

**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)

(ініціали, прізвище)

“ ” 20__ р.

Магістерська дисертація

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

на тему: «Навантажувальні режими роботи електричної мережі напругою 110
кВ і зовнішня ізоляція повітряних ліній»

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

Столітній Михайло Анатолійвич

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Науковий керівник ст. викладач, к.т.н. Пекур П.П.

(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 старший 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 старший викладач Бахмачук С.В.

(назва розділу)

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент доцент, канд. техн. наук Колесніченко А.Б.

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

(підпис)

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

Студент

(підпис)

Київ – 2019 року

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

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

Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-професійною програмою

Спеціальність **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Спеціалізація «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

 (підпис) (ініціали, прізвище)

« 16 » 09 20 19 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту**

Столітній Михайло Анатолійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Навантажувальні режими роботи електричної мережі напругою 110 кВ і зовнішня ізоляція повітряних ліній»

науковий керівник дисертації ст. викладач, к.т.н. Пекур П.П.,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «13» листопада 2019 р. № 3906-с

2. Строк подання студентом дисертації 12 грудня 2019 року

3. Об'єкт дослідження електрична мережа напругою 110 кВ

4. Предмет дослідження (Вихідні дані – для магістерської дисертації за освітньо-професійною програмою) використання математичних методів для оптимізації розвитку енергосистем.

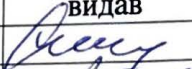
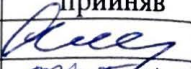
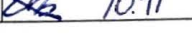
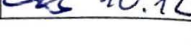
5. Перелік завдань, які потрібно розробити 1.Провести аналіз літератури по вибраній темі. 2. Технічний проект районної мережі. 3. Провести розробку технічного проекту районної електричної мережі. 4.Спроекувати підстанцію 110/35/10 в одному з пунктів мережі. 5. Обрати та розрахувати релейний захист трансформатора. 6. Розробити стартап-проект. 7.Описати охорону праці та безпеку в надзвичайних ситуаціях під час монтажу зовнішніх ізоляціях ліній 110кВ.

6.Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. Варіанти побудови РЕМ 110 кВ. 2. Принципова схема РЕМ, режим максимальних та мінімальних навантажень, аварійний режим. 3. Підстанція 110/35/10. Головна схема електричних з'єднань. 4. План підстанції 110/35/10. Основні розрізи 1-1, 2-2, 3-3. 6. Релейний захист силового трансформатора. 7. Зовнішня ізоляція повітряних ліній. 8. Зовнішня ізоляція повітряних ліній.

7. Орієнтовний перелік публікацій 1. Прокопчук Т.А., Лебедева А.С., Столітній М.А., Ефективність використання сонячних батарей//Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенергетичної автоматики» -2019. 2. Прокопчук Т.А., Лебедева А.С., Столітній М.А. Модернізація розподільних пристроїв або ретрофітінг//збірник «Наука і освіта» - 2019.

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Проект підстанції	доцент, к.т.н. Казанський С.В.		
Релейний захист	ст. викладач Хлистов В.М.	 17.10	 10.12.19
Охорона праці	професор, д.т.н. Третьякова Л.Д.	 5.10	 27.11
Стартап-проект	ст. викладач Бахмачук С.В.	 10.11	 10.12

9. Дата видачі завдання 16 вересня 2019 року

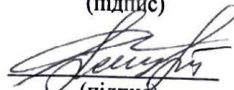
Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз літератури по вибраній темі	13.11.2019 – 14.11.2019	
2	Технічний проект районої мережі	15.11.2019 – 18.11.2019	
3	Зовнішня ізоляція повітряних ліній	19.11.2019 – 22.11.2019	
4	Проектування електричної частини районої підстанції 110/35/10	22.11.2019 – 25.11.2019	
5	Вибір та розрахунок релейного захисту трансформатора	25.11.2019 – 29.11.2019	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час монтажу зовнішніх ізоляцій ліній 110кВ	30.11.2019 – 03.12.2019	
7	Стартап-проекту підключення нових вузлів навантаження	03.12.2019 – 06.12.2019	
8	Оформлення отриманих результатів	07.12.2019 – 09.12.2019	
9	Оформлення технічних креслень	10.12.2019 – 12.12.2019	

Студент

Науковий керівник дисертації

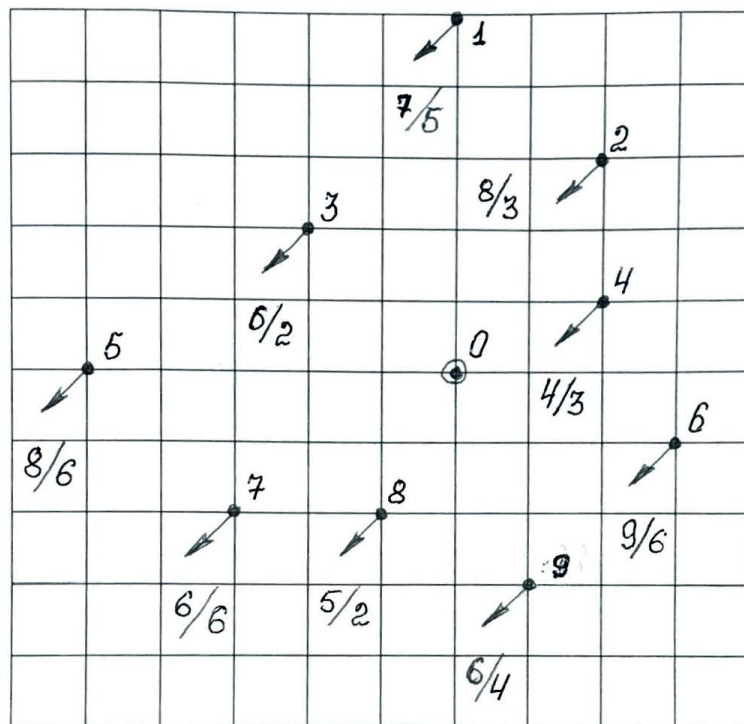

(підпис)


(підпис)

М.А. Столітній
(ініціали, прізвище)

П.П. Пекур
(ініціали, прізвище)

Додаток до завдання на магістерську дисертацію
(освітньо-професійна програма підготовки)
Ситуаційний план
районної електричної мережі напругою 110 кВ
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до магістерської дисертації:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці 0.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{nn} = \underline{0,69}$, $\cos \varphi_{cn} = \underline{0,71}$, $T_{max} = \underline{5100}$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Україна.
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha = \underline{60,0}$ (%). р-н I – II.
- $M_{гран} = \underline{4000}$ [МВт·км].

Примітки:

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

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 138 сторінках формату А4, яка включає в себе 72 таблиці, 52 рисунки та 14 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 8 аркушів технічних креслень форматом А1.

В даній магістерській дисертації виконано вибір оптимальної конфігурації та розрахунок режимів роботи районної електричної мережі 110 кВ, проектування електричної частини підстанції 110/35/10 кВ, вибір та розрахунок релейного захисту для трансформатора.

Актуальність теми: Актуальність теми: Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі важливим фактором для забезпечення безперебійного живлення споживачів.

Мета магістерської дисертації: є вибір оптимальної конфігурації електричної мережі та дослідження режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ.

Об'єкт дослідження: районна електрична мережа напругою 110 кВ.

Предмет дослідження: режими роботи електричної мережі.

Методи дослідження: Методи теоретичних основ електротехніки та електричних мереж для визначення параметрів їх елементів, чисельні методи рішення систем лінійних рівнянь.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Столітній МА. Приводи ізольовані і захищені // журнал наука і освіта.

Лебедева А.С., Прокопчук Т.А, Столітній М.А. Модернізація розподільних пристроїв або ретрофітинг // Науковий журнал «РусНаука».

2. Лебедева А.С., Прокопчук Т.А, Столітній М.А. Ефективність використання сонячних батарей // міжнародний науковий-технічний журнал молодих учених,

аспірантів та студентів. "СУЧАСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ" стаття на тему "

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РЕЖИМ РОБОТИ, ПОКОНТУРНА ОПТИМІЗАЦІЯ, НАПРУГА, СТРУМ, ПОТУЖНІСТЬ, ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ, ПІДСТАНЦІЯ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ВИМИКАЧ, ДИСКОНТОАВНІ ВИТРАТИ, НАВАНТАЖЕННЯ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 138 pages of A4 format, which includes 72 tables, 52 figures and 14 sources of used literature. The graphic part contains 8 sheets of A1 technical drawings.

In this master's dissertation the choice of optimal configuration and calculation of operating modes of the district electric network 110 kV, design of the electric part of the substation 110/35/10 kV, selection and calculation of relay protection for the transformer was made.

Actuality of the topic: Relevance of the topic: The calculation of the modes of operation of the district electrical network is an important factor for ensuring uninterrupted power supply of consumers.

The purpose of the master's thesis: there is a choice of optimal configuration of the electric network and the study of modes of operation of the district electric network with voltage of 110 kV.

Object of research: district electric network with voltage of 110 kV.

Subject of research: operating modes of the electrical network.

Methods of research: Methods of theoretical foundations of electrical engineering and electrical networks to determine the parameters of their elements, numerical methods for solving systems of linear equations.

Publications on research topics:

1. Stolitny MA. Bring izolovani i zhischeni // Journal of Science and Consciousness.
2. Lebedova A.S., Prokopchuk T.A., Stolitniy M.A. Modernization of retail outlets abo retrofiting // Science journal "RusNauka".
2. Lebedova A.S., Prokopchuk T.A., Stolitniy M.A. Efficiency is the victory of Sonya batteries // International Science and Technology Journal of Young Students, graduate

student and student. "CURRENT PROBLEMS OF ENERGY TECHNOLOGY AND AUTOMATION".

ELECTRIC NETWORK, BUSINESS MODE, POSTER-OPTIMIZATION, VOLTAGE, STRUCTURE, POWER, LOSS OF POWER, SUBSTANCE, ELECTRICITY LINE, EMERGENCY, DISCOUNT COSTS, LOAD, POWER TRANSFORMER

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	10
ВСТУП.....	11
1 ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	12
1.1 Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів	12
1.2 Визначення допустимої конфігурації мережі за допомогою методу моментів потужності	15
1.3 Розрахунок поточкорозподілу в L-схемах мережі	18
1.4 Попереднє визначення затрат на побудову різних варіантів мережі та перерізів повітряних ліній	28
1.5 Розрахунок параметрів Z-схем заміщення електричної мережі	34
1.6 Розрахунок Z-схем електричної мережі	43
1.7 Регулювання напруги трансформаторів	58
Висновок до розділу 1.....	60
2 ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ ІЗОЛЯЦІЇ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ	61
2.1 Загальні вимоги до виконання ізоляції	61
2.2 Вплив ступенів забруднення на ізоляцію ПЛ	65
2.2.1 Визначення ступеня забруднення в місці розташування ПЛ	66
2.3 Переваги та конструктивні особливості композитних ізоляторів	72
2.3.1 Металева арматура для з'єднання ізолятора з проводом	75
2.3.2 Перекриття ізолятора електричною дугою	76
2.3.3 Недоліки композиційних лінійних ізоляторів.....	76
2.4 Ізолятори підвісні ЛКЦ для ЛЕП	77
2.4.1 Перевірка ізоляції ліній електропередавання	82
2.5 Передумови виконання ПЛ-110 кВ ізольованими	82
Висновок до розділу 2.....	86
3 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ	87
3.1 Загальні відомості та вхідні дані	87
3.2 Розрахунок струмів короткого замикання	87

3.3 Вибір та перевірка електрообладнання підстанції	92
Висновок до розділу 3.....	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 та 35 кВ з пуском по напрузі	111
4.4 Розрахунок максимального струмового захисту 110 кВ з пуском по напрузі	113
Висновок до розділу 4.....	114
5 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ	115
5.1 Опис ідеї проекту	115
5.2 Технологічний аудит ідеї проекту	116
5.3 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту	118
Висновок до розділу 5.....	122
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОНТАЖУ ЗОВНІШНЬОЇ ІЗОЛЯЦІЇ НА ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЯХ НАПРУГОЮ 110 кВ	123
6.1 Загальні положення	123
6.2 Технічні характеристики та вибір місць розміщення енергетичного устаткування	124
6.3 Дослідження та аналіз умов праці на робочих місцях працівників	125
6.4 Визначення небезпечних та шкідливих виробничих чинників	126
6.5 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці	129
6.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників	130
6.7 Вибір технічних та організаційних заходів для унеможливлення і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій	131
Висновок до розділу 6.....	132
ВИСНОВКИ.....	133
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	135
Додаток А. Результати перевірки на плагіат	137

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ПЛ – повітряна лінія;
ЛЕП – лінія електропередавання;
ВН – висока напруга;
СН – середня
НН – низька напруга;
РПН – регулювання під напругою;
ПБЗ – перемикання без збудження;
ПС – підстанція;
РП – розподільчий пункт;
КЗ – коротке замикання;
СВ – секційний вимикач;
СШ – секція шин;
ТС – трансформатор струму;
ТН – трансформатор напруги;
ВЧ – високочастотний;
АБ – акумуляторна батарея;
ШЗВ – шиноз’єднувальний вимикач;
ЗПК – загальнопідстанційний пункт керування;
РЗ – релейний захист;
АПВ – автоматичне повторне ввімкнення;
АВР – автоматичне ввімкнення резерву;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
ЗП – заземлюючий пристрій;
ГЗ – горизонтальний заземлювач;
ВЗ – вертикальний заземлювач.

ВСТУП

У даній магістерській дисертації необхідно визначити структуру генеруючих потужностей та виконати вибір оптимальної конфігурації електричної мережі.

Метою проектування електричних мереж є розробка найбільш ефективної схеми електричних мереж з урахуванням прогнозу навантажень та забезпечення надійності, а також інших технічних та економічних обмежень.

Проведення техніко-економічних розрахунків, що направлені на зменшення сумарних приведених затрат на спорудження та експлуатацію районної електричної мережі вимагає врахування великої кількості різних, а іноді навіть різнорідних параметрів мереж, оскільки критерій оптимальності містить значну кількість складових. Тому вирішення задачі проектування вимагає проведення багатоваріантних розрахунків. Однією з важливих проблем при проектуванні електричної мережі є технічне та техніко-економічне порівняння можливих варіантів розвитку.

Виходячи з цього визначення оптимальної стратегії розвитку, потрібно використання системного підходу, який потребує розглядати електричну мережу, як об'єкт системотехніки, тобто, як технічну систему в якій технічні та економічні показники кожного елементу системи впливають на аналогічні показники інших елементів. Це означає, що на наступних етапах проектування необхідно враховувати технічні та економічні наслідки попередніх етапів проектування, оскільки їх вплив може знизити ефективність, або навіть зробити неможливим використання кінцевого результату проектування. Таке врахування можливо за рахунок корекції попередніх проектних рішень.

1 ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів

Для кожного вузла мережі задано активні потужності навантаження для 10 кВ та 35 кВ (табл. 1.1), а також кути навантаження:

$$\varphi_{HH} = \arccos\left(\cos\left(\varphi_{HH}\right)\right) = \arccos(0.69) = 46.37^{\circ};$$

$$\varphi_{CH} = \arccos\left(\cos\left(\varphi_{CH}\right)\right) = \arccos(0.71) = 44.765^{\circ}.$$

Таблиця 1.1 – Задані навантаження вузлів мережі

№ вузла	P_{HH} , МВт	P_{CH} , МВт
1	5	7
2	3	8
3	2	6
4	3	4
5	6	8
6	6	9
7	6	6
8	2	5
9	4	6

Розрахунок реактивний потужностей у вузлах виконується за формулою:

$$Q_i = -\tan(\varphi) \cdot P_i, \quad (1.1)$$

де P_i – потужність в і-тому вузлі мережі для сторони НН або СН;

φ – кут навантаження для сторони НН або СН.

Приклад розрахунку для 1-го пункту:

$$Q_{1HH} = -P_{1HH} \cdot \tan(\varphi_{HH}) = -5 \cdot \tan(0.809) = -5.245 \text{ МВАр.}$$

Розрахунок повної потужності у i -му вузлі виконується за формулою:

$$S_i = P_{HHi} + P_{CHi} + j(Q_{HHi} + Q_{CHi}). \quad (1.2)$$

Таблиця 1.2 – Розраховані параметри пунктів мережі

№ пункту	Реактивна потужність Q, МВАр		Повна потужність $\dot{S}_{max}$, МВА	Модуль S_{max} , МВА
	НН	СН		
1	-5.245	-6.943	12-12.188j	17.104
2	-3.147	-7.935	11-11.082j	15.614
3	-2.098	-5.951	8-8.049j	11.348
4	-3.147	-3.967	7-7.114j	9.981
5	-6.294	-7.935	14-14.229j	19.961
6	-6.294	-8.927	15-15.22j	21.37
7	-6.294	-5.951	12-12.245j	17.145
8	-2.098	-4.959	7-7.057j	9.94
9	-4.196	-5.951	10-10.147j	14.246
10	-5.245	-6.943	12-12.188j	17.104

Знаючи величини модулів повних потужностей навантаження вузлових підстанцій, обрано трансформатори спираючись на їх номінальну потужність, що має бути не менше, ніж 0.7 від повного навантаження у вузлі.

Для підстанції 1 розрахункова номінальна потужність трансформатора складатиме:

$$S_{T1} = 0.7 \cdot S_{max1} = 0.7 \cdot 19.54 = 13.678 \text{ МВА.}$$

Таблиця 1.3 – Обрані трансформатори

№ пункту	$ S_{max} $, МВА	Потужність на трансформатор, МВА	Номінальна потужність S_T , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	2	3	4	5	6
1	17.104	11.973	16	3	2×ТДТН- 16000/110
2	15.614	10.93	16	3	2×ТДТН- 16000/110
3	11.348	7.944	10	3	2×ТДТН- 10000/110

Продовження таблиці 1.3

1	2	3	4	5	6
4	9.981	6.986	10	3	2×ТДТН-10000/110
5	19.961	13.973	16	3	2×ТДТН-16000/110
6	21.37	14.959	16	3	2×ТДТН-16000/110
7	17.145	12.001	16	3	2×ТДТН-16000/110
8	9.94	6.958	10	3	2×ТДТН-10000/110
9	14.246	9.973	10	3	2×ТДТН-10000/110

Таблиця 1.4 – Дані трансформаторів, розміщених в пунктах мережі

№ пункту	Тип тр-рів	S _н , МВ А	U обмоток, кВ			U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	2хТДТН-16000/110	16	115	38.5	11	10.5	17	6	100	23	1
2	2хТДТН-16000/110	16	115	38.5	11	10.5	17	6	100	23	1
3	2хТДТН-10000/110	10	115	38.5	11	10.5	17	6	76	17	1.1
4	2хТДТН-10000/110	10	115	38.5	11	10.5	17	6	76	17	1.1
5	2хТДТН-16000/110	16	115	38.5	11	10.5	17	6	100	23	1
6	2хТДТН-16000/110	16	115	38.5	11	10.5	17	6	100	23	1
7	2хТДТН-16000/110	16	115	38.5	11	10.5	17	6	100	23	1
8	2хТДТН-10000/110	10	115	38.5	11	10.5	17	6	76	17	1.1
9	2хТДТН-10000/110	10	115	38.5	11	10.5	17	6	76	17	1.1

1.2 Визначення допустимої конфігурації мережі за допомогою методу моментів потужності

Метод моменту потужності базується на тому, що максимальне навантаження в деякому контурі при відомій довжині ЛЕП не має перевищувати граничного значення, для 110 кВ це 4000 МВт·км.

Ситуаційний план розподільної мережі 110 кВ наведено на рис. 1.1, а значення довжин ЛЕП в ній у табл. 1.4. Масштаб на плані становить 10 км x10 км для однієї клітинки.

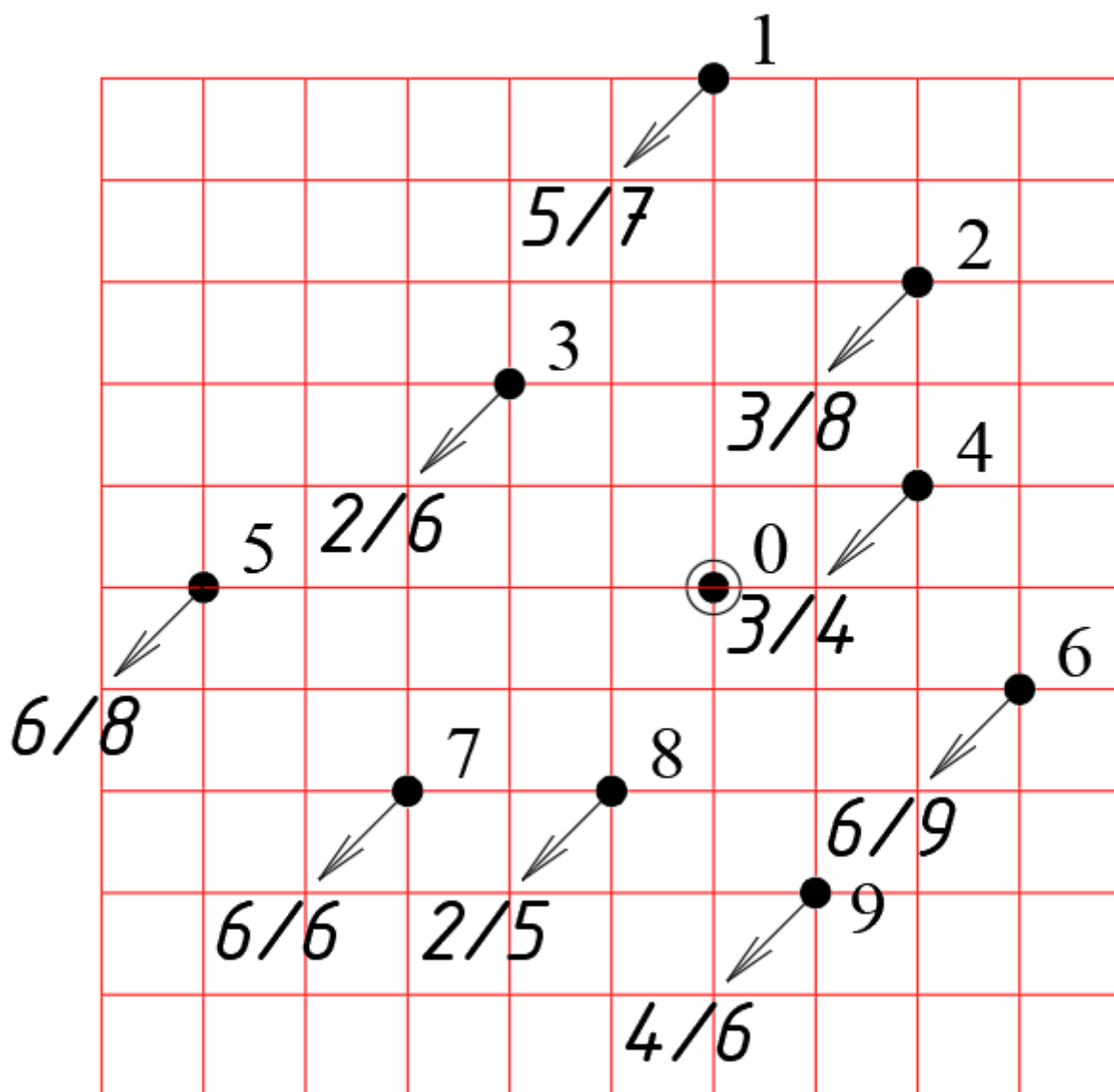


Рис. 1.1 – Ситуаційний план розподільної мережі 110 кВ

Дані довжин ЛЕП для районної електричної мережі напругою 110 кВ подаються у табличному вигляді, де номери рядків та стовпців визначають початок та кінець відповідної ЛЕП. Така матриця є симетричною відносно своєї діагоналі та дозволяє подати дані у зручній формі для подальшого алгоритмічного розрахунку.

Таблиця 1.5 – Довжини ЛЕП в км

Вузол	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	50	36.056	28.284	22.361	50	31.623	36.056	22.361	31.623
1	50	0	28.284	36.056	0	0	0	0	0	0
2	36.056	28.284	0	41.231	20	0	0	0	0	0
3	28.284	36.056	41.231	0	0	36.056	0	41.231	41.231	0
4	22.361	0	20	0	0	0	22.361	0	0	41.231
5	50	0	0	36.056	0	0	0	28.284	0	0
6	31.623	0	0	0	22.361	0	0	0	0	28.284
7	36.056	0	0	41.231	0	28.284	0	0	20	0
8	22.361	0	0	41.231	0	0	0	20	0	22.361
9	31.623	0	0	0	41.231	0	28.284	0	22.361	0

Для визначення граничного моменту у довільному контурі використано функції додатку А, рис. А.1, А.2.

Для перевірки вірності отриманих даних виконано ручний розрахунок моменту потужності при обході контура за годинниковою стрілкою:

$$\begin{aligned}
 M1 &= S_5 \cdot L_{0,5} + S_3 \cdot (L_{0,5} + L_{3,5}) + S_1 \cdot (L_{0,5} + L_{3,5} + L_{3,1}) \dots = \\
 &\quad + S_2 \cdot (L_{0,5} + L_{3,5} + L_{3,1} + L_{1,2}) \\
 &= 700 + 688.448 + 1032.672 + 1257.74 = 3678.86 \text{ МВт} \cdot \text{км}.
 \end{aligned}$$

Отримане значення не відрізняється від розрахованого алгоритмічно, результати розрахунків наведено у табл. 1.6. Варіанти конфігурації мережі наведено на рис. 1.2.

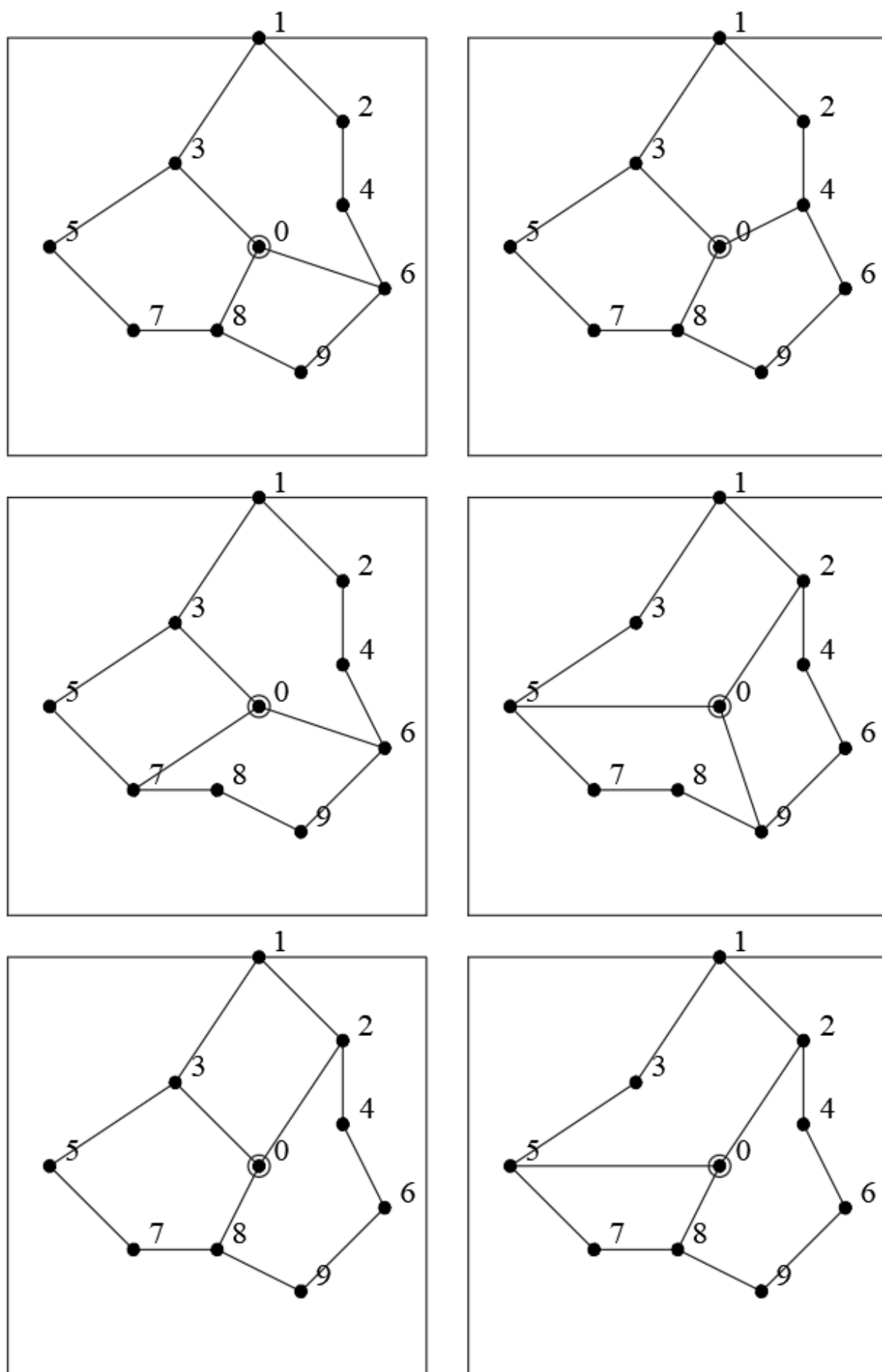


Рис. 1.2 – Варіанти схем районної мережі 110 кВ

Таблиця 1.6 – Граничні моменти для контурів мережі

Контур	Момент потужності за годинниковою стрілкою	Момент потужності проти годинникової стрілки
0-3-1-2-4-6	3207.839	3999.865
0-3-5-7-8	3026.888	2507.497
0-2-4-6-9-8	3935.707	3635.443
0-5-7-8-9	3533.846	3013.678
0-5-3-1-2	3678.86	3882.192
0-9-8-7-5	3013.678	3533.846

1.3 Розрахунок поточкорозподілу в L-схемах мережі

Розрахунок поточкорозподілу в L-схемі мережі виконується згідно із алгоритмом наведеним у додатку Б. Також, виконано ручний розрахунок для 2-го варіанту схеми мережі для перевірки даного алгоритма.

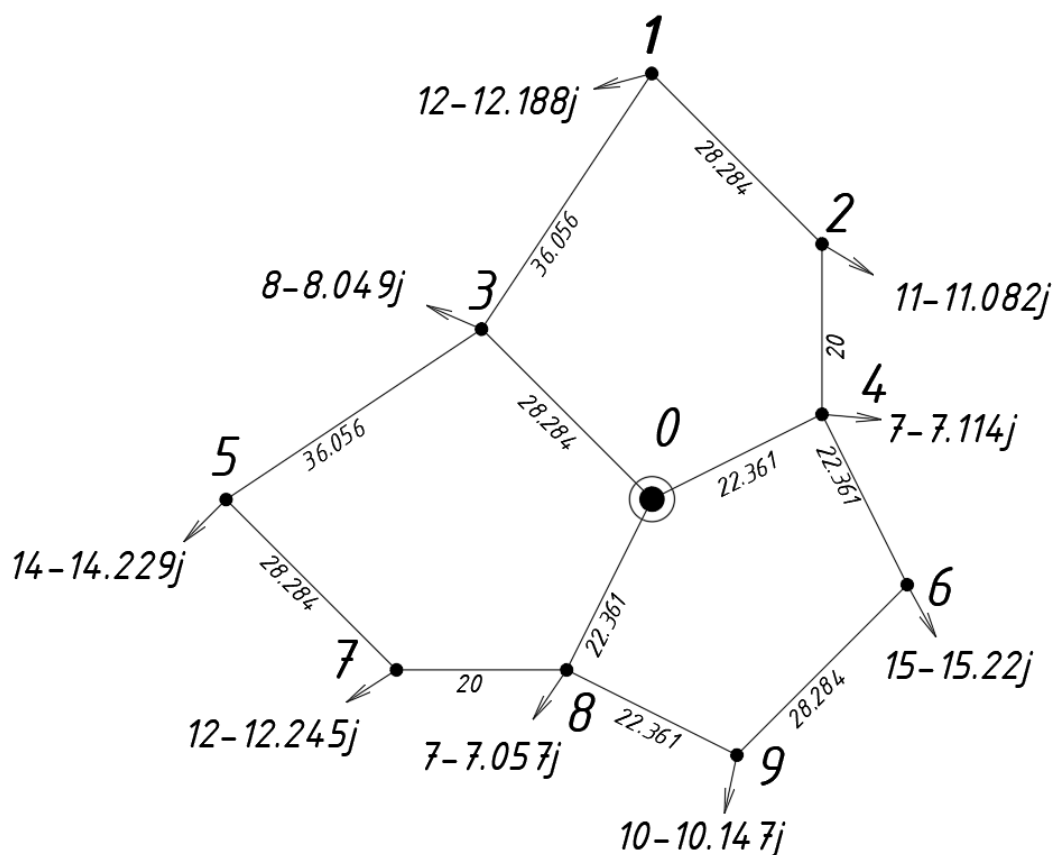


Рис. 1.3 – Замкнена мережа 110 кВ, варіант 2

З мержі рис.1.3 видаляємо перемички 1-2, 5-7, 6-9.

Потокорозподіл в розімкненій мережі має вигляд:

$$S_{3-1} = S_{\max_1} = 12 - 12.188j \text{ МВА.}$$

$$S_{3-5} = S_{\max_5} = 14 - 14.229j \text{ МВА.}$$

$$S_{4-2} = S_{\max_2} = 11 - 11.082j \text{ МВА.}$$

$$S_{4-6} = S_{\max_6} = 15 - 15.22j \text{ МВА.}$$

$$S_{8-9} = S_{\max_9} = 10 - 10.147j \text{ МВА.}$$

$$S_{8-7} = S_{\max_7} = 12 - 12.245j \text{ МВА.}$$

$$S_{0-3} = S_{\max_3} + S_{3-1} + S_{3-5} = 34 - 34.465j \text{ МВА.}$$

$$S_{0-4} = S_{\max_4} + S_{4-2} + S_{4-6} = 33 - 33.416j \text{ МВА.}$$

$$S_{0-8} = S_{\max_8} + S_{8-7} + S_{8-9} = 29 - 29.449j \text{ МВА.}$$

Перевірка за потужностями, що відходять від БП:

$$S_{0-3} + S_{0-4} + S_{0-8} = 96 - 97.331j \text{ МВА.}$$

Сума потужності навантаження в мережі:

$$\sum_{i=1}^9 S_{\max_i} = 96 - 97.331j \text{ МВА}$$

Власні та взаємні контурні довжини:

$$L_{K1} = L_{0,3} + L_{0,4} + L_{1,3} + L_{1,2} + L_{2,4} = 134.985 \text{ км.}$$

$$L_{K2} = L_{0,8} + L_{0,4} + L_{4,6} + L_{6,9} + L_{8,9} = 117.728 \text{ км.}$$

$$L_{K3} = L_{0,8} + L_{0,3} + L_{3,5} + L_{8,7} + L_{5,7} = 134.985 \text{ км.}$$

$$L_{K1-2} = L_{0,4} = 22.361 \text{ км.}$$

$$L_{K2-3} = L_{0,8} = 22.361 \text{ км.}$$

$$L_{K1-3} = L_{0,3} = 28.284 \text{ км.}$$

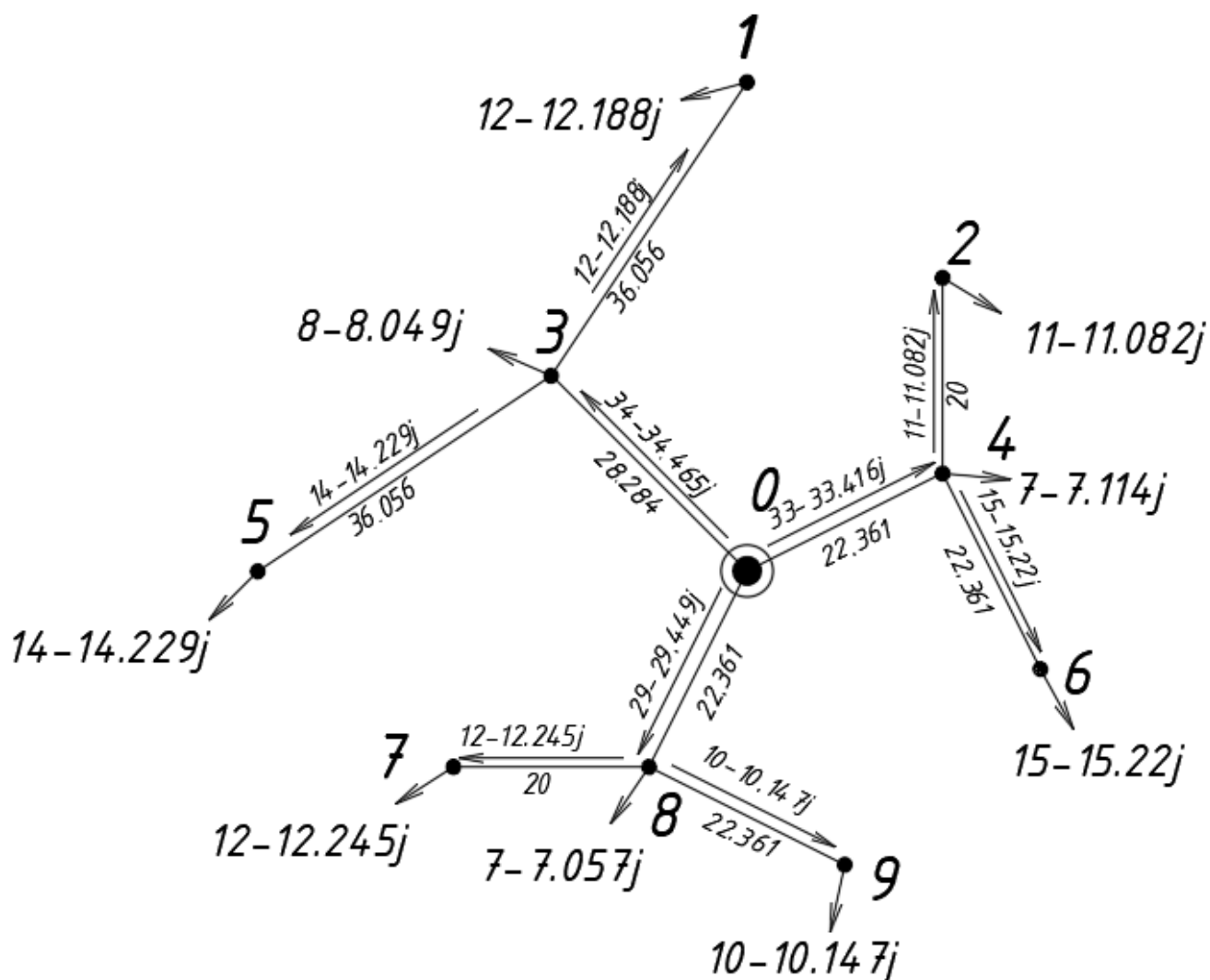


Рис. 1.4 – Потокорозподіл в умовно розімкненій схемі мережі, варіант 2

Система контурних рівнянь для умовно розімкненої електричної мережі в матричному вигляді:

$$A \times X = B,$$

де A – матриця коефіцієнтів, що містить взаємні та власні довжини контурів;

X – невідома матриця контурних потужностей; B – добуток потужності та довжин в розімкнених контрах.

Елементи матриці B :

$$B_0 = S_{0-3} \cdot L_{0,3} + S_{3-1} \cdot L_{1,3} - S_{0-4} \cdot L_{0,4} - S_{4-2} \cdot L_{2,4} = 436.415 - 445.407j \text{ MBA.}$$

$$B_1 = S_{0-4} \cdot L_{0,4} + S_{4-6} \cdot L_{4,6} - S_{0-8} \cdot L_{0,8} - S_{8-9} \cdot L_{8,9} = 201.249 - 202.162j \text{ MBA.}$$

$$B_2 = S_{0-8} \cdot L_{0,8} + S_{8-7} \cdot L_{8,7} - S_{3-5} \cdot L_{3,5} - S_{0-3} \cdot L_{0,3} = -577.971 + 584.438j \text{ MBA.}$$

Матриці A та B:

$$A = \begin{pmatrix} -134.985 & 22.361 & 28.284 \\ 22.361 & -117.728 & 22.361 \\ 28.284 & 22.361 & -134.985 \end{pmatrix} \quad B = \begin{pmatrix} 436.415 - 445.407j \\ 201.249 - 202.161j \\ -577.971 + 584.438j \end{pmatrix}$$

$$X = A^{-1} \cdot B \quad X = \begin{pmatrix} -2.775 + 2.837j \\ -1.584 + 1.597j \\ 3.438 - 3.471j \end{pmatrix}$$

Розв'язавши систему рівнянь знайдено контурні потужності:

$$S_{K1} = X_0 = -2.775 + 2.837j \text{ MBA.}$$

$$S_{K2} = X_1 = -1.584 + 1.597j \text{ MBA.}$$

$$S_{K3} = X_2 = 3.438 - 3.471j \text{ MBA.}$$

Для знаходження результуючого поточкорозподілу в схемі мережі накладаємо контурні потужності на потоки потужностей в розімкненій схемі мережі:

$$S_{pe30-3} = S_{0-3} + S_{K1} - S_{K3} = 27.787 - 28.158j \text{ MBA.}$$

$$S_{pe30-4} = S_{0-4} + S_{K2} - S_{K1} = 34.191 - 34.657j \text{ MBA.}$$

$$S_{pe30-8} = S_{0-8} + S_{K3} - S_{K2} = 34.021 - 34.517j \text{ MBA.}$$

$$S_{pe33-1} = S_{3-1} + S_{K1} = 9.225 - 9.351j \text{ MBA.}$$

$$S_{pe32-1} = -S_{K1} = 2.775 - 2.837j \text{ MBA.}$$

$$S_{pe34-2} = -S_{K1} + S_{4-2} = 13.775 - 13.919j \text{ MBA.}$$

$$S_{pe34-6} = S_{K2} + S_{4-6} = 13.416 - 13.624j \text{ MBA.}$$

$$S_{pe38-9} = -S_{K2} + S_{8-9} = 11.584 - 11.744j \text{ MBA.}$$

$$S_{pe39-6} = -S_{K2} = 1.584 - 1.597j \text{ MBA.}$$

$$S_{pe38-7} = S_{K3} + S_{8-7} = 15.438 - 15.716j \text{ MBA.}$$

$$S_{pe33-5} = -S_{K3} + S_{3-5} = 10.562 - 10.758j \text{ MBA.}$$

$$S_{pe37-5} = S_{K3} = 3.438 - 3.471j \text{ MBA.}$$

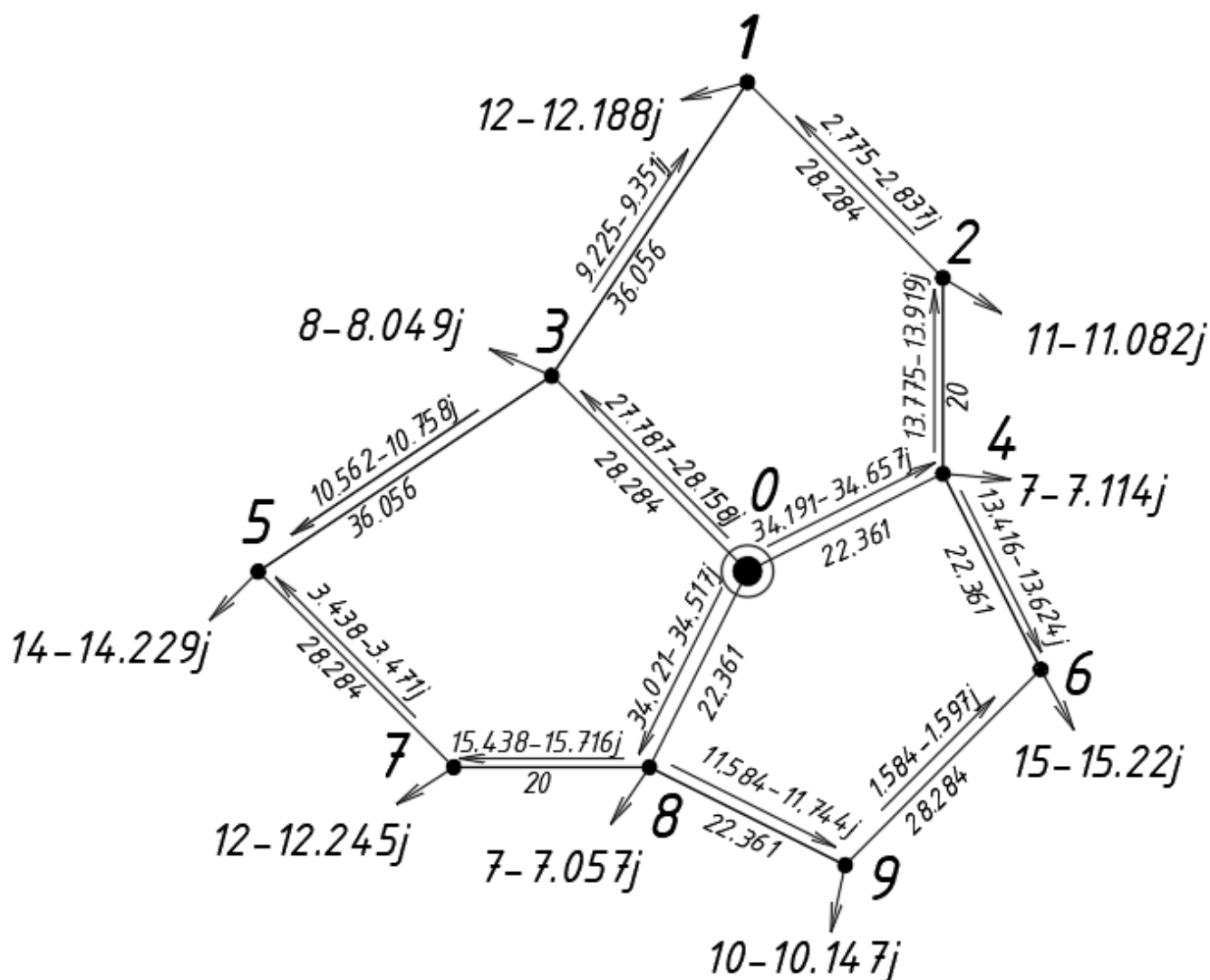


Рис. 1.5 – Результируючий потікорозподіл в мережі, варіант 2

Виконаємо перевірку 2-го закону Кірхгофа

$$S_{\text{рез}0-3} \cdot L_{0,3} + S_{\text{рез}3-1} \cdot L_{1,3} - S_{\text{рез}0-4} \cdot L_{0,4} - S_{\text{рез}4-2} \cdot L_{2,4} - S_{\text{рез}2-1} \cdot L_{1,2} = -0 + 0j$$

$$S_{\text{рез}0-4} \cdot L_{0,4} + S_{\text{рез}4-6} \cdot L_{4,6} - S_{\text{рез}0-8} \cdot L_{0,8} - S_{\text{рез}8-9} \cdot L_{8,9} - S_{\text{рез}9-6} \cdot L_{6,9} = -0.001j$$

$$S_{\text{рез}0-8} \cdot L_{0,8} + S_{\text{рез}8-7} \cdot L_{8,7} - S_{\text{рез}3-5} \cdot L_{3,5} - S_{\text{рез}0-3} \cdot L_{0,3} + S_{\text{рез}7-5} \cdot L_{7,5} = -0 + 0j$$

Потікорозподіл, що обчислено згідно з додатком Б для 2-го варіанту наведено в табл. 1.7. Порівнявши результати ручного і програмного розрахунку видно, що вони є однаковими, тобто надалі можливе застосування програми.

Для решти схем мережі розрахунок виконується відповідно до датку В та подається в табличному вигляді.

Таблиця 1.7 – Результуючий поточкорозподіл в L-схемі мережі згідно з додатком Б, варіант 2

$$S_{рез_2} =$$

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	0	27.787-28.158j	34.191-34.657j	0	0	0	34.021-34.517j	0
1	0	0	-2.775+2.837j	-9.225+9.351j	0	0	0	0	0	0
2	0	2.775-2.837j	0	0	-13.775+13.919j	0	0	0	0	0
3	-27.787+28.158j	9.225-9.351j	0	0	0	10.562-10.758j	0	0	0	0
4	-34.191+34.657j	0	13.775-13.919j	0	0	0	13.416-13.624j	0	0	0
5	0	0	0	-10.562+10.758j	0	0	0	-3.438+3.471j	0	0
6	0	0	0	0	-13.416+13.624j	0	0	0	0	-1.584+1.597j
7	0	0	0	0	0	3.438-3.471j	0	0	-15.438+15.716j	0
8	-34.021+34.517j	0	0	0	0	0	0	15.438-15.716j	0	11.584-11.744j
9	0	0	0	0	0	0	1.584-1.597j	0	-11.584+11.744j	0

Таблиця 1.8 – Результуючий поточкорозподіл в L-схемі мережі згідно з додатком Б, варіант 1

$$S_{рез_1} =$$

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	0	31.653-32.073j	0	0	30.664-31.088j	0	33.683-34.17j	0
1	0	0	2.477-2.484j	-14.477+14.671j	0	0	0	0	0	0
2	0	-2.477+2.484j	0	0	-8.523+8.598j	0	0	0	0	0
3	-31.653+32.073j	14.477-14.671j	0	0	0	9.176-9.353j	0	0	0	0
4	0	0	8.523-8.598j	0	0	0	-15.523+15.712j	0	0	0
5	0	0	0	-9.176+9.353j	0	0	0	-4.824+4.876j	0	0
6	-30.664+31.088j	0	0	0	15.523-15.712j	0	0	0	0	0.141-0.155j
7	0	0	0	0	0	4.824-4.876j	0	0	-16.824+17.121j	0
8	-33.683+34.17j	0	0	0	0	0	0	16.824-17.121j	0	9.859-9.992j
9	0	0	0	0	0	0	-0.141+0.155j	0	-9.859+9.992j	0

Таблиця 1.9 – Результиуючий потокорозподіл в L-схемі мережі згідно з додатком Б, варіант 3

$$S_{рез_3} =$$

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	0	31.928-32.346j	0	0	35.648-36.138j	28.424-28.847j	0	0
1	0	0	3.881-3.908j	-15.881+16.096j	0	0	0	0	0	0
2	0	-3.881+3.908j	0	0	-7.119+7.174j	0	0	0	0	0
3	-31.928+32.346j	15.881-16.096j	0	0	0	8.048-8.201j	0	0	0	0
4	0	0	7.119-7.174j	0	0	0	-14.119+14.288j	0	0	0
5	0	0	0	-8.048+8.201j	0	0	0	-5.952+6.027j	0	0
6	-35.648+36.138j	0	0	0	14.119-14.288j	0	0	0	0	6.528-6.629j
7	-28.424+28.847j	0	0	0	0	5.952-6.027j	0	0	10.472-10.575j	0
8	0	0	0	0	0	0	0	-10.472+10.575j	0	3.472-3.518j
9	0	0	0	0	0	0	-6.528+6.629j	0	-3.472+3.518j	0

Таблиця 1.10 – Результиуючий потокорозподіл в L-схемі мережі згідно з додатком Б, варіант 4

$$S_{рез_4} =$$

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	33.599-34.04j	0	0	27.104-27.494j	0	0	0	35.297-35.798j
1	0	0	-12.924+13.113j	0.924+0.925j	0	0	0	0	0	0
2	-33.599+34.04j	12.924-13.113j	0	0	9.675-9.845j	0	0	0	0	0
3	0	-0.924+0.925j	0	0	0	-7.076+7.124j	0	0	0	0
4	0	0	-9.675+9.845j	0	0	0	2.675-2.731j	0	0	0
5	-27.104+27.494j	0	0	7.076-7.124j	0	0	0	6.028-6.141j	0	0
6	0	0	0	0	-2.675+2.731j	0	0	0	0	-12.325+12.49j
7	0	0	0	0	0	-6.028+6.141j	0	0	-5.972+6.104j	0
8	0	0	0	0	0	0	0	5.972-6.104j	0	-12.972+13.161j
9	-35.297+35.798j	0	0	0	0	0	12.325-12.49j	0	12.972-13.161j	0

Таблиця 1.11 – Результуючий потікорозподіл в L-схемі мережі згідно з додатком Б, варіант 5

$$S_{рез_5} =$$

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	28.576-28.954j	28.443-28.828j	0	0	0	0	38.982-39.549j	0
1	0	0	-3.215+3.277j	-8.785+8.911j	0	0	0	0	0	0
2	-28.576+28.954j	3.215-3.277j	0	0	14.361-14.596j	0	0	0	0	0
3	-28.443+28.828j	8.785-8.911j	0	0	0	11.657-11.868j	0	0	0	0
4	0	0	-14.361+14.596j	0	0	0	7.361-7.482j	0	0	0
5	0	0	0	-11.657+11.868j	0	0	0	-2.343+2.361j	0	0
6	0	0	0	0	-7.361+7.482j	0	0	0	0	-7.639+7.739j
7	0	0	0	0	0	2.343-2.361j	0	0	-14.343+14.606j	0
8	-38.982+39.549j	0	0	0	0	0	0	14.343-14.606j	0	17.639-17.886j
9	0	0	0	0	0	0	7.639-7.739j	0	-17.639+17.886j	0

Таблиця 1.12 – Результуючий потікорозподіл в L-схемі мережі згідно з додатком Б, варіант 6

$$S_{рез_6} =$$

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	32.028-32.445j	0	0	22.894-23.224j	0	0	41.078-41.662j	0
1	0	0	-11.392+11.559j	-0.608+0.629j	0	0	0	0	0	0
2	-32.028+32.445j	11.392-11.559j	0	0	9.636-9.805j	0	0	0	0	0
3	0	0.608-0.629j	0	0	0	-8.608+8.678j	0	0	0	0
4	0	0	-9.636+9.805j	0	0	0	2.636-2.69j	0	0	0
5	-22.894+23.224j	0	0	8.608-8.678j	0	0	0	0.286-0.317j	0	0
6	0	0	0	0	-2.636+2.69j	0	0	0	0	-12.364+12.53j
7	0	0	0	0	0	-0.286+0.317j	0	0	-11.714+11.928j	0
8	-41.078+41.662j	0	0	0	0	0	0	11.714-11.928j	0	22.364-22.677j
9	0	0	0	0	0	0	12.364-12.53j	0	-22.364+22.677j	0

Для подальшого вибору перерізу проводів по ділянкам мережі необхідно розрахувати струми, що протікають по ним. Наведено приклад для 2-го варіанту схеми мережі, лінії 0-3, а решта в табл. 1.13 – 1.18.

$$I_{0-3} = \frac{\sqrt{P_{0-3}^2 + Q_{0-3}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{27.787^2 + (-28.158)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 207.635 \text{ А.}$$

Для попередніх розрахунків напруга на ділянці в мережі приймається за номінальне значення в 110 кВ.

Таблиця 1.13 – Струми в L-схемі в мережі згідно з додатком Б, варіант 1

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	0	236.514	0	0	229.189	0	251.833	0
1	0	0	18.409	108.181	0	0	0	0	0	0
2	0	18.409	0	0	63.544	0	0	0	0	0
3	236.514	108.181	0	0	0	68.77	0	0	0	0
4	0	0	63.544	0	0	0	115.929	0	0	0
5	0	0	0	68.77	0	0	0	36	0	0
6	229.189	0	0	0	115.929	0	0	0	0	1.099
7	0	0	0	0	0	36	0	0	125.986	0
8	251.833	0	0	0	0	0	0	125.986	0	73.676
9	0	0	0	0	0	0	1.099	0	73.676	0

Таблиця 1.14 – Струми в L-схемі в мережі згідно з додатком Б, варіант 2

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	0	207.635	255.525	0	0	0	254.376	0
1	0	0	20.829	68.943	0	0	0	0	0	0
2	0	20.829	0	0	102.782	0	0	0	0	0
3	207.635	68.943	0	0	0	79.129	0	0	0	0
4	255.525	0	102.782	0	0	0	100.358	0	0	0
5	0	0	0	79.129	0	0	0	25.641	0	0
6	0	0	0	0	100.358	0	0	0	0	11.803
7	0	0	0	0	0	25.641	0	0	115.627	0
8	254.376	0	0	0	0	0	0	115.627	0	86.578
9	0	0	0	0	0	0	11.803	0	86.578	0

Таблиця 1.15 – Струми в L-схемі в мережі згідно з додатком Б, варіант 3

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	0	238.549	0	0	266.427	212.56	0	0
1	0	0	28.906	118.678	0	0	0	0	0	0
2	0	28.906	0	0	53.048	0	0	0	0	0
3	238.549	118.678	0	0	0	60.309	0	0	0	0
4	0	0	53.048	0	0	0	105.432	0	0	0
5	0	0	0	60.309	0	0	0	44.461	0	0
6	266.427	0	0	0	105.432	0	0	0	0	48.833
7	212.56	0	0	0	0	44.461	0	0	78.113	0
8	0	0	0	0	0	0	0	78.113	0	25.942
9	0	0	0	0	0	0	48.833	0	25.942	0

Таблиця 1.16 – Струми в L-схемі в мережі згідно з додатком Б, варіант 4

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	251.037	0	0	202.637	0	0	0	263.863
1	0	0	96.635	6.863	0	0	0	0	0	0
2	251.037	96.635	0	0	72.449	0	0	0	0	0
3	0	6.863	0	0	0	52.701	0	0	0	0
4	0	0	72.449	0	0	0	20.064	0	0	0
5	202.637	0	0	52.701	0	0	0	45.166	0	0
6	0	0	0	0	20.064	0	0	0	0	92.097
7	0	0	0	0	0	45.166	0	0	44.82	0
8	0	0	0	0	0	0	0	44.82	0	96.991
9	263.863	0	0	0	0	0	92.097	0	96.991	0

Таблиця 1.17 – Струми в L-схемі в мережі згідно з додатком Б, варіант 5

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	213.518	212.555	0	0	0	0	291.463	0
1	0	0	24.093	65.68	0	0	0	0	0	0
2	213.518	24.093	0	0	107.473	0	0	0	0	0
3	212.555	65.68	0	0	0	87.312	0	0	0	0
4	0	0	107.473	0	0	0	55.088	0	0	0
5	0	0	0	87.312	0	0	0	17.458	0	0
6	0	0	0	0	55.088	0	0	0	0	57.073
7	0	0	0	0	0	17.458	0	0	107.444	0
8	291.463	0	0	0	0	0	0	107.444	0	131.848
9	0	0	0	0	0	0	57.073	0	131.848	0

Таблиця 1.18 – Струми в L-схемі в мережі згідно з додатком Б, варіант 6

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	239.288	0	0	171.165	0	0	307.084	0
1	0	0	85.18	4.592	0	0	0	0	0	0
2	239.288	85.18	0	0	72.155	0	0	0	0	0
3	0	4.592	0	0	0	64.155	0	0	0	0
4	0	0	72.155	0	0	0	19.77	0	0	0
5	171.165	0	0	64.155	0	0	0	2.242	0	0
6	0	0	0	0	19.77	0	0	0	0	92.392
7	0	0	0	0	0	2.242	0	0	87.746	0
8	307.084	0	0	0	0	0	0	87.746	0	167.167
9	0	0	0	0	0	0	92.392	0	167.167	0

Визначивши струми в мережі можливо знайти оптимальні перерізи за формулою:

$$F_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{\text{д}})^2 \cdot \rho_{\text{Al}} \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}}}{k_{\text{пит.зм 110 1}} \cdot (0.01 \cdot H_{\text{пл}} + E)}}, \quad (1.3)$$

де $I_{\text{д}}$ – струм в ділянці мережі, А;

ρ_{Al} – питомий опір алюмінію, Ом·мм²/км;

$C_{\text{вх}}$ – ціна за електричну енергію в мережі, грн;

$k_{\text{пит.зм 110 1}}$ – питомі капіталовкладення в одноланцюгові ЛЕП для напруги 110 кВ, грн/(мм²·км);

$H_{\text{пл}}$ – нормативний показник витрат на експлуатацію ПЛ, %;

E – норма дисконту;

$$\tau = \left(0.124 + \frac{5100}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 3521.13 \text{ год.}$$

1.4 Попереднє визначення затрат на побудову різних варіантів мережі та перерізів повітряних ліній

Ціною на електроенергію, що передається до мережі, прийнято середнє значення по областях України згідно із даними НКРЕКП: $C_{\text{вх}}=120$, грн/(МВт·год).

Ціни наведені в [1] використовуються із врахуванням зміни курсу долара за допомогою коригуючого коефіцієнту: $K_{\text{приведення}}=5$.

Капіталовкладення в одно і дволанцюгові ЛЕП становлять подано у табл. 1.19, а витрати на спорудження ПС в залежності від типу встановлюваних трансформаторів у табл. 1.20. Вартість встановлення однієї комірочки вимикача на напругу 110 кВ становить: $З_{\text{ПВ}}=2250000$ грн.

Таблиця 1.19 – Капітальні витрати на ЛЕП 110 кВ

Переріз про- воду, мм ²	Капіталовкладення, тис. грн/км	
	В одноколові ЛЕП	В двоколові ЛЕП
120	1475	2050
150	1550	2150
185	1625	2300
240	1750	2500

Таблиця 1.20 – Капітальні витрати на ПС 110 кВ

Номінальна по- тужність т-ра, МВт	Капіталовкладення, тис. грн	
	Двох обмоткові тр-ри	Трьох обмоткові тр-ри
6.3	55500	64000
10	59500	68500
16	64500	73500
25	77000	79500
40	84500	88500

Виконаємо розрахунок загальної вартості побудови підстанцій для 2-го варіанту схеми мережі. Згідно з табл. 1.3 до складу мережі входить:

- 5 шт. ПС з силовими трансформаторами типу ТДН-16000/110;
- 4 шт. ПС з ТДТН-10000/110;
- 12 шт. ЛЕП 110 кВ.

Загальна попередня вартість встановлення даних ПС становить:

$$З_{ПС} = 5 \cdot З_{ПС.3об\ 16} + 4 \cdot З_{ПС.3об\ 10} + 24 \cdot З_{ЛВ} = 695500 \text{ тис}$$

Для визначення оптимального перерізу за розрахованими попередньо струмами для кожної гілки кожної схеми мережі необхідні наступні дані:

- питомий опір алюмінію: $\rho_{Al} = 28.5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$;
- норма дисконту $E=0.1$;

- нормативний показник витрат на експлуатацію ПЛ, $H_{ПЛ}=1.2\%$;
- нормативний показник витрат на експлуатацію ПЛ, $H_{ПС}=2.4\%$;
- питома величина умовно змінних витрат на спорудження одно та двоколових ПЛ, $k_{\text{пит.зм 110 1}} = 550 \text{ грн}/(\text{мм}^2 \cdot \text{км})$; $k_{\text{пит.зм 110 2}} = 890 \text{ грн}/(\text{мм}^2 \cdot \text{км})$;
- коригуючий коефіцієнт до тарифу для визначення вартості витрат неробочого ходу.

Питомі витрати на відшкодування постійних і змінних втрат активної енергії в електричних мережах $З'_e$ та $З''_e$, дорівнюють $90.294 \text{ грн}/(\text{МВт} \cdot \text{год})$ і $120.4 \text{ грн}/(\text{МВт} \cdot \text{год})$ відповідно.

Вибір перерізу здійснюється за допомогою алгоритму наведеного в додатку В, результати розрахунку наведено в табл. 1.21 – 1.26.

Таблиця 1.21 – Результати визначення перерізів ПЛ для 1-го варіанту

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	0	185	0	0	150	0	185	0
1	0	0	120	120	0	0	0	0	0	0
2	0	120	0	0	120	0	0	0	0	0
3	185	120	0	0	0	120	0	0	0	0
4	0	0	120	0	0	0	120	0	0	0
5	0	0	0	120	0	0	0	120	0	0
6	150	0	0	0	120	0	0	0	0	120
7	0	0	0	0	0	120	0	0	120	0
8	185	0	0	0	0	0	0	120	0	120
9	0	0	0	0	0	0	120	0	120	0

Таблиця 1.22 – Результати визначення перерізів ПЛ для 2-го варіанту

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	0	150	185	0	0	0	185	0

Продовження таблиці 1.22

1	0	0	120	120	0	0	0	0	0	0
2	0	120	0	0	120	0	0	0	0	0
3	150	120	0	0	0	120	0	0	0	0
4	185	0	120	0	0	0	120	0	0	0
5	0	0	0	120	0	0	0	120	0	0
6	0	0	0	0	120	0	0	0	0	120
7	0	0	0	0	0	120	0	0	120	0
8	185	0	0	0	0	0	0	120	0	120
9	0	0	0	0	0	0	120	0	120	0

Таблиця 1.23 – Результати визначення перерізів ПЛ для 3-го варіанту

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	0	185	0	0	185	150	0	0
1	0	0	120	120	0	0	0	0	0	0
2	0	120	0	0	120	0	0	0	0	0
3	185	120	0	0	0	120	0	0	0	0
4	0	0	120	0	0	0	120	0	0	0
5	0	0	0	120	0	0	0	120	0	0
6	185	0	0	0	120	0	0	0	0	120
7	150	0	0	0	0	120	0	0	120	0
8	0	0	0	0	0	0	0	120	0	120
9	0	0	0	0	0	0	120	0	120	0

Таблиця 1.24 – Результати визначення перерізів ПЛ для 4-го варіанту

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	185	0	0	150	0	0	0	185
1	0	0	120	120	0	0	0	0	0	0
2	185	120	0	0	120	0	0	0	0	0

Продовження таблиці 1.24

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	0	120	0	0	0	120	0	0	0	0
4	0	0	120	0	0	0	120	0	0	0
5	150	0	0	120	0	0	0	120	0	0
6	0	0	0	0	120	0	0	0	0	120
7	0	0	0	0	0	120	0	0	120	0
8	0	0	0	0	0	0	0	120	0	120
9	185	0	0	0	0	0	120	0	120	0

Таблиця 1.25 – Результати визначення перерізів ПЛ для 5-го варіанту

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	150	150	0	0	0	0	240	0
1	0	0	120	120	0	0	0	0	0	0
2	150	120	0	0	120	0	0	0	0	0
3	150	120	0	0	0	120	0	0	0	0
4	0	0	120	0	0	0	120	0	0	0
5	0	0	0	120	0	0	0	120	0	0
6	0	0	0	0	120	0	0	0	0	120
7	0	0	0	0	0	120	0	0	120	0
8	240	0	0	0	0	0	0	120	0	120
9	0	0	0	0	0	0	120	0	120	0

Таблиця 1.26 – Результати визначення перерізів ПЛ для 6-го варіанту

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	185	0	0	120	0	0	240	0
1	0	0	120	120	0	0	0	0	0	0
2	185	120	0	0	120	0	0	0	0	0
3	0	120	0	0	0	120	0	0	0	0

Продовження таблиці 1.26.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	0	0	120	0	0	0	120	0	0	0
5	120	0	0	120	0	0	0	120	0	0
6	0	0	0	0	120	0	0	0	0	120
7	0	0	0	0	0	120	0	0	120	0
8	240	0	0	0	0	0	0	120	0	0
9	0	0	0	0	0	0	120	0	120	0

Визначивши перерізи ЛЕП, а також кількість ланцюгів в них виконано розрахунок загальної вартості спорудження 6-ти варіантів схеми мережі із врахуванням вартості ПС:

1. Варіант 1 – $Z_1 = 1256869.809$ тис. грн;
2. Варіант 2 – $Z_2 = 1238472.736$ тис. грн;
3. Варіант 3 – $Z_3 = 1282354.717$ тис. грн;
4. Варіант 4 – $Z_4 = 1322448.36$ тис. грн;
5. Варіант 5 – $Z_5 = 1265398.41$ тис. грн;
6. Варіант 6 – $Z_6 = 1284011.862$ тис. грн.

Таким чином, за попереднім розрахунком найдешевшим варіантом є 2-й, але слід зважати, що поточкорозподіл в мережі після розрахунку Z-схеми заміщення суттєво зміниться, а разом із ним зміняться і втрати. Також, після розрахунку аварійного режиму мережі можуть змінитися перерізи, адже виникне суттєве завантаження вцілілих ділянок.

Розрахунок регульовального діапазону блоку трансформаторів (2 шт.) виконано згідно з додатком Е.

Бажаний рівень напруги на шинах НН становить 10.5 кВ, а відносна кількість регульовальних витків для силових трансформаторів складає 0.1602.

Таблиця 1.27 – Регулювальні діапазони трансформаторів

Пункт	S_H	ΔP_{K3}	Обмотка	$U_{ном}$	U_{ki}	ΔU_{Ti}	U_{min}	U_{max}
1	16	100	ВН	115	6.25	4.843	98.265	133.436
			НН	10.5	10.75	1.234		
2	16	100	ВН	115	6.25	4.405	97.332	132.504
			НН	10.5	10.75	0.741		
3	10	76	ВН	115	6	5.15	98.135	133.306
			НН	10.5	10.5	0.798		
4	10	76	ВН	115	6	4.55	97.934	133.105
			НН	10.5	10.5	1.197		
5	16	100	ВН	115	6.25	5.654	99.322	134.494
			НН	10.5	10.75	1.481		
6	16	100	ВН	115	6.25	6.049	99.717	134.888
			НН	10.5	10.75	1.481		
7	16	100	ВН	115	6.25	4.865	98.534	133.705
			НН	10.5	10.75	1.481		
8	10	76	ВН	115	6	4.515	97.5	132.671
			НН	10.5	10.5	0.798		
9	10	76	ВН	115	6	6.491	100.27 3	135.444
			НН	10.5	10.5	1.595		

1.5 Розрахунок параметрів Z-схем заміщення електричної мережі

Для спорудження повітряних ліній проектованої електричної мережі використовуються сталевалюмінієві проводи перерізом 120, 185 і 240 мм². З метою спрощення розрахунків, для спорудження повітряних ліній схеми мережі будемо застосовувати залізобетонні опори з підвіскою фазних проводів у вершинах нерівностороннього трикутника з середньгеометричною відстанню між фазними проводами рівною $D_{cp}=5000$ мм. На основі наведених даних і табл. Д.9 визначимо погонні параметри проводів зазначених перерізів.

Значення погонного активного опору r_0 для всіх перерізів, які будемо застосовувати, оберемо із таблиці Д12 [1]:

$$r_{0\ 120} = 0.244 \text{ Ом/км}; \quad r_{0\ 150} = 0.204 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0\ 185} = 0.159 \text{ Ом/км}; \quad r_{0\ 240} = 0.118 \text{ Ом/км}.$$

Значення погонного реактивного опору x_0 для всіх перерізів:

$$x_{0\ 120} = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{\text{cp}}}{d_{120}}\right) + 0.016\mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15.2}\right) + 0.016 =$$

$$= 0.425 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0\ 150} = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{\text{cp}}}{d_{120}}\right) + 0.016\mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{17.1}\right) + 0.016 =$$

$$= 0.425 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0\ 185} = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{\text{cp}}}{d_{185}}\right) + 0.016\mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{18.18}\right) + 0.016 =$$

$$= 0.411 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0\ 240} = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{\text{cp}}}{d_{240}}\right) + 0.016\mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21.6}\right) + 0.016 =$$

$$= 0.403 \text{ См/км}.$$

Погонна ємнісна реактивна провідність b_0 :

$$b_{0\ 120} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2D_{\text{cp}}}{d_{120}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15.2}\right)} = 2.69 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{0\ 150} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2D_{\text{cp}}}{d_{120}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{17.1}\right)} = 2.69 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{0\ 185} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2D_{\text{cp}}}{d_{120}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{18.8}\right)} = 2.781 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{0\ 240} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2D_{\text{cp}}}{d_{120}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21.6}\right)} = 2.884 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Погонні активні провідності для мережі 110 кВ визначаються за середніми втратами на корону, що становлять 0.087 кВ/км.

$$g_0 = \frac{\Delta P_{0\text{к}}}{U_{\text{ном}}^2} = \frac{0.087 \cdot 10^{-3}}{110} = 7.154 \cdot 10^{-9} \text{ См/км}.$$

Таблиця 1.28 – Опори ділянок мережі згідно з додатком Д, варіант 1

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	0	4.497+ 11.632j	0	0	6.451+ 13.194j	0	3.555+ 9.196j	0
1	0	0	6.901+ 12.01j	8.798+ 15.311j	0	0	0	0	0	0
2	0	6.901+ 12.01j	0	0	4.88+ 8.493j	0	0	0	0	0
3	4.497+ 11.632j	8.798+ 15.311j	0	0	0	8.798+ 15.311j	0	0	0	0
4	0	0	4.88+ 8.493j	0	0	0	5.456+ 9.495j	0	0	0
5	0	0	0	8.798+ 15.311j	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	0
6	6.451+ 13.194j	0	0	0	5.456+ 9.495j	0	0	0	0	6.901+ 12.01j
7	0	0	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	0	4.88+ 8.493j	0
8	3.555+ 9.196j	0	0	0	0	0	0	4.88+ 8.493j	0	5.456+ 9.495j
9	0	0	0	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	5.456+ 9.495j	0

Таблиця 1.29 – Опори ділянок мережі згідно з додатком Д, варіант 2

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	0	5.77+ 11.801j	3.555+ 9.196j	0	0	0	3.555+ 9.196j	0
1	0	0	6.901+12.01j	8.798+ 15.311j	0	0	0	0	0	0

Продовження таблиці 1.29

2	0	6.901+ 12.01j	0	0	4.88+ 8.493j	0	0	0	0	0
3	5.77+ 11.801j	8.798+ 15.311j	0	0	0	8.798+ 15.311j	0	0	0	0
4	3.555+ 9.196j	0	4.88+ 8.493j	0	0	0	5.456+ 9.495j	0	0	0
5	0	0	0	8.798+ 15.311j	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	0
6	0	0	0	0	5.456+ 9.495j	0	0	0	0	6.901+ 12.01j
7	0	0	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	0	4.88+ 8.493j	0
8	3.555+ 9.196j	0	0	0	0	0	0	4.88+ 8.493j	0	5.456+ 9.495j
9	0	0	0	0	0	0	6.901+12.01j	0	5.456+ 9.495j	0

Таблиця 1.30 – Опори ділянок мережі згідно з додатком Д, варіант 3

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	0	4.497+ 11.632j	0	0	5.028+ 13.005j	7.355+ 15.043j	0	0
1	0	0	6.901+ 12.01j	8.798+ 15.311j	0	0	0	0	0	0
2	0	6.901+ 12.01j	0	0	4.88+ 8.493j	0	0	0	0	0
3	4.497+ 11.632j	8.798+ 15.311j	0	0	0	8.798+ 15.311j	0	0	0	0
4	0	0	4.88+ 8.493j	0	0	0	5.456+ 9.495j	0	0	0

Продовження таблиці 1.30

5	0	0	0	8.798+ 15.311j	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	0
6	5.028+ 13.005j	0	0	0	5.456+ 9.495j	0	0	0	0	6.901+ 12.01j
7	7.355+ 15.043j	0	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	0	4.88+ 8.493j	0
8	0	0	0	0	0	0	0	4.88+ 8.493j	0	5.456+ 9.495j
9	0	0	0	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	5.456+ 9.495j	0

Таблиця 1.31 – Опори ділянок мережі згідно з додатком Д, варіант 4

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	5.733 +14.828j	0	0	10.2+ 20.861j	0	0	0	5.028+ 13.005j
1	0	0	6.901+ 12.01j	8.798+ 15.311j	0	0	0	0	0	0
2	5.733+ 14.828j	6.901+ 12.01j	0	0	4.88+ 8.493j	0	0	0	0	0
3	0	8.798+ 15.311j	0	0	0	8.798+ 15.311j	0	0	0	0
4	0	0	4.88+ 8.493j	0	0	0	5.456+ 9.495j	0	0	0
5	10.2+ 20.861j	0	0	8.798+ 15.311j	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	0
6	0	0	0	0	5.456+ 9.495j	0	0	0	0	6.901+ 12.01j
7	0	0	0	0	0	6.901+1 2.01j	0	0	4.88+ 8.493j	0

Продовження таблиці 1.31

8	0	0	0	0	0	0	0	4.88+ 8.493j	0	5.456+ 9.495j
9	5.028+ 13.005j	0	0	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	5.456+ 9.495j	0

Таблиця 1.32 – Опори ділянок мережі згідно з додатком Д, варіант 5

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	7.355+ 15.043j	5.77+ 11.801j	0	0	0	0	2.639+9j	0
1	0	0	6.901+ 12.01j	8.798+ 15.311j	0	0	0	0	0	0
2	7.355+ 15.043j	6.901+ 12.01j	0	0	4.88+ 8.493j	0	0	0	0	0
3	5.77+ 11.801j	8.798+ 15.311j	0	0	0	8.798+ 15.311j	0	0	0	0
4	0	0	4.88+ 8.493j	0	0	0	5.456+ 9.495j	0	0	0
5	0	0	0	8.798+ 15.311j	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	0
6	0	0	0	0	5.456+ 9.495j	0	0	0	0	6.901+1 2.01j
7	0	0	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	0	4.88+ 8.493j	0
8	2.639+ 9j	0	0	0	0	0	0	4.88+ 8.493j	0	5.456+ 9.495j
9	0	0	0	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	5.456+ 9.495j	0

Таблиця 1.33 – Опори ділянок мережі згідно з додатком Д, варіант 6

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	5.733+ 14.828j	0	0	12.2+ 21.232j	0	0	2.639+9j	0
1	0	0	6.901+ 12.01j	8.798+ 15.311j	0	0	0	0	0	0
2	5.733+ 14.828j	6.901+ 12.01j	0	0	4.88+ 8.493j	0	0	0	0	0
3	0	8.798+ 15.311j	0	0	0	8.798+ 15.311j	0	0	0	0
4	0	0	4.88+ 8.493j	0	0	0	5.456+ 9.495j	0	0	0
5	12.2+ 21.232j	0	0	8.798+ 15.311j	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	0
6	0	0	0	0	5.456+ 9.495j	0	0	0	0	6.901+ 12.01j
7	0	0	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	0	4.88+ 8.493j	0
8	2.639+ 9j	0	0	0	0	0	0	4.88+ 8.493j	0	0
9	0	0	0	0	0	0	6.901+ 12.01j	0	5.456+ 9.495j	0

Наведемо приклад розрахунку трьохмоткових трансформаторів у пункті 5.

$$r_{B5} = r_{C5} = r_{H5} = \frac{\Delta P_{K35} \cdot U_{OB5}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{H5}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 16000^2} = 2.583 \text{ Ом.}$$

Активні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 2 знаходять наступним чином:

$$r_{6B5} = r_{6C5} = r_{6H5} = \frac{r_{B5}}{2} = \frac{r_{C5}}{2} = \frac{r_{H5}}{2} = \frac{2.583}{2} = 1.29 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 1:

$$x_{TB5} = \frac{10 \cdot U_{KB5} \% \cdot U_{OB5}^2}{S_{H5}} = \frac{10 \cdot 10.75 \cdot 115^2}{16000} = 88.855 \text{ Ом;}$$

$$x_{TC5} = \frac{10 \cdot U_{KC5} \% \cdot U_{OB5}^2}{S_{H5}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{16000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{TH5} = \frac{10 \cdot U_{KH5} \% \cdot U_{OB5}^2}{S_{H5}} = \frac{10 \cdot 6.25 \cdot 115^2}{16000} = 51.66 \text{ Ом.}$$

Реактивні опори для блоку трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 5:

$$x_{6B5} = \frac{x_{TB5}}{n} = \frac{88.855}{2} = 44.428 \text{ Ом;}$$

$$x_{6C5} = \frac{x_{TC5}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{6H5} = \frac{x_{TH5}}{n} = \frac{51.66}{2} = 25.83 \text{ Ом.}$$

Активні провідності силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 5, розрахуємо за співвідношеннями:

$$g_{T5} = \frac{\Delta P_{xx5} \cdot 10^{-3}}{U_{OB5}^2} = \frac{23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1.739 \text{ мкСм.}$$

Далі знайдемо значення реактивних провідностей силових трансформаторів:

$$b_{T5} = -\frac{I_{xx5} \% \cdot S_{H5} \cdot 10^{-5}}{U_{OB5}^2} = -\frac{1 \cdot 16 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -12.098 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Активні та реактивні провідності блоків силових трансформаторів:

$$g_{бт5} = n \cdot g_{т5} = 2 \cdot 1.739 \cdot 10^{-6} = 3.478 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{бт5} = n \cdot b_{т5} = 2 \cdot (-12.098) \cdot 10^{-6} = -24.197 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Повні провідності блоків силових трансформаторів $Y_{бт}$, См:

$$\underline{Y}_{бт5} = g_{бт5} + jb_{бт5} = (3.478 - 24.197j) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Решту трансформаторів розраховано згідно з додатком Е і наведено в табл.1.34.

Таблиця 1.34 – Провідності трансформаторів в пунктах мережі

№ пункту	Активна провідність тр-ра, мкСм	Реактивна провідність тр-ра, мкСм	Повна провідність блоку тр-ів, мкСм
1	1.739	-8.469	3.478-24.197j
2	1.739	-12.098	3.478-24.197j
3	1.285	-12.098	2.571-16.635j
4	1.285	-12.098	2.571-16.635j
5	1.739	-5.293	3.478-24.197j
6	1.739	-12.098	3.478-24.197j
7	1.739	-13.233	3.478-24.197j
8	1.285	-12.098	2.571-16.635j
9	1.285	-8.469	2.571-16.635j

Таблиця 1.35 – Опори трансформаторів в пунктах мережі

№	Активний опір, Ом			Реактивний опір, Ом		
	$r_{бв}$	$r_{бс}$	$r_{бн}$	$x_{бв}$	$x_{бс}$	$x_{бн}$
1	2	3	4	5	6	7
1	1.292	1.292	1.292	43.395	24.797	70.258
2	1.292	1.292	1.292	43.395	24.797	70.258
3	0.982	0.982	0.982	69.431	39.675	112.412

Продовження таблиці 1.35

1	2	3	4	5	6	7
4	0.982	0.982	0.982	69.431	39.675	112.412
5	1.292	1.292	1.292	43.395	24.797	70.258
6	1.292	1.292	1.292	43.395	24.797	70.258
7	1.292	1.292	1.292	43.395	24.797	70.258
8	0.982	0.982	0.982	69.431	39.675	112.412
9	0.982	0.982	0.982	69.431	39.675	112.412

Таблиця 1.36 – Еквівалентні поперечні провідності пунктів для різних варіантів схем мережі

№ пункту	Провідність, мкСм					
	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3	Варіант 4	Варіант 5	Варіант 6
0	0.294+ 113.731j	0.261+ 100.922j	0.343+ 132.681j	0.421+ 162.586j	0.31+ 119.921j	0.388+ 149.169j
1	3.708+ 62.331j	3.708+ 62.331j	3.708+ 62.331j	3.708+ 62.331j	3.708+ 62.331j	3.708+ 62.331j
2	3.651+ 40.738j	3.651+ 40.738j	3.651+ 40.738j	3.78+ 90.87j	3.78+ 90.125j	3.78+ 90.87j
3	2.93+ 119.671j	2.93+ 119.086j	2.93+ 119.671j	2.829+ 80.345j	2.93+ 119.086j	2.829+ 80.345j
4	2.722+ 40.334j	2.802+ 71.425j	2.722+ 40.334j	2.722+ 40.334j	2.722+ 40.334j	2.722+ 40.334j
5	3.708+ 62.331j	3.708+ 62.331j	3.708+ 62.331j	3.887+ 130.817j	3.708+ 62.331j	3.887+1 29.574j
6	3.773+ 87.228j	3.659+ 43.913j	3.773+ 87.882j	3.659+ 43.913j	3.659+ 43.913j	3.659+ 43.913j
7	3.651+ 40.738j	3.651+ 40.738j	3.78+ 90.125j	3.651+ 40.738j	3.651+ 40.738j	3.651+ 40.738j
8	2.802+ 71.425j	2.802+ 71.425j	2.722+ 40.334j	2.722+ 40.334j	2.802+ 72.128j	2.722+ 42.056j
9	2.752+ 51.475j	2.752+ 51.475j	2.752+ 51.475j	2.865+ 95.443j	2.752+ 51.475j	2.752+ 51.475j

1.6 Розрахунок Z-схем електричної мережі

Розраховані схеми для 6-ти варіантів наведено на рис. 1.6 – 1.11 для режимів максимального навантаження та 1.12 – 1.17 для після аварійного режиму.

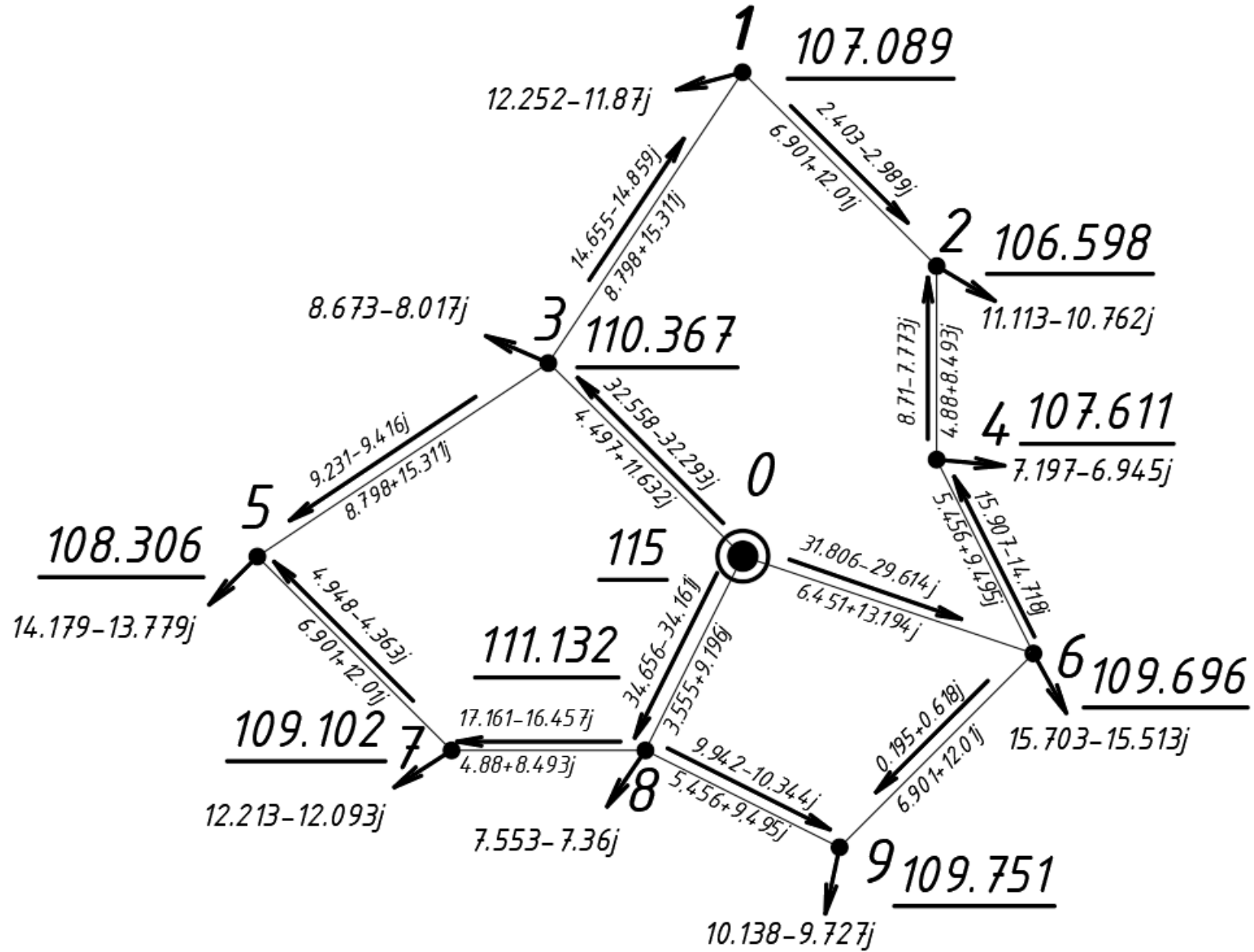


Рис. 1.6 – Потокорозподіл в мережі при максимальному навантаженні, варіант 1

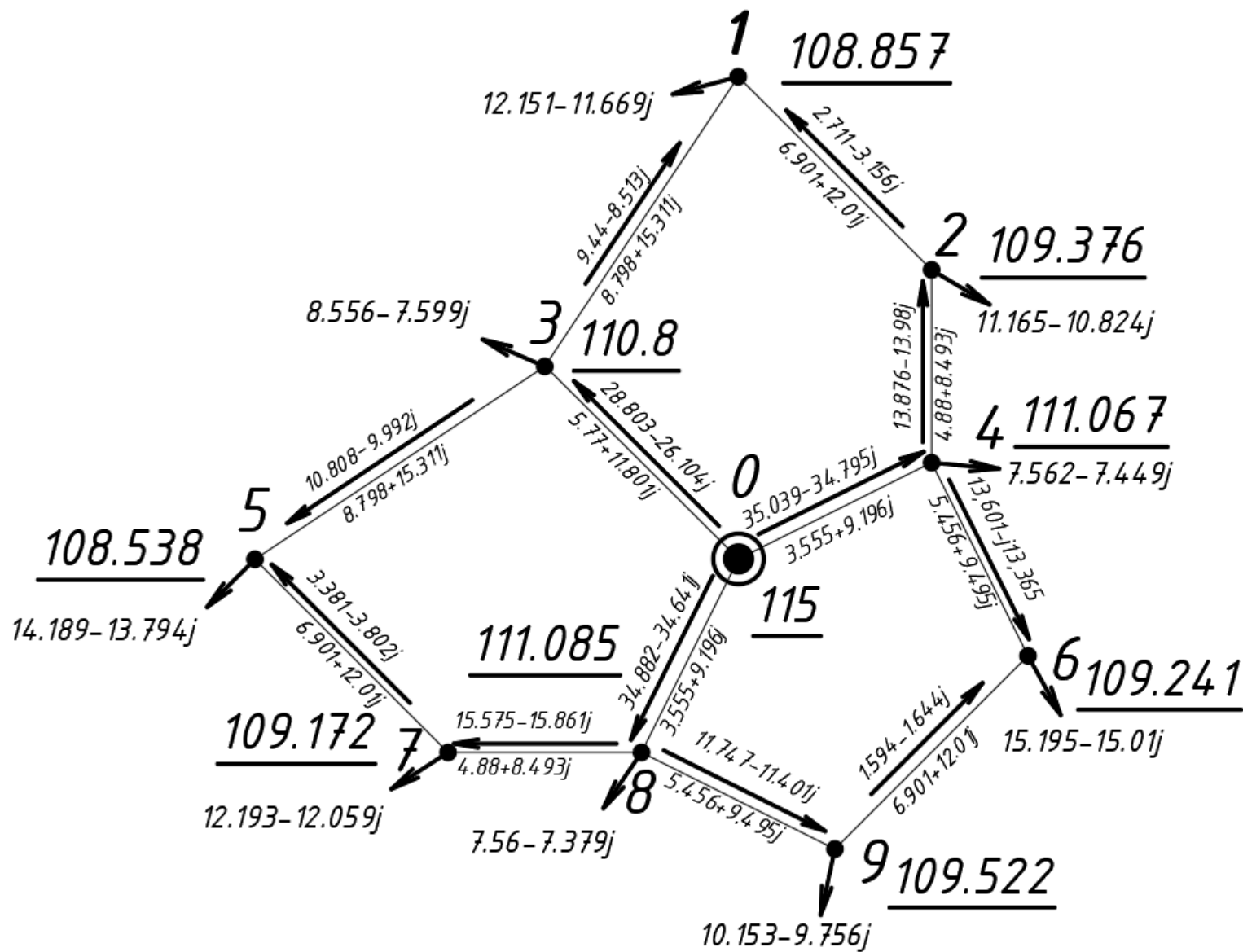


Рис. 1.7 – Потокорозподіл в мережі при максимальному навантаженні, варіант 2

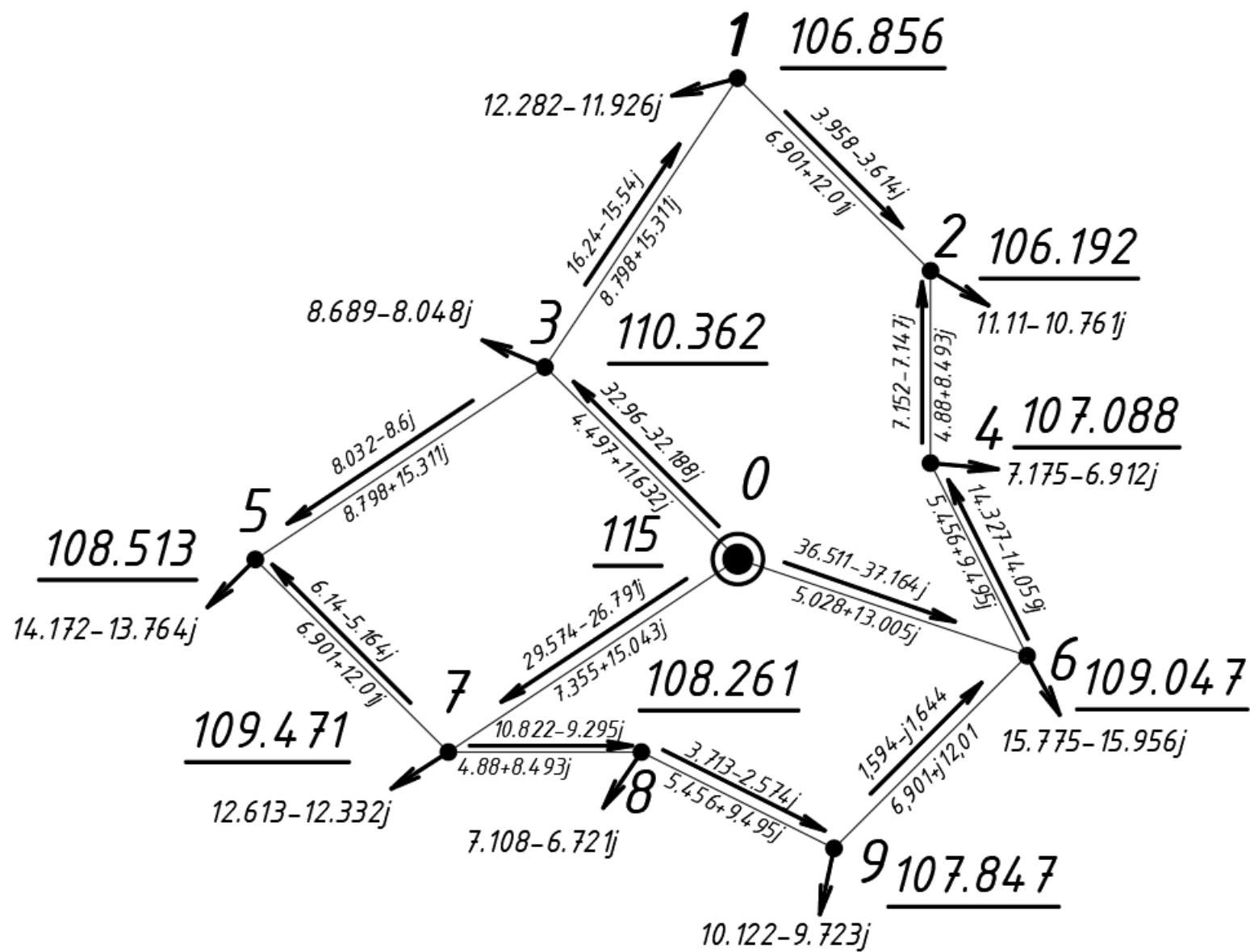


Рис. 1.8 – Потокорозподіл в мережі при максимальному навантаженні, варіант 3

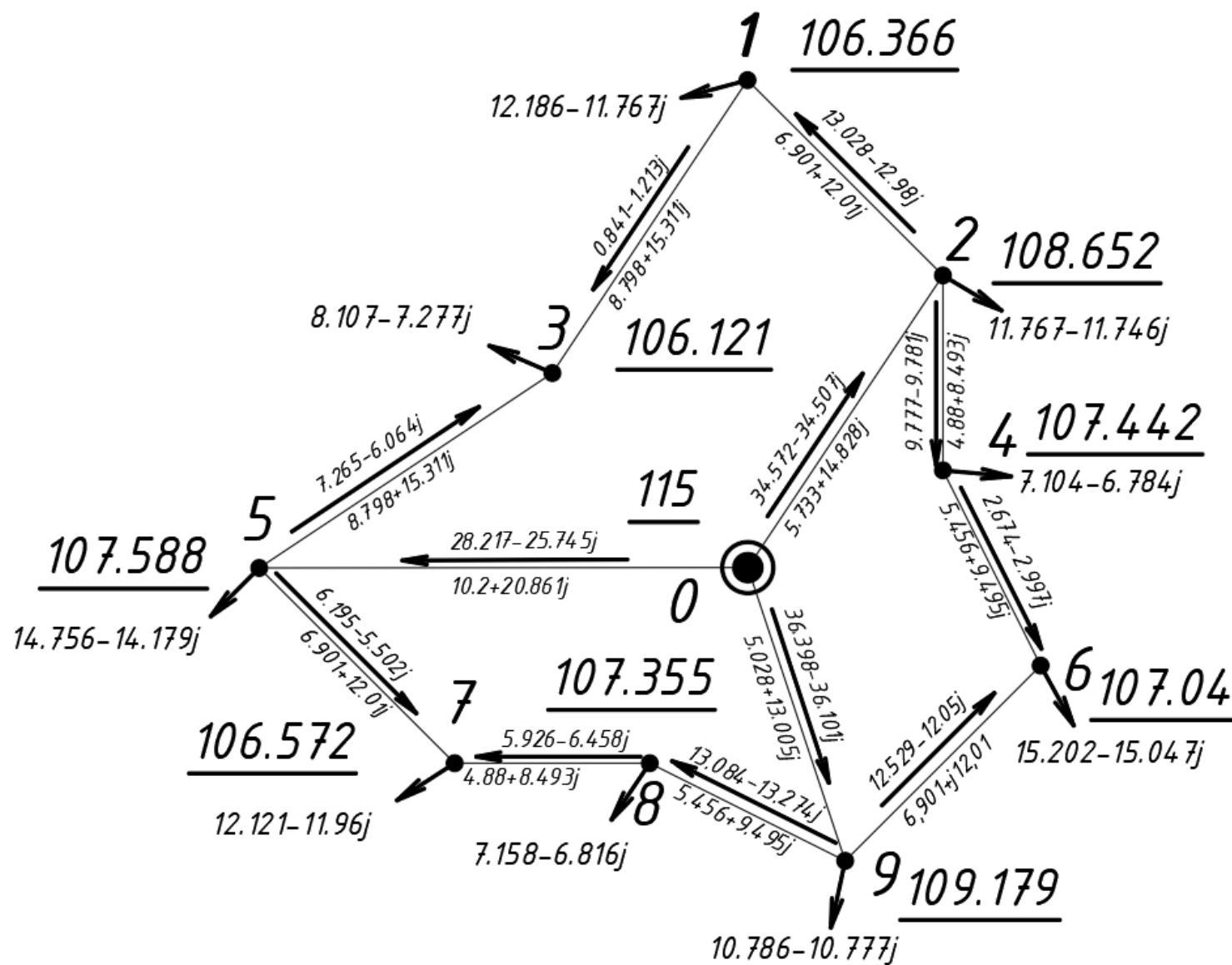


Рис. 1.9 – Потокорозподіл в мережі при максимальному навантаженні, варіант 4

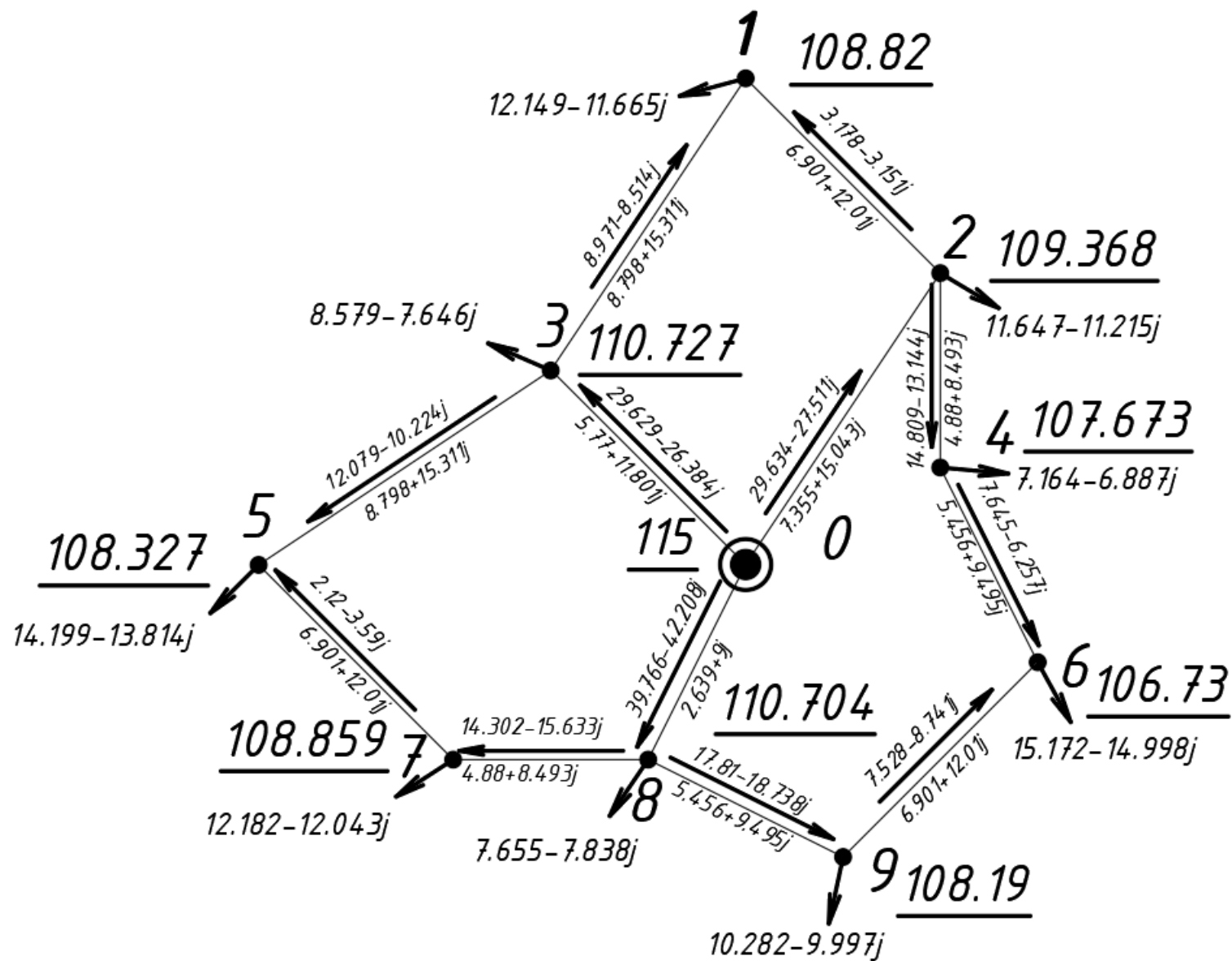


Рис. 1.10 – Потокорозподіл в мережі при максимальному навантаженні, варіант 5

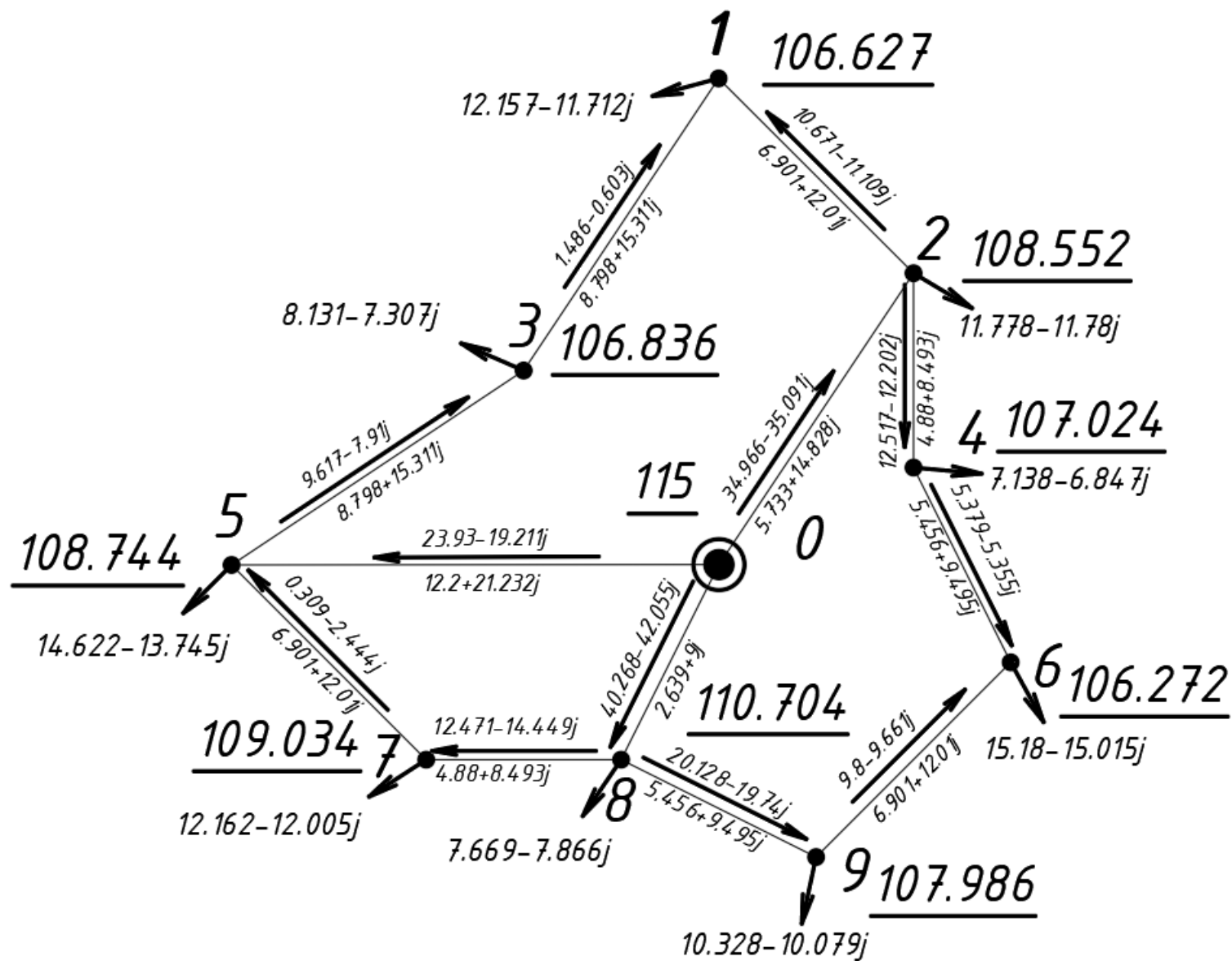


Рис. 1.11 – Потокорозподіл в мережі при максимальному навантаженні, варіант 6

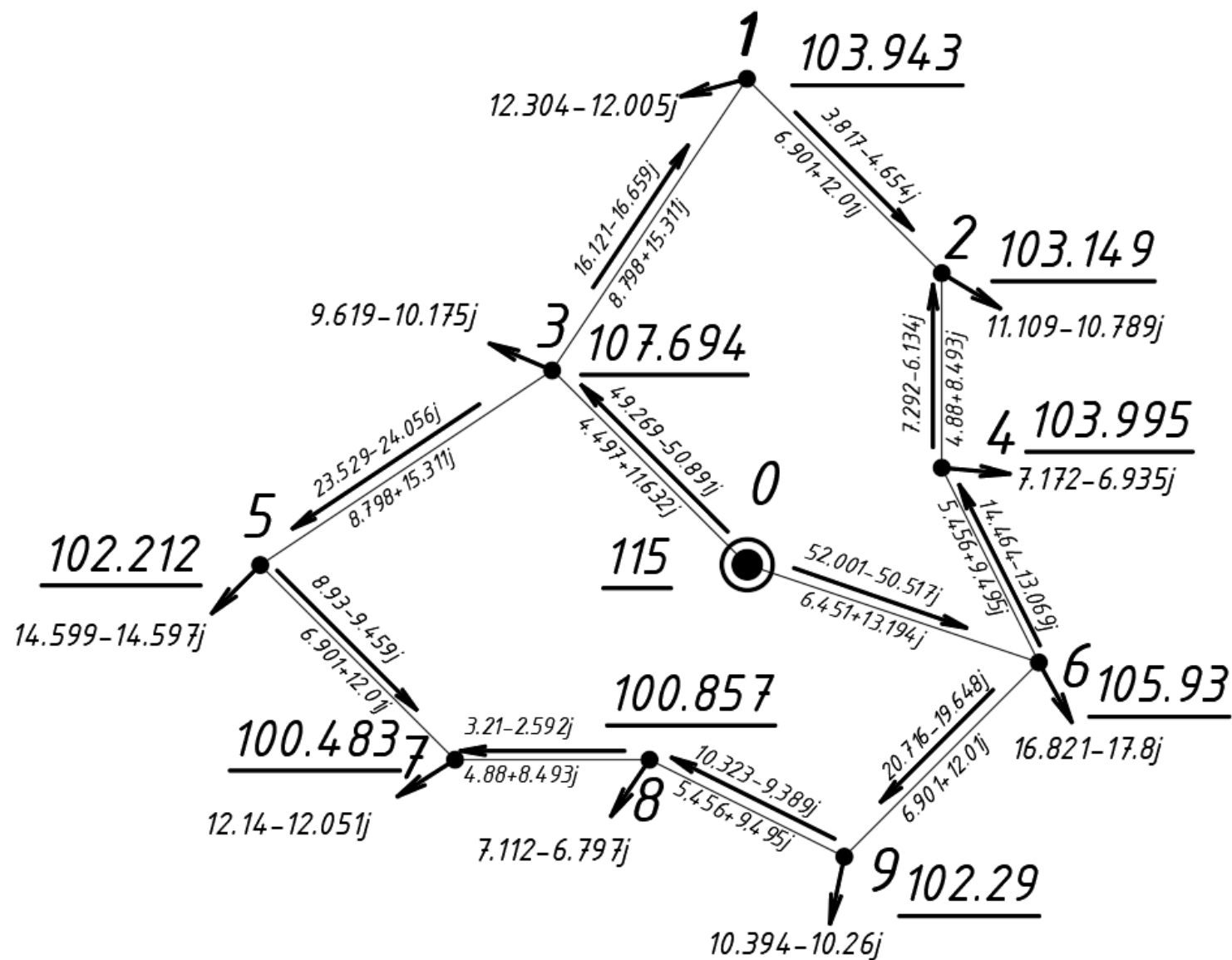


Рис. 1.12 – Потокорозподіл в мережі в після аварійному режимі, варіант 1

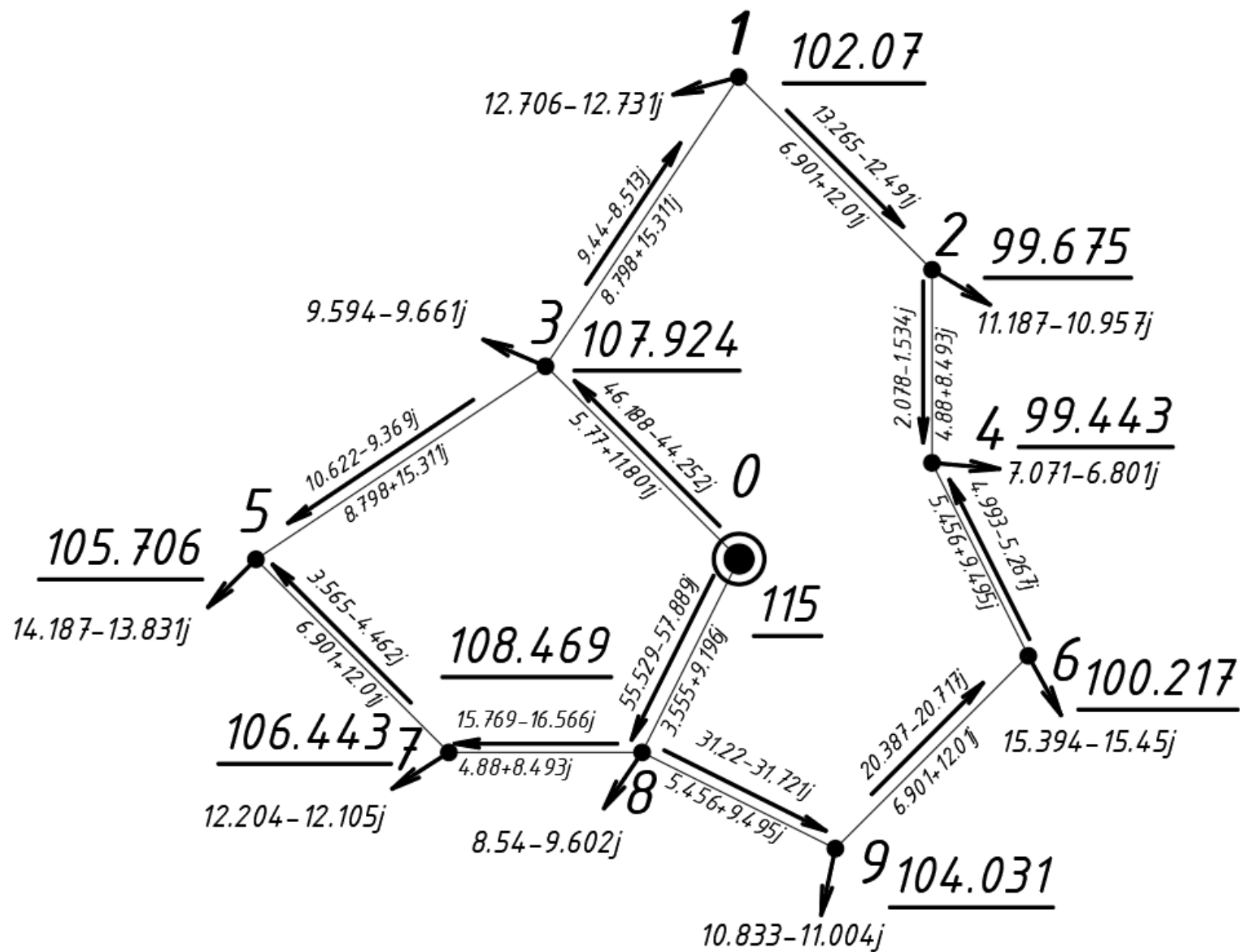


Рис. 1.13 – Потокорозподіл в мережі в після аварійному режимі, варіант 2

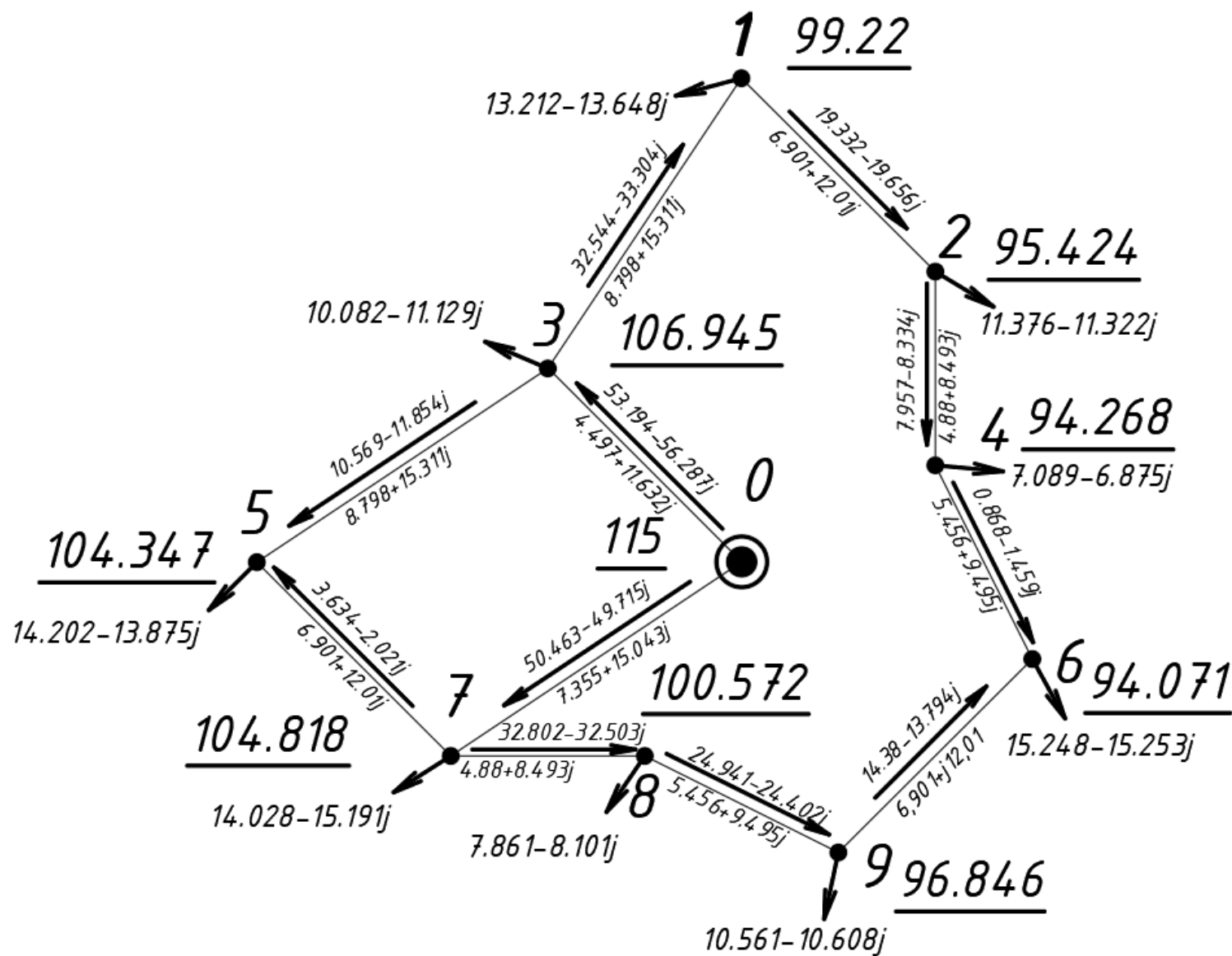


Рис. 1.14 – Потокорозподіл в мережі в після аварійному режимі, варіант 3

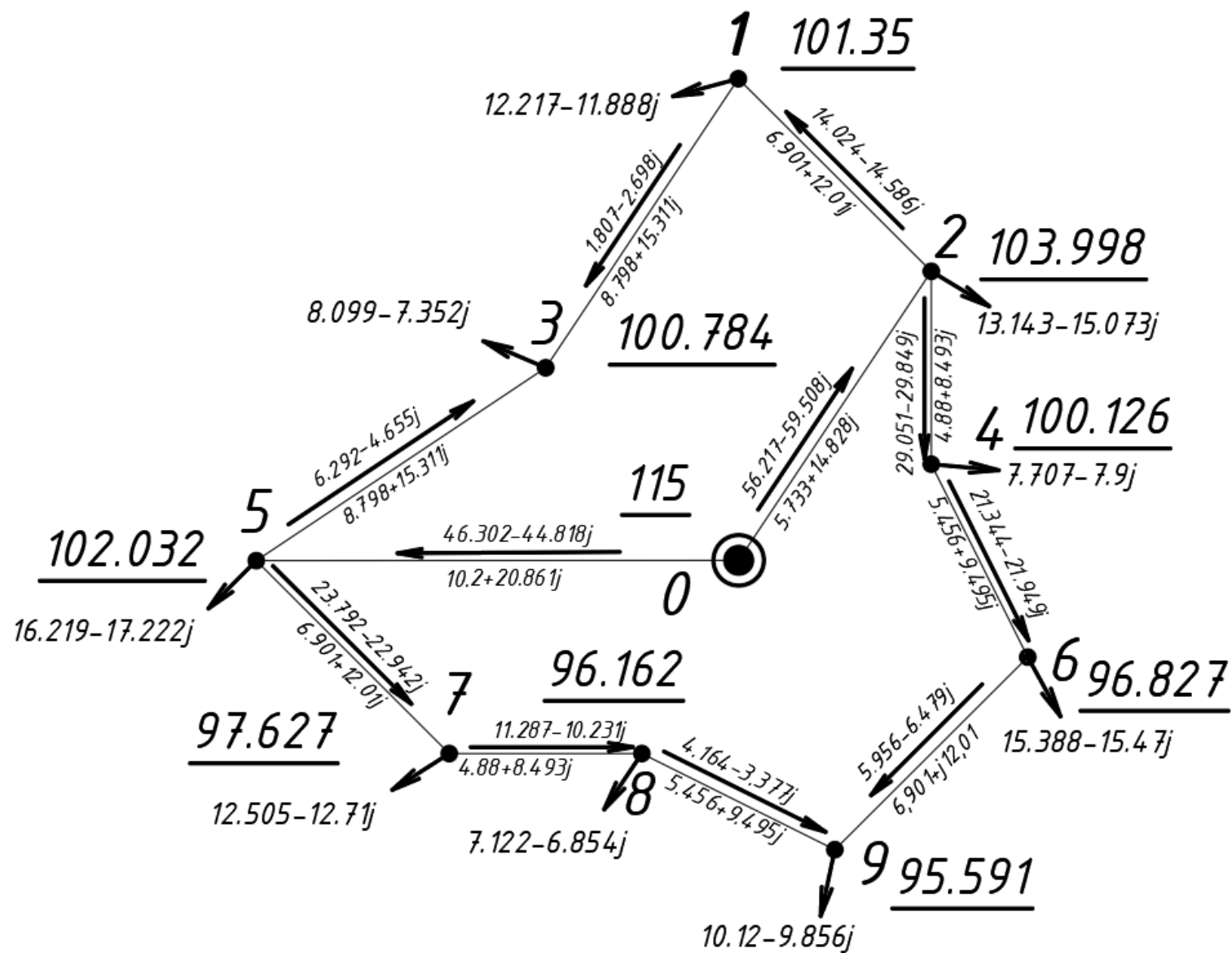


Рис. 1.15 – Потокорозподіл в мережі в після аварійному режимі, варіант 4

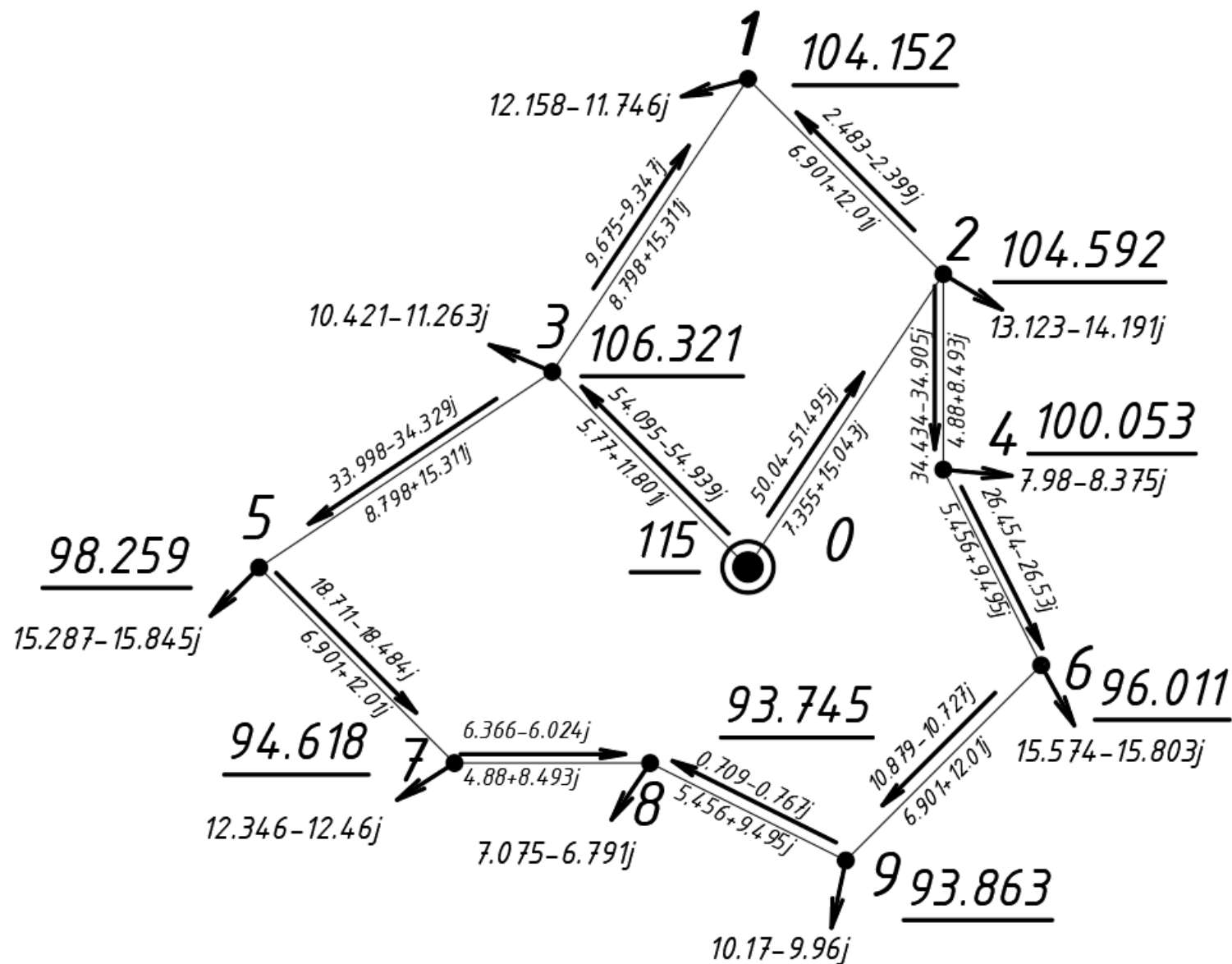


Рис. 1.16 – Потокорозподіл в мережі в після аварійному режимі, варіант 5

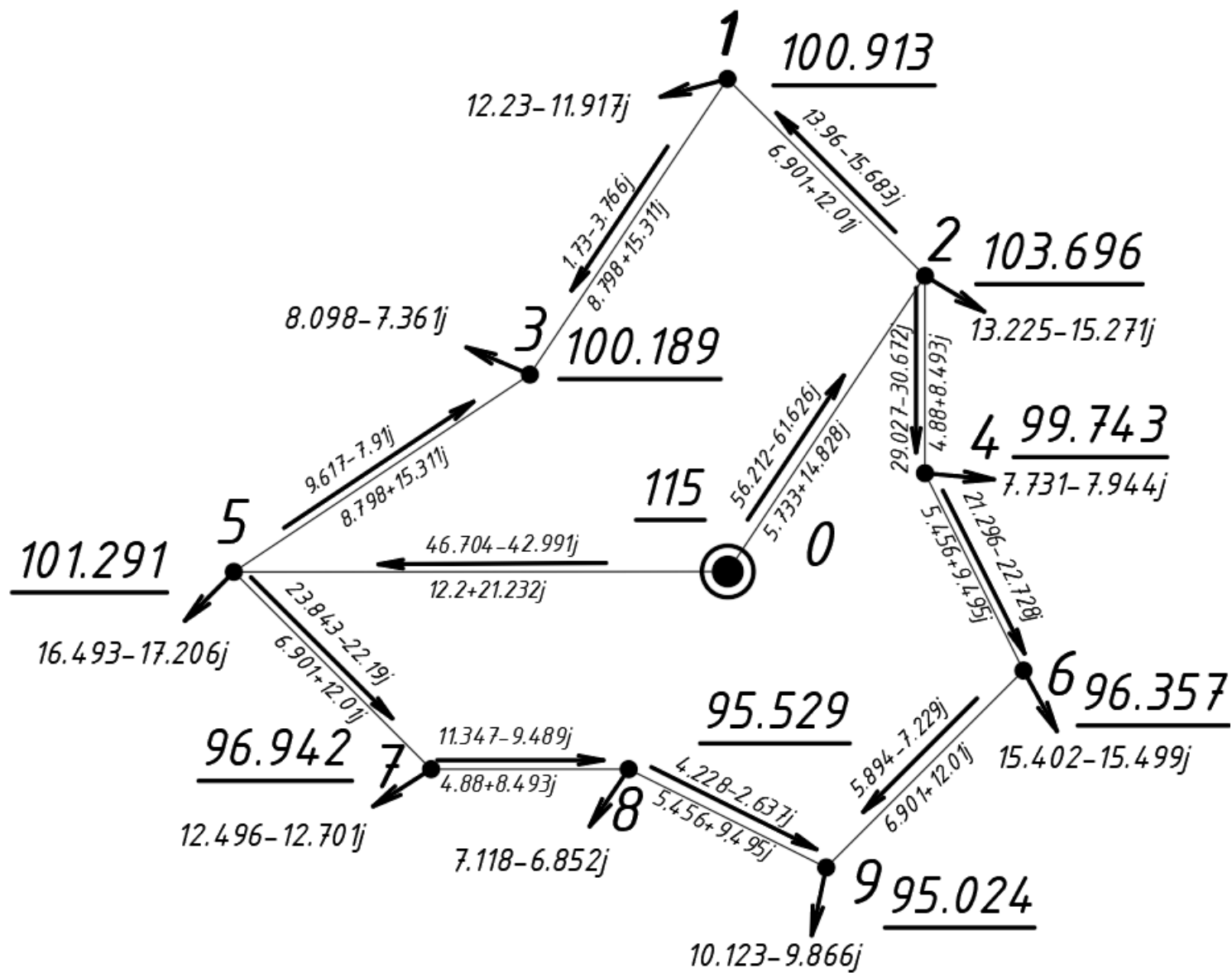


Рис. 1.17 – Потокорозподіл в мережі в після аварійному режимі, варіант 6

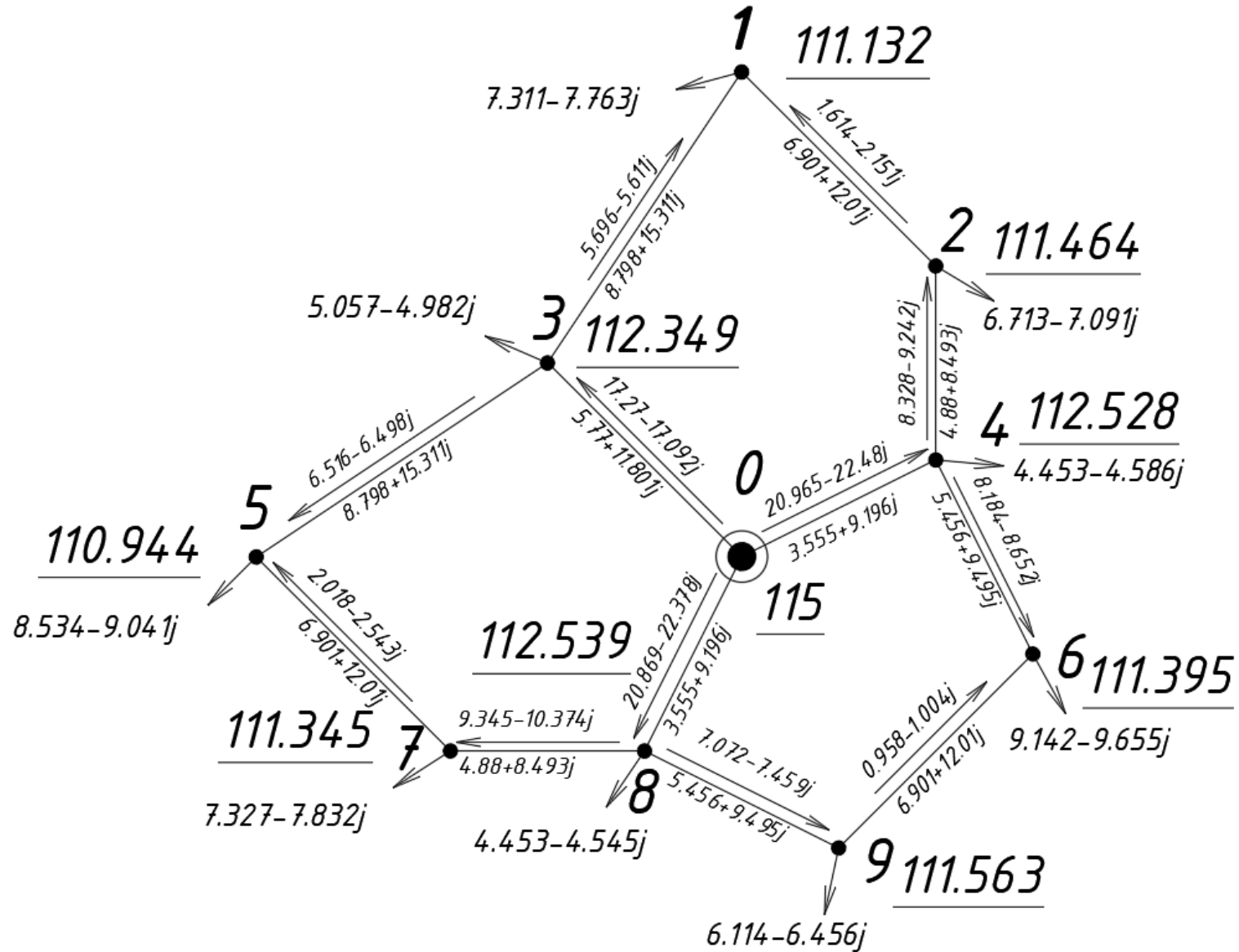


Рис. 1.18 – Потокорозподіл в мережі при мінімальному навантаженні

Згідно із додатком В. рис. В.9 визначено капіталовкладення в 6 варіантів схеми розвитку електричної мережі, результати розрахунку наведено в табл. 1.36.

Таблиця 1.36 – Результати техніко-економічного зіставлення варіантів побудови мережі

Варіант, №	Сумарні втрати, МВА	Сумарні витрати, млн. грн	Модуль напруги в пунктах, кВ	
			Режим мах на- вантаження	Аварійний ре- жим
1	2	3	4	5
1	Мах навантаження: 3.799+0.146j Аварійний режим: 7.16-7.787j	1102.679	107.089	103.943
			106.598	103.149
			110.367	107.694
			107.611	103.995
			108.306	102.212
			109.696	105.93
			109.102	100.483
			111.132	100.857
			109.751	102.29
2	Мах навантаження: 3.336+0.944j Аварійний режим: 7.175-7.726j	1068.186	108.857	102.07
			109.376	99.675
			110.8	107.924
			111.067	99.443
			108.538	105.706
			109.241	100.217
			109.172	106.443
			111.085	108.469
			109.522	104.031
3	Мах навантаження: 4.025-0.331j Аварійний режим: 9.87-13.1j	1152.45	106.856	99.22
			106.192	95.424
			110.362	106.945
			107.088	94.268
			108.513	104.347
			109.047	94.071
			109.471	104.818
			108.261	100.572
			107.847	96.846
4	Мах навантаження: 4.455-1.016j Аварійний режим: 9.504-13.078j	1230.409	106.366	101.35
			108.652	103.998
			106.121	100.784
			107.442	100.126
			107.588	102.032
			107.04	96.827
			106.572	97.627
			107.355	96.162
			109.179	95.591

Продовження таблиці 1.36

1	2	3	4	5
5	Мах навантаження: $3.806+0.058j$ Аварійний режим: $10.696-13.658j$	1119.604	108.82	104.152
			109.368	104.592
			110.727	106.321
			107.673	100.053
			108.327	98.259
			106.73	96.011
			108.859	94.618
			110.704	93.745
			108.19	93.863
6	Мах навантаження: $4.131-0.558j$ Аварійний режим: $10.267-13.524j$	1193.617	106.627	100.913
			108.552	103.696
			106.836	100.189
			107.024	99.743
			108.744	101.291
			106.272	96.357
			109.034	96.942
			110.704	95.529
			107.986	95.024

Оптимальним варіантом, як по грошовим затратам так і по втратам активної потужності є 2-й варіант. Результат розрахунку режиму мінімальних навантажень для нього наведено на рис. 1.18.

1.7 Регулювання напруги трансформаторів

Розрахунок відгалужень РПН та ПБЗ для силових трансформаторів виконано згідно із додатком К і наведено в табл. 1.37 – 1.39 для режиму максимального навантаження, аварійного та мінімального навантаження.

Таблиця 1.37 – Обрані відгалуження РПН та ПБЗ для режиму максимальних навантажень

№	U_M	$\Delta U_{ТВ}$	$\Delta U_{ТС}$	$\Delta U_{ТН}$	$U_{ПН}$	$U_{ПС}$	$N_{В}^{СТ}$	$N_{С}^{СТ}$	$U_{сд}$	$U_{нд}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	108.857	4.911	1.743	3.607	100.339	102.203	-5	1	38.497	10.535

Продовження таблиці 1.37

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	109.376	4.542	1.975	2.146	102.688	102.859	-4	2	38.929	10.575
3	110.8	4.966	2.287	2.247	103.587	103.547	-3	2	38.452	10.467
4	111.067	4.852	1.519	3.358	102.857	104.696	-4	1	38.681	10.593
5	108.538	5.798	2.016	4.38	98.36	100.724	-6	1	38.696	10.533
6	109.241	6.257	2.262	4.369	98.615	100.722	-6	1	38.696	10.561
7	109.172	5.053	1.492	4.322	99.797	102.627	-5	1	38.657	10.478
8	111.085	4.808	1.898	2.238	104.04	104.38	-3	2	38.762	10.513
9	109.522	6.403	2.347	4.612	98.507	100.773	-6	1	38.715	10.549

Таблиця 1.38 – Обрані відгалуження РПН та ПБЗ для після аварійного режиму

№	U_M	$\Delta U_{ТВ}$	$\Delta U_{ТС}$	$\Delta U_{ТН}$	$U_{ПН}$	$U_{ПС}$	N_B^{CT}	N_C^{CT}	$U_{сд}$	$U_{нд}$
1	102.07	5.681	1.88	3.89	92.499	94.509	-9	1	10.536	38.618
2	99.675	5.02	2.188	2.377	92.278	92.467	-9	2	10.51	38.705
3	107.924	6.427	2.384	2.343	99.154	99.112	-5	2	10.411	38.244
4	99.443	4.933	1.707	3.774	90.735	92.802	-9	2	10.335	38.845
5	105.706	5.963	2.076	4.511	95.232	97.667	-7	1	10.406	38.285
6	100.217	6.994	2.499	4.827	88.396	90.724	-9	2	10.068	37.975
7	106.443	5.195	1.534	4.444	96.804	99.714	-7	0	10.577	38.134
8	108.469	6.349	1.975	2.329	99.791	100.145	-5	2	10.478	38.642
9	104.031	7.567	2.509	4.93	91.534	93.955	-9	1	10.426	38.391

Таблиця 1.39 – Обрані відгалуження РПН та ПБЗ для режиму мінімальних навантажень

№	U_M	$\Delta U_{ТВ}$	$\Delta U_{ТС}$	$\Delta U_{ТН}$	$U_{ПН}$	$U_{ПС}$	N_B^{CT}	N_C^{CT}	$U_{сд}$	$U_{нд}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	111.132	3.233	1.679	3.475	104.423	106.219	-3	1	10.552	38.505
2	111.464	2.956	1.908	2.073	106.435	106.599	-2	2	10.557	38.855

Продовження таблиці 1.39

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	112.349	3.253	2.218	2.18	106.916	106.878	-1	2	10.412	38.251
4	112.528	2.999	1.473	3.257	106.272	108.056	-2	1	10.54	38.448
5	110.944	3.753	1.932	4.198	102.994	105.26	-3	1	10.407	38.158
6	111.395	3.985	2.169	4.189	103.221	105.241	-3	1	10.43	38.151
7	111.345	3.255	1.437	4.163	103.927	106.653	-3	1	10.502	38.663
8	112.539	2.973	1.841	2.17	107.395	107.725	-1	2	10.459	38.554
9	111.563	4.201	2.254	4.43	102.932	105.108	-4	1	10.6	38.833

Висновки до розділу 1

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 були вибрані перерізи ділянок ліній за допомогою функції оптимальних витрат на будівництво та експлуатацію.

Районну електричну мережу було розраховано в 2-х режимах роботи: максимальні навантаження та післяаварійний режим для 6-ти обраних варіантів. В результаті техніко-економічного зіставлення визначено оптимальний варіант побудов районної мережі. Для нього розраховано аварійний режим та максимальних, мінімальних навантажень.

Для перевірки можливості забезпечення споживачів по напрузі 10 кВ та 35 кВ розраховано положення регулювальних пристроїв на трансформаторах (РПН і ПБЗ).

2 ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ ІЗОЛЯЦІЇ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

2.1 Загальні вимоги до виконання ізоляції

Зовнішньою ізоляцією проводів повітряних ліній електропередавання між собою, від землі і заземлених елементів опор служать порцелянові, скляні, полімерні ізолятори, в якій ізолювальним середовищем є атмосферне повітря.

Ізолятори призначені для ізоляції проводів ПЛ, які знаходяться під напругою від конструктивних частин опори. Ізолятори ПЛ працюють в природних кліматичних умовах і піддаються як електричним, так і механічним впливам. Основними вимогами, що пред'являються до ізоляторів, є: висока електрична і механічна міцність, економічність і стійкість до впливу зовнішнього середовища. Для виготовлення ізоляторів використовуються порцеляну, загартоване скло і полімери.

За конструктивним виконанням розрізняють штирові та підвісні ізолятори. Перші застосовують в мережах до 35 кВ і виготовляють з порцеляни або електротехнічного скла. На Рис. 2.1 наведено штирові порцелянові ізолятори. Підвісні використовують в мережах з напругою вищою за 35 кВ та поділяють на гірлянди та рілчастих ізоляторів та стрижневі, які зображені на Рис. 2.2.



Рис. 2.1 – Штирові порцелянові ізолятори

Кількість і тип ізоляторів в гірляндах різного призначення на ПЛ повинні вибиратися відповідно до діючих норм, а також з урахуванням місцевих умов, в тому числі наявності оновлених карт забруднення ізоляції. Так на ПЛ 220 кВ і вище, як правило, слід застосовувати скляні ізолятори зі зниженим рівнем радіоперешкод,



Рис. 2.2 – Полімерні (склопластикові) ізолятори

крім того на ПЛ 220 кВ і вище гірлянди ізоляторів повинні бути забезпечені захисною арматурою. На ПЛ 220 кВ, цілорічно доступних для обслуговування, що проходять в районах з ступенем забрудненості атмосфери (СЗА) I – III (за винятком ПЛ, що проходять в III і вище районах за вітром / ожеледі) за наявності обґрунтування використовуються полімерні ізолятори суцільнолітні з кремнійорганічною захисною оболонкою і наявністю індикатора перекриття [1].

Рекомендовані райони застосування опорних ізоляторів різної конфігурації для електроустаткування ВРУ наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Рекомендовані райони застосування опорних ізоляторів різної конфігурації для електроустаткування ВРУ

Конфігурація ізолятора	Характеристика районів забруднення
Фарфоровий зі звичайними ребрами з крапельницею	Райони із СЗ 1 – СЗ 3 за будь-яких видів забруднення
Фарфоровий з ребрами змінного вильоту з крапельницями	Райони із СЗ 3, СЗ 4 за будь-яких видів забруднення
Фарфоровий з ребрами ускладненої конфігурації	Райони із СЗ 4, СЗ 5 за забруднень, які не цементуються
Полімерний із гладенькими ребрами (плоскими й похилими)	Райони із СЗ 1 – СЗ 3
Полімерний із ребрами змінного вильоту	Райони із СЗ 3, СЗ 4 за забруднень, які не спричиняють старіння полімерної ізоляції, райони із СЗ 5 – за природних забруднень

Вибір скляних, порцелянових і полімерних ізоляторів та ізоляційних конструкцій треба виконувати за питомою нормованою довжиною шляху витоку залежно від ступеня забруднення (СЗ) у місці розташування електроустановки та її номінальної напруги. Полімерні ізолятори та ізоляційні конструкції з них потрібно перевіряти на відповідність 50 %-вій розрядній напрузі, значення якої наведено в табл. 2.2. Значення розрядних напруг промислової частоти в забрудненому й зволоженому стані повинні бути не нижче приведених.

Таблиця 2.2 – 50 %-ві розрядні напруги ізоляторів і гірлянд ПЛ напругою від 6 до 750 кВ, зовнішньої ізоляції електроустаткування та ізоляторів ВРУ напругою від 6 до 750 кВ у забрудненому та зволоженому стані

Номінальна напруга електроустановки, кВ	50 %-ві розрядні напруги, кВ (діючі значення)
6	8
10	13
20	26
35	45
110	110
150	150
220	220
330	315
500	460
750	685

Ступінь забруднення визначають залежно від характеристик джерел забруднення і відстані від них до електроустановки.

Поблизу промислових комплексів, а також у районах з накладанням забруднень від великих промислових підприємств, ТЕС і джерел зволоження з високою електричною провідністю визначати СЗ, як правило, треба за картою ступенів забруднення (КСЗ) – карта, яка районує територію розташування електроустановки за ступенями забруднення. Ділянки під ОРУ і траси проходження ПЛ в таких районах потрібно розміщувати поза зоною, в якій вітер має переважний напрямок від джерела забруднення.

Ізоляційна довжина лінійного ізолятора або гірлянди з ізоляторів будь-якого матеріалу (скло, фарфор, полімер) має відповідати вимогам табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Найменші ізоляційні відстані по повітрю (у просвіті) від струмопровідних до заземлених частин опори

Розрахункова умова	Найменша ізоляційна відстань, см, для ПЛ напругою, кВ								
	до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
Грозові перенапруги для ізоляторів:									
- штирових	15	25	35	—	—				
- підвісних	20	35	40	100	130	180	260	320	Не нормується
Внутрішня перенапруга	10	15	30	80	110	160	215	300	450/500*
Безпечне підняття на опору без відключення ПЛ	—	—	150	150	200	250	350	450	540/580*
Робоча напруга	—	7	10	25	35	55	80	115	160

* У знаменнику – проміжок «провід шлейфа – стояк анкерно-кутової опори», у чисельнику – усі проміжки, крім проміжку „провід – опора” для середньої фази, який повинен бути не менше ніж 480 см.

Найменші відстані на опорі між проводами ПЛ у місці їх перетину між собою в разі транспозиції, відгалужень, переходу з одного розміщення проводів на інше мають бути не менше від зазначених у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Найменша відстань між фазами на опорі

Розрахункова умова	Найменша ізоляційна відстань, см, для ПЛ напругою, кВ								
	до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
Грозові перенапруги	20	45	50	135	175	250	310	400	Не нормується
Внутрішні перенапруги	22	33	44	100	140	200	280	420	640*
Робоча напруга	10	15	20	45	60	95	140	200	280

* Якщо значення розрахункової кратності перенапруг є меншими ніж 2,1, то допустимі ізоляційні відстані перераховують пропорційно.

2.2 Вплив ступенів забруднення на ізоляцію ПЛ

Довговічність експлуатації полімерного ізолятора тісно пов'язана зі ступенем чистоти на поверхні ізоляторів, і треба відзначити, що для продовження терміну експлуатації необхідно все-таки вдаватися до очищення від утворюваних забруднень. Очищення ізоляторів виробляють різноманітними способами – вдаються до обмивання під високим тиском суцільнолитих і модульних полімерних ізоляторів, велика кількість конструкцій полімерних ізоляторів дозволяє застосовувати періодичну суху чистку. У разі сильного забруднення поверхні захисної оболонки ізолятора можна вдаватися до чищення дрантям або м'якою щіткою із застосуванням води. Необхідно відзначити, що як показує практика, в районах з мінімальною кількістю забруднень в атмосфері і екологічно чистих районах після проведених спостережень забруднення накопичуються на поверхні полімерного ізолятора, який знаходиться в експлуатації і підвішений в гірлянді ПЛ.

Ще однією проблемою є явище «крихкого зламу» стержня ізолятора. «Крихким зламом» називається явище, при якому відбувається хімічна реакція між склопластиком і активними хімічними речовинами, особливо кислотними розчинами. Пояснюючи іншими словами, крихке руйнування відбувається при обміні іонами скляної решітки з іонами кислот, в поєднанні з дією і механічним навантаженням. Слід додати, що активні речовини в різній концентрації знаходяться в повітрі і активно вступають в реакцію при звичайному атмосферному впливі. Так, наприклад, внаслідок проходження електричних розрядів у вологому повітрі, так звані струми витоку, утворюється азотна кислота, яка вступає в реакцію з іонами скляної решітки полімерного ізолятора. Як відзначають багато дослідників, які займаються вивченням властивостей переваг і недоліків полімерних ізоляторів, до хімічного руй-

нування більш схильні райони, у яких спостерігається підвищений вміст в атмосфері промислових і хімічних викидів, а також прилеглі райони з постійними вітрами, в складі яких присутній підвищений вміст безлічі видів солей [2].

2.2.1 Визначення ступеня забруднення в місці розташування ПЛ

Природними джерелами забруднення зовнішньої ізоляції електроустановок в Україні є ґрунти, Чорне і Азовське моря, а також озеро Сиваш. У районах з природними забрудненнями, які не зазнають впливу промислових забруднень, СЗ треба визначати наступним чином.

До районів із СЗ 1 треба відносити території з незасоленими і слабозасоленими ґрунтами, незалежно від їх дефляції, у тому числі сільськогосподарські райони, в яких застосовують хімічні добрива і хімічне оброблення рослин.

До районів із СЗ 2 треба відносити: – території з масивами середньозасолених ґрунтів (із вмістом водорозчинних хлоридних солей понад 1,5 % до 3 % включно і сульфатних – понад 1,5 % до 5 % включно) і території на відстані до 5 км від межі цих масивів, незалежно від дефляції ґрунтів;

– прибережну територію Чорного і Азовського морів на відстані 0,3 – 3,0 км від берегової лінії;

– прибережну територію озера Сиваш на відстані від 3 до 15 км від берегової лінії.

До районів із СЗ 3 треба відносити:

– території всередині масиву із сильнозасоленими дефлюючими ґрунтами (із вмістом водорозчинних хлоридних солей понад 3 % до 7% включно і сульфатних – понад 5% до 10 % включно);

– прибережну територію Чорного і Азовського морів до 0,3 км від берегової лінії;

– прибережну територію озера Сиваш на відстані від 0,3 км до 3,0 км від берегової лінії.

До районів із СЗ 4 відносять прибережну територію озера Сиваш на відстані 0,3 км від берегової лінії.

Розрахунковий вміст водорозчинних солей масиву визначають із урахуванням площ окремих ділянок засолених ґрунтів:

$$\mu = \frac{1}{F} \sum_{i=1}^n \mu_i \cdot F_i, \quad (2.1)$$

де μ_i – середній вміст водорозчинних солей ділянки засолених ґрунтів площею F_i ,

n – кількість поодиноких ділянок засолених ґрунтів в об'єднаному розрахунковому масиві;

F – площа об'єданого розрахункового масиву, позначена контуром окремих ділянок (масивів), які об'єднуються.

СЗ поблизу промислових підприємств треба визначати залежно від виду та розрахункового обсягу продукції, яку випускає підприємство, і відстані від електроустановки до джерела забруднення згідно з табл. 2.5 – 2.11 [3].

Таблиця 2.5 – Ступінь забруднення території поблизу хімічних підприємств і виробництв

Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м							
	До 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 2000	від 2000 до 2500	від 2500 до 3000	від 3000 до 5000	від 5000
До 10	1	1	1	1	1	1	1	1
Від 10 до 500	2	1	1	1	1	1	1	1
Від 500 до 1500	3	2	1	1	1	1	1	1
Від 1500 до 2500	3	3	2	1	1	1	1	1
Від 2500 до 3500	4	3	3	2	2	1	1	1
Від 3500 до 5000	5	4	3	3	3	2	2	1

Таблиця 2.6 – Ступінь забруднення території поблизу підприємств з виробництва целюлози й паперу

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м			
		до 500	від 500 до 1000	від 1000	від 1500
Виробництво целюлози та напівцелюлози	До 75	1	1	1	1
	Від 75 до 150	2	1	1	1
	Від 150 до 500	3	2	1	1
	Від 500 до 1000	4	3	2	1
Виробництво паперу	Незалежно від обсягу	1	1	1	1

Таблиця 2.7 – Ступінь забруднення території поблизу підприємств з виробництва целюлози й паперу

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м					
		до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 2000	від 2000 до 2500	від 2500
Виплавка чавуну та сталі	До 1500	2	1	1	1	1	1
	Від 1500 до 7500	2	2	2	1	1	1
	Від 7500 до 12000	3	2	2	2	1	1
Гірничозбагачувальні комбінати	До 2000	1	1	1	1	1	1
	Від 2000 до 5500	2	1	1	1	1	1
	Від 5500 до 10000	3	2	1	1	1	1
	Від 10000 до 13000	4	3	2	1	1	1
Коксохімвиробництво	До 5000	2	2	2	2	2	1
	Від 5000 до 12000	3	2	2	2	2	1
Виробництво феросплавів	До 500	1	1	1	1	1	1
	Від 500 до 700	2	2	1	1	1	1
	Від 700 до 1000	3	3	2	1	1	1
Виробництво магнетизійних виробів	Незалежно від обсягу	3	2	2	2	1	1
Прокат і оброблення чавуну та сталі	Те саме	2	1	1	1	1	1

Таблиця 2.8 – Ступінь забруднення території поблизу машинобудівних підприємств і виробництв

Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають	СЗ за відстані від джерела забруднення, м	
	до 500	від 500
Незалежно від обсягу	2	1

Таблиця 2.9 – Ступінь забруднення території поблизу підприємств легкої промисловості

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають	СЗ за відстані від джерела забруднення, м		
		до 250	від 250 до 500	від 500
Оброблення тканин	Незалежно від обсягу	3	2	1
Виробництво штучних шкір і плівкових матеріалів	Те саме	2	1	1

Таблиця 2.10 – Ступінь забруднення території поблизу ТЕС і промислових котелень

Вид палива	Потужність, МВт	Висота димових труб, м	СЗ за відстані від джерела забруднення, м					
			до 250	від 250 до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 3000	від 3000
Вугілля за зольності, меншої ніж 30%; мазут, газ	Незалежно від потужності	Будь-яка	1	1	1	1	1	1
Вугілля за зольності, більшої ніж 30%	До 1000	Те саме	1	1	1	1	1	1
	Від 1000 до 4000	До 180	2	2	2	1	1	1
		Від 180	2	2	1	1	1	1
Сланець	До 500	До 180	4	3	2	2	2	1
	Від 500 до 2000	Від 180	3	3	2	2	2	1

Таблиця 2.11 – Ступінь забруднення території поблизу підприємств з виробництва газів і перероблення нафтового газу

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, яку випускають	СЗ за відстані від джерела забруднення, м		
		до 500	від 500 до 1000	від 1000
Виробництво газів	Незалежно від обсягу	2	1	1
Перероблення нафтового газу	Те саме	3	2	1

Розрахунковий обсяг продукції визначають складанням усіх видів продукції, що випускає підприємство, під час виробництва якої викиди забруднюючих речовин в атмосферу є небезпечними для роботи ізоляції електроустановок. СЗ у зоні викидів діючого або новоспоруджуваного підприємства треба визначати за найбільше річним обсягом продукції з урахуванням перспективного плану розвитку підприємства (але не більше ніж на 10 років уперед).

За наявності на одному підприємстві декількох джерел забруднення (цехів) розрахунковий обсяг продукції треба визначати для кожного цеху окремо. Якщо джерела викидів забруднюючих речовин від окремих цехів віддалено між собою більше ніж на 1000 м, то річний обсяг продукції необхідно визначати окремо для цих виробництв та іншої частини підприємства. Межею забруднення є крива, яка огинає всі місця їх викидів.

Довжину шляху витоку ізоляторів та ізоляційних конструкцій у сантиметрах визначають за формулою:

$$L = \lambda_H \cdot U \cdot K, \quad (2.1)$$

де λ_H – питома нормована довжина шляху витоку, см/кВ.

U – найбільша робоча міжфазна напруга, кВ;

K – коефіцієнт використання.

Питомі нормовані довжини шляхів витоку залежно від ступенів забруднення (СЗ) та номінальної напруги мережі наведено в табл. 2.12. Позначення СЗ 1, СЗ 2, СЗ 3 та СЗ 4 відповідають позначенням I, II, III і IV у міждержавному ГОСТ 9920-89 і позначенням b, c, d, e, наведеним у IEC/TS 60815-1:2008 [3].

Коефіцієнти використання (К) довжини шляху витоку, які враховують особливості конструкції полімерних ізоляторів і гідрофобні властивості їх захисної оболонки, необхідно визначати залежно від СЗ за табл. 2.6.

Вибрані полімерні ізолятори за питомою нормованою довжиною шляху витоку із застосуванням коефіцієнтів використання за табл. 2.13 мають пройти перевірку на відповідність 50 %-вим розрядним напругам (табл. 2.2). У разі вибору полімерних ізоляторів за коефіцієнтами використання, які застосовують для визначення довжини шляху витоку фарфорових і скляних ізоляторів, довжина шляху витоку полімерних ізоляторів може становити запас від 3 % до 10 % у районах із СЗ 1 – СЗ 3 і більше 10 % (до 30 %) – у районах із СЗ 4 і СЗ 5.

Таблиця 2.12 – Питома нормована довжина шляху витоку (λ_H) підтримувальних гірлянд ізоляторів із скла, фарфору і полімерних матеріалів, штирових ізоляторів на металевих і залізобетонних опорах ПЛ, зовнішньої ізоляції ВРУ і електроустановок залежно від СЗ і номінальної напруги мережі для електроустановок, розміщених на висоті до 1000 м над рівнем моря

Ступінь забруднення	λ_H , см/кВ (не менше), номінальної напруги мережі, кВ		Відповідність питомої поверхневої провідності забруднення ізоляції (χ) СЗ, мкСм/см, не менше
	6-35	110-750	
1	1,9	1,6	5
2	2,35	2,0	10
3	3,0	2,5	20
4	3,5	3,1	30
5	4,2	3,7	50

Таблиця 2.13 – Коефіцієнти використання (К) довжини шляху витoku лінійних стрижневих полімерних ізоляторів із силіконовою захисною оболонкою

Клас напруги, кВ	Коефіцієнт використання залежно від СЗ				
	1	2	3	4	5
35	1,02	1,00	0,95	0,90	0,80
110	1,02	1,05	1,00	0,86	0,73
150	1,02	1,03	0,98	0,85	0,72
220	1,02	0,97	0,93	0,82	0,70
330	1,02	0,95	0,93	0,81	0,70
500	1,02	0,93	0,91	—	—
750	1,02	0,93	0,91	—	—

2.3 Переваги та конструктивні особливості композитних ізоляторів

Основними перевагами композитних ізоляторів у порівнянні з ізоляторами з кераміки й скла є:

- істотне зменшення ваги ізолятора;
- підвищення механічних і електричних характеристик;
- висока працездатність в умовах забрудненої атмосфери;
- можливість створення компактних електроустановок;
- зручність транспортування й монтажу;
- підвищені антивандальні властивості.

Незважаючи на зовнішню простоту, композитні ізолятори являють собою досить складну конструкцію, що піддається комбінованим механічним і електричним навантаженням, а також впливу навколишнього середовища.

В 1992 році був уперше розроблений Стандарт МЕК 1109, що поширювався на лінійні підвісні й натяжні ізолятори, а також міжфазні розпірки ПЛ. Відповідно до даного стандарту створювалася основна маса полімерних композитних ізоляторів останнього часу. Виходячи з визначення, наведеного в цьому стандарті, композитні ізолятори являють собою конструкцію, що складається з окремих елементів (спідниць) змонтованих на стрижні із проміжним шаром або без нього, або з оболонки, відлітої цільно безпосередньо на стрижні [4]. Один з варіантів конструкції композиційного ізолятора показаний на рис. 2.3.

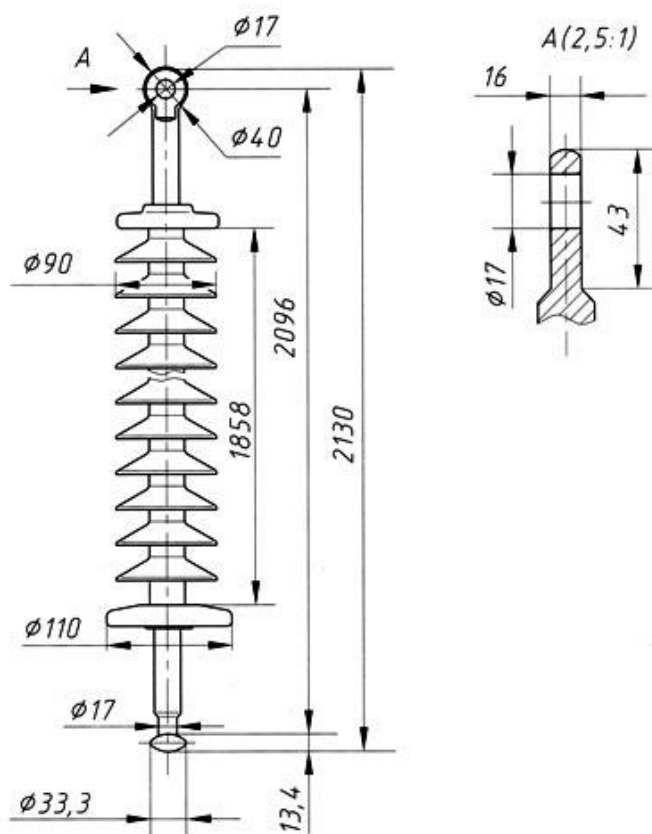


Рис. 2.3 – Конструкція композиційного ізолятора

Стрижень ізоляторів виконує подвійну роль, забезпечуючи задані ізоляційні й механічні характеристики. У лінійних підвісних ізоляторах центральний стрижень складається з аксіально-орієнтованих (уздовж осі ізолятора) скляних ниток, скріплених разом за допомогою епоксидної смоли. 75 % ваги стрижня становлять нитки малолужного скла типу Е. Діаметр ниток лежить у межах від 5 до 20 мкм. Смола може бути поліефірною або епоксидною. Епоксидна смола має більш високі механічні характеристики, але через більш низьку вартість найчастіше застосовують поліефірні смоли. Склопластикові стрижні різних діаметрів і довжини виготовляють шляхом протягання через нагріту формуючу фільтру склоровинга, попередньо просоченого епоксидним компаундом.

Оболонка, що є ізолюючим елементом, забезпечує необхідну довжину шляху витоку й захищає стрижень від атмосферних впливів. У цей час для виготовлення

оболонки широко використовують наступні матеріали: епоксидні смоли (компаунди); вуглеводні еластomers; силіконові еластomers. Однак окремі підприємства виготовляють ізолятори й з іншими матеріалами захисної оболонки.

Проміжний шар, який виготовляють з ізолюючого матеріалу, необхідний для поліпшення адгезії матеріалу оболонки й матеріалу стрижня, а також для ізоляції поверхні розділу різних полімерних матеріалів.

«Спідниця» є виступаючим елементом оболонки, призначеним для збільшення довжини шляху витoku.

Конфігурація «спідниць», що використовують в композитних ізоляторах, досить різноманітна. На перших ізоляторах «спідниці» робили ребристими за зразком порцелянових довгостержневих підвісних ізоляторів. Застосовувалась також конусна форма «спідниць» для забезпечення великої довжини шляху витoku. «Спідниці» такої конфігурації легко віддаляються з виготовлювальної форми, коли відливаються поштучно. Однак з переходом від модульних виливків до цільновідливної оболонки форма застосовуваних «спідниць» стала у більшості фірм слабкоконічною. Основною причиною переходу до такої форми «спідниці» було забезпечення вилучення її без ушкоджень із відливальної форми. В останні роки найчастіше застосовують гладкі профілі «спідниць», які краще очищаються від забруднення вітром і опадами.

Більшість передових фірм для підвищення терміну служби ізоляторів, особливо для більш високих напруг, відмовилося від модульної відливки й перейшли на відливки оболонок, які вулканізуються на стрижні цілком за один технологічний цикл. Причин для такого переходу існує декілька. У модульних оболонках, через корону в просторі між «спідницями» і ерозії, викликані поверхневими розрядами, часто утворюються мікропровідні канали між окремими «спідницями», що призводить до виходу їх з роботи. Відомі випадки, коли такі канали проникали безпосередньо до склопластикового стрижня й були причиною його трекінгу. Крім того, у модульних конструкціях для заповнення повітряних порожнин між «спідницями» використовують сполучні компаунди (силіконова мазь, силіконовий гель), які ви-

діляють масло, що сприяє нагромадженню забруднень на стиках між «спідницями». Герметики типу епоксидних смол не утворюють постійного зв'язку з еластичними матеріалами, тому модульні з'єднання механічно розділяються за короткий проміжок часу через вплив вологи.

Окремо сформовані «спідниці» або групи «спідниць», які насаджуються на стрижень ізолятора, звичайно мають менший внутрішній діаметр, ніж діаметр стрижня. Установку таких «спідниць» на стрижень найчастіше виконують шляхом натяжки, при цьому знижується кількість компаунду, необхідного для заповнення повітряного проміжку між стрижнем і оболонкою. Це призводить до механічних навантажень у «спідницях» і зменшує термін служби ізоляторів [4].

2.3.1 Металева арматура для з'єднання ізолятора з проводом

Металева арматура (окільцевателі) призначена для з'єднання композитного ізолятора із проводом, несучою конструкцією (наприклад, опорою ПЛ), елементом електроустановки (наприклад, шиною або з іншим ізолятором).

Окільцевателі композитних ізоляторів виготовляють з литого, штампованого алюмінію, ковкого чавуну або сталі. Для забезпечення необхідної механічної міцності окільцевателі прикріплюють до стрижня різними способами – обпресуванням, заливанням епоксидним компаундом, або з використанням металевого клина. Коли обпресування виконують рівномірно по колу окільцевателя, ізолятор має більшу розривну міцність на одиницю поперечного перерізу сердечника, ніж при використанні класичного конічного окільцевателя. Однак, якщо пресформа зношена або використовується тільки двостороннє обпресування шестигранною матрицею, може відбутися злам стрижня ізолятора. Найбільш вдале закладення стрижня ізолятора в окільцеватель відбувається під час обпресування круглою матрицею методом витяжки. У цьому випадку в стрижні ізолятора не утворюються мікротріщини. Ці тріщини, як правило, не можуть бути виявлені під час приймальних випробувань, а дефект проявляється вже в експлуатації.

У клинових, рідко застосовуваних, конструкціях окільцевателів створюються механічні навантаження, що передаються до центра стрижня. Вони можуть привести до утворення в сердечнику тріщин при досить малих крутних навантаженнях. Ізолятори з такими окільцевателями потребують особливої обережності під час монтажу й експлуатації [4].

2.3.2 Перекриття ізолятора електричною дугою

При перекритті ізолятора електричною дугою на окільцевателях, де розташовуються опорні точки дуги, концентрується тепло. У конструкціях з обтисненням при нагріванні окільцевателі розширюються, тому їхнє з'єднання із стрижнем послабляється. У клейових епоксидних конструкціях розкладання клейової частини є типовою причиною пошкодження. У клиновій конструкції нагрівання стрижня призводить до пошкодження у результаті розклинення. На багатьох конструкціях окільцевателів установлюються додаткові металеві диски (кільця) що охороняють окільцевателі від концентрованої в опорних точках теплової енергії дуги. Ізолятори більш високих класів напруги забезпечуються захисною арматурою для вирівнювання розподілу напруги. Однак у деяких випадках ця арматура може сильно ушкоджуватися від дії силової дуги. Якщо таке кільце не замінити відразу після його ушкодження, це може призвести в дуже короткий час до серйозного «коронного» ушкодження в ізоляторі [4].

2.3.3 Недоліки композиційних лінійних ізоляторів

До недоліків композиційних лінійних стрижневих підвісних ізоляторів слід віднести:

- неможливість роботи стрижня при складних навантажувальних режимах, що представляють собою розтягання у сполученні із крутінням, стиском або вигинном;
- неявність місць перекриття, пробою, трекінгу й ерозії стрижня;

- необхідність повної заміни при пошкодженні;
- необхідність транспортування й зберігання за допомогою нестандартної тари.

Однак, аналіз даних, отриманих у процесі експлуатації цих ізоляторів, дозволяють зробити висновок, що ізолюючі конструкції на основі композиційних ізоляторів цілком задовольняють вимогам щодо забезпечення надійності ліній електропередавання. Це визначає доцільність їхнього застосування, як для ремонтних цілей, так і для нового будівництва, особливо в мережах напругою 110 кВ, що перебувають у зонах інтенсивного забруднення, а також у мережах напругою 330 і 750 кВ і вище [4].

2.4 Ізолятори підвісні ЛКЦ для ЛЕП

Ізолятори лінійні підвісні стрижневі ЛКЦ (ЛК), зображено на Рис. 2.4, призначені для кріплення ізоляції проводів повітряних ліній електропередавання, розподільних пристроїв електростанцій і підстанцій змінного струму, напругою 35-330 кВ.

В умовному позначенні ізоляторів букви і цифри означають:

Л – стрижневий підвісний лінійний;

К – матеріал захисної оболонки (кремнійорганічна гума);

Ц – цільнолита захисна оболонка;

70 або 120 – нормована руйнівна механічна сила при розтягуванні, кН;

35, 110, 150, 220, 330 – номінальна напруга ліній електропередавання, кВ;

2 3 4 5 - район застосування ізоляторів за ступенем забрудненості атмосфери (СЗА);

А, Б... – модифікація конструкції.

Полімерні ізолятори для високовольтних ліній електропередавання, виробляються СОУ МПЕ 40.1.51.301:2004 і ГОСТ 28856 по ТУ У 31.6-34974747-002: 2007, узгодженим з Департаментом з питань електроенергетики Міністерства палива та вугільної промисловості України.



Рис. 2.4 – Лінійний підвісний стрижневий ізолятор

Використання композитних ізоляторів в енергетичній сфері було запропоновано шістдесятих роках. Головною ідеєю було застосування різних комбінацій матеріалів, які якісно відповідали б за функціональність виробів для ізоляції, повністю відповідаючи міцності і електротехнічним властивостям цих матеріалів.

На зміну порцеляновим і скляним ізоляторам прийшли полімерні ізолятори типу ЛКЦ (лінійний кремнійорганічний суцільнолитий) – найсучасніше і безпечне рішення. Найголовнішими відмінностями є технічні та електричні характеристики – один ЛКЦ здатний замінити гірлянду скляних/фарфорових ізоляторів типу ПС і ПФ з напругою ПЛ від 35 до 330 кВ. На Рис. 2.5 показано ізолятор типу ПС 70 Е, де D – діаметр тарілчастого ізолятора, H – висота ізоляційної частини стрижневого ізолятора.

Завдяки малій вазі виробів і простій, але надійній структурі, ізолятори легко монтувати і транспортувати. Складовими частинами цього виробу є: скло пластиковий стрижень, який відповідає за механічне навантаження, кінцевої арматури (виготовляється з алюмінієвих сплавів або ковкої сталі) і захисної гумової оболонки, яка дозволяє застосовувати високовольтний ізолятор в районах із забрудненою атмосферою і погодними умовами, наближеними до екстремальних.

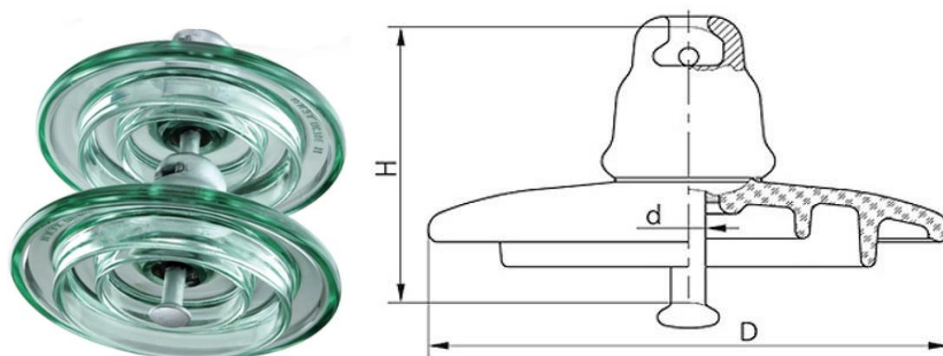


Рис. 2.5 – Скляний ізолятор ПС 70Е

Велике розмаїття виконань фланців ізолятора, таких як товкач, гніздо, серезка і їх комбінацій, дозволяє без значних зусиль замінити застарілі аналоги на високовольтних лініях, не замінюючи арматуру. Параметри ЛКЦ та прийняті до заміни аналоги для ЛЕП напругою 110 кВ приведені в табл. 2.14. На Рис. 2.6 та Рис. 2.7 зображено конструктивне виконання зазначених ізоляторів та їхніх розмірів. Завдяки практично повністю механізованому процесу виробництва і порівняно недорогій сировині вдалося домогтися мінімальних витрат ресурсів і часу на виготовлення. Термін служби виробу становить тридцять років [5].

Таблиця 2.14 – Параметри ЛКЦ

Ізолятор	Номінальна напруга, кВ	Мінімальна руйнівна сила, кН	Довжину шляху витoku, см.	Маса, кг	Ізолятор, прийнятий до заміни
ЛКЦ 70/110-4	110	70	252	2,75	ПС-70Е-8 шт.
ЛКЦ 70/110-3		70	264	3,65	ПС-70Е-8 шт.
ЛКЦ 120/110-3		120	254	3,8	ПС-120Б-8 шт.
ЛКЦ 120/110-7		120	350	5,5	ПСВ-120Б-8 шт.

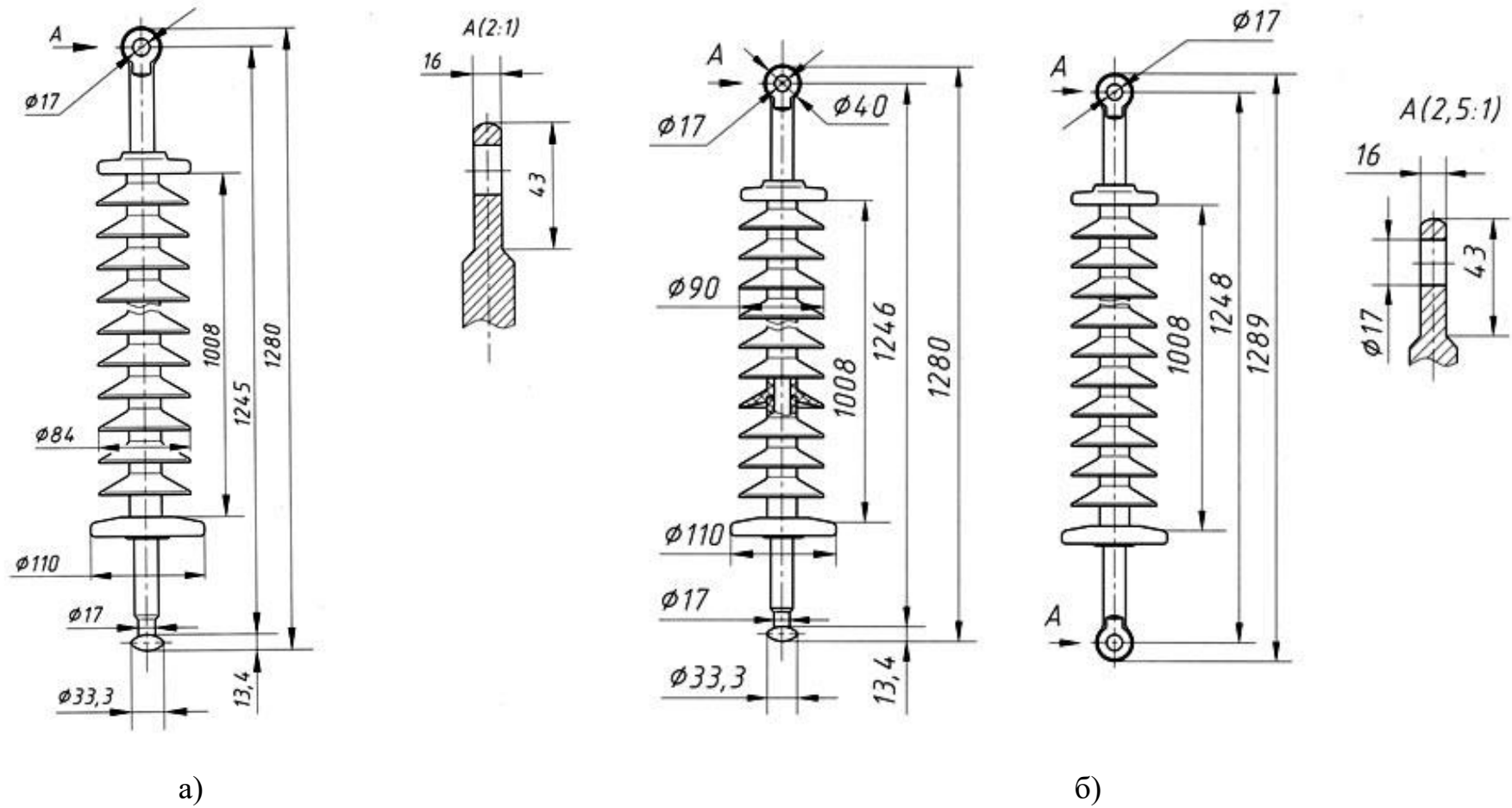


Рис. 2.6 – Лінійні підвісні стрижневі полімерні ізолятори ЛКЦ-70: а) 110-4; б) 110-3

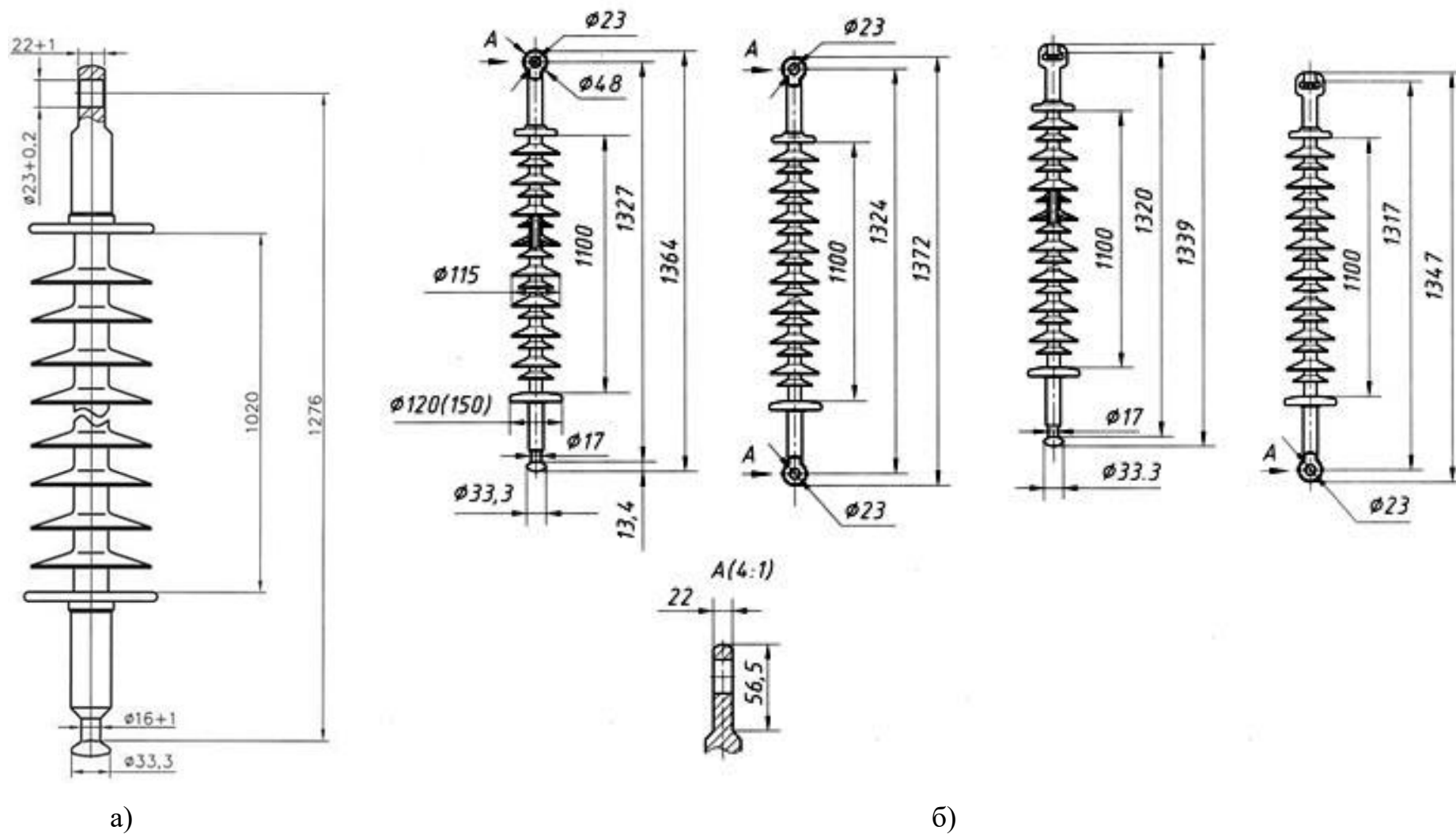


Рис. 2.7 – Лінійні підвісні стрижневі полімерні ізолятори ЛКЦ-120: а) 110-3; б) 110-7

2.4.1 Перевірка ізоляції ліній електропередавання

Під час експлуатації електрообладнання оцінка стану діелектричних шарів проводиться:

- постійно;
- періодично.

Постійний аналіз якості ізоляції в автоматичному режимі здійснюють спеціальні пристрої контролю. Вони налаштовані таким чином, що заміряють дуже малу в нормальному режимі величину струмів витоків. Коли виникає порушення діелектричного шару, то ці струми зростають, а момент їх переходу через критичне значення фіксується релейною струмовою схемою з видачою команди на сигналізацію для оповіщення оперативного персоналу.

Періодичний контроль стану ізоляції електрообладнання, включаючи лінії електропередавання, покладено на спеціально сформовані електричні лабораторії, що здійснюють високовольтні перевірки у вигляді вимірювань і випробувань спеціалізованими пересувними або стаціонарними установками.

Технічний персонал таких лабораторій в енергосистемі виділено в окремі підрозділи, названі службою ізоляції. Вона під керівництвом начальника займається плановими випробуваннями діючого енергетичного обладнання та ліній електропередавання і зобов'язана перед кожним введенням будь-яких пристроїв, на яких проводились профілактичні роботи з розбиранням схеми, представляти письмовий висновок про готовність ділянки яка вводиться до витримування ізоляцією високовольтного навантаження [4].

2.5 Передумови виконання ПЛ-110 кВ ізольованими

Повітряні лінії електропередавання (ЛЕП, ПЛ, ПЛЗ) при проектуванні, будівництві, технічному переозброєнні та експлуатації повинні задовольняти вимоги надійності, економічності і екологічності протягом всього терміну служби. Конструктивні рішення і матеріали елементів повітряних ліній електропередавання повинні дбати про безпеку розрахункових параметрів, що характеризують надійність і

сприяти зниженню втрат електроенергії при її передачі. При проектуванні необхідно прагнути скорочення площі відведення земель під ПЛ у постійне користування, застосування сталевих багатограних, вузькобазих ґратчастих, залізобетонних секціонованих або композитних опор ПЛ, створення компактних ПЛ і орієнтуватися на використання передових, безпечних методів будівництва, експлуатації та ремонту.

Проектування конструктивної частини ПЛ здійснюється відповідно до діючих норм із застосуванням, як правило, уніфікованих опор і фундаментів, стандартних марок проводів, тросів, лінійної арматури і ізоляторів.

Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії при її передачі досягається використанням захищених проводів на ПЛ.

На ПЛЗ напругою 0,4; 6 – 10 і 20 кВ понад 50 років використовуються проводи із захисною ізоляцією. Однак сучасна практика проектування і будівництва ПЛЗ потребує застосування захищених проводів також на лініях з рівнями напруги 35 і 110 кВ в умовах щільної міської забудови, що відповідає вимогам CENELEC EN 50397-1 і EN 50397-3.

Розробка проводу з захисною ізоляцією для повітряних ліній електропередавання на напругу 110 кВ була викликана необхідністю пошуку альтернативного рішення у випадках, коли прокладання кабельної лінії або неможливо, або економічно недоцільно, а монтаж повітряної лінії, яка виконана неізольованими проводами, екологічно неприпустима. Захищені проводи 110 кВ затребувані при проектуванні ліній поблизу населеної місцевості або безпосередньо через неї, через паркові зони і т.д.

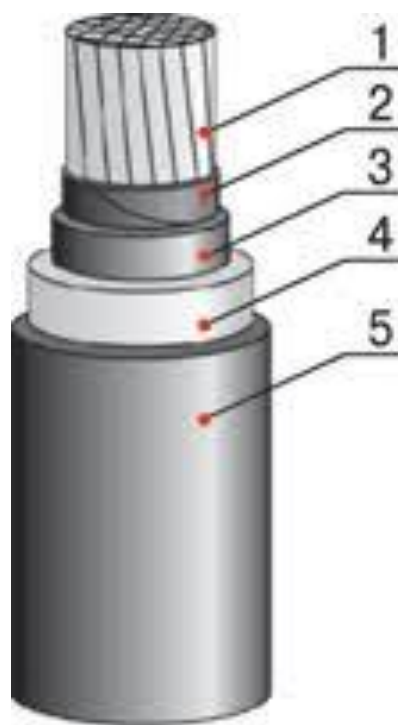
Порівняно з повітряними лініями, виконаними неізольованими проводами, лінії, які виконані захищеними проводами, мають ряд переваг: можливе зближення фазних проводів на відстань до 1 метра, зближення проводів дозволяє зменшити розсіювання магнітного поля в 6-10 разів в залежності від умов підвісу та зовнішніх факторів. Ізольовані проводи значно менше покриваються мокрим снігом і ожеледдю; виключаються випадки короткого замикання проводів від схрещування проводів; зменшуються або виключаються втрати на корону [6].

Самонесучі ізолювані проводи (СП) застосовуються для повітряних розподільних мереж низької та середньої напруги замість неізолюваних алюмінієвих і сталевих проводів. Вони застосовуються при будівництві повітряних ліній електропередавання до 1 кВ і 6-110 кВ при температурі від -45 до +50 ° С.

Переваги самонесучих ізолюваних проводів:

- можливість застосування опор діючих проектів і нових опор меншої висоти;
- висока надійність і безперебійність енергозабезпечення споживачів;
- відсутність коротких замикань між проводами фаз, випадкових перекриттів;
- мала ймовірність замикання на землю;
- зменшення відстані між проводами на опорах і в прольоті; зменшення ширини просіки при будівництві; відсутність утворення ожеледі на проводах; загальне зниження енергетичних втрат в лініях електропередавання;
- скорочення трудовитрат при будівництві ліній;
- скорочення загальних експлуатаційних витрат за рахунок зменшення обсягів аварійно-відновлювальних робіт.

Проводи, що використовуються для мереж середньої напруги, зазвичай виготовлені з алюмінієвого сплаву і покриті ізолюючим матеріалом товщиною приблизно 2 мм, виготовленим з чорного, стійкого до атмосферних опадів зшитого поліетилену. При високій напрузі одного ізолюючого шару недостатньо, що зумовило розробку нових типів проводів. Провід з низьким рівнем електромагнітних завад типу LMF SAX застосовувався в перших лініях напругою 110 кВ. Він був виготовлений з алюмінієвого сплаву і мав площу поперечного перерізу 355 мм², в якості ізолюючого покриття використовувався потрійний шар пресованого зшитого поліетилену. Вага одного кілометра такого проводу становить 1650 кг. На рис.2.8 показана конструкція ізолюваного проводу SAX 110 кВ, який застосовується для ПЛ напругою 110 кВ.



1 – скручена ущільнена жила з алюмінієвого сплаву, захищеного від попадання води спеціальним набухаючим порошком; 2 – напівпровідникова набухаюча стрічка, загорнута навколо проводу; 3 – екструдований напівпровідний шар товщиною 1,5 мм; 4 – екструдований ізоляційний шар, виготовлений із зшитого поліетилену товщиною 5,0 мм; 5 – оболонка з чорного зшитого поліетилену, охороняє від атмосферних впливів і від пробою, товщиною 1,5 мм

Рис. 2.8 – Конструкція проводу LMF SAX 355

Технічні характеристики проводу LMF SAX 355 наведені в табл.2.15.

Таблиця 2.15 – Технічні характеристики LMF SAX 355

Характеристика	Величина	Значення
Поперечний переріз	мм ²	355
Опір постійному струму при t=20°C	Ом/км	0,0949
Руйнівне навантаження	кН	108
Маса	кг/км	1730
Діаметр	мм	39

Висновки до розділу 2

Найбільшою механічною міцністю володіють полімерні (склопластикові) ізолятори, що робить їх застосування вельми перспективним. До числа переваг полімерних ізоляторів також можна зарахувати – високу стійкість до атмосферних забруднень, гідрофобність, простоту і зручність монтажу, високу стійкість до перенапруг, висока вандалостійкість, а також полімерні ізолятори мають знижену вагу (більше ніж на 90%) у порівнянні зі скляними і порцеляновими ізоляторами.

Склопластиковий стержень захищається від зовнішніх впливів захисною оболонкою, стійкою до ультрафіолетового випромінювання і хімічних впливів. Полімерні ізолятори дозволяють замінити гірлянди скляних і фарфорових ізоляторів.

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

3.1 Загальні відомості та вхідні дані

Проектована підстанція, що розташована у пункті 5 номінальною напругою 110/35/10, до якої підходять дві повітряних лінії на сталевих опорах з перерізами на ділянках 5-7 та 3-5 відповідно АС – 120/19 та АС – 120/19 мм².

Дана підстанція є вузловою на якій встановлено два паралельно працюючі трансформатори типу ТДТН – 16000/110. Відкритий розподільчий пристрій (ВРП 110 кВ) виконаний за схемою (110-3).

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 струмів короткого замикання

Для розрахунку струмів короткого замикання використано програму PowerFactory, мережу наведено на рис. 3.1. При заданні параметрів мережі провідності не задавалися, аби не спотворювати розрахунок струмів КЗ. Опори нульової послідовності для одноколових ЛЕП прийнято в 2 рази більшими за опори прямої, а для двоколових – в 4.7 рази. Трансформатори на ПС не задаються і КЗ за ними буде розраховано окремо.

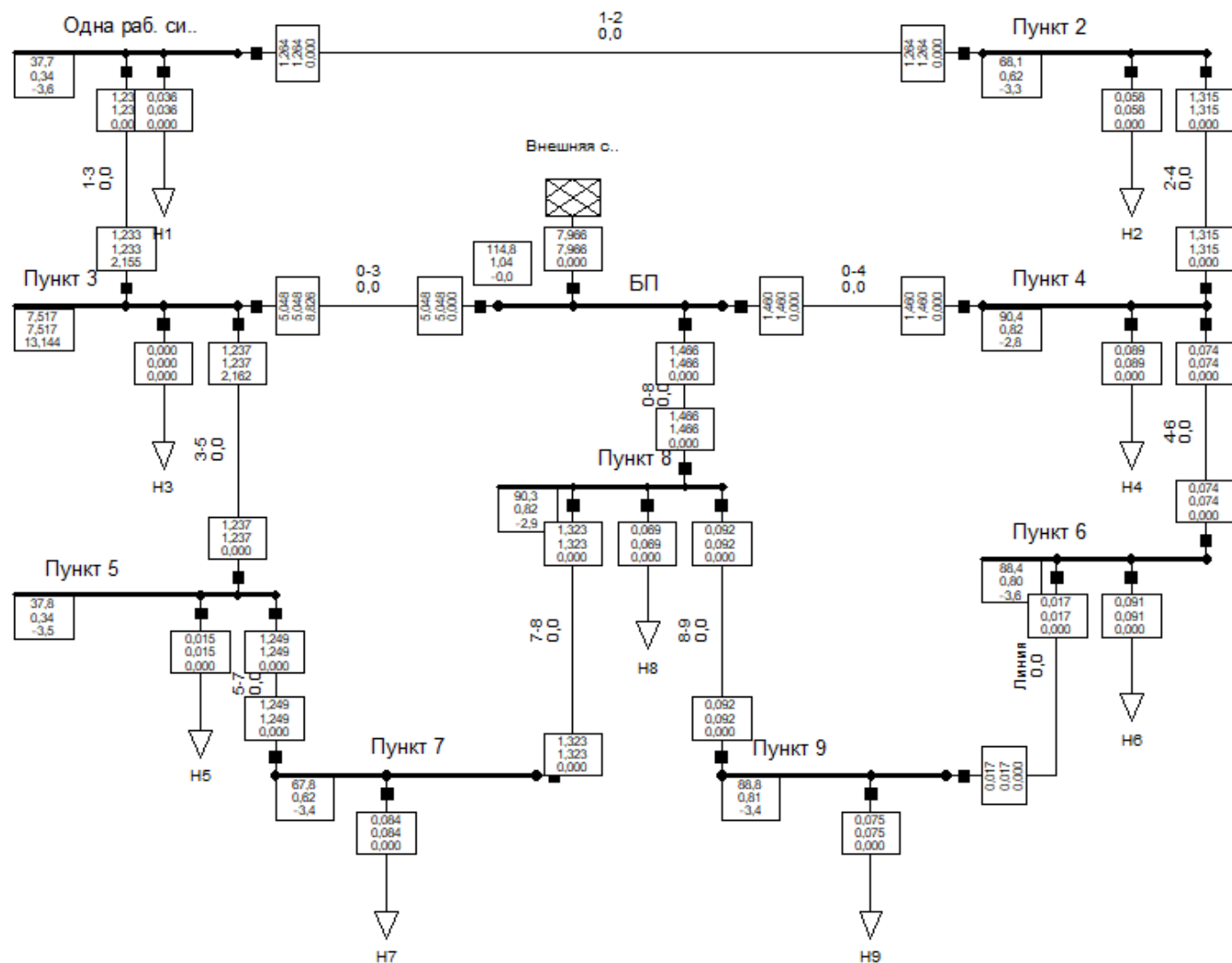


Рис. 3.1 – Схема мережі в програмі PowerFactory

Розрахунок струмів КЗ виконано повним методом (рис. 3.2).

Рис.3.2 – Налаштування для розрахунку струму КЗ в PowerFactory

За результатами розрахунку мережі отримано наступні значення періодичних струмів КЗ на шинах 110 кВ 3-го пункту:

- трифазне КЗ $I^{(3)}=7.517$ кА;
- міжфазне двофазне КЗ $I^{(2)}= 6.51$ кА;
- однофазне КЗ на землю $I^{(1)}=5.570$ кА.

Ударний струм КЗ:

$k_y = 1.7$ - ударний коефіцієнт.

$$I_{y110} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{110}^{(3)} = 1.7 \cdot \sqrt{2} \cdot 7.517 = 18.072 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n110} = I_{110}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 7.517 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1.7 - 1)^2} = 10.577 \text{ кА.}$$

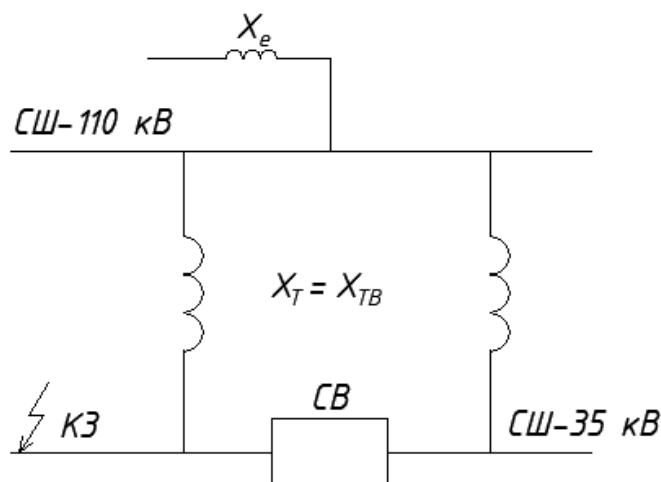


Рис. 3.3 – Однолінійна схема з'єднання шин 35 кВ

Приведене значення трифазного струму КЗ до сторони 35 кВ:

$$I_{35}^{(3)} = I_{110}^{(3)} \cdot U_{ВН} / U_{СН} = 7.517 \cdot 110 / 38.5 = 21.477 \text{ кА};$$

Приведено розрахунки за умови вимкненого СВ. Еквівалентний опір зовнішньої мережі приведений до сторони СН:

$$x_{e35} = \frac{U_{CH}}{\sqrt{3} \cdot I_{35}^{(3)}} = \frac{38.5}{\sqrt{3} \cdot 21.477} = 1.035 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір трансформатора, встановленого в п. 5 для сторони СН було визначено в розділі 1, приведений до сторони 110 кВ він становить:

$$x_{Т-р} = 49.594 \text{ Ом.}$$

Періодична складова струму КЗ по стороні СН за трансформатором:

$$I_{35Т}^{(3)} = \frac{U_{CH}}{\sqrt{3} \cdot (x_{e35} + x_{Т-р})} = \frac{38.5}{\sqrt{3} \cdot (1.035 + 49.594 \cdot (38.5 / 110)^2)} = 3.126 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ за трансформатором по стороні СН:

$$k_y = 1.8$$

$$I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{35Т}^{(3)} = 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3.126 = 7.958 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє для сторони СН:

$$I_{n35} = I_{35T}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3.126 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1.8 - 1)^2} = 4.72 \text{ кА.}$$

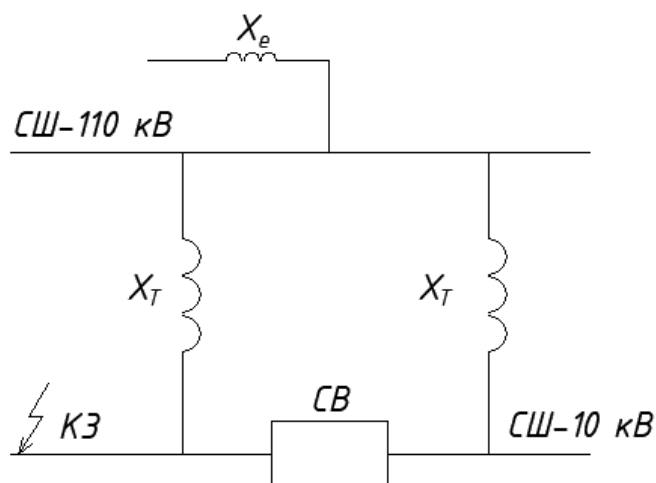


Рис. 3.4 – Однолінійна схема з'єднання шин 10 кВ

Приведене значення трифазного струму КЗ до сторони 10 кВ:

$$I_{10}^{(3)} = I_{110}^{(3)} \cdot U_{ВН} / U_{НН} = 7.517 \cdot 110 / 10.5 = 78.75 \text{ кА};$$

Приведено розрахунки за умови вимкненого СВ. Еквівалентний опір зовнішньої мережі приведений до сторони СН:

$$x_{e10} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot I_{10}^{(3)}} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 78.75} = 0.077 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір трансформатора, встановленого в п. 5 для сторони НН було визначено в розділі 1, приведений до сторони 110 кВ він становить:

$$x_{T-p} = 140.516 \text{ Ом.}$$

Періодична складова струму КЗ по стороні СН за трансформатором:

$$I_{10T}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot (x_{e10} + x_{T-p})} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot (0.077 + 140.516 \cdot (10.5 / 110)^2)} = 4.466 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ за трансформатором по стороні НН:

$$I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{10T}^{(3)} = 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4.466 = 11.369 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє для сторони НН:

$$I_{n10} = I_{10T}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 4.466 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1.8 - 1)^2} = 6.744 \text{ кА.}$$

Аналогічні розрахунки виконуються для ввімкненого секційного вимикача, вони наведені у табл. 3.1. Міжфазні струми КЗ відрізняються від трифазних в $\sqrt{3}/2$.

Таблиця 3.1 – Струми короткого замикання для пункту 5

Місце та умова КЗ		Вид КЗ	I_{no} , кА	I_{yo} , кА	I_n , кА
ВРП – 110 кВ		трифазне	7.517	18.072	10.577
		двофазне	6.51	15.651	9.16
		однофазне	5.57	13.391	7.838
ВРП-35 кВ	ШСВ вимк.	трифазне	3.126	7.958	4.72
		двофазне	2.707	6.892	4.088
	ШСВ увімк.	трифазне	5.458	13.894	8.241
		двофазне	4.727	12.032	7.137
ЗРП-10 кВ	ШСВ вимк.	трифазне	4.466	11.369	6.744
		двофазне	3.868	9.846	5.841
	ШСВ увімк.	трифазне	8.453	21.518	21.518
		двофазне	7.321	18.636	11.054

3.3 Вибір та перевірка електрообладнання підстанції

Вибір обладнання для підстанції виконано згідно умов, які наведено нижче.

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:

$$I_{no} \leq I_{np.c}, i_y \leq i_{np.c},$$

де $I_{np.c}$ - діюче значення наскрізного струму КЗ для обладнання даного типу;

Термічна стійкість:

$$I_{no}^2 (t_{вимк.} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_T,$$

де $I_{no}^2 (t_{вимк.} + T_a)$ - розрахункове значення теплового імпульсу;

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

Вибір вимикача 110 кВ:

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

Обрано вимикач типу ВГТ-110П40/2500У1, результат перевірки вимикача наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Результат перевірки вимикача 110 кВ

Розрахункові параметри	Паспортні характеристики
$U = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 175,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{no} = 24.206 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 58.195 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 585.93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{nt} = 34.061 \text{ кА}$	$I_{вимк.ном} = 40 \text{ кА}$

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

Вибір вимикача 35 кВ за довгостроковим припустимим струмом:

$$I_{max} = \frac{S_{CH}}{\cos \varphi_{CH} \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{4.706 \cdot 10^3}{0.85 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 91.328 \text{ А.}$$

До встановлення прийнято елегазовий вимикач ВГБ-35. Результати його перевірки наведено в табл. 3.3.

Виконано розрахунок значення довгострокового припустимого струму через вимикач задля вибору вимикача 10 кВ:

$$I_{\max} = \frac{S_{HH}}{\cos \varphi_{HH} \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{20.69 \cdot 10^3}{0.87 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1373.032 \text{ А.}$$

Обрано вимикач типу ВВТЕ-М10-1500-20, результат перевірки вимикача наведено в табл. 3.4.

Таблиця 3.3 – Результат перевірки вимикача 35 кВ

Розрахункові параметри	Паспортні характеристики
$U = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 91.328 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{но}} = 9.157 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 14 \text{ кА}$
$i_y = 23.309 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 35 \text{ кА}$
$B_k = 24.049 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{нт}} = 13.836 \text{ кА}$	$I_{\text{вимк.ном}} = 14 \text{ кА}$

Таблиця 3.4 – Результат перевірки вимикача 10 кВ

Розрахункові параметри	Паспортні характеристики
$U = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 1373.032 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$I_{\text{но}} = 13.603 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 34.627 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 185.042 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{нт}} = 20/54 \text{ кА}$	$I_{\text{вимк.ном}} = 20 \text{ кА}$

До встановлення прийнято вакуумний вимикач ВВТЕ-М10-1500-20.

В якості роз'єднувача 110 кВ обрано роз'єднувач РДЗ-2-110/1000 НУХЛ1, результат перевірки наведено в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Результат перевірки роз'єднувача 110 кВ

Розрахункові параметри	Паспортні характеристики
$U = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 175.7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{no} = 24.206 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 58.195 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 585.93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороні 35 кВ обрано роз'єднувач РДЗ-2-35/1000 НУХЛ1, результат перевірки наведено в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Результат перевірки роз'єднувача 35 кВ

Розрахункові параметри	Паспортні характеристики
$U = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 91.328 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{no} = 9.157 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 23.309 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 24.049 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороні НН обрано шафу КМ-1Ф, результат її перевірки наведено в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Результат перевірки шафи КМ-1Ф

Розрахункові параметри	Паспортні характеристики
$U = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1373.032 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{no} = 13.603 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 34.627 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 185.042 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

На стороні 110 кВ обрано відокремлювач ОД-110/800Т1, результат перевірки наведено в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Результат перевірки відокремлювача 110 кВ

Розрахункові параметри	Паспортні характеристики
$U = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 175.7$ А	$I_{ном} = 800$ А
$I_{no} = 24.206$ кА	$I_{np.c} = 31.5$ кА
$i_y = 58.195$ кА	$i_{np.c} = 80$ кА
$B_k = 585.93$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 2,976$ кА ² ·с

На стороні НН обрано жорсткі алюмінієві шини перетину 75х35х5,5 мм перетином 2х695 мм².

$$I_{дон} = 2950 \text{ А} \geq I_{max} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot \cos \varphi} = \frac{20.69 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.79} = 1373.032 \text{ А}.$$

Виконано перевірку на термічну стійкість. Визначення температури шин до короткого замикання:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{дон} - \theta_{0ном}) \left(\frac{I_{max}}{I_{дон}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \left(\frac{1373.032}{2950} \right)^2 = 34.748 \text{ } ^\circ\text{C},$$

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

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

Температура нагріву провідників при короткому замиканні для $f = 35 \text{ } ^\circ\text{C}$:

$$f_k = f + k \cdot \frac{I_k^2}{q^2} = 35 + 1.054 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{13.603^2 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)^2} = 35.12 \text{ } ^\circ\text{C}, \text{ де } k = 1.054 \cdot 10^{-2}.$$

Вибір розрядників здійснюється за умовами:

$$U_{ном} > U_{мережі},$$

$$U_{проб} > U_{проб.розр.}$$

На підставі цього для захисту від атмосферної перенапруг обрано розрядники:

- для ВРП - 110 кВ– ОПН-п-110/73/10/500 УХЛ1.
- для низької сторони силового трансформатора AZBD 151.

Під час вибору трансформатора напруги необхідно щоб значення номінальної напруги відповідало значенню напруги в колі: $U_{ном} = U_{ном.уст}$.

Під час вибору трансформатора струму сторони 110 кВ необхідно, щоб номінальний струм первинної обмотки $I_{1ном}$ був рівний (більше) робочого струму:

$$I_{1ном} \geq I_{роб.обв.}$$

$$\text{Опір сполучних проводів: } r_{пр} = \rho \cdot \frac{\ell_p}{q}.$$

Для забезпечення електродинамічної стійкості трансформаторів струму необхідно, щоб номінальний струм динамічної стійкості $i_{дин.мах}$ був більше або рівний ударному струму під час к.з: $i_{дин.мах} \geq i_{уд.мах} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{н.о.}$

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

Відповідно до номінальної напруги лінії для приєднання приладів вимірювання, захисту і інших ланцюгів, приймаємо комплект з чотирьох трансформаторів струму фарфоровою ізоляцією для зовнішньої установки типу ТФЗМ-110Б-IV У1 номінальними параметрами:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ}, \quad I_{1ном} = 750 \text{ А}, \quad I_{2ном} = 5 \text{ А},$$

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 $I_{1ном} = 750 \text{ А} > I_{р.мах} = 705.113 \text{ А}$.

Виконано вибір запобіжників для трансформаторів напруги сторони 35 та 10 кВ.

Номінальна напруга запобіжника має відповідати номінальній напрузімісця встановлення: $U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.уст}}$.

Номінальний струмплавкої 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.

Номінальний струм відключення запобіжника повинен бути більше (або рівний) початковому значенню періодичної складової струму короткого замикання.

Вибір запобіжників здійснюється за умовами:

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{мережі}}; \quad I_{\text{ном}} > I_{\text{таб.мах}}; \quad I_{\text{відкл.ном}} > I_{\text{обв}}^3$$

Таблиця 3.9 – Параметри запобіжників

Тип запобіжника	Номінальна напруга, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Номінальний струмзапобіжника, А	Номінальний струм відключення, кА
ПС-35МУ1	35	40,5	100	3.2
ПК4-10-160/100-20У3	10	12	160	20

До шин ВН приєднано два трансформатори напруги НКФ-110-57У1 і до шин НН обрано НТМІ-10-66. Розрахунок вторинного навантаження для цих трансформаторів наведено в табл. 3.10-3.11.

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{22^2 + 58.2^2} = 62.219 \text{ ВА.}$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{62^2 + 213.4^2} = 222.22 \text{ ВА.}$$

До шин ВН приєднано три трансформатори струмуТФНД-110М-1У

Таблиця 3.10 – Розрахунок навантаження для трансформаторів

Прилад	Тип	Потужність однієї катушки, ВА	Кількість катушок	$\cos j$	$\sin j$	Кільк. прила- дів	Загальна спо- живана потуж- ність	
							P , Вт	Q , ВАр
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	3	6	0
Лічильник активної ене- ргії	СА4У І672М	8	1	0,25	0,97	3	6	23,28
Лічильник реактивної енергії	СА4У І676М	12	1	0,25	0,97	3	9	34,92
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
ВСЬОГО							22	58,2

Таблиця 3.11 – Розрахунок навантаження для трансформаторів

Прилад	Тип	Потужність однієї катушки, ВА	Кіль- кість кату- шок	$\cos j$	$\sin j$	Кільк. прила- дів	Загальна спо- живана потуж- ність	
							P , Вт	Q , ВАр
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Лічильник активної ене- ргії	СА4У - І672М	8	1	0,25	0,97	11	22	23,28
Лічильник реактивної енергії	СА4У - І676М	12	1	0,25	0,97	11	33	34,92
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
ВСЬОГО							62	213,4

Таблиця 3.12 – Параметри трансформатора струму типу ТФНД-110М-1У

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

Вибір трансформаторів струму проводиться індивідуально для кожного кола, в якому передбачається їх установка. Під час цього повинні дотримуватися розглянуті нижче умови.

По допустимій нарузі установки – $U_{уст} \leq U_{ном}^{TT}$.

По допустимому номінальному і максимальному струму:

$$I_{дон} \leq I_{1ном}^{TT}$$

$$I_{max} \leq I_{1ном}^{TT}$$

По електромагнітній стійкості – $i_y \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}^{TT}$.

По термічній стійкості – $B_K \leq (k_T \cdot I_{1ном}^{TT})^2 \cdot t_T$.

По вторинному навантаженню:

$$S_{приб} = 10.7 \text{ ВА}; \quad I_{2ном} = 5 \text{ А};$$

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{10.7}{5^2} = 0.427 \text{ Ом};$$

$$R_{пров} = 0.4 \text{ Ом}; \quad R_{кон} = 0.15 \text{ Ом};$$

$$R_{сум} = 0.978 \leq R_{дон} = 1.2.$$

Таблиця 3.13 – 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 обрано трансформатори струму на шинах СН і НН. На шинах 10 кВ ТОЛ-10. На шинах 35 кВ ТВТ-35.

Виконано розрахунок акумуляторних батарей і зарядно-підзарядного пристрою. Прийнято 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 $I_{\text{ав}}$ – прийнято за табл. 3.14.

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, необхідно обрати акумулятори з типовим номером:

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

Остаточно прийнято СК 24.

Підзарядний пристрій:

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

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

Обрано підзарядний пристрій ВАЗП-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:

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

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

Таблиця 3.14 – Розрахунок навантаження на акумуляторну батарею

Приймачі	Кіл-ть	Р, кВт	I _н , А	Р _{расч}	Пуск I, А	Розрахункові навантаження		
						Ав. реж 30 хв	Пуск I в ав. реж.	Макс пуск. I
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

На підстанції 110/35/10 кВ використовується природне і штучне освітлення. Для освітлення території підстанції прийняті прожектори ЖОО1-250-01 встановлювані на окремих стійках СК 105-3,6. 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).

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

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

Зараз застосовують схему постійного підзаряду, що має в наявності спеціальний підзарядний агрегат. Підзарядний агрегат працює безперервно, несучи пос-

тійне 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 рівня 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 елемента. 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.

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

$h_{110} = 11$ м, $h_{35} = 7$ м, $h_{10} = 5$ 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 прийняті до встановлення щогли блискавкозахисту МГ-24: 2 біля порталів ВРП-110 кВ, 2 біля порталів ВРП-35 кВ та 2 біля ЗРП-10 кВ.

Висновки до розділу 3

Обрані схеми розподільчих пристроїв забезпечують надійне електропостачання споживачів.

Розраховано струми КЗ на шинах ВН, СН та НН підстанції. Вибрані та перевірені відповідні типи електричних апаратів на ПС, зокрема вимикачі, роз'єднувачі, віддільники, трансформатори струму та напруги, пристрої обліку та вимірювання тощо.

Визначено схему оперативного струму, виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлення, проаналізовано системи вимірювання та освітлення на ПС.

Розраховані параметри системи блискавкозахисту забезпечують надійний захист території підстанції від прямих ударів блискавки.

Обрана система постійного оперативного струму, забезпечено надійне живлення вторинних ланцюгів на підстанції.

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА

4.1 Загальні відомості

Основними видами пошкоджень трансформаторів є одно- і багатофазні замикання в обмотках і на виводах трансформатора, а також «пожежа сталі». Однофазні пошкодження бувають двох видів: на землю і між витками обмотки (виткові замикання). Найбільш вірогідні однофазні та багатофазні замикання на виводах трансформатора і однофазні замикання в обмотках. Значно рідше виникають багатофазні замикання в обмотках. Захист від коротких замикань виконується з дією на відключення пошкодженого трансформатора. Для обмеження розмірів руйнувань її виконують швидкодіючої.

Ненормальні режими роботи трансформаторів обумовлені зовнішніми короткими замиканнями і перевантаженнями. У цих випадках в обмотках трансформатора з'являються великі струми або надструми. Особливо небезпечні струми, що з'являються при зовнішніх коротких замикань; ці струми можуть значно перевищувати номінальний струм трансформатора. У разі тривалого проходження струму можливі інтенсивний нагрів ізоляції обмоток і її пошкодження. Разом з цим при короткому замиканні 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 проходження допустимо протягом деякого часу, достатнього для того, щоб 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;

- газований 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 газований захист РПН. Захист виконується за допомогою струменевого реле, що встановлюється між баком РПН і розширювачем. Газований 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 резервний 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 височастотного 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

Розрахунок виконується для трифазного трьохобмоткового трансформатора типу ТДТН-16000/110/35/10

Визначимо номінальний струм трансформатора зі сторони ВН

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80.327 \text{ А};$$

Визначимо номінальний струм трансформатора зі сторони НН

$$I_{номНН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 839.782 \text{ А}.$$

Визначимо номінальний струм трансформатора зі сторони НН

$$I_{номCH} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 239.938 \text{ А.}$$

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

$$i_{ном.вт.ВН} = \frac{I_{ном.ВН} \cdot K_{cxВН}}{K_{ТТВН}} = \frac{80.327 \cdot 1}{300 / 5} = 1.339 \text{ А.}$$

$$i_{ном.вт.НН} = \frac{I_{ном.НН} \cdot K_{cxВН}}{K_{ТТНН}} = \frac{839.782 \cdot 1}{1000 / 5} = 4.199 \text{ А.}$$

$$i_{ном.вт.СН} = \frac{I_{ном.СН} \cdot K_{cxВН}}{K_{ТТСН}} = \frac{239.938 \cdot 1}{300 / 5} = 4 \text{ А.}$$

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

Наведемо в табл. 4.1 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 $I_{ном.втВН} = 0,5 - 1$, відповідно $i_{ном.вт.ВН} = 1 \text{ А}$, $\Delta f_{вир.} = 0,02$, при $I_{ном.втВН} = 1 - 5$, відповідно $i_{ном.вт.ВН} = 5 \text{ А}$, $\Delta f_{вир.} = 0,02$.

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

$$0,1 < \frac{i_{ном.втВН}}{i_{ном.вт}} = \frac{1.339}{1} = 1.339 < 4; \quad 0,1 < \frac{i_{ном.втНН}}{i_{ном.вт}} = \frac{4.199}{5} = 0.84 < 4.$$

Таблиця 4.1 – 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

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.

$$I_{диф.розр.}^* = \frac{I_{мин(2)}}{I_{ном.ВН}} = \frac{377}{80.327} = 4.693\text{ А.}$$

Перевіряємо чутливість для горизонтальної ділянки гальмівної характеристики:

$$K_q = \frac{I_{диф.розр.}^*}{I_{диф.сп.}^*} = \frac{4.693}{0.295} = 15.908 \geq 2 - \text{умова виконується}$$

Перевіримо чутливість на похилих ділянках гальмівної характеристики:

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

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

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

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

Наступні параметри і уставки для терміналу RET 650 приймаються відповідно до рекомендацій фірми «ABB»:

- параметр SlopeSection3 = 50%;
- параметр StabByOption- «завжди»;
- параметр I2 / I1 ratio = 14%;

- параметр $I_5 / I_1 \text{ ratio} = 25\%$;
- уставка ZSCSub - вимкнено;
- уставка CrossBlockEn – вимкнено;
- уставка SOTFMode - вимкнено;
- уставка NegSegDiffEn -вимкнути;
- уставка OpenCNEnable -вимкнути.

Результати розрахунків і вибраних параметрів зведені в табл. 4.3., область гальмівної характеристики, що відповідає внутрішнім КЗ показана на рис. 4.1

Таблиця 4.3 – 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
$I_2 / I_1 \text{ ratio}$	%	5-100	15	14
$I_5 / I_1 \text{ ratio}$	%	5-100	25	25
CrossBlockEn	—	On;Off	On	Off
SOTFMode	—	On;Off	On	Off
NegSegDiffEn	—	On;Off	On	Off
OpenCNEnable	—	On;Off	On	Off

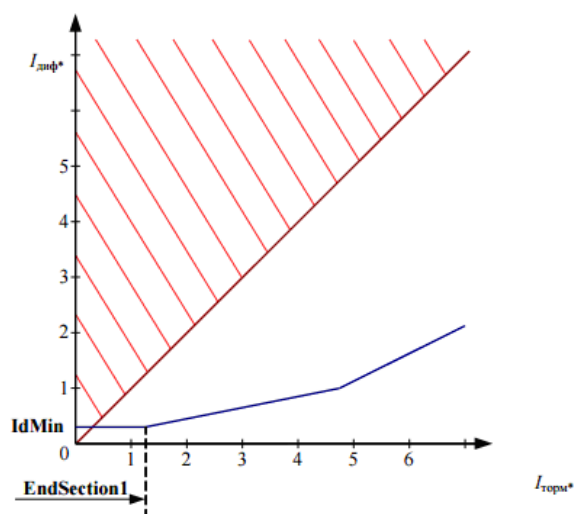


Рисунок 4.1 – Область гальмівної характеристики, що відповідає внутрішнім КЗ

4.3 Розрахунок максимального струмового захисту 11 кВ та 35 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).

$$I_{C3} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 839.782 = 1379.01 \text{ А.}$$

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

$$I_{C3} = \frac{I_{КЗ}}{K_q} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3942}{2 \cdot 1,5} = 2275,9 \text{ А.}$$

3. Визначимо струм спрацювання за умовою погодження по чутливості з МСЗ приєднань 11 кВ. Максимальна уставка МСЗ приєднань: $I_{C3} = 300 \text{ А.}$

$$I_{C3} = K_n \cdot I_{C3MT3} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ А.}$$

де, K_n - коефіцієнт надійності;

4. Визначимо час спрацювання, по умові погодження з часом спрацювання приєднань 11 кВ $t_{C3} = 0,5 \text{ сек.}$

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

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: $I_{C3} = 1380 \text{ А.}, t_{C3} = 1 \text{ сек.}$

$$I_{C3} = K_n \cdot I_{C3MT3} = 1,2 \cdot 1380 = 1656 \text{ А;}$$

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

Визначимо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3} \cdot K_{cx}}{K_{TT}} = \frac{1656}{1000 / 5} = 8.28 \text{ А.}$$

$K_{TT} = 1000/5$ – 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:

$$U_{c3} \leq \frac{U_{мин}}{K_{отс} \cdot K_B} = \frac{0,85 \cdot 10000}{1,2 \cdot 1,2} = 5902 \text{ В.}$$

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:

$$U_{c3} \leq \frac{U_{зан}}{K_{отс}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{1,2} = 5833,33 \text{ В.}$$

Визначимо вторинне значення напруги:

$$U_{cp} \leq \frac{U_{c3}}{K_{TH}} = \frac{5833,33}{10000 / 100} = 58,33 \text{ В.}$$

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

Визначимо струм спрацювання за умови відлаштування від струму навантаження (номінальний струм трансформатора) для сторони 35 кВ.

$$I_{c3} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 239.938 = 394.003 \text{ А.}$$

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

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

$K_3 = 1,3$ - коефіцієнт запасу;

$I_{ном} = 394.003 \text{ А}$ - номінальний первинний струм захищеного трансформатора .

Визначимо струм і час спрацювання приведені до сторони 35 кВ, за умови погодження по чутливості з МСЗ-11 кВ трансформатора $I_{c3} = 1656 \text{ А}$, $t = 1,4 \text{ сек.}$

$$I_{C3} = K_n \cdot I_{C3MC311kV} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{CH}} = 1,2 \cdot 1656 \cdot \frac{11}{35} = 624.549 \text{ A};$$

$$t = t_{C3} + \Delta t = 1,4 + 0,1 = 1,5 \text{ сек.}$$

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

$$I_{C3} = \frac{I_{K3}}{K_q} = \frac{1127}{1,2} = 939.167 \text{ A.}$$

Визначимо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{C3} \cdot K_{cx}}{K_{TT}} = \frac{940 \cdot 1}{300 / 5} = 15.667 \text{ A.}$$

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

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

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).

$$I_{C3} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 80.327 = 131.905 \text{ A.}$$

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;

$I_{ном} = 131.905 \text{ A}$ - номінальний первинний струм захищеного трансформатора .

Визначимо струм і час спрацювання приведені до сторони 110 кВ, за умови погодження по чутливості з МСЗ-35 кВ трансформатора $I_{C3} = 940 \text{ A}$, $t = 1,5 \text{ сек.}$

$$I_{C3} = K_n \cdot I_{c3MC311kB} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 1,2 \cdot 940 \cdot \frac{35}{115} = 343.304 \text{ A};$$

$$t = t_{C3} + \Delta t = 1,5 + 0,2 = 1,7 \text{ сек.}$$

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

$$I_{c3} = \frac{I_{K3}}{K_q} = \frac{377}{1,2} = 314,16 \text{ A.}$$

Визначимо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3} \cdot K_{cx}}{K_{TT}} = \frac{314,16 \cdot 1}{300 / 5} = 5,236 \text{ A.}$$

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

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

Висновки до розділу 4

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.

Були визначені уставки максимального струмового захисту на базі терміналів REF615 на клас напруги 10 кВ та обрані напруги спрацювання реле мінімальної напруги.

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

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.

Таблиця 5.1 – Опис стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
1) Розвиток розподільної електричної мережі 110 кВ з метою заживлення нових вузлів навантаження. 2) Збільшення обсягу послуг з розподілу електричної енергії. 3) Зменшення втрат електричної енергії в мережі за рахунок оптимізації її конфігурації.	1. Розподіл електричної енергії між підстанціями, що проектуються 2. Можливість підключення до даних підстанцій нових споживачів. 3. Збільшення надійності та якості електропостачання.	Якість електроенергії
		Надійність електропостачання
		Безпека електропостачання
		Енергоефективність

Всі варіанти підключення підстанцій, що розглядаються мають забезпечувати виконання нормативних технічних вимог ПУЕ, норм технологічного проектування електричних мереж та систем та інших нормативних документів та правил.

5.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Таблиця 5.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1) Розвиток розподільної електричної мережі 110 кВ з метою заживлення нових вузлів навантаження. 2) Збільшення обсягу послуг з розподілу електричної енергії. 3) Зменшення втрат електричної енергії в мережі за рахунок оптимізації її конфігурації.	Вибір оптимальної конфігурації мережі: - техніко-економічне порівняння.	PTC MathCAD	Доступність обмежена
	Розрахунок фінансово-економічних показників	PTC MathCAD, MS Office Excel	Доступність обмежена
	На ПС в ланцюгах ПЛ, трансформаторів, застосовані коміртки з елегазовими вимикачами	Наявна	Доступні
	Трансформатори потужністю, МВА: - 16	ТДТН	Доступні
	Проводи ЛЕП - 1×120 - 1×240	АС АСК	Доступні
	Опори ЛЕП - Сталеві одностійкові	Наявна	Доступні
Обрана технологія реалізації ідеї проекту: розрахунок фінансово-економічних показників			

Розвиток електричної мережі передбачає заживлення нових вузлів навантаження при оптимальних капіталовкладеннях та втратах потужності. Варіанти розвитку електричної мережі наведено на рис. 5.1, 2, 3.

Навантаження нових вузлів становлять:

- 10-й вузол – 7 МВт по стороні СН та 7 МВт по стороні НН;
- 11-й вузол – 8 МВт по стороні СН та 5 МВт по стороні НН;

Кути навантаження аналогічні до прийнятих в розділі 1.

Розрахунок мережі здійснюється алгоритмічно за алгоритмом наведеним в додатку А, Б, В і є аналогічним до розрахунку мережі в 1-му розділі.

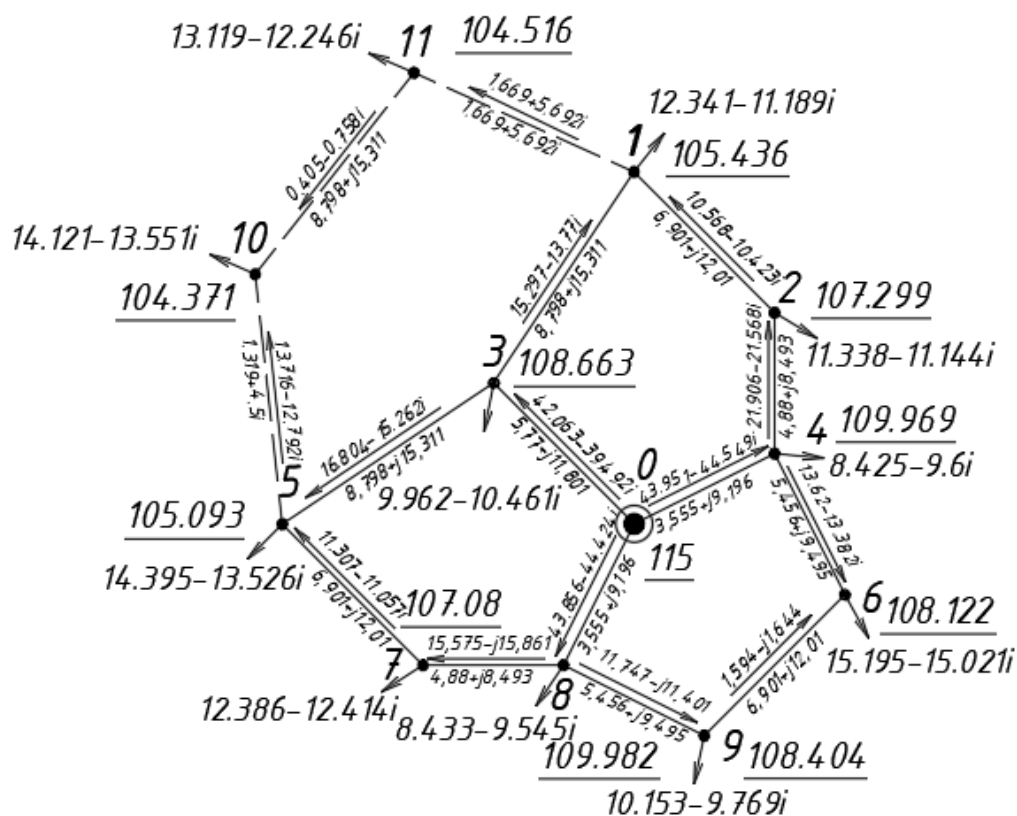


Рис. 5.1 – 1-й варіант підключення підстанцій в пунктах 10 і 11

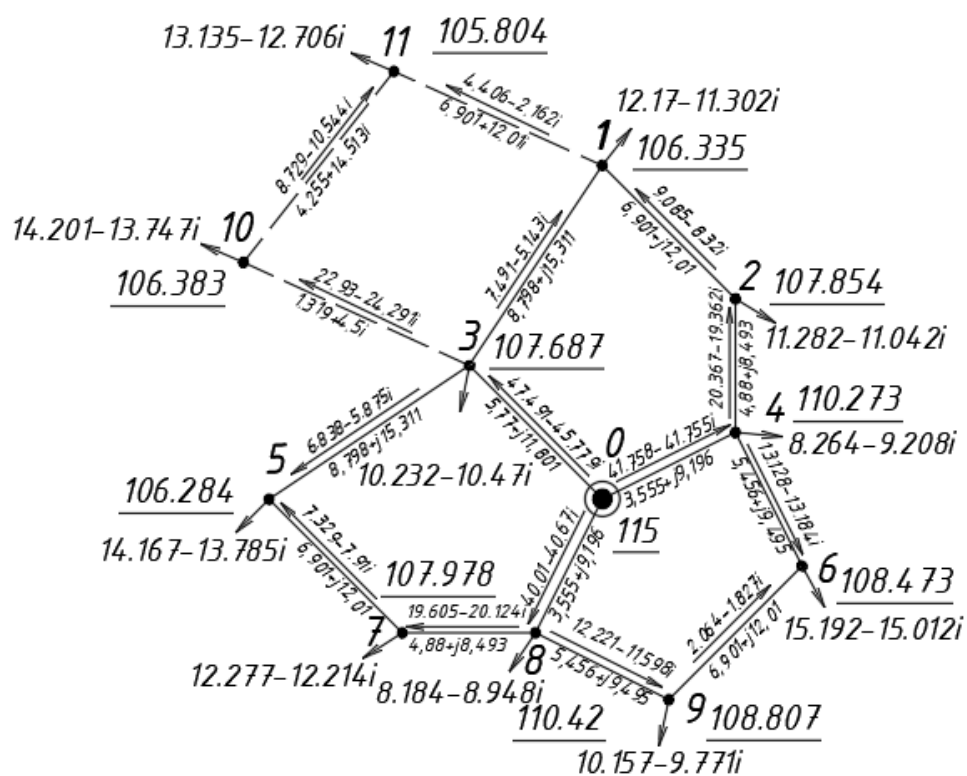


Рис. 5.2 – 2-й варіант підключення підстанцій в пунктах 10 і 11

5.3 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту

Проведемо розрахунок обсягу інвестицій витрат на побудову та реконструкцію підстанцій, побудову ЛЕП в цінах приведених до курсу 2019 року. Результат розрахунку наведемо в табл. 5.3 та табл. 5.4 відповідно.

Таблиця 5.3 – Визначення капіталовкладень в підстанції

№ п/ст	S _{гр} , МВА	Варіант			
		1		2	
		№ 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	74.97	110-3	74.97
11	2x16		74.97		74.97
Реконструкція ПС 1		110-6(3)	2.295	-	28.4-
Реконструкція ПС 3		-	-	110-6(3)	2.295
Реконструкція ПС 5		110-6(3)	28.4	-	-
Разом			180.635		180.635

Таблиця 5.4 – Визначення капіталовкладень в ЛЕП

Ділянка	Довжина, км	Варіант			
		1		2	
		Переріз про-вуду	Вартість будівництва млн.грн	Переріз про-вуду	Вартість будівництва млн.грн
1-11	28.284	2x240	72.124	1x120	42.553
3-10	22.361	-	-	2x240	57.021
5-10	22.361	2x240	57.021	-	
10-11	36.056	1x240	64.36	1x240	64.36
Разом			193.505		163.934

Загальні капіталовкладення для варіантів складуть:

- варіант 1: $K=193.505+180.635=374.14$ млн.грн;
- варіант 2: $K=163.934+180.635=357.439$ млн.грн.

Витрати на реалізацію спорудження мережі розраховуються згідно з додатком Д.

Загальні витрати на реалізацію варіантів живлення мережі становлять:

- варіант 1: $3 = 1905.576$ млн.грн;
- варіант 2: $3 = 1840.905$ млн.грн.

Втрати потужності в мережі до реконструкції становили 4.492-9.711і.

Змінні втрати активної енергії в ЛЕП становлять:

$$\Delta A_{3M1} = (\Delta P_1 - \Delta P_0) \cdot \tau = (10.277 - 3.336) \cdot 3979.46 = 24440.163 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

$$\Delta A_{3M2} = (\Delta P_2 - \Delta P_0) \cdot \tau = (9.877 - 3.336) \cdot 3979.46 = 23031.711 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Сумарні втрати активної потужності в трансформаторах, що встановлені в вузлах 10, 11 (ТДТН-16000/110/10/35) становлять:

$$\Delta P_{K311} = 50.993 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \Delta P_{K310} = 58.614 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

$$\Delta P_{Hx10} = \Delta P_{Hx11} = 23 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Змінні втрати активної енергії в трансформаторах становлять:

$$\Delta A_{K311} = \Delta P_{K311} \cdot \tau \cdot 10^{-3} = 179.553 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

$$\Delta A_{K310} = \Delta P_{K310} \cdot \tau \cdot 10^{-3} = 206.388 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

$$\Delta A_{Hx11} = \Delta A_{Hx10} = \Delta P_{Hx10} \cdot \tau \cdot 10^{-3} = 91.528 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Для розрахунку фінансово-економічних показників прийнято ціну за розподіл електричної енергії 120 грн/МВт·год, вартість електричної енергії становить 1680 грн/МВт·год.

Таблиця 5.5 – Щорічні витрати на експлуатацію та покриття втрат електроенергії

Витрати, млн. грн	Варіант	
	1	2
Щорічні витрати на обслуговування та ремонт ПС та ЛЕП		
ПС – 2,4%·К	4.335	4.335
ПЛ – 1,2%·К	2.322	1.967
Всього експлуатаційні	6.657	6.302
Амортизаційні відрахування		
ПЛ – 2,0%·К	3.87	3.279

Продовження табл.5.5

ПЛ – 2,0%·К	3.87	3.279
ПС – 3,6%·К	6.503	6.503
Всього амортизаційні	10.373	9.782
Витрати на покриття втрат електричної енергії		
в тр-их пунктах № 10, 11: к.з. $U_{BX} \cdot \Delta A_{K3}$	0.648	
в тр-их пунктах № 10, 11: х.х. $U_{BX} \cdot \Delta A_{XX} \cdot 0,75$	0.231	
в ЛЕП $U_{BX} \cdot \Delta A$	41.059	38.693
Всього вартість втрат	41.938	39.572
Всього витрат (В)	58.968	55.656

Максимальні навантаження споживачів та число годин навантаження споживачів $T_{max} = 5100$ год приймаємо незмінним протягом всього періоду експлуатації.

Податок на прибуток становить $p = 16\%$.

Норма дисконту становить $E = 0,05$ [1 / рік].

Таблиця 5.6 – Розрахунок фінансово-економічних показників

Показники	Варіанти	
	1	2
Середньорічний обсяг електричної енергії, що передається всією мережею, МВт год/рік $W_{ПЕР} = P_{max} \cdot T_{max}$	627300	
Дохід, млн. грн. $D = P_{max} \cdot T_{max} \cdot U_{розп}$	75.276	
Прибуток, млн. грн. $\Pi_B = D - B$	16.308	42.739
Податок на прибуток, млн. грн. $H_{\Pi} = p \cdot \Pi_B$	2.609	167.817
Чистий прибуток, млн. грн. $\Pi_P = \Pi_B - H_{\Pi}$	13.699	16.481
Інтегральний ефект, млн. грн. $\Pi_{ДС} = \frac{(\Pi_P + A_P)}{E} - K$	107.294	167.817

Продовження табл. 5.6

Рентабельність інвестицій, в.о. $R_i = \frac{(П_p + A_p)}{K}$	0.064	0.073
Строк окупності інвестицій, років $T_{ок} = \frac{1}{R_i}$	15.543	13.61
Сумарні дисконтовані затрати, млн.грн $З_{дс} = \frac{B_E + B_{ВТР}}{E} + K$	963.82	913.999

За результатами розрахунку, що наведені у табл. 5.6, а також за режимом напруги в пунктах різних схем мережі можна зробити висновок, що оптимальним є 2-й варіант приєднання нових пунктів до мережі. Для обраного варіанту виконано SWOT-аналіз (табл.5.7).

Таблиця 5.7 – SWOT- аналіз обраного варіанту розвитку схеми мережі

Сильні сторони - найменші втрати потужності ніж в 1-му варіанті; - менші, ніж в іншому варіанті дисконтовані затрати.	Слабкі сторони - значні прирости втрат потужності; - низькі віні напруг в пунктах мережі.
Можливості - запас пропускної потужності, що дозволяє приєднувати більшу кількість споживачів по стороні 10 кВ та 35 кВ у майбутньому.	Загрози - встановлення Державним регулятором тарифу на розподіл електроенергії меншого за розрахований; - інфляція, що збільшить величину прийнятих у розрахунках капіталовкладень; - зростання тарифів на, що позначиться на вартості її втрат; - фактичне збільшення приєднаної потужності може виявитись меншим за розраховане.

Висновок до розділу 5

Розглянуто два варіанти підключення двох нових пунктів навантаження до районної електричної мережі по стороні 110 кВ. Для порівняння цих варіантів виконано їх техніко-економічне порівняння, а також розрахунок фінансово-економічних показників.

Оптимальним є підключення нових пунктів мережі від існуючих пунктів 3 та 1 за допомогою нових ліній 3-10, 10-11, 1-11. Для реалізації даного варіанту необхідно виконати реконструкцію підстанції в пункті 1, а також дообладнати підстанцію в пункті 3 двома комірками для двокової ЛЕП.

Так як даний варіант підключення має найкращі економічні показники серед двох інших. З огляду на рентабельність дана ринкова комерціалізація проекту є актуальною, згідно показників окупності проекту.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОНТАЖУ ЗОВНІШНЬОЇ ІЗОЛЯЦІЇ НА ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЯХ НАПРУГОЮ 110 кВ

6.1 Загальні положення

Монтажні роботи на повітряних лініях напругою 110 кВ виконуються за нарядом-допуском, адже відносяться до робіт з підвищеною небезпекою [1]. В Україні виконання робіт під напругою регламентується відповідно до [2], але на практиці не виконується. Оскільки висота повітряних ліній перевищує нормовані 1,3м [3], то роботи пов'язані із монтажем зовнішньої ізоляції на ПЛ 110 кВ відносяться до робіт на висоті. Монтажні роботи, що проводяться на одному з кіл двокової ПЛ при відключенні лише однієї з них зумовлюють роботу монтерів в безпосередній близькості до струмовідних частин мережі. Таким чином роботи, що пов'язані із монтажем ізоляції на ПЛ 110 кВ супроводжуються ризиками падіння з висоти та враженням електричним струмом.

Метою даного розділу є розробка заходів щодо запобігання або зменшення шкідливих та небезпечних виробничих чинників в ході проведення монтажу зовнішньої ізоляції на ПЛ 110 кВ.

Об'єктом виступає процес виконання монтажних робіт пов'язаних із зовнішньою ізоляцією на ПЛ 110 кВ.

Предметом дослідження є новітні засоби і заходи з охорони праці та безпеки виконання робіт.

6.2 Технічні характеристики та вибір місць розміщення енергетичного устаткування

В попередніх розділах розглянута районна електрична мережа номінальною напругою 110 кВ, до складу якої входить 9 пунктів навантаження, що сполучені між собою повітряними лініями, параметри мережі наведено в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Параметри розподільної районної мережі

Номінальна напруга	110 кВ
Кількість підстанцій	9 (не враховуючи БП)
Кількість та тип трансформаторів (по 2 трансформатори на кожній ПС)	4×2×ТДТН-10000/110/10; 5×2×ТДТН-16000/110/35/10.
Кількість ПЛ	12 шт.
Найбільша та найменша довжина ПЛ	22,361 км та 36,056 км
Перерізи ПЛ (згідно з розділом 2).	0-4 – 185 мм ² ; 0-3 – 150 мм ² ; 0-8 – 185 мм ² ; 1-2 – 120 мм ² ; 1-3 – 120 мм ² ; 2-4 – 120 мм ² ; 3-5 – 120 мм ² ; 4-6 – 120 мм ² ; 7-8 – 120 мм ² ; 8-9 – 120 мм ² ; 5-7 – 120 мм ² ; 6-9 – 120 мм ² .
Розташування фаз на опорах	У трикутнику
Ізолятори	Скляні типу ПС 70Е або полімерні типу ЛК-70/35
Опори ПЛ	Кутові У110-1 (1+5,1+9,1+14). Проміжні П110-1(1+5,1+9,1+14).
Вимикачі на напругу 110 кВ	Елегазові типу 3AP1-FG-145kV
Роз'єднувачі триполюсні на один або два заземлюючих ножі	GW55-126D

Продовження таблиці 6.1

Трансформатори струму	TAG123
Трансформатори напруги	CVT123
Обмежувачі перенапруги (ОПН)	3EL2 105-2PJ31-4TA1-Z

Таблиця 6.2 – Габарити ПЛЕП 110 кВ та нормовані відстані

Характер місцевості		Габарит, м
Населена		7
Ненаселена		6
Важкодоступна		5
Найменші нормовані відстані		
Вимоги роботи ПЛ	Ділянка, споруди	Найменша відстань, м
Нормальний режим	До рівня землі	7
	До ближчої будівлі	3
Обрив проводу в сусідньому прольоті	До рівня землі	4,5

6.3 Дослідження та аналіз умов праці на робочих місцях працівників

Таблиця 6.3 – Показники умов праці

Найменування показника	Основні характеристики	Фактичне або нормоване значення	Нормативний документ, розділ
Кваліфікація працівників	Кількість	Не менше 2-х осіб	[10]
	Група з електробезпеки	IV група	

Продовження таблиці 6.3

Параметри мікроклімату	Температура повітря	Від -20°C до +35°C	[3]
	Погодні явища	Відсутність ожеледиці, грози, туману	
	Швидкість вітру	До 10 м/с	
Розташування робочого місця	На висоті	Висота підвісу ізоляторів на опорі (до 35 м)	
Категорія робіт	II	Стоячі роботи з переміщенням вантажів до 10 кг	[8]
Час перебування в електричному полі певної напруженості	До 5 кВ/м	Необмежено	[5]
	Від 5 до 20 кВ/м	Формула для часу: $50/E-2$, де E - напруженість	
	20-25 кВ/м	Менше 10 хв	
Освітлення	Природне	Впродовж сонячної доби	-
Шум	Джерело	Ручні інструменти та приладдя	-
Оцінка умов праці	Шкідливі	3 клас 2-й ступінь	[9]

6.4 Визначення небезпечних та шкідливих виробничих чинників

Електромонтери під час виконання робіт можуть потрапити під напругу прямого дотики чи крокову напругу. Розглянемо можливі випадки потрапляння працівника під напругу та оцінимо їх безпеку.

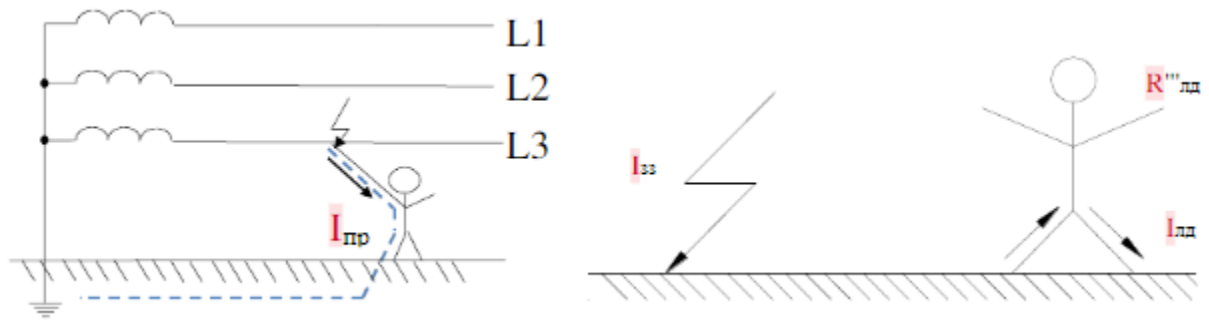


Рис. 6.1 – Потрапляння працівника під фазну напругу та напругу кроку

Потрапити під напругу прямого дотику можливо при значному провисанні про-
воду ЛЕП або при дотику до ввімкненої струмовідної лінії двоколової ЛЕП. Оскільки
люлька, в якій виконуються роботи, електрично ізольована від драбини та крану то
шлях для протікання струму відсутній.

$$U_{\phi} = \frac{U_L}{\sqrt{3}} = \frac{110000}{\sqrt{3}} = 63510 \text{ В} \text{ – фазна напруга в мережі.}$$

Струм, що протікатиме через тіло людини становитиме:

$$I_{ЛД} = \frac{U_{\phi}}{R_0 + R_{ГП}} = \frac{U_{\phi}}{R_0 + R_{ГП} + 0,5 \cdot r_n + 1,6 \cdot \rho_n} =$$

$$= \frac{63510}{0,5 + 1000 + 0,5 \cdot 1000 + 1,6 \cdot 60} = 39,78 \text{ А,}$$

де R_0 – опір захисного заземлення (до 0,5 Ом [4]);

$r_n = 1000$ Ом – опір підшви звичайного взуття;

$R_{ГП} = 1000$ Ом – електричний опір тіла працівника;

ρ – питомий опір поверхневого ґрунту.

Аналогічно виконаємо розрахунок для людини, що використовує діелектричні
чоботи з опором 15 кОм:

$$I_{ЛД} = \frac{U_{\phi}}{R_0 + R_{ГП}} = \frac{U_{\phi}}{R_0 + R_{ГП} + 0,5 \cdot r_n + 1,6 \cdot \rho_n} =$$

$$= \frac{63510}{0,5 + 1000 + 0,5 \cdot 15000 + 1,6 \cdot 60} = 7,387 \text{ А,}$$

Струм, що протікатиме через тіло людини при потраплянні під напругу кроку становитиме:

$$I_{ЛД} = \frac{I_{33} \cdot R_0 \cdot \beta_1}{R_{ПП}} = \frac{I_{33} \cdot R_0 \cdot \beta_1}{R_{ТП} + 2 \cdot r_n + 6,4 \cdot \rho_n} = \frac{1400 \cdot 0,5 \cdot 0,15}{1000 + 2 \cdot 1000 + 6,4 \cdot 60} = 0,03 \text{ А},$$

де R_0 – опір захисного заземлення (до 0,5 Ом [4]);

$r_n = 1000$ Ом – опір підошви звичайного взуття;

$R_{ТП} = 1000$ Ом – електричний опір тіла працівника;

ρ – питомий опір поверхневого ґрунту;

β – коефіцієнт напруги кроку;

I_{33} – струм замикання на землю, прийнято середнє значення розраховане в розділі 3 для однофазного замикання на землю.

Для людини в діелектричних чоботах:

$$I_{ЛД} = \frac{I_{33} \cdot R_0 \cdot \beta_1}{R_{ПП}} = \frac{I_{33} \cdot R_0 \cdot \beta_1}{R_{ТП} + 2 \cdot r_n + 6,4 \cdot \rho_n} = \frac{1400 \cdot 0,5 \cdot 0,15}{1000 + 2 \cdot 15000 + 6,4 \cdot 60} = 0,0033 \text{ А}$$

У випадку дотику працівника до струмовідної частини мережі струм значно перевищує значення в 100 мА, що вважаються безпечними, а у випадку потрапляння під напругу кроку гумові діелектричні чоботи надійно захищають працівника.

Таблиця 6.4 – Перелік небезпечних і шкідливих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Перелік НШВЧ	Фактичне значення	Граничнодопустиме значення та номер нормативного документу
Електричного походження	Напруга	110 кВ	6 В ПУЕ 2019
	Струм	1,4 кА при ОЗЗ	
	Напруженість електричного поля	До 20 кВ/м	5 кВ/м [5]

Продовження таблиці 6.4

Не електричного походження			
Важкість	Статичні та динамічні навантаження	II категорія важкості робіт	[8]
Напруженість	Нервово-психологічні перевантаження	II клас робіт	Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища
Фізичні	Температура	Від -20°C до +35°C	
	Роботи на висоті	До 34,7 м	
	Рухомі механізми та машини	Крани та підйомники	

6.5 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці

Таблиця 6.5 – Технічні та організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики	Примітки
Технічні заходи з електробезпеки	Огороджувальні засоби	Огородження стрічкою місця виконання робіт	
	Захисне заземлення	Заземлення базове на ПЛ, що встановлюється по місцю проведення робіт	[5]
	Ізольовані зони	Ізольована люлька підйомника при роботах на висоті	[3]

Продовження таблиці 6.5

Організаційні заходи з електробезпеки	Вид дозвільного документу на виконання робіт	Наряд-допуск на виконання робіт на ПЛ 110 кВ	[5]
	Категорія робіт	Роботи без напруги	
	Підготовка робочого місця	Укріплення опори. Зняття напруги з ділянки де ведуться роботи.	

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

Таблиця 6.6. Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Марка	Призначення	Технічні характеристики	Нормативні документи
Захисний одяг	NEO	Захист від механічних пошкоджень	Склад: 65% поліестер, 35% бавовна, щільність 267 г / м ²	[11]
Захисне взуття	DELTA PLUS	Захист від ураження струмом	Відсутні металічні елементи, поліуретанова підошва	[11]
Захист рук	Рукавички гумові діелектричні класу 1	Захист від ураження струмом	Натуральний латекс	[12]
Захист голови	Каска діелектрична	Захист від ударів голови	Пластик	[13]

Продовження таблиці 6.6

Захист очей	Дужка (прозорі окуляри)	Захист від часток середньої енергії зі шв. До 45 м/с.	Полікарбонат	[14]
Захист органів дихання	FS 913 VA FFP1 NR D	Захищає від пилу, твердих часток та аерозолей	Поліестер	[15]
Страховальний трос	ППП1-Г	Захист від падіння з висоти	Поліамідна стрічка	[16]

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.

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

Таблиця 6.7. Перелік заходів і засобів

Група заходів	Вид заходу	Критерії вибору
Технічні	Укріплення опор на час проведення робіт	Несуча здатність опори.

Продовження таблиці 6.7

Технічні	Наявність первинних засобів до тушіння пожеж (вогнегасник, пожежний інвентар)	Наявність вогнегасників у виїзних бригад.
	Зона відчуження навколо ПЛЕП	За умовами електробезпеки.
	Грозозахисна щогла, трос	Створення зони грозозахисту на ПЛ.
Організаційні	Навчання та тренінги	Постійні та періодичні (раз на рік)
	Перевірка ізоляцій	Відповідно до вимог
	Перевірка засобів пожеже тушіння	Відповідно до технічних умов
	План дій з попередження надзвичайних ситуацій	Відділ з охорони праці
	Періодичні огляди обладнання та ПЛ	Виїзна бригада та планові перевірки.
Засоби індивідуального захисту	Захисний одяг водонепроникний	Індивідуально для усіх членів команди

Висновки до розділу 6

Монтажні роботи з заміни ізоляції на ПЛ 110 кВ є роботами на висоті та відносяться до робіт з підвищеною небезпекою. Це обумовлює необхідність наряду-допуску на роботи та IV групи допуску для керівника робіт.

Навіть за умови правильного улаштування заземлення напруга дотику та кроку перевищують допустимі межі, а тому пі час проведення робіт використання індивідуального захисту є обов'язковим. Використання страхувальних та захисних засобів покликано зменшити ризики під час виконання робіт.

Проведення інструктажів та навчання персоналу також зменшує супутні ризики, а періодичні огляди обладнання та його заміна дозволяють остаточно мінімізувати їх.

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 перевірки допустимості фактичних рівнів напруги, фазних струмів на ділянка мережі та вибору регульовальних відгалуджень РПН та ПБВ силових трансформаторів.

Для підстанції 110/35/10 розглянуто головну схему електричних з'єднань, визначено типи розподільних пристроїв відповідних класів напруги. Визначено максимальні струми КЗ на шинах 110, 35, 10 кВ. Здійснено вибір типів електричних апаратів на ПС, зокрема вимикачів, роз'єднувачів тощо.

Розраховано диференційний захист трансформатора на базі терміналу фірми ABB RET670. Були визначені уставки максимального струмового захисту на базі терміналів REF615 та REC650 на кожен клас напруги та обрані напруги спрацювання реле мінімальної напруги.

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

Розроблено стартап-проект, основною ідеєю якого є створення нової електричної мережі з метою надання послуг з розподілу електричної енергії та

порівняти її схеми розвитку з конкурентними варіантами, що мають схожі техніко-економічні показники.

Розглянуто основні заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під монтажу в мережі напругою 110 кВ. Розроблено заходи з електробезпеки працівників та розраховано захисне заземлення опори.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Модели оптимизации развития энергосистем/Баженов В.А. учебное пособие. – Киев: КПИ, 1984 – 100с.
2. Рожкова Л.С., Кузьмин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Москва, 1987. 648 с.
3. ГКД 341.004.001–94. Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6–750 кВ. Київ, 1994. 139 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с. ил. – ISBN 5-93196-542-4.
5. Вазов В. Ф., Лавринович В.А., Лопаткин С.А. Техника высоких напряжений-Томск: ТПУ, 2006. –119 с.
6. Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. – Київ: НМК, 1992. – 207 с. - ISBN 5-7763-0738-4.
7. Электрические системы и сети/Буслова Н. В., Винославский В. Н., Денисенко Г. И., Перхач В. С. –К.: «Вища школа», 1986. –584 с.
8. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи –Л.: «Энергия», 1970. –392с.
9. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Санкт-Петербург, 2003. 350 с.
10. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику./ Методика. Загальні методичні положення. Затверджені наказом Міненерго України від 23.02.95. №1ПС та введені в дію з 01.03.95, -51 с.
11. Розроблення стартап-проекту [Електронний ресурс]: Методичні до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ: НТУУ «КПІ», 2016.– 28 с.
12. ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014. Гігієнічна класифікація праці за показниками

шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу. Київ, 2014. 37 с.

13. Третьякова Л.Д., Литвиненко Г.Є. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування. Київ, 2008. 317 с.

14. Третьякова Л. Д. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у магістерській дисертації для студентів енергетичних спеціальностей за освітньо-кваліфікаційним рівнем «магістр професійний». Київ, 2018. 41 с.

Власник документу:
приховано налаштуваннями конфіденційності

ID перевірки:
1000765843

Дата перевірки:
12.12.2019 13:03:03 GMT+0

Тип перевірки:
Doc vs My Database

Дата звіту:
12.12.2019 13:05:44 GMT+0

ID користувача:
41934

Назва документу: Столітній

ID файлу: 1000776876 Кількість сторінок: 155 Кількість слів: 23556 Кількість символів: 128563 Розмір файлу: 2.55 MB

10.5% Схожість

Найбільша схожість: 6.85% з джерело бібліотеки. ID файлу: EF-23640

Не знайдено жодних джерел з Інтернету

0% Текстові збіги по Бібліотеці акаунту

28

Page 157

0.15% Цитат

Цитати

1

Page 158

Не знайдено жодних посилань

2.59% Вилучень

Джерела менше, ніж 25 слів або 3% автоматично вилучено

Не знайдено жодного вилученого тексту з Інтернету

0% Вилученого тексту з Бібліотеки

402

Page 158

Підміна символів

Заміна символів

344

Михайлів Керівник
ст. викл., к.т.н.

[Signature] / Бесур Т.І./

повідомлення за перевірку дипломних робіт не платять
через електрошкільні мережі та системи
М. Чижовський В.В. *[Signature]* 12.12.2019