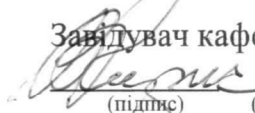


**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

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

“10” 12 2018 р.

Магістерська дисертація

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

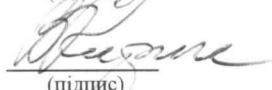
на тему: «Аналіз впливу розосередженого генерування на режим роботи розподільних електричних мереж»

Виконав: студент б курсу, групи ЕС-72мп
(шифр групи)

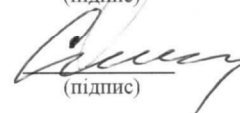
Савватєєв Анатолій Сергійович
(прізвище, ім'я, по батькові)


(підпис)

Науковий керівник професор, д.т.н. Кирик В.В.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)


(підпис)

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


(підпис)

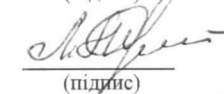
Консультант стартап-проект ст. викл., Бахмачук С.В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

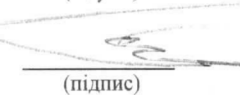
Консультант релейний захист ст. викл., Хлистов В.М.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

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


(підпис)

Рецензент доцент, к.т.н. Бардик С.І.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)


(підпис)

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

Студент 
(підпис)

Київ – 2018 року

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

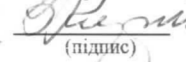
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-професійною програмою

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

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

«  » 2018 р.

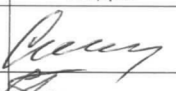
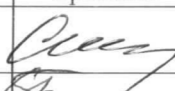
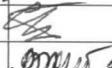
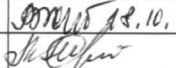
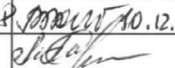
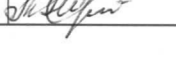
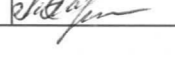
ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Савватєєву Анатолію Сергійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Аналіз впливу розосередженого генерування на режим роботи розподільних електричних мереж»,
науковий керівник дисертації професор, д.т.н., Кирик Валерій Валентинович
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
- затверджені наказом по університету від «07» листопада 2018 р. № 4107-с
2. Строк подання студентом дисертації «10» грудня 2018 р.
3. Об'єкт дослідження: джерела розосередженого генерування
4. Предмет дослідження: вплив розосередженого генерування на режим роботи розподільних електричних мереж
5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1. Розрахувати районну електричну мережу. 2. Спроекувати електричну частину підстанції 110/35/10 кВ. 3. Розробити стартап-проект. 4. Розрахувати релейний захист трансформатора. 5. Дослідити та проаналізувати вплив розосередженого генерування на режим роботи мережі. 6. Розробити заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час монтажу сонячної електростанції потужністю 15 МВт.
6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1. Принципова схема районної електричної мережі. 2. Режим роботи електричної мережі. 3. Головна схема електричних з'єднань. 4. План підстанції 110/35/10. Розрізи 5. План підстанції 110/35/10. Блискавкозахист. 6. Принципові схеми релейного захисту трансформатора ТДН-10000/110. 7. Режим

роботи РЕМ з джерелом розосередженого генерування 8. Перевірка методу визначення місця підключення джерела РГ.

7. Орієнтовний перелік публікацій: 1. Кирик В. В., Савватєєв А.С. Перспективи та проблеми розвитку розподіленої генерації в електричних мережах // Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2018. 2. Савватєєв А.С. Методика прийняття рішень на основі нечіткої логіки для визначення оптимального місця підключення розосереджених джерел генерації // «Актуальні наукові дослідження в сучасному світі», – 2018, № 7 (39). 3. Савватєєв А.С. Перспективи та проблеми розвитку розподіленої генерації в електричних мережах // «International scientific review», – 2018, № 11 (53).

8. Консультанти розділів дисертації

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

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

Календарний план

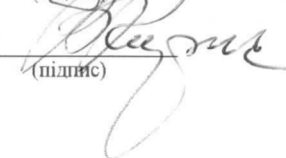
№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Проект районної електричної мережі напругою 110 кВ	07.11.2018 – 10.11.2018	
2	Проект електричної частини підстанції 110/35/10 кВ у вузлі 6 районної електричної мережі	10.11.2018 – 13.11.2018	
3	Розроблення стартап-проекту	13.11.2018 – 17.11.2018	
4	Релейний захист трансформатора ТДН-10000/110	18.11.2018 – 21.11.2018	
5	Аналіз впливу розосередженого генерування на режим роботи мережі	22.11.2018 – 26.11.2018	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час монтажу сонячної електростанції потужністю 15 МВт	27.11.2018 – 28.11.2018	
7	Оформлення отриманих результатів	29.11.2018 – 03.12.2018	
8	Оформлення технічних креслень	04.12.2018 – 07.12.2018	

Студент


(підпис)

А.С. Савватєєв
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації


(підпис)

В.В. Кирик
(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Обсяг пояснювальної записки – 155 сторінок машинописного тексту. Пояснювальна записка містить 44 рисунків, 57 таблиць, 24 джерела використаної літератури. Графічна частина містить 8 аркушів технічних креслень форматом А1.

В даній магістерській дисертації виконано проектування районної електричної мережі 110 кВ, проектування електричної частини підстанції 110/35/10 кВ, вибір та розрахунок релейного захисту для трансформатора, а також розглянуто проблеми функціонування розподільних електричних мереж з джерелами розосередженого генерування. Проведено розробку методу для визначення оптимального місця підключення джерел розосередженого генерування до електричної мережі та визначення оптимальної потужності генерації.

Актуальність роботи. Протягом останніх десятиліть у світі спостерігається стійка тенденція до масового впровадження та використання відновлюваних джерел енергії. При цьому все більше приділяється увага до проблем використання ВДЕ в електричних мережах енергосистем. Актуальність роботи пов'язана з широким розповсюдженням джерел розосередженого генерування. Правильний вибір потужності генерації та місця підключення джерел РГ дає змогу мінімізувати втрати потужності в мережі.

Метою магістерської дисертації є аналіз впливу потужності генерації джерел РГ та місця їх підключення до мережі на значення втрат потужності, а також розробка методу вибору потужності та місця підключення джерел РГ для мінімізації втрат потужності в мережі.

Об'єкт дослідження: розподільні електричні мережі, що містять відновлювані джерела енергії.

Предмет дослідження: вплив розподіленого генерування на режимні параметри розподільних електричних мереж.

Методи дослідження. Моделювання режимів роботи розподільних електричних мереж з джерелами розосередженого генерування. Розрахунок вихідних даних та обробка результатів дослідження виконувалася за допомогою програмного забезпечення: PTC MathCad, DigSilent Power Factory.

Наукова новизна результатів полягає в розробці методу вибору місця підключення та потужності генерування джерел РГ для мінімізації втрат потужності в електричній мережі.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Кирик В. В., Савватєєв А.С. Перспективи та проблеми розвитку розподіленої генерації в електричних мережах // Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2018.

2. Савватєєв А.С. Методика прийняття рішень на основі нечіткої логіки для визначення оптимального місця підключення розосереджених джерел генерації // «Актуальні наукові дослідження в сучасному світі», – 2018, № 7 (39).

3. Савватєєв А.С. Перспективи та проблеми розвитку розподіленої генерації в електричних мережах // «International scientific review», – 2018, № 11 (53).

РЕЖИМ РОБОТИ, РОЗПОДІЛЬНА МЕРЕЖА, НАПРУГА, СТРУМ, ПОТУЖНІСТЬ, ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ, ПІДСТАНЦІЯ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ВИМИКАЧ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, РОЗОСЕРЕДЖЕНЕ ГЕНЕРУВАННЯ, ДЖЕРЕЛА РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ, ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. Volume of the explanatory note - 155 pages of typewritten text. The explanatory note contains 44 figures, 57 tables, 24 sources of used literature. The graphic part contains 8 sheets of A1 technical drawings.

In this master's dissertation, the design of the 110 kV district network, the design of the electrical part of the 110/35/10 kV substation, the selection and calculation of the relay protection for the transformer, and also the problems of the operation of distribution electrical networks with distributed generation sources are considered. A method has been developed to determine the optimal location of connecting sources of distributed generation to the electrical network and to determine the optimal generation power.

Relevance of work. Over the past decades, there has been a steady trend towards mass implementation and use of renewable energy sources in the world. At the same time, more attention is paid to the problems of using RES in power grids of power systems. Relevance of the work associated with the widespread dispersed generation sources. The right choice of generating power and location of DG sources allows you to minimize power losses on the network.

The aim of the master's dissertation is to analyze the influence of the power generation of DG sources and their location on the network at the value of power losses, as well as the development of a method for selecting the power and location of DG sources to minimize power losses in the network.

Object of research: distribution electric networks containing renewable energy sources.

Subject of research: the effect of distributed generation on the parameters of the mode of operation of distribution electrical networks.

Research methods. Modeling of operating modes of distribution electric networks with sources of distributed generation. The calculation of the output data and the processing

of the research results were performed using the software: PTC MathCad, DigSilent Power Factory.

The scientific novelty of the results is to develop a method for selecting the location of the connection and the power generating DG sources to minimize power losses in the electrical network.

Publications on the subject of research:

1. Kyryk V. V., Savvatieiev A.S. Prospects and problems of distributed generation in electric networks // International scientific and technical journal "Modern problems of electric power engineering and automation". – 2018.

2. Savvatieiev A.S. Method of decision making based on fuzzy logic to determine the optimal location of the connection of distributed sources of generation // "Current scientific research in the modern world" - 2018, No. 7 (39).

3. Savvatieiev A.S. Prospects and problems of distributed generation in electric networks // International scientific review, 2018, No. 11 (53).

OPERATION MODE, DISTRIBUTION NETWORK, VOLTAGE, CURRENT, POWER, LOSSES OF POWER, SUBSTATION, TRANSMISSION LINE, SWITCH, POWER TRANSFORMERS, DISTRIBUTED GENERATION, DISTRIBUTED GENERATION SOURCES, RENEWABLE ENERGY SOURCES

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	11
ВСТУП.....	12
1 ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	13
1.1 Вибір кількості силових трансформаторів на підстанціях, їх типу та потужності	13
1.2 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей у замкненій мережі за довжинами ділянок.....	16
1.3 Техніко-економічний розрахунок спорудження районної електричної мережі	20
1.3.1 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів ділянок замкненої мережі та техніко-економічний розрахунок.....	20
1.3.2 Витрати на спорудження повітряних ліній	22
1.3.3 Вибір схем підстанцій та розрахунок вартості підстанцій	26
1.3.4 Перевірка обраних перерізів проводів повітряної лінії в післяаварійному режимі	27
1.4 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі	31
1.4.1 Розрахунок параметрів схем заміщення ліній електропередавання.....	31
1.4.2 Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів	33
1.4.3 Розрахунок величин приведених навантажень та еквівалентних поперечних провідностей усіх пунктів мережі.....	35
1.5 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальному навантаженні.....	37
1.6 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при мінімальному навантаженні.....	43
1.7 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....	48
1.8 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для різних режимів роботи мережі.....	52

1.8.1	Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для режиму максимальних навантажень...	52
1.8.2	Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для режиму мінімальних навантажень.....	55
1.8.3	Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для післяаварійного режиму.....	55
	Висновки до розділу 1.....	56
2	ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ У ПУНКТІ №6 СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	57
2.1	Загальні відомості про підстанцію 110/35/10 кВ у пункті №6 схеми.....	57
2.2	Опис головної схеми електричних з'єднань підстанції.....	57
2.3	Розрахунок струмів КЗ на підстанції	58
2.3.1	Розрахунок струмів КЗ на шинах 110 кВ.....	58
2.3.2	Розрахунок струмів КЗ на шинах 35 кВ.....	79
2.3.3	Розрахунок струмів КЗ на шинах 10 кВ.....	72
2.4	Вибір та перевірка основних електричних апаратів та елементів на підстанції.....	74
2.4.1	Вибір та перевірка вимикачів.....	74
2.4.2	Вибір та перевірка роз'єднувачів.....	76
2.4.3	Вибір та перевірка збірних шин.....	78
2.5	Вибір вимірювального обладнання на підстанції	80
2.6	Вибір джерел оперативного струму на підстанції.....	82
2.6.1	Джерела змінного оперативного струму.....	82
2.6.2	Джерела постійного оперативного струму.....	83
2.7	Розрахунок акумуляторної батареї і зарядного пристрою.....	83
2.8	Освітлення на підстанції.....	85
2.9	Схема акумуляторної установки.....	86
2.10	Розрахунок блискавкозахисту підстанції 110/35/10.....	87
	Висновки до розділу 2.....	88
3	РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	89

3.1	Вступ.....	89
3.2	Опис ідеї проекту.....	89
3.3	Технологічний аудит ідеї проекту.....	91
3.4	Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту.....	94
3.5	Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....	101
	Висновки до розділу 3.....	102
4	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА ТДН-10000/110.....	103
4.1	Вступ.....	103
4.2	Розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора.....	105
4.3	Максимальний струмовий захист з пуском за напругою.....	109
4.4	Газовий захист.....	111
4.5	Захист від перевантаження.....	112
4.6	Захист від замикання на землю.....	113
4.7	Дуговий захист.....	113
4.8	Пристрої АВР та АПВ.....	114
	Висновки до розділу 4.....	116
5	АНАЛІЗ ВПЛИВУ РОЗПОДІЛЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ НА РЕЖИМ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗРОБКА МЕТОДУ ВИБОРУ МІСЦЯ ПІДКЛЮЧЕННЯ ДЖЕРЕЛ РОЗПОДІЛЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ.....	117
5.1	Дослідження впливу розподіленого генерування на режим роботи електричної мережі.....	118
5.2	Розробка методу вибору місця підключення джерел розподіленого генерування.....	135
	Висновки до розділу 5.....	142
6	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОНТАЖУ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 15 МВТ.....	143
6.1	Вступ.....	143

6.2	Технічні характеристики об'єкта.....	143
6.3	Аналіз умов праці при монтажі обладнання сонячної електростанції.....	144
6.4	Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих чинників на об'єкті.....	145
6.5	Вибір технічних засобів і заходів безпеки до електроустановок.....	145
6.6	Розрахунок технічних заходів з охорони праці.....	147
6.7	Аналіз надзвичайних ситуацій при монтажі обладнання.....	149
6.8	Пожежна безпека при монтажі обладнання сонячної електростанції та експлуатації.....	150
	Висновки до розділу 6.....	151
	ВИСНОВКИ.....	152
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	153
	Додаток А. Результат перевірки на плагіат.....	155

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ПЛ – повітряна лінія
ЛЕП – лінія електропередачі
ЕЕС – електроенергетична система
ПС – підстанція
ВРП – відкритий розподільний пристрій
ЗРП – закритий розподільний пристрій
КРП – комплектний розподільний пристрій
ШСВ – шинний секційний вимикач
РЗ – релейний захист
АВР – автоматичне введення резерву
АПВ – автоматичне повторне ввімкнення
КЗ – коротке замикання
ТС – трансформатор струму
ТН – трансформатор напруги
ТВП – трансформатор власних потреб
РПН – регулювання під навантаженням
ПБЗ – перемикання без збудження
СЕС – сонячна електростанція
ВЕС – вітрова електрична станція
ДРГ – джерело розосередженого генерування
РГ – розосереджене генерування

ВСТУП

Електроенергетика до останнього часу розвивалась шляхом централізації системи генерування за рахунок розбудови потужних електричних станцій і об'єднання їх в енергетичні комплекси. Зараз спостерігається стійка тенденція до зміни концепції розвитку електроенергетики, оскільки перевага надається розбудові джерел розподіленого генерування.

Серед джерел РГ, за рахунок державного стимулювання, найбільшого розповсюдження набули відновлювані джерела енергії: вітроелектростанції і сонячні електричні станції.

Впровадження ВДЕ в ЕЕС окрім зниження екологічного навантаження на оточуюче середовище і розв'язання багатьох проблем, пов'язаних з викидами відходів під час виробітку електричної енергії, дозволить, по-перше, суттєво підвищити ефективність використання первинних ресурсів, по-друге, розвантажить як системоутворювальні, так і розподільні електричні мережі.

Однак крім переваг є й недоліки, серед яких слід виділити ускладнення функціонування електричних мереж у разі зростання в них встановлених потужностей розосереджених джерел електроенергії.

Електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання. Розбудова в них РДЕ породжує нові нехарактерні для минулого періоду проблеми і задачі. Вони породжуються, в першу чергу, нестабільністю генерування ВДЕ через природну залежність їх від стану навколишнього середовища. Звідси необхідність узгодженого електропостачання від ВДЕ і підстанцій ЕЕС.

Одними з позитивних факторів введення ДРГ є розвантаження розподільних мереж та зниження втрат потужності в розподільних мережах. Проте для досягнення найкращого ефекту слід правильно обрати потужність ДРГ та місце підключення його підключення до розподільної електричної мережі.

1 ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для розрахунку було обрано замкнену триконтурну схему районної мережі напругою 110 кВ, що зображено на рис. 1.1.

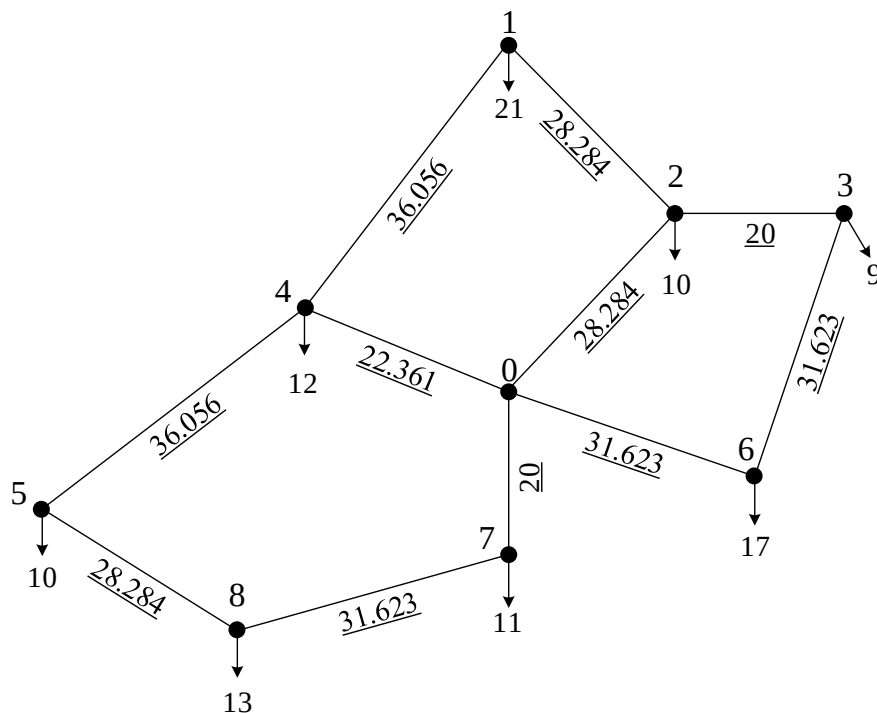


Рисунок 1.1 – Схема районної мережі

1.1 Вибір кількості силових трансформаторів на підстанціях, їх типу та потужності

Для реалізації даного завдання слід розрахувати величини модулів заданих сумарних потужностей споживачів для кожної підстанції у режимі максимальних навантажень S_{max} . Даний розрахунок виконується за наступним виразом [1]:

$$S_{max} = \sqrt{(P_{CH} + P_{HH})^2 + (Q_{CH} + Q_{HH})^2}, \quad (1.1)$$

де P_{CH} , P_{HH} , Q_{CH} , Q_{HH} – активні і реактивні потужності навантажень на шинах середньої та низької напруги вузлових підстанцій, МВт, МВАр.

Реактивні потужності навантажень на шинах СН і НН вузлових підстанцій розраховують за наступними виразами [1]:

$$Q_{CH} = P_{CH} \cdot tg_{\phi_{CH}}, \quad (1.2)$$

$$Q_{HH} = P_{HH} \cdot tg_{\phi_{HH}}. \quad (1.3)$$

При виконанні вибору типу, кількості та потужності силових трансформаторів вважається, що в кожному локальному районі електропостачання є споживачі I та II категорій та приймають до встановлення на всіх понижуючих підстанціях групу з двох трансформаторів. Потужність кожного з трансформаторів обирається так, щоб у разі відключення одного з них інший трансформатор, був здатне передати задану потужність споживання без порушення вимоги ПТЕ до своєї здатності щодо перевантаження. У післяаварійному режимі роботи дозволяється допускати перевантаження трансформатора до 40% на час максимумів добовою тривалістю, що не перевищує 6 годин протягом не більше 5 діб [2].

Відповідно, одержуємо:

$$\begin{aligned} S_{max} &= 1.4 \cdot S_m, \\ S_m &= 0.7 \cdot S_{max}, \end{aligned} \quad (1.4)$$

де S_m - розрахункова потужність понижуючого трансформатора. Розраховане значення S_m округляють до найближчого більшого значення стандартної номінальної потужності силового трансформатора S_n .

У всіх пунктах на понижуючих підстанціях встановлюють групу з двох двох- або триобмоткових трансформатори з однаковою номінальною потужністю, обладнані вбудованими пристроями регулювання напруги без розриву ланцюга навантаження (РПН).

Задані навантаження пунктів 1, 2, 3, 4, 6, 7 і 8 вказують на необхідність встановлення триобмоткових силових трансформаторів напругою 110/35/10 кВ. У пункті 5 слід встановити групу двохобмоткових силових трансформаторів 110/10 кВ.

Здійснимо вибір силових трансформаторів для пункту №1, в якому встановлюється два триобмоткових трансформатора.

Реактивна потужність, згідно з (1.2), та (1.3), складає:

$$Q_{сн1} = -P_{сн1} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\cos_{\phi_{сн}})) = -14 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0.8)) = -10.5 \text{ МВАр}$$

$$Q_{нн1} = -P_{нн1} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\cos_{\phi_{нн}})) = -7 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0.75)) = -6.173 \text{ МВАр}$$

Величина модуля заданої сумарної потужності споживачів у режимі максимальних навантажень $S_{\max}$ для пункту №1, згідно (1.1), становить:

$$S_{\max 1} = \sqrt{(P_{\text{сн1}} + P_{\text{нн1}})^2 + (Q_{\text{сн1}} + Q_{\text{нн1}})^2} = \sqrt{(14 + 7)^2 + (-10.5 + (-6.173))^2} \\ = 26.814 \text{ МВА}$$

Потужність трансформаторів згідно вимог ПТЕ щодо своєї здатності щодо перевантажень, у відповідності до (1.4), складає:

$$S_{\text{T1}} = 0.7 S_{\max 1} = 0.7 \cdot 26.814 = 18.77 \text{ МВА}$$

У пункті №2, згідно з завданням приймаються до встановлення два триобмоткових трансформатора.

Реактивна потужність для пункту №2 складає:

$$Q_{\text{сн2}} = -P_{\text{сн2}} \cdot \text{tg}(\arccos(\cos_{\varphi_{\text{сн}}})) = -6 \cdot \text{tg}(\arccos(0.8)) = -4.5 \text{ МВАр}$$

$$Q_{\text{нн2}} = -P_{\text{нн2}} \cdot \text{tg}(\arccos(\cos_{\varphi_{\text{нн}}})) = -4 \cdot \text{tg}(\arccos(0.75)) = -3.528 \text{ МВАр}$$

Величина модуля заданої сумарної потужності споживачів у режимі максимальних навантажень $S_{\max}$ для пункту №2 складає:

$$S_{\max 2} = \sqrt{(P_{\text{сн2}} + P_{\text{нн2}})^2 + (Q_{\text{сн2}} + Q_{\text{нн2}})^2} = \sqrt{(6 + 4)^2 + (-4.5 + (-3.528))^2} = \\ = 12.824 \text{ МВА}$$

Потужність трансформаторів згідно вимог ПТЕ до своєї здатності щодо перевантажень складає:

$$S_{\text{T2}} = 0.7 \cdot S_{\max 2} = 0.7 \cdot 12.824 = 8.976 \text{ МВА}$$

Розрахунок потужностей трансформаторів для інших пунктів виконується аналогічно і його представлено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Вибір типу трансформаторів

№ пункту	$P_{\text{сн}}$	$Q_{\text{сн}}$	$P_{\text{нн}}$	$Q_{\text{нн}}$	$S_{\max}$	S_{T}	Тип трансформатора
1	2	3	4	5	6	7	8
1	14	-10.5	7	-6.173	26.814	18.77	ТДТН –25000/110
2	6	-4.5	4	-3.528	12.824	8.976	ТДТН –10000/110
3	7	-5.25	2	-1.764	11.41	7.987	ТДТН –10000/110

Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8
4	9	-6.75	3	-2.646	15.241	10.669	ТДТН –16000/110
5	0	0	10	-8.819	13.333	9.333	ТДН –10000/110
6	11	-8.25	6	-5.292	21.734	15.214	ТДТН –16000/110
7	7	-5.25	4	-3.528	14.073	9.851	ТДТН –10000/110
8	8	-6	5	-4.41	16.654	11.658	ТДТН –16000/110

Паспортні дані обраних трансформаторів представлено в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Паспортні дані силових трансформаторів вузлових підстанцій

№ пункту	Тип трансформатора	Потужність S _н , МВА	U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %			P _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	ТДТН –25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17	6.5	140	31	0.7
2	ТДТН –10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1.1
3	ТДТН –10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1.1
4	ТДТН –16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
5	ТДН –10000/110	10	115	-	11	-	10.5	-	60	14	0.7
6	ТДТН –16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
7	ТДТН –10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1.1
8	ТДТН –16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1

1.2 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей у замкненій мережі за довжинами ділянок

Перед даним розрахунком здійснюють припущення, що проєктована замкнена мережа є електрично однорідною. Це припущення дає змогу виконати орієнтовний розрахунок потокорозподілу в замкненій мережі з використанням довжин ділянок (розрахунок L-схеми мережі).

Розрахунок поточкорозподілу потужностей у даному випадку виконують за заданими навантаженнями підстанцій. Втратами потужності в елементах електричної мережі при цьому нехтують [3].

Розрахунок L-схеми мережі виконаємо за методом контурних рівнянь. Спочатку визначимо значення комплексних потужностей у пунктах схеми:

$$S_1 = (P_{\text{CH1}} + P_{\text{HH1}}) + j(Q_{\text{CH1}} + Q_{\text{HH1}}) = 14 + 7 + j(-10.5 + (-6.173)) = 21 - j16.673 \text{ МВА}$$

$$S_2 = (P_{\text{CH2}} + P_{\text{HH2}}) - j(Q_{\text{CH2}} + Q_{\text{HH2}}) = 6 + 4 + j(-4.5 + (-3.528)) = 10 - j8.028 \text{ МВА}$$

$$S_3 = (P_{\text{CH3}} + P_{\text{HH3}}) - j(Q_{\text{CH3}} + Q_{\text{HH3}}) = 7 + 2 + j(-5.25 + (-1.764)) = 9 - j7.014 \text{ МВА}$$

$$S_4 = (P_{\text{CH4}} + P_{\text{HH4}}) - j(Q_{\text{CH4}} + Q_{\text{HH4}}) = 9 + 3 + j(-6.75 + (-2.646)) = 12 - j9.369 \text{ МВА}$$

$$S_5 = P_{\text{HH5}} - jQ_{\text{HH5}} = 10 - j8.819 \text{ МВА}$$

$$S_6 = (P_{\text{CH6}} + P_{\text{HH6}}) - j(Q_{\text{CH6}} + Q_{\text{HH6}}) = 11 + 6 + j(-8.25 + (-5.292)) = 17 - j13.542 \text{ МВА}$$

$$S_7 = (P_{\text{CH7}} + P_{\text{HH7}}) - j(Q_{\text{CH7}} + Q_{\text{HH7}}) = 7 + 4 + j(-5.25 + (-3.528)) = 11 - j8.778 \text{ МВА}$$

$$S_8 = (P_{\text{CH8}} + P_{\text{HH8}}) - j(Q_{\text{CH8}} + Q_{\text{HH8}}) = 8 + 5 + j(-6 + (-4.41)) = 13 - j10.41 \text{ МВА}$$

Складемо поточкорозподіл для електричної мережі. Для цього вилучимо умовні перемички 4-5, 1-4, 2-3 і проведемо розрахунок поточкорозподілу по умовно-розімкненій схемі:

$$\dot{S}_{85\text{p}} = \dot{S}_5 = 10 - j8.819 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{78\text{p}} = \dot{S}_8 + \dot{S}_{85\text{p}} = 23 - j19.229 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{07\text{p}} = \dot{S}_7 + \dot{S}_{78\text{p}} = 34 - j28.006 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{04\text{p}} = \dot{S}_4 = 12 - j9.396 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{21\text{p}} = \dot{S}_1 = 21 - j16.673 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{02\text{p}} = \dot{S}_2 + \dot{S}_{21\text{p}} = 31 - j24.701 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{63\text{p}} = \dot{S}_3 = 9 - j7.014 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{06\text{p}} = \dot{S}_6 + \dot{S}_{63\text{p}} = 26 - j20.555 \text{ МВА}.$$

Відповідно до методу контурних рівнянь поточкорозподіл, що отриманий в розімкненій мережі, відрізняється від поточкорозподілу у вихідній схемі на значення вирівнювальних потужностей.

За II законом Кірхгофа складаємо систему рівнянь для трьох контурів і знаходимо контурні потужності:

$$\begin{cases} (\dot{S}_{k1} - \dot{S}_{k2} - \dot{S}_{04p}) \cdot l_{04} + (\dot{S}_{k1} + \dot{S}_{07p}) \cdot l_{07} + (\dot{S}_{k1} + \dot{S}_{78p}) \cdot l_{78} + (\dot{S}_{k1} + \dot{S}_{85p}) \cdot l_{85} + \dot{S}_{k1} \cdot l_{45} = 0 \\ (\dot{S}_{k2} - \dot{S}_{k1} - \dot{S}_{04p}) \cdot l_{04} + (\dot{S}_{k2} - \dot{S}_{k3} - \dot{S}_{02p}) \cdot l_{02} + (\dot{S}_{k2} - \dot{S}_{21p}) \cdot l_{21} + \dot{S}_{k2} \cdot l_{14} = 0 \\ (\dot{S}_{k3} - \dot{S}_{k2} - \dot{S}_{02p}) \cdot l_{02} + (\dot{S}_{k3} - \dot{S}_{06p}) \cdot l_{06} + (\dot{S}_{k3} - \dot{S}_{63p}) \cdot l_{63} + \dot{S}_{k3} \cdot l_{23} = 0 \end{cases}$$

Розрахунок даної системи рівнянь виконувався за допомогою програмного комплексу MathCAD, було отримано наступні значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_{k1} = -8.68 + j7.475 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{k2} = 9.894 - j7.763 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{k3} = 4.571 - j3.521 \text{ MBA}.$$

Виконуємо накладання розрахованої контурної потужності на потужність по умовно розімкненій схемі і отримуємо значення потоків потужностей схеми:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{02} &= \dot{S}_{02p} + \dot{S}_{k3} - \dot{S}_{k2} = 31 - 24.701j + (4.571 - 3.521j) - (9.894 - 7.763j) = \\ &= 25.677 - 20.46j \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{04} &= \dot{S}_{04p} + \dot{S}_{k2} - \dot{S}_{k1} = 12 - 9.396j + (9.894 - 7.763j) - (-8.68 + 7.475j) = \\ &= 30.574 - 24.634j \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{06} = \dot{S}_{06p} - \dot{S}_{k3} = 26 - 20.555j - (4.571 - 3.521j) = 21.429 - 17.034j \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{07} = \dot{S}_{07p} + \dot{S}_{k1} = 34 - 28.006j + (-8.68 + 7.475j) = 25.32 - 20.531j \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{21} = \dot{S}_{21p} - \dot{S}_{k2} = 21 - 16.673j - (9.894 - 7.763j) = 11.106 - 8.911j \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{41} = \dot{S}_{k2} = 9.894 - 7.763j \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{k3} = 4.571 - 3.521j \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{63} = \dot{S}_{63p} - \dot{S}_{k3} = 9 - 7.014j - (4.571 - 3.521j) = 4.429 - 3.493j \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{54} = \dot{S}_{k1} = -8.68 + 7.475j \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{85} = \dot{S}_{85p} + \dot{S}_{k1} = 10 - 8.819j + (-8.68 + 7.475j) = 1.32 - 1.344j \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{78} = \dot{S}_{78p} + \dot{S}_{k1} = 23 - 19.229j + (-8.68 + 7.475j) = 14.32 - 11.754j \text{ MBA}.$$

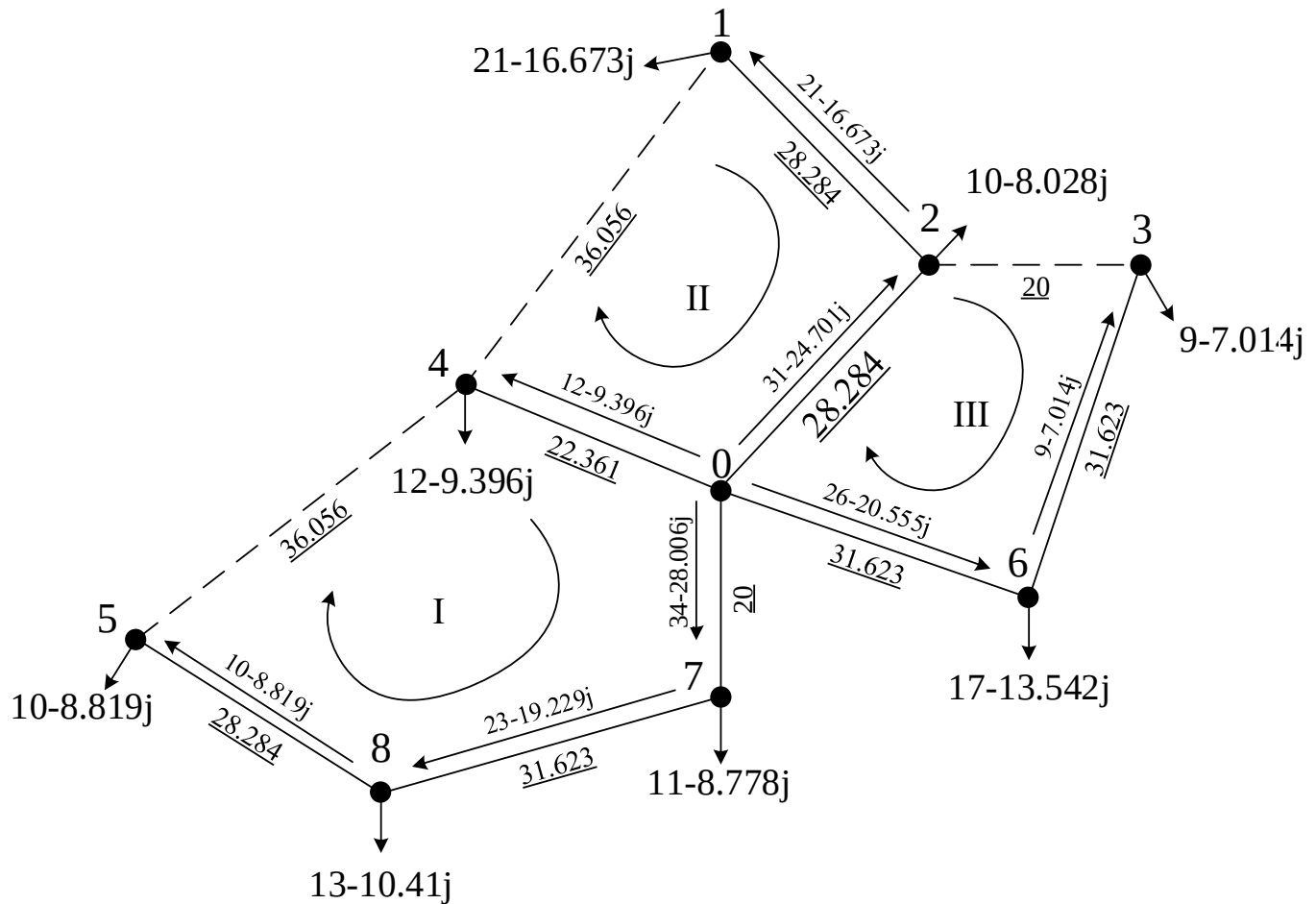


Рисунок 1.2 – Потокорозподіл потужностей по умовно розімкненій схемі РЕМ

Здійснимо перевірку правильності розрахунку за другим законом Кірхгофа:

- для першого контуру:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{07} \cdot l_{07} + \dot{S}_{78} \cdot l_{78} + \dot{S}_{58} \cdot l_{58} + \dot{S}_{54} \cdot l_{54} - \dot{S}_{04} \cdot l_{04} = & (25.32 - 20.531j) \cdot 20 + \\ & + (14.32 - 11.754j) \cdot 31.623 + (11.32 - 1.344j) \cdot 28.284 + (-8.68 + 7.475j) \cdot 36.056 - \\ & - (30.574 - 24.634j) \cdot 22.361 = 0 \end{aligned}$$

- для другого контуру:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{04} \cdot l_{04} + \dot{S}_{41} \cdot l_{41} - \dot{S}_{21} \cdot l_{21} - \dot{S}_{02} \cdot l_{02} = & (30.574 - 24.634j) \cdot 22.361 + \\ & + (9.894 - 7.763j) \cdot 36.056 - (11.106 - 8.911j) \cdot 28.284 - (25.677 - 20.46j) \cdot 28.284 = 0 \end{aligned}$$

- для третього контуру:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{02} \cdot l_{02} + \dot{S}_{23} \cdot l_{23} - \dot{S}_{63} \cdot l_{63} - \dot{S}_{06} \cdot l_{06} = & (25.677 - 20.46j) \cdot 28.284 + \\ & + (4.571 - 3.521j) \cdot 20 - (4.429 - 3.493j) \cdot 31.623 - (21.429 - 17.034j) \cdot 31.623 = 0 \end{aligned}$$

Перевірка виконується.

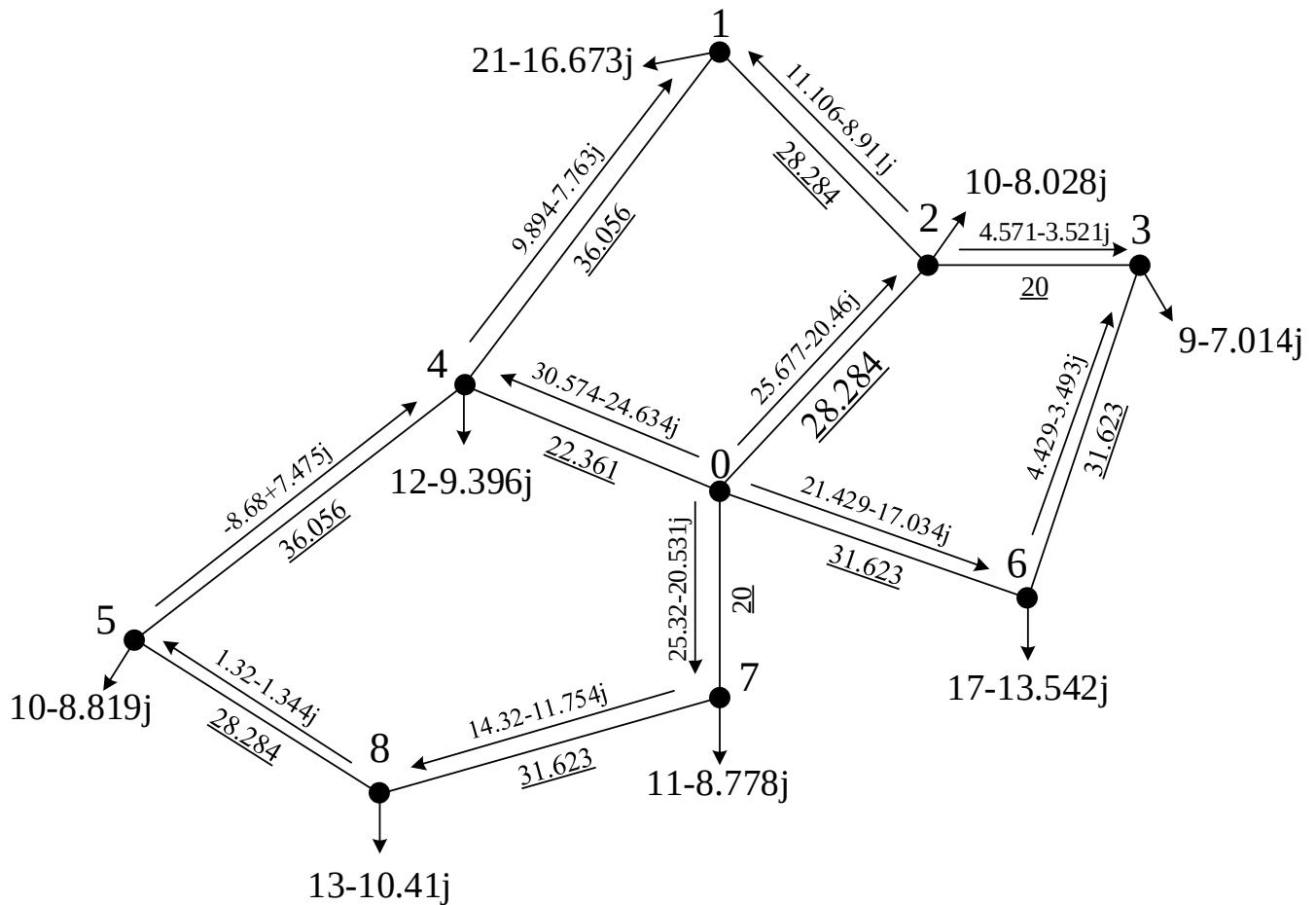


Рисунок 1.3 – Потокорозподіл потужностей по замкненій схемі РЕМ

1.3 Техніко-економічний розрахунок спорудження районної електричної мережі

1.3.1 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів ділянок замкненої мережі та техніко-економічний розрахунок

Розглянемо, які лінії слід побудувати для заданої районної електричної мережі.

Виконаємо розрахунки для лінії 0-2.

Струм по лінії 0-2 становитиме:

$$I_{02} = \frac{\sqrt{P_{02}^2 + Q_{02}^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{\pi}} = \frac{\sqrt{25.677^2 + (-20.46)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 172.321 \text{ кА}$$

Визначимо значення часу максимальних витрат:

$$\tau = (0.124 + T_{\max} \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = (0.124 + 5480 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3195.788 \text{ год}$$

Прийmemo наступний тариф на вході мережі: $\Pi_{\text{вх}} = 95,5$ коп/кВт·год, нормативний показник витрат на експлуатацію повітряної лінії – $H_e=1,2\%$, а норму дисконту – $E = 0,1$;

$k_{\text{пит.зм.}} = 1738$ – питома величина умовнозмінних витрат на спорудження одно ланцюгової ПЛ напругою 110 кВ, використовуючи залізобетонні одностійкові вільностоячі опори.

Тоді оптимальне значення перерізу проводів ПЛ 0-2 складе:

$$F_{\text{опт02}} = \frac{1}{n_{\text{л}}} \sqrt{\frac{3 \cdot I_{01}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \Pi_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{пит.зм.}} \cdot (0.01 \cdot H_e + E)}} =$$

$$= \frac{1}{1} \sqrt{\frac{3 \cdot 172.321^2 \cdot 28.5 \cdot 3195.788 \cdot 95.5 \cdot 10^{-5}}{1738 \cdot (0.01 \cdot 1.2 + 0.1)}} = 268.314 \text{ мм}^2$$

Всі подальші розрахунки виконуються аналогічно, тому їх результати приведені в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Оптимальний переріз повітряних ліній

№ лінії	0-2	0-4	0-6	0-7	2-1	4-1
I, (кА)	172.321	206.076	143.678	171.098	74.734	66.006
$F_{\text{опт}}, (\text{мм}^2)$	199.516	238.598	166.352	198.1	86.528	76.423
№ лінії	2-3	6-3	5-4	8-5	7-8	
I, (кА)	30.286	29.603	60.122	9.889	97.238	
$F_{\text{опт}}, (\text{мм}^2)$	35.066	34.275	69.61	11.45	112.584	

Для того, щоб визначити стандартний переріз ПЛ ділянки, що розглядається, у даному випадку слід провести оцінку та порівняння значень функції сумарних дисконтованих витрат на спорудження цієї ПЛ з проводами найближчого меншого та

найближчого більшого перерізу по відношенню до значення оптимального перерізу, порівняння виконано в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Таблиця порівняння перерізів повітряних ліній

Ділянка мережі	Оптимальний переріз, мм ²	Реальний переріз, мм ²	R, Ом/км	K, тис.грн/км
0-2	199.516	1x120	0.244	1090.2
		1x240	0.118	1264
0-4	238.598	1x120	0.244	1090.2
		1x240	0.118	1264
0-6	166.352	1x120	0.244	1090.2
		1x240	0.118	1264
0-7	198.1	1x120	0.244	1090.2
		1x240	0.118	1264
2-1	86.528	1x70	0.422	995.4
		1x120	0.244	1090.2
4-1	76.423	1x70	0.422	995.4
		1x120	0.244	1090.2
2-3	35.066	1x70	0.422	995.4
6-3	34.275	1x70	0.422	995.4
5-4	69.61	1x70	0.422	995.4
8-5	11.45	1x70	0.422	995.4
7-8	112.584	1x70	0.422	995.4
		1x120	0.244	1090.2

1.3.2 Витрати на спорудження повітряних ліній

Питомі витрати на відшкодування:

$$З_{\epsilon 1} = k_x \cdot \Pi_{\text{вх}} = 0.8 \cdot 95.5 = 76.4 \frac{\text{коп}}{\text{кВт}} \cdot \text{год}$$

$$З_{\epsilon 2} = \Pi_{\text{вх}} = 95.5 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год}$$

Виконаємо розрахунки для лінії 0-2.

Оскільки оптимальний переріз ліній $F_{\text{опт}06} = 199.516 \text{ мм}^2$, то необхідно порівняти перерізи $1 \times 120 \text{ мм}^2$ і $1 \times 240 \text{ мм}^2$.

Переріз $1 \times 120 \text{ мм}^2$

Визначимо капіталовкладення на спорудження лінії:

$$K_{\text{пл}11} = K_{\text{пл}120} \cdot l_{02} = 1090.2 \cdot 28.284 = 30835.513 \text{ тис. грн}$$

Тоді витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти об'єкта становлять:

$$I_{e11} = \frac{K_{пл11} \cdot 1.2}{100} = \frac{30835.513 \cdot 1.2}{100} = 370.026 \text{ тис. грн/рік}$$

Активний опір лінії 0-2:

$$r_{02} = r_{120} \cdot l_{02} = 0.122 \cdot 36 = 6.901 \text{ Ом}$$

Втрати активної потужності:

$$\Delta P_{02} = \left(\frac{P_{02}^2 + Q_{02}^2}{U_n^2} \right) \cdot r_{02} \cdot 10^3 = \frac{25.677^2 + (-20.46)^2}{110^2} \cdot 6.901 \cdot 10^3 = 614.798 \text{ кВт}$$

Значення постійних і змінних втрат активної енергії становитимуть:

$$\Delta A_{зм} = \Delta P_{02} \cdot \tau = 614.798 \cdot 3195.788 = 1964765.6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{пост} = n_{л} \cdot \Delta P_{к} \cdot l_{02} \cdot T_{вкл} = 1 \cdot 0.08 \cdot 28.284 \cdot 8760 = 19821.617 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Витрати на компенсацію втрат електроенергії:

$$I_{втр11} = (3_{e1} \cdot \Delta A_{пост} + 3_{e2} \cdot \Delta A_{зм}) \cdot 10^{-5} = (76.4 \cdot 19821.617 + 95.5 \cdot 1964765.6) \cdot 10^{-5} = 1891.495 \text{ тис. грн/рік}$$

Сумарні щорічні витрати становлять:

$$I_{11} = I_{e11} + I_{втр11} = 370.026 + 1891.495 = 2261.521 \text{ тис. грн/рік}$$

Функція сумарних дисконтованих витрат:

$$З'_{дс11} = K_{пл11} + \frac{I_{11}}{E} = 30835.513 + \frac{2261.521}{0,1} = 53450.723 \text{ тис. грн}$$

Переріз 1х240 мм²

Визначимо капіталовкладення на спорудження лінії:

$$K_{пл11} = K_{пл120} \cdot l_{02} = 1264 \cdot 28.284 = 35751.319 \text{ тис. грн}$$

Тоді витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти об'єкта становлять:

$$I_{e11} = \frac{K_{пл11} \cdot 1.2}{100} = \frac{35751.319 \cdot 1.2}{100} = 429.016 \text{ тис. грн/рік}$$

Активний опір лінії 0-2:

$$r_{02} = r_{120} \cdot l_{02} = 0.122 \cdot 36 = 3.338 \text{ Ом}$$

Втрати активної потужності:

$$\Delta P_{02} = \left(\frac{P_{02}^2 + Q_{02}^2}{U_n^2} \right) \cdot r_{02} \cdot 10^3 = \frac{25.677^2 + (-20.46)^2}{110^2} \cdot 3.338 \cdot 10^3 = 297.321 \text{ кВт}$$

Значення постійних і змінних втрат активної енергії:

$$\Delta A_{зм} = \Delta P_{02} \cdot \tau = 297.321 \cdot 3195.788 = 950173.528 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{пост} = n_{л} \cdot \Delta P_{к} \cdot l_{02} \cdot T_{вкл} = 1 \cdot 0.08 \cdot 28.284 \cdot 8760 = 19821.617 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Витрати на компенсацію втрат електроенергії:

$$I_{втр11} = (3_{e1} \cdot \Delta A_{пост} + 3_{e2} \cdot \Delta A_{зм}) \cdot 10^{-5} = (76.4 \cdot 19821.617 + 95.5 \cdot 1964765.6) \cdot 10^{-5} = 922.559 \text{ тис. грн/рік}$$

Сумарні щорічні витрати:

$$I_{11} = I_{e11} + I_{втр11} = 429.016 + 922.559 = 1351.575 \text{ тис. грн/рік}$$

Функція сумарних дисконтованих витрат:

$$3'_{дс11} = K_{пл11} + \frac{I_{11}}{E} = 35751.319 + \frac{1351.575}{0,1} = 49267.071 \text{ тис. грн}$$

Подальші розрахунки виконуються аналогічно наведеним вище і їх результати приведено в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Зіставлення ефективності спорудження ПЛ

ПЛ	Оптималь- ний переріз, мм ²	Переріз	K _{пл} , тис.грн	I _е , грн./рік.	I _{втр} , грн./рік	I _{пл} , грн./рік	З' _{дс} тис. грн.
1	2	3	4	5	6	7	8
0-2	199.516	1x120	30835.513	370.026	1891.495	2261.521	53450.723
		1x240	35751.319	429.016	922.559	1351.575	49267.071
0-4	238.598	1x120	24377.613	292.531	2133.419	2425.95	48637.116
		1x240	28263.899	339.167	1037.918	1377.085	42034.745
0-6	166.352	1x120	34475.151	413.702	1475.312	1889.014	53365.289
		1x240	39971.19	479.654	722.214	1201.868	51989.869
0-7	198.1	1x120	21804	261.648	1318.715	1580.363	37607.629
		1x240	25280	303.36	643.269	946.629	34746.288
2-1	86.528	1x70	28154.164	337.85	625.517	963.367	37787.832
		1x120	30835.513	370.026	368.061	738.087	38216.383
4-1	76.423	1x70	35889.657	430.676	626.262	1056.938	46459.04
		1x120	39307.72	471.693	370.247	841.94	47727.116

Продовження таблиці 1.5

1	2	3	4	5	6	7	8
2-3	35.066	1x70	19908	238.896	81.589	320.485	23112.846
6-3	34.275	1x70	31477.312	377.728	124.008	501.736	36494.673
5-4	69.61	1x70	35889.657	430.676	522.867	953.543	45425.087
8-5	11.45	1x70	28154.164	337.85	25.832	363.682	31790.981
7-8	112.584	1x70	31477.312	377.728	1172.205	1549.933	46976.644
		1x120	34475.151	413.702	684.91	1098.611	45461.266

Визначимо сумарні капіталовкладення у спорудження ліній:

$$K_{\text{ПЛ}\Sigma} = K_{\text{ПЛ}02} + K_{\text{ПЛ}04} + K_{\text{ПЛ}06} + K_{\text{ПЛ}07} + K_{\text{ПЛ}21} + K_{\text{ПЛ}41} + K_{\text{ПЛ}23} + K_{\text{ПЛ}63} + \\ + K_{\text{ПЛ}54} + K_{\text{ПЛ}85} + K_{\text{ПЛ}78} = 35751.319 + 28263.899 + 39971.19 + 25280 + \\ + 28154.164 + 35889.657 + 19908 + 31477.312 + 35889.657 + 28154.164 + \\ + 34475.151 = 343214.513 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні щорічні витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти становлять:

$$I_{\text{еПЛ}} = I_{\text{е}02} + I_{\text{е}04} + I_{\text{е}06} + I_{\text{е}07} + I_{\text{е}21} + I_{\text{е}41} + I_{\text{е}23} + I_{\text{е}63} + I_{\text{е}54} + I_{\text{е}85} + \\ + I_{\text{е}78} = 429.016 + 339.167 + 479.654 + 303.36 + 337.85 + 430.676 + 238.896 + \\ + 377.728 + 430.676 + 337.85 + 413.702 = 4118.574 \text{ тис. грн./рік}$$

Сумарні втрати активної потужності в поздовжніх елементах електричної мережі становлять:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{02} + \Delta P_{04} + \Delta P_{06} + \Delta P_{07} + \Delta P_{21} + \Delta P_{41} + \Delta P_{23} + \Delta P_{63} + \Delta P_{54} + \\ + \Delta P_{85} + \Delta P_{78} = 1609.849 \text{ МВт.}$$

Сумарні щорічні витрати на компенсацію втрат електроенергії:

$$\Delta A_{\text{пост}\Sigma} = n_{\Sigma} \cdot \Delta P \cdot I_{\Sigma} \cdot T_{\text{вкл}} = 0,08 \cdot 314.193 \cdot 8760 = 220186.348 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A_{\text{зм}\Sigma} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = 1916.371 \cdot 3195.788 = 5144735.453 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$I_{\text{втр}} = (Z_{e1} \cdot \Delta A_{\text{пост}\Sigma} + Z_{e2} \cdot \Delta A_{\text{зм}\Sigma}) \cdot 10^{-5} = (76.4 \cdot 220186.348 + 95.5 \cdot 5144735.453) \cdot 10^{-5} = \\ = 6016.944 \text{ тис.грн / рік};$$

Тоді щорічні витрати на утримання ПЛ становитимуть:

$$I_{\text{Е}\Sigma} = I_{\text{еПЛ}} + I_{\text{втр}} = 4118.574 + 6016.944 = 10135.519 \text{ тис. грн./рік}$$

1.3.3 Вибір схем підстанцій та розрахунок вартості підстанцій

В пункті №1 встановлені два трансформатори типу ТДТН-25000/110; робочі напруги 110/35/10 кВ; приєднуються 2 лінії. Тому обираємо схему 110-3, що розрахована на 2 приєднання.

Вартість підстанції:

$$k_{\text{нопр}} = 3.16;$$

$$K_{\text{ПС1}} = k_{\text{нопр}} \cdot 15900 = 3.16 \cdot 15900 = 50244 \text{ тис. грн.}$$

Для інших пунктів дані наведено в табл. 1.6

Таблиця 1.6 – Вартість підстанцій

№ пункту	Тип трансформатора	Кількість трансформаторів	Номинальні напруги, кВ	Схема ПС	Вартість спорудження, тис. грн
1	ТДТН –25000/110	2	110/35/10	110-3	50244
2	ТДТН –10000/110	2	110/35/10	110-6	58460
3	ТДТН –10000/110	2	110/35/10	110-3	43292
4	ТДТН –16000/110	2	110/35/10	110-6	61620
5	ТДН –10000/110	2	110/10	110-6	37604
6	ТДТН –16000/110	2	110/35/10	110-3	46452
7	ТДТН –10000/110	2	110/35/10	110-3	43292
8	ТДТН –16000/110	2	110/35/10	110-3	46452

В пункті №4 приєднуються 3 лінії, тому обираємо схему 110-6, що розрахована на 4 приєднання, для перерахунку на 3 приєднання враховано вартість одного елегазового вимикача.

Сумарні капіталовкладення в спорудження ПС:

$$K_{\text{ПС}\Sigma} = K_{\text{ПС1}} + K_{\text{ПС2}} + K_{\text{ПС3}} + K_{\text{ПС4}} + K_{\text{ПС5}} + K_{\text{ПС6}} + K_{\text{ПС7}} + K_{\text{ПС8}} = 50244 + 58460 + 43292 + 61620 + 37604 + 46452 + 43292 + 46452 = 387416 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні щорічні витрати на утримання підстанції:

$$I_{\text{ПС}\Sigma} = K_{\text{ПС}\Sigma} \cdot H_{\text{ПС}} = 387416 \cdot 2.4\% = 9297.984 \text{ тис. грн,}$$

де $H_{\text{ПС}} = 2.4\%$ – норма сумарних відрахувань на ремонти та експлуатацію підстанцій.

Функція сумарних дисконтованих витрат:

$$Z_{\Sigma} = K_{ПЛ\Sigma} + K_{ПС\Sigma} + \frac{I_{ПЛ\Sigma} + I_{ПС\Sigma}}{E} = 343214.513 + 387416 + \frac{10135.519 + 9297.984}{0.1} = 924965.539 \text{ ти. грн.}$$

1.3.4 Перевірка обраних перерізів проводів повітряної лінії в післяаварійному режимі

На даному етапі розрахунків приймемо величину реактивного погонного опору, що становитиме: $x_0 = 0.4 \text{ Ом/км}$.

Напруга БП: $U_0 = 115 \text{ кВ}$.

Найбільша міжфазна робоча напруга для мережі 110 кВ: $U_{\max \text{ роб}} = 115 \text{ кВ}$.

Таблиця 1.7 – Значення активних і реактивних опорів ПЛ

Ділянка мережі	Переріз лінії, мм ²	Довжина лінії, км	Активний опір лінії, Ом	Реактивний опір лінії, Ом
0-2	1x240	28.284	3.338	11.314
0-4	1x240	22.361	2.639	8.944
0-6	1x240	31.623	3.731	12.649
0-7	1x240	20	2.36	8.0
2-1	1x70	28.284	11.936	11.314
4-1	1x70	36.056	15.215	14.422
2-3	1x70	20	8.44	8.0
6-3	1x70	31.623	13.345	12.649
5-4	1x240	36.056	4.255	14.422
8-5	1x70	28.284	11.936	11.314
7-8	1x120	31.623	7.716	12.649

Здійснимо перевірку обраних перерізів ПЛ електричної мережі на відповідність технічним умовам 2-ї групи післяаварійних режимів роботи. Слід виконати перевірку умов допустимого нагріву проводів, допустимості відхилень напруги на входах трансформаторів понижуючих підстанцій і відповідності міжфазних робочих напруг їх тривало допустимим величинам за умовами роботи ізоляції електроустаткування.

Перевірку дотримання цих умов виконаємо для найбільш важкого післяаварійного режиму роботи мережі [4]. Як видно з результатів розрахунку L-схеми, що найбільш завантаженою є ділянка мережі 0-4, струмове навантаження якої

становить 206,076 А. Виконаємо розрахунок поточкорозподілу в мережі за умови відключення ділянки 0-4.

За перемичку для контуру І приймемо ділянку 1-2, ІІ контуру ділянку 2-3. Додатній напрям обходу контуру приймаємо за годинниковою стрілкою.

Спочатку визначимо поточкорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{41p} &= \dot{S}_1 = 21 - 16.673j \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{54p} &= \dot{S}_4 + \dot{S}_{41p} = 33 - 26.069j \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{85p} &= \dot{S}_5 + \dot{S}_{54p} = 43 - 34.888j \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{78p} &= \dot{S}_8 + \dot{S}_{85p} = 56 - 45.298j \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{07p} &= \dot{S}_7 + \dot{S}_{78p} = 67 - 54.076j \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{02p} &= \dot{S}_2 = 10 - 8.028j \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{63p} &= \dot{S}_3 = 9 - 7.014j \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{06p} &= \dot{S}_6 + \dot{S}_{63p} = 26 - 20.555j \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Складемо систему рівнянь та розв'яжемо її за допомогою програмного комплексу MathCAD.

$$\begin{cases} (S_{K1} - S_{K2} - S_{02p}) \cdot L_{02} + (S_{K1} + S_{07p}) \cdot L_{07} + (S_{K1} + S_{78p}) \cdot L_{78} + (S_{K1} + S_{85p}) \cdot L_{85} + \\ \quad + (S_{K1} + S_{54p}) \cdot L_{54} + (S_{K1} + S_{41p}) \cdot L_{41} + S_{K1} \cdot L_{12} = 0; \\ (S_{K2} - S_{K1} + S_{02p}) \cdot L_{02} + (S_{K2} - S_{06p}) \cdot L_{06} + (S_{K2} - S_{63p}) \cdot L_{63} + S_{K2} \cdot L_{23} = 0. \end{cases}$$

Результати розв'язання системи рівнянь:

$$\begin{aligned}S_{K1} &= -28.709 + 23.093j \text{ МВА}; \\ S_{K2} &= 0.107 + 0.075j \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Визначаємо потоки потужності схеми методом накладання контурних потужностей і потужностей в умовно розімкненій мережі:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{41} &= \dot{S}_{41p} + \dot{S}_{K1} = 21 - 16.673j + (-28.709 + 23.093j) = -7.709 + 6.42j \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{02} &= \dot{S}_{02p} + \dot{S}_{K2} - \dot{S}_{K1} = 10 - 8.028j + 0.107 + 0.075j - (-28.709 + 23.093j) = \\ &= 38.816 - 31.045j \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{06} &= \dot{S}_{06p} - \dot{S}_{K2} = 26 - 20.555j - (0.107 + 0.075j) = 25.893 - 20.631j \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{63} &= \dot{S}_{63p} - \dot{S}_{K2} = 9 - 7.014j - (0.107 + 0.075j) = 8.893 - 7.089j \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{K2} = 0.107 + 0.075j \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_1 = -28.709 + 23.093j \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{54} = \dot{S}_{54p} + \dot{S}_{K1} = 33 - 26.069j + (-28.709 + 23.093j) = 4.291 - 2.976j \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{85} = \dot{S}_{85p} + \dot{S}_{K1} = 43 - 34.888j + (-28.709 + 23.093j) = 14.291 - 11.795j \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{78} = \dot{S}_{78p} + \dot{S}_{K1} = 56 - 45.298j + (-28.709 + 23.093j) = 27.291 - 22.205j \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{07} = \dot{S}_{07p} + \dot{S}_{K1} = 67 - 54.076j + (-28.709 + 23.093j) = 38.291 - 30.982j \text{ МВА}.$$

Перевірка за другим законом Кірхгофа:

Контур I:

$$\begin{aligned} & \dot{S}_{07} \cdot L_{07} + \dot{S}_{78} \cdot L_{78} + \dot{S}_{85} \cdot L_{85} + \dot{S}_{54} \cdot L_{54} + \dot{S}_{41} \cdot L_{41} + \dot{S}_{12} \cdot L_{12} - \dot{S}_{02} \cdot L_{02} = \\ & = (38.291 - 30.982j) \cdot 20 + (27.291 - 22.205j) \cdot 31.623 + (14.291 - 11.795j) \cdot 28.284 + \\ & + (4.291 - 2.976j) \cdot 36.056 + (-7.709 + 6.42j) \cdot 36.056 + (-28.709 + 23.093j) \cdot 28.284 - \\ & - (38.816 - 31.045j) \cdot 28.284 = 0 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Контур II:

$$\begin{aligned} & \dot{S}_{02} \cdot L_{02} + \dot{S}_{23} \cdot L_{23} - \dot{S}_{63} \cdot L_{63} - \dot{S}_{06} \cdot L_{06} = (38.816 - 31.045j) \cdot 28.284 + \\ & + (0.107 + 0.075j) \cdot 20 - (8.893 - 7.089j) \cdot 31.623 - (25.893 - 20.631j) \cdot 31.623 = 0 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Перевірка виконується.

Виконуємо розрахунок струмових навантажень за ділянками мережі.

Струм на ділянці 1-4:

$$I_{14} = \frac{\sqrt{P_{14}^2 + Q_{14}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_x} = \frac{\sqrt{7.709^2 + (-6.42)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 52.653 \text{ А}.$$

Для даної ділянки з перерізом 70 мм² допустимий струм становить 265 А, тобто даного перерізу достатньо для даної лінії.

Для інших ділянок результати розрахунків наведемо в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Струмові навантаження за ділянками мережі

Ділянка мережі	Переріз лінії, мм ²	Допустимий струм, А	Перетік потужності, МВА	Струмове навантаження
1	2	3	4	5
0-2	1х240	610	38.816-31.045j	260.878
0-6	1х240	610	25.893-20.631j	173.766
0-7	1х240	610	38.291-30.982j	258.526

Продовження таблиці 1.8

1	2	3	4	5
2-1	1x70	265	-28.709+23.093j	193.381
4-1	1x70	265	-7.709+6.42j	52.653
2-3	1x70	265	0.107+0.075j	0.688
6-3	1x70	265	8.893-7.089j	59.692
5-4	1x240	610	4.291-2.976j	27.41
8-5	1x70	265	14.291-11.795j	97.259
7-8	1x120	390	27.291-22.205j	184.665

Рівні напруги на шинах ВН підстанцій наведено в табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Рівні напруги на шинах ВН підстанцій

№ пункту	Напруга на шинах ВН, кВ		№ пункту	Напруга на шинах ВН, кВ		Максимальна робоча напруга, кВ
1	105.145		5	104.679		126
2	110.74		6	111.847		
3	109.969		7	112.02		
4	103.13		8	107.544		

Як бачимо з табл. 1.9, для даної електричної мережі усі значення напруги в мережі знаходяться в регульовальному діапазоні, і не перевищують максимальну робочу напругу.

З цього випливає, що усі образи перерізи проводів повітряних ліній електричної мережі повністю відповідають вимогам технічних обмежень 1-ї та 2-ї груп післяаварійних режимів роботи. Тому вибрані перерізи проводів приймаємо до подальшого розрахунку.

Отже обираємо наступні типи проводів:

Ділянка 1-4: АС–70/11.

Ділянка 2-3: АС–70/11.

Ділянка 0-2: АС–240/32.

Ділянка 6-3: АС–70/11.

Ділянка 0-4: АС–240/32.

Ділянка 4-5: АС–70/11.

Ділянка 0-6: АС–240/32.

Ділянка 5-8: АС–70/11.

Ділянка 0-7: АС–240/32.

Ділянка 7-8: АС–120/19.

Ділянка 1-2: АС–70/11.

1.4 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі

1.4.1 Розрахунок параметрів схем заміщення ліній електропередавання

Основою для виконання розрахунку режимних параметрів електричної мережі є, в першу чергу, параметри її схеми заміщення. До складу будь-якої схеми заміщення ЛЕП входять [1]:

- а) активний опір фази лінії: $r_l = r_0 \cdot l_l \text{ Ом};$
- б) індуктивний опір фази лінії: $x_l = x_0 \cdot l_l \text{ Ом};$
- в) активна провідність лінії: $g_l = g_0 \cdot l_l \text{ См};$
- г) ємнісна провідність лінії: $b_l = b_0 \cdot l_l \text{ См}.$

Всі перераховані вище параметри визначаються за відповідними розрахунковими значеннями погонних величин.

При виконанні електротехнічних розрахунків величину погонного активного опору лінії r_0 умовно приймають рівною значенню погонного омичного опору, який лінія чинить постійному струму при температурі $+20^\circ\text{C}$ [1].

Для спорудження ПЛІ схеми мережі застосовують залізобетонні одностійкові вільностоячі опори з підвіскою фазних проводів та середньгеометричною відстанню між фазними проводами $D_{cp} = 5000 \text{ мм}.$

Діаметри проводів для різних перерізів:

$$d_{AC-70/11} = 11.4 \text{ мм};$$

$$d_{AC-120/19} = 15.2 \text{ мм};$$

$$d_{AC-240/32} = 21.6 \text{ мм}.$$

Площа поперечного перерізу проводів (тільки алюмінієвих жил):

$$F_{AC-70/11} = 68.047 \text{ мм}^2;$$

$$F_{AC-120/19} = 117.621 \text{ мм}^2;$$

$$F_{AC-240/32} = 244.29 \text{ мм}^2.$$

Погонний активний опір для різних перерізів:

$$\rho = 2,85 \cdot 10^{-8} \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$r_{0AC-70/11} = \frac{\rho}{F_{AC-70/11}} = 0.419 \text{ мм}^2;$$

$$r_{0AC-120/19} = \frac{\rho}{F_{AC-120/19}} = 0.242 \text{ мм}^2;$$

$$r_{0AC-240/32} = \frac{\rho}{F_{AC-240/32}} = 0.117 \text{ мм}^2.$$

Погонний реактивний опір для різних перерізів:

$$x_{0AC-70/11} = (0.144 \cdot \ln(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{AC-70/11}}) + 0.016 \cdot \mu) = 0.44 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_{0AC-120/19} = (0.144 \cdot \ln(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{AC-120/19}}) + 0.016 \cdot \mu) = 0.422 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_{0AC-240/32} = (0.144 \cdot \ln(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{AC-240/32}}) + 0.016 \cdot \mu) = 0.4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Погонна активна провідність:

$$g_0 = \frac{\Delta P_K}{U_H^2} = \frac{0.00008}{110^2} = 6.612 \cdot 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}}.$$

Погонна ємнісна провідність:

$$b_{0AC-70/11} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\ln(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{AC-70/11}})} = 2.576 \frac{\text{мкСм}}{\text{км}};$$

$$b_{0AC-120/19} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\ln(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{AC-120/19}})} = 2.69 \frac{\text{мкСм}}{\text{км}};$$

$$b_{0AC-240/32} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\ln(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{AC-240/32}})} = 2.844 \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}.$$

Параметри схеми заміщення ЛЕП наведено в табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП електричної мережі

№ діл.	Переріз, F, мм2	Довжина ЛЕП, км	Опір ЛЕП, Ом			Провідність ЛЕП, мкСм		
			r_L	x_L	Z_L	b_L	g_L	Y_L
0-2	1x240	28.284	3.3	11.309	3.3+11.309j	80.432	0.187	0.187+80.432j
0-4	1x240	22.361	2.609	8.941	2.609+8.941j	63.587	0.148	0.148+63.587j
0-6	1x240	31.623	3.689	12.644	3.689+12.644j	89.926	0.209	0.209+89.926j
0-7	1x240	20	2.333	7.997	2.333+7.997j	56.874	0.132	0.132+56.874j
2-1	1x70	28.284	11.846	12.44	11.846+12.44j	72.847	0.187	0.187+72.847j
4-1	1x70	36.056	15.101	15.857	15.101+15.857j	92.862	0.238	0.238+92.862j
2-3	1x70	20	8.377	8.796	8.377+8.796j	51.51	0.132	0.132+51.51j
6-3	1x70	31.623	13.245	13.908	13.245+13.908j	81.445	0.209	0.209+81.445j
5-4	1x240	36.056	4.206	14.416	4.206+14.416j	102.531	0.238	0.238+102.531j
8-5	1x70	28.284	11.846	12.44	11.846+12.44j	72.847	0.187	0.187+72.847j
7-8	1x120	31.623	7.662	13.339	7.662+13.339j	85.056	0.209	0.209+85.056j

1.4.2 Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів

Розрахуємо активний опір обмоток блоку силового триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту №1 (паспортні дані трансформатора взято з табл. 1.2):

$$r_{ТВ1} = r_{ТС1} = r_{ТН1} = \frac{\Delta P_{КЗ1} \cdot U_{ВН1}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot n \cdot S_{Н1}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 2 \cdot 25000^2} = 0.741 \text{ Ом}$$

Виконаємо розрахунок значень реактивного опору обмоток силового триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту №1:

$$x_{ТВ1} = \frac{U_{КВ1\%} \cdot U_{ВН1}^2}{n \cdot S_{Н1}} = \frac{10.75 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 28.434 \text{ Ом}$$

$$x_{ТС1} = \frac{U_{КС1\%} \cdot U_{ВН1}^2}{n \cdot S_{Н1}} = \frac{0 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 0 \text{ Ом}$$

$$x_{ТН1} = \frac{U_{КН1\%} \cdot U_{ВН1}^2}{n \cdot S_{Н1}} = \frac{6.75 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 17.854 \text{ Ом}$$

Активна провідність блоку силових трансформаторів ПС пункту №1:

$$g_{Т1} = \frac{n \cdot \Delta P_{ХХ1} \cdot 10^{-3}}{U_{ВН1}^2} = \frac{2 \cdot 31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 4.688 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Значення індуктивної реактивної провідності блоку силових трансформаторів ПС пункту №1:

$$b_{T1} = -\frac{n \cdot I_{xx\%1} \cdot S_{H1} \cdot 10^{-5}}{U_{BH1}^2} = -\frac{2 \cdot 0.7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -26.465 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Розрахунок параметрів схем заміщення блоків трансформаторів для інших підстанцій схеми електричної мережі виконують аналогічно. Наведемо результати розрахунку в табл. 1.11 та 1.12.

Таблиця 1.11 – Результати розрахунку опорів блоків трансформаторів електричної мережі

№ пункту	Опір блоку трансформаторів					
	r, Ом			x, Ом		
	Г _{ТВ}	Г _{ТС}	Г _{ТН}	Х _{ТВ}	Х _{ТС}	Х _{ТН}
1	0.741	0.741	0.741	28.434	0	17.854
2	2.513	2.513	2.513	71.084	0	41.328
3	2.513	2.513	2.513	71.084	0	41.328
4	1.292	1.292	1.292	44.428	0	25.83
5	3.967	-	-	69.431	-	-
6	1.292	1.292	1.292	44.428	0	25.83
7	2.513	2.513	2.513	71.084	0	41.328
8	1.292	1.292	1.292	44.428	0	25.83

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку провідностей блоків трансформаторів електричної мережі

№ пункту	Провідність блоку трансформаторів, См		
	g _г · 10 ⁻⁶	b _г · 10 ⁻⁶	Y _г · 10 ⁻⁶
1	4.688	-26.465	4.688-26.465j
2	2.571	-16.635	2.571-16.635j
3	2.571	-16.635	2.571-16.635j
4	3.478	-24.197	3.478-24.197j
5	2.117	-10.586	2.117-10.586j
6	3.478	-24.197	3.478-24.197j
7	2.571	-16.635	2.571-16.635j
8	3.478	-24.197	3.478-24.197j

1.4.3 Розрахунок величин приведених навантажень та еквівалентних поперечних провідностей усіх пунктів мережі

Здійснимо розрахунок коефіцієнтів завантаження обмоток блоків силових трансформаторів β .

Коефіцієнти завантаження обмоток для блоку силових триобмоткових трансформаторів, що встановлені на підстанції в пункті №1, становитимуть:

$$\beta_{1BH} = \frac{\sqrt{P_{1BH}^2 + Q_{1BH}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{HT1}} = \frac{\sqrt{21^2 + (-16.673)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0.536;$$

$$\beta_{1CH} = \frac{\sqrt{P_{1CH}^2 + Q_{1CH}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{HT1}} = \frac{\sqrt{14^2 + (-10.5)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0.35;$$

$$\beta_{1HH} = \frac{\sqrt{P_{1HH}^2 + Q_{1HH}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{HT1}} = \frac{\sqrt{7^2 + (-6.173)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0.187.$$

Коефіцієнти завантаження інших блоків силових трансформаторів схеми розраховуються аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 1.13.

Визначаємо величини активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку триобмоткових силових трансформаторів, що встановлені в пункті №1 схеми:

$$\Delta P_{TZ1} = \frac{n \cdot \Delta P_{K31}}{2} (\beta_{1BH}^2 + \beta_{1CH}^2 + \beta_{1HH}^2) = \frac{2 \cdot 140}{2} (0.536^2 + 0.35^2 + 0.187^2) = 62.292 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{TZ1} = -n \cdot S_{H1} (\beta_{1BH}^2 \cdot U_{KB1\%} + \beta_{1CH}^2 \cdot U_{KC1\%} + \beta_{1HH}^2 \cdot U_{KH1\%}) \cdot 10^{-2} = -2 \times 25000 (0.536^2 \cdot 10.75 + 0.35^2 \cdot 0 + 0.187^2 \cdot 6.75) \cdot 10^{-2} = -1663.456 \text{ кВАр}$$

Для інших пунктів розрахунок активних і реактивних втрат потужностей в опорах блоків триобмоткових силових трансформаторів виконується аналогічно, тому результати цих розрахунків наведемо в табл. 1.13.

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження та втрат потужностей в опорах блоків силових трансформаторів

№ пункту	S _н , МВА	Коефіцієнт завантаження обмотки, β _i			Втрати потужності в опорах блоків силових трансформаторів	
		ВН	СН	НН	ΔP _{тз} , кВт	Q _{тз} , кВАр
1	25	0.536	0.35	0.187	62.292	-1663.456
2	10	0.641	0.375	0.267	47.336	-972.772
3	10	0.571	0.438	0.133	40.635	-722.014
4	16	0.476	0.352	0.125	36.606	-811.566
5	10	0.667	-	-	53.333	-933.333
6	16	0.679	0.43	0.25	70.843	-1711.876
7	10	0.704	0.438	0.267	57.58	-1153.394
8	16	0.52	0.312	0.208	41.192	-1018.56

Визначимо значення приведених навантажень пункту №1:

$$S_{\text{пр1}} = S_{\text{зад1}} + (\Delta P_{\text{тз1}} + j\Delta Q_{\text{тз1}}) \cdot 10^{-3} = 21 - 16.673j + (62.292 - j1663.456) \cdot 10^{-3} \\ = 21.062 - j18.337 \text{ МВА}$$

Аналогічно визначимо приведені навантаження для інших пунктів схеми, результати розрахунку наведемо в табл. 1.14:

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку приведених навантажень

S _{пр1} , МВА	21.062-18.337j
S _{пр2} , МВА	10.047-9j
S _{пр3} , МВА	9.041-7.736j
S _{пр4} , МВА	12.037-10.207j
S _{пр5} , МВА	10.053-9.753j
S _{пр6} , МВА	17.071-15.253j
S _{пр7} , МВА	11.058-9.931j
S _{пр8} , МВА	13.041-11.428j

Виконаємо розрахунок алгебраїчних взаємних та власних провідностей схеми, результати наведемо в табл. 1.15. Також в даній таблиці наведемо значення розрахункових провідностей пунктів.

Таблиця 1.15 – Власні та взаємні провідності схеми. Розрахункові провідності пунктів.

Взаємні провідності, См	Власні провідності, См	Розрахункові провідності пунктів, мкСм
$y_{14} = 0.031-0.033j$	$y_{11} = -0.072+0.075j$	$Y_{P0} = 0.338+145.409j$
$y_{12} = 0.04-0.042j$	$y_{22} = -0.121+0.183j$	$Y_{P1} = 4.901+56.389j$
$y_{02} = 0.024-0.081j$	$y_{33} = -0.093+0.097j$	$Y_{P2} = 2.824+85.759j$
$y_{23} = 0.057-0.06j$	$y_{44} = -0.08+0.2j$	$Y_{P3} = 2.742+49.843j$
$y_{04} = 0.03-0.103j$	$y_{55} = -0.059+0.106j$	$Y_{P4} = 3.791+105.293j$
$y_{36} = 0.036-0.038j$	$y_{66} = -0.057+0.111j$	$Y_{P5} = 2.33+77.103j$
$y_{06} = 0.021-0.073j$	$y_{77} = -0.066+0.172j$	$Y_{P6} = 3.687+61.489j$
$y_{45} = 0.019-0.064j$	$y_{88} = -0.073+0.099j$	$Y_{P7} = 2.742+54.33j$
$y_{07} = 0.034-0.115j$		$Y_{P8} = 3.676+54.755j$
$y_{58} = 0.04-0.042j$		
$y_{78} = 0.032-0.056j$		

1.5 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальному навантаженні

Виконаємо розрахунок основного поточкорозподілу потужностей у схемі електричної мережі.

В якості вихідних даних для розрахунку використаємо схему режиму максимальних навантажень, значення приведених навантажень пунктів схеми мережі і повних опорів ділянок схеми мережі.

Розрахунок виконаємо за методом Зейделя.

Розрахункову схему для режиму максимальних навантажень представлено на рис 1.4.

Приймемо початкове наближення за напругою:

$$U_i = U_{ном} = 110 \text{ кВ}.$$

Точність ітераційного розрахунку приймемо:

$$\varepsilon = 0.01.$$

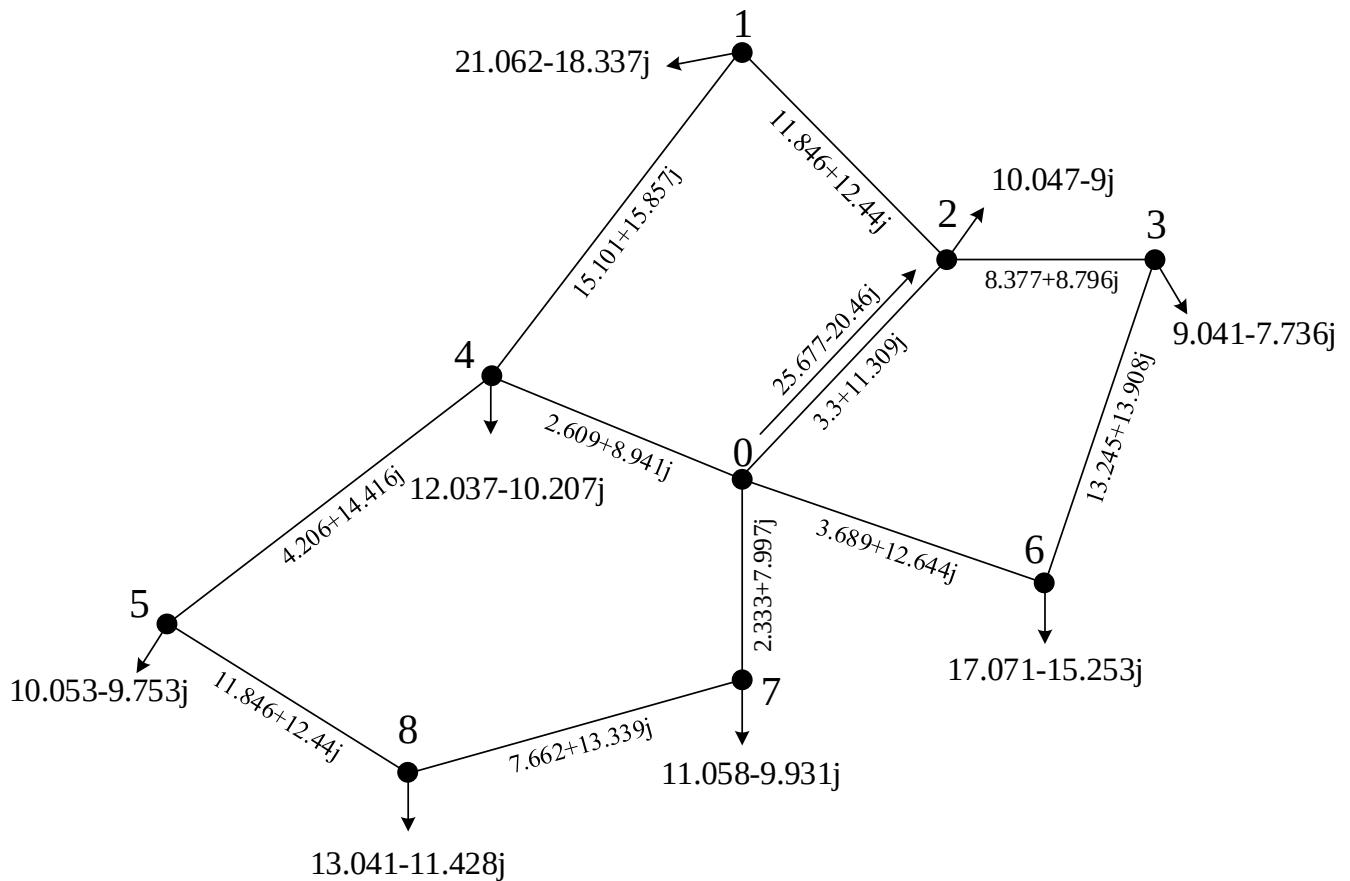


Рисунок 1.4 – Розрахункова схема для режиму максимальних навантажень

I ітерація

Визначимо розрахункові потужності пунктів:

$$S_{p1} = S_1 + Y_{p1} \cdot |U_1|^2 = 21.062 - 18.337 j + (4.901 + 56.389 j) \cdot |110|^2 = 21.12 - 17.65 j \text{ MBA}$$

$$S_{p2} = S_2 + Y_{p2} \cdot |U_2|^2 = 10.047 - 9 j + (2.824 + 85.759 j) \cdot |110|^2 = 10.08 - 7.96 j \text{ MBA}$$

$$S_{p3} = S_3 + Y_{p3} \cdot |U_3|^2 = 9.041 - 7.736 j + (2.742 + 49.843 j) \cdot |110|^2 = 9.07 - 7.13 j \text{ MBA}$$

$$S_{p4} = S_4 + Y_{p4} \cdot |U_4|^2 = 12.037 - 10.207 j + (3.791 + 105.293 j) \cdot |110|^2 = 12.08 - 8.93 j \text{ MBA}$$

$$S_{p5} = S_5 + Y_{p5} \cdot |U_5|^2 = 10.053 - 9.753 j + (2.33 + 77.103 j) \cdot |110|^2 = 10.08 - 8.82 j \text{ MBA}$$

$$S_{p6} = S_6 + Y_{p6} \cdot |U_6|^2 = 17.071 - 15.253 j + (3.687 + 61.489 j) \cdot |110|^2 = 17.12 - 14.51 j \text{ MBA}$$

$$S_{p7} = S_7 + Y_{p7} \cdot |U_7|^2 = 11.058 - 9.931 j + (2.742 + 54.33 j) \cdot |110|^2 = 11.09 - 9.27 j \text{ MBA}$$

$$S_{p8} = S_8 + Y_{p8} \cdot |U_8|^2 = 13.041 - 11.428 j + (3.676 + 54.755 j) \cdot |110|^2 = 13.09 - 10.77 j \text{ MBA}$$

Визначимо рівні напруги у пунктах схеми:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \frac{1}{y_{11}} \cdot \left(\frac{S_{p1}}{\dot{U}_1} - (y_{14} \cdot U_4 + y_{12} \cdot U_2) \right) = \\ &= \frac{1}{-0.072 + 0.075 j} \cdot \left(\frac{21.12 - 17.65 j}{110} - ((0.031 - 0.033 j) \cdot 110 + (0.04 - 0.042 j) \cdot 110) \right) = \\ &= 107.606 - 0.273 j = 107.61 \angle -0.15^\circ \text{ kV} \end{aligned}$$

$$\dot{U}_2 = \frac{1}{y_{22}} \cdot \left(\frac{S_{p2}}{\bar{U}_2} - (y_{21} \cdot U_1 + y_{20} \cdot U_0 + y_{23} \cdot U_3) \right) =$$

$$= \frac{1}{-0.121 + 0.183j} \cdot \left(\frac{10.08 - 7.96j}{110} - ((0.04 - 0.042j) \cdot (107.606 - 0.273j) + (0.024 - 0.081j) \cdot 115 + (0.057 - 0.06j) \cdot 110) \right) =$$

$$= 110.731 - 0.920j = 110.74 \angle -0.48^\circ \kappa B$$

$$\dot{U}_3 = \frac{1}{y_{33}} \cdot \left(\frac{S_{p3}}{\bar{U}_3} - (y_{32} \cdot U_2 + y_{36} \cdot U_6) \right) =$$

$$= \frac{1}{-0.093 + 0.097j} \cdot \left(\frac{9.07 - 7.13j}{110} - ((0.057 - 0.06j) \cdot (110.731 - 0.920j) + (0.036 - 0.038j) \cdot 110) \right) =$$

$$= 109.675 - 0.675j = 109.68 \angle -0.35^\circ \kappa B$$

$$\dot{U}_4 = \frac{1}{y_{44}} \cdot \left(\frac{S_{p4}}{\bar{U}_4} - (y_{40} \cdot U_0 + y_{45} \cdot U_5 + y_{41} \cdot U_1) \right) =$$

$$= \frac{1}{-0.08 + 0.2j} \cdot \left(\frac{12.08 - 8.93j}{110} - ((0.03 - 0.103j) \cdot 115 + (0.019 - 0.064j) \cdot 110 + (0.031 - 0.033j) \cdot (107.606 - 0.273j)) \right) =$$

$$= 111.490 - 0.817j = 111.49 \angle -0.42^\circ \kappa B$$

$$\dot{U}_5 = \frac{1}{y_{55}} \cdot \left(\frac{S_{p5}}{\bar{U}_5} - (y_{54} \cdot U_4 + y_{58} \cdot U_8) \right) =$$

$$= \frac{1}{-0.059 + 0.106j} \cdot \left(\frac{10.08 - 8.82j}{110} - ((0.019 - 0.064j) \cdot (111.490 - 0.817j) + (0.04 - 0.042j) \cdot 110) \right) =$$

$$= 109.755 - 0.958j = 109.76 \angle -0.5^\circ \kappa B$$

$$\dot{U}_6 = \frac{1}{y_{66}} \cdot \left(\frac{S_{p6}}{\bar{U}_6} - (y_{60} \cdot U_0 + y_{63} \cdot U_3) \right) =$$

$$= \frac{1}{-0.093 + 0.097j} \cdot \left(\frac{17.12 - 14.51j}{110} - ((0.021 - 0.073j) \cdot 115 + (0.036 - 0.038j) \cdot (109.675 - 0.675j)) \right) =$$

$$= 111.426 - 1.518j = 111.44 \angle -0.78^\circ \kappa B$$

$$\dot{U}_7 = \frac{1}{y_{77}} \cdot \left(\frac{S_{p7}}{\bar{U}_7} - (y_{70} \cdot U_0 + y_{78} \cdot U_8) \right) =$$

$$= \frac{1}{-0.066 + 0.172j} \cdot \left(\frac{11.09 - 9.27j}{110} - ((0.034 - 0.115j) \cdot 115 + (0.032 - 0.056j) \cdot 110) \right) =$$

$$= 112.628 - 0.619j = 112.63 \angle -0.31^\circ \kappa B$$

$$\dot{U}_8 = \frac{1}{y_{88}} \cdot \left(\frac{S_{p8}}{\bar{U}_8} - (y_{85} \cdot U_5 + y_{87} \cdot U_7) \right) =$$

$$= \frac{1}{-0.073 + 0.099j} \cdot \left(\frac{13.09 - 10.77j}{110} - ((0.04 - 0.042j) \cdot (109.755 - 0.958j) + (0.032 - 0.056j) \cdot (112.628 - 0.619j)) \right) =$$

$$= 110.071 - 1.260j = 110.08 \angle -0.66^\circ \kappa B$$

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за модулями небалансів потужностей пунктів.

$$\delta S_1 = |S_{p1} - (y_{14} \cdot U_4 + y_{12} \cdot U_2 + y_{11} \cdot U_1) \cdot \bar{U}_1| = 14.942 \text{ MBA}$$

$$\delta S_2 = |S_{p2} - (y_{21} \cdot U_1 + y_{20} \cdot U_0 + y_{23} \cdot U_3 + y_{22} \cdot U_2) \cdot \bar{U}_2| = 6.696 \text{ MBA}$$

$$\delta S_3 = |S_{p3} - (y_{32} \cdot U_2 + y_{36} \cdot U_6 + y_{33} \cdot U_3) \cdot \bar{U}_3| = 11.819 \text{ MBA}$$

$$\delta S_4 = |S_{p4} - (y_{45} \cdot U_5 + y_{40} \cdot U_0 + y_{41} \cdot U_1 + y_{44} \cdot U_4) \cdot \bar{U}_4| = 7.114 \text{ MBA}$$

$$\delta S_5 = |S_{p5} - (y_{54} \cdot U_4 + y_{58} \cdot U_8 + y_{55} \cdot U_5) \cdot \bar{U}_5| = 7.949 \text{ MBA}$$

$$\delta S_6 = |S_{p6} - (y_{60} \cdot U_0 + y_{63} \cdot U_3 + y_{66} \cdot U_6) \cdot \bar{U}_6| = 0.425 \text{ MBA}$$

$$\delta S_7 = |S_{p7} - (y_{70} \cdot U_0 + y_{78} \cdot U_8 + y_{77} \cdot U_7) \cdot \bar{U}_7| = 9.070 \text{ MBA}$$

$$\delta S_8 = |S_{p8} - (y_{85} \cdot U_5 + y_{87} \cdot U_7 + y_{88} \cdot U_8) \cdot \bar{U}_8| = 0.194 \text{ MBA}$$

Максимальне значення модуля небалансу потужності становить:

$$\varepsilon = \max(\delta S_i) = 14.942 \text{ MBA}$$

Це означає, що слід продовжити ітераційний розрахунок.

Всі подальші ітерації були розраховані за допомогою програмного комплексу MathCAD, результати представлено в табл. 1.16.

Таблиця 1.16 – Результати ітераційного розрахунку режиму максимальних навантажень

№ ітерації	Напруга у пунктах, кВ								ε, MBA
	U ₁	U ₂	U ₃	U ₄	U ₅	U ₆	U ₇	U ₈	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	107.606 -0.273j	110.731 -0.920j	109.675 -0.675j	111.490 -0.817j	109.755 -0.958j	111.426 -1.518j	112.628 -0.619j	110.071 -1.260j	14.94 2
2	108.616 -1.146j	110.964 -1.367j	110.367 -1.533j	111.659 -1.189j	109.980 -1.747j	111.817 -1.754j	112.736 -1.044j	110.254 -1.836j	10.03 2
3	108.842 -1.538j	111.354 -1.727j	110.762 -1.838j	111.780 -1.495j	110.163 -2.163j	112.015 -1.825j	112.830 -1.233j	110.404 -2.120j	4.843
4	109.118 -1.866j	111.609 -1.883j	110.998 -1.960j	111.903 -1.670j	110.312 -2.382j	112.127 -1.845j	112.898 -1.323j	110.520 -2.262j	2.908
5	109.321 -2.023j	111.766 -1.943j	111.139 -2.003j	111.995 -1.755j	110.423 -2.488j	112.190 -1.845j	112.947 -1.366j	110.602 -2.330j	1.688
6	109.454 -2.090j	111.860 -1.961j	111.222 -2.013j	112.058 -1.794j	110.499 -2.537j	112.225 -1.839j	112.979 -1.384j	110.658 -2.359j	0.982
7	109.537 -2.115j	111.914 -1.961j	111.269 -2.011j	112.098 -1.809j	110.549 -2.556j	112.245 -1.832j	113.000 -1.391j	110.694 -2.370j	0.575
8	109.587 -2.122j	111.945 -1.957j	111.296 -2.006j	112.123 -1.813j	110.580 -2.562j	112.255 -1.827j	113.014 -1.393j	110.717 -2.372j	0.338

Продовження таблиці 1.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	109.616- 2.121j	111.963- 1.951j	111.311- 2.001j	112.139- 1.814j	110.600- 2.562j	112.261- 1.823j	113.022- 1.392j	110.730- 2.371j	0.199
10	109.634- 2.118j	111.972- 1.947j	111.320- 1.996j	112.148- 1.812j	110.611- 2.560j	112.264- 1.821j	113.027- 1.391j	110.738- 2.369j	0.117
11	109.643- 2.115j	111.978- 1.944j	111.324- 1.993j	112.153- 1.811j	110.618- 2.558j	112.265- 1.819j	113.029- 1.390j	110.743- 2.368j	0.069
12	109.649- 2.112j	111.980- 1.941j	111.326- 1.991j	112.156- 1.809j	110.622- 2.557j	112.266- 1.818j	113.031- 1.389j	110.746- 2.366j	0.04
13	109.652- 2.111j	111.982- 1.940j	111.327- 1.990j	112.158- 1.808j	110.624- 2.555j	112.266- 1.817j	113.032- 1.389j	110.747- 2.365j	0.023
14	109.654- 2.109j	111.983- 1.939j	111.328- 1.989j	112.159- 1.808j	110.625- 2.555j	112.266- 1.817j	113.032- 1.388j	110.748- 2.365j	0.013
15	109.654- 2.109j	111.983- 1.938j	111.328- 1.989j	112.160- 1.807j	110.625- 2.554j	112.267- 1.817j	113.032- 1.388j	110.748- 2.364j	0.008

Значення модуля напруги у вузлах на останній ітерації:

$$U_1 = 109.67 \angle -1.1^\circ \text{ кВ};$$

$$U_2 = 112 \angle -0.99^\circ \text{ кВ};$$

$$U_3 = 111.35 \angle -1.02^\circ \text{ кВ};$$

$$U_4 = 112.17 \angle -0.92^\circ \text{ кВ};$$

$$U_5 = 110.65 \angle -1.32^\circ \text{ кВ};$$

$$U_6 = 112.28 \angle -0.93^\circ \text{ кВ};$$

$$U_7 = 113.04 \angle -0.7^\circ \text{ кВ};$$

$$U_8 = 110.77 \angle -1.22^\circ \text{ кВ}.$$

Лінійні струми та модулі фазних струмів ділянок електричної мережі:

$$\dot{J}_{14} = (U_1 - U_4) \cdot y_{14} = ((109.654 - 2.109j) - (112.16 - 1.807j)) \cdot 0.031 - 0.033j = -88.9 + 73.4j \text{ А}$$

$$J_{14} = \frac{|\dot{J}_{14}|}{\sqrt{3}} = \frac{|-88.9 + 73.4j|}{\sqrt{3}} = 66.526 \text{ А}$$

Для інших ділянок результати розрахунку наведено в табл. 1.17.

Таблиця 1.17 – Лінійні струми та модулі фазних струмів ділянок мережі

Ділянка	Лінійні струми, А	Модулі фазних струмів, А
1	2	3
1-4	-88.9+73.4j	66.526
0-2	229.7-199.8j	175.744
0-4	271.7-238.4j	208.7
0-6	190.5-160.6j	143.864
0-7	226.1-180.1j	166.893
1-2	-100.7+91.3j	78.468
2-3	40.2-36.2j	31.208

Продовження таблиці 1.17

1	2	3
6-3	40.2-29.2j	28.677
5-4	-76.3+84.1j	65.594
8-5	12.9+2.4j	7.6
7-8	129.0-97.2j	93.224

Потокорозподіл потужностей в схемі мережі:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{14}^n &= \dot{J}_{14} \cdot \bar{U}_1 = -9.90+7.86j \text{ MBA} & \dot{S}_{14}^k &= \dot{J}_{14} \cdot \bar{U}_4 = -10.10+8.07j \text{ MBA} \\
\dot{S}_{02}^n &= \dot{J}_{02} \cdot \bar{U}_0 = 26.41-22.97j \text{ MBA} & \dot{S}_{02}^k &= \dot{J}_{02} \cdot \bar{U}_2 = 26.11-21.93j \text{ MBA} \\
\dot{S}_{04}^n &= \dot{J}_{04} \cdot \bar{U}_0 = -31.25-27.42j \text{ MBA} & \dot{S}_{04}^k &= \dot{J}_{04} \cdot \bar{U}_4 = 30.90-26.25j \text{ MBA} \\
\dot{S}_{06}^n &= \dot{J}_{06} \cdot \bar{U}_0 = 21.91-18.47j \text{ MBA} & \dot{S}_{06}^k &= \dot{J}_{06} \cdot \bar{U}_6 = 21.68-17.68j \text{ MBA} \\
\dot{S}_{07}^n &= \dot{J}_{07} \cdot \bar{U}_0 = 26.00-20.71j \text{ MBA} & \dot{S}_{07}^k &= \dot{J}_{07} \cdot \bar{U}_7 = 25.81-20.04j \text{ MBA} \\
\dot{S}_{12}^n &= \dot{J}_{12} \cdot \bar{U}_1 = -11.23+9.80j \text{ MBA} & \dot{S}_{12}^k &= \dot{J}_{12} \cdot \bar{U}_2 = -11.45+10.03j \text{ MBA} \\
\dot{S}_{23}^n &= \dot{J}_{23} \cdot \bar{U}_2 = 4.57-3.97j \text{ MBA} & \dot{S}_{23}^k &= \dot{J}_{23} \cdot \bar{U}_3 = 4.54-3.95j \text{ MBA} \\
\dot{S}_{63}^n &= \dot{J}_{63} \cdot \bar{U}_6 = 4.56-3.21j \text{ MBA} & \dot{S}_{63}^k &= \dot{J}_{63} \cdot \bar{U}_3 = 4.53-3.17j \text{ MBA} \\
\dot{S}_{54}^n &= \dot{J}_{54} \cdot \bar{U}_5 = -8.66+9.11j \text{ MBA} & \dot{S}_{54}^k &= \dot{J}_{54} \cdot \bar{U}_4 = -8.72+9.30j \text{ MBA} \\
\dot{S}_{85}^n &= \dot{J}_{85} \cdot \bar{U}_8 = 1.43+0.30j \text{ MBA} & \dot{S}_{85}^k &= \dot{J}_{85} \cdot \bar{U}_5 = 1.42+0.30j \text{ MBA} \\
\dot{S}_{78}^n &= \dot{J}_{78} \cdot \bar{U}_7 = 14.71-10.80j \text{ MBA} & \dot{S}_{78}^k &= \dot{J}_{78} \cdot \bar{U}_8 = 14.51-10.45j \text{ MBA}
\end{aligned}$$

Перевірка виконання I-го закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned}
1 \text{ пункт: } & -S_{14}^n - S_{12}^n - S_{1p} = -9.90+7.86j - (-11.23+9.80j) - (21.12-17.66j) = 0.0008+0.0001j \text{ MBA} \\
2 \text{ пункт: } & S_{02}^k + S_{12}^k - S_{23}^n - S_{2p} = 26.11-21.93j + (-11.45+10.03j) - (4.57-3.97j) - (10.08-7.92j) = 0 \text{ MBA} \\
3 \text{ пункт: } & S_{23}^k + S_{63}^k - S_{3p} = 4.54-3.95j + (4.53-3.17j) - (9.07-7.12j) = 0.001+0.001j \text{ MBA} \\
4 \text{ пункт: } & S_{04}^k + S_{54}^k + S_{14}^k - S_{4p} = 30.90-26.25j + (-8.72+9.30j) - (-10.10+8.07j) - (12.08-8.88j) = 0 \text{ MBA} \\
5 \text{ пункт: } & S_{85}^k - S_{54}^n - S_{5p} = 1.42+0.30j - (-8.66+9.11j) - (10.08-8.81j) = 0.004+0j \text{ MBA} \\
6 \text{ пункт: } & S_{06}^k - S_{63}^n - S_{6p} = 21.68-17.68j - (4.56-3.21j) - (17.12-14.48j) = 0 \text{ MBA} \\
7 \text{ пункт: } & S_{07}^k - S_{78}^n - S_{7p} = 25.81-20.04j - (14.71-10.80j) - (11.09-9.24j) = 0.004-0.001j \text{ MBA} \\
8 \text{ пункт: } & S_{78}^k - S_{85}^n - S_{8p} = 14.51-10.45j - (1.43+0.30j) - (13.09-10.76j) = 0 \text{ MBA}
\end{aligned}$$

Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned}
\text{I контур: } & \dot{J}_{07} \cdot \underline{Z}_{07} + \dot{J}_{78} \cdot \underline{Z}_{78} + \dot{J}_{85} \cdot \underline{Z}_{85} + \dot{J}_{54} \cdot \underline{Z}_{54} - \dot{J}_{04} \cdot \underline{Z}_{04} = 0 \text{ KB} \\
\text{II контур: } & -\dot{J}_{14} \cdot \underline{Z}_{14} - \dot{J}_{02} \cdot \underline{Z}_{02} + \dot{J}_{12} \cdot \underline{Z}_{12} + \dot{J}_{04} \cdot \underline{Z}_{04} = 0 \text{ KB} \\
\text{III контур: } & \dot{J}_{02} \cdot \underline{Z}_{02} - \dot{J}_{06} \cdot \underline{Z}_{06} - \dot{J}_{63} \cdot \underline{Z}_{63} + \dot{J}_{23} \cdot \underline{Z}_{23} = 0 \text{ KB}
\end{aligned}$$

Визначимо сумарні втрати потужності в мережі за потужністю балансуєного пункту:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\text{БП}} - S_{\Sigma} = (S_{02}^n + S_{04}^n + S_{06}^n + S_{07}^n + Y_{0p} \cdot |U_0|^2) - \sum_{i=1}^8 S_i$$

$$= \left[(26.41-22.97j) + (31.25-27.42j) + (21.91-18.47j) + (26.00-20.71j) + (0.338+145.409j) \cdot |115|^2 \right] -$$

$$- \left[(21.062-18.337j) + (10.047-9j) + (9.041-7.736j) + (12.037-10.207j) + (10.053-9.753j) + \right.$$

$$\left. + (17.071-15.253j) + (11.058-9.931j) + (13.041-11.428j) \right] =$$

$$= 2.167+3.998j \text{ МВА}$$

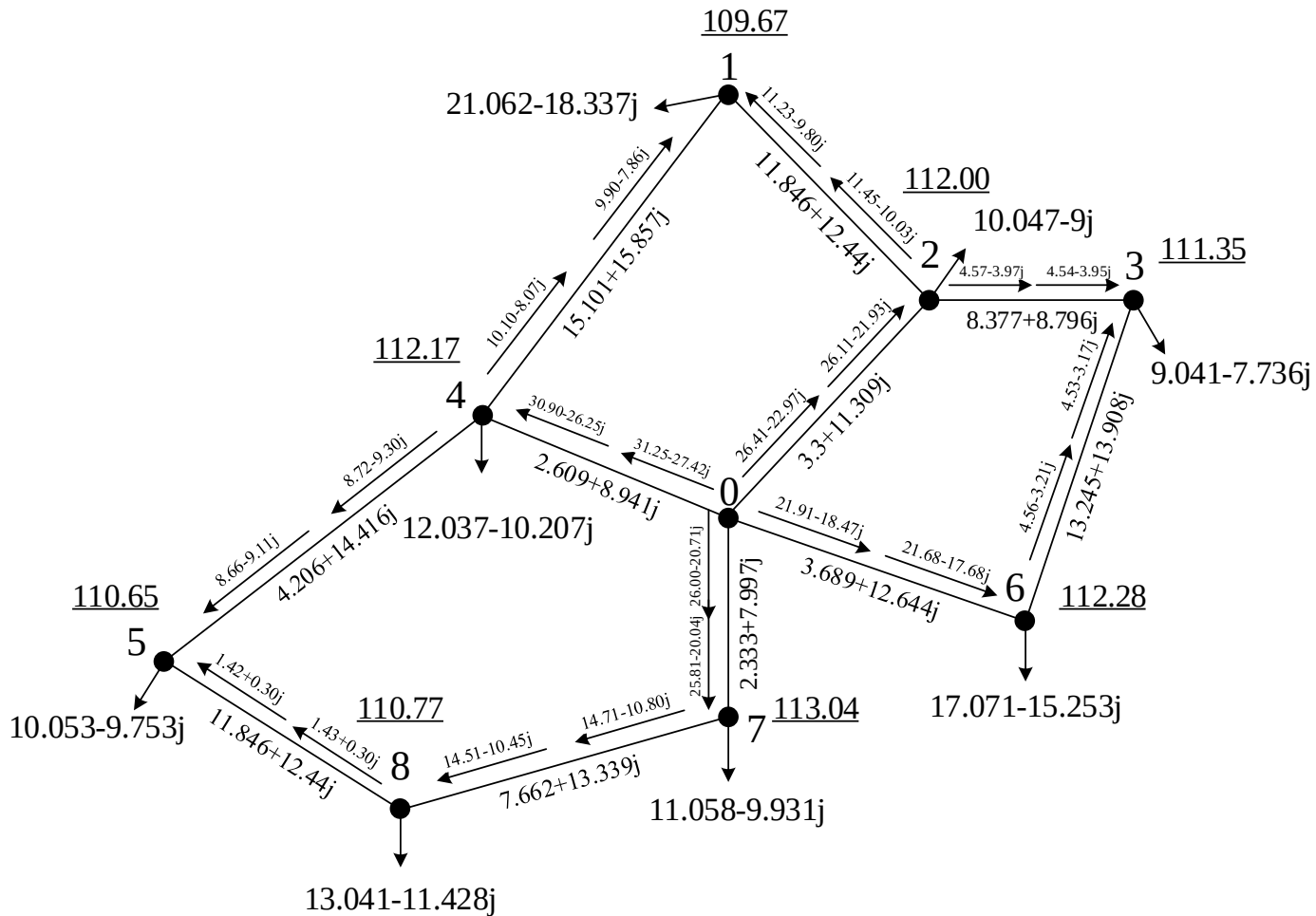


Рисунок 1.5 – Потокорозподіл в схемі при режимі максимальних навантажень

1.6 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при мінімальному навантаженні

Визначимо навантаження пунктів в режимі мінімальних навантажень з урахуванням коефіцієнта зниження активного навантаження пунктів ($\alpha = 0.68$):

$$S_1^{\min} = S_1^{\max} \cdot \alpha = (21-16.673j) \cdot 0.68 = 14.28-11.338j \text{ МВА}$$

$$P_{HH1}^{\min} = P_{HH1} \cdot \alpha = 7 \cdot 0.68 = 4.76 \text{ MBm}$$

$$P_{CH1}^{\min} = P_{CH1} \cdot \alpha = 14 \cdot 0.68 = 9.52 \text{ MBm}$$

$$Q_{HH1}^{\min} = Q_{HH1} \cdot \alpha = -6.173 \cdot 0.68 = -4.198 \text{ MBAr}$$

$$Q_{CH1}^{\min} = Q_{CH1} \cdot \alpha = -10.5 \cdot 0.68 = -7.14 \text{ MBAr}$$

Навантаження для інших пунктів наведемо в табл. 1.18.

Таблиця 1.18 – Результати розрахунку навантажень пунктів

№ пункту	S_i , МВА	P_{HH} , МВт	P_{CH} , МВт	Q_{HH} , МВАр	Q_{CH} , МВАр
1	14.28-11.338j	4.76	9.52	-4.198	-7.14
2	6.8-5.459j	2.72	4.08	-2.399	-3.06
3	6.12-4.769j	1.36	4.76	-1.199	-3.57
4	8.16-6.389j	2.04	6.12	-1.799	-4.59
5	6.8-5.997j	6.8	-	-5.997	-
6	11.56-9.208j	4.08	7.48	-3.598	-5.61
7	7.48-5.969j	2.72	4.76	-2.399	-3.57
8	8.84-7.079j	3.4	5.44	-2.999	-4.08

Визначимо величини втрат потужності в трансформаторах, а також приведених втрат пунктів для режиму мінімальних навантажень:

$$\Delta S_{TZ1}^{\min} = \Delta S_{TZ1} \cdot \alpha^2 = (62.292-1663.456) \cdot 0.68^2 = 28.804-769.182j \text{ кВА}$$

$$S_{np1}^{\min} = S_1^{\min} + \Delta S_{TZ1}^{\min} = (14.28-11.338j) + (28.804-769.182j) \cdot 10^{-3} = 14.309-12.107j \text{ МВА}$$

Для інших пунктів результати наведено в табл. 1.19.

Таблиця 1.19 – Результати розрахунку навантажень пунктів

№ пункту	ΔS_{TZ} , кВА	$S_{np1}^{\min}$, МВт
1	28.804-769.182j	14.309-12.107j
2	21.888-449.81j	6.822-5.909j
3	18.79-333.859j	6.139-5.103j
4	16.926-375.268j	8.177-6.764j
5	24.661-431.573j	6.825-6.429j
6	32.758-791.571j	11.593-10j
7	26.625-533.329j	7.507-6.502j
8	19.047-470.982j	8.859-7.55j

Виконаємо розрахунок основного поточкорозподілу потужностей у схемі електричної мережі.

У якості вихідних даних для розрахунку використаємо схему режиму мінімальних навантажень (рис. 1.6), значення приведених навантажень пунктів схеми мережі і повних опорів ділянок схеми мережі.

Розрахунок здійснимо методом Зейделя з допомогою програмного комплексу MathCAD.

Результати розрахунків представлено в табл. 1.20 – 1.22.

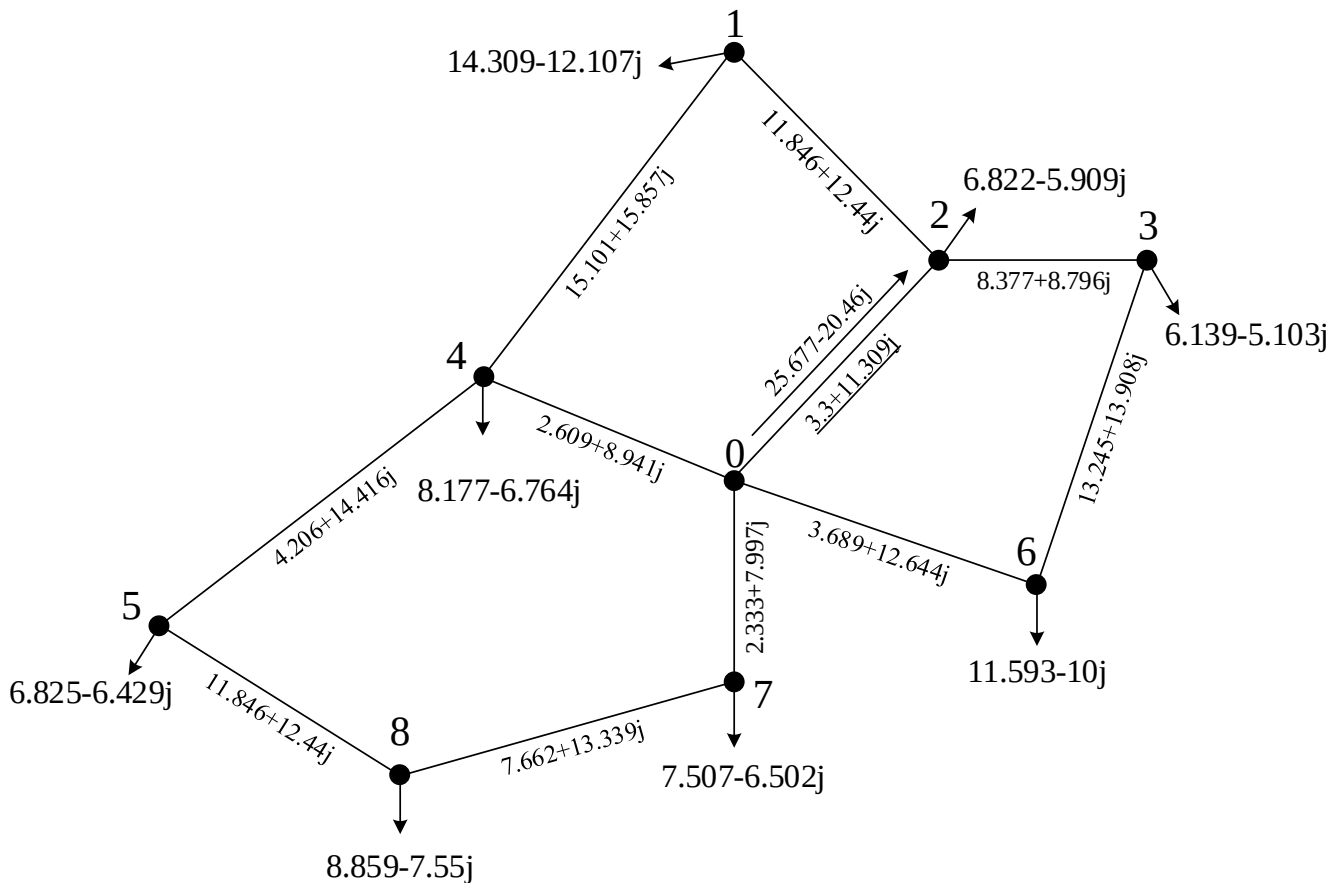


Рис. 1.6 – Розрахункова схема для режиму мінімальних навантажень

Таблиця 1.20 – Результати ітераційного розрахунку режиму мінімальних навантажень

№ ітерації	Напруга у пунктах, кВ								ε, МВА
	U ₁	U ₂	U ₃	U ₄	U ₅	U ₆	U ₇	U ₈	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	108.409 -0.221j	111.119 -0.828j	110.177 -0.599j	111.839 -0.646j	110.297 -0.818j	112.143 -1.250j	112.850 -0.516j	110.859 -1.041j	17.99 2
2	109.819 -0.968j	111.631 -1.163j	111.321 -1.286j	112.248 -0.938j	111.006 -1.399j	112.699 -1.373j	113.217 -0.826j	111.408 -1.449j	12.27 7

Продовження таблиці 1.20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	110.306- 1.271j	112.242- 1.395j	111.916- 1.473j	112.569- 1.158j	111.459- 1.674j	112.965- 1.376j	113.432- 0.937j	111.749- 1.620j	6.164
4	110.797- 1.493j	112.614- 1.458j	112.250- 1.511j	112.815- 1.260j	111.760- 1.794j	113.106- 1.351j	113.561- 0.977j	111.966- 1.686j	3.826
5	111.121- 1.570j	112.830- 1.454j	112.438- 1.499j	112.974- 1.295j	111.952- 1.836j	113.181- 1.324j	113.641- 0.988j	112.102- 1.704j	2.257
6	111.316- 1.582j	112.951- 1.431j	112.543- 1.475j	113.072- 1.300j	112.070- 1.842j	113.221- 1.302j	113.689- 0.987j	112.185- 1.702j	1.319
7	111.430- 1.571j	113.017- 1.407j	112.599- 1.451j	113.130- 1.294j	112.141- 1.834j	113.242- 1.286j	113.719- 0.981j	112.235- 1.693j	0.769
8	111.494- 1.555j	113.053- 1.387j	112.629- 1.433j	113.164- 1.286j	112.182- 1.824j	113.252- 1.276j	113.735- 0.975j	112.263- 1.683j	0.447
10	111.549- 1.529j	113.081- 1.364j	112.653- 1.412j	113.193- 1.272j	112.219- 1.806j	113.259- 1.264j	113.750- 0.967j	112.288- 1.669j	0.15
11	0.009	113.086- 1.357j	112.657- 1.407j	113.199- 1.268j	112.226- 1.801j	113.260- 1.262j	113.753- 0.964j	112.293- 1.665j	0.086
12	111.565- 1.516j	113.088- 1.354j	112.658- 1.403j	113.202- 1.265j	112.230- 1.797j	113.260- 1.260j	113.754- 0.962j	112.295- 1.662j	0.049
13	111.568- 1.512j	113.089- 1.351j	112.659- 1.401j	113.204- 1.263j	112.231- 1.795j	113.260- 1.259j	113.755- 0.961j	112.296- 1.661j	0.028
14	111.569- 1.510j	113.089- 1.350j	112.659- 1.400j	113.204- 1.262j	112.232- 1.793j	113.260- 1.259j	113.755- 0.961j	112.297- 1.660j	0.016
15	111.569- 1.509j	113.089- 1.349j	112.659- 1.400j	113.205- 1.261j	112.233- 1.792j	113.260- 1.259j	113.756- 0.960j	112.297- 1.659j	0.009

Значення модуля напруги у вузлах на останній ітерації:

$$U_1 = 111.58 \angle -0.77^\circ \text{ кВ};$$

$$U_2 = 113.10 \angle -0.68^\circ \text{ кВ};$$

$$U_3 = 112.67 \angle -0.71^\circ \text{ кВ};$$

$$U_4 = 113.21 \angle -0.64^\circ \text{ кВ};$$

$$U_5 = 112.25 \angle -0.92^\circ \text{ кВ};$$

$$U_6 = 113.27 \angle -0.64^\circ \text{ кВ};$$

$$U_7 = 113.76 \angle -0.48^\circ \text{ кВ};$$

$$U_8 = 112.31 \angle -0.85^\circ \text{ кВ}.$$

Таблиця 1.21 – Лінійні струми та модулі фазних струмів ділянок мережі

Ділянка	Лінійні струми, А	Модулі фазних струмів, А
1	2	3
1-4	-59.7+46.3j	43.606
0-2	155.4-123.6j	114.629
0-4	184.0-147.1j	136.009
0-6	128.7-100.0j	94.133
0-7	152.5-111.1j	108.945
1-2	-67.8+57.6j	51.364
2-3	27.4-22.8j	20.573
6-3	26.9-17.6j	18.548
5-4	-52.1+52.2j	42.586
8-5	8.2+2.6j	4.985
7-8	86.6-59.6j	60.692

Таблиця 1.22 – Потокорозподіл потужностей в схемі мережі

Ділянка	S^n , МВА	S^k , МВА
1-4	-6.73+5.07j	-6.82+5.16j
0-2	17.87-14.22j	17.74-13.77j
0-4	21.16-16.92j	21.01-16.42j
0-6	14.81-11.51j	14.71-11.17j
0-7	17.54-12.78j	17.46-12.49j
1-2	-7.65+6.33j	-7.74+6.43j
2-3	3.13-2.54j	3.12-2.53j
6-3	3.07-1.96j	3.05-1.94j
5-4	-5.94+5.77j	-5.96+5.85j
8-5	0.92+0.31j	0.92+0.31j
7-8	9.91-6.70j	9.82-6.55j

Сумарні втрати потужності в мережі становлять:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\text{БП}} - S_{\Sigma} = (S_{02}^n + S_{04}^n + S_{06}^n + S_{07}^n + Y_{0p} \cdot |U_0|^2) - \sum_{i=1}^8 S_i = 1.142 + 6.865j \text{ МВА}$$

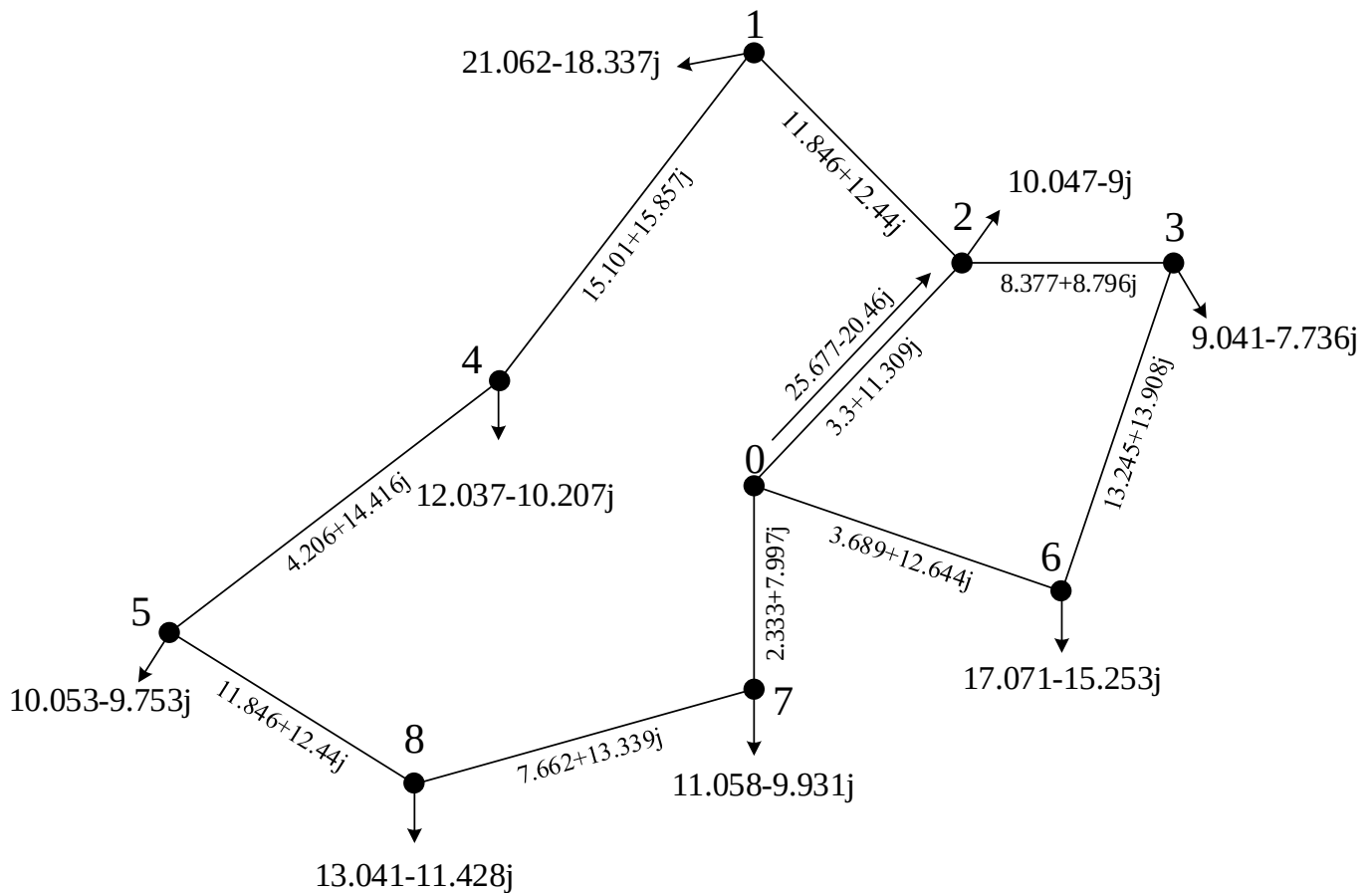


Рисунок 1.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму роботи мережі

Для даного режиму слід здійснити перерахунок розрахункових провідностей пунктів 0 та 4.

$$Y_{0p} = 0.5 \cdot (Y_{02} + Y_{06} + Y_{07}) = 0.5 \cdot [(0.187+80.432j) + (0.209+89.926j) + (0.132+56.874j)] = 0.264+113.616j \text{ мкСм}$$

$$Y_{4p} = 0.5 \cdot (Y_{45} + Y_{41}) + Y_{T4} = 0.5 \cdot [(0.238+102.531j) + (0.238+92.862j)] + (3.478-24.197j) = 3.717+73.5j \text{ мкСм}$$

Також слід перерахувати власну алгебраїчну провідність пункту 4.

$$y_{44} = -(y_{45} + y_{41}) = -[(0.019-0.064j) + (0.031-0.033j)] = -0.05+0.097j \text{ См}$$

Всі інші вихідні дані залишаються незмінними.

Результати розрахунків представлено в табл. 1.23 – 1.25.

Таблиця 1.23 – Результати ітераційного розрахунку післяаварійного режиму

№ ітерації	Напруга у пунктах, кВ								ε, МВА
	U ₁	U ₂	U ₃	U ₄	U ₅	U ₆	U ₇	U ₈	
1	107.606 -0.273j	110.731 -0.920j	109.675 -0.675j	107.920 -0.927j	107.829 -0.585j	111.426 -1.518j	112.628 -0.619j	109.140 -1.200j	16.47 2
2	107.046 -1.194j	110.556 -1.453j	110.117 -1.586j	106.406 -1.458j	106.677 -1.348j	111.723 -1.804j	112.407 -1.074j	108.485 -1.844j	10.36 4
3	106.267 -1.706j	110.599 -1.928j	110.261 -1.981j	105.353 -2.076j	105.798 -1.926j	111.829 -1.941j	112.211 -1.333j	107.975 -2.288j	7.712
4	105.809 -2.233j	110.583 -2.221j	110.293 -2.210j	104.620 -2.581j	105.150 -2.372j	111.870 -2.027j	112.055 -1.515j	107.596 -2.621j	5.586
5	105.465 -2.607j	110.538 -2.416j	110.282 -2.362j	104.075 -2.961j	104.668 -2.707j	111.883 -2.088j	111.939 -1.651j	107.314 -2.869j	4.197
6	105.191 -2.875j	110.484 -2.555j	110.254 -2.469j	103.659 -3.242j	104.304 -2.955j	111.885 -2.133j	111.853 -1.752j	107.101 -3.054j	3.212
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
24	104.179 -3.641j	110.203 -2.976j	110.065 -2.801j	102.268 -4.047j	103.104 -3.658j	111.846 -2.286j	111.569 -2.053j	106.396 -3.593j	0.03
25	104.177 -3.642j	110.202 -2.977j	110.065 -2.801j	102.265 -4.048j	103.102 -3.659j	111.846 -2.286j	111.568 -2.054j	106.394 -3.594j	0.023
26	104.175 -3.643j	110.202 -2.978j	110.064 -2.802j	102.262 -4.049j	103.099 -3.660j	111.846 -2.287j	111.567 -2.054j	106.393 -3.594j	0.018
27	104.173 -3.644j	110.201 -2.978j	110.064 -2.802j	102.260 -4.050j	103.098 -3.661j	111.846 -2.287j	111.567 -2.055j	106.392 -3.595j	0.014
28	104.172 -3.644j	110.201 -2.979j	110.064 -2.803j	102.259 -4.050j	103.096 -3.661j	111.846 -2.287j	111.567 -2.055j	106.391 -3.595j	0.011
29	104.171 -3.645j	110.201 -2.979j	110.063 -2.803j	102.258 -4.051j	103.095 -3.661j	111.846 -2.287j	111.566 -2.055j	106.390 -3.596j	0.008

Значення модуля напруги у вузлах на останній ітерації:

$$U_1 = 104.23 \angle -2^\circ \text{ кВ};$$

$$U_2 = 110.24 \angle -1.55^\circ \text{ кВ};$$

$$U_3 = 110.10 \angle -1.46^\circ \text{ кВ};$$

$$U_4 = 102.34 \angle -2.27^\circ \text{ кВ};$$

$$U_5 = 103.16 \angle -2.03^\circ \text{ кВ};$$

$$U_6 = 111.87 \angle -1.17^\circ \text{ кВ};$$

$$U_7 = 111.59 \angle -1.06^\circ \text{ кВ};$$

$$U_8 = 106.45 \angle -1.94^\circ \text{ кВ}.$$

Таблиця 1.24 – Лінійні струми та модулі фазних струмів ділянок мережі

Ділянка	Лінійні струми, А	Модулі фазних струмів, А
1-4	73.7-50.5j	51.569
0-2	356.9-320.3j	276.836
0-6	233.8-181.3j	170.787
0-7	352.3-326.6j	277.347
1-2	-270.1+227.5j	203.885
2-3	-2.7-18.2j	10.606
6-3	83.4-48.7j	55.777
5-4	40.5-46.3j	35.515
8-5	135.0-136.3j	110.761
7-8	254.4-241.9j	202.689

Таблиця 1.25 – Потокорозподіл потужностей в схемі мережі

Ділянка	S'' , МВА	S^* , МВА
1-4	7.86-4.99j	7.74-4.86j
0-2	41.04-36.83j	40.28-34.23j
0-6	26.88-20.84j	26.56-19.74j
0-7	40.51-37.56j	39.97-35.71j
1-2	-28.97+22.71j	-30.45+24.26j
2-3	-0.24-2.01j	-0.25-2.01j
6-3	9.44-5.25j	9.32-5.12j
5-4	4.35-4.62j	4.33-4.57j
8-5	14.86-14.01j	14.42-13.55j
7-8	28.88-26.46j	27.94-24.82j

Сумарні втрати потужності в мережі становлять:

$$\begin{aligned}
 \Delta S_{\Sigma} &= S_{\text{вп}} - S_{\Sigma} = (S_{02}'' + S_{06}'' + S_{07}'' + Y_{0p} \cdot |U_0|^2) - \sum_{i=1}^8 S_i = \\
 &= \left[(41.04 - 36.83j) + (26.88 - 20.84j) + (40.51 - 37.56j) + (0.264 + 113.616j) \cdot |115|^2 \right] - \\
 &- \left[(21.062 - 18.337j) + (10.047 - 9j) + (9.041 - 7.736j) + (12.037 - 10.207j) + \right. \\
 &\quad \left. + (10.053 - 9.753j) + (17.071 - 15.253j) + (11.058 - 9.931j) + (13.041 - 11.428j) \right] = \\
 &= 5.026 - 2.087j \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

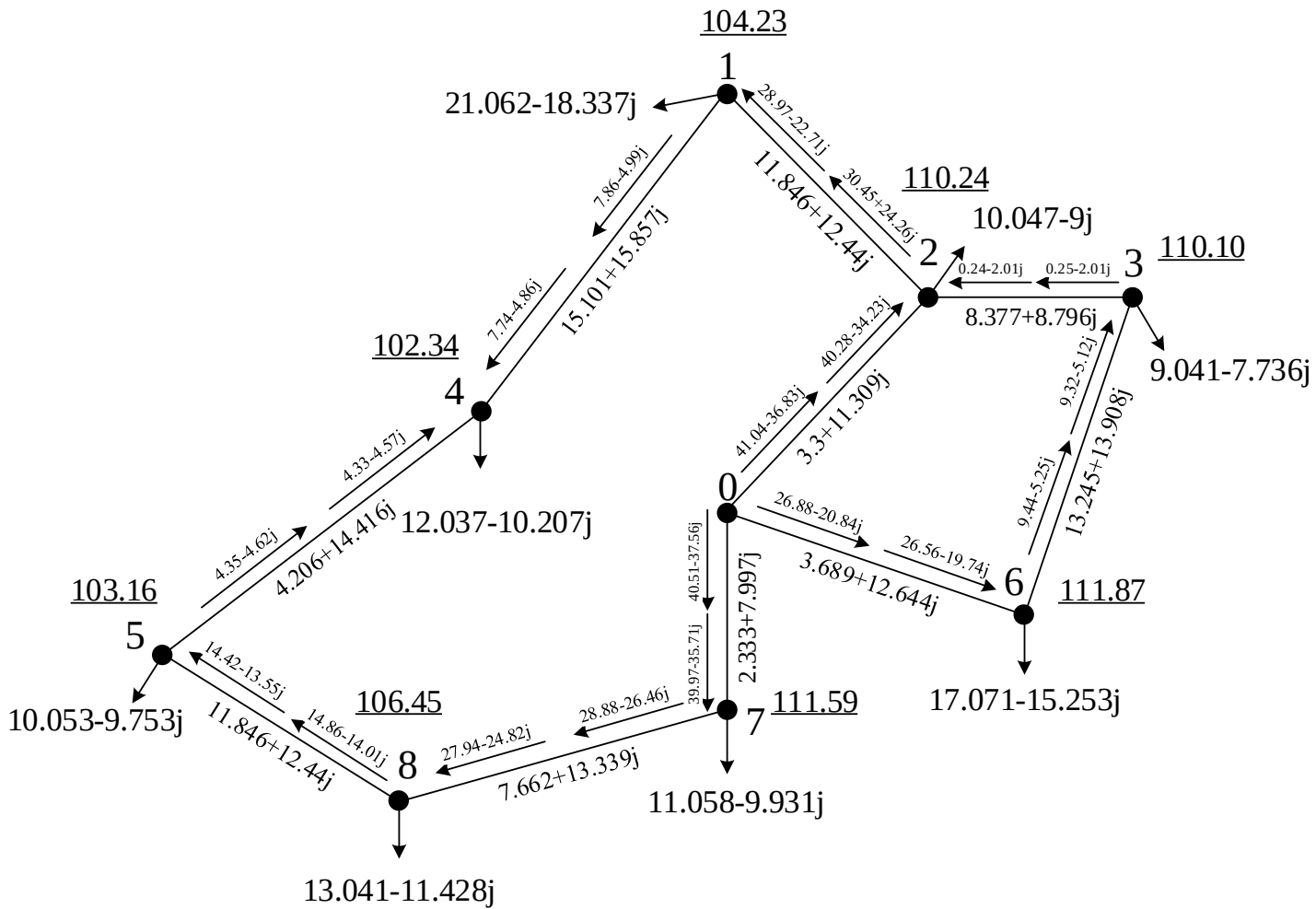


Рисунок 1.9 – Потокорозподіл в схемі при післяаварійному режимі

1.8 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для різних режимів роботи мережі

1.8.1 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для режиму максимальних навантажень

Крок регулювання ступені РПН: $\omega_0^B = 1.78\%$.

Крок регулювання ступені ПБЗ: $\omega_0^C = 2.5\%$.

Бажаний рівень напруги на стороні середньої напруги: $U_C^{\text{бжс}} = 38.5 \text{ кВ}$.

Оберемо номери регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій схеми.

Для підвищення точності розрахунку слід врахувати, що крім потужностей навантаження пункту, обмотками відповідних трансформаторів протікають також потоки від втрат потужностей в опорах та провідностях цих трансформаторів. Для спрощення розрахунків приймемо, що потоки від втрат потужності протікають лише через обмотки високої напруги силових трансформаторів.

Розрахунок для ПС в пункті №1

$$\begin{aligned}\Delta U_{TB1} &= \frac{(P_{CH1} + P_{HH1} + \Delta P_{TZ1} + g_{T1} \cdot U_1^2) \cdot r_{TB1} - (Q_{CH1} + Q_{HH1} + \Delta Q_{TZ1} + b_{T1} \cdot U_1^2) \cdot x_{TB1}}{U_1} = \\ &= \frac{(14 + 7 + 0.062 + (4.688 \cdot 10^{-6}) \cdot (109.675)^2) \cdot 0.741}{109.675} - \\ &- \frac{(-10.5 + (-6.173) + (-1.663) + (-2.647 \cdot 10^{-5}) \cdot (109.675)^2) \cdot 28.434}{109.675} = \\ &= 4.979 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{CH1} \cdot r_{C1} - Q_{CH1} \cdot x_{C1}}{U_1 - \Delta U_{TB1}} = \frac{14 \cdot 0.741 - (-10.5) \cdot 0}{109.675 - 4.979} = 0.099 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{HH1} \cdot r_{H1} - Q_{HH1} \cdot x_{H1}}{U_1 - \Delta U_{TB1}} = \frac{7 \cdot 0.741 - (-6.173) \cdot 17.854}{109.675 - 4.979} = 1.102 \text{ кВ}.$$

Рівні напруг на шинах НН та СН, приведені до напруги вищої сторони:

$$U_{HH1} = U_1 - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TH1} = 109.675 - 4.979 - 1.102 = 103.593 \text{ кВ};$$

$$U_{HC1} = U_1 - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TC1} = 109.675 - 4.979 - 0.099 = 104.597 \text{ кВ}.$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів становить:

$$\omega_{BЖ1} = \frac{U_{HH1} \cdot U_{HH1}}{U_{BH1} \cdot U_{БЖ}} - 1 = \frac{103.593 \cdot 11}{115 \cdot 10.5} - 1 = -0.056 \text{ кВ}.$$

Визначимо розрахунковий ступінь регулювання:

$$N_{B1} = \frac{\omega_{BЖ1}}{\omega_{B0}} = \frac{-0.056}{0.018} = -3.162.$$

Округливши розрахунковий ступінь регулювання РПН до найближчого цілого числа визначаємо стандартний ступінь:

$$N_{B1}^{CT} = -3.$$

Розрахуємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН :

$$\omega_{B1}^{CT} = N_{B1}^{CT} \cdot \omega_{B1} = -3 \cdot 0.018 = -0.053.$$

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги на шинах НН:

$$U_{НД1} = \frac{U_{ПН1} \cdot U_{НН1}}{U_{ВН1} \cdot (1 + \omega_{В1}^{CT})} = \frac{103.593 \cdot 11}{115 \cdot (1 + (-0.053))} = 10.468 \text{ кВ.}$$

Виберемо відгалудження ПБЗ в обмотці СН силового трансформатора.

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків ПБЗ трансформаторів складе:

$$\omega_{СЖ1} = \frac{U_C^{БЖ} \cdot U_{ВН1} \cdot (1 + \omega_{В1}^{CT})}{U_{ПС1} \cdot U_{СН1}} - 1 = \frac{38.5 \cdot 115 \cdot (1 + (-0.053))}{104.597 \cdot 38.5} - 1 = 0.041.$$

Визначимо розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ трансформаторів:

$$N_{C1} = \frac{\omega_{СЖ1}}{\omega_{C0}} = \frac{0.041}{0.025} = 1.63.$$

Стандартний ступінь регулювання становитиме:

$$N_{C1}^{CT} = 2.$$

Стандартна відносна кількість регулювальних витків ПБЗ:

$$\omega_{C1}^{CT} = N_{C1}^{CT} \cdot \omega_{C0} = 2 \cdot 0.025 = 0.05.$$

Фактичне значення рівня напруги на шинах СН становить:

$$U_{СД1} = \frac{U_{ПС1} \cdot U_{СН1} \cdot (1 + \omega_{C1}^{CT})}{U_{ВН1} \cdot (1 + \omega_{В1}^{CT})} = \frac{104.597 \cdot 38.5 \cdot (1 + (0.05))}{115 \cdot (1 + (-0.053))} = 38.842 \text{ кВ.}$$

Для інших підстанцій розрахунок виконується аналогічно. Результати наведено в табл. 1.26.

Таблиця 1.26 – Результати розрахунку відгалужень РПН та ПБВ

№ п- ту	U, кВ	$\Delta U_{ТВ}$ кВ	$\Delta U_{ТС}$ кВ	$\Delta U_{ТН}$ кВ	U _{пс} кВ	U _{пн} кВ	$\omega_{ВЖ}$	$\omega_{СЖ}$	N _В ^{СТ}	N _С ^{СТ}	U _{сд} кВ	U _{нд} кВ
1	109.675	4.979	0.099	1.102	104.597	103.593	-0.056	0.041	-3	2	38.842	10.468
2	112	6.071	0.142	1.471	105.786	104.457	-0.048	0.029	-3	1	38.349	10.555
3	111.346	5.275	0.166	0.735	105.905	105.336	-0.04	0.047	-2	2	38.602	10.448
4	112.174	4.302	0.108	0.669	107.764	107.202	-0.068	-0.009	-4	0	38.843	10.538
5	110.655	6.562	-	-	-	104.093	-0.052	-	-3	-	-	10.518
6	112.281	6.353	0.134	1.363	105.794	104.565	-0.091	-0.01	-5	0	38.878	10.48
7	113.041	6.625	0.165	1.464	106.25	104.951	-0.044	0.044	-2	2	38.728	10.409
8	110.773	4.855	0.098	1.136	105.821	104.782	-0.089	-0.01	-5	0	38.888	10.502

1.8.2 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для режиму мінімальних навантажень

Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для режиму мінімальних навантажень виконується аналогічно пункту 1.8.1. Результати наведено в табл. 1.27.

Таблиця 1.27 – Результати розрахунку відгалуджень РПН та ПБВ

№ п-ту	U, кВ	$\Delta U_{ТВ}$ кВ	$\Delta U_{ТС}$ кВ	$\Delta U_{ТН}$ кВ	U _{пс} кВ	U _{пн} кВ	$\omega_{вж}$	$\omega_{сж}$	N _{в^{ст}}	N _{с^{ст}}	U _{сд} кВ	U _{нд} кВ
1	111.58	3.265	0.065	0.724	108.25	107.591	-0.02	0.043	-1	2	38.742	10.478
2	113.097	4	0.094	0.971	109.004	108.126	-0.015	0.036	-1	1	38.083	10.53
3	112.668	3.491	0.11	0.485	109.068	108.692	-0.01	0.036	-1	1	38.105	10.585
4	113.212	2.87	0.072	0.445	110.27	109.897	-0.044	0.006	-2	0	38.279	10.404
5	112.247	4.301	-	-	-	107.946	-0.017	-	-1	-	-	10.512
6	113.267	4.177	0.089	0.9	109.002	108.19	-0.059	-0.001	-3	0	38.55	10.435
7	113.76	4.364	0.109	0.969	109.286	108.427	-0.012	0.034	-1	1	38.181	10.559
8	112.309	3.21	0.064	0.75	109.035	108.35	-0.058	-0.002	-3	0	38.562	10.451

1.8.3 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для післяаварійного режиму

Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для післяаварійного режиму виконується аналогічно двом попереднім пунктам. Результати наведено в табл. 1.28.

Таблиця 1.28 – Результати розрахунку відгалуджень РПН та ПБВ

№ п-ту	U, кВ	$\Delta U_{ТВ}$ кВ	$\Delta U_{ТС}$ кВ	$\Delta U_{ТН}$ кВ	U _{пс} кВ	U _{пн} кВ	$\omega_{вж}$	$\omega_{сж}$	N _{в^{ст}}	N _{с^{ст}}	U _{сд} кВ	U _{нд} кВ
1	104.235	5.23	0.105	1.166	98.9	97.839	-0.109	0.039	-6	2	38.922	10.477
2	110.241	6.164	0.145	1.497	103.932	102.58	-0.066	0.028	-4	1	38.399	10.564
3	110.099	5.332	0.168	0.744	104.599	104.024	-0.052	0.041	-3	2	38.843	10.511
4	102.338	4.694	0.119	0.74	97.525	96.905	-0.157	-0.01	-9	0	38.878	10.536
5	103.16	7.027	-	-	-	96.133	-0.124	-	-7	-	-	10.504
6	111.869	6.376	0.135	1.369	105.359	104.124	-0.095	-0.006	-5	0	38.718	10.436
7	111.585	6.708	0.168	1.486	104.709	103.391	-0.058	0.04	-3	2	38.884	10.447
8	106.451	5.043	0.102	1.187	101.306	100.221	-0.129	-0.006	-7	0	38.743	10.453

Висновки до розділу 1

Обрано трансформатори для кожного з пунктів схеми. Виконано попередній розрахунок поточкорозподілу потужностей у замкненій мережі за довжинами ділянок. Після чого здійснено техніко-економічний розрахунок спорудження РЕМ, який включав вибір кількості ланцюгів та перерізів проводів схеми. Всі лінії даної схеми виконано одноланцюговими лініями. Також виконано розрахунок вартості будівництва та утримання повітряних ліній. Сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ становлять 1351.575 тис.грн/рік.

Обрано схеми підстанцій та розраховано значення вартості утримання підстанцій, вона становить 9297.984 тис.грн/рік.

Розраховано режими максимальних, мінімальних втрат та післяаварійний режим роботи мережі. У всіх режимах рівні напруг у пунктах схеми знаходяться в нормованих межах. На основі післяаварійного режиму було виконано перевірку перерізів проводів, струми ліній не перевищують допустимі. Обрано регулювальні відгалудження РПН та ПБВ силових трансформаторів.

2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ У ПУНКТІ №6 СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Загальні відомості про підстанцію 110/35/10 кВ у пункті №6 схеми

Проектована підстанція 110/35/10 кВ (далі ПС), що розташована у пункті №6 схеми електричної мережі 110 кВ. До пункту №6 підходять дві ПЛЕП:

- а) Ділянка 0-6, виконана проводом АС-240/32, довжиною 31,623 км.
- б) Ділянка 3-6, виконана проводом АС-70/11, довжиною 31,623 км.

Дана підстанція являється прохідною, на ній встановлено групу з двох трансформаторів типу ТДТН-16000/110.

Кількість ліній для видачі потужності на стороні 35 кВ та 10 кВ обираємо згідно нормативних документів, для даної ПС:

- а) 4 ЛЕП зі сторони 35 кВ;
- б) 22 приєднання на стороні 10 кВ.

2.2 Опис головної схеми електричних з'єднань підстанції

Дана підстанція є підстанцією відкритого типу. Зі сторони 110 кВ розміщено відкритий розподільний пристрій (ВРП-110) за схемою – місток з вимикачами в ланцюгах ліній та ремонтною перемичкою зі сторони ліній (110-3).

Відкритий розподільний пристрій на стороні 35 кВ (ВРП-35) виконано за схемою з однією системою секційних збірних шин, тобто за схемою 35-5.

На стороні 10 кВ розміщено закритий розподільний пристрій (ЗРП-10 кВ). Як і для 35 кВ його виконано за схемою з однією системою секційних збірних шин (схема 10-1).

Кожне приєднання у пристроях даного типу містить вимикач та роз'єднувач. Вимикачі необхідні для неавтоматичного та автоматичного відключення та включення приєднань та розташовані на візках викочувань комплектного розподільного пристрою (КРП).

Передбачено також шинний секційний вимикач (ШСВ), який служить для

обмеження струму КЗ та забезпечення можливості ремонту ЗШ. За нормального режиму роботи шинний секційний вимикач відключено.

До недоліків схеми можна віднести необхідність відключення всієї секції для ремонту збірних шин, при КЗ в зоні ЗШ також відключається вся секція. Тому для споживачів I та II категорій необхідно забезпечити живлення від різних секцій розподільного пристрою (РП).

2.3 Розрахунок струмів КЗ на підстанції

2.3.1 Розрахунок струмів КЗ на шинах 110 кВ

На рис. 2.1 представлено схему заміщення для електричної мережі .

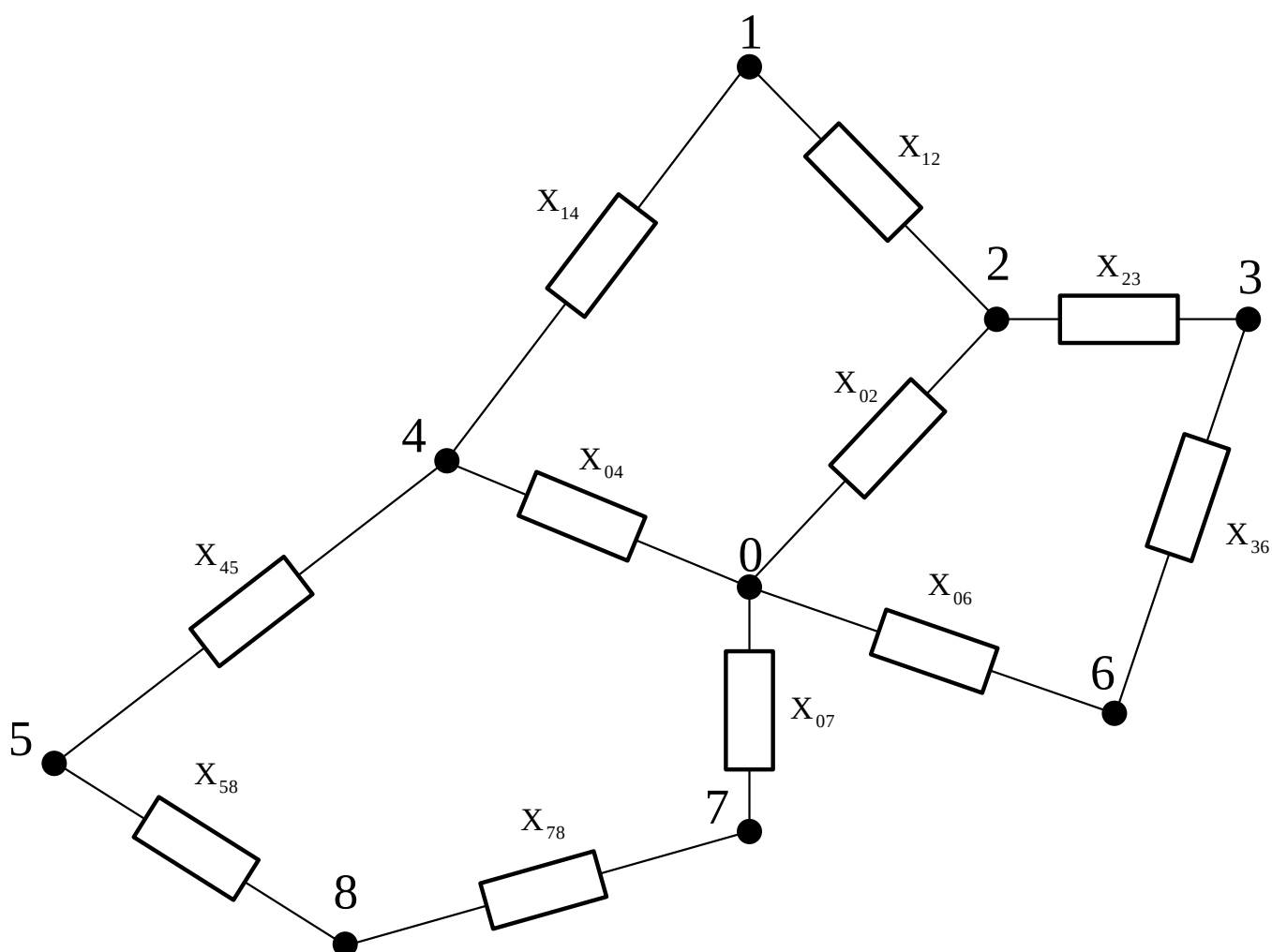


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для електричної мережі

Спочатку приведемо опір схеми заміщення до наступних базисних умов [5]:

1) $S_B = 1000$ МВА;

2) $U_B = 115$ кВ.

Відповідно базисний струм матиме значення [5]:

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

Прийmemo опір системи: $X_C = 0$.

Наведемо значення довжин ліній схеми в табл. 2.1, які будуть необхідні для подальших розрахунків.

Таблиця 2.1 – Довжини ділянок схеми

Ділянка	0-2	0-4	0-6	0-7	1-2	1-4	2-3	3-6	4-5	5-8	7-8
Довжина ділянки, км	28.284	22.361	31.623	20	28.284	36.056	20	31.623	36.056	28.284	31.623

Опір ліній у в.о. визначається за наступним виразом [5]:

$$x_i^* = x_i \frac{S_B}{U_B^2}. \quad (2.1)$$

Таблиця 2.2 – Значення опорів прямої послідовності для ділянок схеми мережі

Ділянка	0-2	0-4	0-6	0-7	1-2	1-4	2-3	3-6	4-5	5-8	7-8
x_i^* , в.о.	0.855	0.676	0.956	0.605	0.941	1.199	0.665	1.052	1.09	0.941	1.009

Виконаємо спрощення вихідної схеми заміщення (рис. 2.1). Етапи перетворення схеми заміщення буде зображено на рисунках нижче (рис. 2.2 – 2.4).

Виконаємо перший етап перетворення схеми:

$$x_1 = x_{45}^* + x_{58}^* + x_{78}^* + x_{07}^* = 1.09 + 0.941 + 1.009 + 0.605 = 3.644$$

$$x_2 = \frac{x_1 \cdot x_{04}^*}{x_1 + x_{04}^*} = \frac{3.644 \cdot 0.676}{3.644 + 0.676} = 0.57$$

Результат перетворення зображено на рис. 2.2.

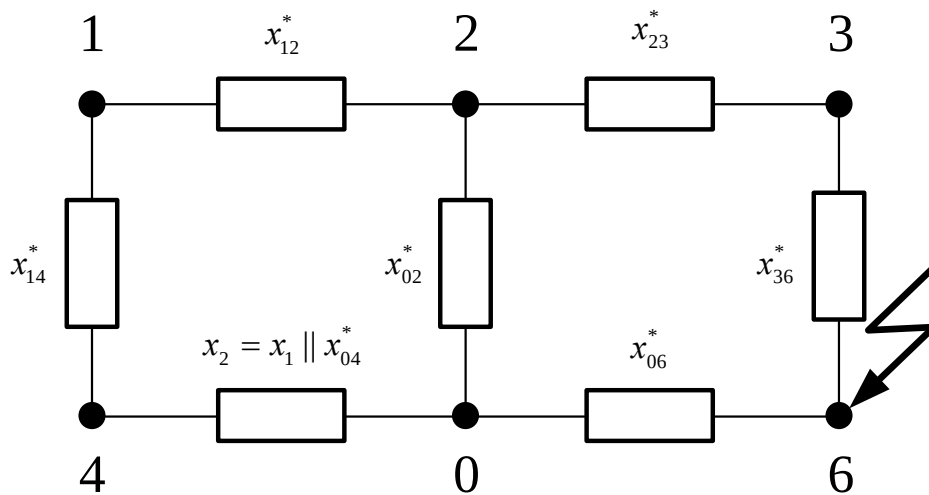


Рисунок 2.2 – Схема заміщення після першого етапу перетворення

$$x_3 = x_2 + x_{12}^* + x_{14}^* = 0.57 + 0.941 + 1.199 = 2.71$$

$$x_4 = \frac{x_3 \cdot x_{02}^*}{x_3 + x_{02}^*} = \frac{2.71 \cdot 0.855}{2.71 + 0.855} = 0.65$$

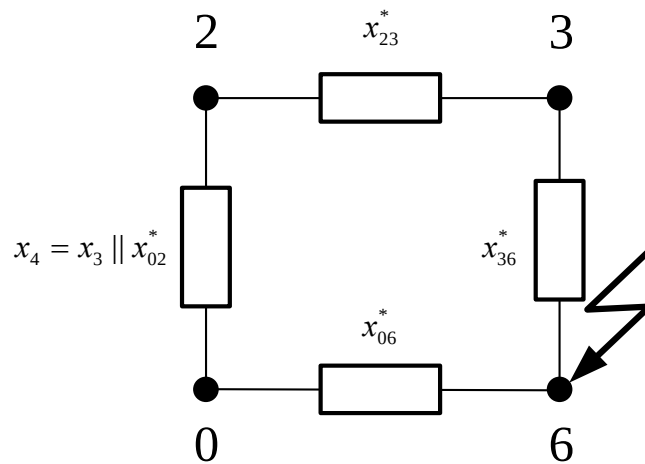


Рис. 2.3 – Схема заміщення після другого етапу перетворення

$$x_5 = x_4 + x_{23}^* + x_{36}^* = 0.65 + 0.665 + 1.052 = 2.367$$

$$x_6 = \frac{x_5 \cdot x_{06}^*}{x_5 + x_{06}^*} = \frac{2.367 \cdot 0.956}{2.367 + 0.956} = 0.681$$

Тоді еквівалентний опір схеми становитиме:

$$x_e = x_6 = 0.681.$$

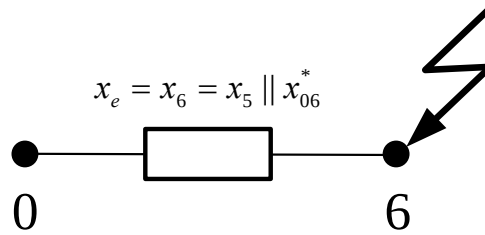


Рисунок 2.4 – Схема заміщення після третього етапу перетворення

Розрахунок трифазного КЗ на шинах 110 кВ

Приймемо наступні базисні умови:

$$U_{\bar{6}} = 115 \text{ кВ}; \quad S_{\bar{6}} = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\bar{6}}}{x_e} = \frac{1 \cdot 5,02}{0,681} = 7,372 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ (ударний коефіцієнт $k_y = 1,8$):

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,372 = 18,767 \text{ кА}.$$

При цьому найбільше значення діючого повного струму КЗ становить:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 7,372 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 11,132 \text{ кА}.$$

Розрахунок двофазного КЗ на шинах 110 кВ

При розрахунку двофазного КЗ слід враховувати коефіцієнт пропорційності:

$$m^{(2)} = \sqrt{3}$$

Тоді періодична складова струму КЗ становитиме:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \frac{U \cdot I_{\bar{6}}}{x_e^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 5,02}{1,362} = 6,385 \text{ кА},$$

$$\text{де } x_e^{(2)} = x_{e1} + x_{e2} = 0,681 + 0,681 = 1,362.$$

Ударний струм КЗ (ударний коефіцієнт $k_y = 1,8$):

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,385 = 16,253 \text{ кА}.$$

При цьому найбільше значення діючого повного струму КЗ становить:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6.385 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 9.641 \text{ кА.}$$

Розрахунок однофазного КЗ на шинах 110 кВ

Для виконання даного розрахунку спочатку необхідно визначити еквівалентний опір нульової послідовності.

У випадку з'єднання обмоток ВН-СН-НН по схемі $Y_n-Y_n-\Delta-11$, струм нульової послідовності не обтікає обмотку середньої напруги трансформатора. Триобмотковий трансформатор для струмів нульової послідовності представляється двообмотковим та зображується на схемі заміщення у вигляді опору x_{B-H} [5].

Схему заміщення нульової послідовності зображено на рис. 2.5.

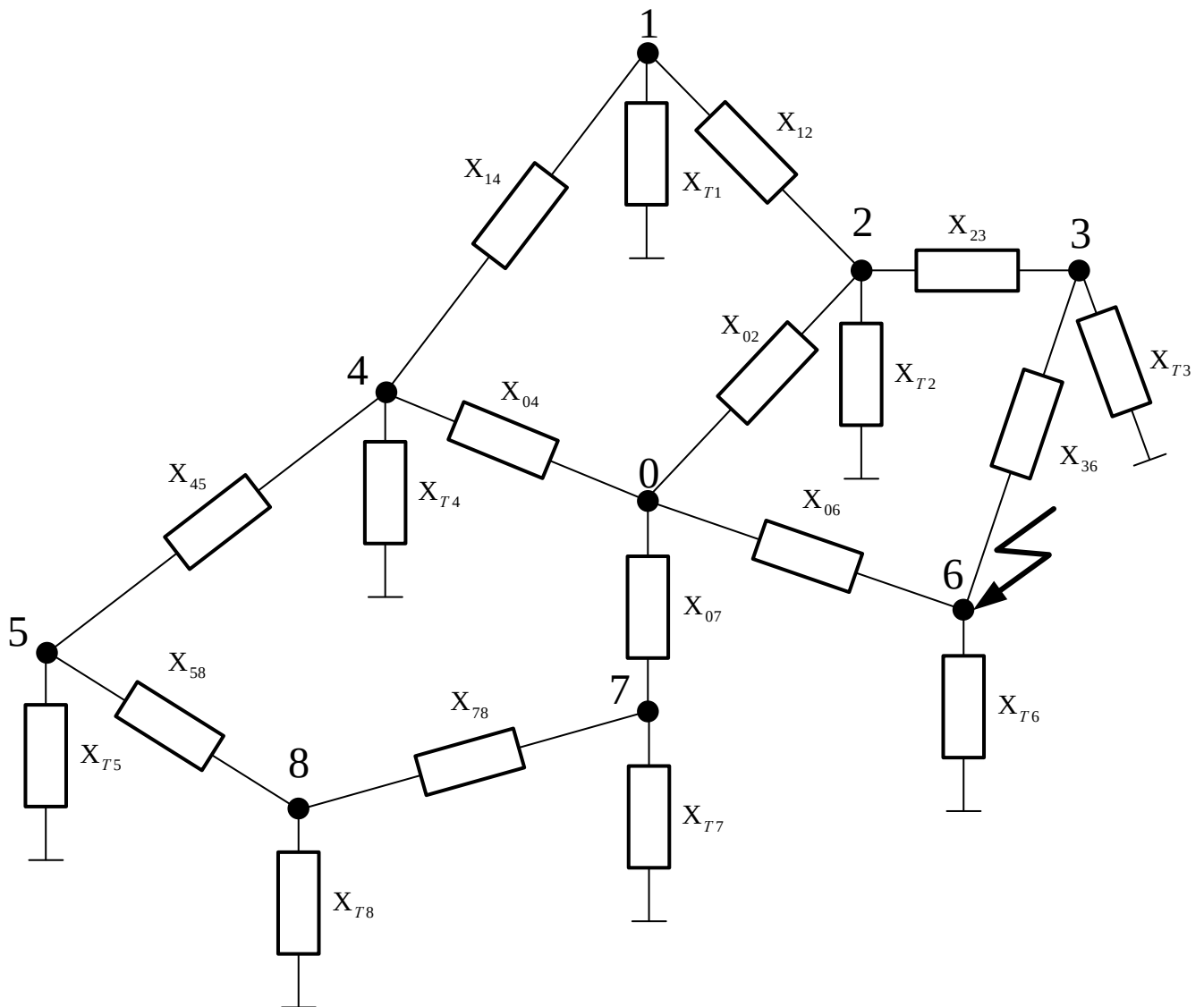


Рисунок 2.5 – Схема заміщення нульової послідовності

Виконаємо перерахунок опорів ділянок для нульової послідовності:

$$x_{02(0)}^* = 3 \cdot x_{02}^* = 2.565;$$

$$x_{04(0)}^* = 3 \cdot x_{04}^* = 2.028;$$

$$x_{06(0)}^* = 3 \cdot x_{06}^* = 2.868;$$

$$x_{07(0)}^* = 3 \cdot x_{07}^* = 1.814;$$

$$x_{12(0)}^* = 3 \cdot x_{12}^* = 2.822;$$

$$x_{14(0)}^* = 3 \cdot x_{14}^* = 3.597;$$

$$x_{23(0)}^* = 3 \cdot x_{23}^* = 1.995;$$

$$x_{36(0)}^* = 3 \cdot x_{36}^* = 3.155;$$

$$x_{45(0)}^* = 3 \cdot x_{45}^* = 3.27;$$

$$x_{58(0)}^* = 3 \cdot x_{58}^* = 2.822;$$

$$x_{78(0)}^* = 3 \cdot x_{78}^* = 3.026.$$

Визначимо опори заміщення для трансформаторів:

$$x_{T1} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{K-B1\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{H1}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10.75}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2.15;$$

$$x_{T2} = x_{T3} = x_{T7} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{K-6\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10.75}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 5.375;$$

$$x_{T4} = x_{T6} = x_{T8} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{K-6\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10.75}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 3.359;$$

$$x_{T5} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{K35\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{H5}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10.5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 5.25.$$

Виконуємо спрощення схеми заміщення нульової послідовності. Етапи перетворення зображено на рис. 2.6 – 2.1 .

$$x_1 = x_{12(0)}^* + x_{14(0)}^* + \frac{x_{12(0)}^* \cdot x_{14(0)}^*}{x_{T1}} = 2.822 + 3.597 + \frac{2.822 \cdot 3.597}{2.15} = 11.14;$$

$$x_2 = x_{14(0)}^* + x_{T1} + \frac{x_{14(0)}^* \cdot x_{T1}}{x_{12(0)}^*} = 3.597 + 2.15 + \frac{3.597 \cdot 2.15}{2.822} = 8.488;$$

$$x_3 = x_{12(0)}^* + x_{T1} + \frac{x_{12(0)}^* \cdot x_{T1}}{x_{14(0)}^*} = 2.822 + 2.15 + \frac{2.822 \cdot 2.15}{3.597} = 6.658;$$

$$x_4 = \frac{x_{T4} \cdot x_2}{x_{T4} + x_2} = \frac{3.359 \cdot 8.488}{3.359 + 8.488} = 2.407;$$

$$x_5 = \frac{x_{T2} \cdot x_3}{x_{T2} + x_3} = \frac{5.375 \cdot 6.658}{5.375 + 6.658} = 2.974.$$

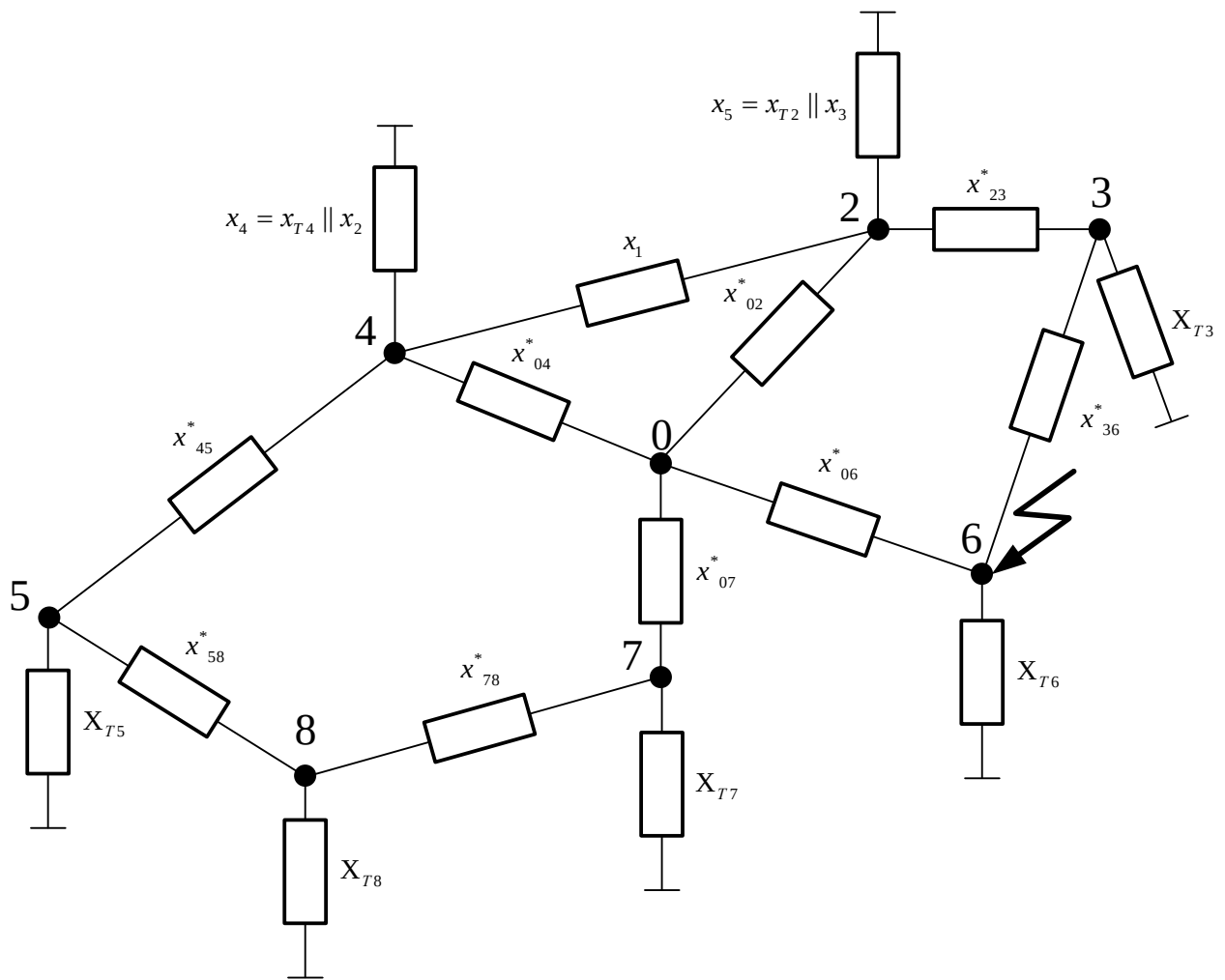


Рисунок 2.6 – Схема заміщення нульової послідовності після 1-го етапу перетворення

$$x_6 = x_{23(0)}^* + x_{36(0)}^* + \frac{x_{23(0)}^* \cdot x_{36(0)}^*}{x_{T3}} = 1.995 + 3.155 + \frac{1.995 \cdot 3.155}{5.375} = 6.321;$$

$$x_7 = x_{23(0)}^* + x_{T3} + \frac{x_{23(0)}^* \cdot x_{T3}}{x_{36(0)}^*} = 1.995 + 5.375 + \frac{1.995 \cdot 5.375}{3.155} = 10.77;$$

$$x_8 = x_{36(0)}^* + x_{T3} + \frac{x_{36(0)}^* \cdot x_{T3}}{x_{23(0)}^*} = 3.155 + 5.375 + \frac{3.155 \cdot 5.375}{1.995} = 17.029;$$

$$x_9 = \frac{x_5 \cdot x_7}{x_5 + x_7} = \frac{2.974 \cdot 10.77}{2.974 + 10.77} = 2.331;$$

$$x_{10} = \frac{x_{T6} \cdot x_8}{x_{T6} + x_8} = \frac{3.359 \cdot 17.029}{3.359 + 17.029} = 2.806;$$

$$x_{11} = x_{58(0)}^* + x_{78(0)}^* + \frac{x_{58(0)}^* \cdot x_{78(0)}^*}{x_{T8}} = 2.822 + 3.026 + \frac{2.822 \cdot 3.026}{3.359} = 8.389;$$

$$x_{12} = x_{58(0)}^* + x_{T8} + \frac{x_{58(0)}^* \cdot x_{T8}}{x_{78(0)}^*} = 2.822 + 3.359 + \frac{2.822 \cdot 3.359}{3.026} = 9.314;$$

$$x_{13} = x_{78(0)}^* + x_{T8} + \frac{x_{78(0)}^* \cdot x_{T8}}{x_{58(0)}^*} = 3.026 + 3.359 + \frac{3.026 \cdot 3.359}{2.822} = 9.987;$$

$$x_{14} = \frac{x_{T5} \cdot x_{12}}{x_{T5} + x_{12}} = \frac{5.25 \cdot 9.314}{5.25 + 9.314} = 3.358;$$

$$x_{15} = \frac{x_{T7} \cdot x_{13}}{x_{T7} + x_{13}} = \frac{5.375 \cdot 9.987}{5.375 + 9.987} = 3.494.$$

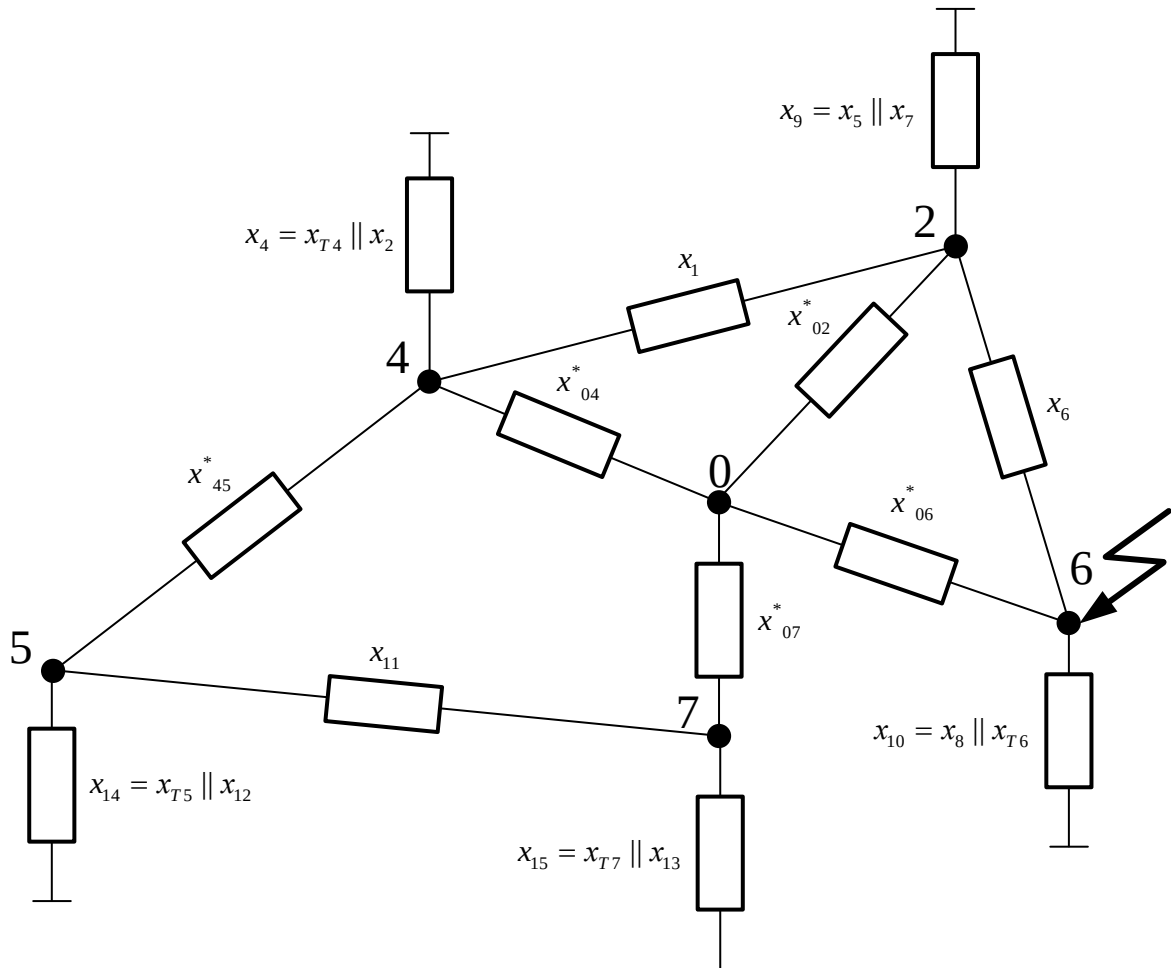


Рисунок 2.7 – Схема заміщення нульової послідовності після 2-го етапу перетворення

$$x_{16} = x_{45(0)}^* + x_{11} + \frac{x_{45(0)}^* \cdot x_{11}}{x_{14}} = 3.27 + 8.389 + \frac{3.27 \cdot 8.389}{3.358} = 19.831;$$

$$x_{17} = x_{45(0)}^* + x_{14} + \frac{x_{45(0)}^* \cdot x_{14}}{x_{11}} = 3.27 + 3.358 + \frac{3.27 \cdot 3.358}{8.389} = 7.937;$$

$$x_{18} = x_{11} + x_{14} + \frac{x_{11} \cdot x_{14}}{x_{45(0)}^*} = 8.389 + 3.359 + \frac{8.389 \cdot 3.359}{3.27} = 20.36;$$

$$x_{19} = \frac{x_{18} \cdot x_{15}}{x_{18} + x_{15}} = \frac{20.36 \cdot 3.494}{20.36 + 3.494} = 2.983;$$

$$x_{20} = \frac{x_4 \cdot x_{17}}{x_4 + x_{17}} = \frac{2.407 \cdot 7.937}{2.407 + 7.937} = 1.847.$$

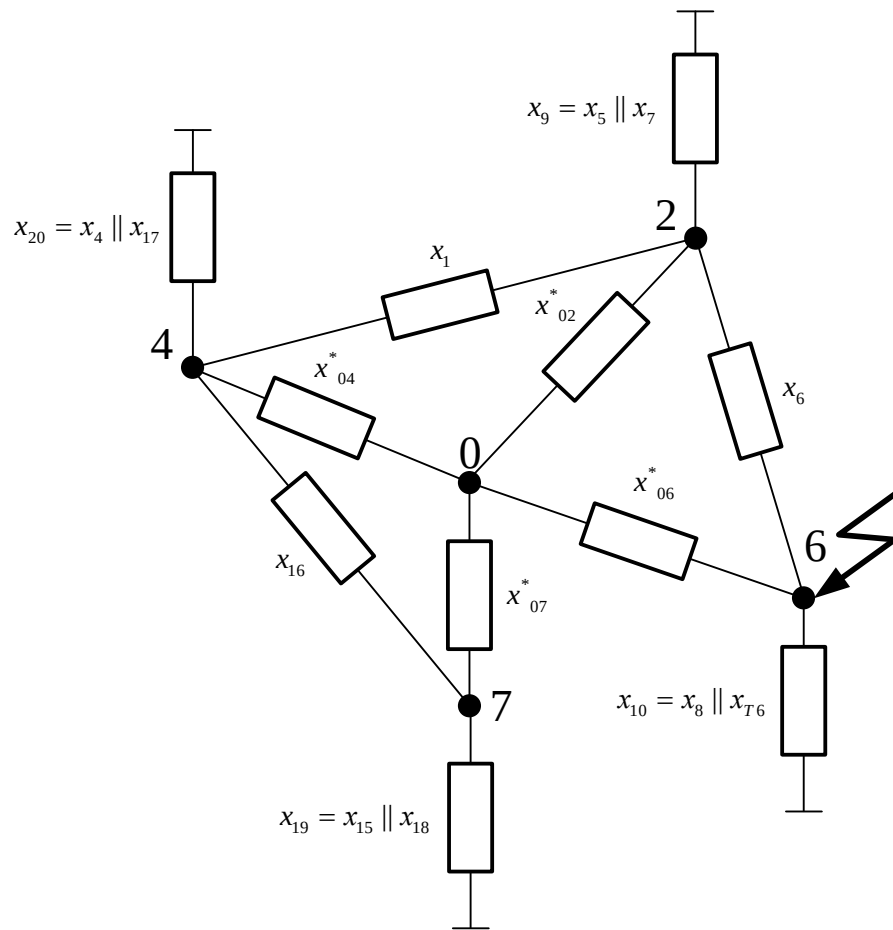


Рисунок 2.8 – Схема заміщення нульової послідовності після 3-го етапу перетворення

$$x_{21} = \frac{x_{04}^* \cdot x_{02}^*}{x_{04}^* + x_{02}^* + x_1} = \frac{2.028 \cdot 2.565}{2.028 + 2.565 + 11.14} = 0.331;$$

$$x_{22} = \frac{x_1 \cdot x_{02}^*}{x_{04}^* + x_{02}^* + x_1} = \frac{11.14 \cdot 2.565}{2.028 + 2.565 + 11.14} = 1.816;$$

$$x_{23} = \frac{x_1 \cdot x_{04}^*}{x_{04}^* + x_{02}^* + x_1} = \frac{11.14 \cdot 2.028}{2.028 + 2.565 + 11.14} = 1.436;$$

$$x_{24} = \frac{x_{19} \cdot x_{20}}{x_{19} + x_{20} + x_{16}} = \frac{2.983 \cdot 1.847}{2.983 + 1.847 + 19.831} = 0.223;$$

$$x_{25} = \frac{x_{16} \cdot x_{20}}{x_{19} + x_{20} + x_{16}} = \frac{19.831 \cdot 1.847}{2.983 + 1.847 + 19.831} = 1.485;$$

$$x_{26} = \frac{x_{16} \cdot x_{19}}{x_{19} + x_{20} + x_{16}} = \frac{19.831 \cdot 2.983}{2.983 + 1.847 + 19.831} = 2.398.$$

Просумуємо опори послідовних ділянок:

$$x_{27} = x_{23} + x_{25} = 1.436 + 1.485 = 2.921;$$

$$x_{28} = x_{26} + x_{07(0)}^* = 1.436 + 1.485 = 4.212.$$

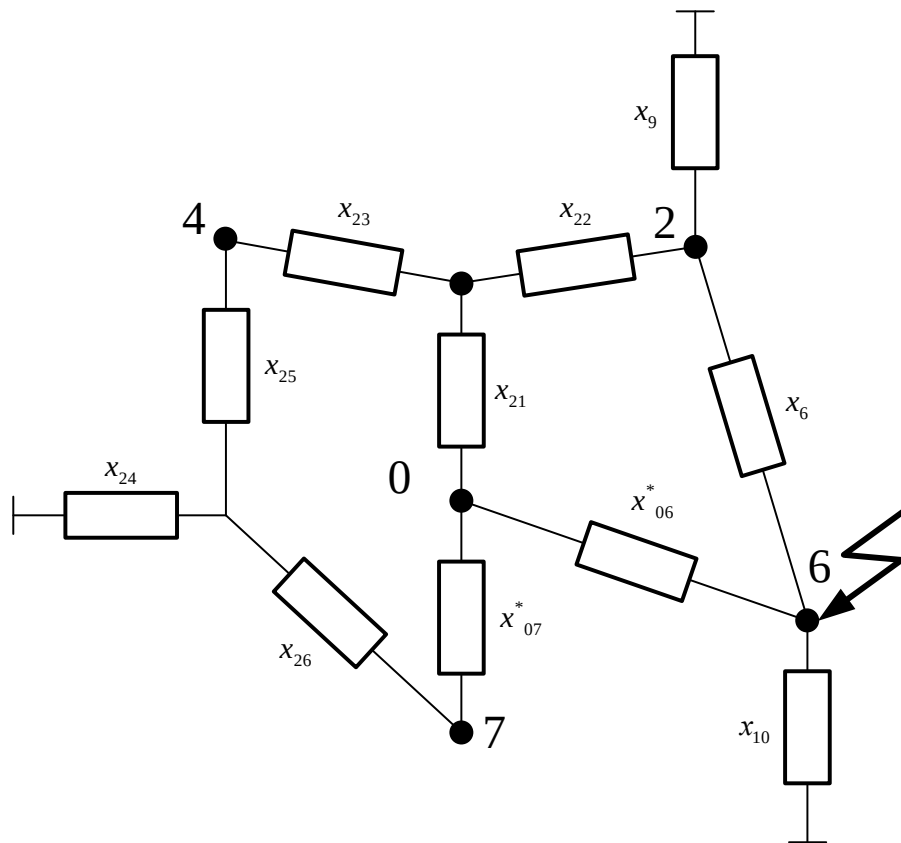


Рисунок 2.9 – Схема заміщення нульової послідовності після 4-го етапу перетворення

$$x_{29} = \frac{x_{27} \cdot x_{28}}{x_{27} + x_{28} + x_{21}} = \frac{2.921 \cdot 4.212}{2.921 + 4.212 + 0.331} = 1.649;$$

$$x_{30} = \frac{x_{27} \cdot x_{21}}{x_{27} + x_{28} + x_{21}} = \frac{2.921 \cdot 0.331}{2.921 + 4.212 + 0.331} = 0.129;$$

$$x_{31} = \frac{x_{28} \cdot x_{21}}{x_{27} + x_{28} + x_{21}} = \frac{4.212 \cdot 0.331}{2.921 + 4.212 + 0.331} = 0.187;$$

$$x_{32} = \frac{x_9 \cdot x_{10}}{x_9 + x_{10} + x_6} = \frac{2.331 \cdot 2.806}{2.331 + 2.806 + 6.321} = 0.571;$$

$$x_{33} = \frac{x_9 \cdot x_6}{x_9 + x_{10} + x_6} = \frac{2.331 \cdot 6.321}{2.331 + 2.806 + 6.321} = 1.286;$$

$$x_{34} = \frac{x_{10} \cdot x_6}{x_9 + x_{10} + x_6} = \frac{2.806 \cdot 6.321}{2.331 + 2.806 + 6.321} = 1.548;$$

$$x_{35} = x_{24} + x_{29} = 0.223 + 1.649 = 1.872;$$

$$x_{36} = x_{30} + x_{22} + x_{33} = 0.129 + 1.816 + 1.286 = 3.232.$$

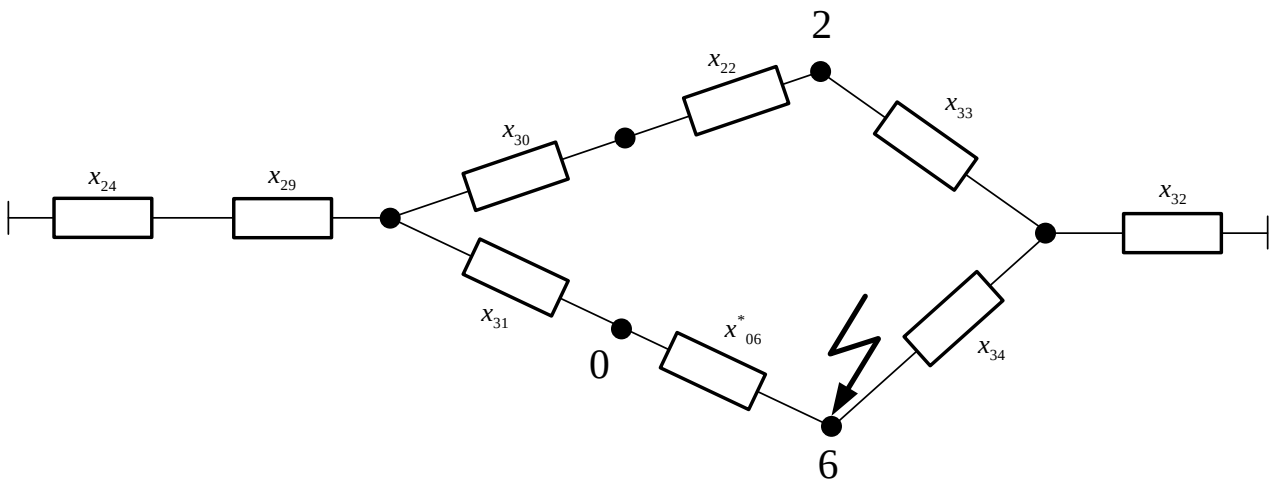


Рисунок 2.10 – Схема заміщення нульової послідовності після 5-го етапу перетворення

$$x_{37} = \frac{x_{35} \cdot x_{32}}{x_{35} + x_{32} + x_{36}} = \frac{1.872 \cdot 0.571}{1.872 + 0.571 + 3.232} = 0.188;$$

$$x_{38} = \frac{x_{35} \cdot x_{36}}{x_{35} + x_{32} + x_{36}} = \frac{1.872 \cdot 3.232}{1.872 + 0.571 + 3.232} = 1.066;$$

$$x_{39} = \frac{x_{36} \cdot x_{32}}{x_{35} + x_{32} + x_{36}} = \frac{3.232 \cdot 0.571}{1.872 + 0.571 + 3.232} = 0.325.$$

Знаходимо суму опорів послідовних ділянок:

$$x_{40} = x_{31} + x_{38} = 0.187 + 1.066 = 1.253;$$

$$x_{41} = x_{34} + x_{39} = 1.548 + 0.325 = 1.873.$$

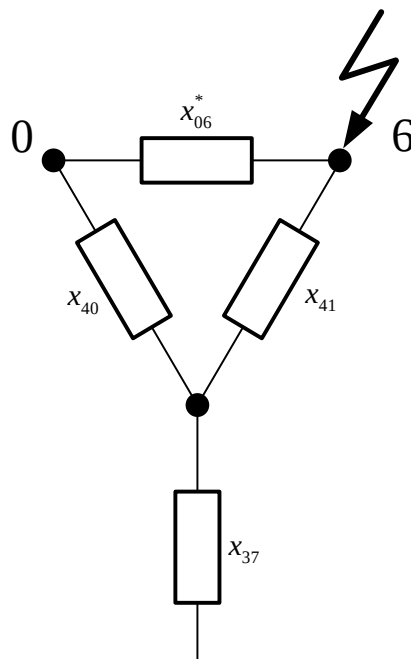


Рисунок 2.11 – Схема заміщення нульової послідовності після 6-го етапу перетворення

$$x_{42} = x_{40} + x_{41} + \frac{x_{40} \cdot x_{41}}{x_{37}} = 1.253 + 1.873 + \frac{1.253 \cdot 1.873}{0.188} = 15.588;$$

$$x_{43} = x_{40} + x_{37} + \frac{x_{40} \cdot x_{37}}{x_{41}} = 1.253 + 0.188 + \frac{1.253 \cdot 0.188}{1.873} = 1.567;$$

$$x_{44} = x_{37} + x_{41} + \frac{x_{37} \cdot x_{41}}{x_{40}} = 0.188 + 1.873 + \frac{0.188 \cdot 1.873}{1.253} = 2.343.$$

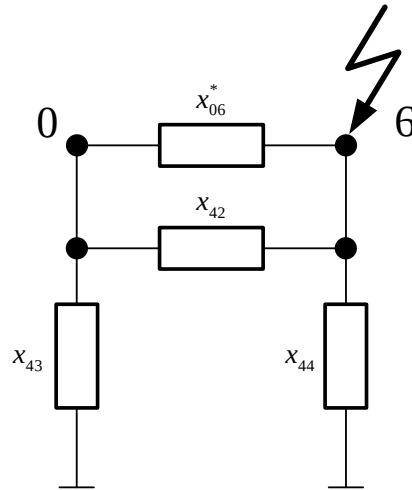


Рисунок 2.12 – Схема заміщення нульової послідовності після 7-го етапу перетворення

$$x_{45} = \frac{x_{42} \cdot x_{06}^*}{x_{42} + x_{06}^*} = \frac{15.588 \cdot 2.868}{15.588 + 2.868} = 2.422.$$

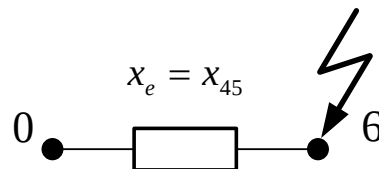


Рисунок 2.13 – Спрощена схема заміщення нульової послідовності

Відповідно еквівалентний опір схеми нульової послідовності становитиме:

$$x_e = x_{45} = 2.422.$$

При розрахунку однофазного КЗ слід враховувати коефіцієнт пропорційності:

$$m^{(1)} = 3$$

Тоді періодична складова струму КЗ становитиме:

$$I_{no}^{(1)} = m^{(1)} \frac{U \cdot I_{\phi}}{x_{0e}^{(1)}} = 3 \cdot \frac{1 \cdot 5,02}{0.681 + 0.681 + 2.422} = 3.98 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ (ударний коефіцієнт $k_y = 1,8$):

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3.98 = 10.131 \text{ кА.}$$

При цьому найбільше значення діючого повного струму КЗ становить:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3.98 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1.8 - 1)^2} = 6.009 \text{ кА}.$$

2.3.2 Розрахунок струмів КЗ на шинах 35 кВ

Прийнемо наступні базисні умови:

$$U_{\delta} = 38,5 \text{ кВ}; \quad S_{\delta} = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 14.996 \text{ кА}.$$

Для подальшого розрахунку необхідно визначити приведені значення опорів обмоток трансформаторів, що встановлені на підстанції в пункті №6.

$$x_{TB} = U_{KB6} \cdot \frac{S_B}{S_{n6}} = 10.75\% \cdot \frac{1000}{16} = 6.719;$$

$$x_{TC} = U_{KC6} \cdot \frac{S_B}{S_{n6}} = 0\% \cdot \frac{1000}{16} = 0;$$

$$x_{TH} = U_{KH6} \cdot \frac{S_B}{S_{n6}} = 6.25\% \cdot \frac{1000}{16} = 3.906;$$

$$x_e = x_{e(35)} = x_{e(110)} \cdot \left(\frac{38,5}{115}\right)^2 = 0.681 \cdot \left(\frac{38,5}{115}\right)^2 = 0.076.$$

Розрахунок трифазного КЗ на шинах 35 кВ

1) ШСВ Q1 включений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + \frac{x_{TB}}{2} = 0.076 + \frac{6.719}{2} = 3.436$$

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\delta}}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 14.996}{3.436} = 4.365 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ (ударний коефіцієнт $k_y = 1.8$):

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4.365 = 11.111 \text{ кА}.$$

При цьому найбільше значення діючого повного струму КЗ становить:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 4.365 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1.8 - 1)^2} = 6.591 \text{ кА}.$$

2) ШСВ Q1 відключений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + x_{TB} = 0.076 + 6.719 = 6.795$$

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\phi}}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 14.996}{6.795} = 2.207 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ (ударний коефіцієнт $k_y = 1,8$):

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2.207 = 5.618 \text{ кА}.$$

При цьому найбільше значення діючого повного струму КЗ становить:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2.207 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 3.332 \text{ кА}.$$

Розрахунок двофазного КЗ на шинах 35 кВ

При розрахунку двофазного КЗ слід враховувати коефіцієнт пропорційності:

$$m^{(2)} = \sqrt{3}$$

1) ШСВ Q1 включений

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 3.436 + 3.436 = 6.871$$

Тоді періодична складова струму КЗ становитиме:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \frac{U \cdot I_{\phi}}{x_e^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 14.996}{6.871} = 3.78 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ (ударний коефіцієнт $k_y = 1,8$):

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3.78 = 9.622 \text{ кА}.$$

При цьому найбільше значення діючого повного струму КЗ становить:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3.78 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 5.708 \text{ кА}.$$

2) ШСВ Q1 відключений

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 6.795 + 6.795 = 13.59$$

Періодична складова струму КЗ:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \frac{U \cdot I_{\phi}}{x_e^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 14.996}{13.59} = 1.911 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ (ударний коефіцієнт $k_y = 1,8$):

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,911 = 4,865 \text{ кА.}$$

При цьому найбільше значення діючого повного струму КЗ становить:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 1,911 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 2,886 \text{ кА.}$$

2.3.3 Розрахунок струмів КЗ на шинах 10 кВ

Прийmemo наступні базисні умови:

$$U_{\bar{o}} = 10,5 \text{ кВ}; \quad S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА.}$$

$$x_T = x_{TB} + x_{TH} = 10,625;$$

$$x_e = x_{e(10)} = x_{e(110)} \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,681 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,006.$$

Розрахунок трифазного КЗ на шинах 10 кВ

1) ШСВ Q1 включений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + \frac{x_T}{2} = 5,318$$

Тоді періодична складова струму КЗ становитиме:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\bar{o}}}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 54,986}{5,318} = 10,339 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ (ударний коефіцієнт $k_y = 1,8$):

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,339 = 26,319 \text{ кА.}$$

При цьому найбільше значення діючого повного струму КЗ становить:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 10,339 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 15,612 \text{ кА.}$$

2) ШСВ Q1 відключений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + x_T = 10,631$$

Тоді періодична складова струму КЗ становитиме:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\bar{o}}}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 54,986}{10,631} = 5,172 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ (ударний коефіцієнт $k_y = 1,8$):

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5.172 = 13.167 \text{ кА}.$$

При цьому найбільше значення діючого повного струму КЗ становить:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 5.172 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 7.81 \text{ кА}.$$

Розрахунок двофазного КЗ на шинах 10 кВ

При розрахунку двофазного КЗ слід враховувати коефіцієнт пропорційності:

$$m^{(2)} = \sqrt{3}$$

1) ШСВ Q1 включений

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 10.636$$

Тоді періодична складова струму КЗ становитиме:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \frac{U \cdot I_{\phi}}{x_e^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 54.986}{10.636} = 8.954 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ (ударний коефіцієнт $k_y = 1,8$):

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 8.954 = 22.793 \text{ кА}.$$

При цьому найбільше значення діючого повного струму КЗ становить:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 8.954 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 13.52 \text{ кА}.$$

2) ШСВ Q1 відключений

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = 21.261$$

Тоді періодична складова струму КЗ становитиме:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \frac{U \cdot I_{\phi}}{x_e^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 54.986}{21.261} = 4.479 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ (ударний коефіцієнт $k_y = 1,8$):

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4.479 = 11.403 \text{ кА}.$$

При цьому найбільше значення діючого повного струму КЗ становить:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 4.479 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 6.764 \text{ кА}.$$

Розрахункові значення струмів короткого замикання зведені в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Розрахункові значення струмів КЗ

Місце КЗ та його умови		Вид КЗ	I_{no} , кА	i_y , кА	I_n , кА
ВРП 110 кВ		3-фазне	7.372	18.767	11.132
		2-фазне	6.385	16.253	9.641
		1-фазне	3.98	10.131	6.009
ВРП 35 кВ	ШСВ вкл.	3-фазне	4.365	11.111	6.591
		2-фазне	3.78	9.622	5.708
	ШСВ відкл.	3-фазне	2.207	5.618	3.332
		2-фазне	1.911	4.865	2.886
ЗРП 10 кВ	ШСВ вкл.	3-фазне	10.339	26.319	15.612
		2-фазне	8.954	22.793	13.52
	ШСВ відкл.	3-фазне	5.172	13.167	7.81
		2-фазне	4.479	11.403	6.764

2.4 Вибір та перевірка основних електричних апаратів та елементів на підстанції

2.4.1 Вибір та перевірка вимикачів

Вимикачі 110 кВ

Вимикачі обираються за напругою електроустановки $U_{уст}$ та за значенням довготривалого допустимого максимального струму I_{max} . При цьому також повинні виконуватися умови:

$$U_{уст} \leq U_{ном.вык.};$$

$$I_{max} \leq I_{ном.вык.}$$

Перевірка вимикача виконується за умовами короткого замикання – за електродинамічною стійкістю та перевіркою на термічну стійкість за тепловим імпульсом [5].

Приймаємо до встановлення елегазовий вимикач ВГТ-110-40/2500НУ1 [6]. Перевірку виконаємо у вигляді таблиці (табл. 2.4).

Спочатку необхідно визначити значення довготривалого максимального струму, що протікає через вимикач.

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,458 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$$

Таблиця 2.4 – Перевірка вимикача на стороні 110 кВ

Розрахункові дані	Характеристики вимикача
$I_{\text{по}} = 7,372 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с.}} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 18.767 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}} = 102 \text{ кА}$
$B_K = I_{\text{по}} \cdot (0.16 + 0.02) = 9.782 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{нт}} = 11.132 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$

Умови КЗ для цього вимикача відповідають приведеним в таблиці. До установки приймається вимикач ВГТ-110-40/2500НУ1.

Вимикачі 35 кВ

Виконаємо перевірку за умовами КЗ вимикачів приєднань трансформаторів та шинних секційних вимикачів, що розміщуються в комірках КУ-35. Вимикачі приєднань трансформаторів вибрано за номінальним струмом:

$$I_{\text{н.вык}} = 630 \text{ А} \geq I_{\max} = \frac{S_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\text{сн}} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{13750}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 283.52 \text{ А}$$

Приймаємо до встановлення елегазовий вимикач типу ВГБ-35-12.5/630 [6]. Перевірку виконаємо у вигляді таблиці (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 – Перевірка вимикача на стороні 35 кВ

Розрахункові дані	Характеристики вимикача
$I_{\text{по}} = 4.365 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с.}} = 12,5 \text{ кА}$
$i_y = 11,111 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}} = 35 \text{ кА}$
$B_K = I_{\text{по}} \cdot (0.09 + 0.02) = 2.096 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{нт}} = 6.591 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 12,5 \text{ кА}$

Умови КЗ для цього вимикача відповідають приведеним в таблиці. Отже вимикач ВГБ-35-12.5/630 приймаємо до установки.

Вимикачі 10 кВ

$$I_{н.вык} = 630 \text{ А} \geq I_{\max} = \frac{S_{нн}}{\cos \varphi_{нн} \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = \frac{8000}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 586.515 \text{ А}$$

Встановлюємо вакуумний вимикач типу ВР1-10-20/630 [7].

Перевірку за умовами КЗ виконаємо у вигляді таблиці (табл. 2.6).

Таблиця 2.6 – Перевірка вимикача на стороні 35 кВ

Розрахункові дані	Характеристики вимикача
$I_{по} = 10.339 \text{ кА}$	$I_{пр.с.} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 26.319 \text{ кА}$	$i_{пр.с.} = 52 \text{ кА}$
$B_k = I_{по} \cdot (0.01 + 0.02) = 3.207 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{nt} = 15.612 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$

Умови КЗ для цього вимикача відповідають приведеним в таблиці. Отже приймаємо вимикач ВР1-10-20/630 до установки.

2.4.2 Вибір та перевірка роз'єднувачів

Роз'єднувачі обираються за номінальним значенням напруги і тривалого струму, а перевіряються на термічну й електродинамічну стійкість до струмів короткого замикання [5].

Виконаємо вибір та перевірку роз'єднувачів. Результати перевірки наведемо в таблицях 2.7 – 2.9.

На стороні 110 кВ приймаємо до встановлення роз'єднувачі типу РДЗ-2-110/1000НУХЛ1 [7].

Таблиця 2.7 – Перевірка вимикача на стороні 110 кВ

Розрахункові дані	Характеристики вимикача
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 112.458 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 18.767 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 9.782 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороні 35 кВ приймаємо до встановлення роз'єднувачі типу РДЗ-2-35/1000НУХЛ1 [7].

Таблиця 2.8 – Перевірка вимикача на стороні 35 кВ

Розрахункові дані	Характеристики вимикача
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 283.52 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 11.111 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 2.096 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ЗРП-10 кВ передбачається з установкою шаф КМ-1Ф на базі вакуумних вимикачів.

Таблиця 2.8 – Перевірка вимикача на стороні 10 кВ

Розрахункові дані	Характеристики вимикача
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 586.515 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_y = 26.319 \text{ кА}$	$I_{дин} = 81 \text{ кА}$

Для вимикачів на стороні 10 кВ термічна стійкість забезпечується при виготовленні комплектного розподільного пристрою.

2.4.3 Вибір та перевірка збірних шин

Збірні шини 35 кВ

Шини розташовуються у відсіку комплектного розподільного пристрою серії КУ-35 у горизонтальному положенні й закріплюються на опорних ізоляторах.

Оберемо збірні шини на стороні 35 кВ.

Прийmemo фазами міжфазну відстань: $a = 0,43$ м;

Довжина прольоту становить: $l = 1,5$.

Вибір шин здійснюється за струмом найпотужнішого потужного приєднання, а саме – приєднання трансформатора при найважчому режимі роботи, коли в роботі лише один трансформатор, який і покриває все навантаження сторони середньої напруги [5, 6].

Обираємо тверді алюмінієві шини коробчатого перетину 75х35х5,5 мм перетином 2х695 мм².

$$I_{\text{доп}} = 2670 \text{ А} \geq I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{CH}}}{\cos \varphi_{\text{CH}} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{13750}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 283.52 \text{ А}.$$

Як бачимо, даний перетин задовольняє вимоги допустимого нагрівання шин за нормального режиму роботи.

Тепловий імпульс: $B_{\kappa} = 2.096 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Визначимо температуру шин за нормального режиму:

$$\Theta = \Theta_0 + (\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{0\text{ном}}) \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \left(\frac{283.52}{2670} \right)^2 = 25.507 \text{ } ^\circ\text{C},$$

де $\Theta_0 = \Theta_{0\text{ном}} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура навколишнього середовища;

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

Визначимо температуру шин при КЗ для $f = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$:

$$f_{\kappa} = f + k \frac{B_{\kappa}}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \frac{2.096 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)^2} = 30 \text{ } ^\circ\text{C}, \text{ де } k = 1,054 \cdot 10^{-2}.$$

Дане значення є значно меншим, ніж допустима температура для алюмінієвих шин, що становить 200 °С. Отже шини обрано вірно.

Збірні шини 10 кВ

На стороні низької напруги шини розташовуються у відсіку комплектного розподільного пристрою серії КМ-1Ф у вершинах рівностороннього трикутника та кріпляться на опорних ізоляторах.

Оберемо збірні шини на стороні 10 кВ.

Прийmemo фазами міжфазну відстань: $a = 0,34$ м;

Довжина прольоту становить: $l = 0,8$.

Вибір шин здійснюється за струмом найпотужнішого потужного приєднання, а саме – приєднання трансформатора при найважчому режимі роботи, коли в роботі лише один трансформатор, який і покриває все навантаження сторони низької напруги.

Обираємо тверді алюмінієві шини коробчатого перетину $75 \times 35 \times 5,5$ мм перетином 2×695 мм².

$$I_{\text{доп}} = 2670 \text{ А} \geq I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{нн}}}{\cos \varphi_{\text{нн}} \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = \frac{8000}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 615.84 \text{ А}.$$

Як бачимо, даний перетин задовольняє вимоги допустимого нагрівання шин за нормального режиму роботи.

Тепловий імпульс: $B_K = 3.207 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Визначимо температуру шин за нормального режиму:

$$\Theta = \Theta_0 + (\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{0\text{ном}}) \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \left(\frac{615.84}{2670} \right)^2 = 27.394 \text{ } ^\circ\text{C},$$

де $\Theta_0 = \Theta_{0\text{ном}} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура навколишнього середовища;

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

Визначимо температуру шин при КЗ для $f = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$:

$$f_K = f + k \frac{B_K}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \frac{3.207 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)^2} = 30 \text{ } ^\circ\text{C}, \text{ де } k = 1,054 \cdot 10^{-2}.$$

Дане значення є значно меншим, ніж допустима температура для алюмінієвих шин, що становить $200 \text{ } ^\circ\text{C}$. Отже шини обрано вірно.

2.5 Вибір вимірювального обладнання на підстанції

За допомогою контрольно-вимірювальних приладів виконується контроль режиму роботи основного та допоміжного обладнання на підстанції.

До шин високої напруги приєднано 2 трансформатори напруги НКФ-110-83У1, а до шин низької напруги – трансформатори НТМИ-10-66 [6].

Виконаємо розрахунок вторинного навантаження для даних ТН, результати розрахунків наведемо у таблицях 2.10 – 2.11.

Таблиця 2.10 – Вторинне навантаження ТН на шинах 110 кВ

Назва приладу	Тип приладу	Потужність, що споживається однією котушкою, ВА	Кількість котушок	$\cos j$	$\sin j$	Кількість приладів	Загальна потужність	
							P , Вт	Q , ВАр
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Лічильник активної енергії	СА4У-І672М	8	1	0,25	0,97	3	6	23,28
Лічильник реактивної енергії	СА4У-І676М	12	1	0,25	0,97	1	9	34,92
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Всього							22	58,2

Сумарна споживана потужність вимірювального обладнання на шинях 110 кВ:

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

Таблиця 2.11 – Вторинне навантаження ТН на шинах 10 кВ

Назва приладу	Тип приладу	Потужність, що споживається однією котушкою, ВА	Кількість котушок	$\cos j$	$\sin j$	Кількість приладів	Загальна споживана потужність	
							P , Вт	Q , Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Лічильник активної енергії	СА4У-І672М	8	1	0,25	0,97	11	22	23,28
Лічильник реактивної енергії	СА4У-І676М	12	1	0,25	0,97	11	33	34,92
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Всього							62	213,4

Сумарна споживана потужність вимірювального обладнання на шинах 10 кВ:

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

Приймаємо, що до шин високої напруги приєднано 3 трансформатори струму ТФЗМ-110Б-1У1 [6]. Його паспортні дані:

$$U_n = 110 \text{ кВ;}$$

$$I_{1ном} = 300 \text{ А;}$$

$$I_{2ном} = 5 \text{ А;}$$

$$K_{дин} = 62 ;$$

$$T_{терм} = 3 \text{ с;}$$

$$K_{терм} = 12 ;$$

$$T_a = 0,03 \text{ с;}$$

Вибір ТС здійснюється окремо для кожного з ланцюгів ланцюга, у яких передбачається їхня установка. При цьому необхідно, щоб вони відповідали:

а) за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}^{TT},$$

$$110 \leq 110 \text{ кВ;}$$

б) за струмом:

$$I_{ндоп} \leq I_{1ном}^{TT},$$

$$112,458 \text{ А} \leq 300 \text{ А;}$$

в) за конструкцією й класом точності;

г) за електродинамічною стійкістю (не стосується шинних трансформаторів):

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

$$18,767 \leq 26,3 \text{ кА;}$$

д) за термічною стійкістю:

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

$$9,782 \text{ кА} \leq 38,8 \text{ кА;}$$

е) за вторинним навантаженням:

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

$$R_{пров} = 0,4 \text{ Ом}, R_{кон} = 0,15 \text{ Ом}; \quad R_{сум} = 0,978 \leq R_{доп} = 1,2.$$

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження ТС на шинах 110 кВ

Назва приладу	Тип приладу	Навантаження у фазах, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-337	0,2	0,2	0,2
Ватметр	Д-355	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	И-670	5	-	5
Лічильник реактивної енергії	И-684	5	-	5

Аналогічно здійснюємо вибір трансформаторів струму на шинах середньої та низької напруги.

На шинах 10 кВ встановлюємо ТС типу ТПЛК-10-У3 [6].

81На шинах 35 кВ встановлюємо ТС типу ТЛК-35 [6].

2.6 Вибір джерел оперативного струму на підстанції

2.6.1 Джерела змінного оперативного струму

В якості джерел змінного оперативного струму підстанцій в основному приймаються ТС, ТН та трансформатори власних потреб (ТВП).

ТС вважаються найнадійнішими джерелами оперативного струму.

За умови живлення оперативних ліній ланцюгів від ТС оперативним струмом є струм КЗ, що проходить через його вторинній обмотці. Його значення забезпечує надійність роботи РЗ. ТН використовуються як джерела оперативного струму для захисту від 1-фазних замикань на землю в мережі з ізольованою нейтраллю.

На даній підстанції у якості джерела оперативного струму приймемо систему оперативного живлення на змінному струмі та напрузі.

Для забезпечення живлення складних дистанційних і диференційно-фазних захистів вимикачів 110 кВ та апаратури височастотного зв'язку та телемеханіки буде застосовуватися акумуляторна батарея типу АК-12 напругою 110 [5].

2.6.2 Джерела постійного оперативного струму

На підстанції з розподільним пристроєм РП-110 кВ є необхідність використання постійного оперативного струму.

У якості джерела постійного оперативного струму виступає стаціонарна кислотна акумуляторна батарея, для якої допускається короткочасний режим розряду.

На ПС акумуляторна батарея працює в режимі постійного підзаряду. При цьому режимі живлення навантаження здійснюється від випрямних підзарядних пристроїв, які підключено до мережі змінного струму. Акумуляторна батарея за даного режиму навантаження не несе, а схема споживає певний струм для компенсації саморозряду. У випадку, коли з'являється незначне короткочасне навантаження акумуляторна батарея приймає його на себе.

При зникненні змінного струму акумуляторна батарея приймає на себе навантаження електроприймачів постійного струму для того, щоб забезпечити роботу РЗ, пристроїв телемеханіки та зв'язку, а також роботу вимикачів.

Для засобів зв'язку та телемеханіки тривалість аварійного режиму – 1-2 секунди, а для всіх інших приймачів – до 30 хвилин [5].

2.7 Розрахунок акумуляторної батареї і зарядного пристрою

Виконаємо розрахунок навантаження на акумуляторну батарею за [5] та представимо їх результати в таблиці 2.13

Таблиця 2.13 – Навантаження на акумуляторну батарею

Приймачі постійного оперативного струму	Кількість	Р _н , кВт	I _н , А	Р _{розрах}	Пуск I, А	Розрахункові навантаження		
						Ав. реж. 30хв.	Штовх. I в авар. реж.	Макс. Штовх. I
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	200	-	200	200	200
Приводи вимикачів	1	-	450	-	-	-	450	-
Встроєний електромагнітний привод для ВМП-10	1	-	58	-	-	-	58	-
ШПЕ-10 для ВМК-35	-	-	720	-	-	-	-	720
Перетворювальні агрегати зв'язку	1	1,72	38	30	100	30	100	30
Всього	-	-	-	-	-	255	575	975

Розрахуємо кількість елементів, що будуть приєднані до шин у режимі постійного підзаряду:

$$n_0 = \frac{U_{III}}{U_{III}} = \frac{230}{2.15} = 108$$

Визначимо типовий номер батареї N:

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

де $I_{авар}$ - приймаємо за таблицею, j – допустиме навантаження припустимого розряду, приведене до першого номера акумуляторів залежно від температури електроліту $j = 25$.

Виконаємо перевірку за максимальним штовхальним струмом:

$$46 \cdot N > I_{макс};$$

$$46 \cdot 12 = 552 < I_{t,макс} = 975;$$

Отже, необхідно обрати акумулятори з типовим номером:

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

Отже приймаємо СК 24.

Розрахуємо підзарядний пристрій:

$$I_{III} > 0,15 \cdot N + I_{II} = 0,15 \cdot 24 + 25 = 28,6 \text{ A};$$

$$U_{III} = 2,15 \cdot 108 = 232 \text{ B};$$

Тому обираємо підзарядний пристрій типу ВАЗП-380/260-40/80 розрахований на напругу 380-260 В та струм 40-80 А.

Потужність у режимі підзарядки і живлення установок становить: 23 кВА ($\cos\varphi=0,87$).

Розрахуємо зарядний пристрій:

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

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

2.8 Освітлення на підстанції

На ПС 110/35/10 кВ в пункті №6 схеми буде застосовуватись природне та штучне освітлення.

Для освітлення території підстанції приймемо прожектори ПЗС-45 потужністю 1000 Вт напругою 220 В, які будуть встановлені на окремих стійках висотою 22 м у кутках підстанції. Живлення прожекторів буде здійснюватись від трансформаторів власних потреб.

Освітлення приміщень буде здійснюватися світильниками з люмінесцентними лампами та LED лампами.

Робоче освітлення буде живитися напругою 220 В змінного струму, ремонтне освітлення – напругою 12 В змінного струму, а аварійне буде живитися від блоку аварійного освітлення напругою 220 В.

Увімкнення освітлення здійснюватиметься обслуговуючим персоналом за допомогою вимикачів. Аварійне освітлення вмикатиметься автоматично при зникненні робочого освітлення.

Живлення аварійного освітлення буде здійснюється від акумуляторних батарей. Освітлення закритого розподільного пристрою ЗРП-10 буде вмикатися вимикачем, що розміщений у самій споруді ЗРП.

2.9 Схема акумуляторної установки

На даній підстанції буде застосовано схему постійного підзаряду, яка наведена на рис. 2.14, що має в наявності спеціальний підзарядний пристрій. Він працюватиме в постійному режимі, акумуляторна батарея прийматиме лише поштовхове навантаження, яке виникатиме при включенні вимикачів.

На рис. 2.14 зображено комутатор P1-P2, який призначенням якого є підтримання постійної напруги на клеммах акумуляторної батареї. При відхиленні напруги від нормального елементарний комутатор підключає або відключає частину акумуляторів, підтримуючи постійну напругу.

У якості комутаторів буде застосовано тиристорні зарядно-підзарядні пристрої. При цьому в нормальному режимі живлення навантаження здійснюватиметься від випрямного пристрою VS1, який одночасно служитиме для підзаряду всієї батареї, а при підвищеному навантаженні тиристорний пристрій миттєво підключатиме до шин додаткові елементи.

У нормальному режимі напруга становитиме: $2.15 \cdot 108 = 232 \text{ В}$. При розряді до $1,8 \text{ В}$ на елементі, напруга знижуватиметься до $1.08 \cdot 108 = 195 \text{ В}$ ($88,5 \% U_H$). При зарядці, напруга на кожному елементі досягатиме $2,35 \text{ В}$.

До паралельно додаткових елементів підключено балансуєчий опір, який регулюється таким чином, щоб струм постійного навантаження проходив по цьому опорі, а струм підзаряду – по додаткових елементах [5].

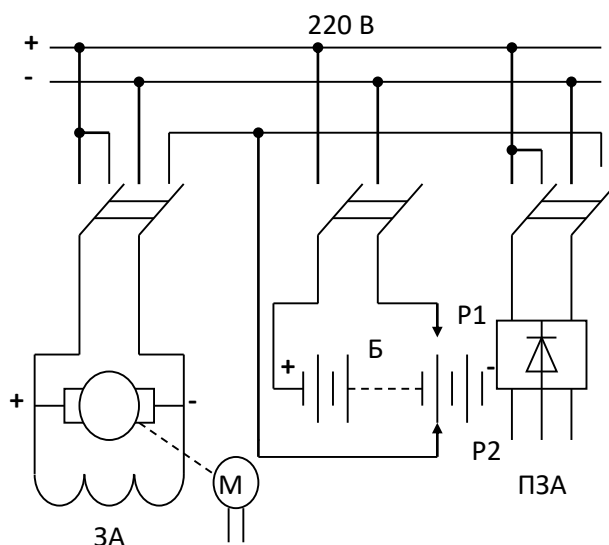


Рисунок 2.14 – Принципова схема зарядно-підзарядного пристрою

2.10 Розрахунок блискавкозахисту підстанції 110/35/10

Прямі удари блискавки в струмоведучі частини відкритого розподільного пристрою на ПС призводять до важких аварій, що пов'язані з виникненням коротких замикань при перекриттях ізоляції, а також зі значними пошкодженнями обладнання, що спричиняються виникаючими перенапругами.

Захист від прямих попадань блискавки на підстанції здійснюється за допомогою стрижневих блискавковідводів.

Підстанція має ширину $d = 65$ м і довжину $l = 115$ м, на ній є доцільним встановлення п'яти блискавковідводів з повною висотою $h = 20$ м, тоді висота, що захищає об'єкт – $h_x = 11,35$ м.

Визначимо зону захисту одиночного блискавковідводу;

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1,6 \cdot 8,650}{1 + \frac{11,35}{20}} = 8,293 \text{ м};$$

$$h_a = h - h_x = 20 - 11,35 = 8,650 \text{ м.}$$

Тоді мінімальна висота зони захисту між блискавковідводами h_0 ;

$$h_0 = h - \frac{a}{5}.$$

З цього випливає, що при висоті об'єктів, що захищаються рівній h_x , відстань між 2-ма блискавковідводами має відповідати наступній умові;

$$a \leq K \cdot M \cdot (h - h_x) = 5 \cdot (20 - 11,35) = 43,25 \text{ м}$$

Найменша ширина зони захисту $b_x/2$ визначається за графіком,

$$b_x/2 = 3,15 \text{ м}$$

Перевіримо виконання умови захисту всієї площі підстанції:

$$8 \cdot h_a \geq D \geq D_{розр},$$

$$D_{розр} = \sqrt{(58,8 - r_x)^2 + (74,3 - 2 \cdot r_x)^2} = \sqrt{(58,8 - 8,83)^2 + (74,3 - 2 \cdot 8,83)^2} = 75,53 \text{ м.}$$

Висновки до розділу 2

Спроековано електричну частину районної підстанції 110/35/10 з групою трансформаторів ТДТН-16000/110 у вузлі № 6 схеми електричної мережі. Було розраховано струми трифазного, двофазного та однофазного короткого замикання на шинах ВН підстанції, для СН та НН було розраховано струми трифазного та двофазного КЗ. На основі цих розрахунків було здійснено вибір основних електричних апаратів та елементів ПС.

Обрано контрольно-вимірювальні прилади, джерело оперативного струму. Після цього було розраховано акумуляторну батарею та зарядно-підзарядний пристрій.

Виконано розрахунок блискавкозахисту підстанції. Для захисту підстанції від прямих попадань блискавки було прийнято до встановлення 5 блискавідводів повною висотою 20 метрів.

3 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

3.1 Вступ

В даному розділі розглядається ідея розроблення стартап-проекту підключення нового споживача та спорудження нової підстанції з метою надання послуг з надійного розподілу електричної енергії споживачам та порівняння варіанту підключення підстанції з конкурентними варіантами, які мають схожі техніко-економічні показники. Для порівняння можливих варіантів підключення розділ розділено на наступні етапи [8]:

- а) технологічний аудит ідеї проекту;
- б) аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту;
- в) фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту;
- г) аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.

При цьому враховано особливості енергетичної галузі, а саме:

- а) одночасність процесів споживання, передачі і споживання електроенергії в результаті чого обсяги "товару" в кожен мить визначає споживач;
- б) монопольність в електроенергетичній галузі;
- в) тарифи на виробництво, передачу електроенергії, цінові надбавки за передачу встановлюються Державним Регулятором – НКРЕКП;
- д) величини та динаміки змін навантажень у перспективі, тощо задається замовником проекту;
- е) неможливість конкуренції серед надавачів послуг передачі, розподілу, варіантів технічних рішень, маркетингових, організаційних економічних заходів за обсягами отриманих доходів, а збільшення прибутку можливо тільки за зменшенням витрат, проведено порівняння впливу цих показників на економічний ефект.

3.2 Опис ідеї проекту

Енергетичні об'єкти мають величезне значення для економічного розвитку, соціальних та екологічних умов життя людей, саме тому розширення існуючих

об'єктів та будівництво нових виконується з урахуванням державних та регіональних інтересів і базується на законодавстві України щодо інвестиційної діяльності.

Спорудження нових енергетичних об'єктів вимагає значних обсягів інвестицій, для залучення яких, в першу чергу, необхідно обґрунтувати їхню ефективність та можливість своєчасного повернення інвестованих коштів.

Основним способом підвищення ефективності використання суспільно-господарських коштів є раціональний вибір напрямів їх використання.

Слід правильно оцінити всі технологічні, економічні, екологічні, соціальні та інші наслідки виконання кожного з можливих варіантів, оскільки вони можуть бути пов'язані з появою додаткових витрат на інших об'єктах та в інших галузях.

В табл. 3.1 наведено опис ідеї стартап-проекту.

Таблиця 3.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Надання послуги з надійного постачання електричної енергії споживачам, що будуть підключені до проектованої підстанції	1. Передача та подальший розподіл електричної енергії підстанцією, що проектується 2. Можливості підключення до цієї підстанції у майбутньому нових споживачів	Надійність
		Якість електроенергії
		Енергоефективність
		Безпека та зручність експлуатації

Всі варіанти, що розглядаються в даному розділі мають забезпечувати виконання нормативних технічних вимог ПУЕ, Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж, інших нормативних документів та забезпечувати нормативну надійність електропостачання.

Запропонований варіант підключення нової підстанції (в пункті № 9 вихідної схеми електричної мережі) порівняно з конкурентними варіантами має забезпечувати кращі комплексні показники економічної ефективності, такі як: зведені затрати, рентабельність інвестицій, строк окупності та інші.

3.3 Технологічний аудит ідеї проекту

В даному підрозділі було проведено аудит технології, яка дає змогу реалізувати ідею даного проекту.

Визначення технологічної здійсненності ідеї проекту передбачає аналіз складових, які наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
Надання послуги з надійного постачання електричної енергії споживачам, що будуть підключені до проекрованої підстанції	1. Розрахунок режимів роботи електричної мережі	PTC MathCAD, DigSilent Power Factory	Доступність обмежена
	2. Розрахунок фінансово-економічних показників	PTC MathCAD, MS Office Excel	Доступність обмежена
	3. На ПС в ланцюгах ПЛ, трансформаторів, застосовані комірки з елегазовими вимикачами	Наявна	Доступні
	Трансформатор потужністю, МВА: - 10	ТДТН	Доступні
	Провода ЛЕП - 1×70 - 1×120	АС АСК	Доступні
	Опори ЛЕП - Сталеві одностійкові	Наявна	Доступні
	Релейний захист - МСЗ - струмова відсічка - диференційний захист трансформатора	Цифрове реле Schneider Electric Sepam 80 (T87)	Доступні
	Автоматика - АВР - АПВ	Наявна	Доступні
Обрана технологія реалізації ідеї проекту: розрахунок фінансово-економічних показників			

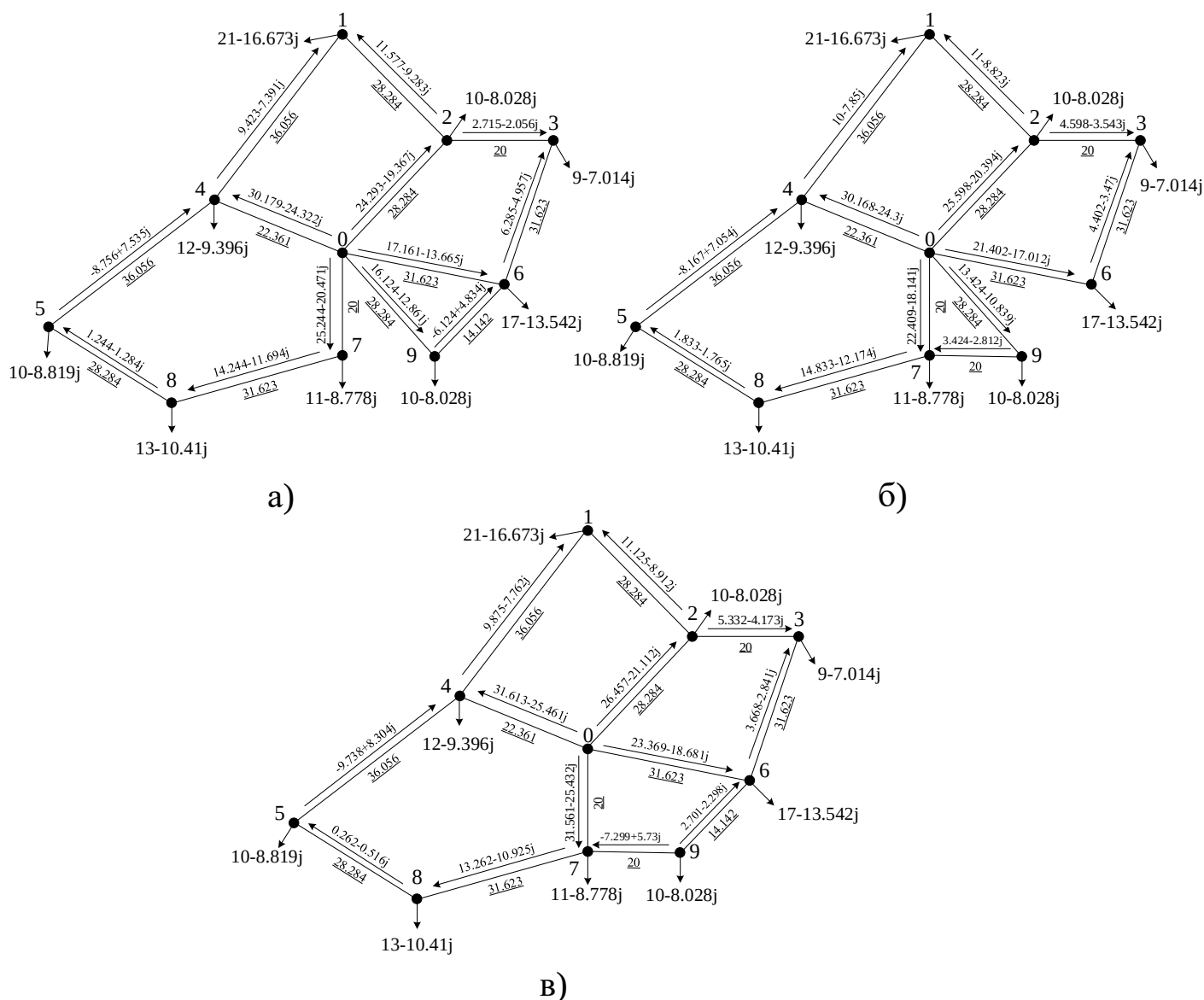


Рисунок 3.1 – Порівнювані варіанти підключення підстанції в пункті № 9: до БП і пункту № 6 (а), до БП і пункту № 7 (б) та до пункту № 6 і пункту № 7 (в)

Проведений аналіз потенційних техніко-економічних переваг ідеї варіантів, що передбачає:

- визначення переліку техніко-економічних властивостей та характеристик;
- визначення техніко-економічних показників; проведено порівняльний аналіз показників: для власної ідеї визначаються показники, що мають а) гірші значення (W, слабкі); б) аналогічні (N, нейтральні) значення; в) кращі значення (S, сильні); результати наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик конкурентних варіантів підключення підстанції

№ п/п	Техніко-економічні характеристики	Конкурентні варіанти			W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3			
1	Довжина 1-ланцюгових ПЛ 110 кВ необхідних для підключення ПС №9 до мережі, км	42.4	48.3	34.1	B2	B1	B3
2	Встановлена потужність трансформаторів 110 кВ на ПС № 9, МВА	2x10	2x10	2x10	–	B1,B2,B3	–
3	Завантаженість трансформаторів на ПС в режимі максимальних навантажень, %	55-65	55-65	55-65	–	B1,B2,B3	–
4	Втрати активної потужності в ЛЕП в режимі максимальних навантажень, МВт	0.459	0.699	0.055	B2	B1	B3
5	Щорічні експлуатаційні витрати на утримання ліній, що підходять до пункту № 9, млн. грн.	2.054	2.261	1.147	B2	B1	B3

Зазначений перелік слабких, сильних та нейтральних характеристик та властивостей ідеї потенційної послуги з підключення підстанції є основою для виконання фінансово-економічного аналізу та формування її конкурентоспроможності.

Особливості проектів у електроенергетичної галузі полягають у тому, що в більшості випадків немає потреби у прогнозуванні попиту, обсягів, динаміки розвитку ринку – ці дані надає замовник проекту, і, згідно з нормативними документами, вони мають бути однаковим в усіх можливих конкурентних варіантах.

Таблиця 3.6 – Наближені значення сумарних втрат активної потужності в схемі при режимі максимальних навантажень ЛЕП за варіантом 3 підключення підстанції

Ділянка	Довжина ділянки, км	Переріз проводів ділянки F, мм ²	$r_{0\ i-j}$ Ом/км	r_{i-j} Ом	P_i МВт	Q_i МВАр	ΔP МВт
6-9	14.142	70	0,422	11,94	2.701	2.298	0.012
7-9	20	70	0,422	5,97	7.299	5.73	0.043
РАЗОМ							0.055

Проведений розрахунок і визначений обсяг інвестиційних витрат в розвиток мережі в цінах 2018 року.

Для усіх варіантів, що розглядаються у цьому розділі передбачається будівництво підстанції в пункті № 9 схеми. Буде встановлено групу з двох трансформаторів ТДТН-10000/100, схема підстанції 110-3. Вартість будівництва складає 77.158 млн. грн.

Розрахунок поваріантних капіталовкладень в ЛЕП, які будуть споруджені для підключення ПС в пункті № 9 схеми, наведено в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Розрахунок поваріантних капіталовкладень в ЛЕП

Ділянка	Довжина, км	Вартість, млн. грн.								
		Варіант 1			Варіант 2			Варіант 3		
		Переріз	1 км	Загальна	Переріз	1 км	Загальна	Переріз	1 км	Загальна
0-9	28.3	1×120	1.943	54.956	1×70	1.774	50.176	—	-	—
6-9	14.1	1×70	1.774	25.088	—	-	—	1×70	1.774	25.088
7-9	20	-	-	-	1×70	1.774	35.48	1×70	1.774	35.48
РАЗОМ				80.044				85.656		

Сумарні інвестиційні в підстанцію в пункті №9 та ЛЕП, якими вона буде приєднана до мережі, складуть (3.2):

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЕП} + K_{ПС} \quad (3.2)$$

де $K_{ПС}$ – капіталовкладення (інвестиції) в підстанції,

$K_{ЛЕП}$ – капіталовкладення (інвестиції) в ЛЕП (з табл. 3.7).

Для варіанта 1:

$$K_{\Sigma 1} = 80.044 + 77.158 = 157.202 \text{ млн.грн};$$

Для варіанта 2:

$$K_{\Sigma 2} = 85.656 + 77.158 = 162.814 \text{ млн.грн};$$

Для варіанта 3:

$$K_{\Sigma 3} = 60.568 + 77.158 = 137.816 \text{ млн.грн}.$$

Втрати активної потужності в проєктованих ЛЕП, отримані з розрахунку поточкорозподілу при максимальних навантаженнях пунктів:

$$\Delta P_1 = 0.273 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_2 = 0.308 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_3 = 0.055 \text{ МВт}.$$

Величина часу використання максимуму навантаження з завдання:

$$T_{\max} = 4800 \text{ год/рік}.$$

Час максимальних втрат τ :

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3195.79 \frac{\text{год}}{\text{рік}}.$$

Втрати активної енергії в проєктованих ЛЕП:

Для варіанта 1:

$$\Delta A_1 = \tau \cdot \Delta P_1 = 3195.79 \cdot 0.273 = 872.5 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

Для варіанта 2:

$$\Delta A_2 = \tau \cdot \Delta P_2 = 3195.79 \cdot 0.308 = 984.3 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

Для варіанта 3:

$$\Delta A_3 = \tau \cdot \Delta P_3 = 3195.79 \cdot 0.055 = 175.8 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}.$$

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

$$\Delta P_{\kappa 3} = 0,038 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\text{xx}} = 0,034 \text{ МВт};$$

$$\Delta A_{\kappa 3} = \tau \cdot \Delta P_{\kappa 3} = 3195.79 \cdot 0,038 = 121.44 \text{ MBt} \cdot \text{год} / \text{рік} ;$$

$$\Delta A_{\kappa \kappa} = T_{\text{год}} \cdot \Delta P_{\kappa \kappa} = 8760 \cdot 0,034 = 297.84 \text{ MBt} \cdot \text{год} / \text{рік} .$$

Як видно з розрахунків, другий варіант підключення підстанції значно поступається за втратами та капіталовкладеннями двом іншим. Тому його можна виключити з подальшого порівняння і розрахунку фінансово-економічних показників.

Максимальне навантаження пункту № 9 становить:

$$P_{\text{max}9} = 10 \text{ MBt}.$$

Згідно з завдання на проектування для всіх варіантів приєднання підстанції в пункті № 9 прийняті припущення:

1) тривалість будівництва становить 1 рік;

2) максимальні навантаження споживачів і число годин використання максимуму навантаження T_{max} приймаються незмінними протягом всього періоду експлуатації;

3) Податок на прибуток $p = 16\%$;

4) Норма прибутку $E = 0,1$ [1/рік];

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

$$C_{\text{вх}} = 2 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} = 2000 \frac{\text{грн}}{\text{MBt} \cdot \text{год}} .$$

6) Величина тарифу на передачу і розподіл електричної енергії визначається як різниця тарифів на виході і вході в мережу і приймається рівною:

$$C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}} = 0,42 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} = 420 \frac{\text{грн}}{\text{MBt} \cdot \text{год}} .$$

Дохід однаковий для всіх варіантів і розраховується як:

$$D = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 10 \cdot 4800 \cdot 420 = 20.16 \text{ млн.грн} .$$

Результати розрахунку річних витрат наведено в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Розрахунок річних витрат

Витрати, млн. грн	Варіант	
	1	3
Щорічні витрати на обслуговування та ремонт ПС №9 та ліній, що підходять до неї		
ПЛ – 1,2%·К	0.961	0.727
ПС – 2,4%·К	1.852	1.852
Всього експлуатаційні	2.813	2.579
Амортизаційні відрахування (ПС №9 та ліній, що підходять до неї)		
ПЛ – 2,0%·К	1.601	1.211
ПС – 3,6%·К	2.778	2.778
Всього амортизаційні	4.379	3.989
Вартість втрат електроенергії		
в тр-ах пункту № 9: к.з. $C_{BX} \cdot \Delta A_{KZ}$	0.243	0.243
в тр-ах пункту № 9: х.х. $C_{BX} \cdot \Delta A_{XX} \cdot 0,75$	0.447	0.447
в ЛЕП $C_{BX} \cdot \Delta A$	1.745	0.351
Всього вартість втрат	2.151	0.757
Всього витрат (В)	9.343	7.325

Розрахунок основних фінансово-економічних показників наведено у табл. 3.9

Таблиця 3.9 – Розрахунок фінансово-економічних показників

Показники	Вираз для розрахунку	Варіанти	
		1	3
Середньорічний обсяг електричної енергії, що передається всією мережею, МВт год/рік	$W_{ПЕР} = P_{\max} \cdot T_{\max}$	48.000	
Дохід, млн. грн.	$D = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{ВИХ} - C_{BX})$	20.16	
Прибуток, млн. грн.	$\Pi_B = D - B$	10.817	12.835
Податок, млн. грн.	$H_{II} = p \cdot \Pi_B$	1.73	2.05
Чистий прибуток, млн. грн.	$\Pi_P = \Pi_B - H_{II}$	9.087	10.785
Інтегральний ефект, млн. грн.	$\Pi_{ДС} = \frac{(\Pi_P + A_P)}{E} - K$	-22.542	9.924
Рентабельність інвестицій, в.о.	$R_i = \frac{(\Pi_P + A_P)}{K}$	0.086	0.11
Строк окупності інвестицій, років	$T_{OK} = \frac{1}{R_i}$	11,6	9.1
Сумарні дисконтовані затрати	$З_{ДС} = \frac{B_E + B_{ВТР}}{E} + K$	200.842	171.176

Як видно з отриманих результатів, проект є ефективним та може бути прийнятий до реалізації. Для базових вихідних даних 3-й варіант є більш економічно вигідним.

З метою урахування ризиків, пов'язаних з можливими похибками в вхідних даних замовника та прогнозуванні даних виконавцем, проведений аналіз чутливості інтегрального ефекту ПДС до зміни вихідних даних, що впливають на показники проекту, результати наведено на рис. 3.2 – 3.3.

1) Варіювання цінової надбавки ($C_{вих} - C_{вх}$) у межах від 0,4 до 0,48 результати наведені на рис. 3.2;

2) Зменшення прийнятого у базовому розрахунку податку на прибуток.

Проаналізувавши графік представлений на рис. 3.2 можна сказати, що при незмінних капіталовкладеннях мінімальна величина тарифу на передачу (надбавки), за якої проект є ефективним, складає:

а) для 1-го варіанту 0,47 грн/кВт·год;

б) для 3-го – 0,4 грн/кВт·год.

Як видно графіку (рис. 3.3) навіть при невеликому збільшенні прийнятого базового податку на прибуток і незмінності інших даних, обидва варіанти стають не ефективними.

На графіку представленому на рис. 3.4 зображено залежність терміну окупності проекту від тарифу на передачу електроенергії.

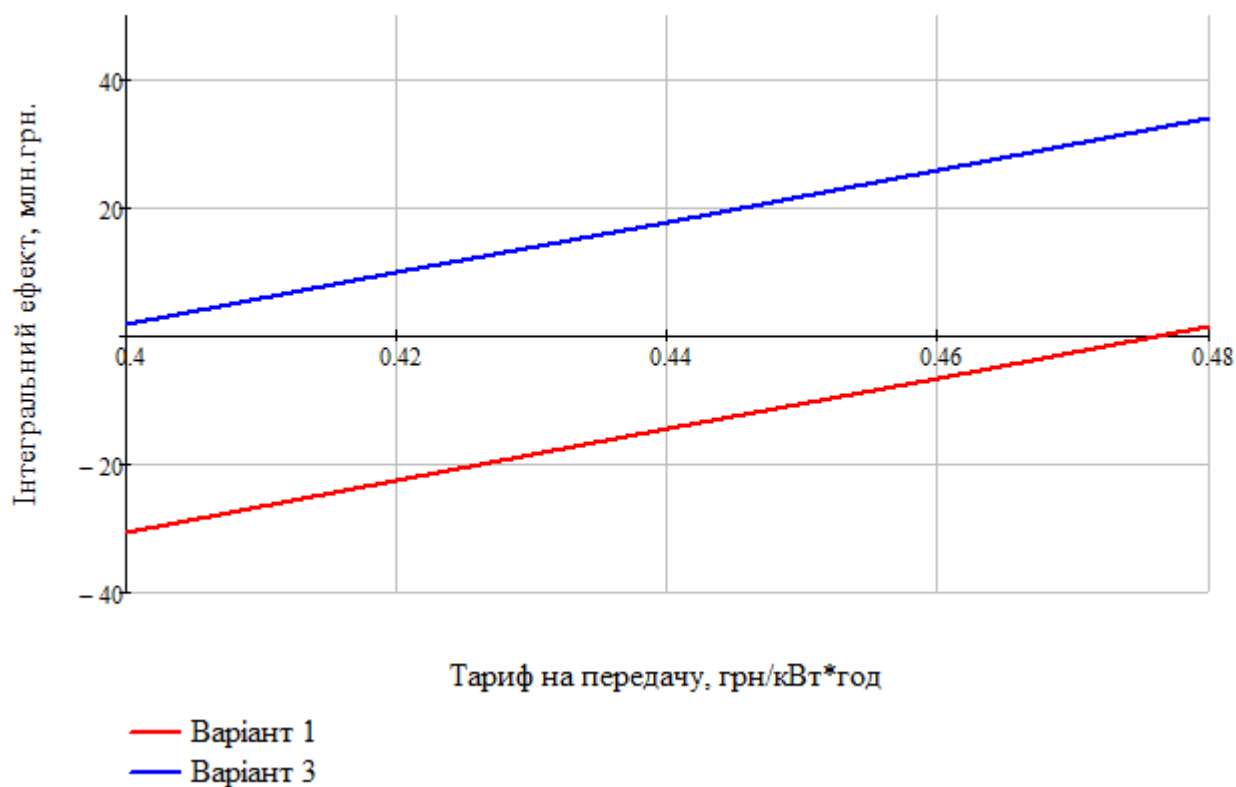


Рисунок 3.2 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни тарифу на передачу

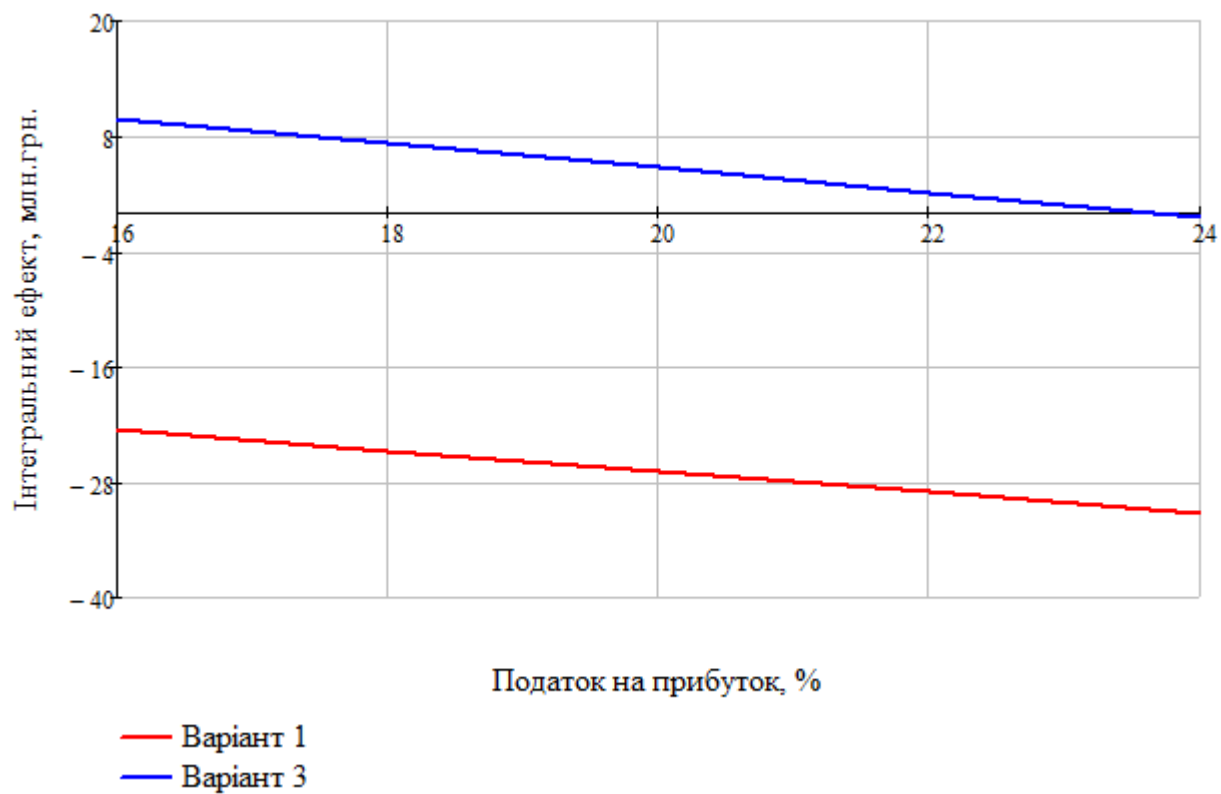


Рисунок 3.3 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни податку на прибуток

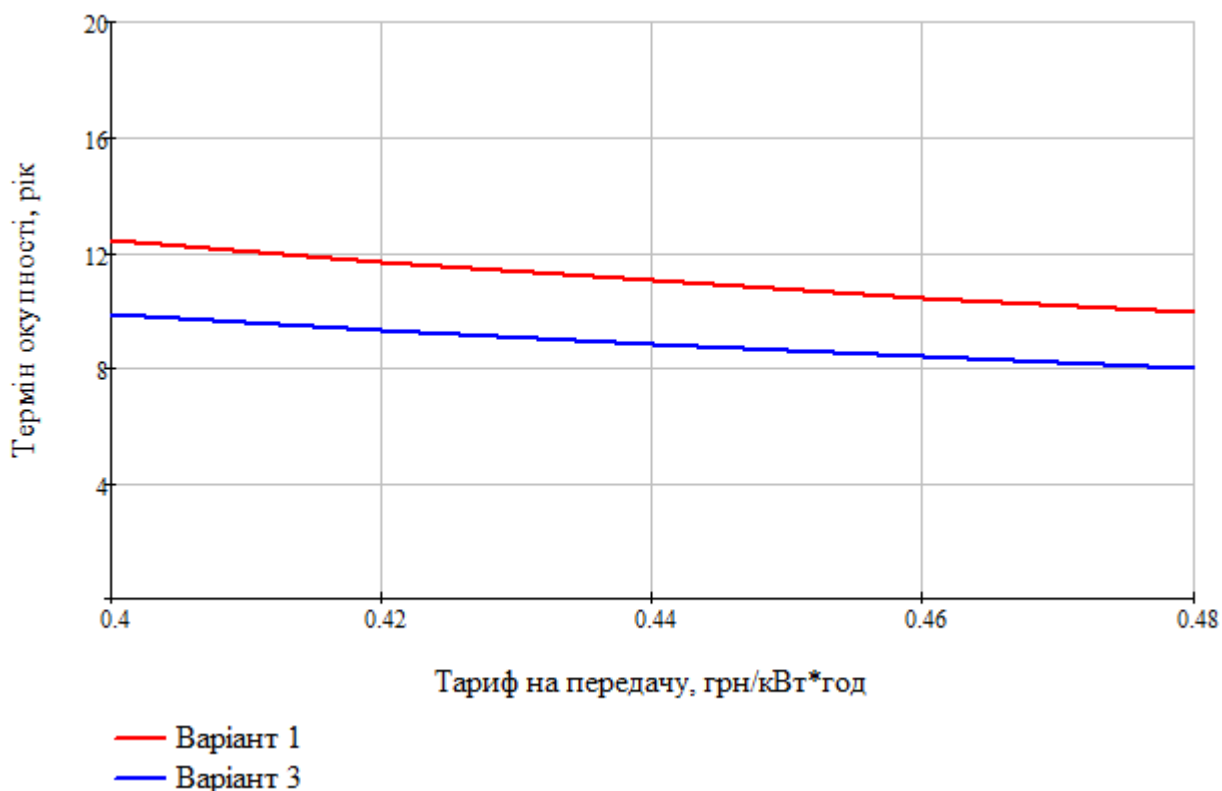


Рисунок 3.4 – Залежність терміну окупності проекту від тарифу на передачу електроенергії

3.5 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Складено SWOT-аналіз (матриці аналізу сильних (Strength)) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities)) на основі виділених ринкових загроз та можливостей, та сильних і слабких сторін (табл. 6.10).

Таблиця 3.10 – SWOT-аналіз стартап-проекту

Сильні сторони	Слабкі сторони
- надійність; - низькі втрати електричної енергії у порівнянні з іншими варіантами; - нижчі капіталовкладення порівняно з іншими варіантами.	
Можливості	Загрози
Проектована підстанція та мережа дасть змогу передати більший обсяг електроенергії, в перспективі можливо під'єднання нових споживачів до підстанції.	- встановлення Державним регулятором тарифу на передачу електроенергії меншого за розрахований; - популізм у встановленні тарифів для окремих груп споживачів; - інфляція; - зростання тарифів на виробіток електричної енергії; - обсяг електроенергії може виявитись меншим за розрахунковий.

Висновки до розділу 3

Було розроблено стартап-проект, основною ідеєю якого є розбудова існуючої електричної мережі шляхом підключення до неї нової підстанції з метою надання послуги з надійного постачання електричної енергії споживачам та порівняння можливих схем підключення підстанції до мережі з конкурентними варіантами, що мають схожі техніко-економічні показники.

Його правильна реалізація створює передумови для успішного ринкового старту. Підсумовуючи проведені вище техніко-економічні, фінансові, маркетингові розрахунки та порівняння можна зазначити:

а) для реалізації слід обрати розглянуті технології та запропонований оптимальний варіант підключення підстанції до мережі, тобто 3-й варіант;

б) з огляду на рентабельність ринкова комерціалізація проекту є актуальною.

Строк окупності даного проекту за умови реалізації за третім варіантом становить 9,1 років. Сумарні дисконтовані затрати для даного варіанту складають 171.176 млн. грн., в той час як для першого варіанту – 200.842 млн. грн.

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА ТДН-10000/110

4.1 Вступ

Під час експлуатації можливі пошкодження в трансформаторах та на їх з'єднаннях з комутаційними апаратами. Також можуть мати місце небезпечні ненормальні режими роботи, які не пов'язані з пошкодженням трансформатора.

Основними пошкодженнями силових трансформаторів являються:

- а) міжфазні короткі замикання в обмотках і на виводах;
- б) однофазні короткі замикання.

До ненормальних режимів роботи трансформаторів належать:

в) перевантаження, що виникають внаслідок виходу з ладу одного з трансформаторів групи;

- г) поява струмів, причиною яких є зовнішні короткі замикання;
- д) недопустиме зниження рівня трансформаторного масла.

Прилади РЗ повинні захищати силові трансформатори від:

- 1) струмів в обмотках, що зумовлені перевантаженнями;
- 2) струмів в обмотках, які зумовлені через зовнішні короткі замикання;
- 3) зниження рівня масла;
- 4) однофазних замикань на землю;
- 5) багатofазних замикань в обмотках і на виводах трансформатора;
- 6) міжвиткових замикань в обмотках;
- 7) часткового пробоя ізоляції вводів 500 кВ.

В якості апаратів захисту мають використовуватися автоматичні вимикачі або запобіжники.

Номінальні струми уставок автоматичних вимикачів та струми плавких вставок запобіжників, які слугують для захисту окремої ділянки мережі, у всіх випадках потрібно вибирати за можливістю найменшими із розрахункових струмів даної ділянки або за номінальним струмом електроприймачів, але і такий спосіб, щоб

пристрої захисту не вимикали електроустановки при короткотривалих перевантаженнях.

Пристрої релейного захисту мають задовольняти наступні вимоги:

1) селективність (це дія захисту, при якій РЗ вимикає тільки пошкоджений елемент завдяки своїм автоматичним вимикачам);

2) швидкодія (швидке вимкнення пошкоджень значно збільшує стійкість паралельної роботи машин у системі, зменшує масштаби руйнувань пошкоджених елементів, збільшує ефективність роботи автоматичного повторного ввімкнення пошкодженої ПЛ);

3) чутливість;

4) надійність (пристрої РЗ завжди повинні бути готовими до дії та надійно працювати у випадках будь-яких пошкоджень і ненормальних режимів роботи та забезпечувати 100 % правильність своєї дії).

Згідно ПУЕ на силових трансформаторах мають бути встановлені наступні захисти:

а) захист від КЗ, який працює на вимкнення ушкодженого трансформатора та виконується без витримки часу.

б) для захисту силових трансформаторів використовуються повздовжні диференціальні струмові захисти, а для малопотужних трансформаторів – струмові захисти з ступінчатою характеристикою витримки часу;

в) газовий захист трансформаторів, який спрацьовує у випадках будь-якого пошкодження в середині бака і пониження рівня масла;

г) захист від струмів зовнішніх коротких замикань, основним призначенням якого є запобігання тривалому проходженню струмів КЗ у випадку поломки вимикачів або захистів суміжного обладнання за рахунок вимкнення трансформатора.;

д) захист від перевантажень, який виконується на основі одного максимального реле струму, так як перевантаження майже завжди є симетричним режимом [9].

4.2 Розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора

Диференційний захист застосовується як основний, завданням якого є захист трансформаторів і автотрансформаторів. Недоліком даного захисту є складність у його виконанні: зокрема, необхідна наявність надійної, завадозахищеної лінії зв'язку між двома частинами, на яких встановлені трансформатори струму. В зв'язку з цим, диференційний захист використовують для захисту трансформаторів, що працюють одинично, і автотрансформаторів, потужність яких складає 6300 кВА і більше, трансформаторів, що працюють паралельно, і автотрансформаторів, потужність яких становить 4000 кВА і більше і на трансформаторах, потужність яких дорівнює 1000 кВА і більше, якщо струм відсічення не дозволяє досягнути потрібної чутливості при КЗ на виводах вищої напруги, а максимальний струмовий захист має витримку часу більшу за 0,5 с [9].

Принцип дії поздовжнього диференційного захисту заснований на порівнянні струмів, на кінцях обладнання або ділянки, які захищаються. Для вимірювання величини сили струму на кінцях ділянки, що захищається використовуються трансформатори струму.

Вторинні ланцюги даних трансформаторів підключені до струмового реле так, щоб на обмотку реле подавалась різниця струмів від двох трансформаторів струму. За умови нормального режиму або при зовнішньому КЗ значення величини сили струму віднімаються один від одного, та в ідеальних випадках струм у ланцюзі обмотки струмового реле дорівнює нулю.

При виникненні КЗ на захищаємій ділянці на обмотку струмового реле надходить уже не різниця струмів, а їх сума, яка змушує реле замкнути свої контакти, видаючи команду на відімкнення пошкодженої ділянки [9].

В якості диференційного захисту оберемо реле виробництва Schneider Electric серії Sepam 80, а саме Sepam T87 [10].

Виконаємо розрахунок диференційного захисту трансформатора.

Для того, щоб обрати уставки спрацювання даного диференційного захисту попередньо слід розрахувати наступні параметри [9, 10]:

- а) мінімальну уставку I_{ds} ($30\%I_{n1} - 100\%I_{n1}$);
- б) крутизну гальмівної характеристики 1-ї похилої ділянки I_d/I_t (15% - 50%);
- в) крутизну гальмівної характеристики 2-ї похилої ділянки I_d/I_{t2} (50% - 100%);
- г) точку зміни крутизни SLP (немає, $I_{n1}-18I_{n1}$);
- д) струм спрацювання диференційної відсічки $I_{d\max}$ ($3-18I_{n1}$);
- е) уставку по 2-й гармоніці (5%-40%);
- є) уставку по 5-й гармоніці (5%-40%).

Струм спрацювання диференційного захисту гальмівної характеристики вибирається за умовою відбудування від розрахункового струму небалансу:

$$I_{сз} = k_{відс} \cdot I_{нб\ розр},$$

де $k_{відс} = 1,1$ – коефіцієнт відбудування, для врахування похибок реле і розрахунків.

$$I_{нб\ розр} = I_{нб\ \varepsilon} + I_{нб\ рег} + I_{нб\ f},$$

де $I_{нб\ \varepsilon}$ – складова, яка виникає внаслідок похибки трансформаторів струму,

$I_{нб\ рег}$ – складова, яка виникає внаслідок регулювання напруги трансформатора,

$I_{нб\ f}$ – складова, яка виникає внаслідок похибки вирівнювання плеч, похибки перетворення АЦП тощо.

$$I_{нб\ \varepsilon} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{кз},$$

де $k_{пер} = 1.0$ – коефіцієнт, для врахування перехідного режиму; $k_{одн} = 1.0$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму. Для трансформаторів струму диференційного захисту $k_{одн} = 1,0$, так як можливий режим, при якому з однієї сторони силового трансформатора ТС мають похибку, що дорівнює допустимій, а з другої сторони ТС працюють без наявності похибки; $\varepsilon = 0,1$ – повна похибка трансформаторів струму.

$$I_{нб\ рег} = \frac{\Delta U_{рег}}{(1 - \Delta U_{рег})} \cdot I_{кз},$$

де $\Delta U_{рег} = 0.09$ – максимальна відносна зміна напруги зі сторони регулювання по відношенню до напруги, при якій вирівнюються вторинні струми.

$I_{нб\ f} = 0/02$ – за даними фірми Schneider Electric.

Загальна формула для визначення струму спрацювання диференційного захисту термінала Seram T87 за умовою відбудування від струму небалансу виглядає наступним чином:

$$I_{сз} = 1.1 \cdot \left(\frac{k_{пер} \varepsilon + \Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0.02 \right) \cdot I_{кз}$$

За умовою максимального діапазону регулювання напруги трансформатора мінімальний струм спрацювання захисту дорівнює:

$$I_{дс} = 1.1 \cdot \left(\frac{1 \cdot 0.1 + 0.09}{1 - 0.09} + 0.02 \right) = 0,24.$$

Прийmemo до установки $I_{дс} = 30\%$, що являється найменшою уставкою межі регулювання $I_{дс}$.

Крутизна гальмівної характеристики визначається як відношення бажаного струму спрацювання до гальмівного струму. Струм спрацювання – це добуток відносного струму небалансу та гальмівного струму.

$$\begin{aligned} Id / It &= k_{відс} I_{нб\ розр} / I_{гальм} = 1.1(k_{пер} \varepsilon + \Delta U_{рег} / (1 - \Delta U_{рег}) + 0.02) I_{гальм} / I_{гальм} = \\ &= 1.1(k_{пер} \varepsilon + \Delta U_{рег} / (1 - \Delta U_{рег}) + 0.02), \end{aligned}$$

де $k_{пер} = 2$, так як навантаження двигунами складає менше 50% від номінальної потужності силового трансформатора.

Отже, крутизна 1-ї похилої ділянки гальмівної характеристики визначається як:

$$Id/It = 1.1(2 \cdot 0.1 + 0.09 / (1 - 0.09) + 0.02) = 0.351.$$

Прийmemo до установки $Id/It = 35\%$.

Крутизну гальмівної характеристики 2-ї похилої ділянки прийmemo на основі рекомендації фірми Schneider Electric, тобто:

$$Id/It_2 = 65\%.$$

4. Знайдемо точку зміни крутизни гальмівної характеристики:

Візьмемо значення кидка струму намагнічування рівним:

$$I_{n1} = \frac{10MVA}{\sqrt{3} \cdot 115kV} = 50.204 \text{ A}$$

$$I_{n2} = \frac{10MVA}{\sqrt{3} \cdot 11kV} = 524.864 \text{ A}$$

$$I_{к.нам1} = 3I_{n1} = 3 \cdot 50.204 = 150.612 \text{ A.}$$

$$I_{к.нам2} = 3I_{n2} = 3 \cdot 524.864 = 1574.592 \text{ A.}$$

$$3I_n = 3 \cdot 50.204 = 150.612 \text{ A.}$$

$$5I_n = 5 \cdot 50.204 = 251.02 \text{ A.}$$

Тоді:

$$SLP = 2 + 3/4 \cdot (I_{к.нам.}/\sqrt{2} I_n)^{4/3} \times I_d/I_t = 2 + 3/4 \cdot (2.1213)^{4/3} \cdot 0.351 = 2.717$$

Прийmemo до встановлення $SLP = 2.7$.

Струм спрацювання диференційної відсічки вибираємо за умовою відбудування від струму небалансу:

$$I_{d \text{ макс}} = k_{відс} k_{нб} I_{кз \text{ макс}},$$

де $k_{відс} = 1.2$ – коефіцієнт відбудування; $k_{нб} = 0.7$ – коефіцієнт, який дорівнює відношенню амплітуди 1-ї гармоніки струму небалансу до амплітуди періодичної складової струму зовнішнього КЗ;

$I_{кз \text{ макс}} = 0.688 \text{ кА} = 8.565 I_{n1}$ – максимальне значення періодичної складової струму зовнішнього КЗ.

$$I_{d \text{ макс}} = 1.2 \cdot 0.7 \cdot 8.565 I_{n1} = 7.195 I_{n1}$$

Приймаємо до установки $I_{d \text{ макс}} = 7I_{n1} = 7 \cdot 50.204 = 351.428 \text{ A}$

Уставки блокування по 2-й та 5-й гармоніках прийmemo у відповідності із рекомендаціями фірми Schneider Electric:

$I2f/I1f = 15 \%$ – уставка блокування по 2-й гармоніці

$I5f/I1f = 35\%$ – уставка блокування по 5-й гармоніці

4.3 Максимальний струмовий захист з пуском за напругою

Максимальний струмовий захист з пуском за напругою використовується в якості резервного захисту для резервування основного захисту трансформатора та захистів приєднань, які відходять.

Прилади цього захисту виконують функцію контролю величини сили струму на ділянці, яка захищається. У випадках збільшення сили струму в мережі, яка захищається МСЗ спрацьовує. Максимальний струмовий захист подає сигнал на відімкнення лише через певний проміжок часу, який отримав назву витримка часу. Вона залежить від місця знаходження ділянки, що захищається [9].

Найменша витримка часу встановлюється на ділянці яка найвіддаленіша від джерела електроенергії. МСЗ ділянки, яка розташована ближче до джерела електроенергії, має більшу витримку часу, яка відрізняється на величину, яка отримала назву ступінь селективності.

Ступінь селективності залежить від часу дії даного захисту. При КЗ на захищаємій ділянці спрацьовує захист цієї ж ділянки. У випадку неспрацювання основного захисту при короткому замиканні спрацьовує максимальний струмовий захист, який розташований ближче до джерела ділянки, через деякий проміжок часу, який дорівнює ступеню селективності, і відключає пошкоджену та власну ділянки. Через це необхідно, щоб ступінь селективності був більшим за час спрацювання основного захисту, в іншому випадку захист сусідньої ділянки відімкне пошкоджену та робочу ділянки швидше ніж основний захист пошкодженої ділянки спрацює.

Однак потрібно щоб ступінь селективності не був дуже великим, тобто таким, щоб МСЗ встиг спрацювати до того, як струм КЗ нанесе великих пошкоджень електричній мережі [9].

Максимальний струмовий захист з пуском за напругою виконується на основі наступних пристроїв:

- 1) струмове реле;
- 2) фільтр-реле напруги зворотної послідовності;
- 3) реле мінімальної напруги.

1. Струм спрацювання МСЗ вибирається за наступними умовами:

а) за умовою відбудування від номінального струму силового трансформатора:

$$I_{сз} = \frac{k_{відс}}{k_B} \cdot I_{ном},$$

де $k_{відс} = 1.2$ – коефіцієнт відбудування; $k_B = 0.95$ – коефіцієнт повернення;

$$I_{сз} = \frac{k_{відс}}{k_B} I_{ном} = \frac{1.2}{0.95} \cdot 50.204 = 63.415 \text{ А.}$$

б) за умовою узгодження із захистами сусідніх з'єднань:

$$I_{сз} \geq k_n I_{сз.см.пр},$$

де $k_n = 1.1$ – коефіцієнт надійності узгодження; $I_{сз.см.пр}$ – струм спрацювання захисту сусіднього з'єднання; узгодження виконуємо з МСЗ приєднаних кабельних ліній.

$$I_{сз.см.пр} = 50 \text{ А}$$

$$I_{сз.см.пр} = 50 \cdot 1.1 = 55 \text{ А}$$

$$I_{сз} = 63.415 \text{ А} \geq 55 \text{ А}$$

2. Напруга спрацювання приладу фільтр-реле напруги зворотної послідовності вибирається за формулою:

$$U_{2сз} = 0.06 \cdot U_{ном} = 0.06 \cdot 10 = 0.6 \text{ кВ}$$

3. Первинна напруга спрацювання мінімального реле напруги вибирається за наступними умовами:

а) повернення реле після локалізації зовнішнього короткого замикання

$$U_{сз} \leq \frac{U_{\min}}{k_{відс} k_B},$$

де $U_{\min} = 0.9 \cdot U_{ном} = 0.9 \cdot 10 = 9 \text{ кВ}$ - мінімальна допустима робоча напруга;

$k_{відс} = 1.2$ – коефіцієнт відбудування; $k_B = 1.2$ – коефіцієнт повернення;

$$U_{сз} \leq \frac{9}{1.2 \cdot 1.2} = 6.25 \text{ кВ}$$

б) відбудування від напруги самозапуску під час увімкнення пригальмованих двигунів після дії АПВ чи АВР

$$U_{cз} \leq \frac{U_{cзан}}{k_{відс}}$$

$U_{cзан}$ – напруга у місцях встановлення захистів при самозапуску двигуна; в орієнтовних розрахунках.

$$U_{cзан} = 0.7 \cdot U_{ном} = 0.7 \cdot 10 = 7 \text{ кВ}$$

Маємо:

$$U_{cз} \leq \frac{7}{1.2} = 5.83 \text{ кВ}$$

Чутливість захисту для струмового реле:

$$I_{КЗ}^2 = 12.58 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 10.895 \text{ кА}$$

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ}^2}{I_{cз}} = \frac{10.895}{0.101} = 103.86 > 1.5$$

Із розрахунків видно, що даний захист забезпечує потрібну чутливість, і тому його можна використовувати для захисту трансформатора.

4.4 Газовий захист

Газовий захист використовується у силових трансформаторах, автотрансформаторах, реакторах та інших електричних апаратах, що знаходяться у заповненому маслом бакові із розширювачем; цей захист спрацьовує на усі пошкодження, які виникають усередині бака трансформаторів, під час яких виділяється газ, пришвидшене переміщення масла чи суміші масла із газом від бака до розширювача, а також на зменшення масла нижче усталеного рівня.

Під час виникнення окремих небезпечних пошкодженнях силового трансформатору спрацьовує лише даний захист, в момент коли «електричні» захисти силового трансформатора не спрацьовують. Такими пошкодженнями трансформатора є замикання між витками в обмотки, виникнення пожежі в сталі магнітопровода, деякі неполадки перемикачів відгалуження та інші пошкодження, які супроводжуються

виникненням значних місцевих підвищень температури частин трансформатора.

Вагомою перевагою газового захисту є те, що він спрацьовує відразу при виникненні ушкодження, при цьому струми замикань між витками обмотки чи замикань обмотки на корпус незначні, це дозволяє уникнути подальший розвиток ушкодження трансформатора та в переважній кількості випадків дає можливість значно зменшити масштаб його ремонту. Дане реле складається із двох елементів, які працюють незалежно один від одного: вищий елемент - сигнальний та нижчий – відключаючий.

Під час деякого зниження рівня масла верхній сигнальний елемент реле буде знаходитися уже не в маслі та за рахунок сили тяжіння опуститься, замкнувши при цьому сигнальний контакт.

По аналогії до цього сигнальний елемент діє і при зниженні рівня масла в реле, причиною якого можуть бути витік масла з баку чи сильне зниження температури масла. При сильному зниженні температури масла сигнальний елемент діє, тільки у випадках коли рівень масла буде нижчим за допустимий так як масло вчасно не долили. У таких ситуаціях відключаючий елемент залишатиметься у маслі та не буде діяти. При виникненні великих пошкоджень трансформатору, причиною яких є інтенсивне виділення газу, спостерігається явище кидка масла до розширювача, при цьому за рахунок впливу потоків масла повертається відключаючий елемент реле, замикаючи власний контакт [9].

На даній понижувальній підстанції приймемо до встановлення газові захисти типу РЗТ-50 потужністю 120 ВА, з номінальною напругою 1500 В, максимальний струм – 3 А.

4.5 Захист від перевантаження

Захист від перевантаження для усіх трансформаторів (резервних і робочих) побудований на основі одного реле струму, що вмикається на струм однієї із фаз. Даний захист спрацьовує при симетричних перевантаженнях, він працює на сигнал із деякою витримкою часу, це дозволяє черговому персоналу вжити необхідних заходів щодо усунення перевантаження [9].

4.6 Захист від замикання на землю

Виникнення однофазних замикань на землю у мережах із заземленою чи ізольованою нейтраллю через дугогасні реактори не супроводжується появою значних струмів КЗ. Напруги між фазами при такому КЗ не змінюються, робота системи електропостачання не порушується.

Однак, даний режим роботи не вважається нормальним, бо напруги фаз, які непошкоджені відносно землі збільшується, через коротке замикання. При цьому, не виникає необхідність у швидкій локалізації ділянки, що пошкоджена, бо допускається тривала робота із заземленою фазою. Через це релейний захист від замикання на землю у більшості випадків спрацьовує на сигнал, чим привертає увагу чергового персоналу.

Даний вид замикання є найпоширенішим в мережах із незначним струмом замикання на землю. Процеси, які виникають в цих мережах достатньо складні та значно залежні від параметрів та схеми мережі, опору контуру протікання струму замикання.

Опір нульової послідовності у мережах, напруга яких становить 6-35 кВ, залежить зазвичай від ємності елементів мережі відносно землі. Тому при виникненні замикань на землю у мережах напругою 6-35 кВ виникають незначні струми пошкодження, які є меншими за струми навантаження.

Задля покращення гасінню дуги та уникнення переходу замикань на землю у міжфазні короткі замикання в мережах, які розглядаються, установлюють дугогасні котушки, які виконують функцію компенсації основної гармоніки ємнісного струму замикання на землю. Наслідком цього є зменшення результуючого струму пошкодження в цих мережах при встановленому режимі роботи [9].

4.7 Дуговий захист

Дуговий захист (ДГЗ) застосовується у комірках вимикачів 6 - 10 кВ і з метою захисту силового трансформатора від внутрішніх міжвиткових або міжфазних КЗ обмоток силових трансформаторів. Встановлюються елементи, які реагують на

світлову енергію дуги (фотосимістори, фототиристори) або елементи, які реагують на ударну хвилю дуги (спеціальні клапани або кришки – впливають на кінцеві вимикачі). Часто використовують комбінацію фото і кінцевих вимикачів, які в комірці збираються паралельно і включаються послідовно з реле ДГЗ (зазвичай знаходиться в секції трансформатора напруги секції).

Пробій фотоелемента або випадкове натискання кінцевого вимикача може призвести до помилкового спрацьовування ДГЗ. Застосовується струмове блокування ДГЗ. Контакт реле максимального струмового захисту без витримки часу введення (відсічки) включається послідовно з реле ДГЗ. Для відключення вводу від ДГЗ повинен бути пуск МСЗ введення і спрацьовування елемента ДГЗ в комірці [9].

4.8 Пристрої АВР та АПВ

Автоматичний ввід резерву (АВР) – пристрій призначений для забезпечення резервним електропостачанням навантажень, підключених до системи електропостачання, при відключенні основного джерела живлення.

Відповідно до Правил улаштування електроустановок, пристрої АВР мають передбачатися для відновлення живлення споживачів шляхом автоматичного приєднання резервного джерела живлення за вимкнення робочого джерела живлення, що призводить до знеструмлення електроустановок споживача.

Має не менше двох живлячих вводів, один ввід основний (від якого постійно працює навантаження) та інше ввід — резервний. АВР спрямований на підвищення надійності системи електропостачання.

АВР повинен виконувати переключення на резервний ввід за мінімально можливий час після відключення робочого джерела енергії.

Пристрій АВР має забезпечувати можливість його дії в разі зникнення напруги на шинах живленого елемента, викликаного будь-якою причиною, у тому числі КЗ на цих шинах.

В залежності від виробника, можлива реалізація різних схем дугового захисту АВР для зменшення пошкодження від короткого замикання. Можливі реалізації

функції затримки перемикаання АВР і функції налаштування порогів перемикаання на резерв.

Реалізацію схем АВР здійснюють на різній компонентній базі, зокрема розповсюджені такі конструкції АВР: на контакторах, на рубильниках з моторприводом, на автоматичних вимикачах, на автоматичних перемикачах перекидного типу з соленоїдним приводом, що включають в себе механічну комутаційну частину, мікропроцесорний блок управління, а також панель індикації і управління.

Конструктивне виконання АВР має передбачати механізм блокування, щоб запобігти можливості одночасного підключення до нормального і альтернативного джерел електроживлення за всіх умов.

Автоматичне повторне увімкнення (АПВ) – пристрій, що застосовується для швидкого відновлення живлення споживачів або міжсистемних і внутрішньосистемних зв'язків шляхом автоматичного включення вимикачів, вимкнених пристроями релейного захисту.

Пристрої АПВ повинні бути виконані таким чином, щоб вони діяли при:

- а) відключенні вимикача персоналом дистанційно або за допомогою телекерування;
- б) автоматичному відключенні від релейного захисту безпосередньо після включення персоналом дистанційно або за допомогою телекерування;
- в) відключенні вимикача захистом від внутрішніх пошкоджень трансформаторів і машин, що мають органи обертання, пристроями протиаварійної автоматики, а також у випадках відключення вимикача, коли дія АПВ недопустима.

Пристроями АПВ оснащуються усі поодинокі працюючі трансформатори потужністю 1000 кВА і більше, а також трансформатори меншої потужності, що живлять відповідальне навантаження. Автоматичне повторне увімкнення трансформаторів виконується у випадку вимкнення трансформатора резервним захистом. Повторне увімкнення при ушкодженні самого трансформатора, коли він вимикається основними захистами від внутрішніх ушкоджень, як правило, не виконується [9].

Висновки до розділу 4

Для захисту силових трансформаторів на даній підстанції в пункті №5 було встановлено наступні захисти:

а) диференційний захист Schneider Electric серії Sepam 80 (T87) з крутизною першої похилої ділянки гальмівної характеристики 35%, крутизною другої похилої ділянки гальмівної характеристики 65% і струмом спрацювання диференційної відсічки 351.43 А;

б) МСЗ з пуском по напрузі, струм спрацювання якого дорівнює 63.415 А;

в) захист від перевантаження;

г) захист від замикань на землю;

д) дуговий захист;

е) газовий захист РЗТ-50.

Також підстанцію обладнано пристроями автоматичного вводу резерву (АВР) та автоматичного повторного ввімкнення (АПВ).

5 АНАЛІЗ ВПЛИВУ РОЗПОДІЛЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ НА РЕЖИМ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗРОБКА МЕТОДУ ВИБОРУ МІСЦЯ ПІДКЛЮЧЕННЯ ДЖЕРЕЛ РОЗПОДІЛЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ

Світовий досвід показує, що зі збільшенням частки розподіленої генерації, в тому числі і на основі відновлюваних джерел енергії, виникає необхідність вирішення ряду проблем: регулювання частоти об'єктами РГ, забезпечення надійності та якості електропостачання споживачів, регулювання напруги об'єктами РГ, забезпечення стійкої роботи РГ і т.д. В Україні ці проблеми пов'язані, з одного боку, зі станом, експлуатацією та особливостями побудови розподільних мереж, з іншого – особливостями функціонування самого джерела РГ в нормальних і аварійних умовах. Введення РГ має суттєвий вплив на роботу ОЕС і вимагає скоординованої роботи системних операторів передавальної та розподільної мережі при плануванні та веденні електричного режиму [11].

Ще однією проблемою, яка виникає на етапі проектування являється вибір оптимального місця підключення джерел РГ до електричної мережі, оскільки даний фактор значно впливає на втрати потужності в мережі в цілому. Різниця між втратами потужності, у випадку коли джерело РГ підключено в найбільш оптимальному, і найменш оптимальному місцях, може перевищувати 10 % [12].

Вибір місця підключення джерел слід виконувати таким чином, щоб при підключенні джерело РГ мало найменший вплив на режим роботи мережі. Саме вибір місця підключення джерел розподіленого генерування є основним питанням, що розглядається в даному розділі [11].

Метою даного розділу є розробка методу вибору місця підключення джерел розподіленого генерування.

Даний метод дасть змогу виконати приблизну оцінку та аналіз впливу джерел РГ на режими електричної мережі не витрачаючи для цього значних ресурсів і не виконуючи великі об'єми розрахунків режимів з перебором різних варіантів спорудження ВДЕ та не здійснюючи їх аналіз.

5.1 Дослідження впливу розподіленого генерування на режим роботи електричної мережі

На основі схеми районної електричної мережі, що розглядалася в попередніх розділах даної дипломної дисертації виконаємо аналіз впливу розподіленого генерування на режим роботи мережі. При цьому розглянемо варіанти підключення РГ з різною потужністю генерації для усіх пунктів схеми.

Прийmemo у якості умовного джерела розподіленого генерування сонячну фотоелектричну станцію.

Коефіцієнт потужності для СЕС прийmemo:

$$\cos \varphi_{CEC} = 0.86.$$

Розглянемо варіанти СЕС наступних потужностей:

- | | |
|-------------------------------|---------------------------------|
| 1) $P_{Г1} = 13 \text{ МВт};$ | 6) $P_{Г6} = 23 \text{ МВт};$ |
| 2) $P_{Г2} = 15 \text{ МВт};$ | 7) $P_{Г7} = 25 \text{ МВт};$ |
| 3) $P_{Г3} = 17 \text{ МВт};$ | 8) $P_{Г8} = 27 \text{ МВт};$ |
| 4) $P_{Г4} = 19 \text{ МВт};$ | 9) $P_{Г9} = 29 \text{ МВт};$ |
| 5) $P_{Г5} = 21 \text{ МВт};$ | 10) $P_{Г10} = 31 \text{ МВт}.$ |

Оскільки схема містить 8 пунктів, а слід розглянути 10 різних варіантів СЕС, то необхідно виконати розрахунок та аналіз 80 усталених режимів роботи електричної мережі.

Виконувати розрахунок будемо за допомогою програмного комплексу DigSilent Power Factory.

Вихідна схема з виконаним розрахунком усталеного режиму представлена на рис. 5.1.

На рис. 5.2 – 5.9 представлено результати розрахунків режимів при підключенні СЕС потужністю генерації $P_{Г2} = 15 \text{ МВт}$ послідовно у різні пункти схеми.

Всі подальші розрахунки режимів роботи електричної мережі для інших 9-ти варіантів підключення сонячних електростанцій виконано аналогічно та буде представлено у вигляді таблиць (табл. 5.1 – 5.2).

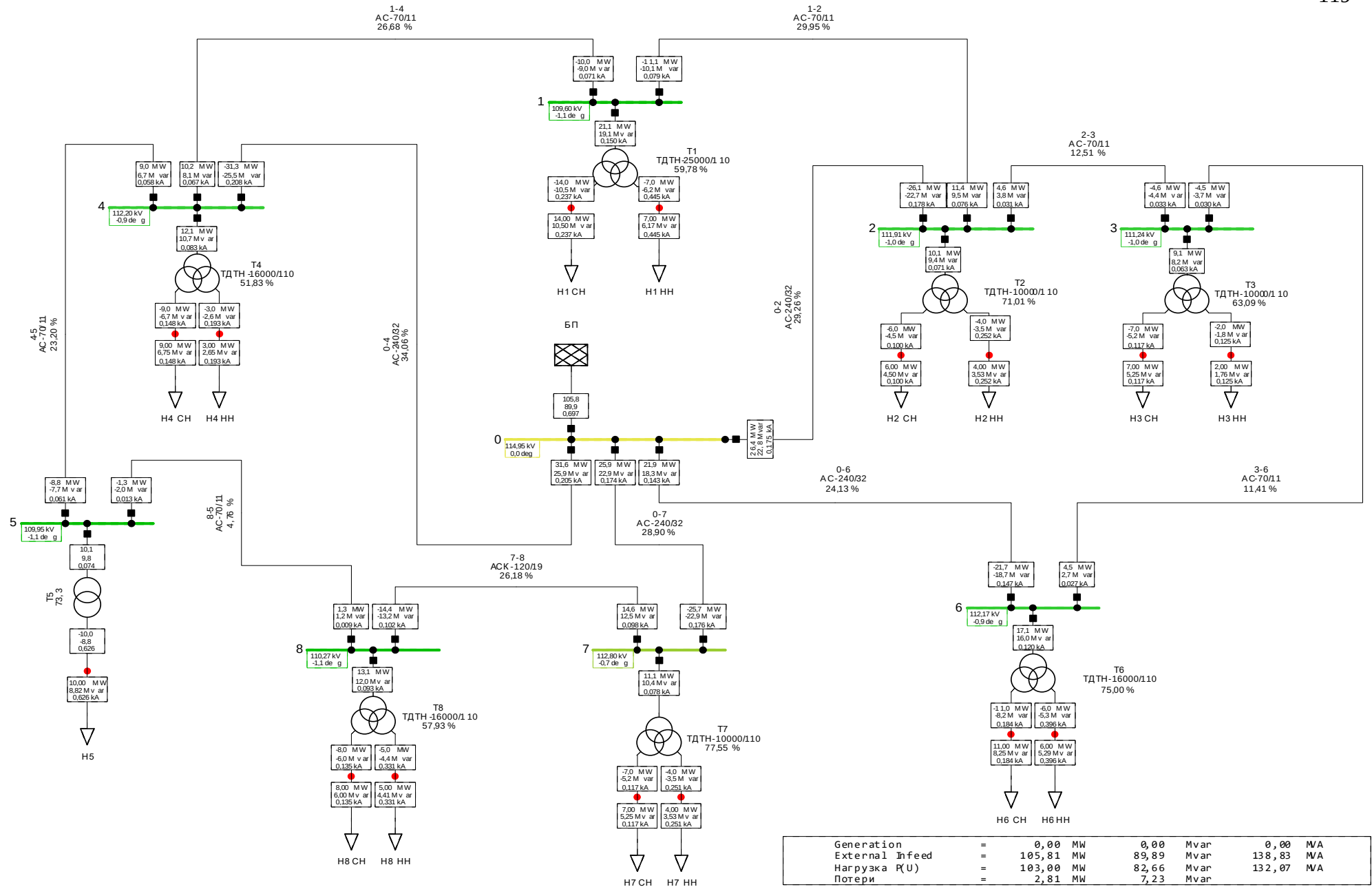


Рисунок 5.1 – Результати розрахунку вихідної схеми електричної мережі

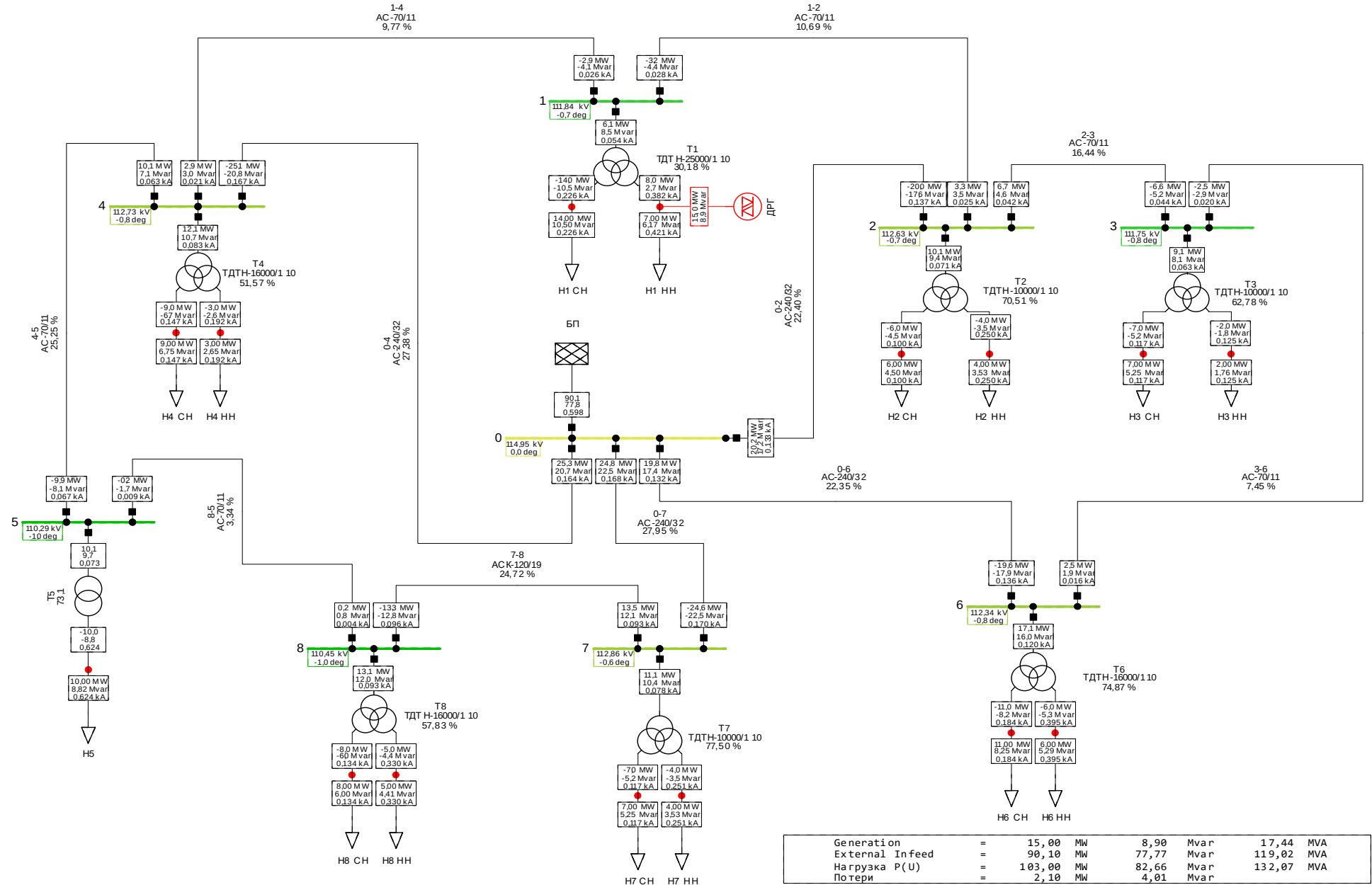


Рисунок 5.2 – Результати розрахунку схеми електричної мережі з СЕС 15 МВт в пункті 1

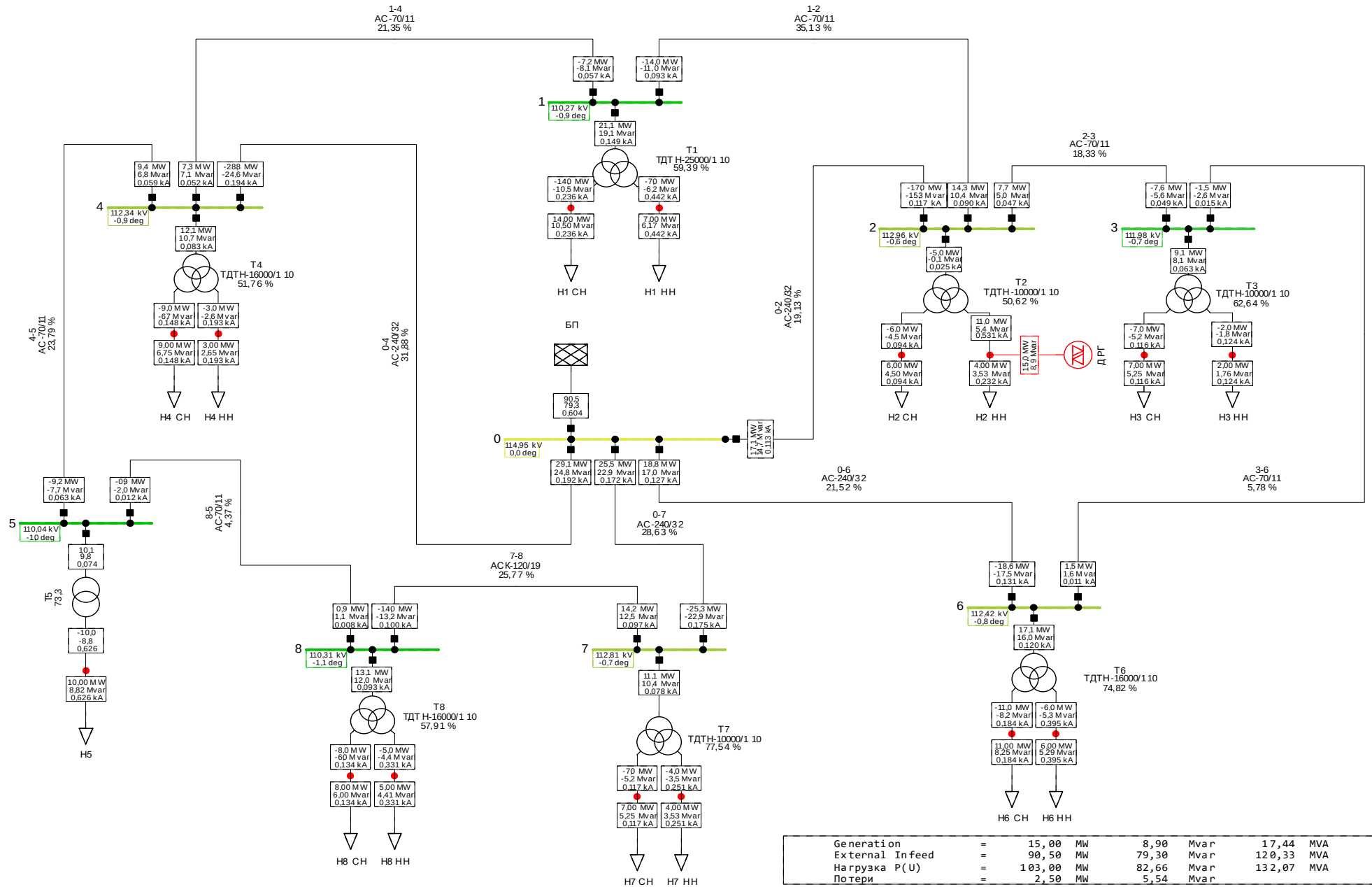


Рисунок 5.3 – Результати розрахунку схеми електричної мережі з СЕС 15 МВт в пункті 2

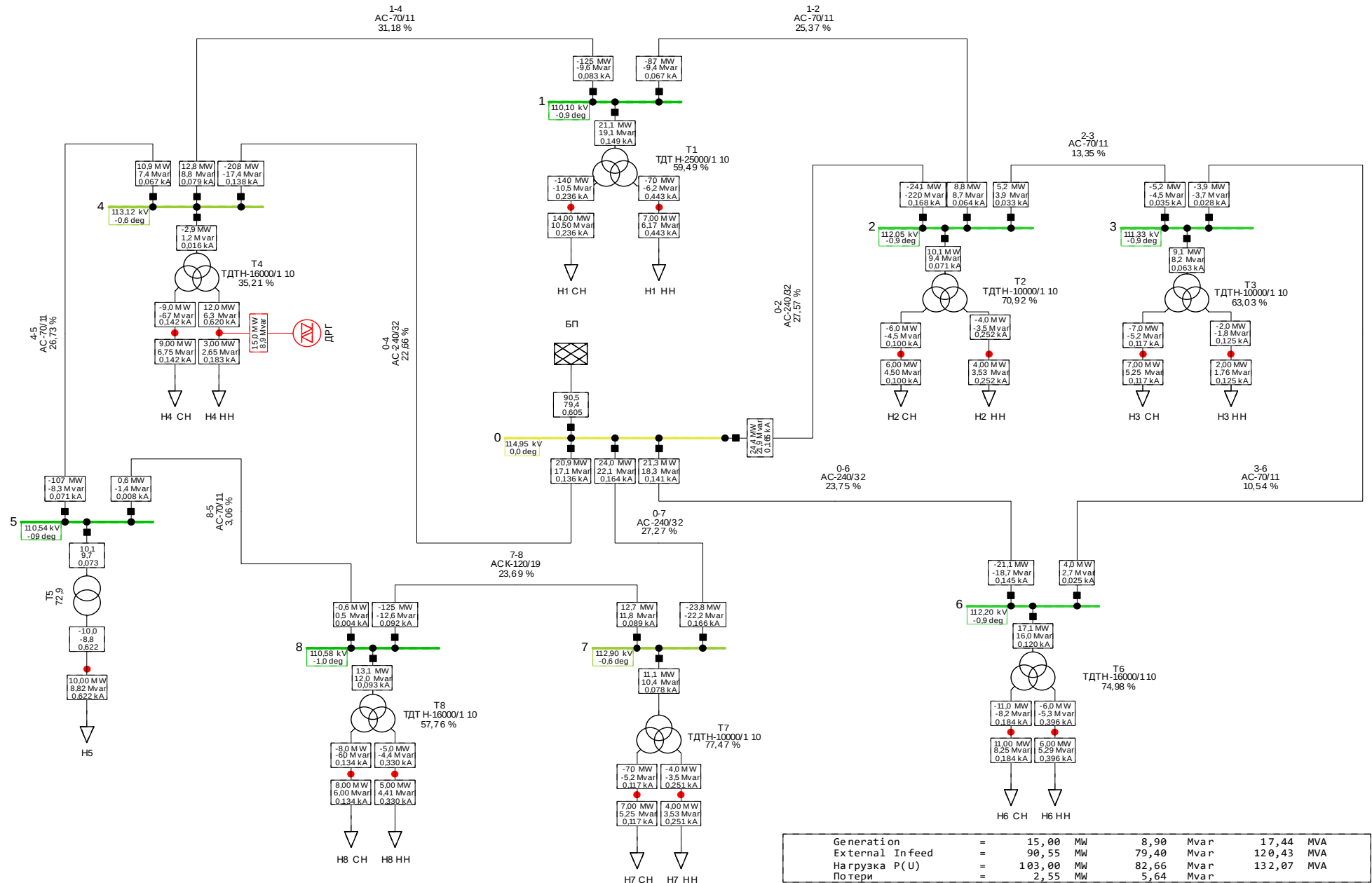


Рисунок 5.5 – Результати розрахунку схеми електричної мережі з СЕС 15 МВт в пункті 4

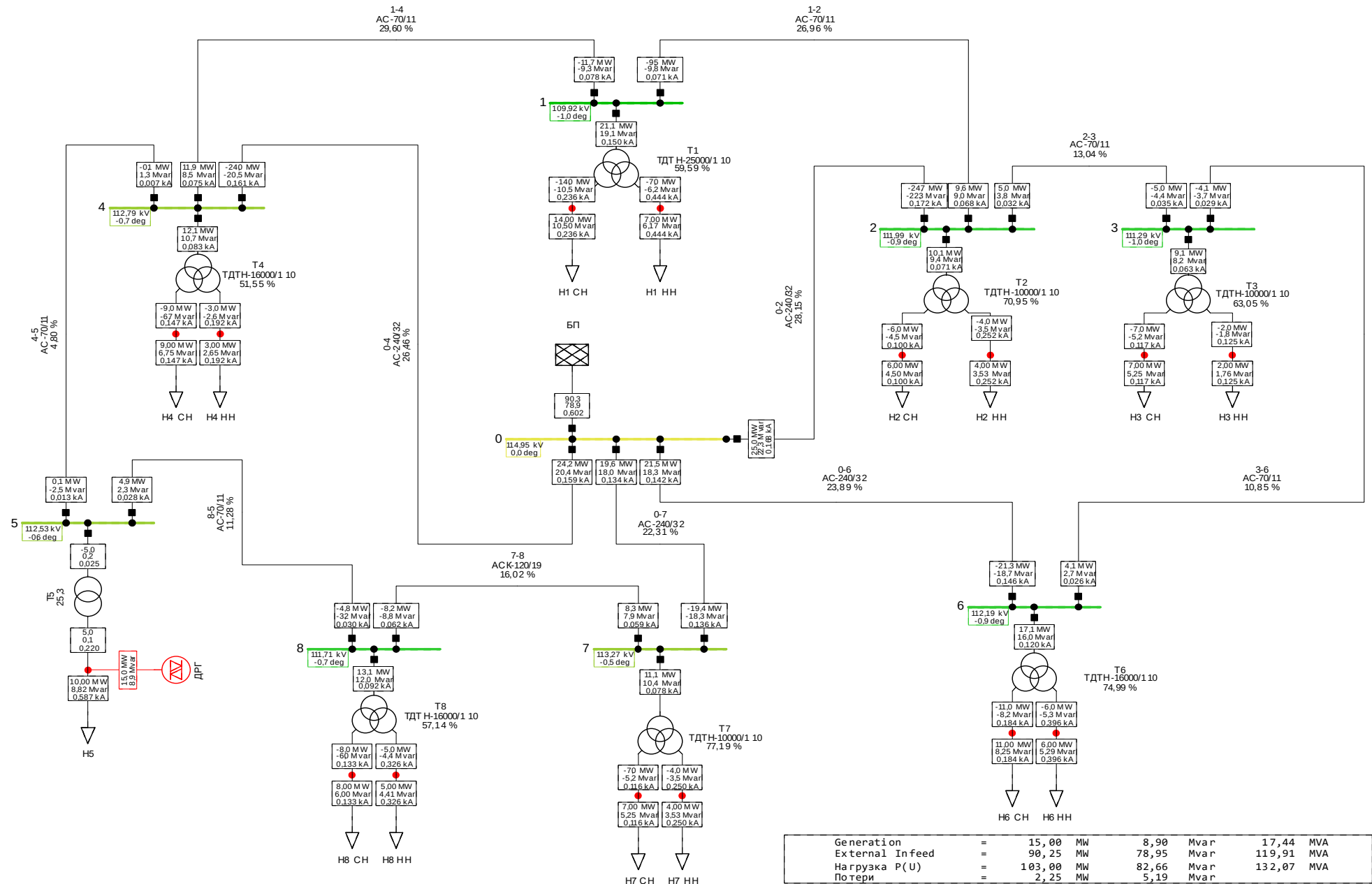


Рисунок 5.6 – Результати розрахунку схеми електричної мережі з СЕС 15 МВт в пункті 5

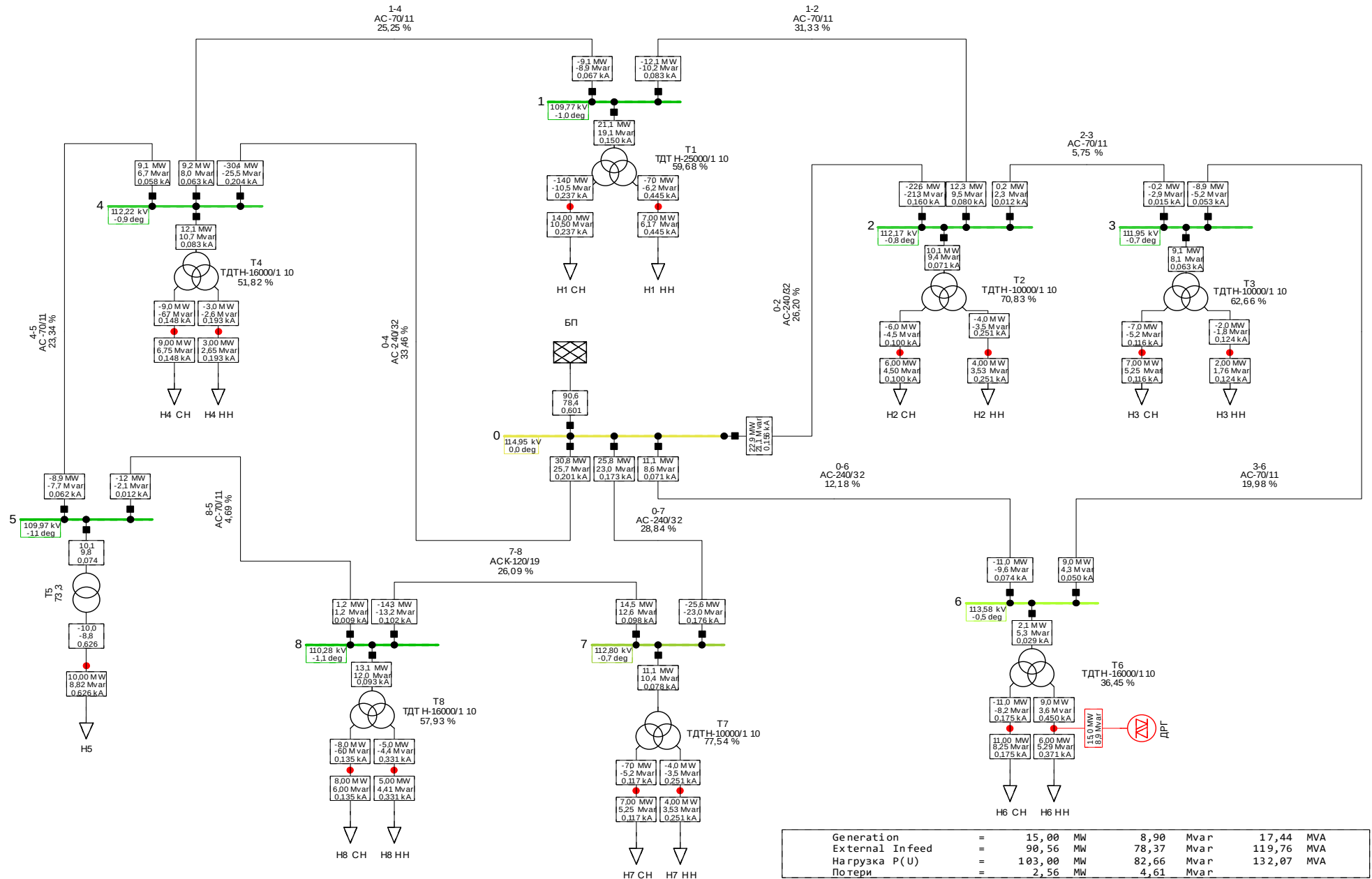


Рисунок 5.7 – Результати розрахунку схеми електричної мережі з СЕС 15 МВт в пункті 6

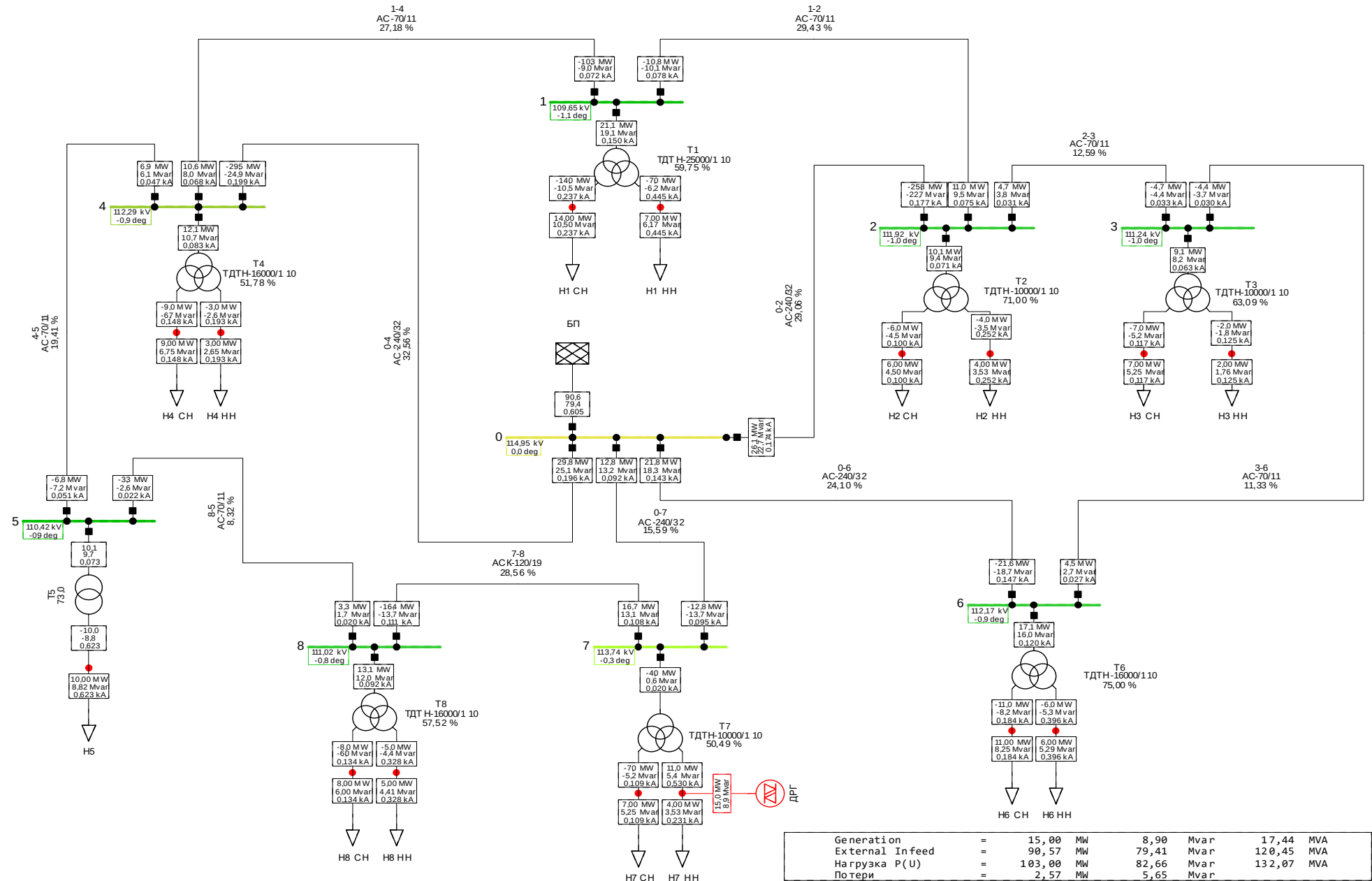


Рисунок 5.8 – Результати розрахунку схеми електричної мережі з СЕС 15 МВт в пункті 7

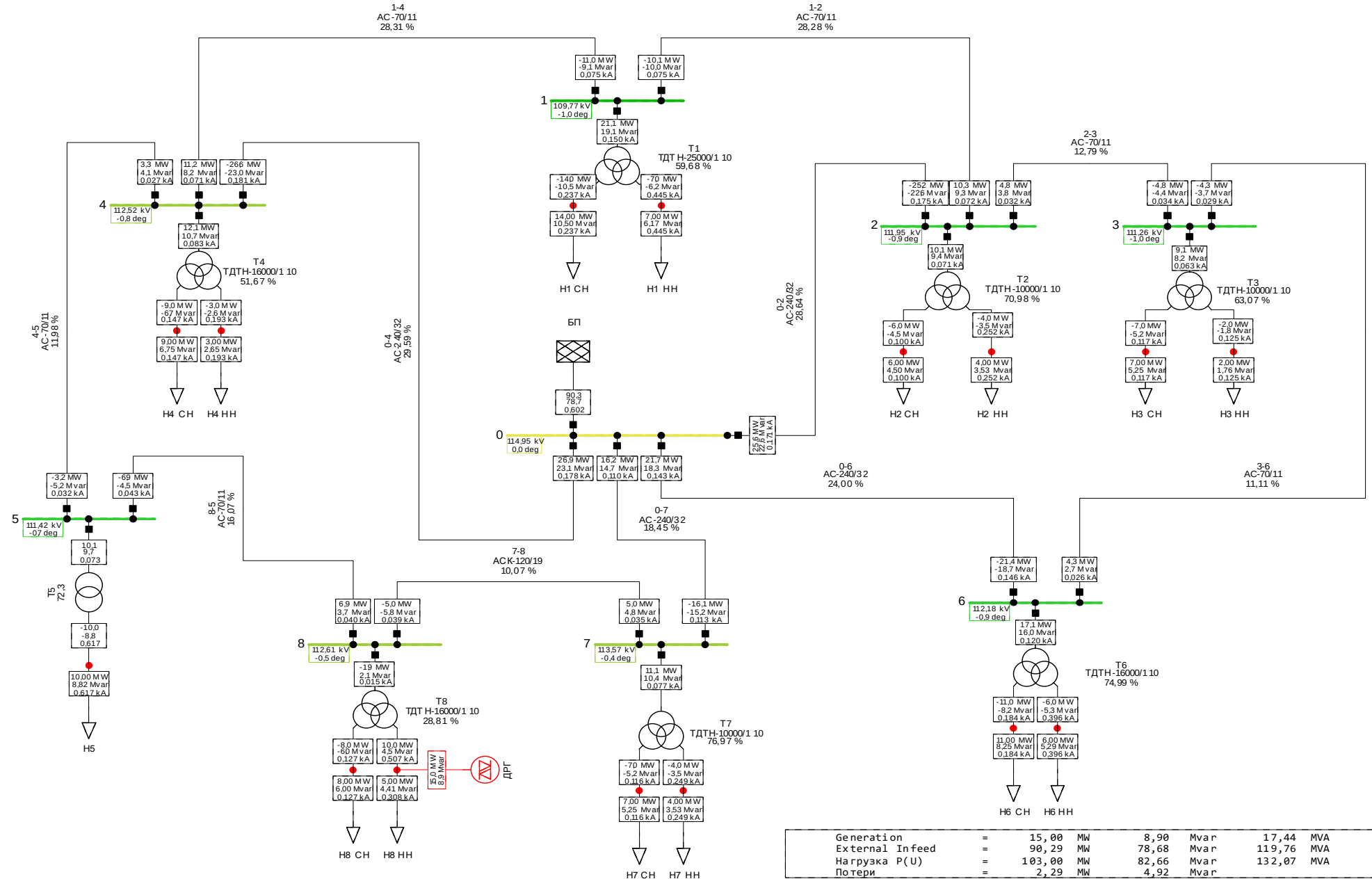


Рисунок 5.9 – Результати розрахунку схеми електричної мережі з СЕС 15 МВт в пункті 8

Таблиця 5.1 – Рівні напруг у пунктах схеми

$P_{\text{СЕС}}$	Пункт, у якому підключено СЕС	U_1 , кВ	U_2 , кВ	U_3 , кВ	U_4 , кВ	U_5 , кВ	U_6 , кВ	U_7 , кВ	U_8 , кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0 МВт	-	109.6	111.91	111.24	112.2	109.95	112.17	112.8	110.27
13 МВт	1	111.56	112.54	111.68	112.67	110.25	112.32	112.85	110.43
	2	110.2	112.84	111.9	112.32	110.03	112.39	112.81	110.31
	3	110.01	112.55	112.84	112.28	110.00	112.75	112.81	110.29
	4	110.04	112.03	111.32	113	110.47	112.19	112.89	110.54
	5	109.88	111.98	111.29	112.72	112.21	112.18	113.22	111.54
	6	109.75	112.14	111.86	112.22	109.97	113.41	112.9	110.28
	7	109.64	111.92	111.24	112.28	110.37	112.17	113.64	110.93
	8	109.75	111.95	111.26	112.48	111.24	112.18	113.48	112.32
15 МВт	1	111.84	112.63	111.75	112.73	110.29	112.34	112.86	110.45
	2	110.27	112.98	111.96	112.34	110.04	112.42	112.81	110.31
	3	110.06	112.63	113.06	112.29	110.01	112.82	112.81	110.3
	4	110.1	112.05	111.33	113.12	110.54	112.2	112.9	110.58
	5	109.92	111.99	111.29	112.79	112.53	112.19	113.27	111.71
	6	109.77	112.17	111.95	112.22	109.97	113.58	112.8	110.28
	7	109.65	111.92	111.24	112.3	110.42	112.17	113.74	111.02
	8	109.77	111.95	111.25	112.52	111.42	112.18	113.57	112.61
17 МВт	1	112.12	112.72	111.81	112.8	110.33	112.36	112.86	110.47
	2	110.35	113.08	112.1	112.35	110.05	112.44	112.82	110.3
	3	110.11	112.71	113.27	112.3	110	112.9	112.81	110.3
	4	110.15	112.06	111.34	113.22	110.61	112.2	112.9	110.62
	5	109.95	112	111.3	112.86	112.84	112.2	113.33	111.9
	6	109.78	112.2	112.03	112.23	109.97	113.74	112.8	110.28
	7	109.65	111.92	111.24	112.3	110.47	112.47	113.85	111.1
	8	109.79	111.96	111.27	112.55	111.6	112.18	113.66	112.88
19 МВт	1	112.39	112.8	111.87	112.86	110.37	112.38	112.87	110.5
	2	112.42	113.2	112.14	112.36	110.05	112.46	112.82	110.32
	3	110.15	112.79	113.47	112.3	110	112.95	112.81	110.3
	4	110.21	112.1	111.35	113.33	110.67	112.2	112.92	110.65
	5	110	112	111.31	112.92	113.15	112.2	113.38	112.06
	6	109.8	112.23	112.11	112.23	109.97	113.9	112.8	110.28
	7	109.66	111.92	111.24	112.31	110.52	112.17	113.94	111.18
	8	109.81	111.96	111.27	112.6	111.76	112.18	113.74	113.15
21 МВт	1	112.65	112.87	111.92	112.92	110.41	112.4	112.4	110.51
	2	110.48	113.3	112.22	112.37	110.08	112.48	112.82	110.32
	3	110.2	112.86	113.66	112.31	110.02	113	112.8	110.3
	4	110.26	112.1	111.36	113.43	110.74	112.2	112.93	110.68
	5	110	112.02	111.31	113	113.44	112.19	113.43	112.22
	6	109.82	111.26	112.19	112.23	109.97	114.06	112.8	110.28
	7	109.66	111.92	111.24	112.32	110.56	112.17	114.04	111.25
	8	109.82	111.96	111.27	112.67	111.92	112.18	113.82	113.4
23 МВт	1	112.9	112.95	112	112.98	110.45	112.41	112.88	110.53
	2	110.54	113.4	112.3	112.4	110.07	112.5	112.82	110.32
	3	110.24	112.92	113.84	112.32	110.03	113.07	112.81	110.3
	4	110.32	112.1	111.37	113.54	110.8	112.2	112.94	110.71
	5	110.06	112.03	111.32	113.05	113.74	112.2	113.48	112.36
	6	109.8	112.28	112.26	112.23	109.97	114.21	112.8	110.28
	7	109.67	111.92	111.24	112.32	110.61	112.17	114.12	111.32
	8	109.84	111.97	111.27	112.65	112.08	112.18	113.9	113.68

Продовження таблиці 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
25 МВт	1	113.16	113.04	112.04	113.04	110.49	112.43	112.89	110.55
	2	110.61	113.5	112.35	112.4	110.07	112.52	112.82	110.33
	3	110.28	112.99	114.02	112.32	110.03	113.13	112.81	110.3
	4	110.37	112.12	111.38	113.63	110.86	112.21	112.95	110.74
	5	109.09	112.04	111.32	113.11	114.02	112.19	113.53	112.54
	6	109.85	112.3	112.33	112.23	109.97	114.35	112.8	110.28
	7	109.67	111.92	111.24	112.33	110.85	112.17	114.21	111.39
	8	109.86	111.97	111.28	112.68	112.23	112.18	113.98	113.9
27 МВт	1	113.41	113.12	112.09	113.09	110.52	112.6	112.89	110.57
	2	110.66	113.59	112.42	112.4	110.08	112.54	112.82	110.33
	3	110.32	113.05	114.19	112.35	110.03	113.18	112.81	110.3
	4	110.41	112.13	111.39	113.72	110.92	112.21	112.95	110.77
	5	110.12	112.05	111.33	113.17	114.3	112.19	113.58	112.69
	6	109.86	112.33	112.4	112.24	109.97	114.49	112.8	110.28
	7	109.67	111.92	111.24	112.34	110.69	112.17	114.29	111.46
	8	109.87	111.97	111.28	112.71	112.38	112.18	114.06	114.14
29 МВт	1	113.66	113.19	112.14	113.15	110.56	112.45	112.9	110.59
	2	110.72	113.68	112.48	112.41	110.08	112.55	112.82	110.33
	3	110.35	113.11	114.36	112.33	110.03	113.33	112.81	110.31
	4	110.46	112.14	111.39	113.81	110.97	112.21	112.96	110.8
	5	110.15	112.05	111.33	113.23	114.58	112.19	113.63	112.84
	6	109.87	112.35	112.47	112.24	109.98	114.63	112.8	110.28
	7	109.68	111.92	111.24	112.34	110.73	112.17	114.36	111.52
	8	109.89	111.98	111.28	112.74	112.52	112.18	114.13	114.38
31 МВт	1	113.9	113.27	112.19	113.2	110.59	112.48	112.9	110.6
	2	110.77	113.77	112.54	112.42	110.09	112.57	112.82	110.33
	3	110.39	113.16	114.52	112.34	110.04	113.28	112.81	110.31
	4	110.51	112.15	111.4	113.9	111.03	112.21	112.97	110.83
	5	110.18	112.08	111.34	113.29	114.85	112.19	113.67	112.98
	6	109.89	112.37	112.53	112.34	109.98	114.76	112.8	110.28
	7	109.68	111.92	111.24	112.35	110.76	112.17	114.44	111.58
	8	109.9	111.98	111.28	112.77	112.66	112.18	114.2	114.6

Як бачимо, з розрахунків рівні напруг у пунктах схеми залишаються в нормованих межах при встановленні ДРГ потужністю в діапазоні 13 – 31 МВт.

У розподільчих мережах зниження напруги відбувається вздовж напрямку електропостачання споживачів, від головної ділянки ЛЕП до її кінця. Після встановлення джерел РГ в такій електричній мережі відбувається зниження навантаження живильного фідера, а напруга вздовж ЛЕП може збільшуватися. Важливими при цьому є коефіцієнт потужності джерел РГ.

Таким чином, величина зміни напруги залежить від місць встановлення джерел РГ, їхньої потужності та $\cos\varphi$ (генерація або споживання) [13].

Слід також зазначити, що активне та реактивне навантаження вузлів змінюється з часом, що в свою чергу викликає певні коливання рівня напруги в

мережі. У напрямку від головної ділянки до кінця ЛЕП коливання напруги, як правило, збільшується. Якщо навантаження сконцентровано в основному біля кінця ЛЕП або віддалено від балансуєчого пункту, то рівень напруг буде коливатися більш інтенсивно [14].

Після приєднання до розподільної мережі джерел РГ останні будуть впливати на коливання рівнів напруги у вузлах, збільшуючи або зменшуючи їх. У випадку, коли джерела РГ працюють узгоджено з місцевим навантаженням, тобто, їхня потужність збільшується (зменшується) при збільшенні (зменшенні) навантаження у вузлах, вони будуть демпфірувати коливання напруги. Але, коли джерела РГ працюють неузгоджено з місцевим навантаженням, оскільки потужність джерел РГ залежить від первинних ресурсів і вихідні характеристики яких складно контролювати, то у такій ситуації РГ можуть значно збільшити коливання напруги в ЕМ. Крім того, деяким джерелам РГ (наприклад ВЕС, фотогальванічні елементи) притаманне сильне коливання вихідної потужності, що суттєво впливає на коливання рівнів напруги у вузлах ЕМ, ефект тим сильніший, чим більша встановлена потужність джерел РГ [13].

Таблиця 5.2 – Втрати потужності в схемі та завантаження трансформаторів

Р _{СЕС}	Пункт, у якому підключено СЕС	Втрати потужності в схемі		Завантаження трансформаторів, %							
		ΔP_{Σ} , МВА	ΔQ_{Σ} , МВАр	1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0 МВт	-	2.81	7.23	59.78	71.01	63.09	51.83	73.3	75	77.55	57.93
13 МВт	1	2,16	4,26	30.35	70.58	62.82	51.6	73.1	74.89	77.51	57.85
	2	2,53	5,45	59.43	41.42	62.69	51.77	73.3	74.84	77.54	57.91
	3	2,47	5,82	59.54	70.57	51.75	51.79	73.3	74.58	77.54	57.92
	4	2,57	5,65	59.53	70.93	63.04	29.65	73	74.96	77.48	57.78
	5	2,29	5,27	59.62	70.96	63.06	51.58	16.6	74.99	77.23	57.23
	6	2,58	4,72	59.69	70.85	62.71	51.82	73.3	36.68	77.54	57.93
	7	2,59	5,54	59.75	71.01	63.09	51.79	73.0	75	41.31	57.57
	8	2,33	4,99	59.69	70.99	63.07	51.69	72.4	75	77.03	26.6
15 МВт	1	2,1	4,01	30.18	70.55	62.78	51.57	73.1	74.87	77.5	57.8
	2	2,5	5,54	59.39	50.62	62.64	51.76	73.3	74.82	77.54	57.91
	3	2,45	5,97	59.51	70.51	60.78	51.78	73.3	74.5	77.54	57.92
	4	2,55	5,64	59.49	70.92	63.03	35.21	72.9	75	77.47	57.76
	5	2,25	5,19	59.59	70.95	63.05	51.55	25.3	75	77.2	57.14
	6	2,56	4,61	59.68	70.83	62.66	51.82	73.3	36.45	77.54	57.93
	7	2,57	5,65	59.75	71	63.1	51.68	73	75	50.5	57.52
	8	2,29	4,92	59.68	71	63.07	51.67	72.3	74.99	77	28.8

Продовження таблиці 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
17 МВт	1	2,04	3,82	30.02	70.48	62.75	51.54	73.1	74.86	77.55	57.8
	2	2,48	5,71	59.35	59.7	62.6	51.75	73.3	74.8	77.54	57.91
	3	2,43	6,19	59.48	70.48	69.7	51.8	73.3	74.47	77.54	57.92
	4	2,53	5,69	59.46	70.9	63	41.01	72.9	74.98	77.47	57.74
	5	2,23	5,16	59.57	70.95	63.05	51.51	35.69	75	77.15	57.05
	6	2,54	4,55	59.7	70.81	62.61	51.81	73.3	36.23	77.54	57.93
	7	2,56	5,83	59.75	71	63.09	51.78	73	75	59.6	57.47
	8	2,26	4,92	59.67	70.98	63.07	51.66	72.2	75	76.9	34.63
19 МВт	1	2	3,68	29.86	70.4	62.7	51.51	73	74.85	77.5	57.81
	2	2,46	5,96	59.31	68.65	62.55	51.75	73.3	74.78	77.55	57.9
	3	2,42	6,49	59.46	70.4	78.45	51.78	73.3	74.43	77.54	57.92
	4	2,51	5,79	59.42	70.89	63.02	46.75	72.8	75	77.48	57.72
	5	2,22	5,18	59.55	70.94	63.05	51.48	46.5	75	77.11	58.95
	6	2,53	4,56	59.66	70.8	62.57	51.81	73.3	37.25	77.54	57.93
	7	2,54	6,09	59.75	71	63.09	51.77	72.9	75	68.48	57.43
	8	2,23	4,99	59.66	70.98	63.07	51.64	72.1	74.99	76.84	40.38
21 МВт	1	1,96	3,59	29.71	70.34	62.68	51.48	73	74.83	77.5	57.8
	2	2,44	6,29	59.27	77.43	62.5	51.74	73.3	74.77	77.54	57.9
	3	2,42	6,87	59.43	70.36	87.04	51.8	73.3	74.38	77.54	57.92
	4	2,49	5,94	59.39	70.88	63	52.39	72.8	74.98	77.45	57.7
	5	2,22	5,26	59.53	70.93	63.03	51.45	57.4	74.99	77.07	56.87
	6	2,52	4,63	59.65	70.77	62.52	51.81	73.3	42.96	77.54	57.93
	7	2,53	6,43	59.74	71	63.1	51.77	72.9	75	77.25	57.39
	8	2,22	5,11	59.65	70.97	63.07	51.63	72	74.99	76.78	42
23 МВт	1	1,93	3,54	29.63	70.29	62.64	51.46	73	74.82	77.5	57.79
	2	2,43	6,68	59.23	86.15	62.46	51.74	73.3	74.75	77.53	57.9
	3	2,42	7,32	59.41	70.31	95.57	51.77	73.3	74.34	77.54	57.92
	4	2,48	6,15	59.36	70.88	63	58	72.7	74.97	77.44	57.89
	5	2,23	5,37	59.5	70.93	63.04	51.42	68.3	74.98	77	56.78
	6	2,52	4,75	59.64	70.75	62.48	51.81	73.3	48.64	77.54	57.93
	7	2,53	6,83	59.74	71	63.1	51.77	72.9	75	85.95	57.35
	8	2,2	5,28	59.64	70.1	63.07	51.61	71.9	74.99	76.72	51.61
25 МВт	1	1,91	3,53	33.32	70.23	62.61	51.43	73	74.8	77.48	57.78
	2	2,42	7,15	59.2	94.75	62.42	51.73	73.3	74.74	77.53	57.9
	3	2,43	7,83	59.38	70.27	103.97	51.77	73.3	74.3	77.54	57.92
	4	2,47	6,4	59.33	70.87	63	63.56	72.7	74.97	77.44	57.67
	5	2,25	5,54	59.49	70.92	63.04	51.39	79.2	74.98	76.99	56.7
	6	2,52	4,93	59.64	70.74	62.43	51.81	73.3	54.26	77.54	57.93
	7	2,52	7,31	59.74	71	63.08	51.76	72.9	75	94.53	57.31
	8	2,2	5,51	59.63	70.97	83.06	51.6	71.8	74.99	76.66	57.14
27 МВт	1	1,89	3,56	36.97	70.18	62.58	51.40	72.9	74.8	77.48	57.77
	2	2,42	7,68	59.16	103.25	62.38	51.73	73.3	74.73	77.53	57.9
	3	2,44	8,41	59.36	70.23	112.28	51.76	73.3	74.26	77.54	57.91
	4	2,46	6,7	59.31	70.86	63	69.06	72.7	74.97	77.43	57.65
	5	2,28	5,74	59.48	70.92	63.03	51.36	89.9	74.98	76.96	56.62
	6	2,52	5,16	59.63	70.72	62.39	51.81	73.3	59.8	77.54	57.93
	7	2,52	7,85	59.74	71	63.08	51.76	72.8	75	103.02	57.28
	8	2,2	5,8	59.62	70.97	63.06	51.58	71.7	74.99	76.6	62.6

Продовження таблиці 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
29 МВт	1	1,89	3,64	40.6	70.13	62.55	51.37	72.9	74.78	77.47	57.76
	2	2,41	8,29	59.13	111.71	62.35	51.72	73.2	74.72	77.53	57.9
	3	2,46	9,06	59.34	70.19	120.54	51.76	73.3	74.22	77.54	57.91
	4	2,46	7,05	59.28	70.85	62.99	74.55	72.6	74.97	77.43	57.64
	5	2,31	5,99	59.46	70.91	63.03	51.33	100.6	74.98	76.92	56.54
	6	2,53	5,43	59.62	70.71	62.35	51.81	73.3	65.33	77.54	57.93
	7	2,52	8,46	59.74	71	63.08	51.76	72.6	75	111.47	52.24
	8	2,21	6,13	59.61	70.96	63.06	51.57	71.6	74.99	76.55	68.03
31 МВт	1	1,9	3,76	44.19	70.08	62.52	51.35	72.9	74.77	77.47	57.75
	2	2,42	8,95	59.1	120.06	62.31	51.72	73.2	74.71	77.53	57.9
	3	2,48	9,77	59.32	70.15	128.7	51.76	73.3	74.19	77.54	57.91
	4	2,47	7,45	59.25	70.84	62.99	79.96	72.6	74.97	77.42	57.62
	5	2,36	6,28	59.44	70.91	63.03	51.31	111.1	74.98	76.89	56.46
	6	2,54	5,76	59.61	70.69	82.32	51.81	73.3	70.79	77.55	57.93
	7	2,53	9,13	59.74	71	68.08	51.76	72.8	75	119.81	27.21
	8	2,23	6,52	59.61	70.96	63.06	51.56	71.5	74.99	76.5	73.38

Проаналізувавши дані наведені в табл. 5.2, можна сказати, незалежно від місця підключення і потужності РГ втрати потужності в мережі однозначно знижуються. Проте для даної електричної мережі найоптимальнішим місцем встановлення джерел РГ є пункт 1, потужність генерації має становити близько 29 МВт. При цьому втрати потужності становитимуть 1,89 - 3,64 МВА.

Встановлення джерел РГ в розподільній мережі поруч з навантаження може змінювати напрямки потоків потужності. При цьому слід виділити три ситуації щодо вузлового навантаження і РГ:

1. Власне навантаження кожного вузла в ЕМ більше або дорівнює вихідній потужності джерел РГ, підключених до цього вузла.

2. В ЕМ існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність джерел РГ більша, ніж власне навантаження цього вузла, але сумарна потужність джерел РГ даної ЕМ у цілому менша, ніж її сумарне навантаження.

3. В мережі існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність РГ більша, ніж власне навантаження цього вузла і сумарна потужність джерел РГ даної мережі в цілому більша, ніж її сумарне навантаження.

У першому випадку встановлені джерела РГ в мережі будуть впливати на зменшення втрат потужності в розподільній мережі. У другому випадку джерела РГ

можуть перманентно збільшувати втрати потужності у деяких лініях електропередачі мережі, але, в цілому, сумарні втрати потужності в ЕМ знижуються. У третьому випадку сумарні втрати потужності всієї мережі будуть більше, ніж до встановлення джерел РГ.

Таким чином, встановлення джерел РГ може як збільшувати, так і зменшувати втрати потужності в ЕМ, що в основному залежить від місць розташування, потужності, рівня впровадження джерел РГ в мережі, їхнього коефіцієнта потужності, а також від топології мережі тощо [13].

Для детальнішого аналізу отриманих даних (табл. 5.2) слід побудувати графічні залежності, які наведено на рис. 5.10 – 5.12.

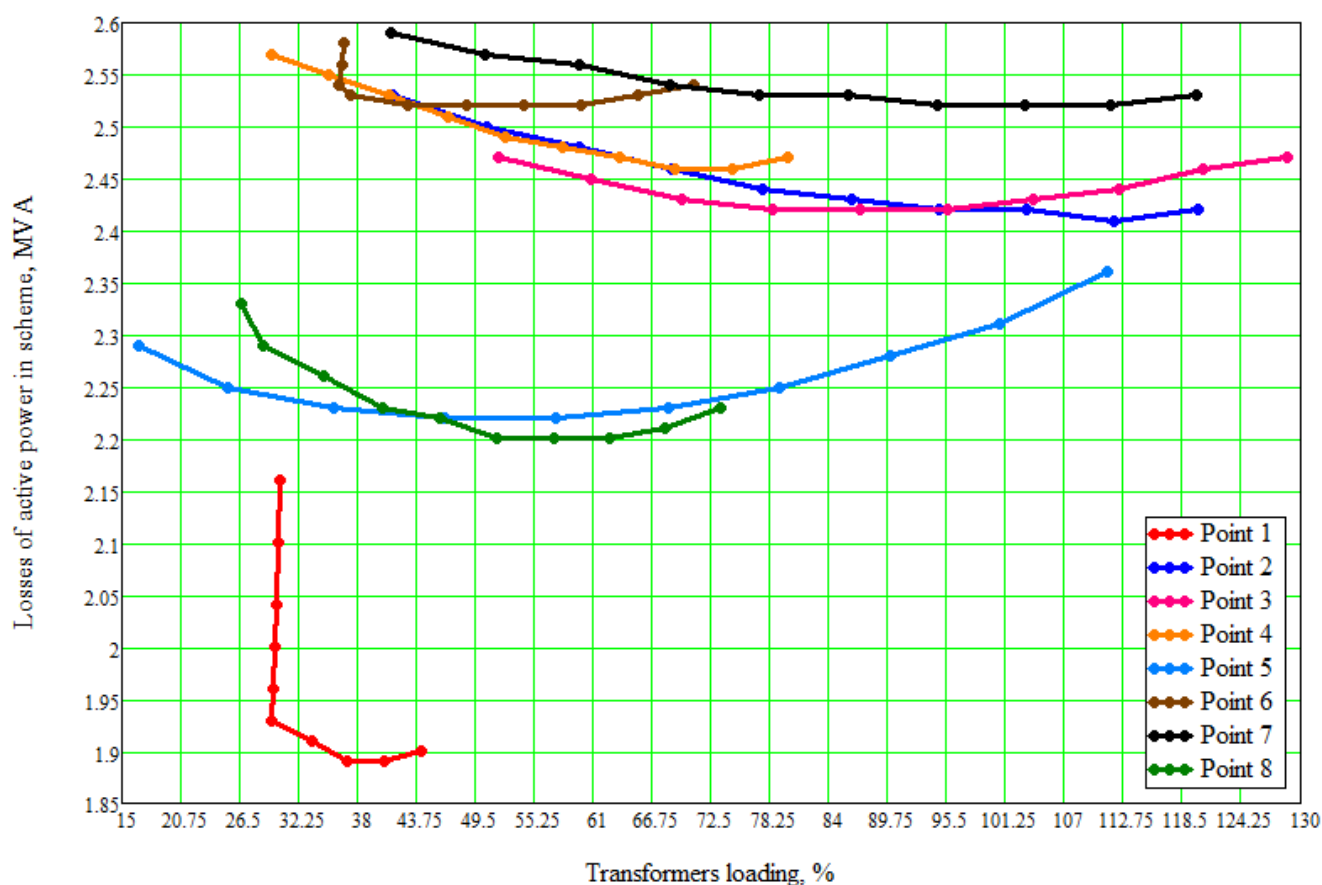


Рисунок 5.10 – Залежність активних втрат потужності від завантаження трансформатора

Як видно з графіку залежності активних втрат потужності в мережі від завантаження трансформаторів, що залежність нелінійна. Для кожного пункту при одному значенні завантаження активні втрати мають різне значення.

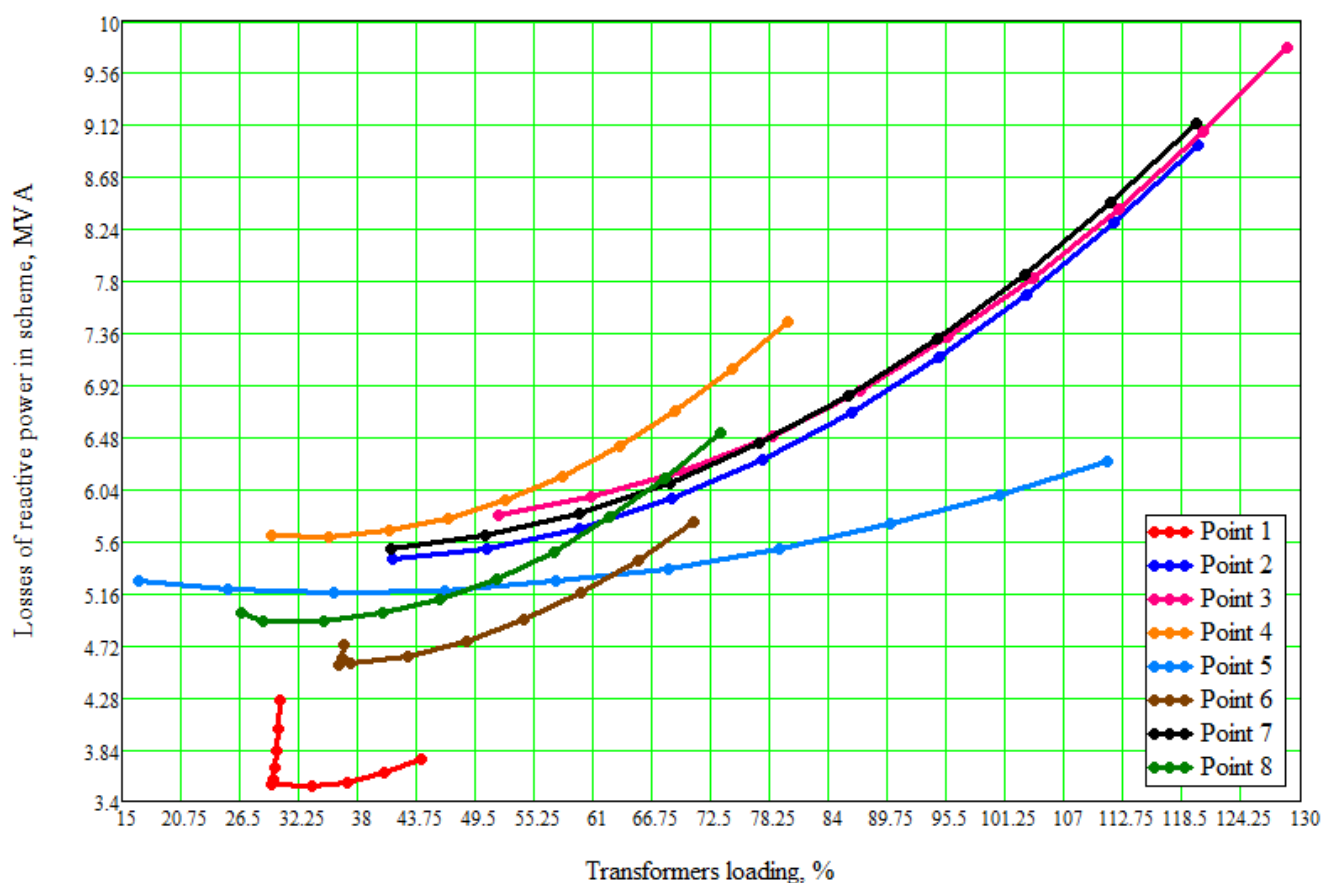


Рисунок 5.11 – Залежність реактивних втрат потужності від завантаження трансформатора

З графіку на рис. 5.11 видно, що чим менший коефіцієнт завантаження, тим менші реактивні втрати. Крім того графік реактивних втрат зростає швидше, ніж активних.

На рис. 5.12 наведено залежність активних втрат потужності від потужності генерації джерела РГ.

Як бачимо, дана графічна залежність також нелінійна. Проте з неї можна помітити, що зберігається порядок чергування кривих втрат потужності для кожного пункту незалежно від потужності генерації.

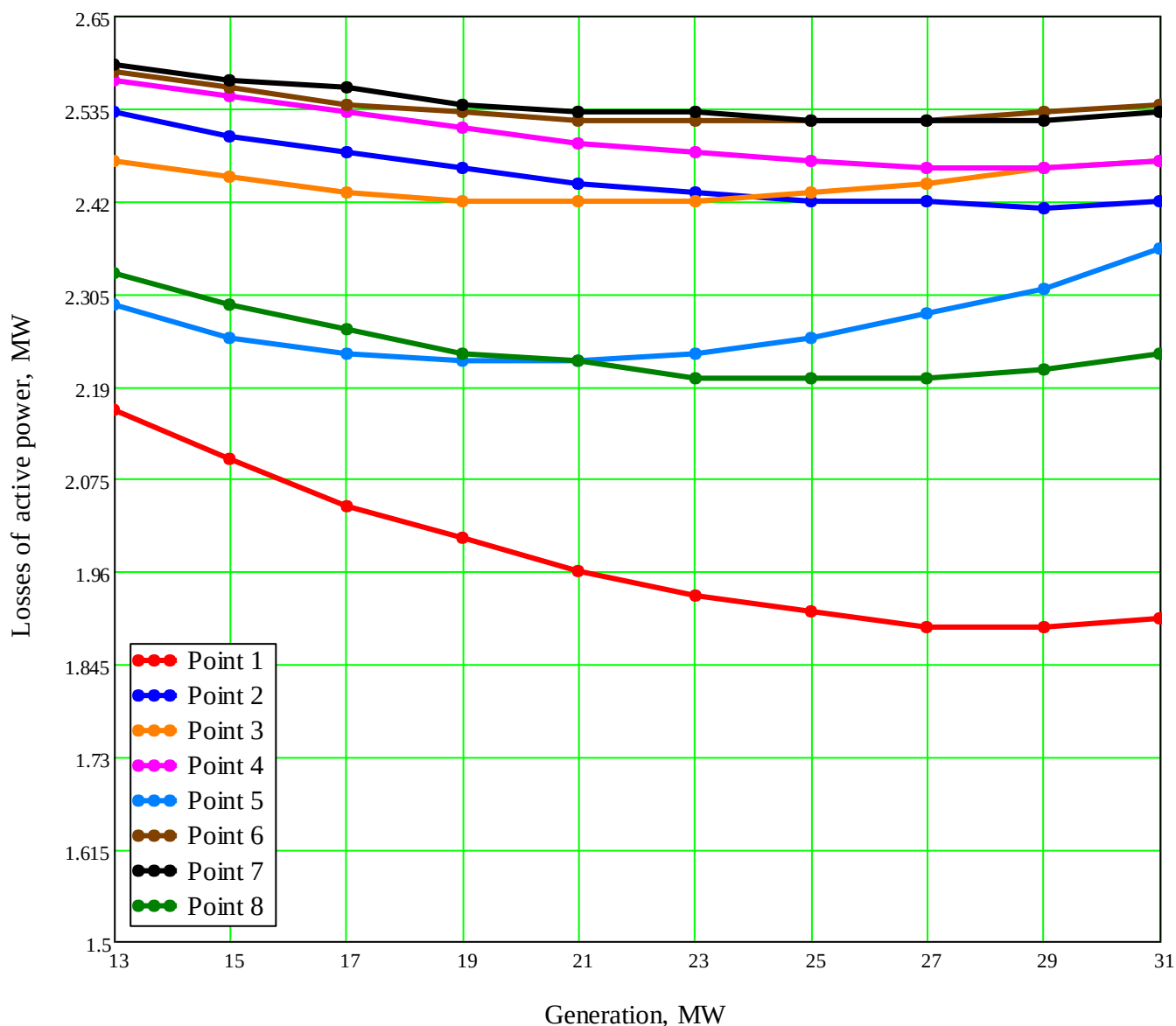


Рисунок 5.12 – Залежність активних втрат потужності від потужності генерації

5.2 Розробка методу вибору місця підключення джерел розподіленого генерування

Розрахунки та аналіз графіків проведені в попередньому підпункті даної роботи показали, що немає лінійної залежності між втратами потужності і потужністю генерації, навантаженням в пунктах схеми. Проте можна спостерігати певну залежність втрат потужності від того, як далеко розташовано джерело розосередженого генерування від балансуєчого пункту.

Для детальнішого дослідження даної залежності розрахуємо коефіцієнти струморозподілу для схеми без джерела розосередженого генерування і визначимо який відсоток від струму БП надходить у кожен з пунктів схеми. Результати наведено на рис. 5.13.

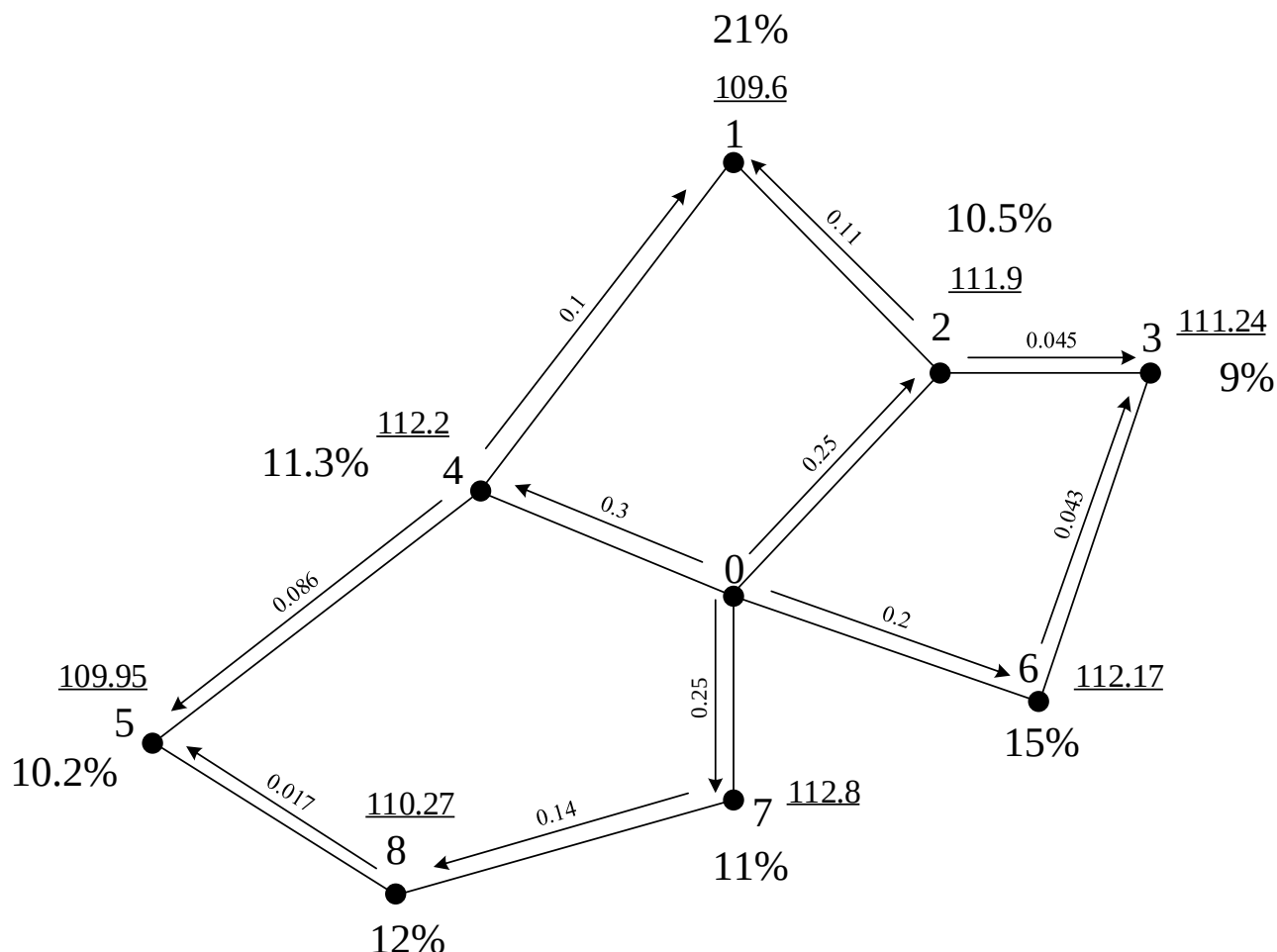


Рисунок 5.13 – Коефіцієнти струморозподілу в схемі РЕМ

Аналізуючи рис. 5.13 можна побачити, що в пункт 1 схеми приходить 21% струму БП. Як показали розрахунки режимів роботи мережі з ДРГ виконані в попередньому підпункті даної роботи, пункт 1 є найоптимальнішим місцем для підключення ДРГ, що підтверджується графіком наведеним на рис. 5.12.

Також на рис. 5.13 можна помітити, що пункт 1 є точкою поточкорозділу. Перевіримо чи є це закономірністю, для чого розглянемо ще дві схеми електричної мережі (рис. 5.14 – 5.15).

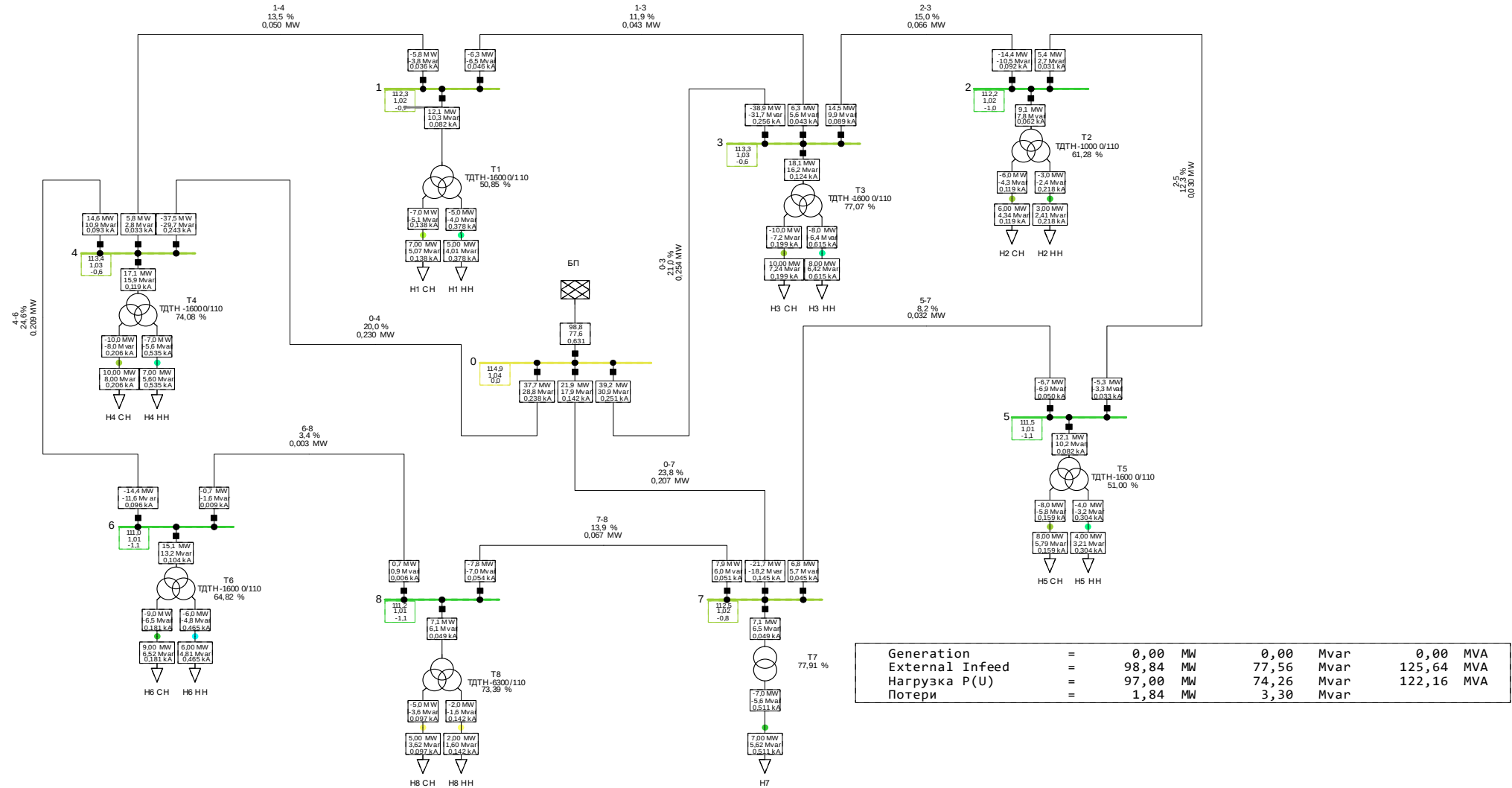


Рисунок 5.14 – Результати розрахунку 2-ї схеми електричної мережі

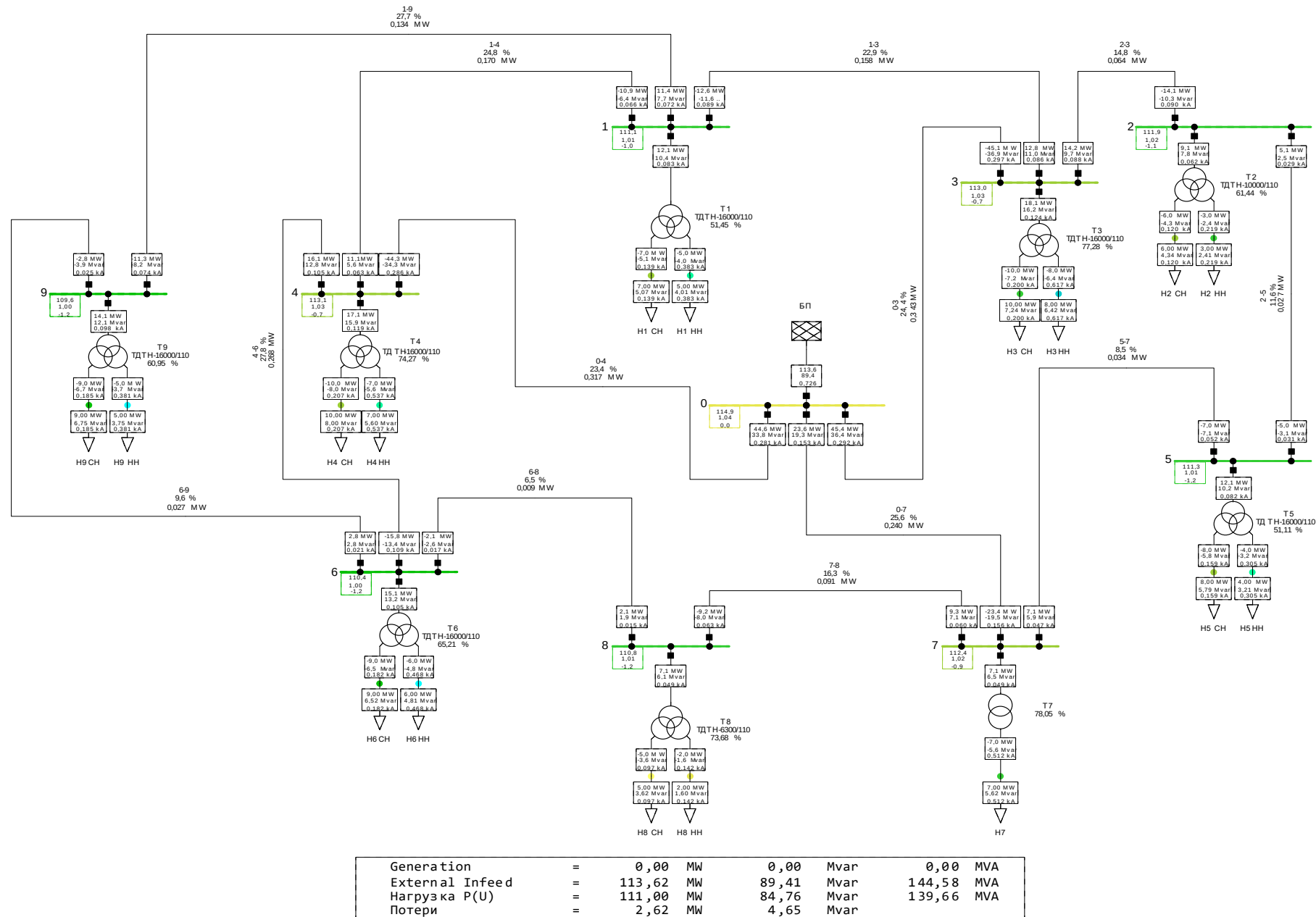


Рисунок 5.15 – Результати розрахунку 3-ї схеми електричної мережі

Визначимо коефіцієнти струморозподілу для схем наведених на рис. 5.14 та рис. 5.15.

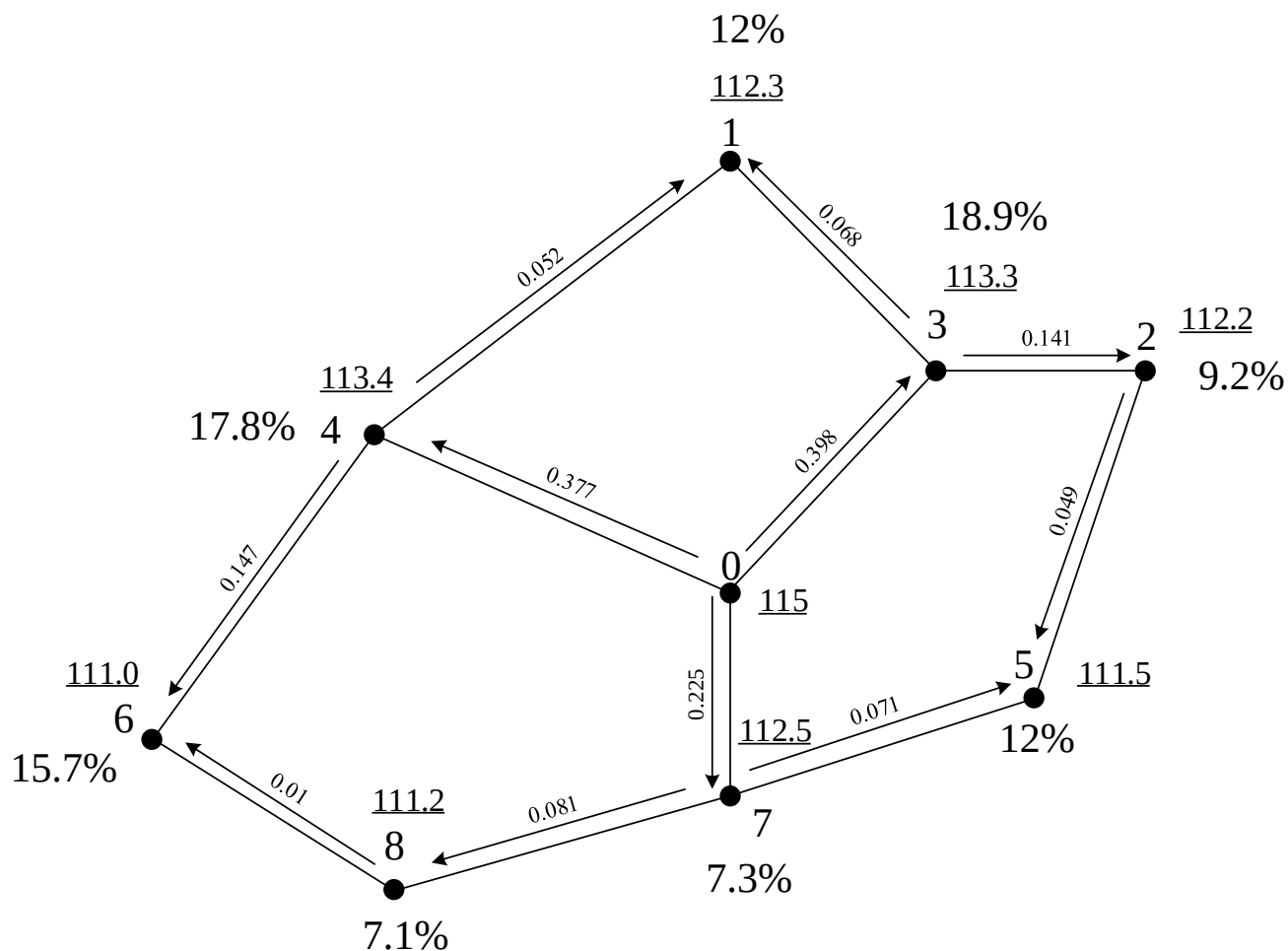


Рисунок 5.16 – Коефіцієнти струморозподілу в 2-й схемі РЕМ

Як бачимо з рис. 5.16 пункти 1, 5 та 6 є точками потокорозділу. Серед цих пунктів, в пункт 6 схеми приходить найбільша частина струму БП – 15.7%. Якщо існує якась закономірність, то пункт 6 має бути найоптимальнішим місцем для підключення ДРГ. Перевіримо це виконавши розрахунок для 2 варіантів ДРГ:

а) 10 МВт;

б) 16 МВт.

Потужність ДРГ обиралася з умови, щоб трансформатори в пунктах схеми на перевантажувались понад 140% від номінальної потужності у аварійному режимі.

Коефіцієнт потужності – 0.8.

Результати розрахунку із зазначенням втрат потужності наведено в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Втрати потужності в 2-й схемі при встановленні ДРГ

Р _{сес}	Пункт, у якому підключено ДРГ	Втрати потужності в схемі	
		ΔP_{Σ} , МВА	ΔQ_{Σ} , МВАр
0 МВт	-	1.84	3.3
10 МВт	1	1.61	1.84
	2	1.63	1.97
	3	1.68	0.96
	4	1.7	1.16
	5	1.56	1.64
	6	1.47	1.01
	7	1.62	1.98
	8	1.5	2.21
16 МВт	1	1.55	1.93
	2	1.56	2.57
	3	1.61	0.59
	4	1.64	0.88
	5	1.47	1.67
	6	1.35	0.76
	7	1.61	2.55
	8	1.4	3.42

Як видно з табл. 5.3 пункт 6 є найоптимальнішим місцем для встановлення ДРГ, що підтверджує існування певної закономірності.

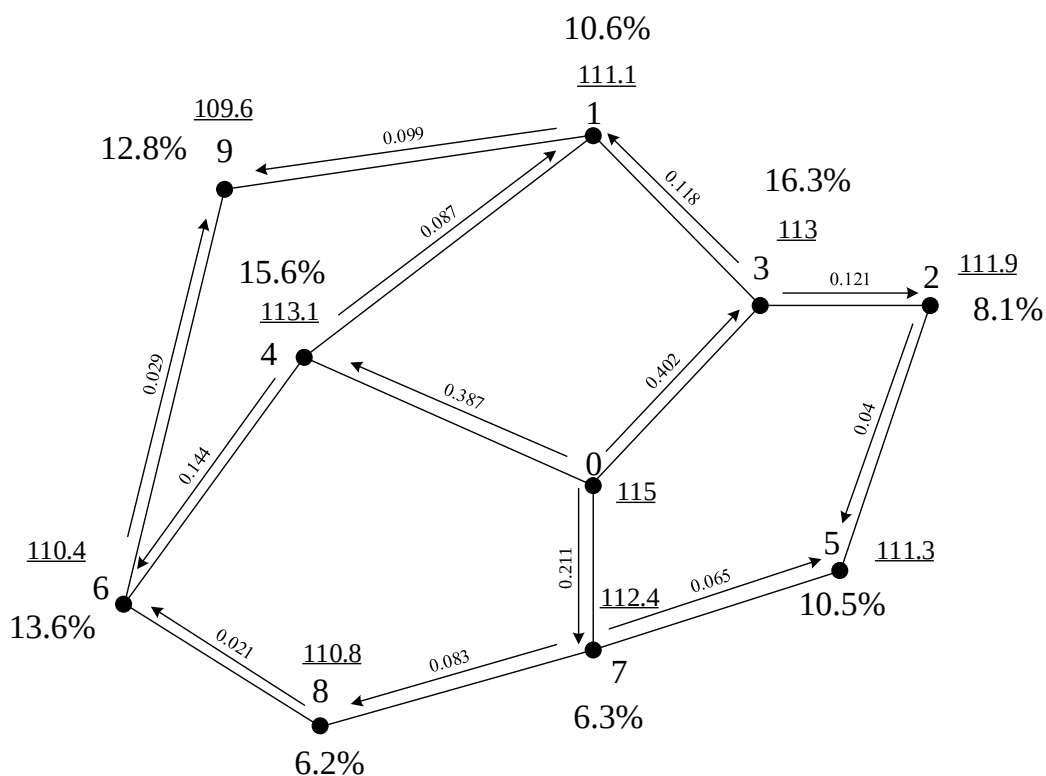


Рисунок 5.17 – Коефіцієнти струморозподілу в 3-й схемі РЕМ

Як бачимо з рис. 5.17 пункти 5 та 9 є точками поточкорозділу. Серед цих пунктів, в пункт 9 схеми приходить найбільша частина струму БП – 12.8%.

Перевіримо чи є пункт 9 найоптимальнішим місцем для установки ДРГ, виконавши розрахунок та визначивши втрати при встановленні джерела РГ потужністю 16 МВт.

Потужність ДРГ обиралася з умови, щоб трансформатори в пунктах схеми на перевантажувались понад 140% від номінальної потужності у аварійному режимі.

Коефіцієнт потужності – 0.8.

Результати розрахунку із зазначенням втрат потужності наведено в табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Втрати потужності в 3-й схемі при встановленні ДРГ

Р _{сеч}	Пункт, у якому підключено ДРГ	Втрати потужності в схемі	
		ΔP_{Σ} , МВА	ΔQ_{Σ} , МВАр
0 МВт	-	2.62	4.65
16 МВт	1	2.06	2.69
	2	2.29	3.79
	3	2.34	1.78
	4	2.38	2.07
	5	2.22	2.9
	6	1.95	1.71
	7	2.36	3.8
	8	2.09	4.56
	9	1.8	1.91

Як можна помітити з табл. 5.4 пункт 9 дійсно є найоптимальнішим місцем встановлення джерела розосередженого генерування.

Тобто закономірність все ж таки існує. Найоптимальнішим місцем встановлення ДРГ є пункт схеми, який є точкою поточкорозділу і при цьому у цей приходить найбільша частка струму балансуєчого пункту.

Потужність джерела розосередженого генерування слід обирати таким чином, щоб трансформатори в пунктах схеми на перевантажувались понад 140% від номінальної потужності у аварійному режимі.

Слід обирати потужність генерації так, щоб у режимі максимальних навантажень навантаження кожного трансформатора з групи було 55-70% від номінального.

Висновки до розділу 5

Виконаний аналіз впливу розосередженого генерування на режим роботи вихідної розподільної електричної мережі при зміні потужності генерації в межах від 13 МВт до 31 МВт, показав що рівні напруг в пунктах схеми залишилися в нормованих межах.

Найоптимальнішим варіантом виявився варіант зі встановлення сонячної електричної станції потужністю 29 МВт в пункті №1 схеми. Втрати активної потужності при даному режимі становлять 1,89 МВт, що на 32 % менше, ніж при режимі, коли ДРГ відсутнє.

Розроблено метод для вибору оптимального місця підключення джерела РГ до розподільної мережі. Найоптимальнішим місцем встановлення ДРГ є пункт схеми, який є точкою потокорозділу і при цьому у цей приходить найбільша частка струму балансуєчого пункту.

Для підтвердження висновків отриманих при дослідженнях проведених на спроектованій електричній мережі було розглянуто ще дві електричні мережі.

Оптимальною потужністю генерації ДРГ являється потужність, при якій трансформатори завантажені у нормальному режимі на 55-70% від номінальної потужності. Проте безпосередньо на етапі проектування потужність ДРГ слід уточнити.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОНТАЖУ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 15 МВт

6.1 Вступ

Метою дослідження проведеного в даному розділі є виявлення та аналіз шкідливих та небезпечних чинників, які можуть мати вплив на життя та здоров'я людини при монтажі обладнання сонячної фотоелектричної станції, а також розробка заходів щодо запобігання та зменшення впливу цих чинників на персонал.

Предметом дослідження є всі доступні заходи та засоби, які можливо використати для забезпечення безпечних умов праці для персоналу при виконанні монтажу сонячної електростанції.

Основною небезпекою при монтажі сонячної електростанції являється ураження електричним струмом, оскільки СЕС являється електроенергетичним об'єктом. Ураження персоналу електричним струмом можливе при роботі з ручним інструментом, підключенні та тестуванні обладнання електростанції, тому слід створити умови для уникнення таких ситуацій.

Одним з можливих і необхідних в першу чергу способів зниження ймовірності ураження персоналу та пошкодження обладнання є захисне заземлення, яке слід попередньо розрахувати для даного об'єкту.

Оскільки СЕС будується на відкритій місцевості, також можливі ураження блискавкою персоналу, та обладнання. Що також враховано в даному розділі.

6.2 Технічні характеристики об'єкта

Сонячна фотоелектростанція, що розглядається в даному розділі належить до СЕС наземного типу. СЕС розташовуватиметься в Херсонській області та займатиме площу 20 га.

Буде розміщено 50000 фотоелектричних панелей марки JA Solar JAM6 60-300, генерувальна потужність кожної панелі – 300 Вт, номінальна напруга кожної панелі

становить 48 В. Буде встановлено 150 інверторних установок Fronius AGILO 100.0-3 OUTDOOR потужністю 100 кВт кожна. Максимальний вхідний струм кожного інвертора 227 А, номінальна вхідна напруга 460 В постійного струму, вихідна напруга становить 230 В (фазна напруга) змінного струму.

На СЕС буде встановлено 6 силових підвищувальних масляних трансформаторів типу ТМГ11-2500/10-У1, які в подальшому буде підключено до шин 10 кВ на підстанції в пункті №1 схеми.

Силові трансформатори та інверторні установки, які прийнято до встановлення, належать до обладнання, що встановлюється ззовні і тому вони не потребують спорудження додаткових споруд для їх розміщення.

Один з шести трансформаторів буде встановлено в першу чергу, він використовуватиметься для забезпечення території електроенергією на час виконання будівництва сонячної електростанції та монтажу всього необхідного обладнання, в подальшому даний трансформатор буде використовуватись для видачі потужності, що генеруватиметься СЕС, в загальну мережу.

6.3 Аналіз умов праці при монтажі обладнання сонячної електростанції

Розглядувана сонячна фотоелектростанція потужністю 15 МВт є об'єктом підвищеної небезпеки.

Умови праці можуть погіршуватися через можливі погодні умови в залежності від пори року.

Також до вагомих факторів виробничого процесу відноситься важкість праці. Вона в свою чергу характеризується фізичним динамічним навантаженням та характером робочої пози.

Монтажні роботи будуть виконуватися виїзною бригадою електромонтерів, що включатиме 20 осіб, які мають необхідну кваліфікацію, кваліфіковану групу з техніки безпеки не нижче III, з дотриманням вимог [15], [16].

Конструкція обладнання відповідає умовам їх експлуатації, та забезпечує захист персоналу від доторкання до струмовідних частин. Саме при дотриманні

положень нормативних документів та [15] забезпечується найвищий рівень безпеки працівників.

Оскільки монтаж обладнання триватиме близько 180 днів (з квітня по вересень), то засобами водопостачання та водовідведення об'єкт не оснащуватиметься.

6.4 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих чинників на об'єкті

Умови праці при будівництві та монтажі обладнання небезпечні. Монтаж, тестування та налагодження обладнання СЕС відбуватиметься під робочою напругою 460 В постійного струму та 380 В та 10 кВ змінного струму.

Шкідливі виробничі чинники, в основному, пов'язані з кліматичним розташуванням СЕС, а отже і підвищена можливість працювати в несприятливих кліматичних умовах таких як спека, сильний вітер, дощ.

До шкідливих факторів також відноситься шум при роботі з електричним ручним інструментом та погане освітлення у вечірній час.

6.5 Вибір технічних засобів і заходів безпеки до електроустановок

Розглянувши всі наявні електроустановки на території проведення робіт, за ступенем електробезпеки можна класифікувати таким чином:

1. Умови з підвищеною небезпекою ураження працівників електричним струмом:
 - а) наявність струмовідних частин обладнання;
 - б) можливе пошкодження електричного ручного інструменту.
2. Особливо небезпечні умови враження людей електричним струмом:
 - а) наявність вологості;
 - б) наявність атмосферних опадів;
 - в) ураження блискавкою обладнання;
 - г) наявність одночасно двох або більше умов підвищеної небезпеки.

Електрична безпека на об'єкті забезпечується за рахунок конструктивного виконання електроустановок, технічних засобів та способів захисту, а також технічними і організаційними заходами.

Згідно з [15 – 17], передбачені такі заходи безпеки при будівельних, електромонтажних та налагоджувальних роботах:

- а) призначення осіб, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- б) підготовка робочих місць;
- в) допуск до роботи;
- г) оформлення перерв в роботі та її закінчення;
- д) створення надійного заземлення, систем блискавкозахисту;
- е) улаштування освітлення.

Всі роботи слід виконувати зі знеструмленим обладнанням, накладанням переносного заземлення.

Усіх працівників слід забезпечити електроізолювальними і вимірювальними засобами та засобами індивідуального захисту, які наведено в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Засоби захисту

Вид	Марка	К-ть
Захисний одяг	ЕП-4	20
Рукавиці для захисту від механічного впливу	TP169	20
Захисне взуття	-	20
Окуляри для захисту від механічного впливу	Univet 520	20
Каски	81-1001	20
Протишумові навушники	INTERLAGOS (SNR 33 DB)	20
Слюсарно-монтажний інструмент з ізолювальними рукоятками	-	20
Мультиметр	ERA GOST UM-112B	20
Метр складальний або рулетка	R-53	10
Діелектричні рукавички	КІЦС К80Ц50	10
Діелектричні боти	N322	10
Гумові діелектричні килими		10
Переносні плакати і знаки безпеки		5

6.6 Розрахунок технічних заходів з охорони праці

Розрахунок захисного заземлення інверторів та силових трансформаторів

Розрахунок заземлювального пристрою будемо виконувати для напруги 10 кВ, при цьому слід врахувати, що коли заземлювальний пристрій використовується одночасно для електроустановок класом напруги до 1 кВ (у даному випадку інверторів та сонячних панелей), при цьому потужність джерела живлення становить понад 100 кВА, то згідно [15], його допустимий опір становить не має перевищувати: $R_{\text{доп}} = 4 \text{ Ом}$.

Оскільки в межах ділянки будівництва сонячної фотоелектростанції відсутні природні заземлювачі, то необхідно встановлювати штучні.

Для розрахунку заземлювачів буде застосовано метод коефіцієнта використання електродів, який використовують для розрахунку простих заземлювачів для електроустановок усіх класів напруги, при цьому приймається одношарова структура ґрунту.

В місці будівництва ґрунти – суглинки, а отже їх питомий опір $\rho = 150 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Заземлювач буде виконано у вигляді вертикального електроду довжиною 3 метри, діаметром 16 мм та горизонтального заземлювача діаметром 12 мм.

Заземлювальний пристрій слід заглибити на глибину 70 см, що знаходиться нижче зони промерзання ґрунту для даної місцевості. За умови такого розміщення вся металоконструкція знаходитиметься у ґрунті, що має приблизно однакове значення питомого опору.

Опір розтікання струму одного вертикального заземлювача (круглого перерізу) визначають за наступною формулою:

$$R_{B1} = \frac{\rho \cdot \psi_3}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln\left(\frac{2 \cdot l}{d}\right) + 0.5 \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l}\right) \right), \quad (6.1)$$

де t – відстань до середини стержня від поверхні ґрунту, ψ – коефіцієнт сезонності (для сухого ґрунту $\psi_3 = 1.4$).

Величина t визначається за виразом:

$$t = t_0 + l_1 / 2 \quad (6.2)$$

Для даного випадку:

$$t = 0.7 + 3/2 = 2.2 \text{ м.}$$

Тоді опір розтікання струму становитиме:

$$R_{B1} = \frac{150 \cdot 1.4}{2 \cdot \pi \cdot 3} \cdot \left(\ln\left(\frac{2 \cdot 3}{0.016}\right) + 0.5 \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot (2.2) + 3}{4 \cdot (2.2) - 3}\right) \right) = 73.95 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Потрібну кількість ВЗ визначаємо за формулою:

$$n' = R_{B1} / (R_{шт} \eta_e), \quad (6.3)$$

де η_e – коефіцієнт екранування (використання) заземлювачів, який враховує взаємний вплив ВЗ залежно від їх кількості, способу їх розміщення і густини розміщення яка визначається співвідношенням (a/l_1) , де a – відстань між ВЗ, м.

Для попереднього розрахунку a приймалося рівним 1, а потім для отриманого значення n' за табл. А4 [18] обираємо фактичне значення η_e .

Визначимо необхідну кількість вертикальних заземлювачів:

$$n' = \frac{R_{B1}}{R_{доп} \cdot \eta_e} = \frac{73.94}{4 \cdot 1} = 18,49.$$

Отриману кількість вертикальних заземлювачів округлимо до більшого цілого числа n і визначаємо фактичний коефіцієнт екранування. Для нашого випадку $n = 20$, відстань між заземлювачами приймаємо $a = 6$ м, тоді $a/l_1 = 6/3 = 2$.

Вертикальні заземлювачі будуть розміщуватися у низку, тоді $\eta_{ef} = 0.67$.

Визначимо довжину горизонтального заземлювача (розміщення у низку) за виразом:

$$l_r = a(n-1); \quad (6.4)$$

$$l_r = 6 \cdot (20-1) = 114 \text{ м}$$

Визначимо опір струму розтікання горизонтального заземлювача за виразом:

$$R_r = \frac{\rho \cdot \psi_3}{2 \cdot \pi \cdot l_r} \cdot \ln\left(\frac{l_r^2}{d_r \cdot t_r}\right); \quad (6.5)$$

$$R_r = \frac{150 \cdot 1.4}{2 \cdot \pi \cdot 114} \cdot \ln\left(\frac{114^2}{0.012 \cdot 0.7}\right) = 4.18 \text{ Ом.}$$

Визначимо еквівалентний опір струму розтікання штучного заземлювального пристрою за виразом:

$$R'_{ум} = \frac{R_{B1} \cdot R_r}{(R_{B1} \cdot \eta_B^{ef} + R_r \cdot n \cdot \eta_r^{ef})}; \quad (6.6)$$

$$R'_{um} = \frac{73.95 \cdot 4.18}{(73.95 \cdot 0.67 + 4.18 \cdot 20 \cdot 0.56)} = 3.21 \text{ Ом.}$$

Як бачимо, отримане значення штучного опору не перевищує допустимого:

$$R'_{um} \leq R'_{доп}$$

$$3.21 < 4 \text{ Ом}$$

Отже необхідна умова виконується. Проте загальний опір заземлювального пристрою уточнюється на стадії здачі об'єкта в експлуатацію.

6.7 Аналіз надзвичайних ситуацій при монтажі обладнання

Під час монтажу обладнання на сонячній електростанції можливі наступні надзвичайні ситуації:

- а) пряме попадання блискавки в обладнання та персонал;
- б) пожежа (особливо зважаючи на те, що СЕС розміщена в зоні підвищеної пожежної небезпеки у літній період);
- в) сильний вітер, буревій;
- г) коротке замикання на обладнанні;
- д) аварії, що пов'язані з неправильними діями персоналу.

Для захисту від прямих ударів блискавки необхідно облаштувати блискавковідводи.

Для зменшення негативних наслідків коротких замикань передбачено системи релейного захисту та автоматики, що відключають пошкоджені елементи при виникненні аварійних ситуацій.

Для запобігання витікання масла з трансформатора, що може принести значну шкоду навколишньому середовищу та становити значну пожежну небезпеку, слід облаштувати маслоприймачі та масловідводи.

Слід уникати виконання робіт за несприятливих метеорологічних умов, за можливості проводити моніторинг попередніх прогнозів, щоб уникнути пошкодження обладнання та зберегти здоров'я і життя персоналу.

Щоб знизити ймовірність виникнення пожежі слід використовувати кабелі, що мають негорючу ізоляцію.

Також слід забезпечити наявність набору первинних засобів пожежогасіння, які наведено в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Перелік первинних засобів пожежогасіння

Характеристика засобу пожежогасіння		Кількість	Розташування
Назва засобу	Тип, марка засобу		
Вогнегасники	Порошкові: - ОПУ-5; - ОПУ-10.	6 3	Пожежний щит
	Вуглекислотні: - ОУ-3; - ОУ-5.	10 5	Пожежний щит
	Повітряно-пінні: - ОВП-10	3	Рівномірно на території СЕС
Ємності з водою	0.2 м ³	20	Пожежний щит
Відра	0,008 м ³	5	Пожежний щит
Гаки	-	10	Пожежний щит
Лопати	-	10	Пожежний щит

Заходи, що стосуються забезпечення пожежної безпеки детально розглянуто в наступному пункті (п. 6.8).

6.8 Пожежна безпека при монтажі обладнання сонячній електростанції та експлуатації

При спорудженні та експлуатації СЕС необхідно дотримуватись вимог зазначених у [19] та [20].

Згідно [22] СЕС не входить до переліку однотипних за призначенням об'єктів, які підлягають обладнанню системами пожежної сигналізації та пожежогасіння, та [22], за пунктом 6.2.1 допускається не передбачати протипожежне водопостачання.

Обмеження поширення пожежі в будівлях та спорудах СЕС досягається за рахунок:

а) відстані між будівлями, спорудами та інженерними мережами виконані з врахуванням [23], а також [24].

б) застосуванням конструктивних та об'ємно-планувальних рішень, спрямованих на створення перешкод поширенню небезпечних факторів пожежі приміщеннями;

в) встановленням трансформатора в окремому маслостійкому відсіку для запобігання потрапляння масла з трансформатора в навколишнє середовище в разі аварійного виливу;

г) зменшенням пожежної небезпеки будівельних матеріалів і конструкцій, що застосовуються у приміщеннях і на шляхах евакуації;

д) обладнанням приміщень та споруд вогнегасниками (зазначені в табл. 6.2).

Для технологічного обслуговування будівель і споруд за умов пожежної безпеки передбачаються проїзди для автотранспорту з щебеневим покриттям.

З метою швидкого розгортання засобів пожежогасіння в нічний час слід передбачити освітлення периметру майданчика, технологічних проїздів та в воріт.

З метою уникнення випадків виникнення пожежі у спекотний період року передбачається забезпечення СЕС необхідним моторизованим обладнанням для скошування трав'яного газону на майданчику СЕС.

Висновки до розділу 6

У даному розділі дипломного проекту було розглянуто питання, що стосуються шкідливих та небезпечних факторів при монтажі обладнання сонячної фотоелектричної станції. На основі аналізу цих факторів було запропоновано способи та засоби уникнення надзвичайних ситуацій та ситуацій, що можуть загрожувати життю та здоров'ю персоналу.

При монтажі СЕС основними небезпечними факторами являються ураження персоналу струмом, ураження блискавкою та пожежі на будівельному майданчику, особливо у спекотний період року.

Було виконано розрахунок заземлюючого пристрою для трансформатора встановленого на території будівельного майданчика. Вертикальний заземлювач було обрано у вигляді сталюого прута діаметром 16 мм та довжиною 3 м , а горизонтальний – сталюого прута діаметром 12 мм. Загальна кількість вертикальних заземлювачів становить 20, а загальна довжина горизонтального – 114 м. Для зменшення впливу вологи заземлювачі слід заглибити на 0,7 м в ґрунт.

ВИСНОВКИ

Виконано проектування районної електричної мережі 110 кВ. Вартість спорудження повітряних ліній становить 343,215 млн. грн., а вартість спорудження 8 підстанцій – 387,416 млн. грн. При цьому щорічні витрати на утримання ліній становлять 10,136 млн. грн./рік, вартість утримання підстанцій – 9,298 млн. грн./рік.

Спроектовано електричну частину підстанції 110/35/10 кВ з групою трансформаторів ТДТН-16000/110 у вузлі № 6 схеми електричної мережі. Обрано основні електричні апарати та елементи підстанцій та виконано розрахунок блискавкозахисту підстанції. Для захисту підстанції від прямих попадань блискавки прийнято до встановлення 5 блискавідводів повною висотою 20 м.

Розроблено стартап-проект для приєднання пункту № 9 до мережі. Строк окупності даного проекту за умови реалізації за третім розглянутим варіантом становить 9,1 років. Капіталовкладення на будівництво для даного варіанту складають 137.816 млн. грн., в той час як для першого варіанту – 157.202 млн. грн.

Для захисту силових трансформаторів на даній підстанції в пункті №5 прийнято до встановлення обладнання релейного захисту виробництва Schneider Electric серії Sepam 80 (T87).

Для спроектованої мережі виконано аналіз впливу розосередженого генерування на режим роботи і розглянуто варіанти підключення розосередженого генерування з потужністю генерації 13 – 31 МВт для усіх пунктів схеми. Найоптимальнішим варіантом виявився варіант з підключенням розосередженого генерування потужністю 29 МВт в пункті №1 схеми. Втрати активної потужності при даному режимі становлять 1,89 МВт, що на 32 % менше, ніж при режимі, коли генерація відсутня.

Розроблено метод для вибору оптимального місця підключення розосередженого генерування до розподільної мережі. Найоптимальнішим місцем підключення є пункт схеми, який є точкою поточкорозділу і при цьому у цей приходить найбільша частка струму балансуєного пункту. На етапі проектування потужність ДРГ слід уточнити в залежності від вимог замовника.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Электричні системи та мережі. Районні електричні мережі: методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Укл.: В. М. Сулейманов, В. В. Чижевський, О. М. Янковська. – Київ: НТУУ «КПІ», 2009. – 96 с.
2. Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. – Київ: НМК, 1992. – 207 с.
3. Холмський В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей / специальные вопросы: Учебное пособие для вузов – М.: Высшая школа, 1975.–280 с.
4. Электрические системы и сети / Буслова Н. В., Винославский В. Н., Денисенко Г. И., Перхач В. С. – К.: «Вища школа», 1986. – 584 с.
5. Методичні вказівки для виконання розрахунково-графічних та домашніх контрольних робіт з електричної частини електростанцій та підстанцій для студентів електроенергетичних спеціальностей усіх форм навчання та іноземних студентів. Ч.1./ Укл. М.П. Лукаш, О.Г. Філатов – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 93 с.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. Рожкова Л.С., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
8. Розроблення стартап-проекту: Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с.
9. М.А. Шабад. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – СПб.: ПЭИПК, 2003.
10. Документация Schneider Electric по Sepam 80 серии. Руководство по измерению, защите, контролю и управлению. Руководство по установке, применению, 2005.

11. Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R. D'haeseleer, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. Energy Policy, 2005.
12. Кириленко О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах / О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко // Технічна електродинаміка. 2011. – №1. – С. 46 – 53.
13. Кириленко О. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 3–7.
14. Andrew Keane, Mark O'Malley "Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 3, pp. 1640-1646, August 2005.
15. Правила улаштування електроустановок.: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. – 2017. – 617 с.
16. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
17. ДБН В.2.5-28-2006. Державні будівельні норми.
18. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у магістерській дисертації для студентів енергетичних спеціальностей за освітньо-кваліфікаційним рівнем «магістр професійний» / Укл.: Л. Д. Третякова. – К.: КПІ ім.. І. Сікорського, ІЕЕ, 2018. – 41 с.
19. НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні; – К.: Держстандарт України, 2004. – 45 с.
20. ДБН В. 1.1-7-2002. Пожежна безпека об'єктів будівництва.
21. ДБН В.2.5-56:2014 «Системи протипожежного захисту».
22. ДБН В.2.5-74:2013 «Водопостачання зовнішні мережі та споруди».
23. ДБН Б.2.2-12:2018 Планування і забудова територій.
24. СНіП II-89-80 Генеральні плани промислових підприємств.

Додаток А

Результати перевірки на плагіат

База даних

87.53% Оригінальність

12.47% Схожість

848 Джерела

Джерела з База даних : 848 джерел знайдено

1. **Year:** 2016 **Name:** Максим **Surname:** Івашко **Speciality Code:** EC 2.36%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2016/Спеціаліст_Івашко_Максим_Петрович/Д
2. **Year:** 2016 **Name:** Максим **Surname:** Івашко **Speciality Code:** EC 2.36%
File path: /ЕС/2016/Спеціаліст_Івашко_Максим_Петрович/ДП Івашко М.П. ЕС-41с.pdf
3. **Year:** 2012 **Name:** Віталій **Surname:** Синиця **Speciality Code:** EC 2.03%
File path: /ЕС/2012/Спеціаліст_Синиця_Віталій_Олександрович/Пояснювальна записка.docx
4. **Year:** 2012 **Name:** Віталій **Surname:** Синиця **Speciality Code:** EC 1.99%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2012/Спеціаліст_Синиця_Віталій_Олександр
5. **Year:** 2015 **Name:** Світлана **Surname:** Костомаха **Speciality Code:** EC 1.79%
File path: /ЕС/2015/Спеціаліст_Костомаха_Світлана_Вадимівна/Розділ 4.doc
6. **Year:** 2015 **Name:** Сергій **Surname:** Волковський **Speciality Code:** EC 1.76%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2015/Бакалавр_Волковський_Сергій_Олегови
7. **Year:** 2015 **Name:** Світлана **Surname:** Костомаха **Speciality Code:** EC 1.7%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2015/Спеціаліст_Костомаха_Світлана_Вадим
8. **Year:** 2015 **Name:** Сергій **Surname:** Волковський **Speciality Code:** EC 1.69%
File path: /ЕС/2015/Бакалавр_Волковський_Сергій_Олегович/Волковський.docx
9. **Year:** 2012 **Name:** Юлія **Surname:** Кардаш **Speciality Code:** EC 1.69%
File path: /ЕС/2012/Спеціаліст_Кардаш_Юлія_Миколаївна/ДП.doc
10. **Year:** 2016 **Name:** Роман **Surname:** Слива **Speciality Code:** EC 1.67%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2016/Бакалавр_Слива_Роман_Юрійович/Сли
11. **Year:** 2016 **Name:** Ігор **Surname:** Оніщенко **Speciality Code:** EC 1.65%
File path: /ЕС/2016/Бакалавр_Оніщенко_Ігор_Олександрович/Діплом.docx
12. **Year:** 2012 **Name:** Юлія **Surname:** Кардаш **Speciality Code:** EC 1.63%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2012/Спеціаліст_Кардаш_Юлія_Миколаївна/Д
13. **Year:** 2015 **Name:** Олександр **Surname:** Хилько **Speciality Code:** EC 1.62%
File path: /ЕС/2015/Спеціаліст_Хилько_Олександр_Ігорович/Розділ 2 Підстанція.docx
14. **Year:** 2016 **Name:** Роман **Surname:** Слива **Speciality Code:** EC 1.61%
File path: /ЕС/2016/Бакалавр_Слива_Роман_Юрійович/Слива ПЗ.docx
15. **Year:** 2016 **Name:** Ігор **Surname:** Оніщенко **Speciality Code:** EC 1.6%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2016/Бакалавр_Оніщенко_Ігор_Олександров
16. **Year:** 2016 **Name:** Віталій **Surname:** Оверчук **Speciality Code:** EC 1.59%
File path: /ЕС/2016/Бакалавр_Оверчук_Віталій_Миколайович/Оверчук В.М. ПЗ.docx
17. **Year:** 2012 **Name:** Василь **Surname:** Мудрик **Speciality Code:** EC 1.58%
File path: /ЕС/2012/Бакалавр_Мудрик_Василь_Олександрович/Диплом_МудрикЕС8113.pdf



Схожість



Схожість з обраним джерелом



Заміна літер абетки



Цитата



Посилання

