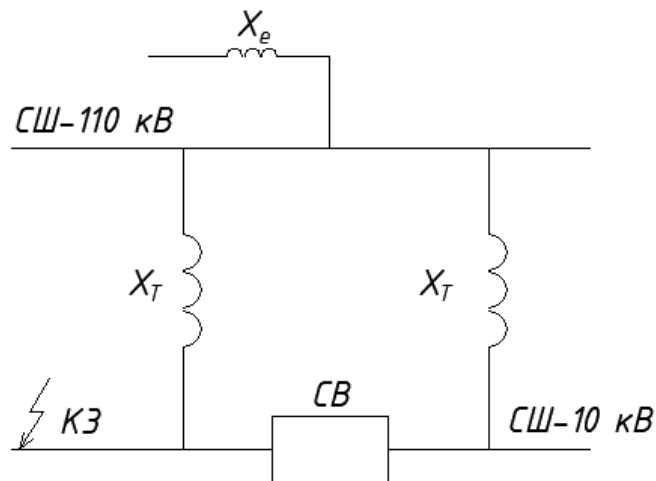


Рисунок 3.7 – Однолінійна схема з'єднання шин 10 кВ

Вибір базисних умов:

$$U_{\phi} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$S_{\phi} = 1000 \text{ МВА.}$$

Значення базисного струму на шинах СН:

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ кА.}$$

Для відключеного секційного вимикача

Розрахунковий еквівалентний опір приведений до шин 110 кВ:

$$x_{\text{елпр}} = x_{\text{ел}} \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2 = 0,578 \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2 = 0,0048 \text{ в.о.}.$$

– пряма послідовність:

$$x_{\text{т-вн2}} = \frac{U_{\text{к-вн2}} \cdot S_{\phi}}{100 \cdot S_{\text{н2}}} = \frac{17,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 7 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{ел0-1}} = x_{\text{елпр}} + x_{\text{т-вн2}} = 0,0048 + 7 = 7,0048 \text{ в.о.}.$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{\text{н0-10}} = \frac{I_{\phi}}{x_{\text{ел0-1}}} = \frac{54,98}{7,0048} = 7,848 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці КЗ при $k_y = 1,8$:

$$I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_10} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,848 = 19,97 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 7,848 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 11,85 \text{ кА.}$$

Для включеного секційного вимикача маємо:

$$x_{T_BH1} = \frac{U_{K-BH2} \cdot S_6}{100 \cdot S_{H2}} = \frac{17,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 7 \text{ в.о.};$$

$$x_{e10-1} = x_{e1np} + \frac{x_{T_BH1}}{2} = 0,0048 + \frac{7}{2} = 3,5048 \text{ в.о..}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К3:

$$I_{n0_10} = \frac{I_6}{x_{e10-1}} = \frac{54,98}{3,5048} = 15,68 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К3 при $k_y = 1,8$:

$$I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_10} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 15,68 = 39,91 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 15,68 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 23,67 \text{ кА.}$$

Визначимо значення однофазного струму короткого замикання на шинах ВН.

Періодична складова струму короткого замикання в точці К1:

$$I_{n0_110} = \frac{I_6 \cdot 3}{x_{e1} + x_{e2} + x_{e0}} = \frac{5,02 \cdot 3}{0,578 + 0,578 + 0,857} = 7,48 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К1 при $k_y = 1,7$:

$$I_{y110} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_110} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,48 = 17,98 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n110} = I_{n0_110} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 7,48 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 10,52 \text{ кА.}$$

Визначимо значення двофазних струмів короткого замикання

На шинах 110 кВ

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0_110} = \frac{I_6 \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{5,02 \cdot \sqrt{3}}{0,578 + 0,578} = 7,52 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К1 при $k_y = 1,7$:

$$I_{y110} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_110} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,52 = 18,07 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n110} = I_{n0_110} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 7,52 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 8,16 \text{ кА.}$$

На шинах 35 кВ

Виконаємо розрахунок для відключеного секційного вимикача:

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0_35} = \frac{I_6 \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{14,99 \cdot \sqrt{3}}{4,264 + 4,264} = 3,044 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К1 при $k_y = 1,7$:

$$I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,044 = 7,748 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,044 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 4,59 \text{ кА.}$$

Виконаємо розрахунок для включеного секційного вимикача:

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0_35} = \frac{I_6 \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{14,99 \cdot \sqrt{3}}{2,132 + 2,132} = 6,088 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2 при $k_y = 1,8$:

$$I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,088 = 15,49 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,088 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 9,19 \text{ кА.}$$

На шинах 10 кВ

Виконаємо розрахунок для відключеного секційного вимикача:

Періодична складова струму короткого замикання в точці КЗ

$$I_{n0_10} = \frac{I_6 \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{54,98 \cdot \sqrt{3}}{7,0048 + 7,0048} = 6,79 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці КЗ при $k_y = 1,8$:

$$I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_10} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,79 = 17,28 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,79 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 10,25 \text{ кА.}$$

Виконаємо розрахунок для включеного секційного вимикача:

Періодична складова струму короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{n0_10} = \frac{I_6 \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{54,98 \cdot \sqrt{3}}{3,5048 + 3,5048} = 13,58 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці КЗ при $k_y = 1,8$:

$$I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_10} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 13,58 = 34,56 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 13,58 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 20,50 \text{ кА.}$$

Результати розрахунку струсів короткого замикання занесемо до табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Струми короткого замикання

Місце та умова КЗ		Вид КЗ	I_{no} , кА	I_{yo} , кА	I_n , кА
ВРП – 110 кВ		трифазне	8,685	20,88	12,22
		двофазне	7,52	18,07	8,16
		однофазне	7,48	17,98	10,52
ВРП-35 кВ	ШСВ вимк.	трифазне	3,51	8,935	5,299
		двофазне	3,044	7,748	4,59
	ШСВ увімк.	трифазне	6,92	17,61	10,448
		двофазне	6,088	15,49	9,19
ЗРП-10 кВ	ШСВ вимк.	трифазне	7,848	19,97	11,85
		двофазне	6,79	17,28	10,25
	ШСВ увімк.	трифазне	15,68	39,91	23,67
		двофазне	13,58	34,56	20,50

3.4 Вибір та перевірка електрообладнання підстанції

Вибір обладнання для підстанції вибирають за такими умовами:

Перевірка за напругою:

$$U_{уст.} \leq U_{ном.обл.}$$

де, $U_{уст.}$ - напруга роботи установки;

$U_{ном.обл.}$ - номінальна робоча напруга електроустановки;

Перевірка за робочим струмом:

$$I_{max} \leq I_{ном.роб}$$

де, I_{max} - максимальне значення струму що проходить через обладнання;

$I_{ном.роб}$ - номінальний робочий струм обладнання;

Перевірка за умовами КЗ поділяються на перевірки на електродинамічну та термічну стійкість:

Електродинамічна стійкість:

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

де, $I_{пр.с}$ - діюче значення наскрізного струму КЗ для обладнання даного типу;

Термічна стійкість:

$$I_{по}^2 (t_{вимк.} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_T$$

де, $I_{по}^2 (t_{вимк.} + T_a)$ - розрахункове значення теплового імпульсу;

I_T, t_T - граничний струм термічної стійкості та тривалість його протікання;

Вибір вимикача 110 кВ:

Значення довгострокового припустимого струму через вимикач:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{BH}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,7 \text{ А.}$$

Вибираємо вимикач типу ВГТ-110П40/2500У1, результат перевірки вимикача наведено в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Результат перевірки вимикача 110 кВ

Розрахункові параметри	Паспортні характеристики
$U = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 175,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{no} = 8,685 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 20,88 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 36,708 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{nt} = 12,22 \text{ кА}$	$I_{вимк.ном} = 40 \text{ кА}$

До встановлення приймаємо елегазовий вимикач ВГТ-110П40/2500У1.

Вибір вимикача 35 кВ:

Значення довгострокового припустимого струму через вимикач:

$$I_{max} = \frac{S_{сн}}{\cos \varphi_{сн} \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{15,88 \cdot 10^3}{0,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 308,17 \text{ А}.$$

Вибираємо вимикач типу ВГБ-35, результат перевірки вимикача наведено в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Результат перевірки вимикача 35 кВ

Розрахункові параметри	Паспортні характеристики
$U = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 308,17 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{no} = 3,51 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 12,5 \text{ кА}$
$i_y = 8,935 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 35 \text{ кА}$
$B_k = 37,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{nt} = 5,299 \text{ кА}$	$I_{вимк.ном} = 12,5 \text{ кА}$

До встановлення приймаємо елегазовий вимикач ВГБ-35.

Вибір вимикача 10 кВ:

Значення довгострокового припустимого струму через вимикач:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\text{сн}} \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{5,068 \cdot 10^3}{0,81 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 361,23 \text{ А.}$$

Вибираємо вимикач типу ВВТЕ-М10-1000-20, результат перевірки вимикача наведемо в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Результат перевірки вимикача 10 кВ

Розрахункові параметри	Паспортні характеристики
$U = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 361,23 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{но}} = 7,848 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 19,97 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 185,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{нт}} = 11,85 \text{ кА}$	$I_{\text{вимк.ном}} = 20 \text{ кА}$

До встановлення приймаємо вакуумний вимикач ВВТЕ-М10-1000-20.

Вибір роз'єднувача 110 кВ:

Вибираємо роз'єднувач РДЗ-2-110/1000 НУХЛ1, результат перевірки наведемо в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Результат перевірки роз'єднувача 110 кВ

Розрахункові параметри	Паспортні характеристики
$U = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 175,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{но}} = 8,685 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 20,88 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 36,708 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір роз'єднувача 35 кВ:

Вибираємо роз'єднувач РДЗ-2-35/1000 НУХЛ1, результат перевірки наведемо в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 – Результат перевірки роз'єднувача 35 кВ

Розрахункові параметри	Паспортні характеристики
$U = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 308,17 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{no} = 3,51 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 8,935 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 37,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороні НН вибираємо шафу КМ-1Ф, результат її перевірки наведемо в табл. 3.10.

Таблиця 3.10 – Результат перевірки шафи КМ-1Ф

Розрахункові параметри	Паспортні характеристики
$U = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 361,23 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{no} = 7,848 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 19,97 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 185,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір відокремлювача 110 кВ:

Відокремлювач призначений для швидкого відключення пошкодженої ділянки в момент відключення вимикача.

Вибираємо відокремлювач ОД-110/800Т1, результат перевірки наведемо в табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Результат перевірки відокремлювача 110 кВ

Розрахункові параметри	Паспортні характеристики
$U = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 175,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$
$I_{но} = 8,685 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 20,88 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 36,708 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Збірні шини на стороні НН

Вибираємо жорсткі алюмінієві шини перетину 75х35х5,5 мм перетином 2х695 мм².

$$I_{дон} = 2950 \text{ А} \geq I_{max} = \frac{S_{нн}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot \cos \varphi} = \frac{5,068 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,79} = 369,8 \text{ А}.$$

Перевірка на термічні стійкість:

Визначення температури шин до короткого замикання:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{дон} - \theta_{ном}) \left(\frac{I_{max}}{I_{дон}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \left(\frac{369,8}{2950} \right)^2 = 25,7 \text{ } ^\circ\text{C},$$

де, $\theta_0 = \theta_{ном} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура навколишнього середовища

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

Температура нагріву провідників при короткому замиканні для $f = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$:

$$f_k = f + k \cdot \frac{B_k}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{8,03 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)^2} = 30 \text{ } ^\circ\text{C}, \text{ де } k = 1,054 \cdot 10^{-2}.$$

Вибір розрядників

Вибір розрядників здійснюється за умовами:

$$U_{ном} > U_{мережі},$$

$$U_{проб} > U_{проб.розр.}$$

На підставі цього вибираємо для захисту від атмосферних перенапружень перенапруг розрядники:

для ВРП - 110 кВ – РВС-110 М

для низької сторони силового трансформатора РВО-10.

Трансформатори струму

Вибір трансформаторів струму проводиться індивідуально для кожного ланцюга, в яких передбачається їх установка. Під час цього повинні дотримуватися умови:

по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}^{TT}$;

по струму: $I_{доп} \leq I_{1ном}^{TT}$
 $I_{max} \leq I_{1ном}^{TT}$

по конструкції і класу точності;

по електродинамічній стійкості (окрім шинних трансформаторів):

$$i_y \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}^{TT};$$

по термічній стійкості:

$$B_k \leq (k_T \cdot I_{1ном}^{TT})^2 \cdot t_T;$$

по вторинному навантаженню:

$$r_2 \leq r_{2ном},$$

Під час вибору трансформатора струму за напругою, необхідно, щоб номінальна напруга трансформатора струму відповідала номінальній напрузі ланцюга:

$$U_{ном} = U_{ном.уст}$$

Під час вибору трансформатора струму по струму, необхідно, щоб номінальний струм первинної обмотки $I_{1ном}$ був рівний (більше) робочого струму режиму ланцюга:

$$I_{1ном} \geq I_{роб.обв.}$$

Опір сполучних проводів: $r_{пр} = \rho \cdot \frac{\ell}{q},$

Для забезпечення електродинамічної стійкості трансформаторів струму необхідно, щоб номінальний струм динамічної стійкості $i_{\text{дин.мах}}$ був більше або рівний ударному струму під час к.з:

$$i_{\text{дин.мах}} \geq i_{\text{уд.мах}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{п.о.}}$$

Для забезпечення термічної стійкості трансформаторів струму необхідно, щоб добуток з квадрату номінального струму термічної стійкості $I_{\text{терм}}^2$ на номінальний час термічної стійкості $t_{\text{терм}}$, був рівний або більший сумарного імпульсу квадратичного струму під час короткого замикання -+.::

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B$$

Відповідно до номінальної напруги лінії зв'язку для під час з'єднання приладів вимірювання захисту і інших ланцюгів, приймаємо комплект з трьох трансформаторів струму з фарфоровою ізоляцією для зовнішньої установки типу ТФЗМ-110Б-IV У1 з номінальними параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}, \quad I_{1\text{ном}} = 150 \text{ А}, \quad I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А},$$

З трьома вторинними обмотками 0,5/Р/Р класу точності 0,5, опором рівним 1,2 Ом;

Перевірка трансформатора струму

1) по напрузі;

2) по струму навантаження $I_{1\text{ном}} = 150 \text{ А} > I_{\text{р.мах}} = 127,5 \text{ А}$.

Вибір запобіжників

Під час вибору запобіжників необхідно, щоб:

Номінальна напруга запобіжника відповідала номінальній напрузі уставки

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.уст}};$$

Номінальний струм плавкої вставки повинен бути вибраний так, щоб вони не розплавився в режимі $I_{\text{ном.вст}} \geq I_{\text{роб.обв}}$, та під час подання пускових струмів (трансформаторів, двигунів), а також з урахуванням вибіркової відключених ланцюгів під час короткого замикання;

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

Таблиця 3.14 – Розрахунок навантаження для трансформаторів

Прилад	Тип	Потужність однієї котушки, ВА	Кількіс ть котушо к	$\cos j$	$\sin j$	Кільк. прила- дів	Загальна споживана потужність	
							P , Вт	Q , ВАр
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Лічильник активної	СА4У -	8	1	0,25	0,97	11	22	23,29
Лічильник реактивної енергії	СА4У - I676M	12	1	0,25	0,97	11	33	34,91
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
УСЬОГО							62	213,2

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

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

Таблиця 3.15 – Параметри трансформатора струму типу ТФНД-110М-1У

$U_n = 110 \text{ кВ}$	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$
$I_{1ном} = 600 \text{ А}$	$T_{терм} = 3 \text{ с}$
$K_{дин} = 75$	$T_a = 0,03 \text{ с}$
$K_{терм} = 60$	

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

$$\text{по напрузі установки: } U_{уст} \leq U_{ном}^{TT};$$

по струму: $I_{ндон} \leq I_{1ном}^{TT}$, $44,28 \leq 600$

по електродинамічній стійкості (окрім шинних трансформаторів):

$$i_y \leq k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}^{TT}; 15,162 \leq 63$$

по термічній стійкості: $B_k \leq (k_T \cdot I_{1ном}^{TT})^2 \cdot t_T$; $3,333 \leq 3,888$

по вторинному навантаженню:

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

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

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

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

Таблиця 3.16 – Параметри вимірювальних приладів

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

Аналогічно вибираємо трансформатори струму на шинах СН і НН. На шинах 10 кВ ТОЛ-10. На шинах 35 кВ ТВТ-35.

Розрахунок АБ і зарядно-підзарядного пристрою

Таблиця 3.17 – Розрахунок навантаження на акумуляторну батарею

Приймачі	Кіл-ть	Р, кВт	Ін, А	Р _{расч}	Пуск І, А	Розрахункові навантаження		
						Ав. реж 30 хв	Пуск І в ав. реж.	Макс пуск. І
Постійне навантаження				25		25	25	25
Аварійне освітлення				200		200		200
Приводи вимикачів	1		450				450	
Вбудований ел. магн. привід ВМП -10	1		58				58	
ШПЕ-10 для ВМК-35			720					720
Перетворюючі агрегати оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	100	30
Всього						255	633	975

Приймаємо схему АБ без елементного комутатора.

Кількість елементів, що приєднуються до шин в режимі постійного підзаряду:

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

Типовий номер батареї N визначається по формулі:

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

де, $I_{\text{ав}}$ – приймаємо по таблиці 2.16

j – допустиме навантаження допустимого розряду, А/Н, приведена до першого номера акумуляторів залежно від температури електроліту $j=25$.

Перевірка по максимальному поштовховому струму:

$$I_{\text{max}}=975 \text{ А}; 46 \cdot N > I_{\text{max}}$$

Отже, треба вибирати акумулятори з типовим номером:

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

Остаточно приймаємо СК 24.

Підзарядний пристрій:

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

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

Вибираємо підзарядний пристрій ВА3П-380/260-40/80 напругою 380-260 В і струмом 40-80 А. Потужність в режимі заряджання і живлення установок – 23 кВА; $\cos=0,86$.

Зарядний пристрій:

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

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

Освітлення підстанції

На підстанції 110/35/10 кВ використовується природне і штучне освітлення. Для освітлення території підстанції прийняті прожекторні лампи ЖОО1-250-01 встановлювані на окремих стійках СВ 105-5. Освітлення приміщень ЗРП і ОПУ здійснюється світильниками з люмінесцентними лампами і лампами розжарювання. Напруга мережі робочого освітлення 220 В змінного струму, ремонтного – 12 В змінного струму, аварійного 220 В від блоку аварійного освітлення (БАО).

Включення прожекторних ламп здійснюється обслуговуючим персоналом за допомогою вимикача (рубильника). Аварійне освітлення вмикається автоматично при зникненні освітлення. Живлення аварійного освітлення підстанції здійснюється від акумуляторних батарей. Включення освітлення ЗРП здійснюється за допомогою вимикача, розташованого всередині ЗРП.

Схема акумуляторної установки

Розподіл постійного струму, зв'язок зарядних і підзарядно-зарядних агрегатів з АБ здійснюється через щит постійного струму підстанції, на якому розміщується комбінована апаратура і КІП.

Зараз застосовують схему постійного підзаряду, що має в наявності спеціальний підзарядний агрегат. Підзарядний агрегат працює безперервно, несучи постійне навантаження, підключене до шин, і підзаряджуючи батарею невеликим струмом. Батарея приймає на себе тільки поштовхове навантаження, що виникає при включенні вимикачів.

При відхиленні напруги від нормального елементарний комутатор підключає або відключає частину акумуляторів, підтримуючи напругу на шинах постійною. Як комутатори застосовуються тиристорні зарядно-підзарядні пристрої (випрямні агрегати). При цьому в нормальному режимі навантаження живиться від випрямного пристрою VS1, який одночасно служить для підзаряду всієї батареї, а при підвищеному навантаженні тиристорний пристрій миттєво підключає до шин додаткові елементи.

У першому випадку на шинах управління напруга рівна: $2,15 \cdot 108 = 232$ В. При розряді до 1,8 В на елементі, напруга знижується до $1,08 \cdot 108 = 195$ В ($88,5 \% U_n$). При заряді, напруга на кожному елементі підіймається до 2,35 В. Для того, щоб в цьому випадку напруга на шинах управління не перевищувала 230...235 В, виконується додаткове відпаювання від 100-го елементу. До паралельно додаткових елементів включається балансний опір, величина якого регулюється так, щоб струм постійного навантаження проходив по цьому опорі, а струм підзаряду – по додаткових елементах.

Блискавкозахист

Прямі влучання блискавки в струмопровідні частини ВРП підстанції викликають аварії, пов'язані з появою короткого замикання на перекриттях ізоляції, а також пошкодження електроустаткування за значних перенапруг. Захист здійснюється за допомогою стрижневих блискавковідводів, що встановлюються на онструкціях ВРП. Блискавковідводи і заземлюючі пристрої блискавковідводів з'єднуються з контуром заземлення підстанції. Розрахуємо радіус захисту підстанції на відмітках

$$h_{110} = 11 \text{ м}, h_{35} = 7 \text{ м}, h_{10} = 5 \text{ м};$$

$$r_{110} = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_{110}}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(24 - \frac{11}{0,92} \right) = 18,065 \text{ м};$$

$$r_{35} = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_{35}}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(24 - \frac{7}{0,92} \right) = 24,587 \text{ м};$$

$$r_{10} = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_{10}}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(24 - \frac{5}{0,92} \right) = 27,848 \text{ м.}$$

На проектованій підстанції встановлюємо щогли блискавкозахисту МГ-24: 2 біля порталів ВРП-110 кВ, 2 біля порталів ВРП-35 кВ та 2 біля ЗРУ-10 кВ.

Висновки до розділу

У даному розділі складено головну схему електричних з'єднань на ПС 110/35/10 кВ, визначено типи розподільчих пристроїв відповідних класів напруги, а саме пристрій ВРП 110 являє собою електричне з'єднання за схемою одна секціонована система шин з обхідною, пристрій ВРП 35 являє собою електричне з'єднання за схемою одна секціонована система шин та пристрій ЗРУ 10 також одна секціонована система шин.

Розраховано максимальні струми КЗ на шинах ВН ,СН та НН підстанції, що складають відповідно 8,689 кА, 7,848 кА та 19,68 кА. Вибрані та перевірені відповідні типи електричних апаратів на ПС, зокрема вимикачі, роз'днувачі, віддільники, трансформатори струму та напруги, пристрої обліку та вимірювання тощо.

Визначено схему оперативного струму, виконано розрахунок блискавкозахисту із застосуванням 6 блискавковідводів висотою 23м, проаналізовано системи вимірювання та освітлення на ПС.

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА

4.1 Загальні відомості

Основним видом пошкодження трансформатора є одно- і багатофазне замикання в обмотці і на виводах трансформатора, а також «пожежа сталі». Однофазне пошкодження буває двох видів - на землю та між витками обмотки. Найбільш вірогідні однофазні та багатофазні замикання на виводах трансформатора і однофазні замикання в обмотках. Значно рідше виникає багатофазне замикання в обмотках. Захист від короткого замикання виконується з відключенням пошкодженого трансформатора. Для обмеження руйнування елементів трансформатора відключення виконують швидкодіючим.

Аварійний режим роботи трансформатора обумовлений зовнішнім коротким замиканням та перевантаженням. У цьому випадку в обмотках трансформатора появляються великі струми або надструми. Особливо небезпечні струми, що з'являються при зовнішніх коротких замикань: ці струми можуть значно перевищують номінальний робочий струм трансформатора. У разі тривалого протікання струму короткого замикання ми отримуємо інтенсивний нагрів ізоляції обмоток та їх пошкодження. Під час цього аварійного режиму знижується напруга в мережі. Тому в трансформаторі повинен передбачатися захист від надструмів, обумовлених не відключилося зовнішнім коротким замиканням.

Перевантаження трансформаторів не впливає на систему електропостачання в цілому, так як вона не супроводжується зниженням напруги. Крім того, струми перевантаження зазвичай невеликі і їх опустиме проходження протягом деякого часу, достатнього для того, щоб обслуговуючий персонал вжив необхідних заходів до розвантаження трансформатора. Згідно з нормами перевантаження струмом можна допускати протягом 45 хв.

Основними захистами трансформатора є:

- диференційний струмовий захист трансформатора;
- газовий захист трансформатора;
- газовий захист РПН, струмове відсічення, що встановлюється з боку живлення на трансформаторах малої потужності;
- диференційний струмовий захист ошиновки нижчої напруги;
- диференційний струмовий захист ошиновки вищого і середнього напруги.
- Для захисту від пошкоджень контакторів РПН застосовується газовий захист РПН. Захист виконується за допомогою струменевого реле, що встановлюється між баком РПН і розширювачем. Газовий захист РПН діє на відключення трансформатора з усіх боків із заборonoю АПВ трансформатора (сигнальний елемент у струменевих реле відсутнє).

– диференційний захист трансформатора реагує на всі види к.з. (За винятком однофазних замикань на землю в обмотці 6-10-35кВ) в зоні, обмеженій трансформаторами струму (ТТ). При заміні вимикача трансформатора обхідним вимикачем диференційний захист переключається з ТТ вимикача, що замінюється на ТТ обхідного вимикача. Захист діє на відключення трансформатора з усіх боків із заборonoю АПВ.

– диференційний захист ошиновки вищого (середнього) напруги.

– диференційний захист ланцюгів низької напруги. У зону дії цього захисту входять лінійний трансформатор, реактор і ошиновка ланцюгів низької напруги від вбудованих ТТ АТ до внесених ТТ в осередку введення нижчого напруги. Захист діє на відключення АТ з усіх боків із заборonoю АПВ.

В якості резервного захисту трансформаторів тупикових і підключених до цих відгалужень підстанцій використовується максимальний струмовий захист (МСЗ) з пуском по напрузі або без напруги. МСЗ встановлюється на кожній стороні трансформатора. З боку харчування (110кВ, 220кВ) МСЗ, як правило, діє з двома витримками часу.

З меншою витримкою часу на відключення вводу 10 кВ, а з більшою - на відключення трансформатора з усіх боків.

У разі, коли з високої сторони трансформатора встановлені короткозамикачі і роз'єднувачі, основний захисту без витримки часу, а резервні захист з найбільшою витримкою часу діють на включення короткозамикача, тим самим створюючи штучне однофазне коротке замикання, що відключається захистом ліній живлення. У безструмову паузу (при АПВ ліній живлення) проводиться автоматичне відключення роз'єднувача, після чого пошкоджена трансформатор (автотрансформатор) виявляється повністю відключеним.

Передача команди – імпульсу на відключення вимикача з живильної сторони лінії при пошкодженні в трансформаторі, який не має вимикача з високою боку, може виконуватися і без включення короткозамикача (для створення штучного короткого замикання). Така команда може подаватися за допомогою високочастотного каналу.

З метою ближнього резервування захистів трансформатора передбачається резервна незалежна МСЗ-110кВ. Цей захист є повністю автономним як по ланцюгах струму, оперативним ланцюгах, так і по вихідних ланцюгів.

Резервна МСЗ-110 з витримкою часу більшою часу спрацювання основної МСЗ-110 діє на окрему котушку включення короткозамикача або на окрему котушку відключення вимикача на стороні 110кВ.

На цих відгалужень трансформаторах і тупикових підстанціях 110кВ можуть застосовуватися і одноступінчасті струмові захисту нульової послідовності, що діють на відключення трансформатора.

4.2 Розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора

Каталожні данні двохобмоткового трифазного трансформатора типу ТДТН-10000/110/10 наведені в табл. 5.1

Таблиця 5.1 – Номінальні характеристики трансформатора

Тип	$S_{ном},$ МВА	Межі регулювання	Каталожні данні					
			$U_{ном}, \text{кВ}$		$U_{\kappa},$	$\Delta P_{\kappa},$	$\Delta P_x,$	$I_x,$
			ВН	НН	%	кВт	кВт	%
ТДТН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	11	10	60	14	0,7

Визначимо номінальний струм трансформатора зі сторони ВН

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ А};$$

Визначимо номінальний струм трансформатора зі сторони НН

$$I_{номНН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 524,86 \text{ А}.$$

Визначимо вторинні номінальні струми на сторонах трансформатора з урахуванням установки групи ТТ «зірка» з усіх боків захищеного трансформатора, тобто $K_{сх}=1$ на всіх сторонах трансформатора:

$$i_{ном.вт.ВН} = \frac{I_{ном.ВН} \cdot K_{схВН}}{K_{ТТВН}} = \frac{50,2 \cdot 1}{300 / 5} = 0,83 \text{ А}.$$

$$i_{ном.вт.НН} = \frac{I_{ном.НН} \cdot K_{схВН}}{K_{ТТНН}} = \frac{524,86 \cdot 1}{1000 / 5} = 2,62 \text{ А}.$$

Для подальшого розрахунку релейного захисту трансформатора знайдемо необхідні значення струмів короткого замикання.

Наведемо в табл. 5.2 значення струмів короткого замикання, які нам потрібні під час розрахунку релейного захисту.

Вибираємо номінальний струм входу пристрою для кожного плеча захисту і відносну похибку вирівнювання при $I_{ном.вт.ВН} = 0,5 - 1$, відповідно $i_{ном.вт.ВН} = 1 \text{ А}$, $\Delta f_{вир.} = 0,02$, при $I_{ном.вт.ВН} = 1 - 5$, відповідно $i_{ном.вт.ВН} = 5 \text{ А}$, $\Delta f_{вир.} = 0,02$.

Таблиця 5.2 – Значення струмів короткого замикання.

Струми короткого замикання	Максимальні струми при різних положення РПН, А		Мінімальні струми при різних положення РПН, А	
	Приведені до напруги ВН	Приведені до напруги НН	Приведені до напруги ВН	Приведені до напруги НН
КЗ на ш. НН	442/462/430	4621/4829/4502	386/398/377	4037/4167/3942

Перевірка забезпечення цифрового вирівнювання для всіх сторін захищеного трансформатора, виконується за виразом:

$$0,1 < \frac{i_{ном.втВН}}{i_{ном.вт}} = \frac{0,83}{1} = 0,83 < 4;$$

$$0,1 < \frac{i_{ном.втНН}}{i_{ном.вт}} = \frac{2,62}{5} = 0,524 < 4.$$

Як бачимо, для всіх сторін вирівнювання амплітуд струмів плеч виконується.

Визначаємо розрахунковий коефіцієнт небалансу, за уточненим виразом:

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

Визначаємо початковий диференціальний струм спрацювання $I_{d \min}$:

$$I_{d \min} = K_{отс} \cdot K_{нб.розр} \cdot EndSection\ 1 = 1,2 \cdot 0,14 \cdot 1,15 = 0,295$$

де, $K_{отс}$ - 1,2 коефіцієнт відлаштування;

$EndSection\ 1$ - початковий гальмівний струм, що приймається рівним 1,15 за рекомендаціями фірми «ABB».

Визначимо розрахунковий відносний диференціальний струм на при КЗ на виводах трансформатора.

$$I_{диф.розр.}^* = \frac{I_{мін(2)}}{I_{ном.ВН}} = \frac{377}{50,2} = 7,5\text{ А.}$$

Перевіряємо чутливість для горизонтальної ділянки гальмівної характеристики:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.розр.}}^*}{I_{\text{диф.ср.}}^*} = \frac{7,5}{0,295} = 25,42 \geq 2 - \text{умова виконується}$$

Перевіримо чутливість на похилих ділянках гальмівної характеристики:

$$\frac{I_{d \min}}{\text{EndSection 1}} = \frac{0,295}{1,15} = 0,256 \leq 0,5 - \text{умова виконується}$$

За умови відлаштування від режиму кидка намагнічуючого струму параметр спрацювання струмового органу диференціальної відсічки повинен приймати не менше 500%:

$$I_{\text{dunre}} \geq K_{\text{отс.}} \cdot K_{\text{нб(1)}} \cdot I_{\text{КЗмакс}} \cdot 100\% = 1,2 \cdot 0,65 \cdot 462 / 50,2 \cdot 100 = 717,84\%$$

Приймаємо параметр $I_{\text{dunre}} = 720\%$ ($I_{\text{dunre}} = 7,2$)

Наступні параметри і уставки для терміналу RET 670 приймаються відповідно до рекомендацій 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 -вимкнути;
- уставка OpenCNEnable -вимкнути.

Результати розрахунків і вибраних параметрів зведені в табл. 5.3., область гальмівної характеристики, що відповідає внутрішнім КЗ показана на рис. 5.1

Таблиця 5.3 – Розрахункові та параметральні дані

Позначення параметра	Одиниці виміру	Діапазон	За замовчуванням	Прийняте значення
EndSection1	У % від $I_{ном.опор}$	0,20-1,50	1,25	1,15
IdMin	У % від $I_{ном.опор}$	0,10-0,60	0,3	0,3
EndSection2	У % від $I_{ном.опор}$	1,00-10,00	3	2,0
SlopeSection2	%	10,0-50,0	40	45
SlopeSection3	%	30,0-100,0	80	50
Idunre	У % від $I_{ном.опор}$	1,00-50,00	10	7,2
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
OpenCNEEnable	–	On;Off	On	Off

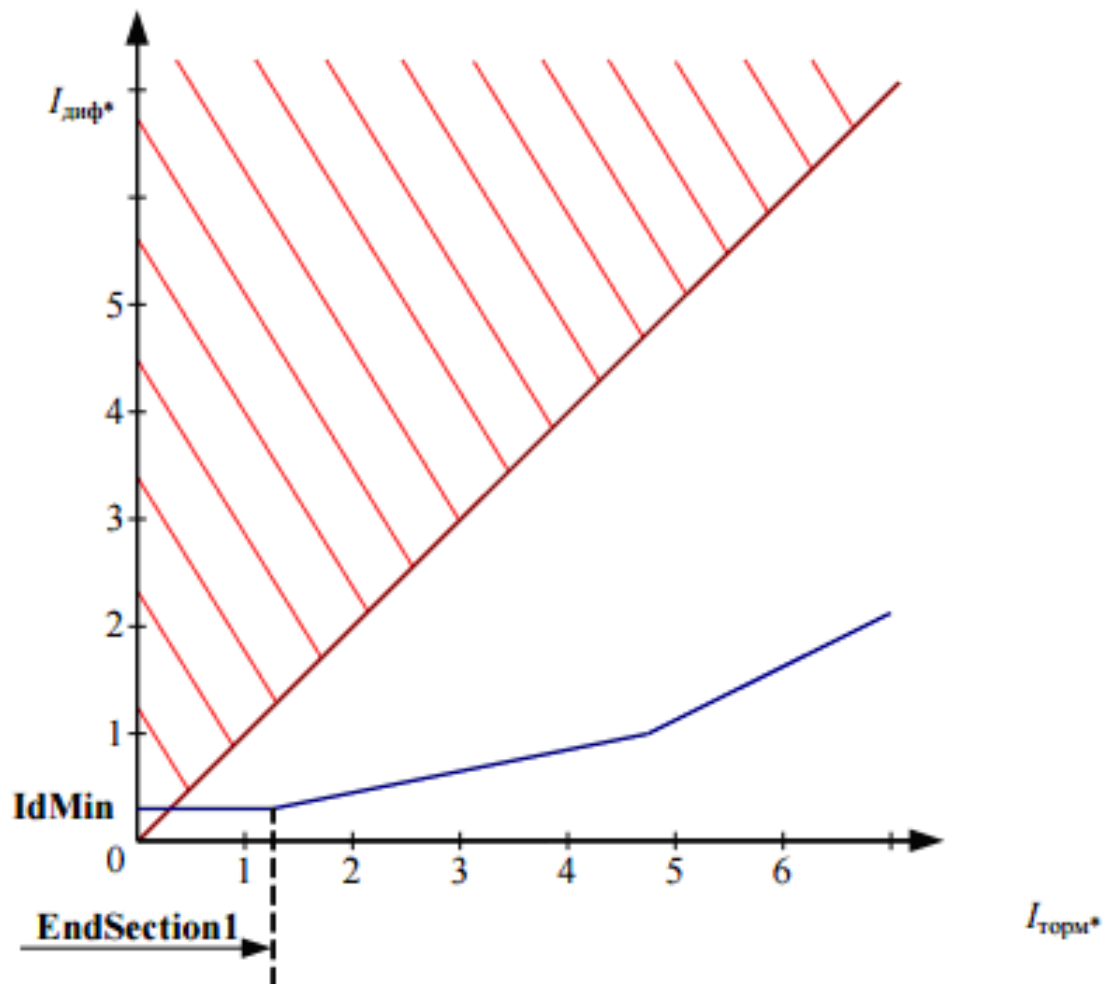


Рисунок 5.1 – Область гальмівної характеристики, що відповідає внутрішнім КЗ

4.3 Розрахунок максимального струмового захисту 11 кВ з пуском по напрузі

Для того щоб виконати максимально-струмовий захист з пуском по напрузі, потрібно підключити в нашому випадку термінал REF615 до трансформаторів струму з класом точності 10P і завести ланцюги напруги з обмотки ТН-10 кВ з'єднаного в зірку.

1. Визначимо струм спрацювання по умові налаштування від струму навантаження (номінального струму трансформатора).

$$I_{CЗ} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 524,86 = 861,88 \text{ А.}$$

де, $K_n = 1,2$ коефіцієнт надійності (для терміналів фірми "ABB") ;

$K_B = 0,95$ - коефіцієнт повернення реле, для мікропроцесорних терміналів;

$K_z = 1,3$ - коефіцієнт запасу;

$I_{ном} = 524,86 \text{ А}$ - номінальний первинний струм захищеного трансформатора .

2. Визначимо струм спрацювання за умовою забезпечення чутливості при двофазному КЗ на шинах 11 кВ трансформатора. Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості ($K_{ч}$) повинен бути не менше 1,5.

$$I_{CЗ} = \frac{I_{КЗ}}{K_{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3942}{2 \cdot 1,5} = 2275,9 \text{ А.}$$

3. Визначимо струм спрацювання за умовою погодження по чутливості з МСЗ приєднань 11 кВ. Максимальна уставка МСЗ приєднань: $I_{CЗ} = 300 \text{ А}$.

$$I_{CЗ} = K_n \cdot I_{CЗМТЗ} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ А.}$$

де, K_n - коефіцієнт надійності;

4. Визначимо час спрацювання , по умові погодження з часом спрацювання приєднань 11 кВ $t_{CЗ} = 0,5 \text{ сек.}$

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

де, $\Delta t = 0,3-0,5 \text{ сек.}$ – ступінь селективності приймаємо 0,4 сек.

5. Визначимо струм і час спрацювання по умовам погодження по чутливості з МСЗ СВ-11 кВ: $I_{CЗ} = 800 \text{ А.}, t_{CЗ} = 1 \text{ сек.}$

$$I_{CЗ} = K_n \cdot I_{CЗМТЗ} = 1,2 \cdot 800 = 960 \text{ А.};$$

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

Визначимо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{CЗ} \cdot K_{CX}}{K_{ТТ}} = \frac{861,88 \cdot 1}{1000 / 5} = 4,309 \text{ А.}$$

$K_{ТТ} = 1000/5$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

$K_{CX} = 1$ при схемі з'єднання обмоток трансформаторів струму – «повна зірка».

Визначимо напругу спрацювання реле мінімальної напруги:

За умовами забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{CЗ} \leq \frac{U_{мин}}{K_{отс} \cdot K_B} = \frac{0,85 \cdot 10000}{1,2 \cdot 1,2} = 5902 \text{ В.}$$

де, $K_{отс}$ - коефіцієнт відлаштування, приймається 1,2;

K_B - коефіцієнт повернення, приймається 1,2.

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

$$U_{CЗ} \leq \frac{U_{зан}}{K_{отс}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{1,2} = 5833,33 \text{ В.}$$

Визначимо вторинне значення напруги:

$$U_{cp} \leq \frac{U_{CЗ}}{K_{ТН}} = \frac{5833,33}{10000 / 100} = 58,33 \text{ В.}$$

де, $K_{ТН} = 10000/100$ – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

4.4 Розрахунок максимального струмового захисту 110 кВ з пуском по напрузі

Для того щоб виконати максимально-струмовий захист з пуском по напрузі, потрібно підключити в нашому випадку термінал REC 650 до трансформаторів струму з класом точності 10P і завести ланцюги напруги з обмотки ТН-110 кВ.

Визначимо струм спрацювання за умови відлаштування від струму навантаження (номінальний струм трансформатора).

$$I_{C3} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 50,2 = 82,43 \text{ А.}$$

де, $K_n = 1,2$ коефіцієнт надійності (для терміналів фірми "ABB") ;

$K_B = 0,95$ - коефіцієнт повернення реле, для мікропроцесорних терміналів;

$K_z = 1,3$ - коефіцієнт запасу;

$I_{ном} = 50,2 \text{ А}$ - номінальний первинний струм захищеного трансформатора .

Визначимо струм і час спрацювання приведені до сторони 110 кВ, за умови погодження по чутливості з МСЗ-11 кВ трансформатора $I_{C3} = 861,88 \text{ А}$, $t = 1,4 \text{ сек}$.

$$I_{C3} = K_n \cdot I_{C3MC311кВ} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 1,2 \cdot 861,88 \cdot \frac{11}{115} = 98,92 \text{ А};$$

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

Визначимо струм спрацювання по умові забезпечення чутливості при КЗ на шинах 11 кВ трансформатора. Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості повинен бути не менше 1,2.

$$I_{C3} = \frac{I_{КЗ}}{K_{\eta}} = \frac{377}{1,2} = 314,16 \text{ А.}$$

Визначимо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{C3} \cdot K_{cx}}{K_{TT}} = \frac{314,16 \cdot 1}{300 / 5} = 5,236 \text{ А.}$$

$K_{TT} = 300/5$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

$K_{cx} = 1$ при схемі з'єднання обмоток трансформаторів струму – «повна зірка».

Висновки до розділу

В даному розділі було розраховано диференційний захист трансформатора на базі терміналу фірми ABB RET670. Були обрані трансформатори струму та початкові параметральні дані терміналу та побудована гальмівна характеристика, струмова відсічка спрацьовує при диференціальному струмі 7,5 А.

Були визначені уставки максимального струмового захисту на базі терміналів REF615 на клас напруги 10 кВ та обрана напруга спрацювання реле мінімальної напруги, що складає 5,902 кВ.

Описані можливі ненормальні режими роботи трансформатора та пошкодження що ними викликані, а також основні та допоміжні засоби захисту для протидії у разі їх виникнення.

5 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

Вступ

У даному розділі розглядається ідея розроблення стартап-проекту підключення нових споживачів та спорудження нових підстанцій для того, щоб забезпечити надійне постачання електроенергії споживачам та порівняти варіанти підключення, що мають подібні техніко-економічні показники. Для порівняння даних проектів підключення розділ поділено на наступні етапи:

- технологічний аудит ідеї проекту;
- аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту;
- фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту;
- аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проєкту.

При цьому враховано особливості енергетичної галузі, а саме:

- одночасність процесів виробництва, передачі та споживання електроенергії в результаті обсяги споживання товару в кожен мить визначає споживач.
- величина та динаміка змін споживання у перспективі задається замовником проекту;
- тариф на передачу електроенергії, цінові надбавки за передачу встановлює державний регулятор;
- неможливість конкуренції серед надавачів послуг передачі електроенергії, збільшення прибутку можливе лише шляхом зменшення витрат.

5.1 Опис ідеї проекту

Розвиток енергетичних об'єктів має великий вплив на соціальні та екологічні умови життя людей та розвиток економічного сектору, тому будівництво нових та розширення, модернізація існуючих об'єктів енергетичної галузі виконується з

урахуванням регіональних інтересів і базується на законодавстві України щодо інвестиційної діяльності. Спорудження нових енергетичних об'єктів вимагає значних інвестицій, які в свою чергу потребують необхідних обґрунтувань щодо їх ефективності та можливості своєчасного повернення.

Основним способом підвищення ефективності використання коштів є раціональний вибір напрямів їх використання, тому слід правильно всі технологічні, екологічні, соціальні та інші наслідки виконання кожного з можливих варіантів, оскільки вони можуть бути пов'язані з появою непередбачених витрат.

Опис ідеї стартап-проекту наведено в табл. 5.1

Таблиця 5.1 – Опис стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Надання послуг з постачання електричної енергії споживачам, що підключені до проєктованих підстанцій	1. Розподіл електричної енергії підстанціями, що проєктуються 2. Можливість підключення до даних підстанцій нових споживачів у далекій перспективі	Якість електроенергії
		Надійність електропостачання
		Безпека електропостачання
		Енергоефективність

Всі варіанти підключення підстанцій, що розглядаються мають забезпечувати виконання нормативних технічних вимог ПУЕ, норм технологічного проєктування електричних мереж та систем та інших нормативних документів та правил.

Запропонований варіант підключення нових підстанцій в пунктах №10 та №11 електричної мережі має забезпечувати кращі показники економічної ефективності, такі як зведені витрати, рентабельність інвестицій та строк окупності.

5.2 Технологічний аудит ідеї стартап-проекту

В даному підрозділі було проведено аудит технологій, які дали змогу реалізувати ідею даного стартап-проекту. Визначення технологічної здійсненності ідеї проекту передбачає аналіз складових, які наведено в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
Надання послуги з надійного постачання електричної енергії споживачам, що будуть підключені до проекрованої підстанції	1. Розрахунок режиму роботи електричної мережі	PTC MathCAD	Доступність обмежена
	2. Розрахунок фінансово-економічних показників	PTC MathCAD, MS Office Excel	Доступність обмежена
	3. На ПС в ланцюгах ПЛ, трансформаторів, застосовані комірки з елегазовими вимикачами	Наявна	Доступні
	Трансформатори потужністю, МВА: - 16,10	ТДТН, ТДН	Доступні
	Провода ЛЕП - 1×70 - 1×240	АС АСК	Доступні
	Опори ЛЕП - Сталеві одностійкові	Наявна	Доступні
	Релейний захист - МСЗ - диференційний захист трансформатора	Цифрове реле «ААВ» RET650, REF615	Доступні
	Автоматика - АВР - АПВ	Наявна	Доступні
Обрана технологія реалізації ідеї проекту: розрахунок фінансово-економічних показників			

Проведемо аналіз техніко-економічних переваг для трьох варіантів підключення підстанцій в пунктах 10 та 11, рис. 5.1, 5.2, 5.3., що передбачає:

- визначення переліку техніко-економічних властивостей та характеристик;

- визначення техніко-економічних показників, тобто проведемо порівняння ідей, що мають а) гірші значення (W, слабкі); б) аналогічні (нейтральні) значення; та в) кращі значення (сильні), результати порівняння наведемо в табл. 5.3.

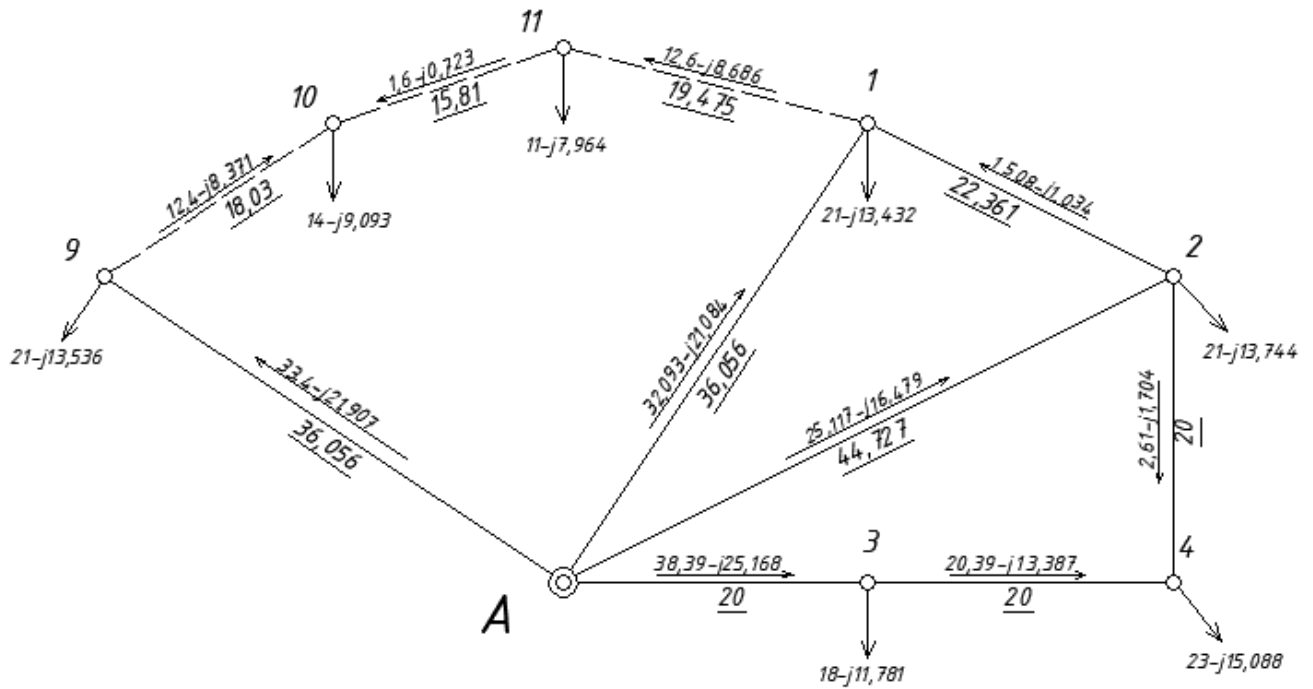


Рисунок 5.1 – I-й варіант підключення підстанцій в пунктах 10 та 11

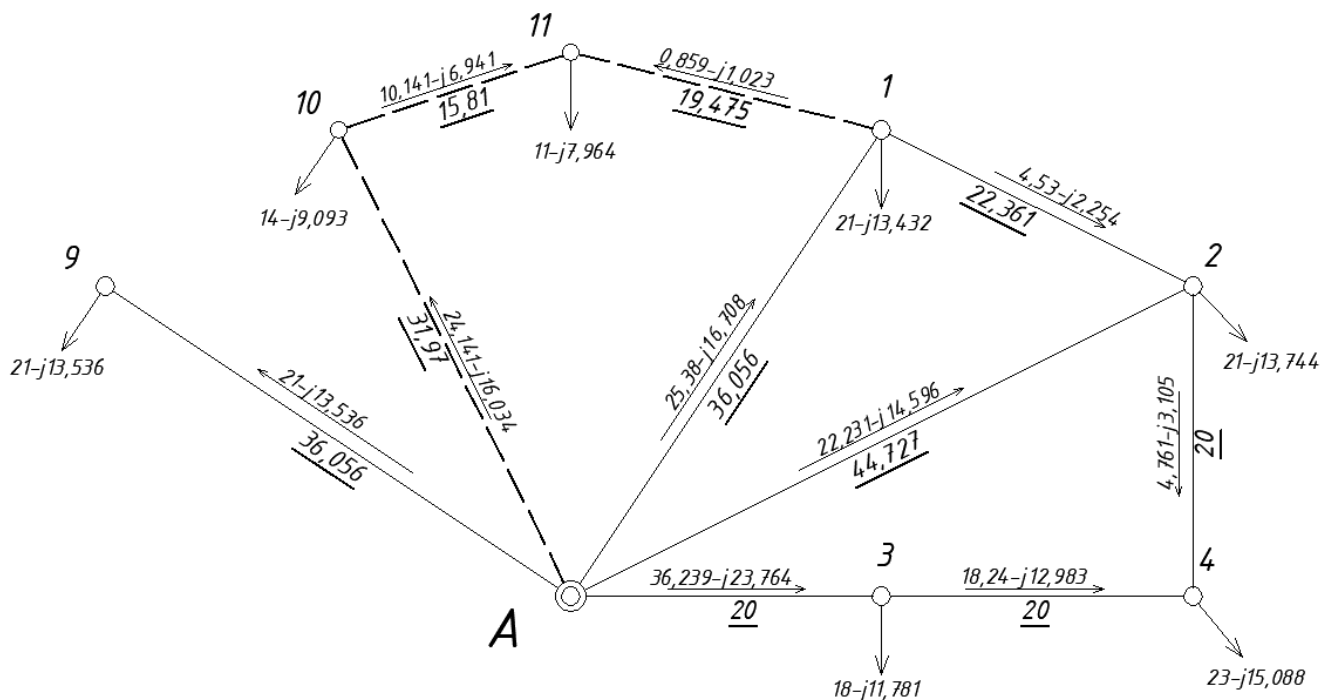


Рисунок 5.2 – II-й варіант підключення підстанцій в пунктах 10 та 11

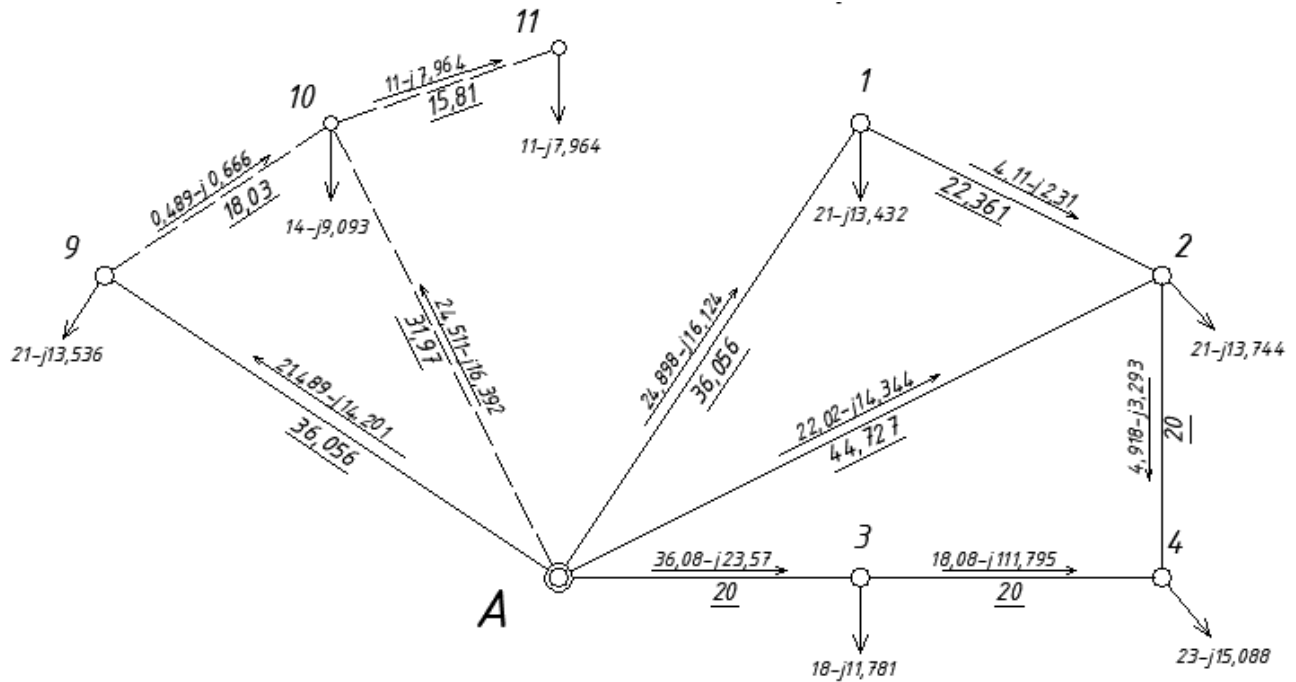


Рисунок 5.3 – III-й варіант підключення підстанцій в пунктах 10 та 11

Таблиця 5.3 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик конкурентних варіантів підключення підстанцій

№ п/п	Техніко- економічні характеристики	Конкурентні варіанти			W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3			
1	Довжина 1-ланцюгових ПЛ 110 кВ необхідних для підключення ПС №9 до мережі, км	53,315	67,255	81,62	B3	B2	B1
2	Встановлена потужність трансформаторів 110 кВ на ПС № 10,11, МВА	2x16+2x10	2x16+2x10	2x16+2x10	—	B1,B2,B3	—
3	Завантаженість трансформаторів на ПС в режимі максимальних навантажень, %	55-65	55-65	55-65	—	B1,B2,B3	—

Закінчення таблиці 5.3

4.1	Кількість прохідних (“місткових” 110-3 за НТП ПС) підстанцій 110 кВ.	2	2	1	B1,B2	-	B3
4.2	Кількість вузлових (110-6 за НТП ПС) підстанцій 110 кВ.	0	0	1	B3	-	B1,B2
4.3	Кількість підстанцій 110 кВ, що потребують реконструкції	2	2	2	-	B1,B2,B3	-
5	Втрати активної потужності в ЛЕП в режимі максимальних навантажень, МВт	0.459	0.699	0.055	B2	B1	B3
6	Щорічні експлуатаційні витрати на утримання ліній, що підходять до пунктів № 10,11, млн. грн.	2.054	2.261	1.147	B2	B1	B3

Визначений перелік сильних, слабких та нейтральних сторін є підґрунтям для фінансово-економічного аналізу.

5.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап- проекту

Особливості проектів у електроенергетичної галузі полягають у тому, що в більшості випадків немає потреби у прогнозуванні попиту, обсягів, динаміки розвитку ринку – ці дані надає замовник проекту, і, згідно з нормативними документами, вони мають бути однаковим в усіх можливих конкурентних варіантах.

Джерелом повернення вкладених інвестицій є платежі споживачів за

приєднання до мереж та надбавка до тарифу на передачу і розподіл електричної енергії. Тому основним фактором конкурентоздатності того чи іншого проекту розвитку електричної мережі є оптимум показників, результати розрахунків яких проведено нижче.

5.4 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту

Проведемо розрахунок обсягу інвестицій витрат на побудову та реконструкцію підстанцій, побудову ЛЕП в цінах приведених до курсу 2018 року. Результат розрахунку наведемо в табл. 5.4 та табл. 5.5 відповідно.

Таблиця 5.4 – Визначення капіталовкладень в підстанції

№ п/ст	S _{тр} , МВА	Варіант					
		1		2		3	
		№ схеми по НТП ПС на стороні 110	Вартість будівництва, млн.грн	№ схеми по НТП ПС на стороні 110	Вартість будівництва, млн.грн	№ схеми по НТП ПС на стороні 110	Вартість будівництва, млн.грн
10	2x16	110-3	91,952	110-3	91,952	110-6	125,552
11	2x10	110-3	73,136	110-3	73,136	110-2	66,416
Рек-ція ПС 1		110-6(3)	26,88	110-6(3)	26,88	-	-
Рек-ція ПС 9		110-3(2)	6,720	-	-	110-3(2)	6,720
Рек-ція ПС А		-	-	110-7(+1)	6,720	110-7(+1)	6,720
Разом			198,688		198,688		205,408

Виконаємо розрахунок капіталовкладень в ЛЕП вибравши перерізи на ділянках за методикою описаною в розділі 1, тобто функцією оптимальних витрат на будівництво та експлуатацію ЛЕП напругою 110 кВ на сталевих опорах.

Таблиця 5.7 – Наближені значення втрат активної потужності для варіанту 2 в режимі максимальних навантажень

Ділянка	Довжина, км	F, мм ²	r ₀ , Ом/км	r, Ом	P, МВт	Q, МВАр	ΔP, МВт
0-1	36,056	240	0,118	4,25	25,388	16,708	0,336
0-2	44,727	240	0,118	5,27	22,231	14,596	0,319
0-3	20	240	0,118	2,36	36,239	23,764	0,379
3-4	20	120	0,244	4,88	18,239	11,983	0,192
1-2	22,361	70	0,422	9,43	3,53	2,254	0,014
2-4	20	120	0,244	4,88	4,761	3,105	0,013
0-9	36,056	240	0,118	4,25	21	13,536	0,227
0-10	31,97	240	0,118	3,77	24,141	16,034	0,271
10-11	15,81	70	0,422	6,67	10,141	6,941	0,083
11-1	19,475	70	0,422	8,21	0,859	1,023	0,0022
Всього							1,835

Таблиця 5.8 – Наближені значення втрат активної потужності для варіанту 3 в режимі максимальних навантажень

Ділянка	Довжина, км	F, мм ²	r ₀ , Ом/км	r, Ом	P, МВт	Q, МВАр	ΔP, МВт
0-1	36,056	240	0,118	4,25	24,898	16,124	0,32
0-2	44,727	240	0,118	5,27	22,02	14,344	0,311
0-3	20	240	0,118	2,36	36,082	23,576	0,375
3-4	20	120	0,244	4,88	18,082	11,795	0,188
1-2	22,361	70	0,422	9,43	3,989	2,693	0,018
2-4	20	120	0,244	4,88	4,918	3,293	0,014
0-9	36,056	240	0,118	4,25	21,489	14,201	0,241
0-10	31,97	240	0,118	3,77	24,511	16,392	0,28
10-11	15,81	70	0,422	6,67	11	7,964	0,102
9-10	18,03	70	0,422	7,60	0,489	0,666	0,0043
Всього							1,849

Втрати потужності, які виникли після приєднання двох вузлів навантаження визначимо як різницю між сумарними втратами для трьох варіантів до та після приєднання.

Час максимальних втрат для нашої районної мережі складає, згідно пункту 1 магістерської дисертації 4342 год/рік, звідси знайдемо змінні втрати активної енергії для кожного з варіантів проекту.

Зміни втрат активної енергії в лініях електропередачі:

Для варіанта 1 маємо :

$$\Delta A_{3M1} = (\Delta P_1 - \Delta P_0) \cdot \tau = (2,631 - 1,452) \cdot 4342 = 5119,2 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

Для варіанту 2 маємо :

$$\Delta A_{3M2} = (\Delta P_2 - \Delta P_0) \cdot \tau = (1,835 - 1,452) \cdot 4342 = 1662,98 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

Для варіанту 3 маємо :

$$\Delta A_{3M2} = (\Delta P_2 - \Delta P_0) \cdot \tau = (1,849 - 1,452) \cdot 4342 = 1723,77 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Сумарні втрати активної потужності в трансформаторах становлять:

$$\Delta P_{\kappa 311} = 34,264 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta P_{\kappa 310} = 62,098 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

$$\Delta P_{xx11} = 38 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta P_{xx10} = 46 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Зміна втрат активної енергії в трансформаторах становить:

$$\Delta A_{\kappa 311} = \Delta P_{\kappa 311} \cdot \tau \cdot 10^{-3} = 148,77 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

$$\Delta A_{\kappa 310} = \Delta P_{\kappa 310} \cdot \tau \cdot 10^{-3} = 269,62 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

$$\Delta A_{xx11} = \Delta P_{xx11} \cdot \tau \cdot 10^{-3} = 164,996 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

$$\Delta A_{xx10} = \Delta P_{xx10} \cdot \tau \cdot 10^{-3} = 199,73 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Як бачимо з розрахунків по втратам найкращим є варіант 2, а по капіталовкладенням є варіант 1, що водночас є найгіршим з точки зору втрат електричної енергії, варіант 3 можемо відкинути взагалі для подальшого порівняння так як він поступається варіанту 2 по втратам в електричній мережі та капіталовкладенням двом першим варіантам. Результати розрахунку річних витрат наведемо в таблиці 5.9.

Таблиця 5.9 – Щорічні витрати на експлуатацію та покриття втрат електроенергії

Витрати, млн. грн	Варіант	
	1	2
Щорічні витрати на обслуговування та ремонт ПС та ЛЕП		
ПЛ – $1,2\% \cdot K$	1,125	1,604
ПС – $2,4\% \cdot K$	4,768	4,768
Всього експлуатаційні	5,893	6,372
Амортизаційні відрахування		
ПЛ – $2,0\% \cdot K$	1,876	2,673
ПС – $3,6\% \cdot K$	7,152	7,152
Всього амортизаційні	9,028	9,825
Витрати на покриття втрат електричної енергії		
в тр-их пунктах № 10,11: к.з. $C_{BX} \cdot \Delta A_{KZ}$	0,702	0,702
в тр-их пунктах № 10: х.х. $C_{BX} \cdot \Delta A_{XX} \cdot 0,75$	0,612	0,612
в ЛЕП $C_{BX} \cdot \Delta A$	8,600	2,793
Всього вартість втрат	9,914	4,107
Всього витрат (В)	24,835	20,304

Максимальне сумарне навантаження в пункті 10 та 11 складає 25 МВт.

Згідно завдання на проектування для всіх варіантів приєднання підстанцій в пунктах 10 та 11 приймемо такі припущення:

- Тривалість будівництва та реконструкції підстанцій та ЛЕП складає 1 рік;
- Максимальні навантаження споживачів та число годин навантаження споживачів $T_{max} = 4500$ год приймаємо незмінним протягом всього періоду експлуатації;

- Податок на прибуток становить $p = 16\%$;

- Норма дисконту становить $E = 0,1$ [1 / рік];

- Тариф на вході в мережу приймаємо за вартість покриття втрат

$$C_{ex} = 1,68 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} = 1680 \frac{\text{грн}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}.$$

- Величина тарифу на розподіл та передачу електричної енергії згідно постанови регулятора НКРЕ КР від 01.01.2018 становить:

$$\Pi_{вих} - \Pi_{вх} = 0,517 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} = 517,1 \frac{\text{грн}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}.$$

Виконаємо розрахунок основних фінансово-економічних показників та наведемо їх у табл.5.10.

Таблиця 5.10 – Розрахунок фінансово-економічних показників

Показники	Варіанти	
	1	2
Середньорічний обсяг електричної енергії, що передається всією мережею, МВт год/рік $W_{ПЕР} = P_{\max} \cdot T_{\max}$	112,500	
Дохід, млн. грн. $D = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Pi_{ВИХ} - \Pi_{ВХ})$	58,173	
Прибуток, млн. грн. $\Pi_B = D - B$	33,338	37,869
Податок, млн. грн. $H_{\Pi} = p \cdot \Pi_B$	5,334	6,059
Чистий прибуток, млн. грн. $\Pi_P = \Pi_B - H_{\Pi}$	28,046	31,81
Інтегральний ефект, млн. грн. $\Pi_{ДС} = \frac{(\Pi_P + A_P)}{E} - K$	72,242	83,972
Рентабельність інвестицій, в.о. $R_i = \frac{(\Pi_P + A_P)}{K}$	0,126	0,125
Строк окупності інвестицій, років $T_{ОК} = \frac{1}{R_i}$	7,936	8
Сумарні дисконтовані затрати, млн.грн $З_{ДС} = \frac{B_E + B_{ВТР}}{E} + K$	450,568	437,168

Як бачимо за критерієм сумарних дисконтованих затрат, так як і за інтегральним ефектом та строком окупності найбільш економічним виявився варіант 2, який попри середні капіталовкладення, але відносно високі для варіанту 1, має низькі витрати на покриття втрат електричної енергії в мережі, що утворилася після підключення підстанцій в пунктах 10 та 11, крім того варіант 2 забезпечує достатню

надійність схеми. У разі зростання вартості електричної енергії вище 1,2 грн./кВт·год, (що цілком ймовірно), варіант 2 стає однозначно вигіднішим за інші два варіанта. Для подальшої реалізації вибираємо Варіант 2 схеми підключення споживачів в пункті 10 та 11.

Висновки до розділу

У даному розділі стартап-проект, основною ідеєю якого є розбудова існуючої електричної мережі шляхом підключення до неї нових підстанцій споживачів у пунктах 10 та 11 для надійного постачання електричної енергії споживачам 2-ї категорії було розроблено 3 конкурентних між собою варіанти підключення нових споживачів, що мають схожі техніко-економічні показники.

Після проведення техніко-економічних та фінансових розрахунків та порівнянь, слід зазначити, що для реалізації потрібно обрати варіант 2 підключення споживачів в пунктах 10 та 11 з будівництвом ліній електропередавання на ділянках 0-10, 10-11 та 1-11, та будівництвом підстанцій 10 та 11 і реконструкцією підстанції 1, так як даний варіант підключення має найкращі економічні показники серед двох інших. З огляду на рентабельність 0,125 дана ринкова комерціалізація проекту є актуальною, згідно показників окупності проекту в 8 років.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС РЕГЛАМЕНТНИХ РОБІТ НА ПЛ НАПРУГОЮ 110 кВ

ВСТУП

Під час проведення періодичних верхових оглядів повітряних ліній районної електричної мережі номінальною напругою 110 кВ діяльність обслуговуючого персоналу пов'язана з небезпечними та шкідливими чинниками такими як: падіння з висоти працівника та падіння з висоти предметів працівника. Тому важливим завданням є розробка заходів щодо запобігання небезпечних та шкідливих виробничих факторів при виконанні регламентних робіт на повітряних лініях РЕМ, задля уникнення ситуацій, що загрожують життю та здоров'ю працівників та сторонніх осіб.

Мета – розробка заходів щодо запобігання або зменшення шкідливих і небезпечних виробничих чинників у ході експлуатації повітряних ліній РЕМ.

Об'єкт досліджень – періодичні верхові огляди повітряних ліній зі зняттям напруги.

Предмет дослідження – новітні засоби та заходи з охорони праці.

Методи досліджень – дослідження державних норм, правил, стандартів та нормативно-правових документів з охорони праці під час експлуатації електроустановок та розрахунків згідно їх методики.

6.1 Технічні характеристики нового енергетичного устаткування

У даному проекті розглянута районна електрична мережа номінальною напругою 110 кВ, що включає в себе 9 пунктів навантаження, що з'єднані між собою повітряними лініями загальною протяжністю 367 км. Повітряні лінії являють собою проводи марки АС перерізом 70,120 та 240 мм² на різних ділянках мережі, що

прикріплюються за допомогою гірлянд ізоляторів до сталевих проміжних опор типу П110-1(1+5,1+9,1+14), або кутових У110-1, висотою від 20,7 до 34,7 м, креслення опори ЛЕП наведено на рис. 2.3.

6.2 Дослідження та аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників

Роботи на опорах ЛЕП є особливо складними по організації безпечних умов праці з наступних причин: робота пов'язана з підйомом на опори на велику висоту, електромонтажники розосереджуються по робочих місцях уздовж повітряної лінії, що утрудняє контроль за безпекою їх праці, робота вимагає постійного контролю за станом заземлюючих пристроїв, а також постійної перевірки відсутності напруги у відключених ланцюгах повітряних ліній, робота пов'язана з погодними умовами, станом під'їзних шляхів і конструкцією опор. Основним небезпечним виробничим при проведенні оглядів на конструкціях опор ЛЕП являється розташування робочого місця на значній висоті відносно поверхні землі, пов'язане з цим можливе падіння працівника або падіння предметів на працівника. Відповідно до [5] порядок організації і проведення робіт з підвищеною небезпекою до робіт на висоті відносяться роботи, при виконанні яких працівник знаходиться на відстані менше 2 м від не захищених перепадів по висоті 1,3 м і більше. При неможливості облаштування обгороджувальних монтажні роботи повинні виконуватися із застосуванням запобіжного пояса і страхувального каната.

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

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

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

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

6.3 Вибір і розрахунок технічних засобів і заходів безпеки до електроустановок

Заходи при верхових роботах на повітряних лініях напругою 110 кВ.

Підійматися на опору і працювати на ній дозволяється тільки в тих випадках, коли є повна впевненість в її достатній міцності і стійкості. Необхідність укріплення опори і безпечні засоби визначаються на місці керівником робіт і відображаються в ППР.

В разі застосування відтяжок з гаками, останні повинні мати запобіжні замки. Підійматися на опору дозволяється членам бригади, які мають:

- групу III - під час всіх видів робіт до верху опори;
- групу II - під час робіт зі зняттям напруги - до верху опори.

Ті опори, які не розраховані на однобічне тяжіння від проводів і тросів, але тимчасово піддаються такому навантаженню, мають бути попередньо укріплені для запобігання їх падінню. Забороняється підймання на проміжну опору, якщо на ній закріплено менше як два проводи. На кутових опорах зі штирьовими ізоляторами підніматися і працювати з боку внутрішнього кута забороняється. Під

час роботи на стійці опори розташовуватися слід таким чином, щоб не випускати з поля зору найближчі проводи, що перебувають під напругою. Під час підймання на опору слід закріплюватися стропом запобіжного паска. Під час заміни деталей опор слід унеможливити їх зміщення або падіння з опори.

На багатоколовій ПЛ з горизонтальним розташуванням кіл працювати зі зняттям напруги з одного кола дозволяється тільки з боку цього кола. Переходити на дільниці траверс, що підтримує кола, які перебувають під напругою, забороняється.

Працювати на відключеному колі багатоколової ПЛ з розташуванням кіл одне над одним дозволяється тільки за умови, що це коло підвішене нижче від кіл, що перебувають під напругою. Підніматися на опору дозволяється тільки з боку відключеного кола. Замінювати та регулювати проводи відключеного кола забороняється. На багатоколовій ПЛ напругою 110 кВ під час роботи на опорах зі зняттям напруги з одного кола на стійках на висоті від 2 до 3 м від землі встановлюються червоні прапорці з боку кіл, які залишилися під напругою. Прапорці встановлює керівник робіт з членом бригади, який має групу з електробезпеки III.

В разі проведення робіт з опори, телескопічної вишки без ізолювальної секції або з іншого механізму для підймання людей відстань від людини, або від інструменту та пристосувань, що застосовуються, до проводів ПЛ напругою 110 кВ, зв'язку, радіотрансляції, телемеханіки має бути не менше ніж 1 м.

Під час робіт на гірляндах ізоляторів дозволяється переміщуватися по підтримувальних гірляндах - як одноланцюгових, так і складених з двох і більше ланцюгів. Працювати на одноланцюговій натяжній гірлянді дозволяється, користуючись спеціальними пристосуваннями, а в разі їх відсутності - лежачи на гірлянді і зачепившись ногами за траверсу для фіксації положення тіла.

Під час роботи на підтримувальній гірлянді строп запобіжного паска закріплюється за траверсу. Якщо довжина стропу недостатня, то необхідно користуватися закріпленими за пояс двома страхувальними канатами. Один канат

прив'язують до траверси, а другий, попередньо заведений за траверсу, член бригади, який підстраховує, відпускає в міру необхідності.

Під час роботи на натяжній гірлянді строп запобіжного поясу закріплюється за траверсу або за призначені для цього пристосування.

На підтримувальних та натяжних гірляндах, складених з двох і більше ланцюгів, дозволяється закріплювати строп запобіжного паска за один з ланцюгів, на якому робота не проводиться. Закріплювати цей строп за гірлянду, на якій виконується робота, забороняється.

В разі виявлення несправності, котра може призвести до розчіплювання гірлянди, робота має бути припинена. Під час підймання (або опускання) на траверси проводів, тросів, ізоляторів перебувати на траверсах, на яких підіймається вантаж, або на стійках під цими траверсами, забороняється.

Вибирати схеми підймання вантажу і розміщувати підймальні блоки слід з таким розрахунком, щоб не виникали зусилля, які можуть викликати пошкодження опори [4].

Засоби безпеки, які потрібно використовувати при верхових роботах (на висоті) на повітряних лініях напругою 110 кВ.

Згідно [2] документу працівники повинні бути забезпеченні такими засобами захисту від падіння з висоти відповідно до ДСТУ 12.4.011 :

- Пояс запобіжний (ПЛК2, ПЛК3)
- Каска для висотних робіт (GRANITE WIND)
- Страхувальний канат (K20)
- Строп стрічковий з карабіном (K20)

Для виявлення непридатних для застосування засобів захисту потрібно вести журнал обліку та захисту даних засобів захисту в якому повинні заповнюватися такі данні:

- інвентарний номер
- дата випробування
- дата наступного випробування
- дата періодичного огляду

- результат періодичного огляду
- прізвище, ініціали працівника, який проводив огляд
- місце знаходження засобу

Індивідуальний захист працівника від ураження електричним струмом відповідно до ГКД 34.10.601-96 «Засоби захисту під час експлуатації енергоустановок. Норми річної потреби», а саме:

- Спецодяг (костюм «Майстер» з брюками на теплий та холодний сезони);
- Взуття (DELTA PLUS без металічних елементів, поліуретанова підошва);
- Діалектричні рукавиці «з маркуванням Ев»
- окуляри захисні «Delta plus galeras»;
- кліщі універсальні КУ-1;
- кліщі КВН-1;

Розрахунок заземлення опори 110 кВ

Вихідні дані наведено в таблиці 6.1

Таблиця 6.1 – Технічні характеристики

Елементи заземлення	Параметри елементів заземлення
Тип ґрунту	Супісок
Вертикальний заземлювач (ВЗ)	Сталевий прут Ø16 мм
Горизонтальний заземлювач (ГЗ)	Сталева пластина 5×40 мм
Глибина закладання ВЗ	2,6 м
Глибина закладання ГЗ	0,7 м

Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi_i,$$

де, ψ_i – коефіцієнт сезонності (більше 1), залежить від вологості ґрунту і довжини електродів.

$$\rho_{\text{розр}} = 300 \cdot 3,5 = 1050 \text{ Ом} \cdot \text{м} - \text{для ГЗ}$$

$$\rho_{\text{розр}} = 300 \cdot 2 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м} - \text{для ВЗ}$$

Розрахуємо опір розтікання ВЗ:

$$R_{B1} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \left(\ln \frac{2 \cdot l_1}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + l_1}{4t - l_1} \right);$$

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

$$t = t_0 + l_1 / 2,$$

де, t_0 – відстань від поверхні ґрунту, м;

$$t = 2,6 + \frac{3}{2} = 4,1 \text{ м}$$

$$R_{\epsilon} = \frac{600}{2\pi \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,016} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 4,1 + 3}{4 \cdot 4,1 - 3} \right) = 2,57 \text{ Ом}$$

Так як $R_{B1} > R_{\text{шт}}$, то потрібно паралельно сполучити декілька ВЗ.

Потрібну кількість ВЗ визначаємо за формулою:

$$n' = R_{B1} / (R_{\text{шт}} \eta_{\epsilon}),$$

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

$$n' = \frac{2,57}{2 \cdot 0,65} = 1,97$$

Округлюємо до 2

Визначаємо довжину ГЗ:

Довжину ГЗ l_{Γ} визначають залежно від умов розташування:

– у разі розміщення ВЗ у низку

$$l_{\Gamma} = a(n - 1)$$

$$l_{\Gamma} = 5 \cdot (2 - 1) = 5 \text{ м}$$

Визначимо опір струму розтікання горизонтального прямокутного заземлювача:

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

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

$$R_{\Gamma} = \frac{1050}{2\pi \cdot 5} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 5^2}{0,04 \cdot 0,7}\right) = 25 \text{ Ом}$$

Визначаємо еквівалентний опір струму розтікання штучного заземлювача:

$$R'_{\text{шт}} = \frac{R_{\text{В1}} \cdot R_{\Gamma}}{(R_{\text{В1}} \cdot \eta_{\Gamma\text{еф}} + R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_{\text{Веф}})},;$$

де, $\eta_{\text{Веф}}$ – фактичний коефіцієнт екранування ВЗ; $\eta_{\Gamma\text{еф}}$ – коефіцієнт використання ГЗ з урахуванням ВЗ.

$$R'_{\text{шт}} = \frac{2,57 \cdot 25}{(2,57 \cdot 0,77 + 25 \cdot 2 \cdot 0,65)} = 1,86 \text{ Ом}$$

Отримане значення опору штучного ЗП не перевищує значення $R_{\text{шт}}$, що дорівнює 2 Ом.

6.4 Надзвичайні ситуації під час виконання регламентних робіт на ПЛ напругою 110 кВ

Під час виконання робіт на висоті можуть статися такі надзвичайні ситуації:

- падіння працівників через відсутність обгороджувальних, запобіжних поясів, недостатня міцність і стійкість лісів, настилів, люльок, сходів;
- падіння працівників через недоліки в проектах виробництва робіт по монтажу опор ЛЕП неправильна технологія ведення робіт;
- падіння працівників через втрату самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи;
- падіння працівників через сильний вітер, низька і висока температури повітря, дощ, сніг, туман, ожеледь.

Причини падіння предметів на працівника:

- падіння елементів опор ЛЕП переміщуваних вантажопідйомними машинами, внаслідок обриву вантажозахватних пристроїв, неправильної строповки (обв'язування), випадання штучного вантажу з тари та ін.;
- падіння монтованих конструкцій ЛЕП внаслідок не технологічності конструкцій, невідповідності по стикуємих розмірах і поверхнях, порушення послідовності технологічних операцій та ін.;
- аварії будівельних конструкцій ЛЕП внаслідок проектних помилок, порушення технології виготовлення збірних конструкцій, низької якості будівельно-монтажних робіт, неправильної експлуатації та ін.;
- падіння матеріалів, елементів металоконструкцій ЛЕП, оснащення, інструменту і тому подібне внаслідок порушення вимог правил безпеки - відсутності бортової дошки у краю робітника настилу лісів та ін.

Висновки до розділу

У даному розділу ми виконали дослідження небезпечних та шкідливих чинників, що пов'язані з роботою при періодичних верхових оглядах повітряних ліній районної електричної мережі номінальною напругою 110 кВ на сталевих опорах.

Для безпеки виконання робіт допускаються працівники, що мають групу допуску - III, під час всіх видів робіт до верху опори, та групу II, під час робіт зі зняттям напруги до верху опори. Для роботи на висоті працівників потрібно забезпечити такими засобами від падіння, що являють собою пояс запобіжний (ПЛК2, ПЛК3), каска для висотних робіт, страхувальний канат (К20), строп стрічковий з карабіном (К20), та засобами індивідуального захисту: спецодяг, захисні окуляри, спеціальне взуття, бавовняні рукавиці, діелектричні рукавиці, електричні кліщі та штанги.

ВИСНОВОК

У магістерській дисертації для виконання оптимізації конфігурації схеми електричної мережі був використаний метод економічних потенціалів, а для оптимального вибору перерізів на ділянках мережі ми використали функцію оптимальних витрат на будівництво та експлуатацію, що призвело до найменших паливно-економічних витрат.

Після вибору конфігурації схеми електричної мережі був виконаний технічний розрахунок РЕМ в режимі мінімальних, максимальних навантажень та в післяаварійному режимі роботи мережі, де були виконані, після внесення правок, перевірки допустимості фактичних рівнів напруги, фазних струмів на ділянка мережі та вибору регулювальних відгалуджень РПН та ПБВ силових трансформаторів. Усі розраховані значення відповідали технічним допускам.

У розділі 3 було виконано проект вузлової підстанції 110/35/10 для районної електричної мережі у пункті 2 за схемою ВРП 110 одна секціонована система шин з обхідною, пристрої ЗРП та ВРП 35 виконані за схемою одна секціонована система шин. У проекті був виконаний розрахунок струмів короткого замикання та вибір обладнання на підстанції.

В розділі релейний захист був виконаний розрахунок захисту двообмоткового трансформатора на підстанції 5, де було обрано цифрове реле фірми «ABB» та розраховано для нього уставки спрацювання диференціального захисту та максимального струмового захисту.

В розділі розроблення стартап-проекту був виконаний проект підключення нових споживачів в пункті 10 та 11, де ми визначили економічні показники трьох варіантів підключення та вибрали з усіх найбільш економічний – варіант 2.

В останньому розділі були розроблені заходи та вибрані засоби під час верхових регламентних робіт на лінії напругою 110 кВ, проаналізувавши надзвичайні ситуації під час даних робіт.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. В. М. Сулейманов, В. В. Чижевський, О. М. Янковська. Електричні системи та мережі. Районні електричні мережі: методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології». Київ: НТУУ «КПІ», 2009. 96 с.
2. Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. Київ: НМК, 1992. 207 с.
3. Баженов В.А. Модели оптимального развития энергосистем. Учеб. Київ НТУУ «КПІ», 2007. 504 с.
4. Лоусон Ч., Хенсон Р. Численное решение задач методом наименьших квадратов. М.: Наука, 1986. 232 с.
5. Рожкова Л.С., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Москва: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
7. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019- VIII (Редакція станом на 04.11.2018). Київ, 2017. 312 с.
8. Розроблення стартап-проекту: «Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей» / За заг. ред. О.А. Гавриша. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 28 с.
9. М.А. Шабад. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Санкт-Петербург, 2003. 350 с.
10. НАПБ 05.032-2002. Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів. Київ, 2002. 4 с.
11. НПАОП 40.1-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок. Київ, 1997. 22 с.

Додаток А. Результат перевірки на плагіат

Відновлення за виробничу
систему перевірки не платит
за координатою електронних
мереж та систем



к.т.н. Чинавський В.В.
19.12.2018



База данных

80.22% Оригинальность	19.78% Сходство	634 Источники
-----------------------	-----------------	---------------

Источники с База данных : 634 источника найдены

- Year: 2017 Name: Валентин Surname: Поткалюк Speciality Code: EC 7.81%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Поткалюк_Валентин_Романович/Диплом .docx
- Year: 2012 Name: Юлія Surname: Кардаш Speciality Code: EC 5.61%
File path: /EC/2012/Спеціаліст_Кардаш_Юлія_Миколаївна/ДП.doc
- Year: 2012 Name: Юлія Surname: Кардаш Speciality Code: EC 5.6%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Кардаш_Юлія_Миколаївна/
- Year: 2016 Name: Олег Surname: Руднев Speciality Code: EC 3.51%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Спеціаліст_Руднев_Олег_Валерійович/
- Year: 2016 Name: Олег Surname: Руднев Speciality Code: EC 3.51%
File path: /EC/2016/Спеціаліст_Руднев_Олег_Валерійович/ПЗ спеціаліст готов.pdf
- Year: 2013 Name: сергій Surname: Усач Speciality Code: EC 3.37%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2013/Спеціаліст_Усач_сергій_Васильович/Ус.
- Year: 2013 Name: сергій Surname: Усач Speciality Code: EC 3.37%
File path: /EC/2013/Спеціаліст_Усач_сергій_Васильович/Усач Сергій.docx
- Year: 2013 Name: Сергій Surname: Захаров Speciality Code: EC 3.32%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2013/Спеціаліст_Захаров_Сергій_Олегович/Г
- Year: 2013 Name: Сергій Surname: Захаров Speciality Code: EC 3.32%
File path: /EC/2013/Спеціаліст_Захаров_Сергій_Олегович/ПЗ спеціаліст готово.docx
- Year: 2016 Name: Олександр Surname: Вігорій Speciality Code: EC 3.13%
File path: /EC/2016/Спеціаліст_Вігорій_Олександр_Валерійович/vigoriy_povniy1.docx
- Year: 2013 Name: Павло Surname: Васюха Speciality Code: EC 3.13%
File path: /EC/2013/Спеціаліст_Васюха_Павло_Борисович/Васюха ПБ.docx
- Year: 2016 Name: Олександр Surname: Вігорій Speciality Code: EC 3.13%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Спеціаліст_Вігорій_Олександр_Валерій
- Year: 2012 Name: Дмитро Surname: Тютін Speciality Code: EC 3.1%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Тютін_Дмитро_Олександров
- Year: 2012 Name: Дмитро Surname: Тютін Speciality Code: EC 3.1%
File path: /EC/2012/Спеціаліст_Тютін_Дмитро_Олександрович/final.docx
- Year: 2013 Name: Павло Surname: Васюха Speciality Code: EC 3.07%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2013/Спеціаліст_Васюха_Павло_Борисович/Г
- Year: 2015 Name: Василь Surname: Князевич Speciality Code: EC 2.93%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Спеціаліст_Князевич_Василь_Васильов
- Year: 2015 Name: Василь Surname: Князевич Speciality Code: EC 2.93%
File path: /EC/2015/Спеціаліст_Князевич_Василь_Васильович/3.pdf

 Сходство

 Цитата

 Сходство с выбранным источником

 Ссылки

 Замена букв алфавита