

**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»

В.о. завідувача кафедри
_____ Теймураз КАЦАДЗЕ
“ ____ ” _____ 2024 р.

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

**на здобуття ступеня магістра
за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему: «Мережа 110 кВ з повітряними ЛЕП та методологія обчислення плати за
перетікання реактивної потужності»**

Виконав:

студент II курсу, групи ЕС-21мп
Киселиця Артем Олександрович

Науковий керівник:

професор кафедри електричних мереж та систем, к. т. н.
Кирик Валерій Валентинович

Консультант з розділу «Релейний захист»:

доцент кафедри автоматизації енергосистем, к. т. н.
Омельчук Анатолій Олександрович

Консультант з розділу «Стартап-проєкт»:

доцент кафедри економіки і підприємництва, к. т. н.
Красношапка Володимир Володимирович

Консультант з розділу «Проектування підстанції»:

ас. кафедри електричних мереж та систем
Моссаковський Вадим Ігорович

Рецензент:

доцент кафедри відновлювальних джерел енергії
Бардик Євгеній Іванович

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

Студент _____

Київ – 2024 року

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

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

В. о. завідувача кафедри

_____ Теймураз КАЦАДЗЕ

«___» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту

1. Тема дисертації: «Мережа 110 кВ з повітряними ЛЕП та методологія обчислення плати за перетікання реактивної потужності», науковий керівник дисертації Кирик Валерій Валентинович, к. т. н., завідувач кафедри, затверджені наказом по КПІ ім. Ігоря Сікорського від «03» листопада 2023 р. №5131-с.
2. Термін подання студентом дисертації: 11 січня 2024 р.
3. Об'єкт дослідження: мережа 110 кВ з повітряними ЛЕП.
4. Вихідні дані: технічні умови на приєднання об'єкта до електричних мереж (див. Додаток до завдання на дипломний проєкт).
5. Перелік завдань, які необхідно розробити:
 - 1) загальні проєктні рішення;
 - 2) розрахунок електричних навантажень;
 - 3) вибір обладнання ПС 110/35/10 кВ електричної мережі;
 - 4) вибір релейного захисту ПЛ-110кВ;
 - 5) стартап-проєкт.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:
 - 1) принципова схема РП-110/35/10 кВ;
 - 2) розташування обладнання ВРП 110кВ;
 - 3) блискавкозахист підстанції;
 - 4) релейний захист ПЛ-110 кВ.

- 5) схеми електричної мережі
- 6) схеми електричної мережі варіант 1
- 7) схеми електричної мережі варіант 2

7. Орієнтовний перелік публікацій:

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Релейний захист	Омельчук А.О., доцент кафедри автоматизації енергосистем		
Стартап-проект	Красношопка В.В. доцент кафедри економіки і підприємництва		
Проектування підстанції	Моссаковський В. І., асистент кафедри електричних мереж та систем		

9. Дата видачі завдання: 25 вересня 2023 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Проект електричної мережі 110 кВ	25.09.2023-10.10.2023	
2	Проект електричної частини районної підстанції 110/35/10 кВ у вузлі №1 електричної мережі 110 кВ	11.10.2023-26.10.2023	
3	Дистанційний мікропроцесорний захист ПЛ 110 кВ	26.10.2023-20.11.2023	
4	Розроблення стартап-проекту	20.11.2023-06.12.2023	
5	Оформлення результатів розрахунку	06.12.2023-26.12.2023	
6	Оформлення технічних креслень	10.12.2023-28.12.2023	

Студент

Артем КИСЕЛИЦЯ

Науковий керівник

Валерій КИРИК

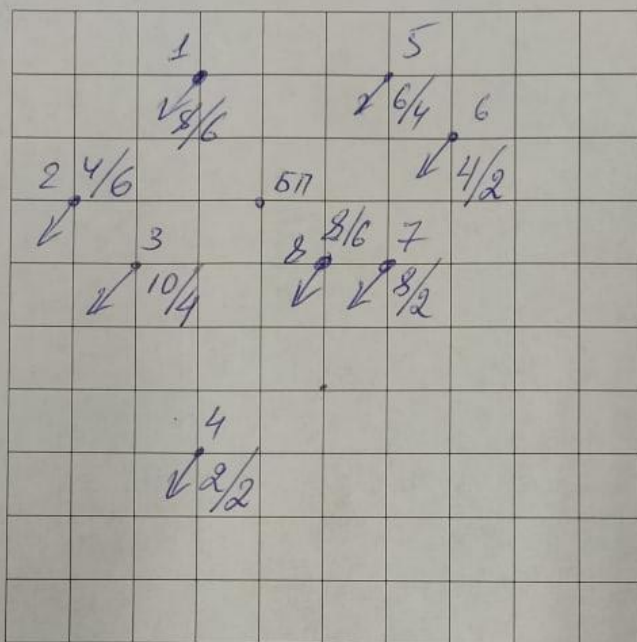
ДОДАТОК ДО ЗАВДАННЯ

КПІ ім. Ігоря
Сікорського
Кафедра ЕМС

Група ЕЕ-321м1

Студент Киселиця А. О.

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



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці 5П.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = 0,8$, $\cos \varphi_{пн} = 0,84$, $T_{max} = 4500$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Житомир.
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha =$ _____ (%). р-н I – II.
- $M_{гран} = 4500$ [МВт·км], $\alpha_m =$ _____

Примітки:

1. На ситуаційному плані дробі означають активні навантаження:
числівник – 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.

Завдання
видане

Дата 25.09.23

Підпис викладача

[Signature]

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 95 сторінках формату А4, яка включає в себе 13 рисунків, 25 таблиць, 16 джерел використаної літератури. Графічна частина складається із 4 аркушів технічних креслень формату А1.

Дисертація присвячена питанню мережі 110 кВ з повітряними ЛЕП та методологія обчислення плати за перетікання реактивної потужності. Виконано пошук оптимальної конфігурації електричної мережі. Знайдено значення рівнів напруги в незалежних вузлах мережі, потікрозподіл потужності по ділянках районної мережі, втрати потужності в елементах мережі. Дані розрахунки виконано для режиму мінімальних та максимальних навантажень, в також післяаварійного режиму роботи мережі. Спроековано електричну частину підстанції та обрано основні електричні апарати. Вибрано та розраховано релейний захист ЛЕП 110 кВ. Розроблено стартап-проект порівняння конкурентних варіантів спорудження мережі.

Актуальність теми. Дослідження усталених режимів електричної мережі є важливим питанням для забезпечення надійності електропостачання та якості електричної енергії.

Метою магістерської дисертації є синтез конфігурації мережі напругою 110 кВ.

Об'єкт дослідження: електрична мережа номінальною напругою 110 кВ з повітряними ЛЕП.

Предмет досліджень: режими роботи електричної мережі номінальною напругою 110 кВ.

Методи дослідження. Чисельні методи вирішення систем нелінійних рівнянь, методи теоретичних основ електротехніки та електричних мереж для розрахунку, математичне моделювання для розрахунку режимів роботи мережі.

Публікації за тематикою досліджень:

Відсутні

ABSTRACT

The master's thesis consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 95 pages of A4 format, which includes 13 figures, 25 tables, 16 sources of references. The graphic part consists of 4 sheets of technical drawings of A1 format.

The dissertation is devoted to the issue of 110 kV network with overhead power lines and the methodology for calculating the reactive power flow fee. A search for the optimal configuration of the power grid was performed. The values of voltage levels in independent nodes of the network, power flow distribution over the sections of the district network, and power losses in the network elements are found. These calculations were performed for the minimum and maximum load conditions, as well as for the post-emergency mode of the network operation. The electrical part of the substation was designed and the main electrical devices were selected. Relay protection of 110 kV transmission line was selected and calculated. A start-up project for comparing competitive options for network construction was developed.

Relevance of the topic. The study of the steady-state modes of the power grid is an important issue for ensuring the reliability of power supply and the quality of electricity.

The purpose of the master's thesis is to synthesise the configuration of a 110 kV network.

Object of research: 110 kV power grid with overhead power lines.

Subject of research: operating modes of the electric network with a rated voltage of 110 kV.

Research methods. Numerical methods for solving systems of nonlinear equations, methods of theoretical foundations of electrical engineering and electrical networks for calculation, mathematical modelling for calculating network operation modes.

Publications on the subject of research:

None

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	9
Вступ.....	10
1 Проект електричної мережі 110 кВ	12
1.1 Синтез варіантів схем мережі	12
1.2 Вибір трансформаторів	18
1.3 Розрахунок мережі за довжинами ділянок.....	20
1.4 Розрахунок та вибір типу та перерізу проводів ЛЕП.....	26
1.5 Перевірочні розрахунки обраних проводів ЛЕП.....	34
1.6 Техніко-економічні порівняння варіантів схеми мережі	38
Висновки по розділу 1	40
2 Проект електричної частини районної підстанції 110/35/10 кВ у вузлі №1 електричної мережі 110 кВ	41
2.1 Опис вузла №1 електричної мережі, в якому розміщена проектована підстанція	41
2.2 Опис головної схеми електричних з'єднань	41
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції.....	42
2.3.1 Розрахунок струмів КЗ в точці К1	44
2.3.2 Розрахунок струмів КЗ в точці К ₂	45
2.3.3 Розрахунок струмів КЗ в точці К ₃	46
2.4 Вибір електричного обладнання на підстанції.....	49
2.4.1 Розподільчий пристрій 10 кВ	50
2.4.2 Розподільчий пристрій 35 кВ	53
2.4.3 Розподільчий пристрій 110 кВ.....	54
2.5 Вимірювання та навантаження вимірювальних трансформаторів.....	55
2.6 Оперативний струм та освітлення	58
2.7 Блискавкозахист підстанції	59
2.8 Розрахунок заземлення підстанції	62
Висновки по розділу 2	63
3 Методологія обчислення плати за перетікання реактивної потужності	65

3.1 Загальні терміни, методик обчислення плати за перетікання реактивної потужності.....	65
3.2 Порядок проведення розрахунків за перетікання реактивної електроенергії.	66
3.3 Розрахунок балансних значень $W_{\text{РСПБ}}$, $W_{\text{QСПБ}}$, $W_{\text{QГБ}}$	69
3.4 Технологічні умови розрахунку економічних еквівалентів реактивної потужності (ЕЕРП).....	71
3.5 Технологічні умови розрахунку знижки плати ПЗ при залученні споживача до регулювання балансу реактивної потужності (електроенергії).....	74
Висновки по розділу 3	76
4 Дистанційний мікропроцесорний захист ПЛ 110 кВ	77
4.1 Пошкодження та ненормальні режими роботи ПЛ, перелік основних та резервних захистів ПЛ.....	77
4.2 Розрахунок та вибір уставок спрацювання дистанційного захисту	77
Висновки по розділу 3	86
5 Розроблення стартап-проекту.....	87
5.1 Опис ідеї проекту	87
5.2 Технічний аудит ідеї проекту	88
5.3 Фінансово-економічний аналіз стартап-проекту.....	89
5.4 SWOT – аналіз стартап-проекту	90
5.5 Розробка маркетингової програми даного стартап-проекту	91
Висновки по розділу 4	91
Загальні висновки.....	92
Список використаних джерел	10
Додаток А Схема районної мережі ЛЕП напругою 110кВ	Помилка! Закладку не визначено.
Додаток Б Результати перевірки дисертації на плагіат	Помилка! Закладку не визначено.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСКОЕ	— автоматизована система комерційного обліку електроенергії;
ВН	— висока напруга;
ДПЕ	— договір про постачання електричної енергії;
ДТЗЕ	— договір про технічне забезпечення електропостачання споживача;
ЕЕРП	— економічний еквівалент реактивної потужності;
ЕО	— електропередавальна організація;
КЛ	— кабельна лінія;
КРП	— компенсація реактивної потужності;
КУ	— компенсувальні установки;
ЛУЗОД	— локальне устаткування збору та обробки даних;
НН	— низька напруга;
МБН	— межа балансової належності;
ПЛ	— повітряна лінія;
ПС	— підстанція;
РЕМ	— район електричних мереж;
РП	— розподільча підстанція;
СН	— середня напруга;
СП	— споживач;
ТВП	— трансформатор власних потреб;
ТП	— трансформаторний пункт;
ЦДС	— центральна диспетчерська служба;
ЦКРП	— централізована компенсація реактивної потужності.

ВСТУП

Актуальність теми. Технічна стратегія в електричних мережах формулюється на основі стратегічних завдань розвитку Єдиної національної електричної системи (ЄНЕС) і включає в себе наступні напрямки:

Створення мережевої та технологічної інфраструктури, спрямованої на ефективне функціонування конкурентного ринку електроенергії в Україні та інтеграцію у міжнародні ринки електроенергії.

Вирішення застарілості основних активів електричних мереж та обладнання шляхом розширення робіт з їх реконструкції та технічного оновлення, включаючи модернізацію підстанцій, реконструкцію високовольтних ліній електропередач, та розвиток інформаційної інфраструктури.

Розвиток централізованого технологічного управління електричними мережами.

Забезпечення умов для приєднання учасників оптового ринку до електричної мережі з урахуванням недискримінаційного доступу і без втрати системної надійності.

Підвищення технічного рівня ЄНЕС до світових норм та стандартів, збільшення надійності та керованості при умові використання новітніх технік та технологій.

Збільшення ефективності функціонування шляхом обґрунтованого спрощення основних схем, зменшення витрат, питомих витрат з експлуатації та втрат у мережах ЄНЕС.

Реалізація автоматизованих підстанцій та широке використання різних типів обладнання для регулювання реактивної потужності, таких як лінійні та шинні керовані шунтуючі реактори, статичні тиристорні компенсатори.

Впровадження пілотних проектів гнучких систем електропередачі змінного струму (FACTS).

З урахуванням створення конкурентного ринку електроенергії в Україні, утворюються основні показники технічного рівня електричних мереж, приділяючи увагу укрупненим комплексним параметрам, що містяться у програмних і

нормативно-технічних документах, таких як Концепція забезпечення надійності Єдиної енергетичної системи

Мета магістерської дисертації. Метою магістерської дисертації є синтез конфігурації мережі напругою 110 кВ.

Для досягнення поставленої мети потрібно вирішити такі завдання:

- провести синтез варіантів розподілу мережі між споживачами,
- виконати вибір трансформаторі,
- виконати розрахунок поточкорозподілу мережі,
- виконати Розрахунок та вибір типу та перерізу проводів ЛЕП,
- за техніко економічними порівняння варіантів схеми мережі вибрати кращий варіант,
- розробити дистанційний мікропроцесорний захист ПЛ 110 кВ.

Методи дослідження. Виконання завдань, поставлених у дисертаційній роботі, базується на застосуванні методів аналізу усталених та перехідних режимів електричних систем, теорії стійкості, модального аналізу, а також методів аналізу сигналів та комп'ютерного математичного моделювання для проведення необхідних досліджень.

1 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ

1.1 Синтез варіантів схем мережі

За вихідними даними на проект заданий ситуаційний план на рис. 1.1. Гранична величина моменту потужності становить 4500 МВт · км. Розподіл електроенергії на підстанції відбувається із живлячої підстанції 330 кВ (БП), лініями електропередач ЛЕП номінальною напругою 110 кВ.

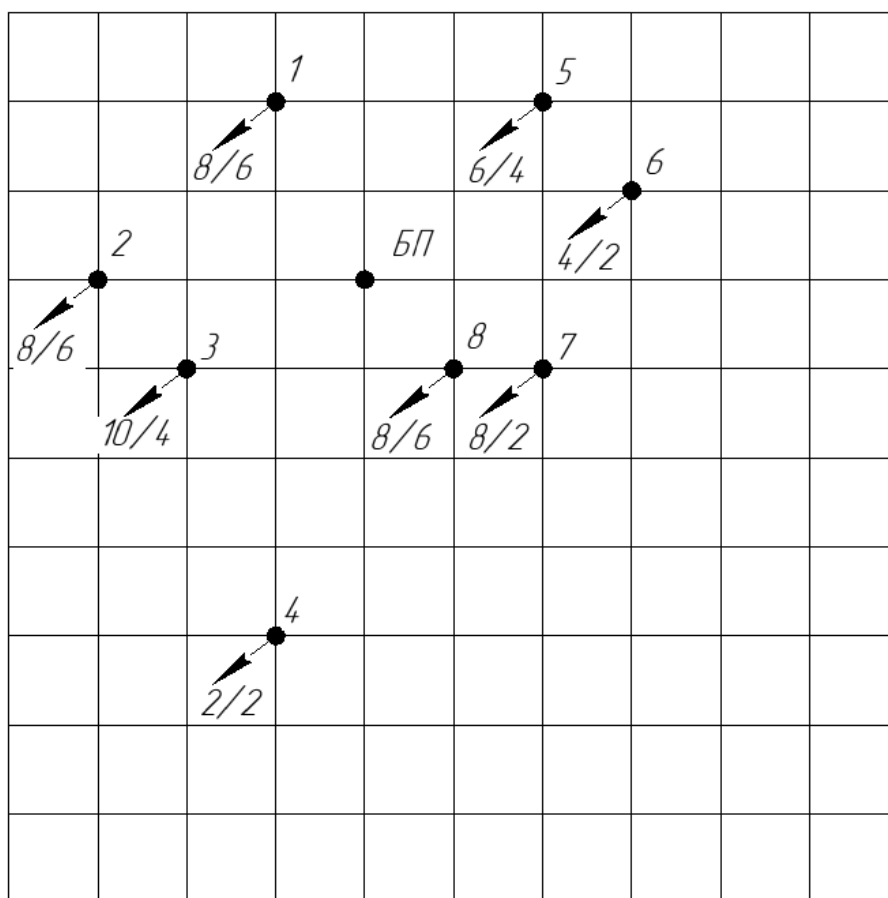


Рисунок 1.1 – Ситуаційний план розміщення ПС

За рекомендаціями завдання сформуємо п'ять варіантів схем електричної мережі ЛЕП 110 кВ.

При формуванні варіантів користуємося вимогами на проектування ЛЕП.

Перший варіант схеми електричної мережі 110 кВ.

Виконуємо з'єднання БП із ПС №8, яка знаходиться на найменшій відстані від нього. Момент потужності складе:

$$M_8 = P_8 \cdot l_{0-8} = 14 \cdot 14 = 196 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Отримане значення моменту потужності є меншим за задане. Тому з'єднуємо ПС №8 з ПС №7 та знаходимо сумарний момент потужності даних підстанцій:

$$M_7 = P_7 \cdot (l_{0-8} + l_{8-7}) + M_8 = 10 \cdot (14 + 10) + 196 = 436 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Нове значення моменту потужності є меншим за задане значення.

Аналогічним чином продовжуємо з'єднання між собою ПС та знаходимо моменти потужності:

$$M_6 = P_6 \cdot (l_{0-8} + l_{8-7} + l_{7-6}) + M_7 = 8 \cdot (14 + 10 + 22) + 436 = 712 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_5 = P_5 \cdot (l_{0-8} + l_{8-7} + l_{7-6} + l_{6-5}) + M_6 = 10 \cdot (14 + 10 + 22 + 14) + 712 = 1312 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_1 = P_1 \cdot (l_{0-8} + l_{8-7} + l_{7-6} + l_{6-5} + l_{5-1}) + M_5 = 10 \cdot (14 + 10 + 22 + 14 + 30) + 1312 = 2572 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_2 = P_2 \cdot (l_{0-8} + l_{8-7} + l_{7-6} + l_{6-5} + l_{5-1} + l_{1-2}) + M_1 = 10 \cdot (14 + 10 + 22 + 14 + 30 + 28) + 2572 = 3752 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_3 = P_3 \cdot (l_{0-8} + l_{8-7} + l_{7-6} + l_{6-5} + l_{5-1} + l_{1-2} + l_{2-3}) + M_2 = 10 \cdot (14 + 10 + 22 + 14 + 30 + 28 + 14) + 3752 = 5600 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Оскільки з'єднання з точкою ПС №3 перевищує максимальне значення, то проводимо з'єднання БП в точці ПС №1 (для скорочення розрахунків при з'єднанні в точці 2 то буде перевищення максимального значення 5840 МВт*км).

Знаходимо моменти потужності сформованого контуру в зворотному напрямку:

$$M_1 = P_1 \cdot l_{0-1} = 14 \cdot 22 = 308 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_5 = P_5 \cdot (l_{0-1} + l_{1-5}) + M_1 = 10 \cdot (22 + 30) + 308 = 828 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_6 = P_6 \cdot (l_{0-1} + l_{1-5} + l_{5-6}) + M_5 = 6 \cdot (22 + 30 + 14) + 828 = 1224 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_7 = P_7 \cdot (l_{0-1} + l_{1-5} + l_{5-6} + l_{6-7}) + M_6 = 10 \cdot (22 + 30 + 14 + 22) + 1224 = 2104 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_8 = P_8 \cdot (l_{0-1} + l_{1-5} + l_{5-6} + l_{6-7} + l_{7-8}) + M_7 = 14 \cdot (22 + 30 + 14 + 22 + 10) + 2104 = 3476 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Отримане значення не перевищує заданого максимального отже прийнятий контур 0-1-5-6-7-8-0

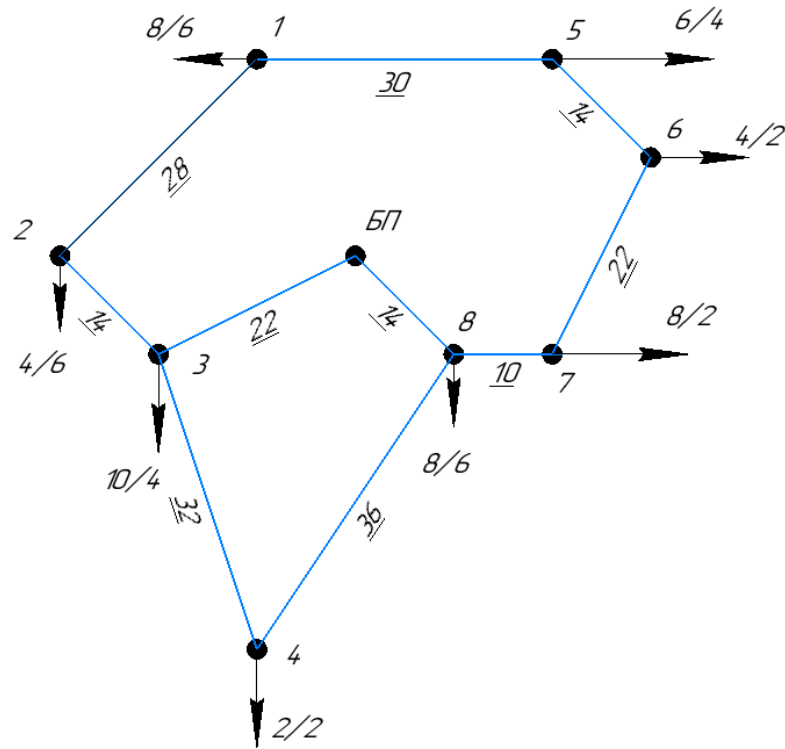


Рисунок 1.2 – Варіанти схем мережі початковий розрахунковий варіант

Для другого контуру при з'єднанні 1-2 включаємо двоколову, лінію.

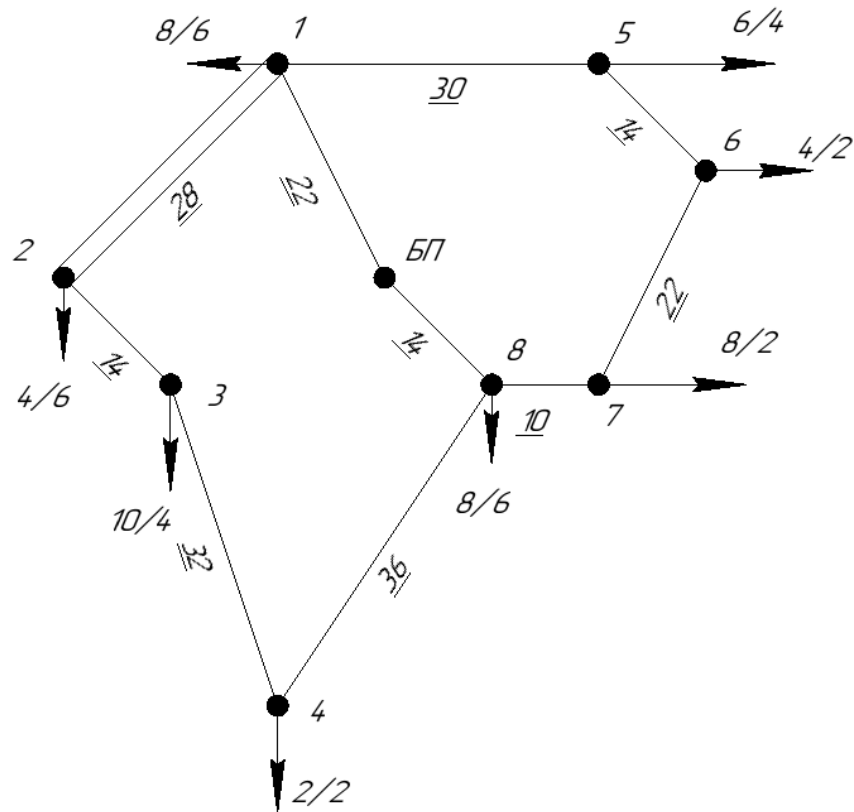


Рисунок 1.3 – Змінений перший варіант контура

Розрахунок другого контуру в прямому напрямку:

$$M_8 = P_8 \cdot l_{0-8} = 14 \cdot 14 = 196 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_4 = P_4 \cdot (l_{0-8} + l_{8-4}) + M_8 = 4 \cdot (14 + 36) + 196 = 844 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_3 = P_3 \cdot (l_{0-8} + l_{8-4} + l_{4-3}) + M_4 = 14 \cdot (14 + 36 + 32) + 844 = 1992 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_2 = P_2 \cdot (l_{0-8} + l_{8-4} + l_{4-3} + l_{3-2}) + M_3 = 14 \cdot (14 + 36 + 32 + 14) + 1992 = 2952 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_1 = P_1 \cdot \left(l_{0-8} + l_{8-4} + l_{4-3} + l_{3-2} + \frac{l_{2-1}}{2} \right) + M_3 = 10 \cdot \left(14 + 36 + 32 + 14 + 14 + \frac{28}{2} \right) + 2952 = 4492 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

В зворотному напрямку

$$M_1 = P_1 \cdot l_{0-1} = 14 \cdot 22 = 308 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_2 = P_2 \cdot \left(l_{0-1} + \frac{l_{1-2}}{2} \right) + M_1 = 14 \cdot (22 + 28/2) + 308 = 668 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_3 = P_3 \cdot \left(l_{0-1} + \frac{l_{1-2}}{2} + l_{2-3} \right) + M_2 =$$

$$= 14 \cdot \left(22 + \frac{28}{2} + 14 \right) + 668 = 1368 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_4 = P_4 \cdot \left(l_{0-1} + \frac{l_{1-2}}{2} + l_{2-3} + l_{3-4} \right) + M_3 =$$

$$= 4 \cdot \left(22 + \frac{28}{2} + 14 + 32 \right) + 1368 = 1696 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_8 = P_8 \cdot \left(l_{0-1} + \frac{l_{1-2}}{2} + l_{2-3} + l_{3-4} + l_{4-8} \right) + M_4 =$$

$$= 14 \cdot \left(22 + \frac{28}{2} + 14 + 32 + 36 \right) + 1696 = 3348 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Отриманий контур 0-1-2-3-4-8-0, в якій ділянка 1-2 є двох ланцюгова всі інші ланки одно ланцюгові.

По аналогії проведеного розрахунку складаємо інші чотири варіанти, які представлені на рис. 1.4 (а, б), 1.5 (а, б).

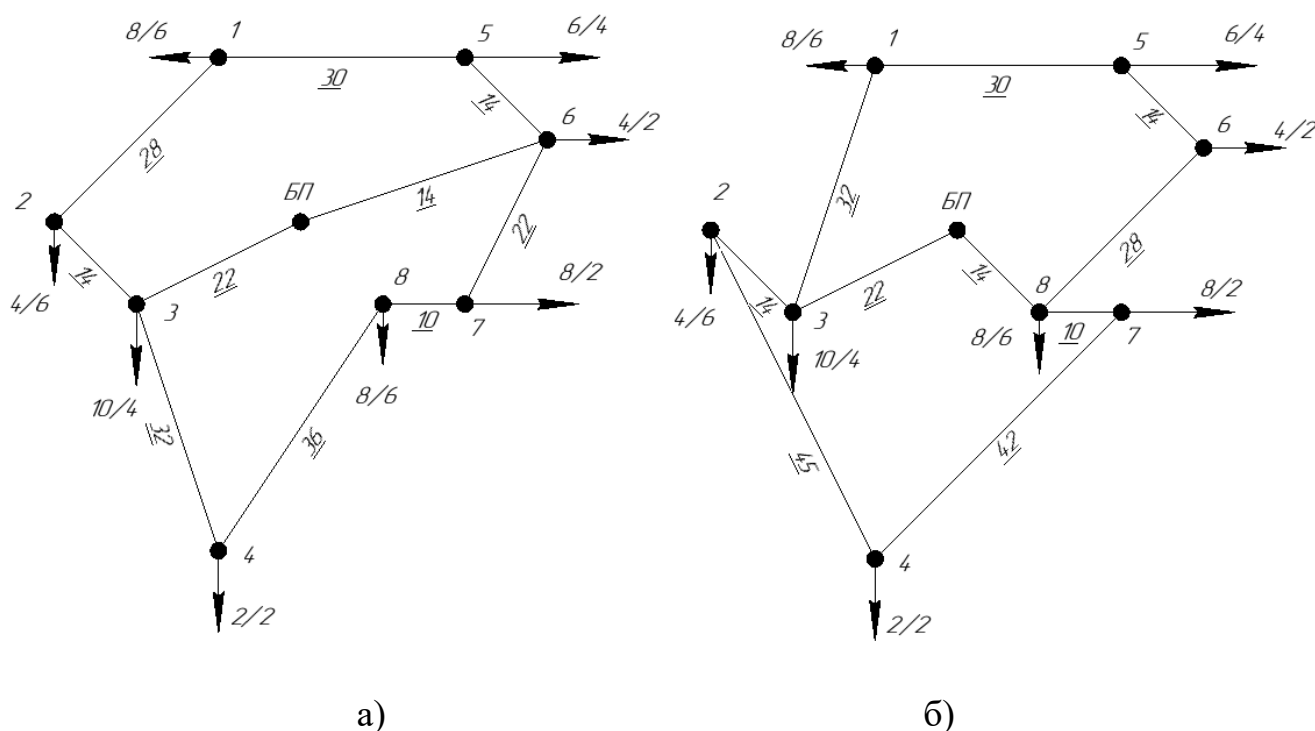


Рисунок 1.4 – Варіанти схем мережі: а - другий варіант; б - третій варіант;

1.2 Вибір трансформаторів

Визначення потужності силових трансформаторів для понижуючих підстанцій напругою 110 кВ проводиться на основі обсягу загальної потужності, яка буде підключена до вторинних шин цих підстанцій. Значення кутів навантаження на шинах середньої напруги (СН) та низької напруги (НН) складають:

$$\varphi_{\text{СН}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{СН}})) = \arccos(0,8) = 36,87^\circ$$

$$\varphi_{\text{НН}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{НН}})) = \arccos(0,84) = 32,86^\circ$$

Проводимо розрахунок реактивної потужності, для прикладу наведемо розрахунок для ПС №1

$$Q_{\text{СН1}} = -P_{\text{СН1}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{СН}} = -8 \cdot \operatorname{tg}(36,87) = -6 \text{ МВАр}$$

$$Q_{\text{НН1}} = -P_{\text{НН1}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{НН}} = -6 \cdot \operatorname{tg}(32,86) = -3,88 \text{ МВАр}$$

Максимальне сумарне навантаження на шинах ВН ПС 110 кВ буде складатися з суми активних і реактивних навантажень шин СН та НН, визначаючи його як комплексну суму:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{\text{max}1} &= P_{\text{СН1}} + P_{\text{НН1}} + j(Q_{\text{СН1}} + Q_{\text{НН1}}) = 8 + 6 + j(-6 - 3,88) = \\ &= 14 - j9,88 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Відповідно, модуль навантаження в вузлі №1 визначається як:

$$S_{\text{max}} = \sqrt{(P_{\text{СН1}} + P_{\text{НН1}})^2 + (Q_{\text{СН1}} + Q_{\text{НН1}})^2} = \sqrt{14^2 + 9,88^2} = 17,13 \text{ МВА}$$

Дані розрахунків зводимо в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2 – Розрахункові параметри пунктів майбутньої мережі

№ пункту	Активна потужність P, МВт		Реактивна потужність Q, МВАр		Повна потужність S _{max} , МВА	S _{max} , МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	8	6	-6	-3,88	14-j9,88	17,13
2	4	6	-3	-3,88	10-j6,88	12,14
3	10	4	-7,5	-2,58	14-j10,08	17,25
4	2	2	-1,5	-1,29	4-j2,79	4,88
5	6	4	-4,5	-2,58	10-j7,08	12,25
6	4	2	-3	-1,29	6-j4,29	7,38
7	8	2	-6	-1,29	10-j7,29	12,38
8	8	6	-6	-3,88	14-j9,88	17,13

Для кожної підстанції напругою 110 кВ встановлюють два силових трансформатори з однаковою номінальною потужністю. Це обумовлено плануванням приєднання споживачів I та II категорії до вторинних шин цих підстанцій для забезпечення надійності електропостачання. При виборі потужності трансформаторів важливим фактором є їхні навантажувальні характеристики. Відповідно до Правил технічної експлуатації (ПТЕ), для післяаварійних режимів допускається перевантаження трансформаторів на 40% протягом не більше 6 годин на добу, протягом 5 днів.

Отже, розрахункова потужність трансформаторів на ПС №1 буде визначена таким чином:

$$S_T = 0.7 \cdot S_{max} = 0.7 \cdot 17.13 = 12 \text{ МВА}$$

Найбільша стандартна номінальна потужність трансформатора для ПС №1 складає 16000 кВА. Таким чином, на ПС №1 встановлюють два трансформатори типу ТМТН-16000/110. У Таблиці 1.3 наведені аналогічно обрані силові трансформатори для всіх підстанцій напругою 110 кВ.

Таблиця 1.3 – Результат вибору силових трансформаторів на ПС 110 кВ

ПС	S_{max} , МВА	S_T , МВА	Число та тип трансформаторів
1	17,13	12,0	2×ТДТН-16000/110
2	12,14	8,5	2×ТДТН-10000/110
3	17,25	12,1	2×ТДТН-16000/110
4	4,88	3,4	2×ТМТН-6300/110
5	12,25	8,6	2×ТДТН-10000/110
6	7,38	5,2	2×ТМТН-6300/110
7	12,38	8,7	2×ТДТН-10000/110
8	17,13	12,0	2×ТДТН-16000/110

Каталожні дані кожного трансформатора в вузлі ЛЕП наведені в Таблиці 1.4

Таблиця 1.4 – Каталогні дані трансформаторів в вузлах РЕМ

№	Тип	S _н , МВА	U _н обмоток, кВ			U _к обмоток, %			ΔP _к , кВт	ΔP _н , кВт	I _н
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	2×ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
2	2×ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
3	2×ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
4	2×ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2
5	2×ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
6	2×ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2
7	2×ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
8	2×ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1

1.3 Розрахунок мережі за довжинами ділянок

На поточному етапі необхідно приблизно визначити потік потужності у ЛЕП з метою подальшого техніко-економічного порівняння різних варіантів. Це можна зробити, обравши переріз проводів для кожної ділянки мережі та визначивши приблизні втрати. Оперуючи отриманими результатами, можна зробити висновок про те, який варіант ЛЕП є найбільш економічно вигідним.

Розрахунок режиму L-схеми включає деякі спрощення та припущення. Усі лінії електропередачі виконані у вигляді одноланцюгових, і мають однакові конструктивні характеристики для забезпечення однорідності мережі. Це припущення дозволяє визначити потік потужності в різних ділянках розподільно-електричної мережі, використовуючи лише їхні довжини. На даному етапі втрати в лініях електропередачі, трансформаторах та перехідних проводах не враховуються через їхній незначний вплив на результати розрахунків.

Розрахунки будуть виконані методом контурних рівнянь. Перед початком розрахунку слід врахувати, що ділянка 1-2 є двох ланцюговою, тому її довжину слід розділити на 2.

$$L_{1-2} = \frac{l_{1-2}}{2} = \frac{28}{2} = 14 \text{ км}$$

У розподільчій схемі мережі варіанту 1 існує два контури: 0-1-5-6-7-8-0 та 0-8-4-3-2-1-0. Для першого контуру обрано гілку 6-5, а для другого – гілку 4-3.

Обрано напрямок обходу контурів за годинниковою стрілкою. Схема для визначення потокорозподілу в L-схемі показана на рисунку 1.6.

Здійснимо розподіл потужності в умовно розімкненій схемі, який в подальшому буде використаний для системи контурних рівнянь і визначення потокорозподілу в замкненій схемі.

Для I-го контуру:

$$\underline{S}_{\text{роз}7-6} = \underline{S}_{\text{max}7} = 10 - j7,29 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{роз}5-6} = S_{\text{max}7} + S_6 = 10 - j7,29 + 6 - j4,29 = 16 - j11,59 \text{ МВА}$$

$$\begin{aligned} S_{\text{роз}1-5} &= S_{\text{max}7} + S_{\text{max}6} + S_{\text{max}5} = \\ &= 10 - j7,29 + 6 - j4,29 + 10 - j7,08 = 26 - j18,66 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{\text{роз}0-1} &= S_{\text{max}7} + S_{\text{max}6} + S_{\text{max}5} + S_{\text{max}1} = \\ &= 10 - j7,29 + 6 - j4,29 + 10 - j7,08 + 14 - j9,88 = 40 - j28,54 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Для II-го контуру

$$S_{\text{роз}2-3} = S_{\text{max}2} = 10 - j6,88 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{роз}3-4} = S_{\text{max}2} + S_3 = 10 - j6,88 + 14 - j10,08 = 34 - j16,96 \text{ МВА}$$

$$\begin{aligned} S_{\text{роз}4-8} &= S_{\text{max}2} + S_{\text{max}3} + S_{\text{max}4} = \\ &= 10 - j6,88 + 24 - j10,08 + 4 - j2,79 = 38 - j19,75 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{\text{роз}0-8} &= S_{\text{max}2} + S_{\text{max}3} + S_{\text{max}4} + S_{\text{max}8} = \\ &= 10 - j6,88 + 24 - j10,08 + 4 - j2,79 + 14 - j9,88 = 52 - j29,63 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Отриманий потік потужності для 1-го варіанту по віткам ЛЕП представлено на Рисунку 1.6.

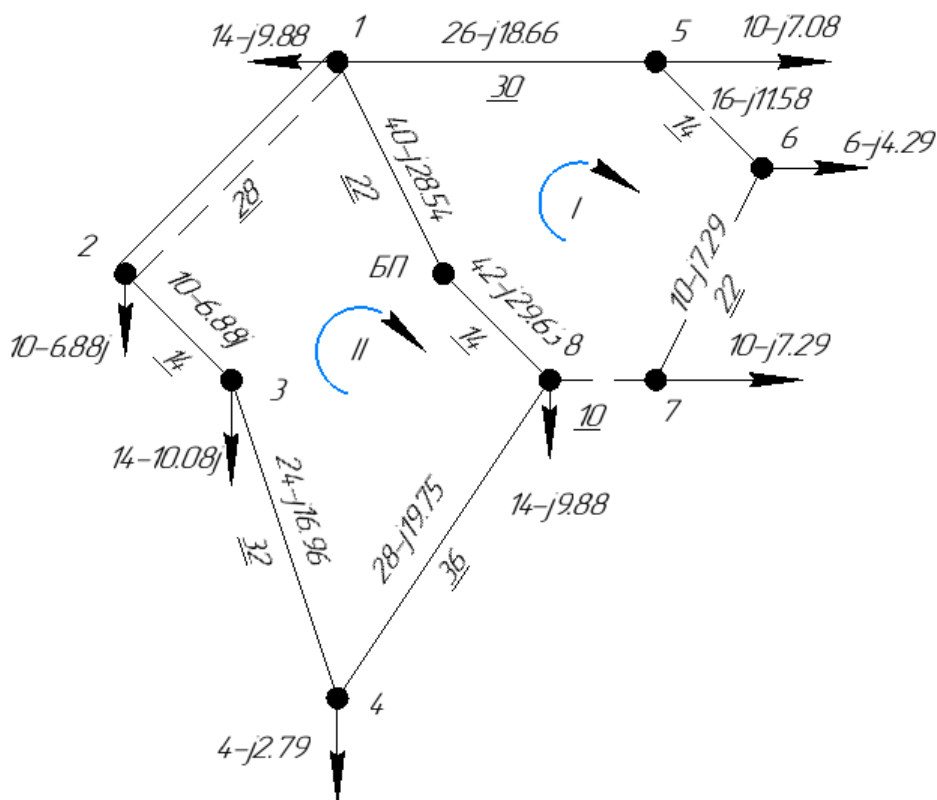


Рисунок 1.6 – Потокорозподіл в розімкненій мережі варіант 1

Розрахунок ведемо для власних та взаємних довжин контурів

$$L_{K1} = l_{0-8} + l_{8-7} + l_{7-6} + l_{5-6} + l_{5-1} + l_{1-0} = \\ = 14 + 10 + 22 + 14 + 30 + 22 = 112 \text{ км}$$

$$L_{K2} = l_{0-8} + l_{8-4} + l_{3-4} + l_{2-3} + l_{2-1} + l_{0-1} = 14 + 36 + 32 + 14 + 14 + 22 \\ = 132 \text{ км}$$

$$L_{K1-2} = l_{0-1} + l_{0-8} = 22 + 14 = 36 \text{ км}$$

Склали систему контурних рівнянь мережі (див. рисунок 1.7):

$$\begin{cases} S_{\Sigma \text{роз}0-8} \cdot l_{0-8} + S_{\Sigma \text{роз}8-4} \cdot l_{8-4} + S_{\Sigma \text{роз}4-3} \cdot l_{4-3} + S_{\Sigma \text{роз}3-2} \cdot l_{3-2} - S_{\Sigma \text{роз}0-1} \cdot l_{0-1} = \\ \quad = -S_{K1} \cdot L_{K1} + S_{K2} \cdot L_{K1-2} \\ S_{\Sigma \text{роз}0-1} \cdot l_{0-1} + S_{\Sigma \text{роз}1-5} \cdot l_{1-5} + S_{\Sigma \text{роз}5-6} \cdot l_{5-6} + S_{\Sigma \text{роз}6-7} \cdot l_{6-7} - S_{\Sigma \text{роз}08} \cdot l_{0-8} = \\ \quad = -S_{K2} \cdot L_{K2} + S_{K1} \cdot L_{K1-2} \end{cases}$$

$$\begin{cases} (42 - j29,63) \cdot 14 + (28 - j19,75) \cdot 36 + (24 - j16,96) \cdot 32 + \\ \quad + (10 - j6,88) \cdot 14 - (40 - j28,54) \cdot 22 = \\ \quad = -S_{K1} \cdot 112 + S_{K2} \cdot 36 \\ (40 - j25,54) \cdot 22 + (26 - j18,66) \cdot 30 + (16 - j11,58) \cdot 14 + \\ \quad + (10 - j7,29) \cdot 22 - (42 - j29,63) \cdot 14 = \\ \quad = -S_{K2} \cdot 132 + S_{K1} \cdot 36 \end{cases}$$

$$\begin{cases} S_{\Sigma_{\text{роз0-1}}} \cdot l_{0-1} + S_{\Sigma_{\text{роз1-5}}} \cdot l_{1-5} + S_{\Sigma_{\text{роз5-6}}} \cdot l_{5-6} + S_{\Sigma_{\text{роз6-7}}} \cdot l_{6-7} - S_{\Sigma_{\text{роз08}}} \cdot l_{0-8} = \\ \quad = -S_{K1} \cdot L_{K1} + S_{K1} \cdot L_{K1-2} \\ S_{\Sigma_{\text{роз0-8}}} \cdot l_{0-8} + S_{\Sigma_{\text{роз8-4}}} \cdot l_{8-4} + S_{\Sigma_{\text{роз4-3}}} \cdot l_{4-3} + S_{\Sigma_{\text{роз3-2}}} \cdot l_{3-2} - S_{\Sigma_{\text{роз01}}} \cdot l_{0-1} = \\ \quad = -S_{K2} \cdot L_{K2} + S_{K1} \cdot L_{K1-2} \end{cases}$$

$$\begin{cases} (40 - j25,54) \cdot 22 + (26 - j18,66) \cdot 30 + (16 - j11,58) \cdot 14 + \\ \quad + (10 - j7,29) \cdot 22 - (42 - j29,63) \cdot 14 = \\ \quad = -S_{K1} \cdot 112 + S_{K2} \cdot 36 \\ (42 - j29,63) \cdot 14 + (28 - j19,75) \cdot 36 + (24 - j16,96) \cdot 32 + \\ \quad + (10 - j6,88) \cdot 14 - (40 - j28,54) \cdot 22 = \\ \quad = -S_{K2} \cdot 132 + S_{K1} \cdot 36 \end{cases}$$

Розв'язком даної системи рівнянь є значення контурних потоків потужності:

$$\underline{S_{K1}} = (-19,171 + j13,754) \text{ МВА}$$

$$\underline{S_{K2}} = (-17,531 + j12,365) \text{ МВА}$$

Наступним етапом є визначення результуючого потоку потужності по різницеvim ділянкам. Це виконується шляхом комбінування потоку потужності по ділянкам ліній електропередачі у віртуальній розімкненій схемі та потоків потужності по контурах. Важливим аспектом є урахування напрямку контурних потоків та визначення знаків при значеннях потужностей.

$$\begin{aligned} \underline{S_{0-1}} &= S_{K1} - S_{K2} + S_{\Sigma_{\text{роз01}}} = \\ &= (-19,171 + j13,754) + (17,531 - j12,365) + (40 - j28,54) = \\ &= (38,361 - j27,15) \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S_{1-5}} &= S_{K1} + S_{\Sigma_{\text{роз15}}} = (-19,171 + j13,754) + (26 - j18,66) \\ &= (6,829 - j4,906) \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S_{5-6}} &= S_{K1} + S_{\Sigma_{\text{роз56}}} = (-19,171 + j13,754) + (16 - j11,59) \\ &= (-3,171 + j2,174) \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S_{6-7}} &= S_{K1} + S_{\Sigma_{\text{роз67}}} = (-19,171 + j13,754) + (10 - j7,29) \\ &= (-9,171 + j6,464) \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\underline{S_{7-8}} = S_{K1} = (-19,171 + j13,754) \text{ МВА}$$

$$\begin{aligned}
\underline{S_{0-8}} &= -S_{K1} + S_{K2} + S_{\Sigma_{\text{роз}08}} = \\
&= (19,171 - j13,754) - (17,531 + j12,365) + (52 - j29,63) \\
&= (43,639 - j31,02)\text{MBA}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\underline{S_{4-8}} &= S_{K2} + S_{\Sigma_{\text{роз}48}} = (-17,531 + j12,365) + (38 - j19,75) \\
&= (10,469 - j7,385)\text{MBA}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\underline{S_{3-4}} &= S_{K2} + S_{\Sigma_{\text{роз}34}} = (-17,531 + j12,365) + (38 - j19,75) \\
&= (6,469 - j4,595)\text{MBA}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\underline{S_{2-3}} &= S_{K2} + S_{\Sigma_{\text{роз}23}} = (-17,531 + j12,365) + (10 - j6,88) \\
&= (-7,531 - j5,485)\text{MBA}
\end{aligned}$$

$$\underline{S_{2-1}} = S_{K2} = (-17,531 + j12,365)\text{MBA}$$

Перевірка виконання Другого закону Кірхгофа для обох контурів ЛЕП:

- для контуру 1:

$$\begin{aligned}
S_{0-8} \cdot l_{0-8} + S_{8-4} \cdot l_{8-4} + S_{4-3} \cdot l_{4-3} + S_{3-2} \cdot l_{3-2} + S_{2-1} \cdot l_{2-1} - S_{0-1} \cdot l_{0-1} &= \\
&= (43,639 - j31,02) \cdot 14 + (10,469 - j7,385) \cdot 36 + (6,469 - j4,595) \cdot 32 \\
&+ (-7,531 - j5,485) \cdot 14 + (-17,531 + j12,365) \cdot 14 - \\
&- (38,361 - j27,15) \cdot 22 = 0
\end{aligned}$$

- для контуру 2:

$$\begin{aligned}
S_{0-1} \cdot l_{0-1} + S_{1-5} \cdot l_{1-5} + S_{5-6} \cdot l_{5-6} + S_{6-7} \cdot l_{6-7} + S_{8-7} \cdot l_{8-7} - S_{0-8} \cdot l_{0-8} &= \\
&= (38,361 - j27,15) \cdot 22 + (6,829 - j4,906) \cdot 30 + (-3,171 + j2,174) \cdot 14 \\
&+ (6,829 - j4,906) \cdot 30 + (-19,171 + j13,754) \cdot 10 - (43,639 - j31,02) \cdot 14 \\
&= 0
\end{aligned}$$

Таким чином, потокорозподіл по ділянках ЛЕП №1 у схемі знайдений правильно. Про це свідчить виконання Другого закону Кірхгофа. Результати показані на рис. 1.7.

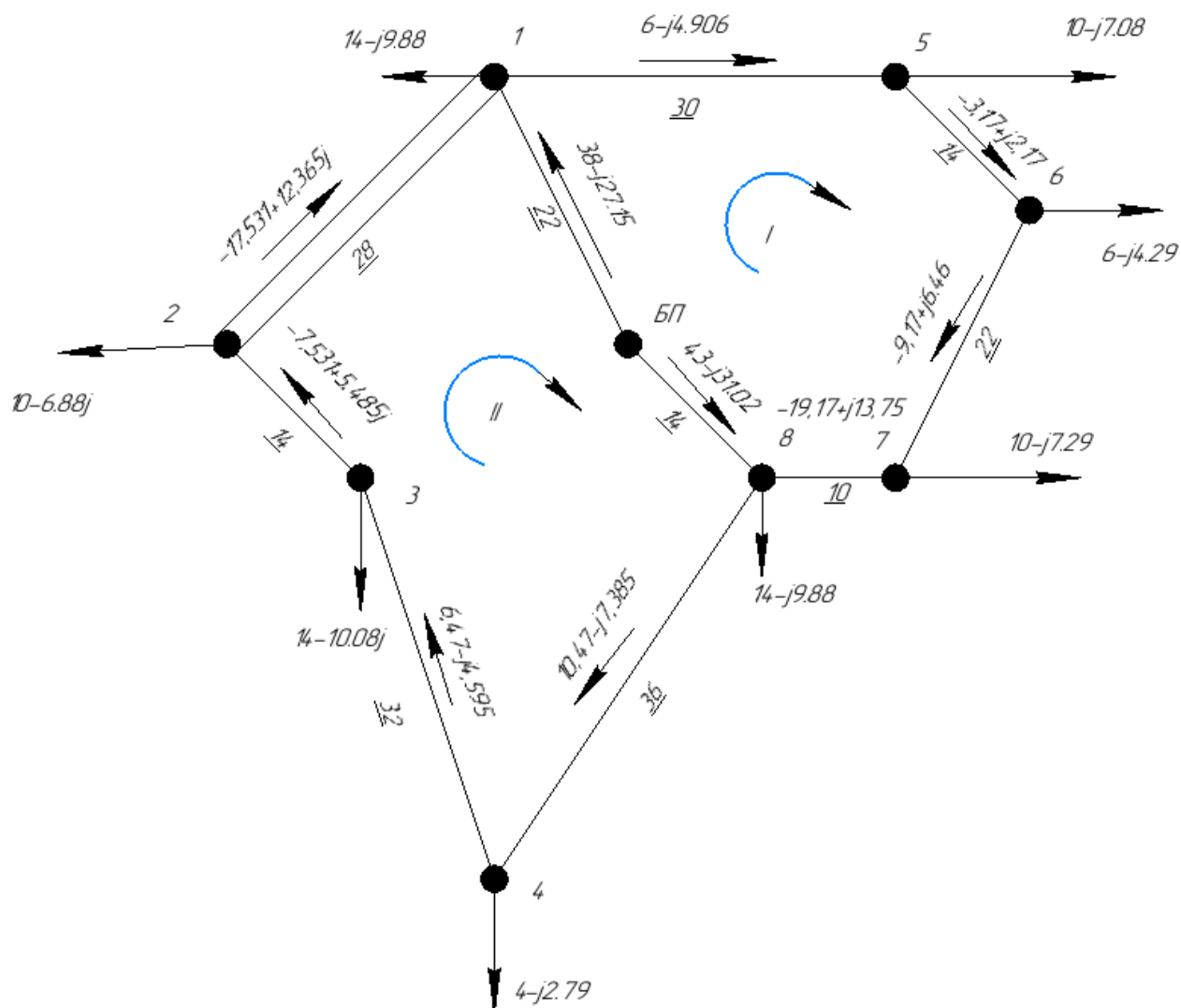


Рисунок 1.7 – Потокорозподіл в схемі ЛЕП варіант 1

Аналогічні операції виконуються і для другого варіанту синтезованої РЕМ. Результати показані на Рисунок 1.8.

де k_{0-1} – визначає кількість ланцюгів для побудови лінії електропередачі (ЛЕП) на ділянці 0-1;

I_{0-1} – представляє струмове навантаження ЛЕП 0-1 в умовах нормального режиму;

ρ – вказує на питомий опір матеріалу, з якого виготовлений провід, вимірюваний в $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ (для алюмінію, $28,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$);

$k_{\text{питзм110}}$ – визначає питоме значення умовно змінних витрат на будівництво ЛЕП, виражене в гривнях міліметр квадратний на кілометр (приведене до курсу долара США – 37 гривень за один долар), і складає 33,30 тисяч гривень за міліметр квадратний на кілометр.

τ – це час максимальних витрат, який розраховується за допомогою емпіричної формули [1]:

$$\begin{aligned}\tau &= (0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = \\ &= 2886 \text{ год/рік}\end{aligned}$$

$\Pi_{\text{вх}}$ – це тариф на електроенергію на вході в мережу, вимірюваний у копійках за кіловатт-годину (відповідно до даних, наданих [17], приймаємо середню зважену ціну $458,081 \text{ коп}/(\text{кВт} \cdot \text{год})$ або $4580,81 \text{ грн}/(\text{МВт} \cdot \text{год})$);

N_e – це нормативний показник витрат на експлуатацію ПЛ, % (за [1], цей показник становить 1,2%);

E – норма дисконту, вимірювана в грошових одиницях (згідно з [1], цей показник становить 0,1).

У Таблиці 1.5 наведено результати розрахунків для струмового навантаження та оптимальних перерізів проводів для інших ділянок електричної мережі варіанту 1. Виявлено, що оптимальні перерізи не відповідають стандартним перерізам сталевалюмінієвих проводів, які прийняті в Україні [1] (див. Таблицю 1.6).

Для визначення оптимального стандартного перерізу лінії електропередачі для ділянки, необхідно провести оцінку та порівняння значень функції сумарних дисконтованих витрат на будівництво лінії з проводами найменшого і найбільшого перерізу в порівнянні з оптимальним значенням перерізу.

Таблиця 1.5 – Результати розрахунків оптимального перерізу провідника ЛЕП варіанту 1

Ділянка	Активна потужність, Р, МВт	Реактивна потужність, Q, МВАр	Струмове навантаження, I, А	Оптимальний переріз проводу, $F_{\text{опт}}$, мм ²	Стандартний переріз, мм ²	
					$> F_{\text{опт}}$	$< F_{\text{опт}}$
0-1	38	27,15	245,1	426,7	2х240	240
1-5	6	-4,906	40,7	70,8	95	70
5-6	-3,17	2,17	20,2	35,1	70	-
6-7	-9,17	6,46	58,9	102,5	95	120
7-8	-19,17	13,75	123,8	215,6	240	185
0-8	43	31,02	278,3	484,5	3х240	2х240
1-2	-17,531	12,365	112,6	98,0	120	95
2-3	-7,531	5,485	48,9	85,1	95	70
3-4	6,47	-4,595	41,7	72,5	95	70
4-8	10,47	-7,385	67,2	117,1	120	95

Таблиця 1.6 – Перерізи сталевалюмінієвих проводів які випускаються промисловістю ПЛ 110-330 кВ

Клас напруги ПЛ, кВ	Стандартні перерізи, мм ²	
	Скорочена номенклатура	Повна номенклатура
110	70, 120, 240	70, 95, 120, 150, 185, 240
150	120, 240	120, 150, 240, 300
220	240, 400	240, 300, 400, 500,
330	240, 400	240, 300, 400, 500,

Аналогічно проводимо розрахунки для другого варіанту та заносимо їх в таблицю 1.7.

Таблиця 1.7 – Результати розрахунків оптимального перерізу провідника ЛЕП варіанту 2

Ділянка	Активна потужність, Р, МВт	Реактивна потужність, Q, МВАр	Струмове навантаження, I, А	Оптимальний переріз проводу, $F_{\text{опт}}$, мм ²	Стандартний переріз, мм ²	
					$> F_{\text{опт}}$	$< F_{\text{опт}}$
0-2	37,413	-26,469	240,5	418,8	2х240	240
2-1	13	-9,624	84,9	147,8	150	120
1-5	-0,441	-0,256	2,7	4,7	70	-
5-6	-10,441	-7,336	67,0	116,6	95	120
6-7	-16,441	11,626	105,7	184,0	185	150
7-0	44,587	-31,701	287,1	499,9	3х240	2х240
7-8	18,146	-12,785	116,5	202,8	240	185
8-4	4,146	-2,905	26,6	46,3	70	-
4-3	0,146	-0,115	1,0	1,7	70	-
2-3	-13,854	9,965	89,6	155,9	185	150

Розглянемо приклад техніко-економічного порівняння двох варіантів будівництва лінії електропередачі напругою 110 кВ на ділянці 0-1 з використанням провідників із перерізом $2 \times 240 \text{ мм}^2$ (варіант А) та 240 мм^2 (варіант Б).

Одноланцюгове виконання ділянки 0-1 було обране на етапі синтезу ЛЕП варіанту 1. Важливо відзначити, що вартість капітальних витрат вказана в гривнях за курсом 37 гривень за долар.

1. Капітальні вкладення в ЛЕП (К_{ПЛ}, тис. грн.) для варіантів А та Б визначаються з урахуванням довжини ліній та базових показників вартості ЛЕП 110 кВ:

$$K_{\text{ПЛ } 0-1(A)} = K_{110-240} \cdot L_{01} = 2 \cdot 40 \cdot 22 = 1760,7 \text{ тис. грн}$$

$$K_{\text{ПЛ } 0-1(B)} = K_{110-2 \times 240} \cdot L_{01} = 40 \cdot 22 = 880,3 \text{ тис. грн}$$

2) Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонт лінії передачі (В_{ПЛ}, тис. грн/рік) для варіантів А та Б розраховуються у відсотках від капітальних витрат на будівництво лінії передачі [1]:

$$V_{\text{ПЛ } 0-1(A)} = K_{\text{ПЛ } 0-1(A)} \cdot \frac{H_{\text{ПЛ}}}{100} = 1760,7 \cdot \frac{1,2}{100} = 21,1 \text{ тис. грн.}$$

$$V_{\text{ПЛ } 0-1(B)} = K_{\text{ПЛ } 0-1(B)} \cdot \frac{H_{\text{ПЛ}}}{100} = 880,3 \cdot \frac{1,2}{100} = 10,6 \text{ тис. грн.}$$

3) Витрати на компенсацію втрат активної енергії (І_{втр}, тис. грн/рік) враховуються, зазначаючи, що для лінії передачі 110 кВ значення постійних втрат активної енергії ($A_{\text{пост}}$, кВт·год), пов'язаних із втратами активної потужності на корону, вважається $\Delta A_{\text{пост}}=0$. Еквівалентний опір для лінії передачі у варіантах А та Б визначається наступним чином:

$$r_{e0-4(A)} = \frac{r_{240} \cdot L_{0-1}}{n_{np0-1(A)}} = \frac{0,428 \cdot 22}{2} = 1,32 \text{ Ом}$$

$$r_{e0-4(B)} = \frac{r_{2 \times 240} \cdot L_{0-1}}{n_{np0-1(A)}} = \frac{0,428 \cdot 22}{1} = 2,64 \text{ Ом}$$

Втрати активної потужності в опорах ПЛ 110 кВ 0-4 для варіантів А і Б:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma 0-1(A)} &= \frac{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}{U_n^2} \cdot r_{e0-4(A)} \cdot 10^3 = \frac{38^2 + (-26,47)^2}{110^2} \cdot 1,32 \cdot 10^3 \\ &= 237,94 \text{ кВт} \end{aligned}$$

$$\Delta P_{\Sigma 0-1(B)} = \frac{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}{U_n^2} \cdot r_{e0-4(B)} \cdot 10^3 = \frac{38^2 + (-26,47)^2}{110^2} \cdot 2,64 \cdot 10^3$$

$$= 475,9 \text{ кВт}$$

Змінні втрати активної енергії для варіантів А і Б:

$$\Delta A_{\Sigma 0-1(A)} = \Delta P_{\Sigma 0-1(A)} \cdot \tau = 237,94 \cdot 2886 = 686696,7 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{\Sigma 0-1(B)} = \Delta P_{\Sigma 0-1(B)} \cdot \tau = 475,9 \cdot 2886 = 1373393 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Витрати на покриття втрат активної енергії ПЛ 110 кВ 0-1 для варіантів А і Б:

$$B_{\text{втр}0-1(A)} = (3'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}0-1(A)} + 3''_e \cdot \Delta A_{\Sigma 0-1(A)}) \cdot 10^{-5} =$$

$$= (135,2 \cdot 0 + 175,6 \cdot 686696,7) \cdot 10^{-5} = 1212,7 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{\text{втр}0-1(B)} = (3'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}0-1(B)} + 3''_e \cdot \Delta A_{\Sigma 0-1(B)}) \cdot 10^{-5} =$$

$$= (135,2 \cdot 0 + 175,6 \cdot 1373393) \cdot 10^{-5} = 2425,4 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ для варіантів А і Б складають:

$$B_{\text{ПЛ}0-1(A)} = B_{\text{ПЛ}0-1(A)} + B_{\text{втр}0-1(A)} = 21,1 + 1212,7 = 1233,8 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{\text{ПЛ}0-1(B)} = B_{\text{ПЛ}0-1(B)} + B_{\text{втр}0-1(B)} = 10,6 + 2425,4 = 2436,0 \text{ тис. грн.}$$

4) Капіталовкладення у підстанцію 110 кВ для варіантів А і Б. Тут враховуються затрати на встановлення додаткових комірок вимикачів, які необхідні для підключення додаткового ланцюга ПЛ 110 кВ:

$$K_{\text{ПС}(A)} = n_{\text{ВВ}110(A)} \cdot C_{\text{ВВ}110(A)} = 1 \cdot 3330 = 3330 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{\text{ПС}(B)} = n_{\text{ВВ}110(B)} \cdot C_{\text{ВВ}110(B)} = 1 \cdot 3330 = 3330 \text{ тис. грн.}$$

5) Витрати обслуговування і ремонт вимикачів щороку, які додатково встановлюються на ПС, для варіанту А і Б:

$$B_{\text{ПС}0-1(A)} = K_{\text{ПС}0-1(A)} \cdot \frac{H_{\text{ПС}}}{100} = 3330 \cdot \frac{2,4}{100} = 79,92 \text{ тис. грн}$$

$$B_{\text{ПС}0-1(B)} = K_{\text{ПС}0-1(B)} \cdot \frac{H_{\text{ПС}}}{100} = 3330 \cdot \frac{2,4}{100} = 79,92 \text{ тис. грн}$$

6) Знаходження значень функції сумарних дисконтованих витрат на будівництво лінії передачі 110 кВ (ділянки 0-1) проводиться для варіантів А і Б. Ця функція враховує капіталовкладення у спорудження лінії передачі з визначеною фазою, витрати на додаткові комірочки вимикачів, а також витрати на річне обслуговування обладнання:

$$\begin{aligned}
Z_{\text{ЛЕПО-4(A)}} &= K_{\text{ПЛ 0-1(A)}} + K_{\text{ПС (A)}} + \frac{B_{\text{ПЛО-1(A)}} + B_{\text{ПС0-1(A)}}}{E} = \\
&= 1760,7 + 3330 + \frac{1233,8 + 79,9}{0,1} = 18228 \text{ тис. грн}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Z_{\text{ЛЕПО-4(Б)}} &= K_{\text{ПЛ 0-1(Б)}} + K_{\text{ПС (Б)}} + \frac{B_{\text{ПЛО-1(Б)}} + B_{\text{ПС0-1(Б)}}}{E} = \\
&= 880,3 + 3330 + \frac{2436 + 79,9}{0,1} = 29369 \text{ тис. грн}
\end{aligned}$$

Отже, були розраховані витрати та експлуатаційні витрати на будівництво ділянки 0-1 для варіантів А (2×240) та Б (240) передачі електроенергії при напрузі 110 кВ. Виявлено, що вартість варіанту А є на 11141 тисяч гривень меншою, що складає приблизно 61,12%.

У зв'язку з передбачуваним зростанням електроспоживання населення та промисловості, що вимагатиме передачу більших потужностей через мережу, було вирішено обрати варіант з більшим поперечним перерізом та конструктивним виконанням лінії передачі напругою 110 кВ.

Аналогічним методом було проведено розрахунки для інших ділянок, визначивши функцію сумарних дисконтованих витрат на будівництво лінії передачі напругою 110 кВ для кожної ділянки. Результати представлені в Таблиці 1.7. Оптимальні перерізи для Варіанту РЕМ 1 вибрані напівжирним шрифтом.

Результати розрахунків струмового навантаження та оптимальних перерізів проводів для ділянок електричної мережі Варіанту 2 наведені у Таблиці 1.8.

Таблиця 1.7 –Техніко-економічне порівняння вибору виконання ПЛ 110 кВ для ЛЕП Варіанту 1.

Ділянка	F, мм ²	K _{пл} , тис. грн	В _{епл} , тис. грн	В _{втр} , тис. грн	В _{пл} , тис. грн	K _{пс} , тис. грн	В _{пс} , тис. грн	З, тис. грн	З _{А(Б)} –З _{Б(А)} , тис. грн	Δ, %
Варіант А										
0-1	2х240	1760,7	21,1	1212,7	1233,8	3330	79,9	18228	-11141	-61,1
1-5	95	1159,3	13,9	232,3	246,2	3330	79,9	7750	-972	-12,5
5-6	70	560,2	6,7	37,2	44,0	3330	79,9	5129	0	0,00
6-7	95	850,2	10,2	356,8	367,0	3330	79,9	8649	661	7,6
7-8	240	439,9	5,3	281,3	286,6	3330	79,9	7435	-958	-12,9
0-8	3х240	1847,5	22,2	663,1	685,3	3330	79,9	12830	-2626	-20,5
1-2	120	542,9	6,5	337,9	344,4	6660	159,8	12245	-4924	-40,2
2-3	95	541,0	6,5	156,6	163,1	3330	79,9	6301	-646	-10,3
3-4	95	1236,6	14,8	259,7	274,6	3330	79,9	8112	-1085	-13,4
4-8	120	1396,1	16,8	619,8	636,6	3330	79,9	11891	-1413	-11,9
Варіант Б										
0-1	240	880,3	10,6	2425,4	2436,0	3330	79,9	29369	11141	37,9
1-5	70	1200,4	14,4	324,9	339,3	3330	79,9	8722	972	11,1
5-6	70	560,2	6,7	37,2	44,0	3330	79,9	5129	0	0,0
6-7	120	853,2	10,2	290,3	300,6	3330	79,9	7988	-661	-8,3
7-8	185	416,6	5,0	379,8	384,8	3330	79,9	8393	958	11,4
0-8	2х240	1231,7	14,8	994,7	1009,5	3330	79,9	15455	2626	17,0
1-2	95	541,0	6,5	830,5	837,0	6660	159,8	17169	4924	28,7
2-3	70	560,2	6,7	219,1	225,8	3330	79,9	6947	646	9,3
3-4	70	1280,5	15,4	363,3	378,7	3330	79,9	9196	1085	11,8
4-8	95	1391,2	16,7	761,7	778,4	3330	79,9	13304	1413	10,6

Таблиця 1.8 – Техніко-економічне порівняння вибору виконання ПЛ 110 кВ для ЛЕП Варіанту 2.

Ділянка	F, мм ²	K _{пл} , тис. грн	В _{епл} , тис. грн	В _{втр} , тис. грн	В _{пл} , тис. грн	K _{пс} , тис. грн	В _{пс} , тис. грн	З, тис. грн	З _{А(Б)} – З _{Б(А)} , тис. грн	Δ, %
Варіант А										
0--2	2x240	2639,3	31,7	796,2	827,9	532267	12774,4	670930	-22409	-3,34
2--1	150	1097,4	13,2	610,9	624,1	266134	6387,2	337344	-1561	-0,46
1--5	70	1200,4	14,4	1,4	15,8	266134	6387,2	331364	0	0,00
5--6	95	541,0	6,5	293,8	300,3	266134	6387,2	333550	545	0,16
6--7	185	916,5	11,0	608,7	619,7	0	0,0	7113	-1292	-18,2
7--0	3x240	2903,3	34,8	369,8	404,6	266134	6387,2	336955	-3539	-1,05
7--8	240	439,9	5,3	249,1	254,3	266134	6387,2	332989	-846	-0,25
8--4	70	1440,5	17,3	166,3	183,6	266134	6387,2	333282	0	0,00
4--3	70	1280,5	15,4	0,2	15,6	266134	6387,2	331442	0	0,00
2--3	185	583,2	7,0	278,2	285,2	266134	6387,2	333441	-580	-0,17
Варіант Б										
0--2	240	1319,7	15,8	3184,9	3200,7	532267	12774,4	693338	22409	3,2
2--1	120	1085,9	13,0	768,3	781,3	266134	6387,2	338905	1561	0,5
1--5	70	1200,4	14,4	1,4	15,8	266134	6387,2	331364	0	0,0
5--6	120	542,9	6,5	239,1	245,6	266134	6387,2	333005	-545	-0,2
6--7	150	862,2	10,3	744,0	754,3	0	0,0	8405	1292	15,4
7--0	2x240	1935,5	23,2	832,0	855,3	266134	6387,2	340494	3539	1,0
7--8	185	416,6	5,0	336,2	341,2	266134	6387,2	333834	846	0,3
8--4	70	1440,5	17,3	166,3	183,6	266134	6387,2	333282	0	0,0

Ділянка	F, мм ²	K _{пл, тис} . грн	В _{еПЛ, тис} . грн	В _{втр, тис} . грн	В _{пл, тис} . грн	K _{пс, тис} . грн	В _{пс, тис} . грн	З, тис. грн	З _{А(Б) – З_{Б(А)}} , тис. грн	Δ, %
4--3	70	1280,5	15,4	0,2	15,6	266134	6387,2	33144 ₂	0	0,0
2--3	150	548,7	6,6	340,0	346,6	266134	6387,2	33402 ₁	580	0,2

1.5 Перевірочні розрахунки обраних проводів ЛЕП

Обрані перерізи проводів ПЛ перевіряються на дотримання наступних вимог:

- гранично-допустимого значення струму
-

$$I_i \leq I_{i\text{доп}} \quad (1.1)$$

де I_i – струм і-ї ПЛ, А;

$I_{i\text{доп}}$ – тривало-допустимий струм для перерізу і-ї ПЛ, А.

- допустимого відхилення рівня напруги на стороні ВН силових трансформаторів, при якому за допомогою регулюючих пристроїв даних трансформаторів, ще можна забезпечити бажаний рівень напруги на вторинних шинах:

$$U_s \geq U_{s\text{min}} \quad (1.2)$$

$$U_s \leq U_{s\text{max}}, \quad (1.3)$$

де U_s – рівень напруги на стороні ВН силового трансформатора в післяаварійному режимі, кВ;

$U_{s\text{max}}, U_{s\text{min}}$ – максимально та мінімально допустиме значення рівня напруги на стороні ВН трансформатора, кВ.

Розглянемо перший варіант конфігурації 110 кВ мережі. Перевірка відповідності проводів технічним вимогам проводиться для найбільш критичних післяаварійних режимів роботи даної мережі. У першому варіанті схеми найбільш тяжким є післяаварійний режим після відключення головної ділянки 0-8. Розподіл

потужності в цьому післяаварійному режимі показаний на рисунку 1.9. Далі визначимо значення струмів на лініях передач для першого варіанту схеми №1.

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{H0-1}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{81^2 + 58,17^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 523,4 \text{ А}$$

ПЛ 0-1 в першому варіанті схеми виконана перерізом 2х240 мм². Тривало-допустимий струм даного перерізу складає 2х610 А. Таким чином вимога щодо допустимості нагрівання проводів для даної ПЛ виконується. Аналогічним чином здійснюємо перевірку для всіх ПЛ мережі. Результати наведені в табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Перевірка за нагріванням проводів для першого варіанта

ПЛ	Переріз, мм ²	I _i , А	I _{доп} , А
0--1	2х240	523,4	1210
1--5	95	319,1	330
5--6	70	243,0	265
6--7	120	219,5	390
7--8	240	154,7	605
0--8	3х240	523,4	1815
1--2	120	164,8	375
2--3	95	93,2	330
3--4	95	39,2	330
4--8	120	64,8	390

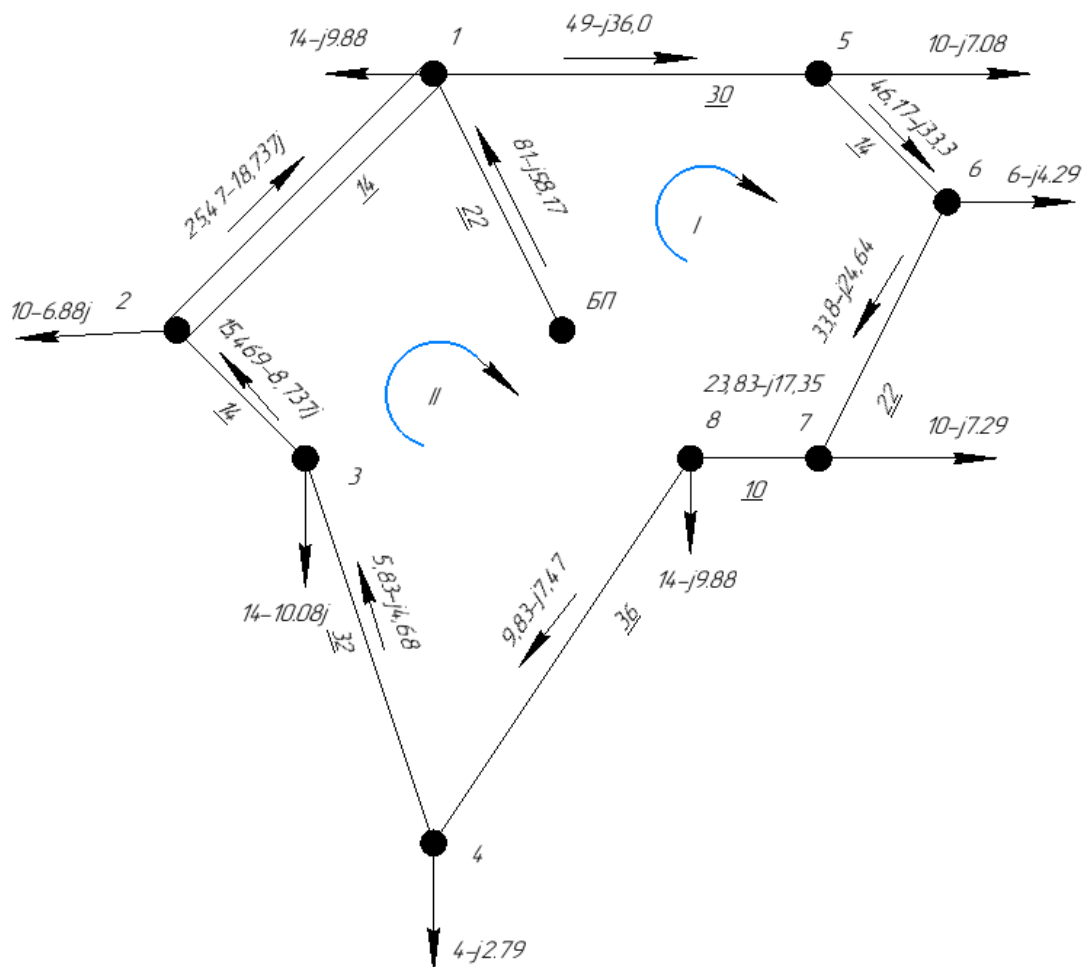


Рисунок 1.9 – Післяаварійний режим варіант 1 схеми мережі

Згідно даних табл. 1.9 на жодній ПЛ мережі не перевищено гранично-допустимі струми.

Допустимість відхилення напруги здійснимо для ПС №2, що в даному післяаварійному режимі характеризується найменшим рівнем напруги на шинах ВН.

Рівень напруги на шинах ВН ПС №8 в післяаварійному режимі складе:

$$\begin{aligned}
U_8 &= \left(U_{\text{БП}}^2 - 2 \right. \\
&\quad \cdot (P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01} + P_{15} \cdot r_{15} - Q_{15} \cdot x_{15} + P_{56} \cdot r_{56} - Q_{56} \cdot x_{56} + P_{67} \cdot r_{67} \\
&\quad \left. - Q_{67} \cdot x_{67} + P_{87} \cdot r_{87} - Q_{87} \cdot x_{87}) \right)^{\frac{1}{2}} \\
&= \left(115^2 - 2 \times \right. \\
&\quad \cdot \left(81 \cdot \frac{0,12}{2} - 58,17 \cdot \frac{0,405}{2} + 49 \cdot 0,428 - 36 \cdot 0,444 + 46,17 \cdot 0,306 \right. \\
&\quad \left. - 33,3 \cdot 0,433 + 33,8 \cdot 0,162 - 24,64 \cdot 0,413 + 23,8 \cdot 0,12 \right. \\
&\quad \left. \left. - 17,35 \times 0,405 \right) \right)^{\frac{1}{2}} = 115,1 \text{ кВ}
\end{aligned}$$

Знайдемо діапазон рівня напруги на стороні ВН силових трансформаторів на ПС №2, при якому дані трансформатори за допомогою пристроїв регулювання можуть підтримувати бажаний рівень напруги на вторинних шинах (технічні дані обраних трансформаторів мережі представлені в табл. 1.4).

Для трансформаторів на ПС №8 діапазон допустимих рівнів напруги становить: $U_{\text{max}} = 132,6 \text{ кВ}$; $U_{\text{min}} = 97,42 \text{ кВ}$;

Обрані перерізи для першого варіанта схеми мережі відповідають усім технічним вимогам.

Для другого варіанта схеми мережі перевірка технічних вимог до перерізів проводів виконується аналогічно. Як післяаварійний розглянемо режим після відключення ділянки 0-7. Потокорозподіл потужності в даному режимі приведений на рис. 1.10. Результат перевірки проводів за гранично-допустимим струмом наведені в табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Перевірка за нагріванням проводів для першого варіанта

ПЛ	Переріз, мм ²	I_i , А	$I_{доп}$, А
0-2	2x240	527,7	2x605
2-1	150	442,8	450
1-5	70	352,9	265
5-6	95	288,0	330
6-7	185	249,3	510
7-0	3x240	527,7	3x605
7-8	240	184,4	605
8-4	70	94,5	265
4-3	70	68,9	265
2-3	185	89,6	510

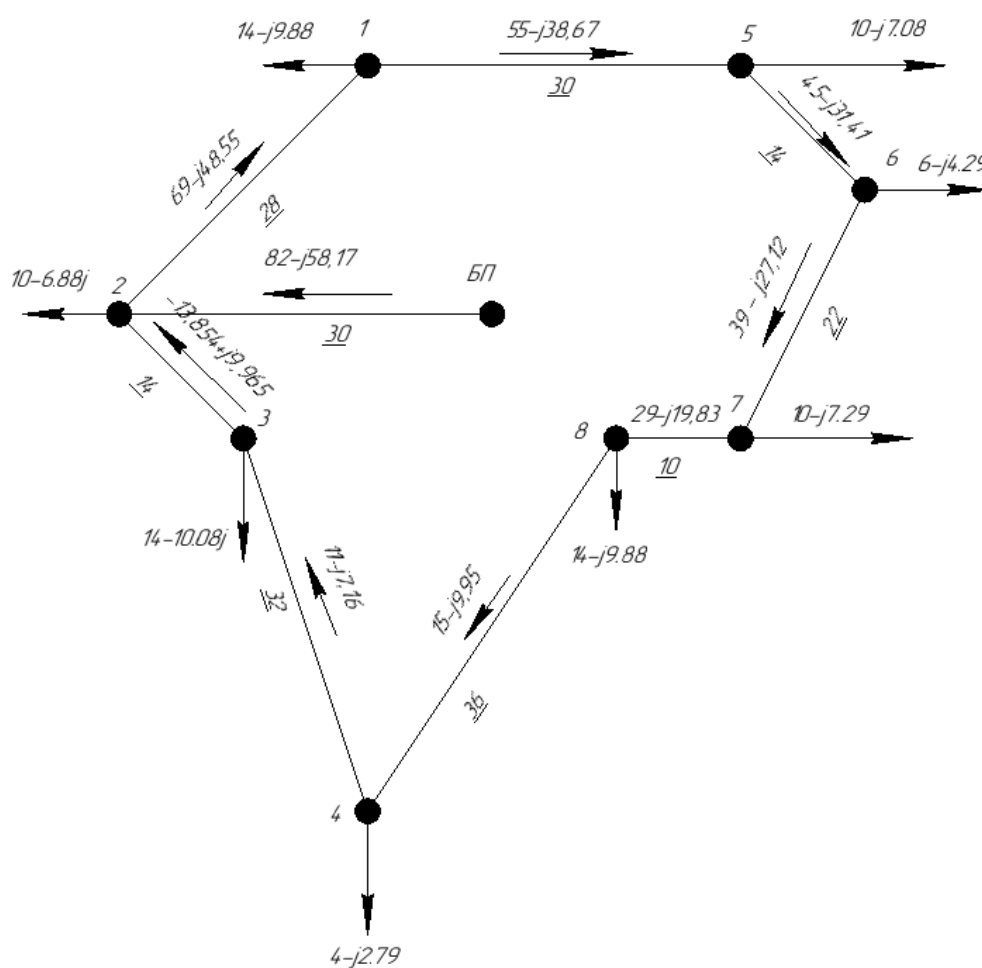


Рисунок 1.10 – Післяаварійний режим варіант 2 схеми мережі

1.6 Техніко-економічні порівняння варіантів схеми мережі

За рекомендаціями [1]: якщо різниця в значеннях дисконтованих витрат менше 5%, то такі конфігурації районної електричної мережі розглядаються як еквівалентні

за витратами. У цьому випадку варто дослідити інші економічні і технічні характеристики мережі.

Результати розрахунків дисконтованих витрат для будівництва РЕМ за Варіантами 1 та 2 представлені в Таблиці 1.11.

Таблиця 1.11 – Техніко-економічні показники РЕМ Варіанту 1 та 2.

№ п/п	Показник	Варіант синтезованої РЕМ 110 кВ	
		Варіант 1	Варіант 2
1	Капіталовкладення в будівництво, тис.грн	10337,5	13042,1
2	Щорічні витрати на експлуатацію та ремонт РЕМ, тис.грн		
2.1	- для ПС 110 кВ (2,4% від капіталовкладень)	879,1	63872,1
2.2	- для ПЛ 110 кВ (1,2% від капіталовкладень)	124,1	156,5
3	Втрати активної потужності, МВт	716,0	662,1
4	Щорічні витрати на відшкодування втрат енергії в РЕМ, тис.грн	3649,0	3374,7
5	Сумарні щорічні витрати, тис.грн	3773,0	3531,2
6	Норма дисконту, в.о	0,1	0,1
7	Функції дисконтованих витрат, тис.грн	75223,2	133087,3

Аналізуючи таблицю техніко-економічного порівняння будівництва РЕМ 110 кВ, можна відзначити, що значення дисконтованих втрат для першого варіанту менше, ніж для другого. Таким чином, перший варіант обраний як проєктована схема, призначена для майбутньої реалізації в зазначеному районі.

Висновки по розділу 1

1) Показано, що за критерієм мінімізації кількості вимикачів та загальної довжини повітряних ліній показав, що найбільш перспективні – схеми №1 та №5, відповідно довжина ЛЕП 241,6 км, 238 км, вимикачів 21, 23 шт

2) Прийнято 16 трьохобмоткових трансформаторів для кожної з восьми проєктованих ПС-110 кВ. Встановлено, що для схеми 1 ділянок з провідниками перерізом $70\text{мм}^2 - 1$, $120\text{мм}^2 - 2$ і $240\text{мм}^2 - 6$. Двоколова ділянка одна.

Встановлено, що для схеми 5 ділянок з провідниками перерізом $70\text{мм}^2 - 3$, $150\text{мм}^2 - 1$ і $240\text{мм}^2 - 6$. Двоколові ділянки відсутні.

3) Виконано техніко-економічне порівняння варіантів мережі №1 та №5 . Функція дисконтованих затрат для схеми №1 становить 75223,2 тис. грн, а для схеми №5 – 133087,3 тис. грн. Оскільки вартість функції дисконтованих затрат для схеми №1 є меншою, то саме її було обрано для реалізації.

2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ У ВУЗЛІ №1 ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ

2.1 Опис вузла №1 електричної мережі, в якому розміщена проектована підстанція

Планована подстанція 110/35/10 кВ (далі - ПС) розташована у вузлі №1 закритої електричної мережі 110 кВ. До вузла 1 підходять повітряні лінії електропередачі: лінія 1-5 виконана проводом АС-95/16 довжиною 30 км, лінія 0-2 виконана АС-2х240/32 довжиною 22 км, а двоколірна лінія 1-2 виконана проводом АС-120/19.

Проектована підстанція є прохідною і обладнана двома паралельно працюючими трансформаторами типу 2×ТДТН-16000/110. Навантаження на стороні СН складає $S_{CH} = 10$ МВА з кількістю приєднань 2 секції по 2 приєднання кожна. Навантаження на стороні НН становить $S_{HH} = 7,14$ МВА з кількістю приєднань 2 секції по 3 приєднання кожна.

2.2 Опис головної схеми електричних з'єднань

Розподільчий пристрій напругою 110 кВ виконаний згідно з нормативною схемою 110–6, що визначеною на вузлових підстанціях, де маємо два підключення одноланковою лінією та одне підключення дволанковою. Схема включає одну робочу секцію з секціонованим вимикачем та обхідною системою шин. Використання цієї схеми рекомендується для вузлових підстанцій, які мають від трьох до шести підключених ліній з можливістю резервування однієї лінії, не більше.

Розподільчий пристрій напругою 35 кВ виконаний згідно з нормативною схемою 35-5, де присутня одна робоча секція із секціонованим вимикачем та системою шин. Ця схема застосовується з кількістю приєднань на секцію мінімум двох.

Закритий розподільчий пристрій напругою 10 кВ виконаний за нормативною схемою 10-5, яка має одну робочу секцію із секціонованим вимикачем та системою

шин. Виконання схеми відбувається з кількістю мінімум двох на секцію, при цьому кожне приєднання конструктивно представляє окрему компактну комірку.

У більшості випадків, схеми 35-5 та 10-5 функціонують з вимкненими секційними вимикачами, це робиться для того, щоб знизити вартість комплексу релейного захисту, знизити величини струмів короткого замикання на сторонах СН та НН та полегшення контролю за режимними параметрами і прогнозування можливих режимів.

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції

При виникненні короткого замикання (КЗ) в системі, ефективність електропередачі падає, що спричинює додаткове зниження напруги в прилеглих до місця КЗ точках, а також збільшує термічний і динамічний вплив на компоненти системи. Величина струму короткого замикання є важливим для підбору обладнання підстанції, і сам струм повинен бути відключений якнайшвидше.

Розрахунок струму КЗ виконується в базових одиницях. Відбувається використання базового значення потужності системи у розмірі 1000 МВА та номінальної базової напруги 115 кВ. Еквівалентні опори системи для прямої, зворотної та нульової послідовностей приймаються відповідно: $X_1=0,38$ в.о., $X_2=0,38$ в.о., $X_0=0,74$ в.о.

Для силових трансформаторів, опір оберненої послідовності рівний опору прямої послідовності, оскільки вони не мають обертових частин, як лінії. Опір нульової послідовності силових трансформаторів має залежність від схеми з'єднання обмоток та режиму роботи нейтралі. Наприклад, для типових трансформаторів 110/10 зі з'єднанням Y_H/D , опір нульової послідовності співпадає з опором прямої послідовності. У випадку трьохобмоткових трансформаторів 110/35/10 зі з'єднанням $Y_H/Y/D$, розглядається лише опір ВН-НН, оскільки ізольована нейтраль перешкоджає протіканню струмів нульової послідовності. Стосовно з'єднань обмоток та режиму роботи нейтралі Y_H/Y , опір нульової послідовності є нескінченно великим.

На однолінійній схемі електропередачі, зображеній на рисунку 2.1, представлені точки виникнення КЗ (K1 на стороні ВН, K2 на стороні СН та K3 на стороні НН), відносно яких виконується розрахунок струмів КЗ.

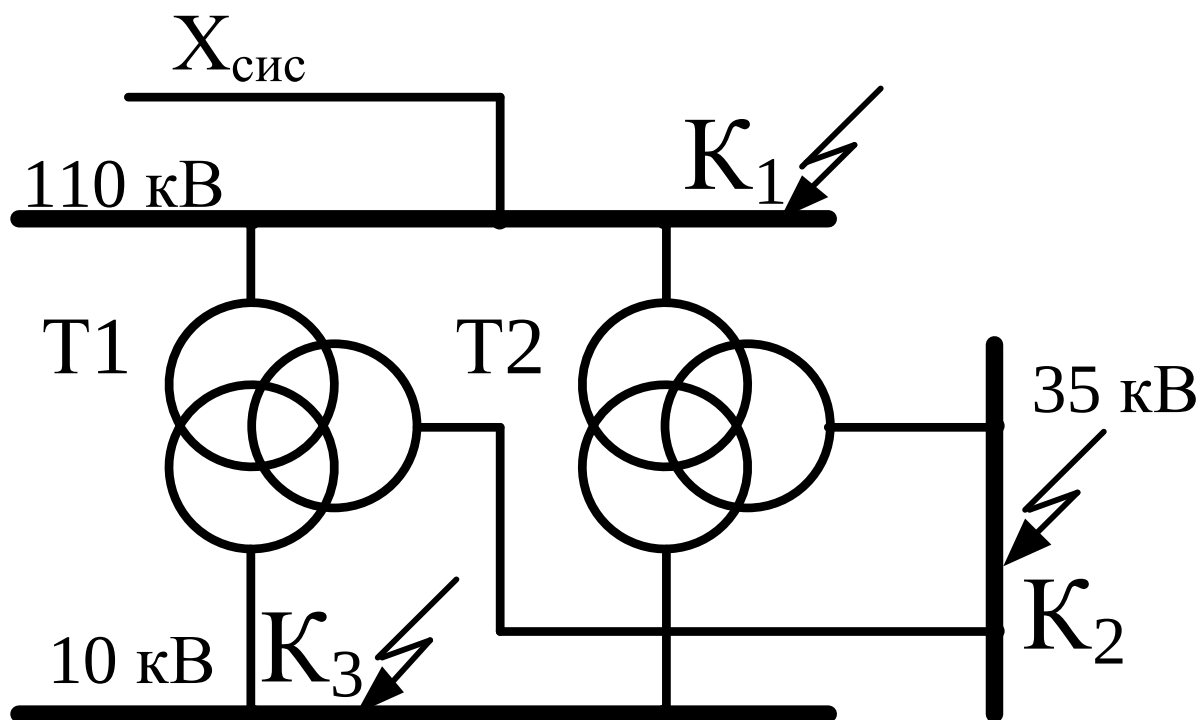


Рисунок 2.1 – ПС та розрахункові точки КЗ

В таблиці 2.1 наведено коефіцієнт пропорційності та розрахунковий опір шунта для різних видів КЗ.

Таблиця 2.1 – Коефіцієнт пропорційності та розрахунковий опір шунта

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

В таблиці 2.2 наведено ударний коефіцієнт та стала згасання аперіодичної складової струму КЗ.

Таблиця 2.2 – Ударний коефіцієнт та стала згасання аперіодичної складової струму КЗ

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

2.3.1 Розрахунок струмів КЗ в точці К1

Базисне значення струму КЗ становить:

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

Розглянемо трифазне КЗ. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = m^{(3)} \cdot \frac{I_B}{X_{E1}} = 1 \cdot \frac{5,02}{0,38} = 13,21 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{\text{уд}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 13,21 = 30,1 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\Pi}^{(3)} = I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 13,21 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 17,45 \text{ кА}$$

Розглянемо двофазне КЗ. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{\Pi 0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{I_B}{X_{E1} + X_{E2}} = \sqrt{3} \cdot \frac{5,02}{0,38 + 0,38} = 11,44 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{\text{уд}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Pi 0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 11,44 = 26,05 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\Pi}^{(2)} = I_{\Pi 0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 11,44 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 15,11 \text{ кА}$$

Розглянемо однофазне КЗ. Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{\text{П0}}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{I_{\text{Б}}}{X_{\text{Е1}} + X_{\text{Е2}} + X_{\text{Е0}}} = 3 \cdot \frac{5,02}{0,38 + 0,38 + 0,74} = 10,04 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{\text{уд}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{П0}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,81 \cdot 10,04 = 25,7 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\text{П}}^{(1)} = I_{\text{П0}}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{\text{у}} - 1)^2} = 10,04 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 13,26 \text{ кА}$$

2.3.2 Розрахунок струмів КЗ в точці К₂

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

$$I_{\text{П0}}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_{\text{Б}}}{(X_{\text{Е1}} + X_{1\text{T}}) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)} = \frac{3 \cdot 5,02}{(0,38 + 6,56) \cdot \left(\frac{38,5}{115}\right)} = 6,48 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{\text{уд}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{П0}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 6,48 = 14,75 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\text{П}}^{(3)} = I_{\text{П0}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{\text{у}} - 1)^2} = 6,48 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 8,56 \text{ кА}$$

Розглянемо двофазне КЗ. Секційний вимикач переведено у режим «вимкнено».

Опір силового трансформатора, розташованого в пункті 1, виражений у базисних одиницях та відповідає опорам прямої та зворотної послідовностей:

$$X_{1\text{T}} = \frac{u_{\text{к ВН-СН}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{T}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56 \text{ в. о.}$$

Періодична складова струму КЗ становить:

$$\begin{aligned} I_{\text{П0}}^{(2)} &= \frac{m^{(2)} \cdot I_{\text{Б}}}{((X_{\text{Е1}} + X_{1\text{T}}) + (X_{\text{Е2}} + X_{1\text{T}})) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{((0,38 + 6,56) + (0,38 + 6,56)) \cdot \left(\frac{38,5}{115}\right)} = 1,187 \text{ кА} \end{aligned}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{уд}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 1,87 = 4,26 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{П}^{(2)} = I_{П0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 1,187 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,187 - 1)^2} = 1,23 \text{ кА}$$

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

$$I_{П0}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_B}{\left(X_{E1} + \frac{X_{1T}}{2}\right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)} = \frac{3 \cdot 5,02}{\left(0,38 + \frac{6,56}{2}\right) \cdot \left(\frac{38,5}{115}\right)} = 12,29 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 12,29 = 27,98 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{П}^{(3)} = I_{П0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 12,29 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 16,23 \text{ кА}$$

Розглянемо двофазне КЗ. Секційний вимикач увімкнено.

Періодична складова струму КЗ становить:

$$\begin{aligned} I_{П0}^{(2)} &= \frac{m^{(2)} \cdot I_B}{\left(\left(X_{E1} + \frac{X_{1T}}{2}\right) + \left(X_{E2} + \frac{X_{1T}}{2}\right)\right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{\left(\left(0,38 + \frac{6,56}{2}\right) + \left(0,38 + \frac{6,56}{2}\right)\right) \cdot \left(\frac{38,5}{115}\right)} = 3,54 \text{ кА} \end{aligned}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{уд}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,54 = 8,06 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{П}^{(2)} = I_{П0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 3,54 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 4,675 \text{ кА}$$

2.3.3 Розрахунок струмів КЗ в точці Кз

Розглянемо трифазне КЗ. Секційний вимикач вимкнено.

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

$$X_{1T} = \frac{u_{к\text{ВН-НН}}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T} = \frac{17}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 10,625 \text{ в. о}$$

Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{\text{П0}}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_B}{(X_{E1} + X_{1T}) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1}\right)} = \frac{3 \cdot 5,02}{(0,38 + 10,625) \cdot \left(\frac{11}{115}\right)} = 14,31 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{\text{уд}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{П0}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,81 \cdot 14,3 = 36,62 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\text{П}}^{(3)} = I_{\text{П0}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 14,31 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,81 - 1)^2} = 21,76 \text{ кА}$$

Розглянемо двохфазне КЗ. Секційний вимикач вимкнено.

Періодична складова струму КЗ становить:

$$\begin{aligned} I_{\text{П0}}^{(2)} &= \frac{m^{(2)} \cdot I_B}{((X_{E1} + X_{1T}) + (X_{E2} + X_{1T})) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1}\right)} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{((0,38 + 10,625) + (0,38 + 10,625)) \cdot \left(\frac{11}{115}\right)} = 4,13 \text{ кА} \end{aligned}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{\text{уд}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{П0}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,81 \cdot 4,13 = 10,57 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{\text{П}}^{(2)} = I_{\text{П0}}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 4,13 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,81 - 1)^2} = 6,28 \text{ кА}$$

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

$$I_{\text{П0}}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_B}{\left(X_{E1} + \frac{X_{1T}}{2}\right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1}\right)} = \frac{3 \cdot 5,02}{\left(0,38 + \frac{10,625}{2}\right) \cdot \left(\frac{11}{115}\right)} = 27,66 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,81 \cdot 27,66 = 70,8 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{П}^{(3)} = I_{П0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 27,66 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,81 - 1)^2} = 42,06 \text{ кА}$$

Розглянемо двофазне КЗ. Секційний вимикач увімкнено.

Періодична складова струму КЗ становить:

$$I_{П0}^{(2)} = \frac{m^{(2)} \cdot I_B}{\left(\left(X_{E1} + \frac{X_{1T}}{2} \right) + \left(X_{E2} + \frac{X_{1T}}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{\left(\left(0,38 + \frac{10,625}{2} \right) + \left(0,38 + \frac{10,625}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{11}{115} \right)} = 13,83 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{уд}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,81 \cdot 13,83 = 35,4 \text{ кА}$$

Повний струм КЗ:

$$I_{П}^{(2)} = I_{П0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 13,83 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,81 - 1)^2} = 21,03 \text{ кА}$$

В табл. 2.3 представлено результати розрахунку значень струмів різних видів КЗ для підстанції 110/35/10 на відповідних сторонах

Таблиця 2.3 – Значень струмів різних видів КЗ для підстанції 110/35/10 на відповідних сторонах

Місце КЗ		Вид КЗ	$I_{П0}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{П}$, кА
ВРП 110 кВ, точка К ₁		трифазне	13,21	30,1	17,45
		двофазне	11,44	26,05	15,11
		однофазне	10,04	25,7	13,26
ВРП 35 кВ, точка К ₂	СВ вимкнено	трифазне	6,48	14,75	8,56
		двофазне	1,187	4,26	1,23
	СВ увімкнено	трифазне	12,29	27,98	16,23
		двофазне	3,54	8,06	4,675
ЗРП 10 кВ, точка К ₃	СВ вимкнено	трифазне	14,31	36,62	21,76
		двофазне	4,13	10,57	6,28
	СВ увімкнено	трифазне	27,66	70,8	42,06
		двофазне	13,83	35,4	21,03

2.4 Вибір електричного обладнання на підстанції

Обладнання підстанції вибирається з урахуванням наступних перевірок:

1. Номінальна напруга та робочий струм:

Номінальна напруга обладнання має співпадати з напругою електроустановки, а робочий струм у свою чергу не повинен перевищувати номінальне значення (2.1).

$$U_{уст} \leq U_{ном.еу}; I_{роб} \leq I_{ном} \quad (2.1)$$

2. Електродинамічна стійкість:

Ударний струм не повинен перевищувати значення струму динамічної стійкості обладнання (2.2).

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (2.2)$$

3. Термічна стійкість:

Термічний вплив струму короткого замикання не має перевищувати вплив струму термічної стійкості обладнання (2.3).

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (2.3)$$

Варто зазначити, що поточна величина термічного впливу струму КЗ визначається наступним чином (2.4):

$$B_k = I_{П0}^2 \cdot (t_{рза} + t_{вл} + T_a) \quad (2.4)$$

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

$t_{рза} = 0,05 \dots 1$ с; $t_{вл}$ – власний час вимкнення комутатора,

T_a – стала згасання аперіодичної складової струму КЗ.

4. Комутаційна здатність:

Повний струм короткого замикання не повинен перевищувати номінальний струм вимикання (2.5).

$$I_{\Pi} \leq I_{\text{ном.вим}} \quad (2.5)$$

2.4.1 Розподільчий пристрій 10 кВ

Розподільчий пристрій 10 кВ складається з комірок для приєднання, секційного вимикача та приєднання до трансформатора. Робочий струм та його максимальне значення визначаються для кожної групи комірок. Потім проводяться перевірки на термічну, динамічну та комутаційну стійкість.

Робочий струм приєднання становить:

$$I_{\text{роб.пр}} = 1,1 \cdot \frac{S_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}} \cdot n_{\text{пр}}} = 1,1 \cdot \frac{7,14 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 6} = 75,58 \text{ А}$$

Робочий струм збірних шин становить:

$$I_{\text{роб.ш}} = 1,1 \cdot \frac{S_{\text{HH}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}} = 1,1 \cdot \frac{7,14 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 226,73 \text{ А}$$

Найбільше значення робочого струму становить:

$$I_{\text{HH}} = \frac{S_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}} = \frac{7,14 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 412,23 \text{ А}$$

Отже, існують три різні групи комірок: одна для приєднання, інша для секційного вимикача та третя для приєднання безпосередньо до трансформатора. У випадку короткого замикання всі три види вимикачів повинні відповідати вимогам щодо термічної, динамічної стійкості та комутаційної здатності.

Максимальне значення ударного струму короткого замикання на стороні 10 кВ складає 70,8 кА для трифазного випадку, і в цьому контексті комірковий розподільний пристрій (КРП) забезпечує струм динамічної стійкості на рівні 81 кА..

ВВ/TEL-10-31,5/1600 - КЗ 80кА

Термічний вплив струму:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{рза}} + t_{\text{вл}} + T_{\text{а}}) = 27,66^2 \cdot (0,5 + 0,065 + 0,06) = 478,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

КРУ забезпечує:

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

Максимальне значення струму складає 27,66 кА для трифазного короткого замикання при номінальному струмі вимкнення 31,5 кА. Жорсткі шини напругою 10 кВ піддаються перевірці на термічну стійкість під час короткого замикання, а також на резонансну частоту коливань та динамічну стійкість.

Розрахункове значення робочого струму для збірних шин складає 226,73 А, і вони визнаються прийнятними за умови використання алюмінієвих шин розміром 25х3 з найближчим більшим значенням номінального струму, яке становить 265 А.

Враховуючи температуру середовища всередині коміркового розподільчого пристрою (КРП) в розмірі X градусів Цельсія, робоча температура шин розраховується на основі формули:

$$\theta_1 = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_{0 \text{ ном}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{роб.ш}}}{I_{\text{ном.ш}}} \right)^2 = 20 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{226,73}{265} \right)^2 = 52,94 \text{ } ^\circ\text{C}$$

За графіком нагріву однорідних провідників при протіканні струму КЗ (рис. 2.1), для визначеного θ_1 , величина $A_1 = 0,3 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$.

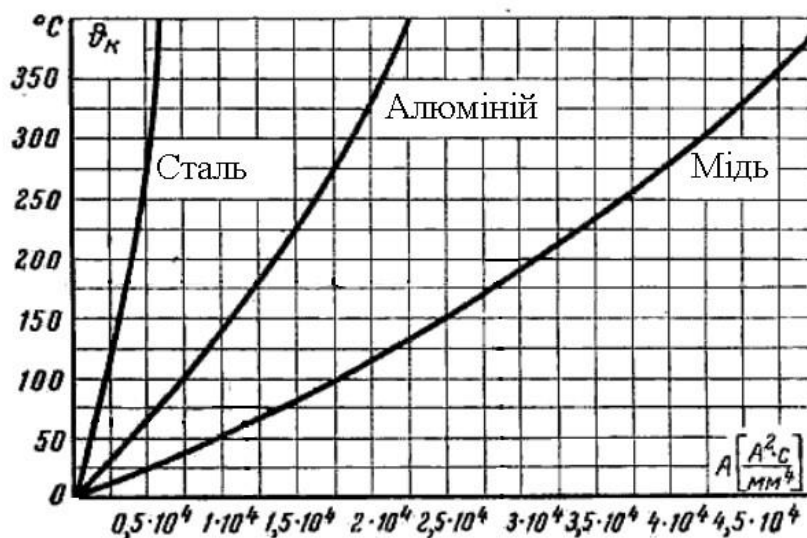


Рисунок 2.2 – Криві визначення температури однорідних провідників при протіканні струмів КЗ

Друга точка, яка відповідає температурі при протіканні струму КЗ становить:

$$A_2 = A_1 + \frac{B_{\text{к}}}{S^2} = 0,3 \cdot 10^4 + \frac{478200}{(25 \cdot 3)^2} = 0,308 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}$$

За графіком нагрівання однорідних провідників при проходженні струму КЗ, для визначеного $A_2 = 0,308 \cdot 10^{-4} \text{ А}^2 \cdot \text{с/мм}^4$ температура $\theta_2 = 54 \text{ }^\circ\text{C}$, що є менше за допустиме для даного типу шин 200°C .

У свою чергу, власна частота коливань шинної конструкції має складати до 30 Гц або понад 200 Гц.

Для одного листа в пакеті:

- момент інерції перерізу

$$J = \frac{a \cdot b^3}{12} = \frac{0,025 \cdot 0,003^3}{12} = 0,563 \cdot 10^{-10} \text{ м}^4$$

- момент опору перерізу

$$W = \frac{a \cdot b^2}{6} = \frac{0,025 \cdot 0,003^2}{6} = 3,75 \cdot 10^{-8} \text{ м}^3$$

- частота коливань

$$f = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 0,563 \cdot 10^{-10}}{2698 \cdot 0,025 \cdot 0,003}} = 18,77 \text{ Гц}$$

де l – відстань між опорними ізоляторами окремо взятої шини окремої фази, м;
 E – модуль Юнга, Па; J – момент інерції перерізу; ρ – густина матеріалу шини, кг/м^3 ;
 S – переріз шини, м^2 .

Динамічне зусилля при трифазному КЗ на шинах 10 кВ становить:

$$F_q^{(3)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^{(3)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{70800^2}{0,3} = 3341,8 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Динамічне зусилля при двохфазному КЗ на шинах 10 кВ становить:

$$F_q^{(2)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^{(2)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{35400^2}{0,3} = 835,4 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

де a – відстань між шинами сусідніх фаз, м.

Аналізуючи вищезрозглянуте, маємо, що динамічне зусилля при трифазному КЗ має більше значення, тоді приймаємо його до подальшого розрахунку.

Для ізоляторів має виконуватися рівність:

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

$$3341,8 \leq 0,6 \cdot 7500$$

$$3341,8 \leq 4500$$

де Н – мінімальне розривне зусилля ізолятора типу ІО(Р)-10-7,5.

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

$$\sigma = \frac{F_q \cdot l^2}{12 \cdot 2 \cdot W} = \frac{3341,8 \cdot 1^2}{12 \cdot 2 \cdot 3,75} = 37,1 \text{ Па} = 127,196 \text{ МПа}$$

Отже, умова виконується.

2.4.2 Розподільчий пристрій 35 кВ

Робочий струм приєднання становить:

$$I_{\text{роб.пр}} = \frac{S_{\text{CH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}} \cdot n_{\text{пр}}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 4} = 41,24 \text{ А}$$

Робочий струм збірних шин становить:

$$I_{\text{роб.ш}} = \frac{S_{\text{CH}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}} = \frac{10 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 82,48 \text{ А}$$

Найбільше значення робочого струму становить:

$$I_{\text{HH}} = \frac{S_{\text{CH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,96 \text{ А}$$

Отже, існує три відокремлені групи обладнання, які складаються з "вимикача – роз'єднувача – вимірювального трансформатора струму". Кожна з цих груп відведена для виконання конкретних функцій: для приєднання, секціонування та безпосереднього приєднання до трансформатора. У точці короткого замикання усі три групи обладнання проходять однаковий перевірочний процес.

Максимальне значення ударного струму короткого замикання на стороні 35 кВ становить 27,98 кА для трифазного випадку.

Струм динамічної стійкості:

- вимикача ВГБ-35 35 кА;
- роз'єднувача РНД-35/1000 У1 63кА;

Термічний вплив струму:

$$W_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{рза}} + t_{\text{вл}} + T_a) = 12,29^2 \cdot (0,5 + 0,065 + 0,2) = 115,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

- для вимикача ВГБ-35

$$W_{k \text{ ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

- для роз'єднувача РНД-35/1000 У1

$$B_{\text{к ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

- для трансформатора струму ТОЛ-35-III-II

$$B_{\text{к ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 17^2 \cdot 3 = 867 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Повний струм для трифазного КЗ становить 12,29 кА. Номінальний струм вимкнення вимикача становить 12,5 кА.

Отже для секційної та ввідної комірки приймаємо наступне обладнання:

Вимикач ВГБ-35/630 – Роз'єднувач РНДЗ-35/1000 У1 – Вимірювальний трансформатор ТОЛ-35-III-II 100/5.

Обмежувачі перенапруги для захисту елементів розподільчого пристрою від грозових та комутаційних перенапруг в мережах 35 кВ. ОПНп-35/550/37-10-III УХЛ1 та трансформатори напруги типу DNT SOV-36.

2.4.3 Розподільчий пристрій 110 кВ

Найбільше значення робочого струму становить:

$$I_{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{17,14 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 89,96 \text{ А}$$

Найбільше значення ударного струму КЗ на стороні 110 кВ становить 30,1 кА для трифазного КЗ. Струм динамічної стійкості:

- вимикача ВБП-110
- роз'єднувача РНДЗ-110/1000 У1 80 кА;

Термічний вплив струму:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{рза}} + t_{\text{вл}} + T_{\text{а}}) = 13,21^2 \cdot (0,5 + 0,065 + 0,02) = 102,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

- для вимикача

$$B_{\text{к ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

- для роз'єднувача

$$B_{\text{к ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

- для трансформатора струму ТФЗМ-110 Б-I У1 100/5:

$$B_{\text{к ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 4^2 \cdot 3 = 48,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Повний струм для трифазного КЗ становить 13,21 кА. Номінальний струм вимкнення вимикача становить 31,5 кА.

Таблиця 2.4 – Підбір та перевірка обладнання

Обладнання	Вимикач ВБП-110/2000	Роз'єднувач РНДЗ-110/1000 У1	Вимірювальний трансформатор ТФЗМ-110 Б-І У1 100/5
$I_{BH} = 89,96 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$
$I_{П0} = 13,21 \text{ кА}$	$I_{Тс} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{Тс} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{Тс} = 4,0 \text{ кА}$
$i_{уд} = 30,1 \text{ кА}$	$i_{дс} = 80 \text{ кА}$	$i_{дс} = 80 \text{ кА}$	$i_{дс} = 20 \text{ кА}$
$B_K = 102,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_B = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_P = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{ТС} = 48,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Виконаємо перевірку заземлювача нейтралі трансформатора і вимірювальних трансформаторів, застосовуючи аналогічний метод, з урахуванням значень струму однофазного короткого замикання. Результати дано в таблиці 2.5.

Маємо, що максимальне значення ударного струму однофазного КЗ на шинах 110 кВ становить $I_{удмах} = 30,1 \text{ кА}$, при якому, відповідно, періодична складова струму складає $I_{П0} = 13,21 \text{ кА}$.

Таблиця 2.5 – Перевірка заземлювача нейтралі та ТС

Обладнання	Заземлювач нейтралі ЗОН-110М-І УХЛІ	Вимірювальний трансформатор ТФЗМ-110 Б-І У1 100/5
$I_{BH} = 89,96 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$
$I_{П0} = 13,21 \text{ кА}$	$I_{Тс} = 6,3 \text{ кА}$	$I_{Тс} = 4,0 \text{ кА}$
$i_{уд} = 30,1 \text{ кА}$	$i_{дс} = 16 \text{ кА}$	$i_{дс} = 20 \text{ кА}$
$B_K = 102,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_B = 119,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_P = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Також, для захисту елементів РП-110 кВ застосовуються обмежувачі перенапруги типу ОПНп-110/73/10/500-III-УХЛІ(-IV-УХЛІ), встановлюються трансформатори напруги типу НКФ-110-II У1. Використовуються СМП-110/ $\sqrt{3}$ -6,4 У1 – конденсатори зв'язку, та ВЗ-400-0,5 У1 – високочастотні загороджувачі.

2.5 Вимірювання та навантаження вимірювальних трансформаторів

Навантаження вимірювальних трансформаторів буде розглядатися для сторін 110 кВ та 35 кВ. Щодо сторони 10 кВ, використовуються комірочки КРП, де вже

обрано та встановлено відповідні вимірювальні трансформатори, а також щитове вимірювальне обладнання.

На боці 110 кВ вимірювальні трансформатори струму розташовані в кожній фазі, на кожному приєднанні лінії, на приєднанні трансформатора, та на секційному вимикачу і ремонтній перемичці.

Таблиця 2.6 – Потужність трансформатора струму 110 кВ

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

Довжина провідника від приєднання лінії 110 кВ має бути близько 60 м.

Приймаємо стандартний переріз мідного проводу 2,5. Питомий опір міді становить – 0,0171 Ом·мм²/м. Опір контактів – 0,1 Ом. Базисне значення струму складає 5А.

Навантаження на провідники та контакти становить:

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

Опір провідників:

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

Довжина мідного провідника, перерізом 2,5 мм² становить:

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

Отже, розглянуті ТФЗМ-110-І У1 100/5 вимірювальні трансформатори струму пройшли перевірку на допустиму величину вторинного навантаження.

Таблиця 2.7 – Потужність трансформатора напруги 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
1	2	3	4	5
Вольтметр	Н 3093	-	-	5
Частотомір	СС3021	-	-	5
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	4х5	4х5	-
Лічильник	ЦЕ 6850М	4х4	4х4	4х4
Сумарне навантаження:		38,5	38,5	28,5

На напрузі 35 кВ вимірювальні трансформатори струму розташовані в кожній фазі на кожному приєднанні лінії, на приєднанні трансформатора та на секційному вимикачі.

Таблиця 2.8 – Потужність трансформатора струму 35 кВ

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

Довжина провідника від приєднання лінії 35 кВ має бути близько 50 м.

Приймаємо діаметр алюмінієвого проводу 4 мм². Питомий опір міді становить - 0,0171 Ом·мм²/м. Опір контактів – 0,1 Ом. Базисне значення струму складає 5А.

Навантаження на провідники та контакти становить:

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

Опір провідників:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2H}^2} - R_{\text{контакт}} = \frac{7,4}{5^2} - 0,1 = 0,196 \text{ Ом}$$

Довжина мідного провідника, перерізом 6 мм² становить:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} \cdot S_{\text{Cu}}}{\rho_{\text{Cu}}} = \frac{0,191 \cdot 6}{0,0171} = 70 \text{ м}$$

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

Таблиця 2.9 – Потужність трансформатора напруги 35 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	-
Лічильник	ЦЕ 6850М	4	4	4
Ваттварметр	СК3021	-	2х5	2х5
Лічильник	ЦЕ 6850М	2х4	2х4	2х4
Сумарне навантаження:		19,5	29,5	24,5

Отже, максимальне навантаження спостерігається на фазі В і становить 29,5 ВА, що менше за номінальне навантаження обраних трансформаторів напруги типу DNT SOV-36, яке складає 100 ВА. Таким чином, перевірку вважається успішно виконаною.

2.6 Оперативний струм та освітлення

Стационарна акумуляторна батарея є джерелом постійного робочого струму, вона дозволяє короткочасний режим розряду, типу СК. Споживачі, які отримують живлення від цієї батареї, можуть бути розділені на такі групи:

- а) Постійні навантаження, такі як пристрої керування, релейного захисту, блокування, сигналізація, постійно увімкнена частина аварійного освітлення.
- б) Тимчасові навантаження, що виникають при втраті змінного струму в аварійному режимі, наприклад, аварійне освітлення.
- в) Короткотривалі навантаження не більше 5 секунд, такі як струми ввімкнення та вимкнення приводів вимикачів, сигналізації релейних захистів, струми навантаження апаратів керування, в яких короткочасно протікає струм.

Для аварійного режиму для засобів зв'язку та телемеханіки тривалість аварійного режиму становить 1-2 секунди, для інших споживачів оперативного струму - 0,5 години. Вибрано підзарядний пристрій ВА3П-380/260-40/80 напругою 380/260 В і струмом 40/80 А з потужністю 23 кВА та коефіцієнтом потужності $\cos(\varphi) = 0,86$.

На проекті підстанції 110/35/10 кВ застосовується природне та штучне освітлення. Освітлення території підстанції виконане світлодіодними прожекторами EV-100-504 PRO, які розміщені на залізобетонних порталах та щоглах. Живлення мережі зовнішнього освітлення та управління освітленням здійснюється від щитка ЯУО-01-1. Для освітлення приміщень ЗРП та ЗПК використовуються світильники зі світлодіодними лампами. Напруга у мережі робочого і аварійного освітлення становить 220 В змінного струму, ремонтного - 12 В змінного струму. Прожектори вмикаються вимикачем. персоналом, який здійснює обслуговування підстанції. Ввімкнення аварійного освітлення здійснюється автоматично при відсутності робочого освітлення і живиться від акумуляторних батарей. Увімкнення освітлення ЗРП здійснюється вимикачем, розташованим усередині ЗРП.

2.7 Блискавкозахист підстанції

Потрібно визначити параметри зони захисту від блискавки, що забезпечить рівень надійності більше 95% та можливий рівень ураження прямим ударом блискавки об'єктів підстанції 110/35/10, яку проектують у вузлі 1. Підстанція обладнана 6 блискавковідводами, розташованими на порталах. Кількість годин грози на рік в Україні складає $n = 70$ годин.

Паралельно з довжиною підстанції ($a = 100$ м) розташовані об'єкти електроенергетики, такі як розподільчі пристрої 35 кВ та 110 кВ з висотами відповідно $h_{x3} = 4$ м та $h_{x1} = 9$ м, а також силові трансформатори висотою $h_{x2} = 6$ м. Ширина підстанції складає $b = 60$ м. Мінімальна відстань між сусідніми блискавковідводами дорівнює d .

- для першої групи $l_1 = 28$ м, а найбільша $l_2 = 48$ м.
- для другої групи $l_3 = 28$ м, а найбільша $l_4 = 35$ м.

Найбільша відстань між блискавковідводами для кожної попарно взятої групи блискавковідводів становить:

$$L_1 = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{28^2 + 48^2} = 55,6 \text{ м}$$

$$L_2 = \sqrt{l_3^2 + l_4^2} = \sqrt{28^2 + 35^2} = 44,8 \text{ м}$$

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

$$h_{a1} \geq \frac{L_1}{8} = \frac{55,6}{8} = 6,95 \text{ м}$$

$$h_{a2} \geq \frac{L_2}{8} = \frac{44,8}{8} = 5,6 \text{ м}$$

отримана величина вимагає округлення в більшу сторону, таким чином повна стандартна висота блискавковідводу становить:

$$h_1 = h_{x1} + h_{a1} = 9 + 6,95 = 15,95 \text{ м} = 16 \text{ м}$$

$$h_2 = h_{x2} + h_{a2} = 6 + 6,95 = 12,95 \text{ м} = 14 \text{ м}$$

$$h_3 = h_{x3} + h_{a3} = 4 + 5,6 = 9,6 \text{ м} = 12 \text{ м}$$

Висота вершини конусу окремого блискавковідводу становить:

$$h_{01} = 0,92 \cdot h_1 = 0,92 \cdot 16 = 14,7 \text{ м}$$

$$h_{02} = 0,92 \cdot h_2 = 0,92 \cdot 14 = 12,9 \text{ м}$$

$$h_{03} = 0,92 \cdot h_3 = 0,92 \cdot 12 = 11,0 \text{ м}$$

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

$$r_{x1} = 1,5 \cdot \left(h_1 - \frac{h_{x1}}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(16 - \frac{9}{0,92} \right) = 9,3 \text{ м}$$

$$r_{01} = 1,5 \cdot h_1 = 1,5 \cdot 16 = 24 \text{ м}$$

$$r_{x2} = 1,5 \cdot \left(h_2 - \frac{h_{x2}}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(14 - \frac{6}{0,92} \right) = 11,2 \text{ м}$$

$$r_{01} = 1,5 \cdot h_1 = 1,5 \cdot 14 = 21 \text{ м}$$

$$r_{x3} = 1,5 \cdot \left(h_3 - \frac{h_{x3}}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(12 - \frac{4}{0,92} \right) = 11,5 \text{ м}$$

$$r_{03} = 1,5 \cdot h_3 = 1,5 \cdot 12 = 18 \text{ м}$$

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

$$h_{min\ l_1} = h_{01} - 0,14 \cdot (l_1 - h_1) = 14,7 - 0,14 \cdot (28 - 16) = 13,02 \text{ м}$$

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

$$h_{min\ l_2} = h_{02} - 0,14 \cdot (l_2 - h_2) = 12,9 - 0,14 \cdot (48 - 14) = 8,14 \text{ м}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для найменшої відстані l_3 становить:

$$h_{min\ l_3} = h_{02} - 0,14 \cdot (l_3 - h_2) = 12,9 - 0,14 \cdot (28 - 14) = 10,94 \text{ м}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для найбільшої відстані l_4 становить:

$$h_{min\ l_4} = h_{03} - 0,14 \cdot (l_4 - h_3) = 11 - 0,14 \cdot (35 - 12) = 7,78 \text{ м}$$

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

$$r_{l_1} = r_{01} \cdot \frac{h_{min\ l_1} - h_{x1}}{h_{min\ l_1}} = 24 \cdot \frac{13,02 - 9}{13,02} = 7,41 \text{ м}$$

$$r_{l_2} = r_{02} \cdot \frac{h_{min\ l_2} - h_{x2}}{h_{min\ l_2}} = 21 \cdot \frac{8,14 - 6}{8,14} = 5,52 \text{ м}$$

Радіус зони захисту на рівні висоти об'єкту для другої групи:

$$r_{l_3} = r_{02} \cdot \frac{h_{min\ l_3} - h_{x2}}{h_{min\ l_3}} = 21 \cdot \frac{10,94 - 6}{10,94} = 9,48 \text{ м}$$

$$r_{l_4} = r_{03} \cdot \frac{h_{min\ l_4} - h_{x3}}{h_{min\ l_4}} = 18 \cdot \frac{7,78 - 4}{7,78} = 8,75 \text{ м}$$

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

$$\begin{aligned} N &= 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot \max\{h_x\}) \cdot (b + 10 \cdot \max\{h_x\}) \cdot 10^{-6} = \\ &= 0,06 \cdot 70 \cdot (100 + 10 \cdot 9) \cdot (60 + 10 \cdot 9) \cdot 10^{-6} = 0,12 \end{aligned}$$

Кількість відключень підстанції через пряме ураження блискавкою

$$\gamma = N \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g = 0,12 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 0,0000571$$

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

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{0,0000571} = 17507 \text{ років}$$

2.8 Розрахунок заземлення підстанції

Виконаємо розрахунок для підстанції 110/35/10 захисного заземлення.

Для сторони з напругою вище 1000 В опір захисного заземлення не повинен перевищувати $R_3=0,5 \text{ Ом}$.

Виконаємо розрахунок питомого опорк землі. Для України – 4 кліматична зона, звідси коефіцієнт поправки вертикальних електродів $\Psi_B=1,3$, а горизонтальних $\Psi_\Gamma=1,5$ [6].

Тоді

$$\rho_B = \Psi_B \cdot \rho_0 = 1,3 \cdot 60 = 78 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_\Gamma = \Psi_\Gamma \cdot \rho_0 = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Для заземлення приймаємо стрижні з оцинкованої сталі, довжиною $L_B = 3 \text{ м}$, діаметром $d = 12 \text{ мм}$.

Опір одиничного вертикального заземлювача становитиме (2.6):

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_B} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot l_B}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot t_B + l_B}{4t_B - l_B} \right) \right) \quad (2.6)$$

- відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального стрижня,

$$t_B = 0,7 + 0,5 \cdot L_B = 0,7 + 0,5 \cdot 3 = 2,2 \text{ м}$$

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{78}{3} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot 3}{0,012} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) \right) = 27,15 (\text{Ом})$$

Мінімальна кількість вертикальних стрижнів

$$n' = \frac{R_B}{R_3} = \frac{27,15}{0,5} = 54,3 \text{ (од)}$$

Прийmemo 55 од. у ряду тому, що опір одиничного стрижня перевищує значення заземлювального контуру. Поправка на кількість стрижнів у ряду становить $\eta=0,55$.

Тоді загальна кількість електродів

$$n = \frac{n'}{\eta} = \frac{55}{0,55} = 100 \text{ (од)}$$

Розрахунковий опір вертикальних стрижнів

$$R_{B \text{ роз}} = \frac{R_B}{n} = \frac{27,15}{100} = 0,27(\text{Ом})$$

Сумарна довжина горизонтальної смуги

$$l_{\Gamma} = 1,05 \cdot a \cdot (n-1) = 1,05 \cdot 2 \cdot (100 - 1) = 207,9(\text{м})$$

Опір розтікання смуги (2.7):

$$R_{\Gamma} = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_{\Gamma}^2}{t \cdot b} \quad (2.7)$$

- відстань від поверхні ґрунту до середини смуги, $t=0,8$ м

$$R_{\Gamma} = 0,366 \cdot \frac{60}{207,9} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 207,9^2}{0,8 \cdot 60} \right) = 0,34(\text{Ом})$$

Розрахунковий опір смуги, з урахуванням, що смуга одна, та коефіцієнтом екранування для вертикальних електродів у ряду $\eta=0,55$

$$R_{\Gamma \text{ роз}} = \frac{R_{\Gamma}}{n \cdot \eta} = \frac{0,34}{1 \cdot 0,55} = 0,618(\text{Ом})$$

Еквівалентний опір заземлювача становитиме

$$R = \frac{R_{B \text{ роз}} \cdot R_{\Gamma \text{ роз}}}{R_{B \text{ роз}} + R_{\Gamma \text{ роз}}} = \frac{0,27 \cdot 0,618}{0,27 + 0,618} = 0,18(\text{Ом})$$

Висновки по розділу 2

1) Виявлено, що максимальний трифазний струм короткого замикання на шинах ВН у проєктованій підстанції складає 13,21 кА, на шинах СН – 12,29 кА, на шинах НН – 27,66 кА. Після цього проведено відбір обладнання для розподільчих пристроїв напругою 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ, а також перевірено відповідність обраного обладнання умовам термічної та динамічної стійкості в режимі короткого замикання.

2) Здійснено розрахунки параметрів захисту від блискавки для підстанції, включаючи установку трьох груп блискавковідводів висотою 16, 14 та 12 метрів.

Визначено зону блискавкозахисту на висоті 9 метрів порталів з метою гарантування надійності на рівні 95%, яка становить 99%.

3) Встановлено, що для досягнення розрахункового опору контуру заземлення 0,18 Ом необхідно встановити 100 вертикальних заземлювачів з оцинкованої сталі довжиною 3 метри та діаметром 12 мм. Це значення опору відповідає чинним нормативам.

3 МЕТОДОЛОГІЯ ОБЧИСЛЕННЯ ПЛАТИ ЗА ПЕРЕТІКАННЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

3.1 Загальні терміни, методик обчислення плати за перетікання реактивної потужності

Методологія встановлює підходи до розрахунку плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Ця оплата розглядається як компенсація за вимушені послуги, які електропередавальна організація зобов'язана надавати споживачам, що експлуатують електромагнітно незбалансовані електроустановки. Методологія застосовується з метою стимулювання економічної ініціативи споживачів у впровадженні технологічних рішень для компенсації перетікань реактивної електроенергії.

Методологія визначає процедури розрахунку та аналізу режимів технологічних мереж електропередавальних організацій та споживачів для визначення економічних еквівалентів реактивної потужності, оцінки втрат реактивної електроенергії та складання балансу реактивної електроенергії. Ця методика є обов'язковою для використання науково-дослідних організацій відповідного профілю, а також персоналом Національної енергетичної компанії "Укренерго", і її регіональних підрозділів, споживачів електроенергії, електропередавальних організацій різних форм власності.

Генерація реактивної електроенергії визначається як облік реактивної електроенергії в точці вимірювання або на межі балансової належності за розрахунковий період, коли напрямок потоку реактивної потужності протилежний напрямку активної електроенергії.

Двонаправлені (реверсивні) перетікання реактивної електроенергії - це облік реактивної електроенергії в точці вимірювання або на межі балансової належності, коли протягом розрахункового періоду або фіксованого інтервалу можливе як споживання, так і генерація реактивної електроенергії.

Однонаправлені перетікання реактивної електроенергії - це облік реактивної електроенергії в точці вимірювання або на межі балансової належності, коли

протягом всього розрахункового періоду або фіксованого інтервалу часу забезпечується технологічна гарантія постійного споживання або генерації реактивної електроенергії.

Споживання реактивної електроенергії - це облік реактивної електроенергії в точці вимірювання або на межі балансової належності за розрахунковий період, коли напрямок потоку реактивної потужності збігається з потоком активної електроенергії.

Транзитні перетікання реактивної електроенергії - це перетікання реактивної електроенергії при спільному використанні технологічних мереж для передачі електроенергії іншим суб'єктам господарювання. Ці перетікання фіксуються на межі балансової належності технологічних мереж їх власника і можуть бути однонаправленими або двонаправленими (реверсивними).

3.2 Порядок проведення розрахунків за перетікання реактивної електроенергії

Розрахунки за передачу реактивної електроенергії проводяться зі споживачами, за винятком населення та населених пунктів, які мають укладені договори, в рамках яких дозволена сумарна потужність усіх їх об'єктів становить 20 кВт і більше. Крім того, такі розрахунки також здійснюються з основним споживачем, який має сумарну дозволену потужність усіх своїх об'єктів менше 20 кВт, але має обов'язок здійснювати розрахунки за передачу реактивної електроенергії із субспоживачем(ами), у яких дозволена сумарна потужність усіх об'єктів складає 20 кВт і більше. Розрахунки здійснюються за допомогою даних по точкам обліку на межі балансової належності (МБН) їх електричних мереж.

Для кожної точки обліку площадки вимірювання споживача розрахунки з перетікання реактивної електроенергії проводяться окремо. Площадка вимірювання - це установлена точка або точки вимірювання, що охоплюють електроустановку або сукупність електроустановок, між якими має місце перетікання електроенергії технологічними електричними мережами власника електроустановки, у яку надходить або з якої віддається електрична енергія. Розрахунки виконуються для

малих гідроелектростанцій (МГЕС) та вітрових електростанцій (ВЕС), які використовують активну електроенергію з мереж електропередавальної організації (ЕО) в режимі споживання.

Плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії в точці обліку визначається трьома складовими (3.1):

$$П = П1 + П2 - П3 \quad (3.1)$$

де П1 – основна плата за перетікання реактивної електроенергії, грн.;

П2 – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності (КРП), грн.;

П3 – знижка плати при залученні споживача до регулювання балансу реактивної потужності (електроенергії), грн.

Обчислення основної плати за перетікання реактивної електроенергії (П1) та розрахунок надбавки за недостатнє оснащення електромережі споживача засобами КРП (П2) виконується для точки обліку за формулами:

$$П1 = (WQ_{СП}^B + K \cdot WQ_G^B) \cdot D \cdot T \quad (3.2)$$

$$П2 = П1 \cdot C_{баз} \cdot (\operatorname{tg} \varphi - 0,25)^2 \quad (3.3)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{WQ_{СП}^B}{WP_{СП}^B} \quad (3.4)$$

де К – коефіцієнт урахування збитків, що виникають при генерації реактивної електроенергії з електромереж споживачів у години нічних провалів добових графіків;

D – економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП), характеризує частку впливу реактивного перетікання в точці обліку на техніко-економічні показники в розрахунковому режимі, кВт/кВАр;

T – прогнозована оптова ринкова ціна на закупівлю електроенергії з оптового ринку електроенергії (ОРЕ), доведена електропередавальним організаціям Постановою НКРЕ для визначення роздрібних тарифів на електричну енергію споживачам в розрахунковому періоді, грн./кВт·год.;

$C_{\text{баз}}$ – нормативний коефіцієнт стимулювання капітальних вкладень у засоби КРП в електричних мережах споживача;

$\text{tg}\varphi$ – фактичний коефіцієнт потужності споживача в середньому за розрахунковий період за точкою обліку на МБН.

У ході виконання обчислень надбавки за недостатню оснащеність електричної мережі споживача засобами КРП у розрахунки вводиться зона нечутливості надбавки П2. При $\text{tg}\varphi \leq 0,25$ (що відповідає економічному режиму роботи з $\cos\varphi = 0,97$) надбавка П2 приймається рівною нулю. У разі отримання значення $\text{tg}\varphi$ більше 2,00 в розрахунках приймається $\text{tg}\varphi = 2,00$.

Загальна оплата за споживання та генерацію реактивної електроенергії, а також додаткова оплата за недостатнє оснащення споживача системами компенсації реактивної потужності визначається як сума всіх оплат за кожною точкою обліку.

Коефіцієнт урахування збитків від генерації реактивної електроенергії у години нічних провалів добових графіків, що виникають через підвищення напруги та інші фактори, прийнято рівним $K = 3$.

Коефіцієнт стимулювання капітальних вкладень у системи компенсації реактивної потужності (КРП), які потрібно встановити в мережі споживача, розраховується згідно Порядку розрахунку нормативного коефіцієнту стимулювання капітальних вкладень у засоби КРП $C_{\text{баз}}$ і прийнято рівним $C_{\text{баз}} = 1,7$.

Обсяг споживання (генерації) реактивної електроенергії в точці обліку визначається на основі даних споживання (генерації) електроенергії в точках вимірювання, що приєднані до точки обліку.

Приведення обсягу перетікання реактивної електроенергії з кожної точки вимірювання до її точки обліку на МБН виконується за характерною схемою технологічних мереж споживача, яка узгоджена з ЕО в договорі про постачання

електроенергії (ДПЕ) або договорі про технічне забезпечення електропостачання (ДТЗЕ).

Розрахунок балансних значень $WP_{СП}^B, WQ_{СП}^B, WQ_{Г}^B$ залежить від складності розрахункових схем технологічних мереж та структури обліку споживання (генерації) електроенергії на площадці вимірювання споживача. Схеми розрахунку можуть бути простими, де враховуються лише показники лічильників в точках вимірювання власного споживання електроенергії споживача, або складні, де враховуються транзитні перетікання, втрати в трансформаторах, лініях і реакторах, а також різні види розрахункових засобів обліку.

3.3 Розрахунок балансних значень $W_{PСПБ}, W_{QСПБ}, W_{QГБ}$

Для простих розрахункових схем технологічних мереж споживача споживання активної електроенергії та споживання (генерація) реактивної електроенергії в точці обліку площадки вимірювання визначається за формулами (3.5):

$$\left| \begin{aligned} WP_{СП}^0 &= \sum_{i=1}^n WP_{СПi} \\ WQ_{СП}^0 &= \sum_{i=1}^n WQ_{СПi} \\ WQ_{Г}^0 &= \sum_{i=1}^n WQ_{Гi} \end{aligned} \right. \quad (3.5)$$

де n – число точок вимірювання активної та реактивної електроенергії;

i – номер точки вимірювання активної та реактивної електроенергії;

Балансні значення споживання (генерації) електроенергії в точці обліку визначаються за умовами рівності:

$$\left| \begin{aligned} WP_{СП}^B &= WP_{СП}^0 \\ WQ_{СП}^B &= WQ_{СП}^0 \\ WQ_{Г}^B &= WQ_{Г}^0 \end{aligned} \right. \quad (3.6)$$

При наявності транзитних переток електроенергії в розрахункових схемах технологічних мереж споживача важливо розрізняти точки вимірювання транзитів. Одні розташовані "нижче" приєднань лічильників споживання електроенергії споживача і обліковують електричну енергію, яка вже врахована власними лічильниками. Інші точки вимірювання розташовані "вище" приєднань і фіксують електричну енергію, яка не врахована лічильниками власного споживання електроенергії споживача.

З урахуванням цього розподілу споживання активної електроенергії та споживання (генерація) реактивної електроенергії в точці обліку площадки вимірювання визначається за формулами (3.7):

$$\left\{ \begin{array}{l} WP_{\text{СП}}^0 = \sum_{i=1}^n WP_{\text{СП}i} + \sum_{t=1}^m \overline{WP}_{\text{СП}t}^T \\ WQ_{\text{СП}}^0 = \sum_{i=1}^n WQ_{\text{СП}i} + \sum_{t=1}^m \overline{WQ}_{\text{СП}t}^T \\ WQ_{\Gamma}^0 = \sum_{i=1}^n WQ_{\Gamma i} + \sum_{t=1}^m \overline{WQ}_{\Gamma t}^T \end{array} \right. \quad (3.7)$$

де n – число точок вимірювання власного споживання активної та реактивної електроенергії;

i – номер точки вимірювання власного споживання активної та реактивної електроенергії;

m – число точок вимірювання транзитних перетікань електроенергії;

t – номер точки вимірювання транзитних перетікань електроенергії;

$\overline{WP}_{\text{СП}t}^T, \overline{WQ}_{\text{СП}t}^T, \overline{WQ}_{\Gamma t}^T$ – відповідно обсяг активної та реактивної електроенергії тільки тих транзитних перетікань, які розташовані "вище" точок вимірювання споживання (генерації) електроенергії споживача, кВт·год., кВАр·год.

Для визначення балансових значень $WP_{\text{СП}}^B, WQ_{\text{СП}}^B, WQ_{\Gamma}^B$ необхідно розрізняти транзити, які підлягають оплаті (тобто перетоки на приєднаннях субспоживачів,

щодо яких проводяться розрахунки за реактивну електроенергію основним споживачем), і транзити, які не підлягають оплаті (тобто перетоки на приєднаннях субспоживачів, з якими не здійснюються розрахунки за реактивну електроенергію, такі як перетоки до електричних мереж ЕО, або ті, що стосуються населення та населених пунктів).

Балансні значення споживання (генерації) електроенергії в точці обліку розраховуються згідно формул (3.8):

$$\left| \begin{aligned} WP_{\text{СП}}^{\text{Б}} &= WP_{\text{СП}}^{\text{О}} - \sum_{t=1}^m \dot{WP}_{\text{СП}t}^{\text{Т}} \\ WQ_{\text{СП}}^{\text{Б}} &= WQ_{\text{СП}}^{\text{О}} - \sum_{t=1}^m \dot{WQ}_{\text{СП}t}^{\text{Т}} \\ WQ_{\text{Г}}^{\text{Б}} &= WQ_{\text{Г}}^{\text{О}} - \sum_{t=1}^m \dot{WQ}_{\text{Г}t}^{\text{Т}} \end{aligned} \right. \quad (3.8)$$

де $\dot{WP}_{\text{СП}t}^{\text{Т}}$, $\dot{WQ}_{\text{СП}t}^{\text{Т}}$, $\dot{WQ}_{\text{Г}t}^{\text{Т}}$ – відповідно обсяг активної та реактивної електроенергії в точках вимірювання неоплачуваних транзитних перетікань, кВт·год., кВАр·год.

Якщо $WQ_{\text{СП}}^{\text{Б}} < 0$, балансне споживання реактивної електроенергії приймається рівним нулю. Якщо $WQ_{\text{Г}}^{\text{Б}} < 0$, балансна генерація реактивної електроенергії приймається рівною нулю.

3.4 Технологічні умови розрахунку економічних еквівалентів реактивної потужності (ЕЕРП)

Ефективний електричний радіус передачі (ЕЕРП) (D) є ключовим показником, визначеним вузловим режимом і техніко-економічною характеристикою електричних мереж, які живлять споживача. Пропорційний частці загальних втрат активної потужності в електроенергетичних мережах, що виникають внаслідок перетікання реактивної потужності споживача (втрати у вузлах). ЕЕРП дає змогу відобразити відхилення режиму споживача від оптимального за реактивною

потужністю і допомагає визначити електричну віддаленість точок обліку на магістральних електричних мережах з напругою 750 – 110(150) кВ та розподільних мережах 110(150) – 0,4 кВ електрообладнання. ЕЕРП (D) обчислюється відповідно до нормального характерного режиму енергосистем.

ЕЕРП (D) в загальному випадку визначається як сума двох складових (3.9):

$$D = D_{EC} + D_{EO} \quad (3.9)$$

де D_{EC} – перша складова ЕЕРП, характеризує частку впливу реактивного перетікання через МБН ЕО та споживача в розрахунковому режимі на техніко-економічні показники в магістральній мережі ЕС, кВт/кВАр;

D_{EO} – друга складова ЕЕРП, характеризує частку впливу реактивного перетікання через МБН ЕО та споживача в розрахунковому режимі на техніко-економічні показники в розподільчій мережі ЕО, кВт/кВАр.

ЕЕРП (D) обчислюється за розрахунковими схемами електричних мереж характерного режиму, які надаються відповідними диспетчерськими службами енергосистем, електропередавальних організацій та їх районів (філій) електричних мереж. Розрахунки ЕЕРП проводять до точок обліку на МБН електричних мереж споживачів і ЕО.

ЕЕРП обчислюється за допомогою сертифікованого комп'ютерного комплексу "КВАРЕМ" згідно методу чисельного диференціювання (3.10):

$$D_i = \frac{(\Delta P_S^{(1)} - \Delta P_S^{(2)})}{\Delta Q_i} = \frac{\partial \Delta P_S}{\partial Q_i} \quad (3.10)$$

де $\Delta P_S^{(1)}$, $\Delta P_S^{(2)}$ – сумарні втрати активної потужності в розрахунковій схемі для двох суміжних режимів, з реактивним навантаженням відповідно Q_i та $Q_i + \Delta Q_i$, кВт;

$(\partial \Delta P_S) / \partial Q_i$ – часткова похідна сумарних втрат активної потужності за реактивною потужністю i -го вузла, кВт/кВАр;

ΔQ_i – малий крок чисельного диференціювання, кВАр.

У разі не повної інформації про схеми живлення споживача можуть застосовуватись середньозважені значення ЕЕРП. Для магістральних мереж ЕС застосовується формула (3.11):

$$D_{\text{ЕС}}^{\text{ср}} = \frac{\sum_1^m (D_{\text{ЕС}} \cdot Q_{\text{ЦЖ}})}{\sum_1^m Q_{\text{ЦЖ}}} \quad (3.11)$$

Де $Q_{\text{ЦЖ}}$ – сума навантажень реактивної потужності в години максимального навантаження енергосистеми в центрах живлення, для яких зібрана і введена в комп'ютерну базу повна інформація про параметри і режим магістральної мережі, кВАр;

m – сума центрів живлення;

$D_{\text{ЕС}}$ – значення першої складової ЕЕРП, визначені за повною інформацією для цих центрів живлення, кВт/кВАр.

Центр живлення – це вузол, де розділяється магістральна (ЕС) та розподільча (ЕО) частина електричної мережі.

Для розподільчих мереж ЕО застосовується формула (3.12):

$$D_{\text{ЕО}}^{\text{ср}} = \frac{\sum_1^m (D_{\text{ЕО}} \cdot Q_{\text{СП}})}{\sum_1^m Q_{\text{СП}}} \quad (3.12)$$

де $Q_{\text{СП}}$ – навантаження реактивної потужності точок обліку споживачів в години максимального навантаження енергосистеми, для яких зібрана і введена в комп'ютерну базу повна інформація про параметри і режим розподільчої мережі ЕО, кВАр;

m – кількість точок обліку споживачів;

D_{EO} – значення другої складової ЕЕРП, визначені за повною інформацією для точок обліку цих споживачів, кВт/кВАр.

3.5 Технологічні умови розрахунку знижки плати ПЗ при залученні споживача до регулювання балансу реактивної потужності (електроенергії)

Технічні умови цієї ситуації виникають, коли енергопостачальна організація (ЕО) включає споживача в процес регулювання режимів перетоку реактивної потужності та рівнів напруги для ефективного управління електричними режимами у її технічних електромережах.

Вердикт про доцільність залучення споживача електроенергії до регулювання електричних режимів перетоку реактивної потужності через його КРП або блочну електростанцію приймається ЕО спільно з відповідною енергосистемою, залежно від схеми та режиму основної та розподільчої електромережі.

Умови розрахунку знижки на оплату за перетікання реактивної електроенергії або оплату послуг з регулювання режиму напруги в технічних електромережах ЕО узгоджуються зі споживачем і відображаються в ДПЕ або ДТЗЕ.

Контроль за дотриманням встановлених ЕО режимів перетоку реактивної потужності або рівнів напруги здійснюється відповідно до узгодженого добового графіка у відповідних точках обліку споживача.

Для залучення споживача до регулювання балансу реактивної потужності в точках обліку необхідні такі технічні компоненти:

а) наявність у споживача потужних пристроїв КРП з автоматичним регулюванням або блочних електростанцій, які можуть утримувати визначений графік рівнів напруги або графік генерації реактивної потужності;

б) наявність у споживача системи АСКОЕ, яка вимірює або визначає контрольні показники генерації реактивної електроенергії відповідно до фіксованих проміжків часу розрахункового періоду;

в) наявність у споживача автоматизованої системи, яка забезпечує вимірювання середніх значень напруги відповідно до фіксованих проміжків часу розрахункового періоду.

Знижка плати ПЗ розраховується за формулою (3.13):

$$ПЗ = \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^t WQ_{Гk} \cdot D_j \cdot T \quad (3.13)$$

де m – число точок обліку реактивної електроенергії в яких споживач забезпечує умови регулювання режиму перетікань реактивної потужності або рівнів напруг;

j – номер точки обліку;

t – число фіксованих проміжків часу узгодженого графіку регулювання генерації реактивної потужності або рівнів напруг;

k – номер проміжку часу;

$WQ_{Гk}$ – генерація реактивної електроенергії в точці обліку за конкретний проміжок часу розрахункового періоду за даними АСКОЕ, кВАр·год.;

D_j – економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП) в точці обліку, кВт/кВАр.

Розрахунок оплати за перетікання реактивної електроенергії за проміжки часу розрахункового періоду, які не включені в узгоджений графік регулювання генерації реактивної потужності або графік регулювання напруги, виконується відповідно до загальних положень цієї методики.

У випадку, коли за формулою (3.1) отримується від'ємне значення повної плати, розрахункова ситуація повинна бути узгоджена в умовах ДПЕ або ДТЗЕ окремо.

Розрахунки знижки на оплату ПЗ повинні бути автоматизовані відповідною комп'ютерною програмою системи автоматизованого контролю та обліку енергоспоживання (АСКОЕ) споживача або реалізовані в білінговому комплексі енергопостачальної організації (ЕО). Цей білінговий комплекс використовує дані системи АСКОЕ споживача для автоматизованих розрахунків оплати за перетікання реактивної електроенергії.

Висновки по розділу 3

Визначено методику розрахунку оплати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами, яка визначається як компенсація за надані електропередавальною організацією вимушені послуги споживачеві у випадку, коли той використовує електромагнітно незбалансовані електроустановки. Цей підхід застосовується з метою стимулювання ініціативи споживача впроваджувати технологічні заходи для розв'язання питань компенсації перетікань реактивної електроенергії.

4 ДИСТАНЦІЙНИЙ МІКРОПРОЦЕСОРНИЙ ЗАХИСТ ПЛ 110 КВ

4.1 Пошкодження та ненормальні режими роботи ПЛ, перелік основних та резервних захистів ПЛ

За статистикою найбільша кількість пошкоджень в енергосистемах виникає у лініях електропередач, це:

- міжфазні короткі замикання (трифазні к.з. та двохфазні к.з.);
- однофазні к.з. на землю в мережах з ефективно заземленою нейтраллю;
- двохфазні к.з. на землю в мережах з ефективно заземленою нейтраллю;
- однофазні замикання на землю у мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю.

У результаті двофазних і міжфазних коротких замикань, а також однофазних коротких замикань у мережі з ефективно заземленими нейтралями виникають значні рівні струмів, які зумовлюють додаткові навантаження на лінію і перегрівання проводів, що у свою чергу спричиняє фізичні пошкодження і виводить лінію із ладу.

При виникненні однофазних к.з. у мережі із ізольованою нейтраллю на землю значення струмів к.з. незначні, до кількох десятків ампер. При більших значеннях струмів к.з. потрібно встановлювати струмообмежувальні (компенсуючі) котушки.

У результаті розростання аварій можливий перехід від одного типу пошкодження у інший. Більшість пошкоджень провадиться горінням дуги, яка має практично активний опір, що змінюється у ході розростання аварії.

У перші секунди аварії опір дуги мінімальний, а струм максимальний.

У ході розростання аварії довжина дуги збільшується, як і опір дуги (до 5 - 20 Ом), струм у свою чергу - зменшується. У такому випадку, за рахунок електродинамічних сил, є ймовірність переміщення дуги вздовж струмоведучих частин і швидкість таких переміщень по шинах може сягати 30 м/с.

У залежності від загальної кількості пошкоджень, самі пошкодження поділяються наступним чином:

- трифазні к.з. – 5%;
- двохфазні к.з. – до 30%;

– однофазні к.з. – до 65%.

Особливими режимами ліній електропередач вважають наступні:

- перевантаження;
- асинхронний хід;
- синхронні коливання.

Перевантаження ліній виникають у результаті збільшення навантаження, а також під час виникнення зовнішніх к.з. У результаті перевантажень відбуваються перегрівання проводів лінії, знижується напруга на підстанціях. Через це захист від перевантажень повинен діяти з витримкою часу на вимкнення перевантаженої лінії.

Під час значних збурень в енергосистемі, які призводять до порушення стійкості її режиму виникає асинхронний хід та синхронне коливання. Дані режими виникають після вимикання суттєвих генеруючих потужностей, увімкнення потужного навантаження тощо. Асинхронний хід та синхронне коливання супроводжуються періодичним коливанням координат режиму зі значною амплітудою. На усунення даних режимів встановлюють спеціальні пристрої автоматики. У свою чергу релейний захист, не повинне працювати під час виникнення асинхронного ходу та синхронного коливання і не діяти на вимикання ліній електропередавання. Лише у випадку відмови чи неправильної роботи пристроїв автоматики (ПА) енергосистем за тривалих коливачь чи асинхронного ході, спеціальні резервні захисти джерел енергії повинні запобігати їхньому пошкодженню від перевантажень та вимикати від мережі.

На повітряних ЛЕП 110 кВ встановлюють наступні захисти:

- трьохступеневий спрямований дистанційний захист, де перший ступінь захищає приблизно 80% довжини лінії, решту лінії і протилежну підстанцію захищає другий ступінь. Третій ступінь є резервом, його діапазон це дві третини лінії;
- ненапрявлена струмова відсічка, яка реагує на міжфазні к.з..
- спрямований трьохступеневий захист нульової послідовності, де на другому і третьому ступенях передбачено оперативне пришвидшення.

4.2 Розрахунок та вибір уставок спрацювання дистанційного захисту

Захист ліній електропередавання згідно з ПУЕ [6] повинні повинен бути обладнаний пристроями, які блокують їх дію при коливаннях, якщо у мережі можливе коливання або асинхронний хід, при яких можливі зайві спрацювання захисту.

У ЛЕП напругою 110 кВ питання типу основного захисту, утому числі про необхідність використання захисту, що діє без уповільнення при к.з. у будь-якій точці ділянки, що захищається, повинно вирішуватись у першу чергу з урахуванням вимог збереження стійкості роботи енергосистеми.

У якості основного захисту лінії 110 кВ з двостороннім живленням від коротких міжфазних замикань рекомендується використовувати спрямовані дистанційні захисту. Дистанційний захист, як і струмовий, зазвичай виконується триступінчастою із відносною селективністю. Параметрами кожного ступеня є довжина зони, що захищається, і витримка часу спрацювання. На кожній ділянці мережі, що захищається, передбачається установка з двох сторін триступеневих дистанційних захистів. Як додаткові часто встановлюють максимальні струмові захисту без витримки часу. Крім цього, в таких мережах можливе встановлення диференціальних захистів (зокрема, диференціально-фазних захистів).

У системах із глухо заземленою нейтраллю (110 кВ і вище), де замикання фаза – земля є к.з., ПУЕ [6] рекомендує поряд із захистами від міжфазних коротких замикань встановлювати окремі комплекти нульової послідовності. У цьому випадку обов'язково використовується три трансформаторна схема включення захисту. Всі ці комплекти працюватимуть на вимкнення.

При розробці схеми релейного захисту рекомендується широко використовувати комплекти, що випускаються промисловістю. Комплект захисту є пристроєм, в якому встановлені реле, необхідні для здійснення тієї чи іншої схеми захисту, змонтовані в одному корпусі, що скорочує місце на панелі захисту і спрощує монтаж.

Перспективним напрямом у теорії та практиці релейного захисту стало використання цифрових мікроЕОМ та розробка на їхній основі так званих

програмних захистів. Така можливість пояснюється лише тим, що релейну захист можна як систему арифметико-логічного перетворення інформації, що міститься у впливових величинах, а процес перетворення описати аналітичними висловлюваннями, що є алгоритмом функціонування захисту. У мікроЕОМ арифметико-логічне перетворення виконує мікропроцесор, який перетворює інформацію про впливові величини в цифровий код, тому програмний захист називають також мікропроцесорним або цифровим релейним захистом [6]. Оскільки впливовими величинами є синусоїдальні напруги та струм, то вони попередньо повинні бути перетворені за допомогою аналого-цифрових перетворювачів (АЦП). Для виконавчих органів захисту потрібні аналогові сигнали, тому зовнішні елементи захисту містять цифро аналогові перетворювачі (ЦАП).

У сучасних цифрових реле може бути записана велика кількість програм для захисту з різними функціями і характеристиками (алгоритмами). Алгоритми роботи захисту виконуються у реальному масштабі часу. При цьому комп'ютерні програми використовуються не тільки для забезпечення функціонування цифрових реле, але і для дистанційного обслуговування (виставлення та зміни параметрів спрацьовування), а також для їх вивчення.

З початку 1980-х років цифрова апаратура релейного захисту в усіх країнах світу почала витісняти з ринку традиційні електромеханічні реле та напівпровідникові аналогові реле. В Україні цей процес розпочався з невеликою затримкою, але зараз набирає темпи: у різних регіонах країни виконано кілька великих проєктів оснащення електростанцій та підстанцій серійними цифровими реле, освоєно промисловий випуск вітчизняних цифрових реле, накопичено невеликий позитивний досвід в експлуатації цих реле у кількох енергосистемах.]

Цифрові реле захисту володіють багатьма чудовими властивостями, які визначають їх переваги в порівнянні з традиційними аналоговими реле, електромеханічними і напівпровідниковими. До цих переваг в першу чергу слід віднести:

1) *Самодіагностика*. Безперервна автоматична самоперевірка цифрових реле дозволяє персоналу бути впевненими у їхньому справному стані та в надійності спрацьовування при коротких замиканнях;

2) *Поєднання функцій* управління, контролю та захисту електроустановок у кожному мікропроцесорному блоці дозволяє створювати на їхній основі нижній рівень АСУ – автоматизованої системи керування технологічними процесами енергетичного чи іншого об'єкта;

3) *Прискорення вимкнення коротких замикань*, яке досягається використанням різних частоткових характеристик, трьох щаблів струмових захистів, мінімального ступеня селективності (0,15 - 0,2 с), "прискорення захисту після АПВ", а також двох різних наборів уставок, що автоматично змінюються при зміні режиму живлення електроустановки;

4) *Скорочення витрат* при спорудженні енергетичних об'єктів та при їх обслуговуванні;

5) *Забезпечення безпеки* оперативного та релейного персоналу у разі дистанційного обслуговування.

З розглянутого переліку переваг цифрової техніки захисту та управління видно, наскільки бажані та важливі практичне застосування новітньої техніки релейного захисту та автоматики (РЗА) та її програмного забезпечення.

Як зазначалося вище, цифрові пристрої РЗА почали використовуватися за кордоном більше двох десятиліть тому. За цей час визначилась оптимальна структура апаратної частини реле, багато технічних рішень стали базовими. У результаті, сучасні цифрові реле, навіть ті, які виготовлені різними виробниками, мають достатньо спільного і їхні характеристики дуже схожі.

Світовими лідерами у виробництві новітньої мікропроцесорної техніки РЗА є європейські концерни ALSTOM, ABB, SIEMENS. Цифрові захисту, що випускаються цими фірмами, мають високу вартість, яка, втім, окупається їх високими технічними характеристиками та багатофункціональністю.

Зважаючи на вартість та багатофункціональність нових захистів, мій вибір зупинився на мікропроцесорних блоках захисту серії MiCOM, що випускаються загальновідомою європейською фірмою ALSTOM.

Захист максимального струму MiCOM серії P124 – це універсальні струмові захисту з живленням від струмових ланцюгів та/або від ланцюгів струму та оперативного струму. MiCOM серії P124 виготовлений для керування, захисту і контролю розподільчих мереж, промислових установок, підстанцій і не потребує зовнішнього електроживлення, а також може використовуватися як резервний захист для електричних мереж високої напруги [15].

Мікропроцесорний блок MiCOM - 124 поєднує в собі безліч функцій захисту, автоматики та управління, до яких відносять:

1. Функції захисту:

- а) триступеневий струмовий захист від міжфазних коротких замикань;
- б) триступінчастий струмовий захист від замикань на землю;
- в) захист мінімального струму;
- г) захист за максимальним струмом зворотної послідовності.

2. Функції автоматики:

- а) багаторазове АПВ;
- б) захист під час обриву дроту;
- в) влаштування резервування відмови вимикача (УРВ);
- г) контроль ланцюга відключення;
- д) управління та контроль стану вимикача.

3. Функції реєстрації:

- а) реєстрація аварій;
- б) реєстрація подій;
- в) осцилограф.

Всі перелічені функції та належність блоку MiCOM – 124 дозволяють застосувати його як комплект захисту та автоматики лінії 110 кВ.

Порівняно з дистанційним захистом та струмовим спрямованим захистом нульової послідовності диференціально-фазна в.ч. захист має такі переваги:

- захист за принципом дії працює правильно у неповнофазних режимах (навантажувальному або при зовнішньому КЗ);

- захист за принципом дії працює при гойданнях та асинхронному ході, що виключає необхідність застосування спеціального блокування при гойданнях;

- захист має однотипні органи, що діють на запуск в.ч. передавача та на відключення, що полегшує узгодження щодо чутливості зазначених органів порівняно з дистанційним захистом із в.ч. блокуванням, в якому можуть використовуватися пускові органи, що реагують на різні електричні величини та ін.

1. Первинний струм спрацьовування реле струму 1 - 1РТ, що діє на пуск високочастотного передавача, визначається за умовою відбудови від максимального робочого струму за виразом (4.1):

$$I_{\text{С.Р.}}^{(\Pi)} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{\text{Роб.мах}} \quad (4.1)$$

де $K_H = 1,1$ – Коефіцієнт надійності;

$K_B = 0,85$ – коефіцієнт повернення;

$I_{\text{Роб.мах}}$ – максимальний робочий струм лінії.

$$I_{\text{С.Р.}}^{(\Pi)} = \frac{1,1}{0,85} \cdot 89,96 = 116,4 \text{ А}$$

2. Первинний струм спрацьовування реле струму 1 - 2РТ, що діє на відключення високочастотного передавача, визначається за умовою узгодження чутливості з реле 3РТ за виразом (4.2):

$$I_{\text{С.Р.}}^{(0)} = K_H \cdot I_{\text{С.Р.}}^{(\Pi)} \quad (4.2)$$

де $K_H = 1,4$ – Коефіцієнт надійності.

$$I_{\text{С.Р.}}^{(0)} = 1,4 \cdot 116,4 = 162,9 \text{ А}$$

3. Вибір уставок пристрою фільтр-реле пускового органу, що складається з:

1) реле, що діє на пуск високочастотного передавача – пускового реле (1 – 1ПР для панелі ДФЗ – 201);

2) реле, що діє на відключення високочастотного передавача - реле, що відключає (1 - 2ПР для панелі ДФЗ - 201).

Для спрощення розрахунку рекомендується використовувати по кінцях лінії трансформатори струму з однаковими коефіцієнтами трансформації, а також приймати однакові уставки пристрою фільтр-реле. У цьому випадку умова узгодження щодо чутливості вимикаючого реле з пусковим реле забезпечується вибором струму спрацьовування реле, що вимикає, в 2 рази більшим струму спрацьовування пускового реле при заводському регулюванні [11].

Для спрощення розрахунків також рекомендується не використовувати струм нульової послідовності в пусковому органі. При цьому максимальна уставка струму зворотної послідовності пристрою фільтр-реле пускового органу для панелі ДФЗ - 201 приймається рівною $I_{2\text{уст.}} = 2\text{А}$ [11].

4. Перевірка чутливості реле струму 1 - 2РТ, що діє на відключення високочастотного передавача проводиться за виразом (4.3):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.З.}min}^{(3)}}{I_{\text{С.Р.}}^{(0)}} \quad (4.3)$$

де $I_{\text{К.З.}min}^{(3)}$ – мінімальний струм трифазного КЗ наприкінці лінії, що захищається;

$I_{\text{С.Р.}}^{(0)}$ – первинний струм спрацьовування реле струму 1 – 2РТ.

$$K_{\text{ч}} = \frac{10040}{162,9} = 61,6$$

Мінімальний коефіцієнт чутливості має бути більше 2 [11], тобто реле струму 1 – 2РТ відповідає вимогам чутливості.

5. Розрахунок параметрів реле опору 1 - РС, що використовується в пусковому органі захисту:

1) Визначимо первинний мінімальний опір у місці встановлення захисту у максимальному навантажувальному режимі за виразом (4.4):

$$Z_{\text{Роб.}min} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Роб.}max}} \quad (4.4)$$

де $U_{\text{НОМ}} = 115\text{кВ}$ – номінальна міжфазна напруга лінії;

$I_{\text{Роб.}max}$ - максимальний робочий струм лінії.

$$Z_{\text{Роб.}min} = \frac{0,9 \cdot 115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 89,96} = 664,25 \text{ Ом}$$

2) Визначимо первинний мінімальний опір спрацьовування реле 1 - РС за виразом:

$$Z_{\text{С.Р.}} = \frac{Z_{\text{Роб.}min}}{K_H \cdot K_B \cdot \cos(\phi_{\text{М.Ч.}} - \phi_{\text{Роб.}})}$$

де $K_H = 1,2$ - Коефіцієнт надійності;

$K_B = 1,05$ – коефіцієнт повернення;

$\phi_{\text{М.Ч.}} = 70^\circ$ – кут максимальної чутливості реле;

$\phi_{\text{Роб.}} = 36,9^\circ$ – кут повного опору навантаження

$$Z_{\text{С.Р.}} = \frac{664,25}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(70 - 36,9)} = 629,3 \text{ Ом}$$

1. Коефіцієнт чутливості реле опору 1-РС визначається за виразом (4.5):

$$K_{\text{Ч}} = \frac{Z_{\text{С.Р.}}}{Z_{\text{Л}}} \quad (4.5)$$

де $Z_{\text{Л}}$ - опір лінії, що захищається.

$$K_{\text{Ч}} = \frac{629,3}{2,64} = 238,4 \geq 1,5$$

Перевіримо чутливість реле опору струму точної роботи (4.6):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.З. min}}^{(3)}}{I_{\text{Р.Т.}} \cdot K_{\text{ТА}}} \quad (4.6)$$

де $I_{\text{Р.Т.}}$ - Струм точної роботи для реле 1 - РС;

$K_{\text{ТА}}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

$$K_{\text{ч}} = \frac{10040 \cdot 5}{2,5 \cdot 600} = 33,5 \geq 1,3.$$

Реле опору 1-РС пускового органу проходить за чутливістю.

Висновки по розділу 4

1) Розраховані комплекти двоступінчастих захистів для лінії 1-2, що містять струмову відсічку і максимальний струмовий захист, та проведено розрахунок параметрів спрацювання реле 1 – РС, 1 - 2РТ, ДФЗ - 201.

2) Проведено вибір типу релейного захисту ПЛ 110кВ триступінчастого струмового захисту мікропроцесорного блоку MiCOM-124. Тому що він найкраще підходить для дистанційного захисту ліній та його вартість установа відносно невелика.

5 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

У цьому розділі викладено концепцію стартап-проекту, що стосується впровадження пропонованої конфігурації релейного захисту для ПЛ 110 кВ. Тут презентуємо опис ідеї, проведено технологічний аудит, розглянемо аналіз ринкових можливостей для запуску, а також розроблено маркетингову програму проекту. Важливо відзначити, що релейний захист на підстанції відіграє ключову роль у забезпеченні ефективності роботи енергосистеми.

5.1 Опис ідеї проекту

Нормальна робота підстанції в цілому залежить від нормальної роботи ЛЕП. Неполадки ПЛ можуть призвести до серйозних наслідків, таких як зниження напруги на всіх нижче стоячих шинах, втрати в енергосистемі та критичне завантаження іншого трансформатора а також відсутність енергопостачання у випадку обриву ПЛ. Тому важливо, щоб захист ПЛ відповідав усім технологічним стандартам та правилам, зокрема стосовно релейного захисту, описаних у правилах улаштування електроустановок (ПУЕ [6]).

Основними елементами захисту повинні бути блискавкозахист і дистанційний мікропроцесорний захист, у якості резервного захисту потрібно встановити дублюючий комплект захисту. Вибраний проєкт повинен бути економічно вигідним з низькими витратами на обслуговування та оптимальними показниками економічної ефективності порівняно з конкуруючими проєктами, а також забезпечувати надійність та безперебійне енергопостачання.

Оскільки існує багато варіантів встановлення захисту, у магістерській роботі досліджено різні варіанти захисту з точки зору економіки, технології та екології. Після проведеної оцінки вибрано найбільш оптимальний варіант, а опис ідеї стартап-проекту наведено у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Реалізація проекту релейного захисту ПЛ 110 кВ	1. Релейний захист ПЛ 110кВ	Надійний захист
		Захист устаткування підстанції
	2. Використання проекту при конструюванні підстанції	Зручність управління
		Зменшення втрат в енергосистемі

Для висунення більш обґрунтованого висловлення щодо надійності та ефективності проекту, було проведено аналіз двох аналогічних проєктів із відмінним набором пристроїв для релейного захисту трансформатора.

5.2 Технічний аудит ідеї проєкту

Таблиця 5.2 – Технологічні можливості по реалізації проєкту

Ідея проєкту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
Проект конструкції релейного захисту ПЛ 110кВ	1. Ознайомлення з параметрами ЛЕП 110 кВ	Наявні	Доступ обмежений
	2. Ознайомлення з прийнятими стандартами та вимогами до ПЛ 110 кВ	Наявні	Доступно
	3. Кількість засобів РЗ та місце розташування	Наявні	Доступно
	4. Підключення РЗ	Наявні	Доступно
	5. Шафа РЗ основного захисту ЛЕП	Необхідна розробка	Доступно

Отже, для вибору нового обладнання для конструкції підстанції, необхідно мати повну інформацію про живлячу ЛЕП, а також ознайомитися з усіма вимогами та нормативними документами, що стосуються ПЛ 110 кВ. Після пройденої експертизи проєкту, видається замовлення на шафу основного захисту згідно з проєктом конструкції електростанції.

Перший конкурент - проєкт компанії №1, який використовує основний мікропроцесорний захист SIPROTEC 7UT612 на базі технології "SIEMENS".

Другий конкурент - проєкт компанії №2, де використовується ШДЕ 2802 і ЕПЗ-1636 як основний релейний захист.

Третім конкурентом є власний проєкт. Мікропроцесорний захист реалізований на базі технології "Arega" і має назву MiCOM P124D.

Всі обрані проєкти відповідають вимогам щодо улаштування електроустановок та всім відповідним нормам щодо встановлення релейного захисту.

Порівняльний аналіз усіх сильних, слабких та нейтральних сторін (означених як S, W та N відповідно) усіх проєктів подано у таблиці 5.3.

Таблиця 5.2 – Сильні, слабкі та нейтральні сторони всіх конкурентних проєктів

Техніко-економічні параметри	Даний проєкт	Конкурент №1	Конкурент №2	S	W	N
Кількість ПЛ	2	2	2	-	-	МП, K1, K2
Кількість засобів РЗА	1	1	2	МП, K1	K2	
Точність вимірювання 1%	+	-	-	МП	K1, K2	
Витрати на експлуатацію на рік. тис. грн	68000	79000	85000	МП	K2	K1

При проектуванні ПС доцільно обрати власний проєкт

5.3 Фінансово-економічний аналіз стартап-проєкту

Визначено обсяг інвестиційних затрат, є розрахунок всіх потрібних розрахунків, приведені в таблиці 5.3.

Таблиця 5.4 – Укрупнені розрахунки інвестиційних затрат варіантів проєктів

Назва	Вартість даного проєкту, грн	Вартість проєкту №1, грн	Вартість проєкту №2, грн
Розрахунок вартості обладнання			
Пристрої РЗ	80796	83826	97146
Шафа РЗ	23100	25100	27100
Кабелі для приєднання	8100	8100	13100

Назва	Вартість даного проєкту, грн	Вартість проєкту №1, грн	Вартість проєкту №2, грн
Система живлення	82100	82100	82100
Проектні роботи	22100	23100	21100
Монтажні роботи	15100	17100	16600
Транспортні затрати	5100	6600	5600
Пусконаладжувальні роботи релейного захисту	28100	30600	25100
Доставка обладнання для монтажу	6600	6600	6600
Всього	271096	283126	294446

Оскільки варіанти №1 і 2 більш затратні за одноразовими капітаовкладеннями (обсягом інвестицій) так і за щорічними витратами, то виконувати розрахунок інших показників порівняльної економічної ефективності сенсу немає.

В кінцевому підсумку очевидно, що саме власний проєкт є найбільш вигідним варіантом..

5.4 SWOT – аналіз стартап-проєкту

SWOT аналіз – це аналіз можливостей та загроз, слабких та сильних сторін, який ґрунтується на основі виділених ринкових можливостей, загроз, сильних та слабких сторін представлений у таблиці 5.4

Таблиця 5.5 - SWOT-аналіз запропонованого стартап-проєкту

Сильні сторони:	Слабкі сторони:
Співвідношення ціна/якість	Відсутність репутація на ринку
Кожен проєкт розробляється індивідуально під потреби замовника	Мінімальний досвід роботи у сфері проєктування систем РЗА
Можливості:	Загрози:
Залучення досвідчених працівників для підпищення репутації	Збільшення вимог від замовника, які неможливо опрацювати
Співпраця з виробниками	Відсутність репутації(клієнтів)
	Більша кількість компаній має досвід

5.5 Розробка маркетингової програми даного стартап-проєкту

Необхідно включити маркетингову компанію для просування продукту. Це надасть змогу забезпечити гарну презентацію товару та збільшити клієнтську базу.

Таблиця 5.6 – Визначення основних переваг перед конкурентами

Потреби	Вигода даного проєкту	Переваги перед конкурентами
Економнічність	Низькі експлуатаційними витратами має гарні економічні показники.	Дотримання співвідношення ціни та якості надає ряд переваг перед конкурентами.
Надійність	Мікропроцесорний захист ПЛ 110кВ є основним захистом. Чим більша його функціональна здатність, тим краще.	Обраний пристрій має найбільший функціонал серед конкурентів, а тому має більшу надійність в експлуатації.

Згідно з інформацією в таблиці 5.5, споживач отримає високоякісний продукт, який не вимагатиме додаткових значних витрат на капіталовкладення під час використання пристрою.

Висновки по розділу 5

Розглянуто розробку стартап-проєкту, який спрямований на використання в підстанції що проектується замість типових систем релейного захисту більш прогресивних технології на базі мікропроцесорного захисту ПЛ 110 кВ.

Подано економічний аналіз проєкту та порівняльний аналіз інвестиційних та регулярних витрат різних конкурентів. Також проведено SWOT-аналіз, який відобразив всі потенційні можливості та загрози проєкту.

Отже, введення такого проєкту на ринок є повністю реалістичним завдяки його хорошим експлуатаційним та технічним характеристикам, які повністю відповідають усім вимогам потенційного замовника.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено актуальне науково-технічне завдання розрахунку режимних параметрів електричних мереж, їх складність у нинішніх умовах розвитку суспільства та визначено підходи до обчислення плати за перетікання реактивної потужності.

У результаті виконання дисертаційної роботи було одержано такі наукові та практичні результати.

Аналіз п'яти запропонованих схем електромережі з напругою 110 кВ, враховуючи критерій мінімізації кількості вимикачів та загальної довжини повітряних ліній, дозволив визначити дві найбільш перспективні опції - схеми №1 та №5. Визначено кількість та тип трансформаторів для восьми проєктованих підстанцій 110 кВ, а також вибрано кількість ланцюгів та переріз проводів для повітряних ліній.

Проведено техніко-економічне порівняння для варіантів схем №1 та №5. Для схеми №1 сума дисконтованих затрат склала 75223,2 тис. грн, у той час як для схеми №5 це значення становить 133087,3 тис. грн. Оскільки вартість функції дисконтованих затрат для схеми №1 є меншою, то саме її було обрано для реалізації.

Згідно з результатами обчислень встановлено, що найвищий струм трифазного короткого замикання на шинах ВН проєктованої підстанції складає 13.21кА, на шинах СН – 12.29 кА, на шинах НН – 27.66 кА. Після цього було здійснено вибір обладнання для розподільчих пристроїв напругою 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ, а також перевірено відповідність обраного обладнання умовам термічної та динамічної стійкості в режимі короткого замикання.

Також проведено розрахунки параметрів блискавкозахисту для підстанції, що включають установку трьох груп блискавковідводів на висотах 16, 14 та 12 метрів. Визначено їх зону блискавкозахисту на висоті 9 метрів з метою забезпечення надійності на рівні 95%.

Для забезпечення нормованого опору контуру заземлення встановлено, що необхідно встановити 100 вертикальних заземлювачів з оцинкованої сталі довжиною

3 метри та діаметром 12 мм. Розрахунковий опір контуру заземлення складає 0,18 Ом, що відповідає вимогам чинних нормативних документів.

У третьому розділі визначено методику обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами як плату за вимушені послуги, які електропередавальна організація вимушена надавати споживачу, якщо той у свою чергу експлуатує електромагнітно незбалансовані електроустановки і використовується для адресної економічної стимуляції ініціативи споживача до застосування технологічних заходів для вирішення питань щодо компенсації перетікань реактивної електроенергії.

У четвертому розділі було проведено вибір типу релейного захисту ПЛ 110кВ. Для даної лінії були розраховані комплекти двоступінчастих захистів, що містять струмовий відсікання і максимальний струмовий захист, та проведено розрахунок параметрів спрацювання триступінчастого струмового захисту мікропроцесорного блоку MiCOM-124.

У п'ятому розділі розглядається розробка стартап-проєкту, який спрямований на використання в конструйованій підстанції замість систем релейного захисту використовувати більш прогресивні технології на базі мікропроцесорного захисту ЛЕП 110 кВ. Подано економічний аналіз проєкту та порівняльний аналіз інвестиційних та регулярних витрат різних конкурентів. Також проведено SWOT-аналіз, який відобразив всі потенційні загрози та можливості проєкту.

Отже, введення такого проєкту на ринок є повністю реалізованим завдяки його хорошим експлуатаційним та технічним характеристикам, які повністю відповідають усім вимогам.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Сулейманов В.М., Чижевський В.В. Районні електричні мережі: Метод. вказівки до викон. дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бака-лавр» для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології». Київ: НТУУ «КПІ», 2007. 100 с.
2. Сулейманов В.М., Чижевський В.В., Лутчин М.М., Гижа В.О. Регулювання режимів електричних систем: метод. вказівки до викон. контрольних робіт з дисципліни для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології». Київ: НТУУ «КПІ», 2011. 110 с.
3. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж: навчальний посіб. Київ: НТУУ «КПІ», 2014. 130 с.
4. Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. Київ: НМК, 1992. 207 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. Москва: ЭНАС, 2012. 376 с.
6. Правила улаштування електроустановок.: М-во енергетики та вугільної промсті України. Київ, 2017. 617 с.
7. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем. – Львів: НУ«ЛП», 2013. -533с.
8. Сокол Є.І. Релейний захист електроенергетичних систем. – Харків, 2020. - 306 с.
9. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – СПб: ПЭИПК, 2007. -350с.
10. Гловацкий В.Г., Пономарев И.В. Релейная защита и автоматика распределительных сетей. Электронная версия . -2008. -464 с.
11. Розроблення стартап-проекту [Електронний ресурс] : Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с. http://kaf-pe.kpi.ua/wp-content/uploads/2015/04/roz_startap_proektiv_met_vk.pdf

12. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми.

Для Фінансово-економічний аналізу та оцінки ризиків і п.п. 3.1 (Л1):

13. 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.

14. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику./ Методика. Енергосистеми й електричні мережі. Затверджені наказом Міненерго України від 20.01.97 №1ПС та введені в дію з 01.01.97.

15. Методичні вказівки до виконання розрахунків техніко-економічних показників електричних станцій в курсових та дипломних проектах для студентів спеціальностей, "Теплові електричні станції", „Атомні електричні станції” та „Електричні станції” заочної та денної форми навчання /Укл. Є.Г.Скловська, О.О.Фастовщук. - К.: НТУУ”КПІ”, 2007. – 28 с

16. Методичні вказівки з техніко-економічного обґрунтування інвестиційних проектів електричних станцій для студентів спеціальностей "Теплові електричні станції", "Атомні електричні станції" теплоенергетичного факультету та "Електричні станції" факультету електроенерготехніки та автоматики всіх форм навчання та слухачів міжгалузевого інституту післядипломної освіти. /Уклад. Є.Г.Скловська, К.Г.Тодорович - К.: НТУУ"КПІ", 2001.- 22с.

17. ДП «Енергоринок» <http://www.er.gov.ua>

Додаток А
Результати перевірки дисертації на плагіат



Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

Дата перевірки:
16.01.2024 16:38:39 EET

Дата звіту:
16.01.2024 16:40:09 EET

ID перевірки:
1016066881

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

ID користувача:
100006981

Назва документа: Киселиця Артем Олександрович

Кількість сторінок: 81 Кількість слів: 16608 Кількість символів: 110591 Розмір файлу: 872.04 KB ID файлу: 1015772084

28.1% Схожість

Найбільша схожість: 9.14% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1015761414)

21% Джерела з Інтернету

229

Сторінка 83

20.2% Джерела з Бібліотеки

346

Сторінка 88

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0% Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

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

Замінені символи

464