

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет «Запорізька політехніка»

Електротехнічний факультет

(повне найменування факультету)

Електричні та електронні апарати

(повне найменування кафедри)

Пояснювальна записка

до дипломного проекту (роботи)

магістру

(ступінь вищої освіти)

на тему Дослідження релейного захисту та автоматики в електричних

(назва теми)

мережах 0,4 кВ

Виконав(ла): студент(ка) 2м курсу, групи Е-412м
Спеціальності

(код і найменування спеціальності)

Освітня програма (спеціалізація)

141 – “Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка”

ЗАСТАВСЬКИЙ Максим Сергійович

(ПРІЗВИЩЕ та ініціали)

Керівник АНДРІЄНКО Петро Дмитрович

(ПРІЗВИЩЕ та ініціали)

Рецензент

(ПРІЗВИЩЕ та ініціали)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет «Запорізька політехніка»

Факультет Електротехнічний факультет
 Кафедра Електричні та електронні апарати
 Ступінь вищої освіти _____
 Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і найменування)
 Освітня програма (спеціалізація) _____
(назва освітньої програми (спеціалізації))

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕЕА
АНДРІЄНКО П.Д.
 « _____ » _____ 20__ року

З А В Д А Н Н Я
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТА(КИ)

ЗАСТАВСЬКИЙ Максим Сергійович

(ПРИЗВИЩЕ, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту (роботи) Дослідження релейного захисту та автоматики в електричних мережах 0,4 кВ

керівник проєкту (роботи) професор АНДРІЄНКО Петро Дмитрович,
(науковий ступінь, вчене звання, ПРИЗВИЩЕ, ім'я, по батькові)

затверджені наказом закладу вищої освіти від « 01 » листопада 2023 року №407

2. Строк подання студентом проєкту (роботи) _____
 3. Вихідні дані до проєкту (роботи) Частота комутації 50000 Гц, напруга живлення 380 В змінного струму, характер навантаження –індукційне навантаження.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
1 Аналіз поточного стану системи релейного захисту 2 Дослідження сучасних мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики. 3 Обґрунтування можливості застосування вибраних пристроїв релейного захисту у міських розподільчих мережах. 4 Вибір і розрахунок струмоведучих частин з перевіркою на дії струмів короткого замикання. 5 Математичне моделювання ситеми електропостачання від головної підстанції до мережі напругою 0,4 кВ.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, кількість слайдів, плакатів)

6. Консультанти розділів проєкту (роботи)

Розділ	ПРИЗВИЩЕ, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	прийняв виконане завдання

7. Дата видачі завдання « _____ » _____ 20__ року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проєкту (роботи)	Строк виконання етапів проєкту (роботи)	Примітка
	Аналіз поточного стану системи релейного захисту	01.10.2023	
	Дослідження сучасних мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики	14.10.2023	
	Обґрунтування можливості застосування вибраних пристроїв релейного захисту у міських розподільчих мережах	28.10.2023	
	Вибір і розрахунок струмоведучих частин з перевіркою на дії струмів короткого замикання	01.11.2023	
	Математичне моделювання ситеми електропостачання від головної підстанції до мережі напругою 0,4 кв	10.11.2023	
	Висновки. Перелік посилань.	15.11.2023	
	Оформлення розрахунково – пояснювальної магістерської роботи	19.11.2023	
	Здача роботи до репозитарію.	25.11.2023	
	Узгодження проєкту з керівником	29.11.2023	
	Нормоконтроль та затвердження завідувачем кафедри	30.11.2023	
	Рецензування магістерської роботи	01.12.2023	
	Захист магістерської роботи	15.12.2023	

Студент(ка)

_____ **Максим ЗАСТАВСЬКИЙ** _____
 (підпис) (Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Керівник проєкту (роботи)

_____ **Петро АНДРІЄНКО** _____
 (підпис) (Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

РЕФЕРАТ

ПЗ 82 стр., 16 рис., 28 табл., 6 джерел.

ВИСОКА НАПРУГА, ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ЕНЕРГОСИСТЕМА, ГОЛОВНА ПІДСТАНЦІЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

Об'єкт дослідження – система передачі електричної енергії від головної підстанції до споживача та захист на стороні 0,4 кВ.

Мета роботи – дослідження та аналіз системи передачі електричної енергії від головної підстанції до споживача та захист на стороні 0,4 кВ, з подальшим вибором системи захисту.

Метод дослідження – розрахунково-аналітичний.

Завданням магістерської роботи є дослідження системи перетворення енергії з 110/10/0,4 та дослідження релейного захисту. У сфері розподілу електроенергії час радикальних змін у ефективності, надійності та безпеки настав, і промисловість тепер готова інвестувати у розробку передових технологій, необхідні вдосконалення нових інтелектуальних мереж.

Захист енергосистеми в електроенергетиці спрямований на відключення несправної частини електричної мережі від неушкодженої системи живлення. Селективність захисту включає оптимальний вибір часу для будь-яких струмів замикання, з тим щоб скоротити поширення зон пошкоджень до мінімуму після усунення несправностей.

Зміст

Вступ	6
1 АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	9
1.1 Аналіз структури та особливостей побудови та конструктивного виконання міських електричних мереж.....	9
1.2 Схеми міських мереж	10
1.3 Електропостачальні мережі.....	11
1.4 Живлячі та розподільчі мережі 10 кВ.....	12
1.5 Розподільні мережі 0.4 кВ	13
1.6 Опис об'єкта дослідження	14
1.7 Пристрої релейного захисту та автоматики, що застосовуються в міських електричних мереж.....	15
1.8 Електромеханічні реле.....	15
1.9 Види ушкоджень.....	17
1.10 Захист основного обладнання РП, ТП, живлення та розподільних ліній електропередачі	18
1.11 Сучасні тенденції побудови інтелектуальних систем електропостачання та пристроїв релейного захисту та автоматики міських електричних мереж	20
2. ДОСЛІДЖЕННЯ СУЧАСНИХ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ.....	29
2.1 Порівняльний аналіз електромеханічних та мікропроцесорних реле.....	29
2.2 Мікропроцесорний релейний захист для інтелектуальної мережі.....	32
2.3 Методи розрахунку коротких замикань	35
3 ОБҐРУНТУВАННЯ МОЖЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ВИБРАНИХ	

ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ У МІСЬКИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ.....	37
3.1 Параметри системи електропостачання	37
3.2 Аналіз нормальних режимів контрольованої мережі	37
3.3 Струми короткого замикання.....	38
3.5 Розрахунок струмів короткого замикання.....	44
4 ВИБІР І РОЗРАХУНОК СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН З ПЕРЕВІРКОЮ НА ДІЇ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	59
4.1 Розрахунок заземлюючих пристроїв на об'єкті, що проектується	64
4.3 Вибір і розрахунок релейного захисту	67
4.4 Розрахунок МСЗ	68
4.5 Розрахунок МСВ.....	73
4.5.1 Розрахунок захисту нульової послідовності	73
5 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СИТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВІД ГОЛОВНОЇ ПІДСТАНЦІЇ ДО МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 0,4 КВ	75
Висновок	81
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	83

ВСТУП

Підключення споживачів, що територіально розміщені в містах, створюють через електричні мережі, що можуть відрізнятися від основних електричних мереж. Також вони можуть мати певні характерні особливості і це необхідно враховувати на стадії проєктування нових електричних мереж міст. Мережі створюють нові системи електропостачання.

Головна система живлення міст в основному будується з електричних мереж на різні величини напруг. Найчастіше мережі розміщуються на території міста та відповідно можуть забезпечити безперебійне заживлення споживачів електричної енергії [1]. Мережі з величиною напруги від 35 до 110 кВ та вище відносяться до головних мереж, а мережі з напругою 0,4 і 6 – 10 кВ відповідно до розподільних мереж. До системи електропостачання міста належать електричні мережі 35 – 110 кВ для електропостачання потужних споживачів. Вони в свою відповідно нерозривно пов'язані з мережами 220 - 330 кВ енергосистеми. Підключення більшості споживачів здійснюють від розподільчої мережі напругою 6 – 10 кВ, а для підключення побутових споживачів використовується напруга 0,4 кВ.

Безперервне збільшення потужності енергоспоживання в містах потребує постійного розбудови та вдосконалення електричних мереж. При цьому гарантовано неминуче збільшення і розгалуження електричної мережі. При цьому збільшується і вірогідність зросту кількості аварійних ситуацій, що відбуваються внаслідок дій зовнішніх і внутрішніх факторів, наприклад, погодні явища, старіння фондів та помилки в роботі оперативного персоналу. Під час аварій, відбувається пошкодження та зміни в роботі частини або всій міській мережі, що можуть супроводжуватися недовідпустком електричної енергії споживачам та зниженням якості, що відповідно може спричинити матеріальну шкоду у вигляді браку продукції або руйнування основного обладнання. Щоб ліквідувати більшість аварійних станів або ж недопущення

їх розвитку необхідно швидке відмикання ушкодженої лінії електричної мережі за допомогою апаратів релейного захисту. Одним з головних в захисті є релейний захист, без неї неможлива нормальна та надійна робота сучасних електричних мереж [2]. За рахунок релейного захисту здійснюється безперевний контроль за станом та режимом роботи усіх елементів у мережі та у випадку виникнення дефекту або аварійного режиму вона на них відреагує.

Розвиток елементів релейного захисту почався на електромеханічній базі. Після появи та вдосконалення цифрової мікропроцесорної техніки, комп'ютерних та інформаційних технологій на світ з'явилися пристрої захисту нового покоління. Технічне переозброєння релейного захисту почалося ще наприкінці минулого століття, але все одно відсоток електромеханічних та статичних реле, що знаходяться в експлуатації, досить високий і становить приблизно 65%. При цьому треба враховувати те, що перші мікропроцесорні реле були введені в експлуатацію більше 20 років тому і за цей час вони технічно застаріли і мали свої недоліки.

За весь час розвитку релейного захисту алгоритми їхньої роботи не змінилися, змінилися лише елементна база та методи реалізації захистів. Пристрої на мікропроцесорній основі мають свої особливості. Вони компактні. Спеціальне програмне забезпечення реалізує роботу логіки цих пристроїв. А конструктивно їх виконують із одного або кількох мікропроцесорів, вихідних реле, вимірювальних перетворювачів та дискретних входів. Такий варіант виконання дозволив розподілити в одному корпусі різні види захисту та зв'язати їх на програмному рівні, що дозволило зменшити витрати на матеріали для їх виготовлення та встановлення. Крім цього, зменшилися габаритні розміри пристрою та його енергоспоживання. Конструкція цифрових захистів дозволяє уніфікувати ці пристрої та випускати їх із однотипним програмним забезпеченням. Це полегшує їх подальшу експлуатацію на об'єктах електропостачання з великою кількістю мікропроцесорних захистів з різними функціями. За допомогою програмного забезпечення можна задавати та

змінювати існуючі уставки та налаштування, а також змінювати функції захисту без зміни до схем. Всі повідомлення про роботу пристрою в нормальних та аварійних режимах, крім того, осцилограми цих подій записуються за допомогою вбудованого реєстратора аварійних та експлуатаційних подій. Завдяки цьому можна проводити більш точний аналіз роботи захисту та аварійних ситуацій [1,2].

Оскільки міська мережа дуже широка та розгалужена, то при розрахунку уставок захисту виникають проблеми. Вони полягають у тому, що ланцюг від джерела до місця пошкодження складається з безлічі елементів і швидкодія релейного захисту впирається в конструктивні особливості самого реле, що в свою чергу тягне за собою неминуче збільшення часу знаходження електроустановок під великим струмом у разі аварії. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту більш досконалі в плані швидкодії та дозволяють більш точно відбудувати щаблі селективності, що знижує час знаходження обладнання під великим струмом.

Актуальність роботи полягає в тому, що хоч відсоток електромеханічних реле досить високий, але все одно спостерігається тенденція до їх поступового витіснення та переходу на більш сучасні пристрої захисту. Це пов'язано з тим, що випуск електромеханічних реле практично зупинено, а реле, що знаходяться в експлуатації, вже морально і фізично застаріли і з кожним роком відсоток аварій через неправильні дії електромеханічного релейного захисту буде тільки зростати.

1 АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

1.1 Аналіз структури та особливостей побудови та конструктивного виконання міських електричних мереж

Мета системи електропостачання міст є оснащення електроенергією всіх споживачів міських електричних мереж: підприємств, електрифікованого міського транспорту, громадських будівель та споруд, житлових скупчень, електричного освітлення та інших споживачів міста та прилеглих приміських зон.

Системи електропостачання міста його структура, схеми та параметри формуються з урахуванням природних умов району, технічних характеристик живильної електроенергетичної системи, технологічного складу покупців електроенергії та генерального проекту забудови та формування міста [3].

Система електропостачання повинна робити роздільний розвиток як за трансформаторною потужністю підстанцій і пропускною спроможністю ліній електропередач, так і за напругами мереж живлення.

Електричні мережі повинні робитися з урахуванням оснащення максимальної економічності, необхідної надійності електропостачання, дотримання певних норм якості електроенергії, надійності обслуговування та потенціалу майбутнього розширення та розвитку.

Електричні мережі напругою 110 кВ і вище є джерелами живлення міст і складаються, як правило, з теплоелектроцентралей і понижуючих вузлових підстанцій, електроенергетичних систем у тому числі кільцевих мереж з основними підстанціями, лініями і підстанціями глибокого введення.

Організація мереж живлення напругою 110 кВ і вище повинна задовольняти наступним вимогам:

- а. схема повинна припускати спорудження більш ніж двох підстанцій з вищою напругою 110 кВ і вище, які запитують від енергосистеми;
- б. лінії зв'язку з енергосистемою повинні примикати більш ніж до

двох зовнішніх регіонально рознесених енергоджерел і зводиться, як правило, по різних трасах;

- в. загальна кількість та пропускна потужність ліній зв'язку з енергосистемою повинні перебувати з урахуванням забезпечення живлення міста без обмежень при виключенні однієї з ліній живлення електропередачі;
- г. пристрій схеми має надавати обмеження транзитних перетікань через міську систему електропостачання.

Використання напруги 35 кВ підвищує капіталовкладення та втрати в мережах. В результаті в системах електропостачання, що проектуються, міста відмовляються від його використання. Переважною системою електропостачання міських мереж є 110/10 кВ або 220/10 кВ [3].

Мережі 110 і 220 кВ утворюють систему у вигляді дволанцюгового кільця, що оточує місто і виконує роль збірних шин. Кабельні лінії 110 кВ виконують глибокі введення в райони із щільною забудовою. При відключенні різних елементів мережі пропускна здатність кільця 110 кВ повинна гарантувати перетікання потужності в нормальному та післяаварійному режимах. Для розподілу потужності в кільці необхідно чергувати приєднання центрів живлення до мережі 110 кВ та підстанцій 110/10 кВ. Ця схема надає можливість подальшого розширення без кардинальних змін.

1.2 Схеми міських мереж

До міських електричних мереж належать:

- а. електропостачальні мережі напругою 110 - 220 кВ і вище, у тому числі кільцеві мережі з понижуючими підстанціями, лінії;
- б. мережі живлення 10 кВ. Живлячі лінії від головної підстанції (ГП) до розподільчої підстанції (РП);
- в. розподільчі мережі напругою 10 кВ, зокрема РП, трансформаторні підстанції (ТП), лінії, що з'єднують ГП з РП і ТП, лінії, що

з'єднують ТП між собою, живлячі лінії підприємств, що є біля міста;

г. споживчі мережі напругою до 1 кВ.

Для збереження архітектурно-естетичного вигляду, а також дуже невелика територія та обмежені умови міської забудови встановлюють умови необхідності будівництва підстанцій закритого типу.

Однією з основних умов при побудові схеми електропостачання міста є кількість перетворень між електропостачальним і споживчою мережами має бути мінімальною.

1.3 Електропостачальні мережі

Мережі 110 кВ та вище великих міст мають бути пов'язані через мережу зовнішнього електропостачання з двома або більше незалежними джерелами живлення енергосистеми через різні опорні підстанції. Це підстанції, що отримують електроенергію від джерела живлення та розподіляють її по кільцевій або магістральній мережі.

У мережах 110 кВ рекомендовано з'єднання до однієї лінії електропередач з двостороннім живленням, як правило, трьох або більше підстанцій за умови збереження живлення споживачів при аварійному відключенні будь-якої ділянки лінії. Залежно від районних умов живлення ГП може враховуватися від різних секцій шин однієї чи різних ПП, і навіть відгалуженнями від кільцевої мережі з двостороннім живленням [2]. ПП потрібно виконувати двотрансформаторним з підключенням за схемою блоків лінія - трансформатор. Променева схема живлення враховує використання простих схем первинної комутації.

Під час розробки електропостачальних мереж необхідно гарантувати обмеження транзитних перетоків через міську систему електропостачання.

1.4 Живлячі та розподільчі мережі 10 кВ

Напруга 10 кВ прийнята як основна середня напруга живильних і розподільчих міських електричних мереж. мережі живлення складаються з ліній електропередачі від шин 10 кВ опорних підстанцій або підстанцій глибокого введення до шин 10 кВ розподільчих пунктів і зв'язків між розподільними пунктами. Шини 10 кВ опорних підстанцій або підстанцій глибокого введення називають центрами живлення. Завдання електричних мереж - це концентрована передача потужності на розподільні пункти в райони, віддалені від центрів живлення зазначених підстанцій. Розподільні пункти здійснюють прийом електричної енергії від центрів живлення та її розподіл на напрузі 10 кВ.

Рациональність спорудження розподільчих пунктів напругою 10 кВ має формулюватися у кожному конкретному випадку технікоекономічними розрахунками та за умови, що навантаження на їх шинах не менше ніж 7 МВт. Живлення розподільчих пунктів повинно реалізовуватися променевими лініями, що взаємно резервуються, підключеними до різних секцій центрів живлення. РП на 10 кВ виконуються зазвичай із однією секційованою системою збірних шин. На силових входах має встановлюватись пристрій автоматичний релейний захист [3,4].

Розподільні мережі – мережі від шин 10 кВ РП до РТП 10/0.4 кВ.

Розподільна мережа 10 кВ це поєднання радіальних, кільцевих та променевих (магістральних) схем живлення міських розподільчих підстанцій.

Для електропостачання споживачів першої категорії рекомендовані такі схеми:

- а. радіальні;
- б. двопроренева з одностороннім живленням;
- в. двопроренева з двостороннім живленням.

Для електропостачання споживачів першої категорії рекомендовано двопрореневу схему з двостороннім живленням, але необхідне підключення

взаємно резервуючих ліній 10 кВ до різних незалежних джерел живлення. Крім цього, на СВ РП 0,4 кВ двотрансформаторних ТП має бути встановлений пристрій АВР. Поєднання петлевих та кільцевих схем 10 кВ вважається головним принципом формування розподільчої мережі 10 кВ для електроприймачів другої категорії, що забезпечує двостороннє живлення кожної трансформаторної підстанції, та петлевих схем 0.4 кВ. Для електропостачання ділянок міста з електроприймачами першої та другої категорій рекомендовано використання на напрузі 10 кВ комбінованої петльової двопроменевої схеми із двостороннім живленням. Поєднання петлевих ліній 10 кВ та радіальних ліній 0.4 кВ до споживачів є головним принципом формування розподільної мережі 10 кВ для електроприймачів третьої категорії [3, 4]. Для електропостачання споживачів з електроприймачами третьої категорії рекомендовано використання односторонніх трансформаторних підстанцій, що живляться за петлевими схемами.

1.5 Розподільні мережі 0.4 кВ

До розподільних мереж 0.4 кВ відносяться мережі від шин 0.4 кВ розподільчих підстанцій до головних підстанцій або головних розподільчих щитових будівель та споруд [5].

Живлення електроприймачів третьої категорії рекомендовано здійснювати по лінії з одностороннім живленням.

Розподільні мережі 0.4 кВ необхідно виконувати із глухо заземленою нейтраллю.

1.6 Опис об'єкта дослідження

Об'єктом дослідження є ділянка міської електричної мережі. Він включає 2 підстанції з вищою напругою 110 кВ, кілька розподільних пунктів і трансформаторних підстанцій з вищою напругою 10 кВ. Предметом дослідження є пристрої релейного захисту та автоматики, що перебувають в експлуатації у міських електричних мережах [4]. Принципова схема ділянки електричної мережі представлена на рисунку 1.

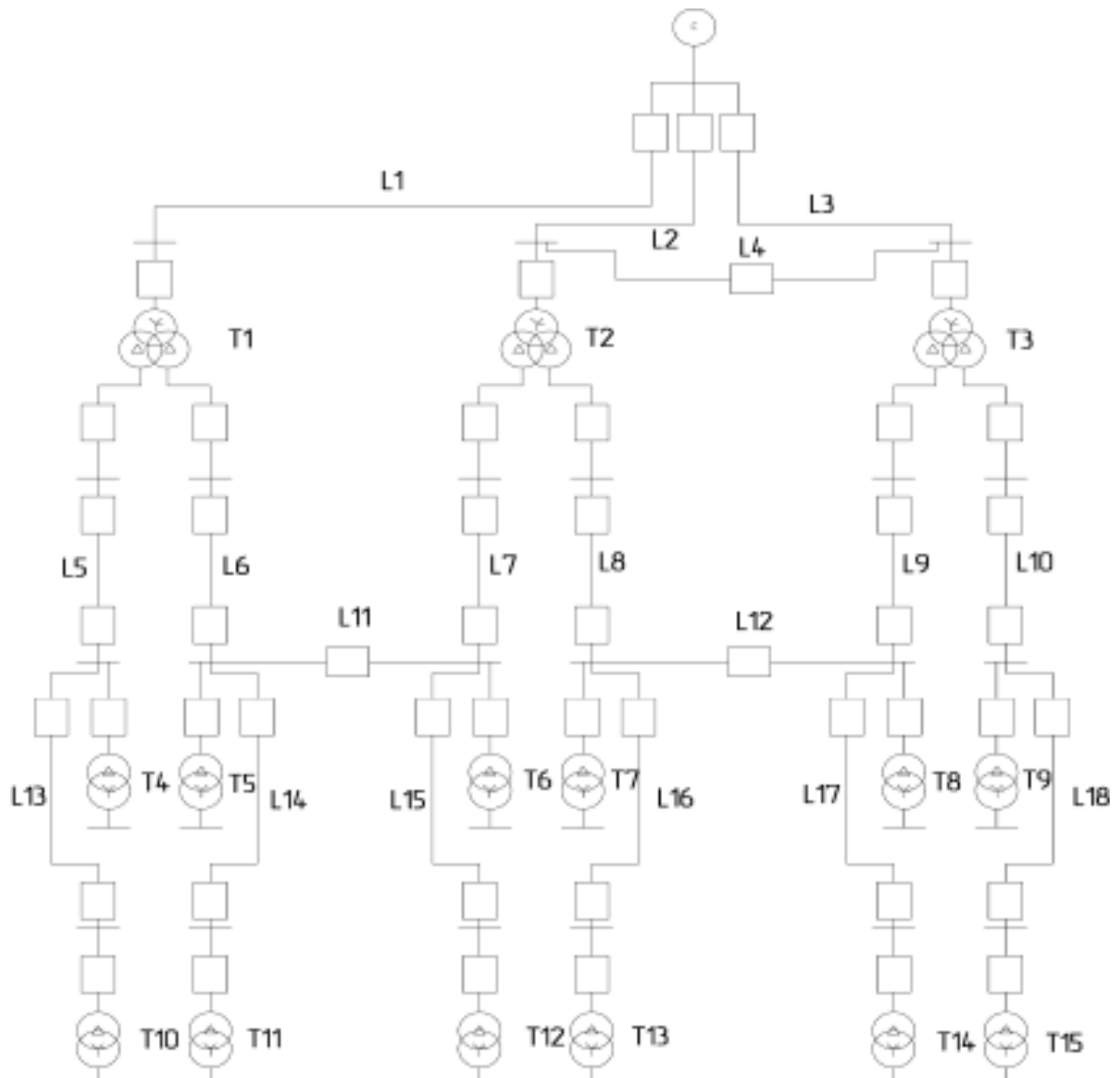


Рисунок 1 – Принципова схема електропостачання міської електричної мережі

1.7 Пристрої релейного захисту та автоматики, що застосовуються в міських електричних мережах

В даний час на об'єктах електроенергетики міста можна зустріти досить різноманітний парк пристроїв релейного захисту та автоматики [5]. Основну їх масу складають електромеханічні реле, далі йдуть мікропроцесорні і зовсім небагато електростатичні. Такий розкид пов'язаний з тим, що виконувалася часткова реконструкція підстанції або не було можливості заміни устаткування, що вийшло з ладу, на аналогічне.

1.8 Електромеханічні реле

Електромеханічна елементна база застосовує як органи реле з контактами. Процес їх роботи заснований на переміщенні механічних частин під дією електричного струму, що протікає по обмотках реле. Електромагнітна енергія в реле перетворюється на механічну енергію, яка здійснює переміщення рухомої частини. Здебільшого використовується кутове переміщення. За допомогою таких електромеханічних систем можна створювати реле з однією або декількома діючими електричними величинами. У реле з однією впливовою величиною відбувається порівняння крутного моменту із заданим протидіючим моментом, як правило, створеним пружиною, до них відносяться вимірювальні та логічні реле [4]. Необхідно також враховувати момент, що визначається тертям, який теж запобігає спрацюванню реле, але на відміну від останнього заважає і поверненню.

У реле з двома та більш діючими величинами відбувається порівняння сформованих із них величин між собою. Робота електромагнітних реле заснована на дії магнітних полів нерухомих обмоток на рухомий ферромагнітний елемент. Робота індукційних реле базується на взаємодії змінних електромагнітних полів статичних обмоток з струмами, індуктованими цими полями в рухомому неферомагнітному елементі реле [4,5]. Контакти вимірювальних реле можуть бути використані для виконання логічної частини

захисту, а також функції виконавчого органу реле. Іноді використовуються спеціальні логічні реле на відповідному електромагнітному принципі. Спеціальні логічні реле, як правило, звані проміжними, використовуються для множення контактів вимірювальних реле, збільшення потужності сигналів, що передаються вимірювальними реле, гальванічної розв'язки логічних і відключаючих ланцюгів. Для створення витримки часу використовуються допоміжні контури обмотки або додаткові короткозамкнуті витки, насаджувані на реле магнітопровід. Вказівні реле також відносяться до спеціальних логічних реле, призначені для підтвердження спрацьовування захисту або її окремих частин і органів. Для створення реле часу застосовуються електромагнітні пускові механізми з маятниковим пристроєм, що гальмує, або особливі мікродвигуни змінного струму. Контакт реле зазвичай складається з статичного і рухомого елементів.

На розглянутій електромеханічній елементній основі, що реалізується у вигляді електромеханічних реле, можуть бути виконані всі багатофункціональні частини, апарати та елементи захисту. Реле на такій базі все ще масово застосовується на практиці і, ймовірно, будуть ще застосовуватися і далі для виконання простих заштит в системах електропостачання споживачів, коли немає потреби у використанні напівпровідникових та мікропроцесорних захистів. Мінусами електромеханічних реле є зазвичай споживання великої потужності від первинних вимірювальних перетворювачів, що зумовлює як великі розміри електромеханічних реле, так і потреба в застосуванні трансформаторних перетворень більшої потужності; наявність рухливих частин у магнітних системах та контактів, що зумовлюють необхідні вимоги до експлуатації, зменшують термін роботи реле без виконання відновлювальних робіт та впливають на надійність функціонування захистів; порівняно низька вібостійкість вимірювальних та окремих логічних органів, наприклад витримки часу [4, 6]. Повний термін служби релейного захисту на електромеханічній основі становить 25 років.

1.9 Види uszkodжень

Особливо важкими видами пошкоджень енергосистеми є короткі замикання. Найнебезпечнішими та руйнівними вважаються трифазні КЗ. При розрахунку струмів КЗ використовують зумовлені припущення. Як правило, не враховують перехідний опір у місці КЗ та активну складову внутрішнього опору генератора, а опори всіх трьох фаз вважають однаковими. З урахуванням цих припущень трифазне КЗ вважається симетричним. Мінімальну небезпеку становлять двофазні КЗ. При цьому виді КЗ струм у здоровій фазі майже відсутній, а у пошкоджених фазах струми рівні за значенням. У мережах із компенсованою чи ізольованою нейтраллю ОЗЗ короткими не вважаються оскільки провідність у місці uszkodження не шунтує джерело живлення і зазвичай не вимагають швидкого відключення. Такий ненормальний режим роботи мережі називають однофазним замиканням на землю (ОЗЗ) [6].

У місці замикання виникає ємнісний струм, викликаний розподіленими ємностями фазних провідників мережі щодо землі. По суті це однофазний струм (струм нульової послідовності), розподілений між трьома фазами. Другим провідником для цього струму є земля та заземлені грозозахисні троси ліній електропередачі (якщо вони є). При розрахунку даного струму зазвичай ігнорують активний і реактивний опір генератора і лінії, так як вони набагато менше ємнісного опору мережі. Головні негативні фактори, що виникають при ОЗЗ, це збільшення напруги непошкоджених фаз щодо землі до лінійних і невеликий ємнісний струм у місці замикання на землю. Вони сприяють появі інших, небезпечніших видів замикань і ускладнюють пошук uszkodження.

Для реле прямої дії найпоширенішими проблемами є несправність ізоляції та відмова роботи через конструкцію приводу, в якій вони встановлені. Пов'язано це з тим, що котушки реле встановлені в нижній частині приводу і при мастилі приводу мастильний матеріал потрапляє в котушки і згодом на нього осідає пил і тим самим блокує нормальний хід якоря зі штоком. Крім

цього, відбувається нерівномірне ослаблення кріплення в ході чого відбувається перекид котушки та застрягання штока в ній.

Для мікропроцесорних та електростатичних пристроїв основними несправностями є вигорання портів, порушення ізоляції або повна поломка в основному через низьку температуру навколишнього повітря.

1.10 Захист основного обладнання РП, ТП, живлення та розподільних ліній електропередачі

РЗА міських електричних мереж має реалізовуватись з урахуванням вимог ПУЕ. Вона зазвичай реалізовується на змінному оперативному струмі i , в обґрунтованих випадках, на випрямленому струмі [3]. Пристрої релейного захисту повинні реалізуватися за простими та надійними схемами з найменшою кількістю апаратури.

Мережі живлення 10 кВ повинні реалізуватися з урахуванням АР ліній в РП. При паралельній роботі ліній живлення на приймальних кінцях повинен використовуватися максимальний струмовий спрямований захист. На радіальних лініях 10 кВ з одностороннім живленням для захисту від багатофазних замикань має встановлюватися максимальний струмовий захист. Для захисту повітряних і кабельно-повітряних ліній необхідно встановити двоступінчастий струмовий захист, де струмове відсікання - це перший ступінь, а другий - максимальний струмовий захист з витримкою часу. Пристрій автоматичного повторного увімкнення необхідно встановлювати на повітряних та змішаних лініях. Захист фідерів від замикань на землю має реалізуватися з дією на сигнал. На лініях 10 кВ рекомендується встановлювати показники протікання струмів КЗ.

У розподільчих мережах 10 кВ рекомендується виконувати телемеханізацію для забезпечення контролю за станом основного обладнання та протікає навантаження по лініях 10 кВ головні підстанції та розподільчі підстанції. Як канали зв'язку телемеханіки рекомендується застосувати міські

телефонні мережі, радіоканали, високочастотні та інші канали зв'язку. Телемеханіка повинні гарантувати можливість поєднаної роботи з комп'ютерною технікою [4].

Для захисту секційного вимикача в РП 10 кВ необхідно встановлювати максимальний струмовий захист з прискоренням дії захисту при роботі АВР. Для скорочення витримки часу можна встановити на секційному вимикачі захист, що вводиться на час дії АВР. За наявності в осередках РУ 10 кВ дугового захисту пристрій АВР повинен бути виконаний з блокуванням, що запобігає включенню секційного вимикача на секцію, що має внутрішнє пошкодження [5,6]. Захист трансформаторів ТП із боку 10 кВ виконується запобіжниками серії ПКТ за умови забезпечення селективності їхньої роботи із захистами суміжних елементів. При паралельній роботі трансформаторів через мережу 0.4 кВ у точках струмоділу петлевих ліній необхідно встановлювати запобіжники з номінальним струмом на один або два ступені менше ніж номінальний струм головних запобіжників петлевих ліній ТП. При використанні двопромених (багатопромених) схем мереж з АВР на напрузі 0.4 кВ або 10 кВ паралельна робота трансформаторів через мережу 0.4 кВ не допускається.

На трансформаторах центрів живлення рекомендується встановлювати диференціальний струмовий, максимальний струмовий та газовий захист.

Протікання струмів КЗ в електричній мережі викликає перевантаження елементів і супроводжується протіканням по електроустаткуванню та струмопровідним частинам підвищених струмів, викликаючи їх перегрів та прискорене старіння ізоляції. Для житлових та громадських будівель основною характеристикою захисту є швидкість дії апарату захисту.

Для забезпечення працездатності електричних мереж та електроустановок житлових та громадських будівель застосовуються такі види захисту:

- а. захист від струмів КЗ;
- б. захист від струмів навантаження;

- в. захист від мінімальної напруги;
- г. захист експлуатаційного персоналу від ураження електричним струмом

В електричних мережах житлових та громадських будівель необхідно встановлювати захист від струмів КЗ, що гарантує найменший час відключення та вибіркості дії.

Захист елементів електричних мереж та електроустановок житлових та громадських будівель напругою до 1 кВ виконується за допомогою запобіжників, автоматичних вимикачів та пристроїв захисного відключення. Кожен апарат має як свої переваги, і недоліки.

Уставки захисних апаратів на лініях, що відходять від ТП, повинні прийматися за допустимими ПУЕ струмами навантаження для кабелів або струмами післяаварійного навантаження для кабелів, що резервуються, і бути найближчими великими. Уставки апаратів захисту для ліній, що взаєморезервуються, повинні вибиратися з урахуванням їх післяаварійного навантаження.

1.11 Сучасні тенденції побудови інтелектуальних систем електропостачання та пристроїв релейного захисту та автоматики міських електричних мереж

Релейний захист та автоматика відіграють виключно важливу роль у запобіганні розвитку та ліквідації аварійних режимів електроенергетичних систем, забезпеченні стійкості та живучості єдиної енергетичної системи. Сучасний розвиток та ускладнення структури електричної мережі, використання інноваційних енергетичних та електромережових, а також інформаційно-комунікаційних технологій, у тому числі для управління режимами, зміною вимог споживачів до режимів та керуючих впливів, зумовлюють необхідність удосконалення та розвитку системи РЗ, надання їй нових функцій та можливостей.

Крім цього, для кожної їх характерна своя специфіка, що визначається масштабами території, технічними характеристиками енергосистеми, історією розвитку електроенергетики, кліматом, ідеологією управління та іншими факторами. Тому, аналізуючи та використовуючи світовий досвід та рекомендації щодо вдосконалення та розвитку принципів та технологій побудови систем [3].

РЗ майбутніх електрична мережа необхідно враховувати зазначені специфічні фактори.

Тенденції розвитку та зміни умов функціонування електричної мережі у перспективі визначають суттєві трансформації їх структури, властивостей та режимів роботи. Ці трансформації обумовлені низкою об'єктивних чинників, які визначають вигляд електричної мережі. Продовжується збільшення масштабів електрична мережа, розширення територій, що обслуговуються, об'єднання для спільної роботи різних електричних мереж з формуванням міжрегіональних, міждержавних енергооб'єднань. Зростання електроспоживання при розосередженні генеруючих джерел і споживачів територією призводить до підвищення щільності передавальних та розподільчих електричних мереж. Електроенергетичні системи все більшою мірою набувають функцій клієнтоорієнтованих інфраструктурних систем, які в змозі надавати споживачеві електроенергію в потрібному місці, необхідних якості та надійності електропостачання та за прийнятною ціною для забезпечення зростання комфорту життя і продуктивності праці при глибокій електрифікації промисловості та побуту [3]. Продовжується розвиток агломерацій довкола великих міст, зумовлених формуванням у них центрів державного та господарського управління, зосередження в них високотехнологічних виробництв, фінансових ресурсів керування розподіломсів, креативних груп населення, науково-освітнього кластера. Це призводить до збільшення концентрації складнозамкнених електричних мереж енергопостачання мегаполісів зі специфічними проблемами щодо реалізації та налаштування пристроїв РЗ.

Потреба в малих джерелах електроенергії для індивідуального житла, доцільність заміни старих комунальних котелень сучасними малими ТЕЦ у зв'язку з появою нових високоефективних газотурбінних, газопоршневих, парогазових та паротурбінних технологій виробництва електроенергії на малих генеруючих установках, що гнучко адаптують електрична мережа та споживачів ведуть до розширення використання агрегатів розподіленої генерації, мережевих та приватних накопичувачів електроенергії. Ця сфера розвитку розподіленої генерації енергії є найприйнятнішою. Свій внесок у розширення використання розподіленої генерації зроблять джерела електроенергії на відновлюваних енергетичних ресурсах керування розподіломсах, найбільш перспективних для віддалених ізольованих районів електропостачання. Нові високоефективні технології набувають дедалі більшого поширення й у великих джерел електроенергії.

Структура електричних мереж має включати три взаємопов'язані підсистеми: великі генеруючі джерела та основна системоутворююча передавальна електрична мережа напругою 220 кВ і вище (супер-підсистема); міні-установки розподіленої генерації, що підключаються до вузлів розподільчої електричної мережі на напрузі 6 – 110 кВ (міні-підсистема); мікро-установки генерації електроенергії (газові та газо-поршневі мікротурбіни, сонячні фото-панелі та ін.), що підключаються до електричної мережі на напругах 0.4 - 10 кВ у житлових будинках, офісних приміщеннях та на підприємствах (мікро-підсистема). Спільна робота майбутніх супер-, міні- та мікро-підсистем у складі технологічно єдиної електричної мережі породжує кілька особливостей. Установки розподіленої генерації мають малі, порівняно з традиційними генераторами великої потужності, постійні інерції ротора та спрощені системи регулювання, що створює проблеми із забезпеченням стійкості електричної мережі. Підключення установок розподіленої генерації до розподільчої електричної мережі радикально змінює її (міні- та мікро-підсистем) властивості і вимагає застосування засобів забезпечення нормального її функціонування, аналогічних використовуваним в основній

мережі, що передає (супер-підсистемі).

Суттєво зміниться у майбутньому й електрична мережа. У передавальній електричній мережі набудуть поширення керовані електропередачі постійного струму. Ці електропередачі, а також широке застосування пристроїв, що формують на основі використання силової електроніки, гнучкі електропередачі змінного струму FACTS, вимірювань векторних величин PMU, ефективних інформаційно-комунікаційних технологій, радикальним чином підвищать керованість передавальній електричній мережі змінного струму. Нові технології, включаючи використання пристроїв FACTS, реклоузерів, PMU та інших, суттєво підвищать надійність та керованість передаючої електричної мережі. Спостерігається тенденція зростання частки електроприймачів зі специфічними характеристиками навантаження. Це електроустановки, запитані через сучасні блоки живлення - випрямлячі плюс стабілізатори та випрямлячі плюс інвертори (частотнорегульований електропривод, комп'ютерна, офісна та побутова техніка, світлодіодне освітлення тощо). Відмінною їх особливістю є незмінна величина споживаної активної потужності при зміні в широкому діапазоні величини і частоти напруги в мережі живлення за рахунок зміни величини і форми споживаного струму. Споживачі з новими характеристиками навантаження, що підключаються через перетворювачі, накопичувачі і мала генерація істотно змінять властивості і керованість електричних мереж. У зв'язку зі зміною властивостей електричних мереж традиційні принципи управління режимами вимагають суттєвої модифікації та розвитку.

Розвиток електричних мереж на технологічній базі інтелектуальної енергосистеми дозволить нівелювати потенційно негативні тенденції у зміні властивостей електричної мережі за рахунок застосування інтелектуальних технологій та засобів управління режимами систем. Конкретизація відповідних завдань потребує додаткових досліджень. У той же час вже зараз виникають, а в майбутньому загострюватимуться нові проблеми, пов'язані з необхідністю посилення координації управління режимами електричних

мереж на різних рівнях, включаючи споживачів електроенергії, підвищення ефективності та адаптивності управління, надання системі управління, включаючи РЗ, нових функцій і можливостей . Особливу гостроту мають питання забезпечення надійності функціонування самої системи управління режимами електричними мережами, включаючи питання інформаційної та кібербезпеки.

Має бути організовано автоматичне протиаварійне управління виявлення, запобігання розвитку та ліквідації аварійних режимів електричної мережі [4]. Діюча система протиаварійної автоматики є ешелонованою багатовступінчастою структурою, що включає: релейний захист; комплекси та пристрої автоматики запобігання порушенням стійкості, включаючи централізовану ієрархічну її складову; пристрої децентралізованої автоматики:

- а. обмеження навантаження обладнання,
- б. обмеження підвищення частоти, обмеження підвищення напруги, обмеження зниження частоти та напруги, ліквідації асинхронного режиму.

Системи режимної автоматики, що включають автоматики регулювання частоти та перетоків активної потужності, автоматики регулювання напруги, автоматики регулювання збудження синхронних машин, системи управління потужністю турбін, пристрої групового регулювання активної та реактивної потужності електричних станцій забезпечують підтримку параметрів частоти та напруги електричного струму відповідно з вимогами та стійку роботу генеруючого обладнання та електроустановок споживачів. Чинна система РЗ постійно вдосконалюється за рахунок використання нових більш ефективних алгоритмів та сучасних технічних засобів з урахуванням особливостей розвитку об'єкта управління та вимог до вдосконалення систем автоматичного управління. Великі електростанції та передавальна електрична мережу (супер-підсистема). Серйозні зміни системи РЗ очікуються у зв'язку з широким застосуванням у техніці інформаційних технологій, що дозволяють реалізувати процеси розподілу та централізації обчислювальних ресурсів

керування розподіломсів, що доповнюють один одного.

Перспективи розвитку системи визначено переважно прийнятої Концепцією інтелектуальної електроенергетичної системи з активно-адаптивною мережею. Концепція формулює як генеральний напрямок модернізації та розвитку принципів побудови та функціонування системи підвищення інтелектуальності за рахунок використання технологій та методів штучного інтелекту. Однією з найперспективніших у цьому плані є технологія мультиагентних систем.

Необхідність удосконалення системи у зв'язку з розвитком та ускладненням система та електрична мережа як об'єктів управління узгоджується з відомим принципом необхідної або достатньої складності, при дотриманні якого складність системи управління повинна відповідати складності керованої системи та процесів, що відбуваються в ній. До доцільності обліку цього постулату час від часу звертаються зарубіжні фахівці, обговорюючи проблеми протидії розвитку тяжких системних аварій, у тому числі шляхом реалізації ієрархічної системи. При цьому принцип необхідної (або достатньої) складності системи забезпечується її розвитком за рахунок модернізації підходів, алгоритмів та апаратних засобів, розширення використання сучасних інформаційно-комунікаційних технологій та методів штучного інтелекту, систем моніторингу перехідних режимів, розширення координації системи ПА та SCADA/EMS, залучення до реалізації керуючих впливів широкого кола пристроїв безперервної дії, насамперед регуляторів пристроїв FACTS та накопичувачів електричної енергії. Інтеграція перерахованих принципів та засобів забезпечує наявність властивостей активності та адаптивності електричної мережі в ІЕС та ефективного їх використання при керуванні режимами електричної мережі.

Вже зараз потрібне суттєве коригування принципів реалізації деяких видів ПА, які використовують як керуючі впливи відключення навантаження, у зв'язку зі зростаючими вимогами споживачів до надійності електропостачання. Насамперед це стосується спеціальної автоматики

відключення навантаження [3,4,5]. Потрібно перенесення керуючих впливів ПА, необхідних для запобігання порушення стійкості та перевантажень обладнання в передавальній частині електричної мережі, з великих підстанцій живлення на фідери конкретних невідповідних електроприймачів на низьких напругах у розподільній електричній мережі. Тим самим відбувається розширення зазначеного вище охоплення сферою дії ПА як супер-підсистеми, а й міні- і мікроподсистем. Одночасно виникає додаткова проблема запобігання перевантаженням у розподільчій електричній мережі.

Основні проблеми розвитку систем РЗА в розподільчій електричній мережі пов'язані з появою в ній джерел розподіленої генерації та накопичувачів електричної енергії, при масовому використанні яких ці мережі набувають окремих рис системоутворювальних електричних мереж при збереженні все ж таки певної структурної та режимної специфіки, що зумовлює особливості побудови та налаштування майбутніх систем РЗ [6]. На відміну від традиційного підходу з орієнтацією на ступінчасті максимальні струмові захисту в якості основних, склад захисту майбутніх розподільчих електричних мереж стає порівняним з набором захистів в передаючих електричних мережах. При цьому вимагатимуть зміни та принципи розрахунку уставок пристроїв релейного захисту з метою забезпечення необхідних чутливості та селективності цих пристроїв. Аналогічно прогнозованим змін у передавальній електричній мережі, для систем релейного захисту в розподільній мережі слід очікувати в частині апаратних засобів - реалізацію нових можливостей мікропроцесорів, в частині програмних засобів - розвиток віртуального розподіленого програмного забезпечення та використання об'єктно-орієнтованих мов. Цими положеннями не обмежується потенційний прогрес у аналізованій галузі: певний внесок у модернізацію відповідних принципів, систем та засобів має внести вплив широкого поширення у розподільній електричній мережі пристроїв FACTS, електронних перетворювачів різного призначення на основі силової електроніки, сучасних багатофункціональних комутаційних апаратів (реклоузерів), нових

інформаційно – комунікаційних технологій, методів штучного інтелекту тощо.

Масове використання джерел розподіленої генерації у розподільчих електричних мережах і виникнення на цьому рівні проблем стійкості вимагатиме перенесення з необхідним коригуванням принципів ПАУ та засобів їх реалізації, що використовуються в супер-підсистемі, у розподільчу електричну мережу. Зазначене коригування знадобиться у зв'язку із структурною специфікою розподільчої мережі порівняно з транспортною електричною мережею. Як і на рівні супер-підсистеми, у міні-підсистемі певний внесок у коригування принципів та засобів ПАУ зробить широке застосування нових елементів та технологій, таких як накопичувачі електричної енергії, пристрої FACTS, технології штучного інтелекту та інших. Потрібна розробка для цього рівня систем SCADA/DMS при використанні в розподільчих електричних мережах технології WAMS - СМІР з метою ефективного вирішення багатьох завдань моніторингу стану обладнання та мережі та управління режимами.

У зв'язку з поширенням та розвитком концепції інтелектуальної електричної мережі виникло поняття активної розподільчої електричної мережі, що має властивість самовідновлення у вигляді реконфігурації топології з метою забезпечення електропостачання споживачів [6]. Властивість самовідновлення може бути забезпечено шляхом використання реклоузерів і розподільчої електричної мережі, що не містить джерел розподіленої генерації. За наявності розподіленої генерації завдання забезпечення самовідновлення активної розподільчої мережі суттєво ускладнюється, з'являються її додаткові складові, пов'язані у тому числі з автоматизацією процесу синхронізації островів, на які розділилася система електропостачання в результаті аварії.

Локальні електричні мережі та мікро-генерація (мікро-підсистема) До цього рівня, як зазначено вище, належать системи електропостачання житлових будинків, офісних та торгово-розважальних комплексів, невеликих промислових підприємств, котеджних селищ тощо, що працюють на напрузі

0.4- 10 кВ електричної мережі та містять мікро-генераторні установки, а також накопичувачі електричної енергії невеликої потужності та енергоємності. За кордоном дослідження щодо формування майбутніх інтелектуальних мікро-підсистем та принципів, та засобів реалізації систем РЗА для них, включаючи розробку систем SCADA/DMS та їх взаємодії з РЗА, проводяться дуже інтенсивно. Запропоновані підходи аналогічні попередньому рівню міні-підсистем. Розглядається координація дій систем РЗА та систем управління аварійними режимами загалом цих двох рівнів - міні-підсистем та мікро-підсистем. Загальною для всіх трьох рівнів розгляду (супер-, міні- та мікро-підсистем) є проблема кібербезпеки щодо систем РЗА. Найбільшою мірою вона актуальна для рівня великих електростанцій та передавальної електричної мережі через великі потужності об'єктів, з якими працюють системи РЗ [6].

Враховуючи важливу роль у майбутніх інтелектуальних системах РЗ інформаційно-комунікаційної складової, принципи та засоби захисту від кіберзагроз повинні охоплювати не лише алгоритми самих пристроїв РЗ, виконаних на мікропроцесорній основі, а й весь тракт збору, обробки, передачі та подання поточної інформації, що використовується для роботи пристроїв ПАВ. Розвиток електричної мережі пов'язаний із зростанням їх масштабів, ускладненням структури, розширенням використання нових елементів з новими характеристиками, посиленням вимог споживачів до надійності електропостачання та якості електроенергії, що, як наслідок, призводить до зміни властивостей електричної мережі та появи нових їх властивостей, ускладнення режимів роботи цих систем . Все це вимагає модернізації та розвитку принципів, архітектури, засобів та технологій побудови та функціонування систем РЗ майбутніх електричних мереж. Проведено систематизований аналіз напрямів та проблем у цій галузі, за якими потрібні цілеспрямовані глибокі дослідження.

2 ДОСЛІДЖЕННЯ СУЧАСНИХ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ

2.1 Порівняльний аналіз електромеханічних та мікропроцесорних реле

В даний час актуальною проблемою в електроенергетики залишається підтримка у працездатному стані діючих систем РЗ. Внаслідок чого є тенденція переходу систем РЗ, реалізованої на електромеханічній основі, до мікропроцесорних блоків релейного захисту (БМРЗ). Це призводить до нових проблем та дискусій щодо доцільності такого переходу. У результаті виникає така проблема й у чому основні відмінності РЗ на електромеханічній основі від БМРЗ. Вимірювальні перетворювачі приймають в основному лише два параметри: величину струму та величину напруги мережі. Для релейного захисту, заснованого на електромеханічній базі цих даних достатньо. Мікропроцесорні блоки на підставі аналізу двох параметрів видають і запам'ятовують ще кілька додаткових даних, наприклад: причина відключення, час і, струм і тривалість аварійної ситуації, векторна діаграма напруг і струмів в лінії в момент відключення, дата відключення. Але остаточне завдання даних пристроїв - це подати сигнал на вимкнення при аварії в мережі [3]. Але чи так потрібні всі ці додаткові параметри і як обсяг інформації, що виріс, підвищує якість роботи РЗ. Модернізація аналогових систем на мікропроцесорні пристрої призводить до значного ускладнення електротехнічного обладнання та підвищення експлуатаційних витрат. Якщо до функції моніторингу електрообладнання доповнити всіма традиційними функціями РЗ для підстанцій, можна уявити скільки функцій реалізовано одному пристрої. Така велика кількість функцій знижує вартість релейного захисту, а й веде до зниження надійності релейного захисту через розширення використання БМРЗ. Постійне ускладнення БМРЗ та збільшення кількості захисних функцій в одному блоці. Додавання в БМРЗ характерних для релейного захисту функцій, наприклад, моніторинг стану електрообладнання.

Застосування в БМРЗ недетермінованої логіки, що зумовлює серйозність втрати контролю над процесами РЗ. Збільшення застосування в БМРЗ вільнопрограмованої логіки призводить до суттєвого зростання відсотка помилок штату та неправильних дій релейного захисту. Ускладнення перевірок справності та експлуатації РЗ у міру накопичення в одній енергосистемі різних типів БМРЗ різних виробників, що закуповуються за тендерами і конструкцією та програмним забезпеченням, що різняться між собою.

Через те, що стандартів, що регулюють єдині вимоги до конструкції та до програмного забезпечення БМРЗ на даний момент немає, на персонал організації збільшується інтелектуальне навантаження і, як наслідок, призводить до значних економічних втрат. Розширення парку БМРЗ істотно знижує електромагнітну захищеність релейного захисту та енергосистеми.

Через використання мереж Ethernet і Wi-Fi замість оптоелектронних кабелів у системах РЗ, зростає вразливості енергосистем до хакерських атак і що більше використовується мікропроцесорної техніки, то вище вразливість енергосистеми.

Мікропроцесорні засоби релейного захисту

Використання методів та технічних засобів обробки інформації цифрою обчислювальною технікою в РЗА призвело до утворення інтегрованих комплексів, що виконують всі функції традиційних пристроїв релейного захисту та мають широкі інформаційні властивості та сервісні можливості, що значно збільшують надійність та результативність функціонування технічних засобів автоматичного керування електроенергетичними [4].

Виготовляються та поставляються на діючі енергооб'єкти найперспективніші прогресивні мікропроцесорні пристрої та системи релейного захисту та автоматики. управління та сигналізації.

Розробляються та виробляються інші типи мікропроцесорних пристроїв, що дозволяють реалізовувати комплексне оснащення електричних станцій,

підстанцій, промислових підприємств та інших енергооб'єктів усіх рівнів напруги від 0.4 кВ пристроями релейного захисту та комплексами АСК ТП. Які базуються на нових досягнення інформаційних технологій вони цілком відповідають особливим вимогам енергетики, доступні в обслуговуванні і легко впроваджуються в автоматизовані системи релейного захисту, управління та контролю підстанцій та електричної частини станцій будь-якого рівня.

Цифрові мікропроцесорні комплекси є інтелектуальними технічними засобами. Вони мають важливі позитивні властивості, які відсутні у аналогових пристроїв:

- а. багатфункціональність та малі розміри;
- б. одне цифрове
- в. вимірювальне реле замінює кілька аналогових;
- г. дистанційні зміни та перевірка уставок з пульта управління оператора;
- д. адаптація до режиму електрична мережа - автоматичне коригування уставок РЗ при зміні схеми та режиму роботи електрична мережа;
- е. безперервна самодіагностика та висока апаратна надійність;
- ж. реєстрація та запам'ятовування параметрів аварійних режимів;
- з. дистанційна передача оператору інформації про стан та спрацьовування пристроїв РЗ;
- і. скорочення спеціального технічного обслуговування, періодичних перевірок налаштування та справності пристроїв РЗ.

2.2 Мікропроцесорний релейний захист для інтелектуальної мережі

Захист енергосистеми в електроенергетиці спрямований на відключення несправної частини електричної мережі від неушкодженої системи живлення. Селективність захисту включає оптимальний вибір часу для будь-яких струмів замикання, з тим щоб скоротити поширення зон пошкоджень до мінімуму після усунення несправностей. Крім того, пропонуються деякі процедури селективності та налаштування реле захисту. Основними типами мікропроцесорних електронних реле, проаналізованих у ході дослідження, були реле максимального струму, спрямоване та мінімальної напруги. Наприкінці, представлено та обговорено можливі майбутні розробки цифрових захистів [3,6].

Інтелектуальні мережі з масивним розподільчим генератором з відновлюваних джерел, які явно не стабільні щодо їх потужності, генерують двонаправлений потік потужності, який може викликати зміни напрямку та величини струмів короткого замикання і, отже, створювати обурення при вимірі захисних реле. У цих умовах головними наслідками є:

- а. Втрата селективності.
- б. Випадання генератора із основної мережі.
- в. Наявність електромеханічних перехідних процесів та динамічна нестабільність.
- г. Несподіване «просаджування», яке іноді називається втратою живлення, зазвичай тягне за собою те, що ізольований генератор продовжує подавати локальні навантаження.

Крім того, генератор може генерувати підвищену напругу у певних вузлах мережі, що створює проблеми у підтримці номінальної напруги в допустимих межах, іноді також у вузлах, обладнаних трансформаторами з пристроями РПН, які зазвичай здатні регулювати напругу в діапазоні $\pm 10\%$.

Наявність як генератора, так і нелінійних навантажень також створює проблеми з якістю електроенергії, особливо коли реле призначено для роботи

з основною частотою струму короткого замикання.

Інші реле, схильні до значних спотворень форми хвилі, - це розчіплювачі з негативною послідовністю перевантаження по струму, які можуть сприймати ТНО набагато нижче 20%.

Необхідно також розглянути ще одну проблему, пов'язану із захистом інтелектуальних мереж, а саме автоматичну реконфігурацію мережі після усунення несправного сегмента лінії, що є необхідною умовою відновлення електричних служб. Реконфігурація мережі здійснюється за допомогою дистанційно керованих АПВ та автоматичних вимикачів, які, як правило, належним чином керуються системою SCADA або краще системою керування розподілом для швидких дій по відновленню, спрямованих на скорочення розширення зони пошкоджень.

Для запобігання змінам, що стосуються конфігурації та умов роботи інтелектуальної мережі, можна застосовувати процедури адаптивного захисту, які потребують ієрархічної конфігурації ліній зв'язку (переважно оптоволокну) для обміну інформацією з мережевими комп'ютерами та іншими інтелектуальними пристроями.

Цифровий захист складається з підсистем із чітко визначеними функціями.

У загальній схемі обчислювальний процесор є центральним, оскільки він відповідає за обробку, зберігання та спільне використання даних із периферійними інтерфейсами.

Зазвичай входи реле являють собою сигнали напруги і струмів, які часто отримуються від трансформаторів струму і напруги, які повинні належним чином оброблятися і оцифровуватися за допомогою відповідних аналого-цифрових перетворювачів.

Далі представлені та коментуються основні функції, реалізовані в цифрових реле, з метою правильного встановлення їх для ефективного захисту інтелектуальної сітки. Цей захист, що відноситься до типу з витримкою, залежить від витримки і може бути розроблений таким чином, щоб

забезпечити побудову різних робочих кривих [5].

Функція максимального струмового захисту доступна в чотирьох моделях, які потім поділяються на два блоки, кожен з яких доступний у двох групах. Ці групи можуть бути організовані у двох різних модулях у вигляді відповідної конфігурації конкретних параметрів.

Функція однополярна та працює, якщо струм замикання на землю досягає порога спрацьовування. Захисна функція включає другий гармонійний обмежувач, який забезпечує більшу стабільність під час включення трансформатора.

Це обмеження блокує зміни, незалежно від значення основного струму. У цьому захисті також можлива робота як в залежності від часу, так і в залежності від нього з тими самими характеристиками, що описані раніше.

У цьому випадку є дві функції, які стандартизовані як 27D і 27S. Перший ініціює, якщо компонент V_d постійної напруги в трифазній системі нижче, ніж порогове калібрування V_{sd} . Останнє спрацьовує натомість, якщо одна з фазних напруг нижче порога.

Ця функція має два блоки налаштувань, кожен з яких доступний у двох моделях, і є три типи операцій.

Тип 1 визначає проекцію залишкового струму I_0 на пряму характеристичну, положення якої можна зафіксувати, регулюючи характеристичний кут 90° по відношенню до залишкової напруги.

Ця проекція порівнюється із порогом I_{s0} . Час завжди незалежно від часу. На рисунку 3 показано блок-схему для модальності типу 1.

Функція типу 2 діє як захист від перевантаження струмом, до якої була додана концепція напрямку. Це корисно для однокільцевих конфігурацій або із заземленою нейтраллю.

Захист також дозволяє встановити час вимкнення T_1 .

Модуль типу 3 діє як максимальний струмовий захист нульової послідовності, до якої було додано критерій кутового напрямку.

Варто зазначити, що теорія мережі послідовностей повинна бути

переглянута для її застосування в складних інтелектуальних мережах.

Для ЗРУ 10 кВ необхідні осередки КСВ з викочування вимикачами. Так як камери одностороннього обслуговування по суті відрізняються лише габаритними розмірами, то як приклад візьмемо камеру КСВ - 211. Основним елементом камери є силовий вакуумний вимикач у парі з різними типами мікропроцесорних захистів, встановлених на вибір замовника. У камері реалізовано всі необхідні блокування для безпечної роботи обслуговуючого персоналу.

2.3 Методи розрахунку коротких замикань

Розрахунок струмів КЗ необхідний правильного проектування електроустановок, вибору відповідних електричних апаратів і визначення необхідних уставок РЗ. Необхідність визначення струмів короткого замикання в ході роботи може виникнути при зміні схеми живлення енергооб'єкта для перевірки електрообладнання на термічну та електродинамічну дію струмів короткого замикання. Також, вона може виникнути при частковій заміні електрообладнання на енергосистеми або підсистеми, якщо заплановані до встановлення механізми та апарати за своїми паспортними даними розрізняються з демонтованими [1].

Розрахунок струмів КЗ всім основних вузлів системи, у яких встановлено вимикачі, необхідні відключення цих струмів, є дуже складне завдання. Особливо це стосується сучасних електроенергетичних систем, мережі яких відрізняються великою довжиною та розгалуженістю, присутністю значної кількості зв'язків між окремими частинами, кільцевих ліній та сіток. Аналітичні розрахунки струмів КЗ раціонально змінити вимірами в еквівалентному ланцюгу, що відображає в сильно зменшеному масштабі дійсну систему. Така форма містить стільки опорів, індуктивних котушок і, можливо, конденсаторів, скільки окремих ліній та апаратів є в системі, що досліджується.

Еквівалентний ланцюг, що збирається на так званому розрахунковому столі, живиться в точках, що відповідають місцям включення генераторів, від джерел з пропорційно зменшеними електрорушійними силами та у більшості випадків вищої частоти. По черзі замикаючи коротко різні точки еквівалентної ланцюга, відповідні місцям установки вимикачів, можна легко виміряти не тільки струми короткого замикання та їх розподіл, але і напруги в неущкоджених частинах системи. Таким шляхом можна визначити, як усталені, так і перехідні струми короткого замикання при помірній витраті часу та праці [3,6].

Для розрахунку струмів короткого замикання застосовують різноманітні методи. Найбільш трудомістким та час витратним методом є ручний розрахунок. Він ведеться відповідно до госту, керівних документів та методичних вказівок. У зв'язку з громіздкістю ручного розрахунку на вирішення практичних завдань розрахунків струмів КЗ доцільно застосовувати спеціалізовані комп'ютерні докладання. Такі програми дозволяють швидко досліджувати вплив будь-якої зміни або передбачуваного розширення мережі на величину та розподіл струмів короткого замикання. Одним з таких програм відносяться Microsoft Excel і Mathcad. Вони дозволяють автоматизувати розрахунок, та їх істотним недоліком є неможливість створення наочної схеми і за зміни розрахункової схеми необхідно вносити зміни у порядок розрахунку самих програмах. Найбільш прийнятними до розрахунку струмів КЗ є спеціалізовані програми. Основною перевагою таких програм є можливість створення наочної схеми та можливість її зміни.

3 ОБҐРУНТУВАННЯ МОЖЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ВИБРАНИХ ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ У МІСЬКИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ

3.1 Параметри системи електропостачання

Параметри силових трансформаторів та ліній електропередач представлені в таблицях 1 та 2.

Таблиця 1 – Параметри силових трансформаторів

Параметр	Значення параметру														
Потужність трансформатора, МВт	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15
	40000	40000	25000	0,63	0,63	0,63	0,63	0,4	0,4	0,63	0,4	0,25	0,63	0,4	0,25

Таблиця 2 - Параметри ліній електропередач

Параметр	Значення параметру																	
Довжина лінії, км	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12	L13	L14	L15	L16	L17	L18
	40	40	45	15	2.14	2.14	3.23	3.23	2.47	2.47	0.87	1.12	1.32	1.23	0.97	2.16	1.52	1.96

3.2 Аналіз нормальних режимів контрольованої мережі

Дослідження нормальних режимів роботи електричної мережі необхідно провести з метою знаходження максимальних значень робочих струмів у місцях встановлення релейного захисту [4,6].

Так як в мережі одне джерело живлення, і вона не має ділянок із

замкнутим кільцем, то захисту необхідно монтувати на початку контрольованих об'єктів з боку джерела живлення.

Максимальне значення робочого струму в лініях визначається, виходячи з наступних умов:

- а. живлення всіх елементів аналізованої електричної мережі здійснюється лініями L1, L2 і L3, а лінія L4 знаходиться в гарячому резерві
- б. всі трансформатори 110/10 кВ працюють із номінальним навантаженням.

Максимальний робочий струм у лініях – це максимальний робочий струм трансформаторів T1, T2 та T3. Коефіцієнт допустимої навантаження трансформаторів допускається до 40% номінальної потужності.

Максимальний робочий струм у лініях 10 кВ, так само виникає під час роботи трансформаторів з перевантаженням.

3.3 Струми короткого замикання

Необхідно визначити діючі значення струмів короткого замикання у всіх місцях (за схемою) встановлення захисту (місцях контролю струму захисту) у максимальному та мінімальному режимах роботи електричної системи при пошкодженнях у розрахункових точках. За розрахункові точки приймаються шини всіх підстанцій, місця приєднання трансформаторів та затискачі обмоток 0.4 кВ цих трансформаторів. Розрахунок коротких замикань на шинах з номінальною напругою вище 1000 В ведеться у відносних одиницях, а на боці нижче 1000 - в іменованих одиницях. Реальну схему, що має трансформаторні зв'язки, заміщають еквівалентно електрично зв'язаною схемою, параметри якої приведені до єдиного ступеня напруги і єдиної базисної потужності [5]. Перед початком основних розрахунків струмів короткого замикання необхідно скласти еквівалентну схему заміщення та розрахувати її параметри за типовими формулами.

Параметри схеми знаходяться за стандартними типовими формулами для

відповідного елемента ланцюга. Для цього розрахунку приймемо S_B рівним 1000 МВА.

Формула для розрахунку параметрів системи

$$X_C = \frac{S_B}{S_{кз}} \quad (1)$$

Формула до розрахунку параметрів трансформатора Т1.

$$X_C = \frac{U_{к} \cdot S_B}{100 \cdot S_H} \quad (2)$$

Формула для розрахунку параметрів кабельних та повітряних ліній.

$$X_{л1} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (3)$$

За формулами 1-3 здійснимо розрахунок параметрів схеми заміщення.

Для системи:

$$X_C = \frac{1000}{8000} = 0.125 \text{ в.о.}$$

Для трансформатора

$$X_{T1} = \frac{20}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5 \text{ в.о.}$$

Інші результати розрахунків еквівалентного опору ліній занесемо до таблиці 3.

Таблиця 3 – Результати розрахунків еквівалентного опору ліній

X	C
	0,125
	T1
	5
	T2
	5
	T3
	8
	L1
	1,167
	L2
	1,167
	L3
	1,313
	L4
	0,438
	L5
	1,5
L6	
1,5	
L7	
2,259	
L8	
2,259	
L9	
1,731	
L10	
1,731	
L11	
0,613	
L12	
0,784	
L13	
0,952	
L14	
0,884	
L15	
0,699	
L16	
1,533	
L17	
1,094	
L18	
1,411	

Знайдемо еквівалентний опір кожної точки КЗ Рисунок 2

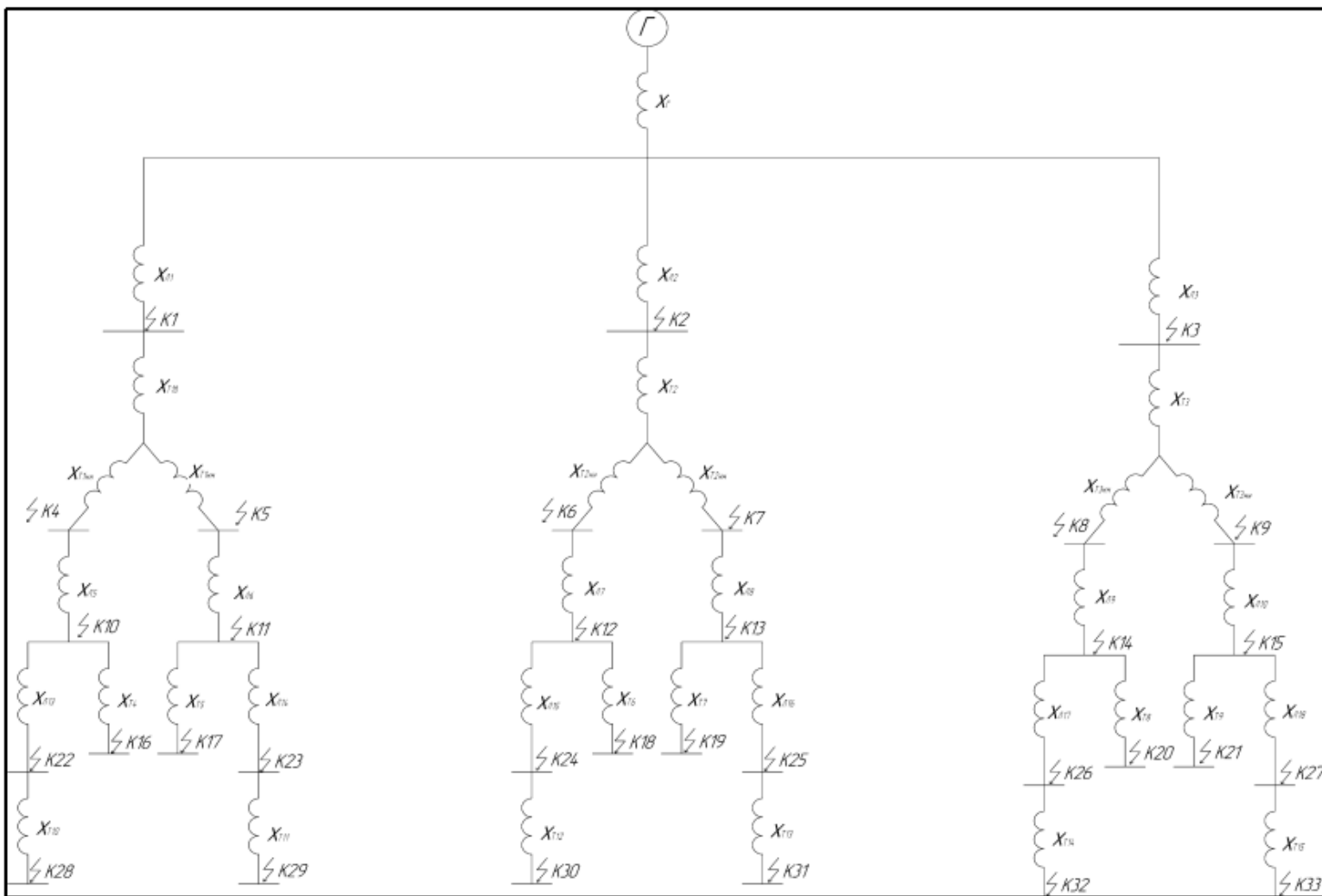


Рисунок 2 - Еквівалентна схема електричної мережі із зазначенням точок КЗ

Еквівалентний опір дорівнює:

$$X_1 = X_C + X_{Л1} \quad (4)$$

$$X_1 = 0,125 + 1,167 = 1,292 \text{ в.о.}$$

Інші результати розрахунків еквівалентного опору занесемо до таблиці 4.

Таблиця 4 – Результати розрахунків еквівалентного опору

X	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.
	1,292	1,292	1,438	6,292	6,292	6,292	6,292	9,434	9,434	7,793	7,793	8,551	8,551	11,169	11,169	8,744	8,677	9,251	10,104	12,263	12,6

Точки КЗ з 16-21 та з 28-33 знаходяться на напрузі 0,4 кВ. На цих напругах розрахунки струмів КЗ ведуться в іменованих одиницях за типовими формулами [6].

Для трансформаторів необхідно визначити повний та активний опір і потім визначити реактивний:

$$Z_T = \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_{HT}} \quad (5)$$

$$R_T = \frac{P_{КЗ} \cdot U_B}{S_{HT}} \quad (6)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (7)$$

де U_B приймається на напрузі 0,4 кВ.

Визначимо величини опорів та занесемо отримані величини до таблиці 5.

Таблиця 5 – Опори трансформаторів для напруги 0.4 кВ.

№	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Z_T	0.014	0.014	0.014	0.014	0.018	0.018	0.014	0.018	0.029	0.014	0.018	0.029
R_T	0.0076	0.0076	0.0076	0.0076	0.014	0.014	0.0076	0.014	0.024	0.0076	0.014	0.024
X_T	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.016	0.012	0.012	0.016

Крім цього, на напрузі 0.4 кВ необхідно враховувати опір автоматів, трансформаторів струму та контакторів:

$$X_A = 0,45 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}, R_A = 0,6 \cdot 10^{-4} \text{ Ом} - \text{опори автоматичних вимикачів}$$

$$R_{TT} = 2 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}, X_{TT} = 3,5 \cdot 10^{-4} \text{ Ом} \text{ опори трансформаторів струму}$$

$$R_K = 150 \cdot 10^{-4} \text{ Ом} \text{ опір контактів}$$

Для приведення раніше обчислених опорів до напруги 0.4 кВ необхідно до множити їх на величину співвідношення $\frac{U_B^2}{S_B}$.

Для розрахунку еквівалентного опору для точок КЗ необхідно визначити еквівалентний реактивний та активний опір і по них знайти повний еквівалентний опір точки КЗ:

$$X_{16} = X_{10} \cdot \frac{U_B^2}{S_B} + X_{T4} + X_A + X_{TT} - \quad (8)$$

$$X_{16} = 7.793 \cdot \frac{0,4^2}{1000} + 0,012 + 0,45 \cdot 10^{-4} + 3,5 \cdot 10^{-4} = 0,013$$

$$R_{16} = R_{T4} + R_{TT} + R_K + R_A \quad (9)$$

$$R_{16} = 0,0076 + 2 \cdot 10^{-4} + 150 \cdot 10^{-4} + 0,6 \cdot 10^{-4} = 0,023 \text{ Ом}$$

$$Z_{16} = \sqrt{X_{16}^2 + R_{16}^2} \quad (10)$$

$$Z_{16} = \sqrt{0.013^2 + 0.023^2} = 0.027 \text{ Ом}$$

Інші результати розрахунку еквівалентного опору занесемо до таблиці 6.

Таблиця 6 – Опори трансформаторів для напруги 0.4 кВ.

№	16	17	18	19	20	21	28	29	30	31	32	33
Z	0.027	0.027	0.027	0.027	0.032	0.032	0.027	0.032	0.043	0.027	0.032	0.043
R	0.023	0.023	0.023	0.023	0.029	0.029	0.023	0.029	0.039	0.023	0.029	0.039
X	0.013	0.013	0.013	0.013	0.014	0.014	0.013	0.013	0.018	0.014	0.014	0.019

3.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Зробимо розрахунок струмів трифазного короткого замикання. Для напруг 110 та 10 кВ:

$$I_K = \frac{E_C}{X_K} \quad (11)$$

де $E_C = 1$, X_K – величина еквівалентного опору схеми точки КЗ.

Для напруги 0.4 кВ:

$$I_K = \frac{U_B}{\sqrt{3}Z_K} \quad (12)$$

Для перерахунку в відносні одиниці, необхідно отриману величину струму помноживши на базовий струм на відповідній ступені:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_H} \quad (13)$$

де U_H - величина номінальної напруги певного відрізка.

Тоді струм КЗ в іменованих одиницях буде дорівнювати

$$I_K = \frac{E_C}{X_K} \cdot I_B \quad (14)$$

Зробимо розрахунок струмів трифазного КЗ за 110 кВ. Базовий струм для напруги 110 кВ дорівнює:

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

Струм трифазного КЗ на напрузі 110 кВ:

$$I_{K1} = \frac{E_C}{X_1} \cdot I_B \quad (15)$$

$$I_{K1} = \frac{1}{1,292} \cdot 5,02 = 3,884 \text{ кА}$$

Базовий струм для напруги 10 кВ дорівнює:

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}$$

Струм трифазного КЗ на напрузі 10 кВ:

$$I_{K4} = \frac{1}{6,292} \cdot 54,986 = 8,738 \text{ кА}$$

Інші результати розрахунків струму трифазного КЗ за 10 кВ занесемо до таблиці 7.

Таблиця 7 - Результати розрахунків струму трифазного КЗ за 10 кВ

	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	22.	23.	24.	25.	26.	27.
I_K	3,884	3,884	3,49	8,738	8,738	8,738	8,738	5,826	5,826	7,056	7,056	6,43	6,43	4,923	4,923	6,288	6,288	5,944	5,442	4,484	4,371

Струм трифазного КЗ на напрузі 0,4 кВ:

$$I_{K16} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,027} = 8,693 \text{ кА}$$

Інші результати розрахунків струму трифазного КЗ за 0.4 кВ занесемо до таблиці 18.

Таблиця 8 - Результати розрахунків струму трифазного КЗ за 0.4 кВ

	16.	17.	18.	19.	20.	21.	28	29	30	31	32	33
I_K	8,693	8,693	8,674	8,674	7,173	7,173	8,669	7,21	5,36	8,633	7,156	5,332

Зробимо розрахунок ударного струму КЗ за формулою:

$$i_{y0} = \sqrt{2} I_{no} \left(1 + \sin \varphi e^{-t_{y0}/T_a} \right) = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot K_y \quad (16)$$

де: $K_y = 1 + \sin \varphi e^{-t_{y0}/T_a}$ – величина ударного коефіцієнту, що визначається за кривими;

T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання;

φ – величина куту зсуву по фазі між напругою та періодичної складової струму короткого замикання.

Для того щоб ввести в схему необхідні значення активних опорів знаходимо з таблиць середні відносини $(X/R)_{CP}$ з яких, у свою чергу, знаходимо R:

$$R = \frac{X}{\frac{X}{R}} \quad (17)$$

де X – реактивний опір елемента.

Активний опір елементів СЕС дорівнює:

$$R_c = \frac{X_c}{30} = 0.004 \text{ Ом}$$

Інші результати розрахунків активного опору занесемо до таблиці 9.

Таблиця 9 – Результати розрахунків активного опору

R	C	T1	T2	T3	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12	L13	L14	L15	L16	L17	L18
		0,004	0,25	0,25	0,533	0,146	0,146	0,164	0,055	1,875	1,875	2,823	2,823	2,163	2,163	0,766	0,92	1,189	1,105	0,874	1,941	1,368

Визначимо еквівалентний опір кожної точки КЗ Рисунок 3.

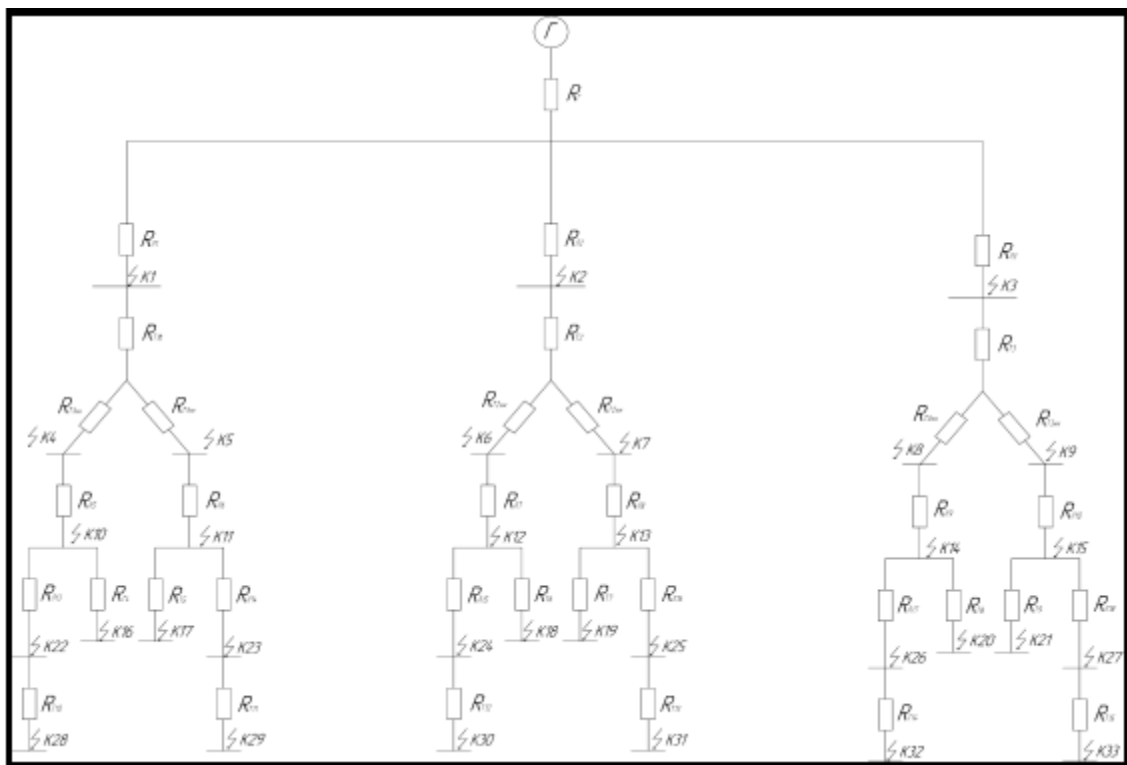


Рисунок 3 – Схема заміщення для знаходження ударного струму КЗ

Еквівалентний опір елементів дорівнює:

$$R_1 = R_C + R_{Д1}$$

()

$$R_1 = 0,004 + 0,146 = 0,15 \text{ Ом}$$

Інші результати розрахунків еквівалентного опору занесемо до таблиці 10.

Таблиця 10 – Результати розрахунків еквівалентного опору

		2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14	15	28.	29.	30.	31.	32.	33.
<i>R</i>	0,15	0,15	0,168	0,4	0,4	0,4	0,4	0,702	0,702	2,275	2,275	2,223	3,223	2,865	2,865	3,465	3,381	4,098	5,164	4,233	4,629

За формулою визначимо постійну часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$T_a = \frac{X}{R \cdot \omega} \quad ()$$

де *R* та *X* – величини активного та реактивного опору точки КЗ;

ω – величина кутової частоти, що дорівнює 314 рад/с.

Постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання дорівнює:

$$T_a = \frac{1,292}{0,15 \cdot 314} = 0,0271 \quad ()$$

Інші результати розрахунків постійного часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання занесемо до таблиці 11.

Таблиця 11 - Результати розрахунків постійного часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
T_a	0.027	0.027	0.027	0.05	0.05	0.05	0.05	0.043	0.043	0.011	0.011	0.008	0.008	0.012	0.012	0.008	0.008	0.007	0.006	0.009	0.008

За формулою визначимо ударний коефіцієнт для точок КЗ:

$$K_y = 1 + e^{-0,01/T_a} \quad (14)$$

Ударний коефіцієнт дорівнює:

$$K_y = 1 + 2,718^{-0,01/0,0271} = 1,694.$$

Інші результати розрахунків ударного коефіцієнта занесемо до таблиці 12.

Таблиця 12 – Результати розрахунків ударного коефіцієнта

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
T_a	1,694	1,694	1,692	1,819	1,819	1,819	1,819	1,792	1,792	1,4	1,4	1,306	1,306	1,447	1,447	1,288	1,294	1,249	1,201	1,338	1315

За формулою 16 визначимо ударний струм КЗ для розрахункових точок:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} I_{K1} \cdot K_{y1}$$

Інші результати розрахунків ударного струму КЗ занесемо до таблиці 18.

Таблиця 13 – Результати розрахунків ударного струму КЗ

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
i_y	9,308	9,308	8,354	22,479	22,479	22,479	22,479	14,762	14,762	13,968	13,968	11,878	11,878	10,074	10,074	11,456	11,599	10,498	9,242	8,486	8,128

Зробимо розрахунок несиметричного короткого замикання. Для цього складемо схему прямої зворотної та нульової послідовностей.

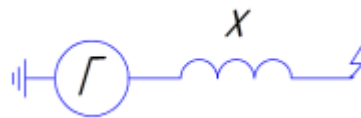


Рисунок 4 - Схеми заміщення прямої послідовності для розрахунку струму несиметричного короткого замикання

$$X_{\text{сум1}} = X_1;$$

$$X_{\text{сум1.1}} = X_2;$$

$$X_{\text{сум1.2}} = X_3.$$

Для розрахунку опору зворотної послідовності необхідно скласти схему зворотної послідовності. Вона подібна до схеми прямої послідовності в згорнутому вигляді, але в ній відсутні джерела ЕРС.

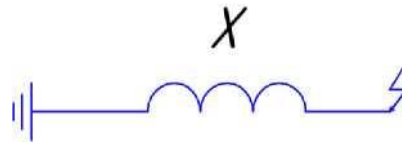


Рисунок 5 – Схеми заміщення зворотної послідовності для розрахунку струму несиметричного короткого замикання

$$X_{\text{сум1}} = X_{\text{сум2}};$$

$$X_{\text{сум1.1}} = X_{\text{сум2.1}};$$

$$X_{\text{сум1.2}} = X_{\text{сум2.2}}.$$

Для розрахунку співпротилеження нульової послідовності необхідно скласти схему нульової послідовності. Вона складається з урахуванням методу з'єднання фаз її частин. Характеристики ліній теж обумовлюються їх конструкціями. Параметри лінії модифікуються зміною коефіцієнта d . Для дволанцюгової лінії з грозозахисним тросом коефіцієнт d дорівнює 4.7, а без грозозахисного дорівнює 5.5.

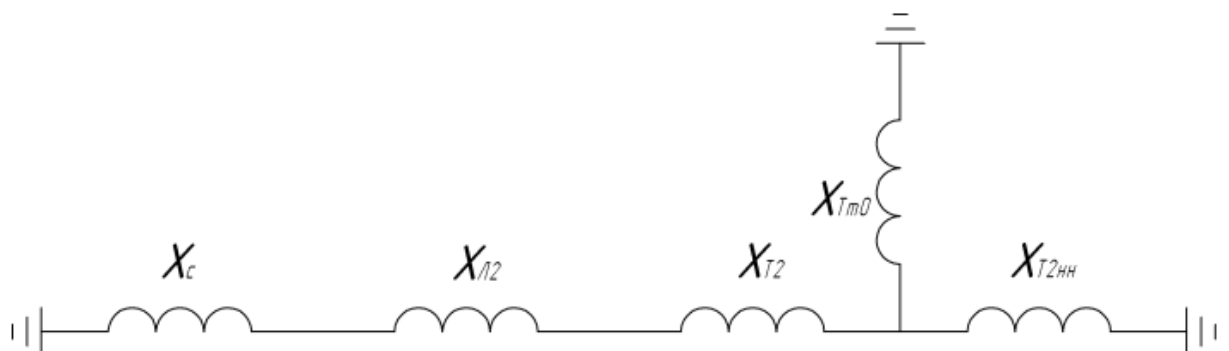


Рисунок 6 - Схеми заміщення нульової послідовності для розрахунку струму несиметричного короткого замикання

Знайдемо опори нульової послідовності:

$$X_{\text{сум}0} = \frac{(X_c + 4,7X_{Л1})X_{T1}}{(X_c + 4,7X_{Л1}) + X_{T1}};$$

$$X_{\text{сум}0.1} = \frac{(X_c + 4,7X_{Л2})X_{T2}}{(X_c + 4,7X_{Л2}) + X_{T2}};$$

$$X_{\text{сум}0.2} = \frac{(X_c + 4,7X_{Л3})X_{T3}}{(X_c + 4,7X_{Л3}) + X_{T3}}.$$

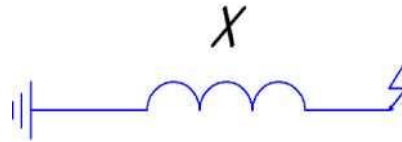


Рисунок 7 - Перетворення схеми заміщення нульової послідовності для розрахунку струму несиметричного короткого замикання

Після визначення сумарних опорів всіх трьох схем послідовностей необхідно розпочати розрахунок струму НКЗ. Струми та напруги прямої, зворотної та нульової послідовностей співмірні зі струмом прямої послідовності в точці НКЗ.

Для визначення струму прямої послідовності необхідно визначити трифазний струм короткому замиканні в цій точці, віддаленого від реальної точки КЗ на додатковий опір, яке знаходиться як результуючі опір зворотної і нульової послідовностей відповідно до типу КЗ, щодо точки схеми.

На підставі правила еквівалентності прямої послідовності, якщо не враховувати дугу в точці короткого замикання, тобто КЗ металеве, то струм прямої послідовності для особливої фази має вигляд:

$$I_{K1}^{(n)} = \frac{E_E}{X_{\Sigma 1} + \Delta X^{(n)}};$$

де додатковий опір шунт залежить від типу НКЗ. Знайдемо додатковий опір для однофазного КЗ:

Знайдемо додатковий опір для двофазного КЗ:

$$I_{K1}^{(n)} = \frac{E_E}{X_{\Sigma 1} + \Delta X^{(n)}};$$

Знайдемо додаткове

$$\Delta X_1^{(1)} = X_{\text{сум}2} + X_{\text{сум}0}$$

$$\Delta X_{1.1}^{(1)} = X_{\text{сум}2.1} + X_{\text{сум}0.1}$$

$$\Delta X_{1.2}^{(1)} = X_{\text{сум}2.2} + X_{\text{сум}0.2}$$

Визначивши всі додаткові опори, знайдемо струм прямої послідовності:

$$\Delta X_1^{(1)} = 1,292 + 2,644 = 3,937;$$

$$\Delta X_{1.1}^{(1)} = 1,292 + 2,644 = 3,937;$$

$$\Delta X_{1.2}^{(1)} = 1,438 + 3,523 = 4,961.$$

Знайдемо додаткові опори для двухфазних КЗ

$$\Delta X_1^{(2)} = X_{\text{сум}2} = 1,292;$$

$$\Delta X_{1.1}^{(2)} = X_{\text{сум}2.1} = 1,292;$$

$$\Delta X_{1.2}^{(1)} = X_{\text{сум}2.2} = 1,438.$$

Знайдемо додатковий опір для двухфазного КЗ на землю:

$$\Delta X_1^{(1.1)} = \frac{X_{\text{сум}0} \cdot X_{\text{сум}2}}{X_{\text{сум}0} + X_{\text{сум}2}} = 0,868;$$

$$\Delta X_2^{(1.1)} = \frac{X_{\text{сум}0.1} \cdot X_{\text{сум}2.1}}{X_{\text{сум}0.1} + X_{\text{сум}2.1}} = 0,868;$$

$$\Delta X_3^{(1.1)} = \frac{X_{\text{сум}0.2} \cdot X_{\text{сум}2.2}}{X_{\text{сум}0.2} + X_{\text{сум}2.2}} = 1,021.$$

Визначивши всі додаткові опори знайдемо струм прямої послідовності

$$I_{\text{КЗ1}} = \frac{E_C}{X_{\text{сум}1} + \Delta X_1} = 0,191 \text{ в.о.}$$

Інші результати розрахунків струму прямої послідовності занесемо до таблиці 14.

Таблиця 14 – Результати розрахунків струму прямої послідовності

№	1	1.1	1.2	2	2.1	2.2	1.1.1	1.1.2	1.1.3
$I_{\text{КЗ}}$	0.191	0.191	0.156	0.387	0.387	0.348	0.463	0.463	0.407

Для визначення фазного струму в точці короткого замикання аварійної фази необхідно зробити множення струму особливої фази та фазний коефіцієнт між собою

$$I_K^{(n)} = m^{(n)};$$

де фазний коефіцієнт визначається як: $m^{(1)} = 3$ для однофазного КЗ, $m^{(2)} = \sqrt{3}$

для двофазного КЗ та $m^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{\Sigma 2} \cdot X_{\Sigma 0}}{(X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0})^2}} = 1,5$

Визначимо значення фазного струму:

$$I_{K1} = m^1 I_{K31} = 3 \cdot 0,191 = 0,574 \text{ в.о.};$$

Інші результати розрахунків фазного струму занесемо до таблиці 15.

Таблиця 15 – Результати розрахунків фазного струму

№	1	1.1	1.2	2	2.1	2.2	1.1.1	1.1.2	1.1.3
I_K	0.574	0.574	0.469	0.670	0.670	0.602	0.708	0.708	0.628

Фазний струм в названих одиницях знаходимо за формулою:

$$I_K = I_1 \cdot I_B$$

$$I_K = 0,574 \cdot 5,02 = 2,88 \text{ кА}$$

Інші результати розрахунків фазного струму в іменованих одиницях занесемо до таблиці 16.

Таблиця 16 – Результати розрахунків фазного струму в іменованих одиницях

№	1	1.1	1.2	2	2.1	2.2	1.1.1	1.1.2	1.1.3
I_K	2.880	2.880	2.354	3.364	3.364	3.024	3.553	3.553	3.151

Ударний струм КЗ знайдемо за такою формулою:

$$i_{y\partial n} = \sqrt{2} \cdot I_{K(n)} \cdot K_y$$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 2.88 \cdot 1.87 = 7.618 \text{ кА}$$

Інші результати розрахунків ударний струм КЗ занесемо до таблиці 17.

Таблиця 17 - Результати розрахунків ударний струм КЗ

№	1	1.1	1.2	2	2.1	2.2	1.1.1	1.1.2	1.1.3
$i_{y\partial}$	7.617	7.617	6.224	8.896	8.896	7.996	9.397	9.397	8.333

Зробимо розрахунок простого струму КЗ

Замикання однієї фази на землю в системі із ізольованою нейтраллю, або в системі, заземленою через компенсуючий пристрій, називається простим. Однофазне коротке замикання в таких системах вважається простим, тому живлення від генераторів неможливо. Через точки короткого замикання протікають струми, що раніше не всмоктуються, зумовлені

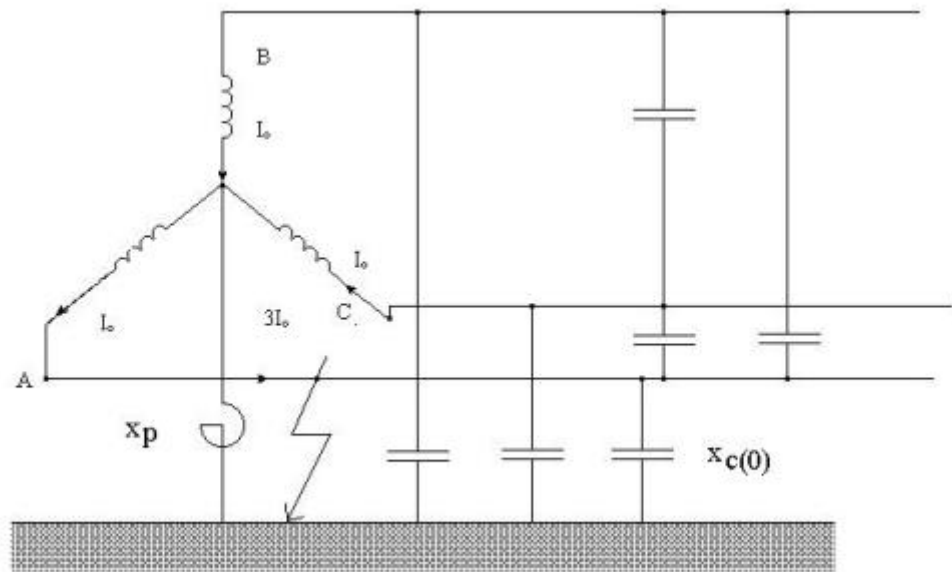


Рисунок 8 - Однофазне коротке замикання в мережі з компенсованою нейтраллю

Дані струми обчислюються по повній довжині всіх ліній, електрично пов'язаних із місцем простого короткого замикання:

$$I_{кп10} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{l_1}{N_{ВЛ}} + \frac{l_5}{N_{КЛ}} \right)$$

$$I_{кп10} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{40}{350} + \frac{2,148}{10} \right) = 5,985 \text{ кА.}$$

Інші результати розрахунків ударний струм КЗ занесемо до таблиці 18.

Таблиця 18 - Результати розрахунків ударний струм КЗ, кА

	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
i_y	13,968	13,968	11,878	11,878	10,074	10,074	11,456	11,599	10,498	9,242	8,486	8,128

4 ВИБІР І РОЗРАХУНОК СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН З ПЕРЕВІРКОЮ НА ДІЇ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Виконаємо розрахунок шин ГПП для цього оберемо вимикачі підстанції у такій послідовності.

Розрахунковий струм трансформатора на стороні НН, А

$$I_p = S_{TP} / (U_{HH} \sqrt{3})$$

$$I_p = 10000 / (10,5 \sqrt{3}) = 963 \text{ А}$$

Обираємо автоматичні вимикачі за умов

$$I_p \leq I_{HB},$$

$$U_{HH} = U_{HB},$$

$$i_y \leq I_{MK},$$

де I_{HB} - номінальний тривалий струм роботи вимикача, А; U_{HB} - номінальна напруга вимикача, В; I_{MK} - максимальний струм вимикання вимикача, А; i_y - розрахунковий ударний струм КЗ в кінці лінії (до трансформатора), А.

За довідковою літературою обрали вакуумні автоматичні вимикачі номінальні данні яких наведено в таблиці 5.3.

Таблиця – Номінальні данні вимикачів ГПП

Розміщення на лінії живлення	i_y	Тип вимикача	$U_{НВ}$	$I_{НВ}$	$I_{МК}$	t_B
	кА		кВ	кА	кА	с
ЦТП1	75,2	ВВ/ТЕЛ-6-8/800	6	800	8	0,05
ЦТП2	47,26	ВВ/ТЕЛ-6-8/800	6	800	8	0,05
ЦТП3	29,29	ВВ/ТЕЛ-6-8/800	6	800	8	0,05
ТР ГПП	6,45	ВВ/ТЕЛ-6-8/800	6	800	8	0,05

Струм короткого замикання на шинах ГПП $I_K=4131,839\text{А}$.

Час дії основного захисту $t_z=(0,5\dots 1)=0,5\text{ с}$.

Зведений час $t_n=(t_z+t_B+T_a)=0,05+0,5+0,02=0,57\text{ с}$.

Тепловий імпульс $B_k=I_K^2 t_n=2510^2 \cdot 0,57=3591057\text{ А}^2\text{с}$.

Коефіцієнт матеріалу шин, для алюмінію $C_t=88\text{ А}^2\text{с/мм}^2$.

Мінімальний перетин шин

$$F_{\min} = \sqrt{B_k / C_t} = (3591057)^{0,5} / 88 = 21,53\text{ мм}^2.$$

Обираємо шини за умов

$$F_{\min} \leq F_S, I_P \leq I$$

де F_S - площа перетину шин, мм^2 ; I - номінальний тривалий струм, А.

За довідковою літературою обираємо шини з перерізом $25 \times 3\text{ мм}$. $b=3\text{ мм}$,
 $h=25\text{ мм}$.

Виконаємо перевірку обраних шин на електродинамічну стійкість, приймаючи до уваги розміщення шин на ізоляторах як показано на рисунку 9

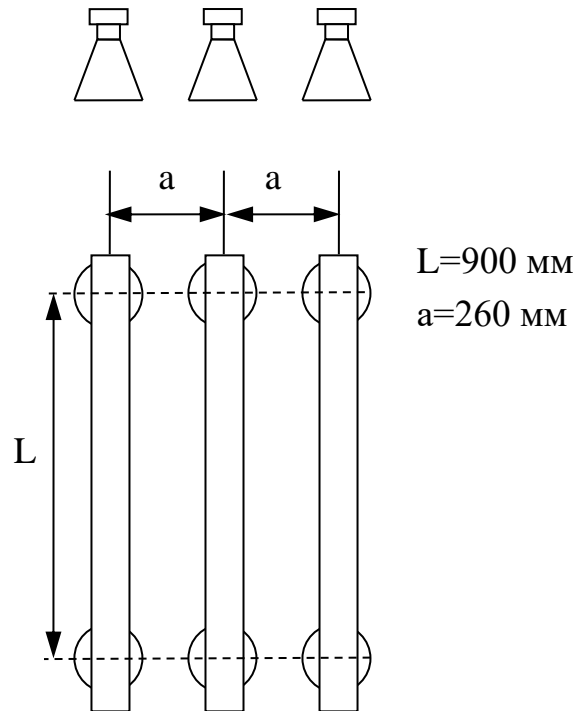


Рисунок 9 – До визначення динамічної дії КЗ

Максимальне зусилля на шину, Н

$$F^{(3)} = \sqrt{3} \frac{L}{a} i_y^2 \cdot 10^{-7}$$

$$F^{(3)} = \sqrt{3} \frac{0,9}{0,26} 6450^2 \cdot 10^{-7} = 0,0249 \text{ Н}$$

Електродинамічне зусилля, Н мм

$$M = \frac{F^{(3)} L}{10}$$

$$M = 0,0249 \cdot 900 / 10 = 2,241.$$

Момент опору шини, см³

$$W = \frac{h^2 b}{6}$$

$$W = (2,5^2 \cdot 0,3) / 6 = 0,313$$

Напруження матеріалу шини від згину, МПа

$$\sigma_{роз} = M/W$$

$$\sigma_{роз} = 2.241/0.313 = 7.16$$

Перевіряємо на умову $\sigma_{дон} \geq \sigma_{роз}$. Умова виконується.

Виконаємо вибір роз'єднувачів, трансформаторів струму та напруги, що встановлюються на високій стороні цехових трансформаторних підстанцій.

Вибір роз'єднувачів проводимо за умови

$$U_{HH} = U_{HP},$$

$$I_P \leq I_{HP},$$

$$I_{K1} \leq I_{KP},$$

де U_{HP} - номінальна напруга роз'єднувача В; U_{HH} - напруга на розподільчих шинах ГПП, В; I_{HP} - номінальний струм роз'єднувача, А; I_P - розрахунковий струм трансформатора, А; I_K - струм короткого в кінці або на початку лінії, А; I_{KP} - максимальний струм КЗ який може витримати роз'єднувач, А.

Технічні данні роз'єднувачів заносимо до таблиці 19.

Таблиця Номінальні данні роз'єднувачів ГПП

Розміщення на лінії живлення	I_K	Тип роз'єднувача	U_{HP}	I_{HP}	I_{KP}
	кА		кВ	А	кА
ЦТП1	29,63	РВРЗ-Ш-10/2000У3	10	2000	85
ЦТП2	18,62	РВРЗ-Ш-10/2000У3	10	2000	85
ЦТП3	11,54	РВРЗ-Ш-10/2000У3	10	2000	85

Виконаємо вибір вимірювального обладнання ГПП, – трансформаторів струму та напруги. Вибір проводимо за умов:

- для трансформатору напруги

$U_{HH} = U_{TH\ BH}$, де $U_{TH\ BH}$ - номінальна напруга трансформатора струму на високій стороні.

- для трансформатору струму

$I_P \leq I_{TC\ BH}$ - $I_{TC\ BH}$ - номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму

Моделі та технічні данні обраних трансформаторів заносимо до таблиці 20.

Таблиця Номінальні данні трансформаторів струму і напруги

Тип приладу	$U_{TH\ BH}$	$U_{TH\ HH}$	$I_{TC\ BH}$
	кВ	кВ	А
НТМС-6	6	0,1	-
ТПЛ-10	-	-	400

4.1 Розрахунок заземлюючих пристроїв на об'єкті, що проектується

За умовами завдання на проектування спосіб прокладання заземлюючого пристрою по контуру підстанції. Глибина залягання до 1 м від поверхні.

Ґрунт розміщення заземлення – торф. На рисунку 10 наведено типову схему розміщення та конструкції

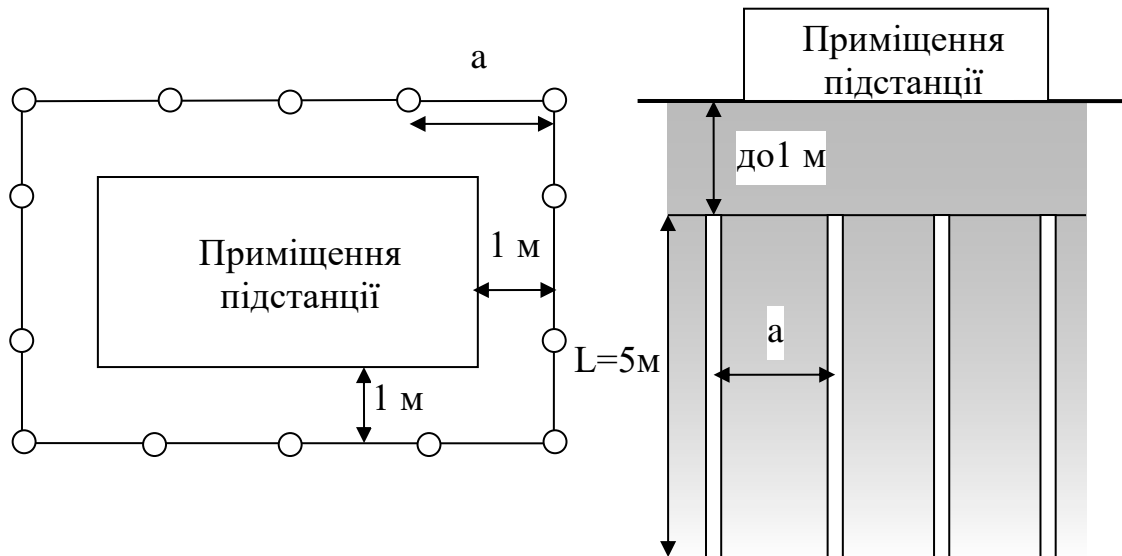


Рисунок 10 – Типова схема заземлення розміщеного по контуру

Питомий опір ґрунту для садової землі $\rho = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Коефіцієнт збільшення опору, який визначається кількістю опадів на території розміщення підстанції за рік. Для об'єкта, що проектується обираємо $\Psi = 1,4$.

Визначаємо розрахунковий питомий опір для ґрунту, $\text{Ом}\cdot\text{см}$

$$\rho_{роз} = \rho \cdot \Psi ,$$

$$\rho_{роз} = 20 \cdot 1,4 = 4800$$

Розраховуємо струм заземлення для i - ЦТП за формулою.

$$I_{Zi} = U_{BHi} (35 \cdot l_i + l) / 350 ,$$

де l_i - відстань від ГПП до i - підстанції, км, l - відстань лінії від енергосистеми до ГПП, км U_{BHi} - напруга на високій стороні підстанції. Результати розрахунків заносимо до таблиці 21.

Таблиця 21 – Розрахункові та номінальні данні трансформаторів струму

Лінія (ЦТП)	I_p	Тип трансформатору	$I_{TA BH}$	$I_{TA HH}$	n_{TT}
	А		А	А	-
1	364,16	ТЛК-6	400	5	80
2	231	ТЛК-6	300	5	60
3	36,42	ТОЛК-6	50	5	10

Для всіх підстанцій приймаємо однакову механічну конструкцію заземлюючого пристрою. Обчислюємо опір вертикального заземлювача довжиною $L = 5$ м та діаметром $d = 12$ мм за формулою, Ом

$$R_{0i} = (0,366 \rho_{\text{роз}} / L) \log_{10}(4L / d),$$

або

$$R_{0i} = 0,0227 \rho_{\text{роз}}$$

Обчислюємо опір заземлюючого пристрою, Ом

$$R_{Zi} = U_{Zi} / I_{Zi},$$

де U_Z - напруга заземлення, В (для ПС з напругою до 1кВ та більше – 125 В, для ПС де тільки напруга від 1кВ – 250В). При розрахунку заземлення ГПП обираємо останнє значення U_Z .

Перевіряємо значення R_Z для ПС на максимальну величину опору значення повинно бути менше або дорівнювати $R_{Z1}=4$ Ом для установок потужністю до 100 кВА, $R_{Z1}=10$ Ом для установок потужністю понад 100 кВА, якщо умова не виконується, то значення $R_Z=R_{Z1}$.

Перевіряємо значення R_{Zi} на питому густину ґрунту, якщо $\rho \geq 100$, то $R_{Z2i} = R_{Z1i}(\rho/100)$. В нашому випадку $\rho = 40$ Ом мм. Перевірку не виконуємо.

Обчислюємо кількість вертикальних стрижнів

$$n_i = R_{0i} / R_{Z2i}.$$

За літературою приймаємо відношення відстані між заземлюючими стрижнями до їх довжини (a/L) рівним 3. Знаходимо значення $\eta_B = 0,85$.

Обчислюємо кількість вертикальних заземлювачів з екрануванням n_E

Виконаємо перевірку знайденої величини опору R_{Zi} вертикальних стрижнів заземлення. Обчислимо значення R_{Ci} для перевірки умови $R_{Z2i} \geq R_{Ci}$ за формулою

$$R_{Ci} = R_{0i} / (\eta_B n_{Ei}).$$

Всі знайдені значення R_{Zi} пройшли перевірку.

Усі розрахунки заносимо до таблиці 22.

Таблиця Розрахункові данні заземлення

Тип приладу	l	I_Z	R_0	R_Z	R_{Z1}	R_{Z2}	n	η_B	n_E	R_C
	км	А	Ом	Ом	Ом	Ом	шт.	-	шт.	Ом
ЦТП1	0,5	0,6	10,9	208,3	10	10	5	0,85	4	2,53
ЦТП2	0,75	0,76	10,9	164,5	10	10	5	0,85	4	2,53
ЦТП3	1,2	1,03	10,9	121,4	10	10	5	0,85	4	2,53
ГПП		19,8	10,9	12,6	12,6	12,63	4	0,69	3	5,26

Обчислення I_Z для ГПП проводимо за формулою, А

$$I_Z = U_{BH} (35 \cdot l) / 3500 ,$$

4.3 Вибір і розрахунок релейного захисту

Для даної групи трансформаторів ЦТП передбачуються наступні види захисту:

- а. максимально струмова відсічка (МСВ). Встановлюється у всіх випадках, коли не передбачається диференціальний захист. Відсічку можливо не передбачити на трансформаторах потужністю менше 1000 кВА при виконанні максимально струмового захисту з витримкою часу < 1 секунди;
- б. максимальний струмовий захист з витримкою часу (МСЗ). Встановлюється на всіх трансформаторах;
- в. спеціальний захист нульової послідовності від однофазних замикань на землю. Установлюється в випадках недостатньої максимального струмового захисту зі сторони вищої напруги (ВН) при однофазних коротких замиканнях (к.з.) в мережі $U = 0,4$ кВ

г. газовий захист від пошкодження в середині кожуха трансформатора. Обов'язково на трансформаторах потужністю (1000...4000) кВА при відсутності на них відсічки або максимального струмового захисту з витримкою часу $<0,5$ секунд. Для внутрішньо цехових трансформаторів потужністю 630 кВА і більше установлюється незалежно від наявності швидкодіючого захисту.

Проведемо вибір та розрахунки захисту.

Приймаємо до установки ЦТП наступні види захисту:

- МСВ від міжфазних КЗ, виконану по схемі неповної зірки з двома реле;
- МСЗ з витримкою часу, виконану по схемі неповної зірки з двома реле;
- спеціальний захист нульової послідовності на стороні 0,4кВ, установлений в нейтралі трансформатора;
- газовий захист працюючий на вимикання.

Методика розрахунку та вибору компонентів релейного захисту наведена в [3].

4.4 Розрахунок МСЗ

Схема релейного захисту за максимальним струмом та струмом відсічки наведена на рисунок 11.

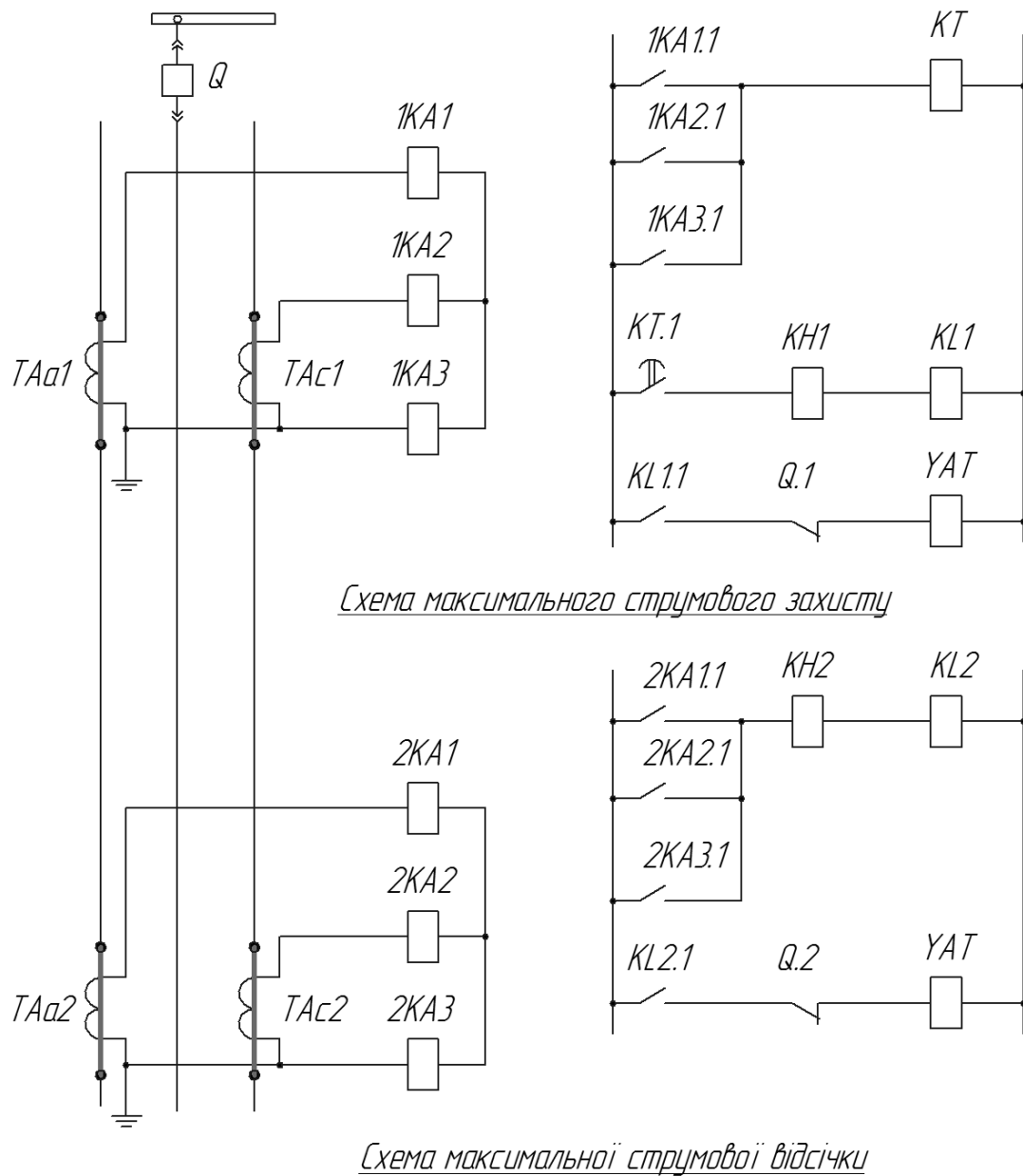


Рисунок11 – Схема релейного МСЗ та МСВ за схемою – «неповна зірка»

Розміщується такий релейний захист після автоматичного вимикача, що живить цехову підстанцію і знаходиться на ГПП.

2. Вибір трансформаторів струму проводимо із розрахунку, що для струму в лінії I_p після автоматичного вимикача виконується умова

$$I_{ТА ВН} \geq I_P,$$

де $I_{P i} = S_{TP i} / (\sqrt{3} U_{ВН i})$, i - номер лінії (цехової підстанції). $S_{TP i}$ - потужність 1-го трансформатора цехової підстанції. Данні обчислень I_P записуємо до таблиці.

За довідковою літературою обираємо трансформатори струму серії ТПЛ – трансформатори струму з литою ізоляцією або ТПЛК - трансформатори струму з литою ізоляцією прохідні для встановлення на шинах. На електричній принциповій схемі трансформатори струму будуть мати буквено-цифрове позначання – #ТАа(с)#.

Обчислимо номінальний коефіцієнти трансформації $n_{ТТ}$ за формулою

$$n_{ТТ i} = I_{ТА ВН i} / I_{ТА НН i}.$$

Данні обраних трансформаторів заносимо до таблиці 23.

Таблиця 23 – Розрахункові та номінальні данні трансформаторів струму

Лінія (ЦТП)	I_P	Тип трансформатору	$I_{ТА ВН}$	$I_{ТА НН}$	$n_{ТТ}$
	А		А	А	
1	1443,376	ТОЛК-6	100	5	20
2	909,327	ТВЛМ-6	75	5	15
3	2309,401	ТОЛК-6	200	5	40

Виконаємо побудову релейного захисту на реле струму серії РТ-40.

Реле максимального струму РТ-40, РТ-140 застосовуються в якості вимірювальних реле в схемах релейного захисту, випускаються в уніфікованому корпусі «СУРА» і пристосовані для переднього або заднього під

гвинт приєднання зовнішніх провідників Коефіцієнт повернення реле не менше $K_B=0,85$ на першій уставці і не менше $K_B=0,8$ на інших уставках шкали. Реле має один замикаючий і один розмикаючий контакти.

Виконаємо обчислення струм спрацювання захисту I_Z , за формулою

$$I_Z = (K_{зан} K_{СХ} K_H I_P) / (n_{ТТ} K_B),$$

де $K_{зан}$ - коефіцієнт самозапуску електродвигунів (2,5...3), K_B - коефіцієнт повернення реле, $K_{СХ}$ - коефіцієнт схеми, що залежить від схеми вмикання трансформаторів струму (неповна зірка - 1), K_H - коефіцієнт надійності для врахування настроювання похибки (1,2...1,5).

Результати обчислень заносимо до таблиці. На схемі реле струму буде мати буквено-цифрове позначення – #КА#. (таблиця 24)

Таблиця 24 – Розрахункові та номінальні реле струму

Лінія (ЦТП)	I_Z	Тип реле струму	$I_Z \text{ min}$	$I_Z \text{ max}$
	А		А	А
1	16,944	РТ40/20	5	20
2	13,719	РТ40/20	5	20
3	12,019	РТ40/20	5	20

В якості реле часу для виконання функції затримки у часі, для дії захисту в усіх лініях, за каталогами обираємо реле серії РВ-133. На схемі реле струму буде мати буквено-цифрове позначення – КТ# (таблиця 25)

Таблиця 25 – Номінальні дані реле часу

Тип реле	t_{min}	t_{max}	U	Струм
	с	С	В	-
РВ-133	0,5	9	24, 48, 110, 220	постійний

В якості проміжного реле часу для виконання функції комутації на схемі, для дії захисту в усіх лініях, за каталогами обираємо реле серії РП-23 (таблиця 26) або РП-25. На схемі реле струму буде мати буквено-цифрове позначення – KL#.

Таблиця 26 – Номінальні проміжного реле

Тип реле	U	Група контактів	Споживана потужність	Напруга повернення	Струм
	B				
РП-23/ 25*	24, 48, 110, 220,100*,127*,220*	4NO, 1NC	6/10*	10/5*	Постійний/ Змінний

В якості проміжного реле часу для виконання функції інформування про спрацювання, для дії захисту в усіх лініях, за каталогами обираємо реле серії РУЭ11-11-5-40Х3.

Реле вказівні призначені для індикації спрацювання в схемах захисту та автоматики, а також сигналізації аварійного стану в колах постійного і змінного струму.

На схемі реле струму буде мати буквено-цифрове позначення – КН# (таблиця 27)

Таблиця 27 – Номінальні вказівного реле

Тип реле	U	Група контактів	Номінальний струм	Робочий струм
	B			
РУЭ11-11- 5-40Х3	12; 24; 48; 11; 220/ 110; 220; 380	1C/O	0,00... 4,0/ 0,025...4,0	Постійний/ Змінний

Виконаємо перевірку обраного МСЗ.

Обчислюємо коефіцієнт чутливості для кожної лінії за формулою

$$K_{\text{ч } i} = I_{\text{КЗ min } i} / (I_{\text{Z min } i} \cdot n_{\text{ТТ } i}),$$

та перевіряємо на виконання умови $K_{\text{ч}} \geq 1,2 \dots 1,5$, де i - номер лінії (цехової підстанції).

Данні обчислень заносимо до таблиці 28.

Таблиця 28 – Перевірка чутливості МСЗ

Лінія	$I_{\text{КЗ min}}$	$K_{\text{ч}}$
	А	-
1	1375,136	13,751
2	992,479	13,233
3	2944,655	14,723

Як видно з таблиці стовпець $K_{\text{ч}}$ має усі значення більше 1,2...1,5. Отже вибраний захист проходить перевірку на чутливість спрацювання.

4.5 Розрахунок МСВ

Розрахунок максимальної струмової відсічки проводиться аналогічно розрахунку МСЗ, але без вибору та застосування на схемі реле часу.

4.5.1 Розрахунок захисту нульової послідовності

Спеціальна струмовий захист нульової послідовності від однофазних КЗ на землю встановлюється на понижуючих трансформаторах із з'єднанням обмотки НН в зірку з виведеною нейтраллю, яка глухо заземлена. Вимірювальним органом захисту нульової послідовності є одне максимальне

реле струму T_0 , включене через трансформатор струму і в заземлену нейтраль (рис. 12). У нормальному режимі роботи трансформатора зі строго симетричним навантаженням усіх трьох фаз і при відсутності в мережі НН струмів вищих гармонік струм в нейтралі трансформатора теоретично дорівнює нулю. Практично струм в нейтралі, який називається струмом небалансу, не дорівнює нулю і іноді може досягати великих значень, що веде до перегріву трансформатора і зменшує термін його служби. Тому ГОСТ 11677-85 обмежує допустиме значення струму небалансу в нульовому проводі: не більше 0,25 номінального (фазного) для трансформаторів зі схемою з'єднання обмоток Y/Y і не більше 0,75 - для трансформаторів Δ/Y . Від цього допустимого струму небалансу захист нульової послідовності, як правило, повинен бути відлагоджений.

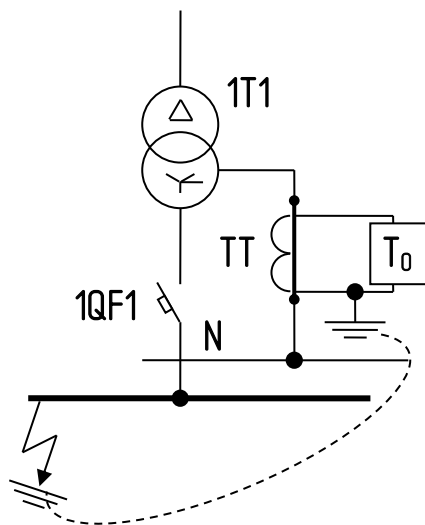


Рисунок 12 – Схема спеціального струмового захисту нульової послідовності

5 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СИТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВІД ГОЛОВНОЇ ПІДСТАНЦІ ДО МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 0,4 КВ

Ця демонстрація ілюструє використання трифазних блоків для дослідження перехідних процесів на послідовно компенсованій передачі 735 кВ

Трифазна енергетична система 50 Гц і напругою 110 кВ передає електроенергію від електростанції, що складається з шести генераторів потужністю 200 МВА, до еквівалентної мережі через лінію електропередачі довжиною 600 км. Лінія електропередачі розділена на дві 300-кілометрові лінії, з'єднані між автобусами В1, В2 і В3. Щоб збільшити пропускну здатність, кожна лінія послідовно компенсується конденсаторами, що становлять 40% реактивного опору лінії. Обидві лінії також мають шунтову компенсацію реактивним опором шунта 330 МВар. Обладнання шунтування та послідовної компенсації розташоване на підстанції В2, де трансформатор 300 МВА 735/230 кВ з третинною обмоткою 25 кВ живить навантаження 230 кВ, 250 МВт.

Підсистеми серії компенсації ідентичні для двох ліній. Для кожної лінії кожна фаза містить модуль послідовної компенсації, який містить послідовний конденсатор, металооксидний варистор (MOV), який захищає конденсатор, і паралельний розрив, який захищає MOV. Коли енергія, що розсіюється в MOV, перевищує пороговий рівень 30 МДж, спрацьовує розрив, імітований автоматичним вимикачем. СВ1 і СВ2 є двома лінійними автоматичними вимикачами.

Генератори моделюються за допомогою блоку спрощеної синхронної

машини. Для моделювання двох трансформаторів використовуються універсальні трансформаторні блоки (двох і триобмоткові). Насичення реалізовано на трансформаторі, підключеному до шини В2. Напруги і струми вимірюються в блоках В1, В2 і В3. Ці блоки є трифазними блоками вимірювання V-I, де сигнали напруги та струму надсилаються до блоку збору даних через блоки Goto.

Тепер ви досліджуєте перехідні характеристики цієї схеми, коли на лінії 1 застосовуються замикання лінія-земля та трифаза-земля. Замикання та два лінійні автоматичні вимикачі СВ1 та СВ2 моделюються за допомогою блоків із трьох-бібліотека фаз. Відкрийте діалогові вікна СВ1 і СВ2. Подивіться, як задано початковий стан вимикача та час перемикавання. Замикання лінія-земля застосовується до фази А при $t = 1$ цикл. Два автоматичні вимикачі, які спочатку замкнуті, потім розмикаються при $t = 5$ циклів, імітуючи виявлення несправності та час розмикання 4 цикли. Несправність усувається за $t = 6$ циклів, через один цикл після відкриття лінії.

Зверніть увагу, що ця система містить блок Powergui. Крім того, коли ви запускаєте систему з моделлю 'power_3phseriescomp', час вибірки $T_s = 50e-6$ автоматично встановлюється у вашій робочій області. Тому систему можна дискретизувати за допомогою часу вибірки 50 мікросекунд.

При $t = 1$ циклі застосовується замикання лінія-земля, і струм замикання на стороні напруги 0,4 кВ досягає значення майже 10 кА.

Під час замикання MOV проводить кожні половини циклу, а енергія, що розсіюється в MOV, досягає 5 МДж.

При $t = 5$ циклів реле захисту лінії (не змодельоване) розмикають вимикачі СВ1 і СВ2, і енергія залишається постійною на рівні 13 МДж. Оскільки максимальна енергія не перевищує порогового рівня 30 МДж, розрив не запускається. Після розмикання вимикача струм замикання падає до невеликого значення, і ємність лінії та послідовності починає розряджатися

через несправність і реактивний опір шунта. Струм замикання згасає при першому перетині нуля після команди на розмикання, наданої вимикачу ($t = 6$ циклів). Потім послідовний конденсатор припиняє розряджатися, і його напруга коливається близько 110 кВ.

Змініть тип несправності на трифазне замикання на землю, перевіривши фази А, В і С у блоці Fault Breaker.

Перезапустіть симуляцію. Зауважте, що під час замикання енергія, що розсіюється в MOV, накопичується швидше, ніж у випадку замикання лінія-земля. Енергія досягає порогового рівня 30 МДж після 3 циклів, за один цикл до розмикання лінійних вимикачів. В результаті проміжок запалюється, і напруга конденсатора швидко розряджається до нуля через ланцюг демпфування.

735 kV Series Compensated Transmission System

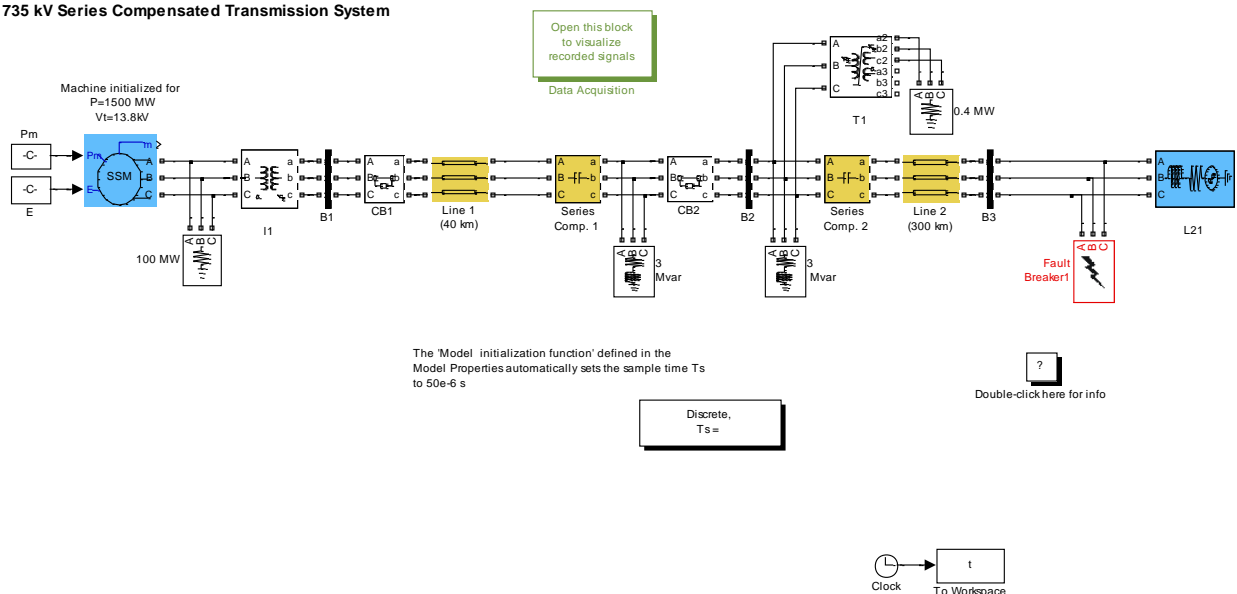


Рисунок 13 – Математична модель модельованої системи в програмі Matlab

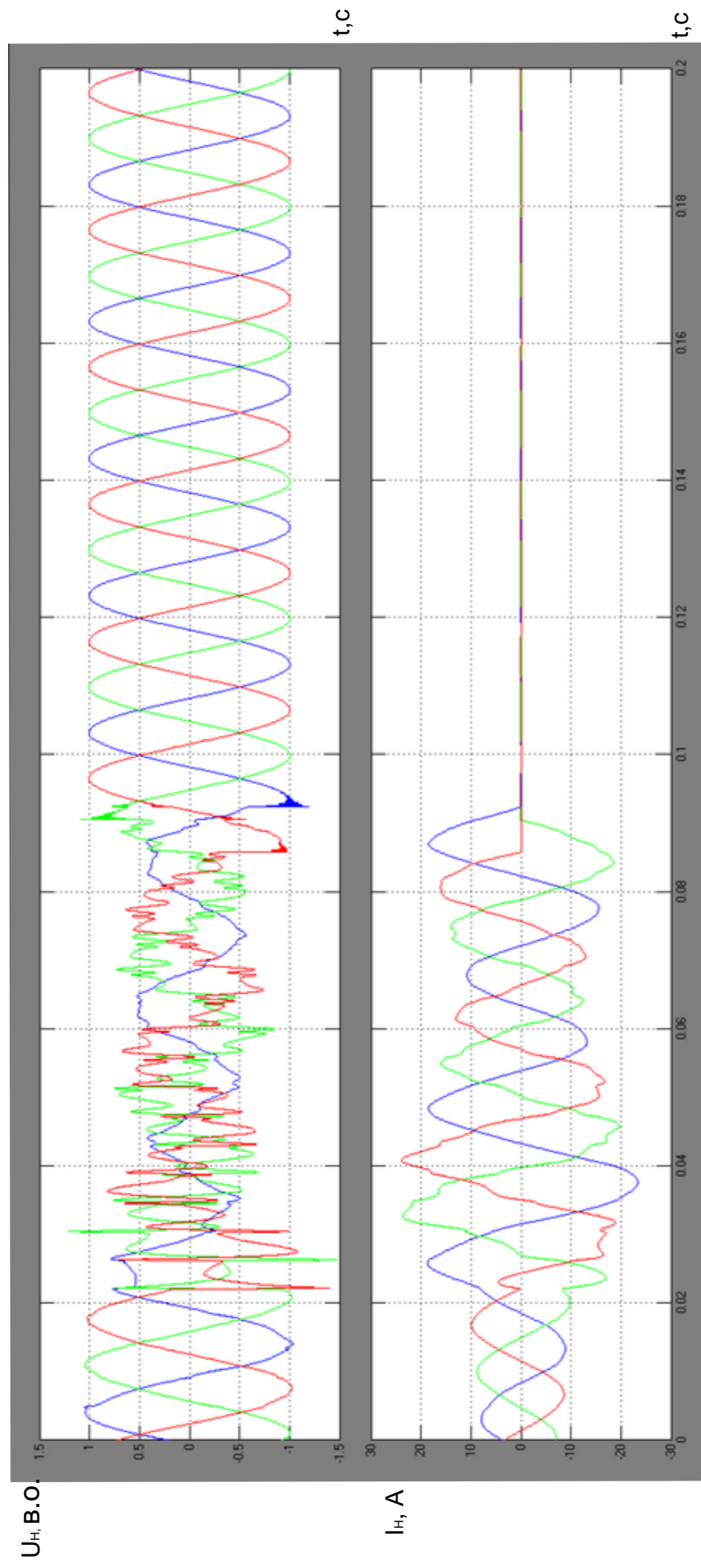


Рисунок 14 – Перехідні процеси Передачі електричної енергії від джерела до споживача

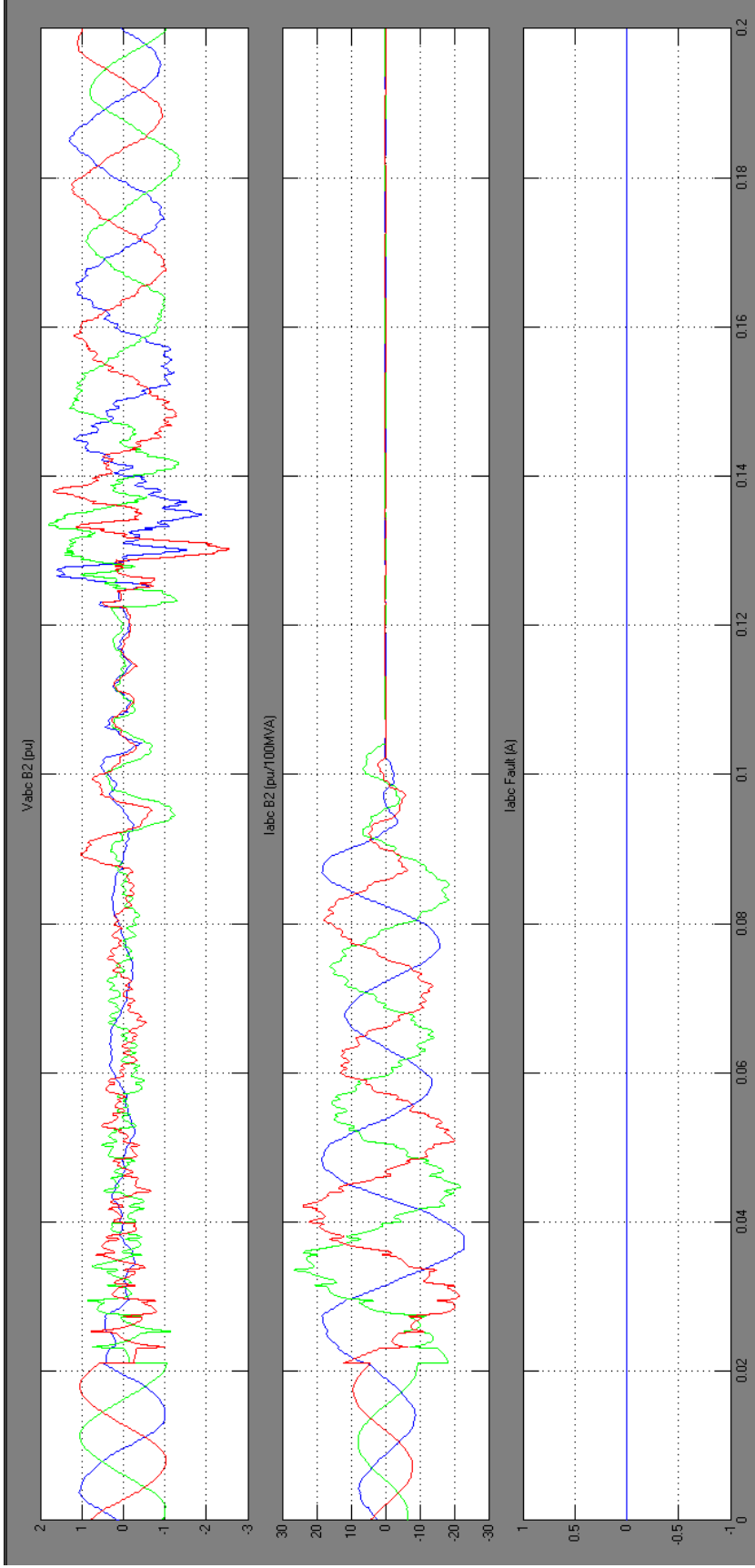


Рисунок 15 – Перехідні процеси передачі електричної енергії від джерела до споживача

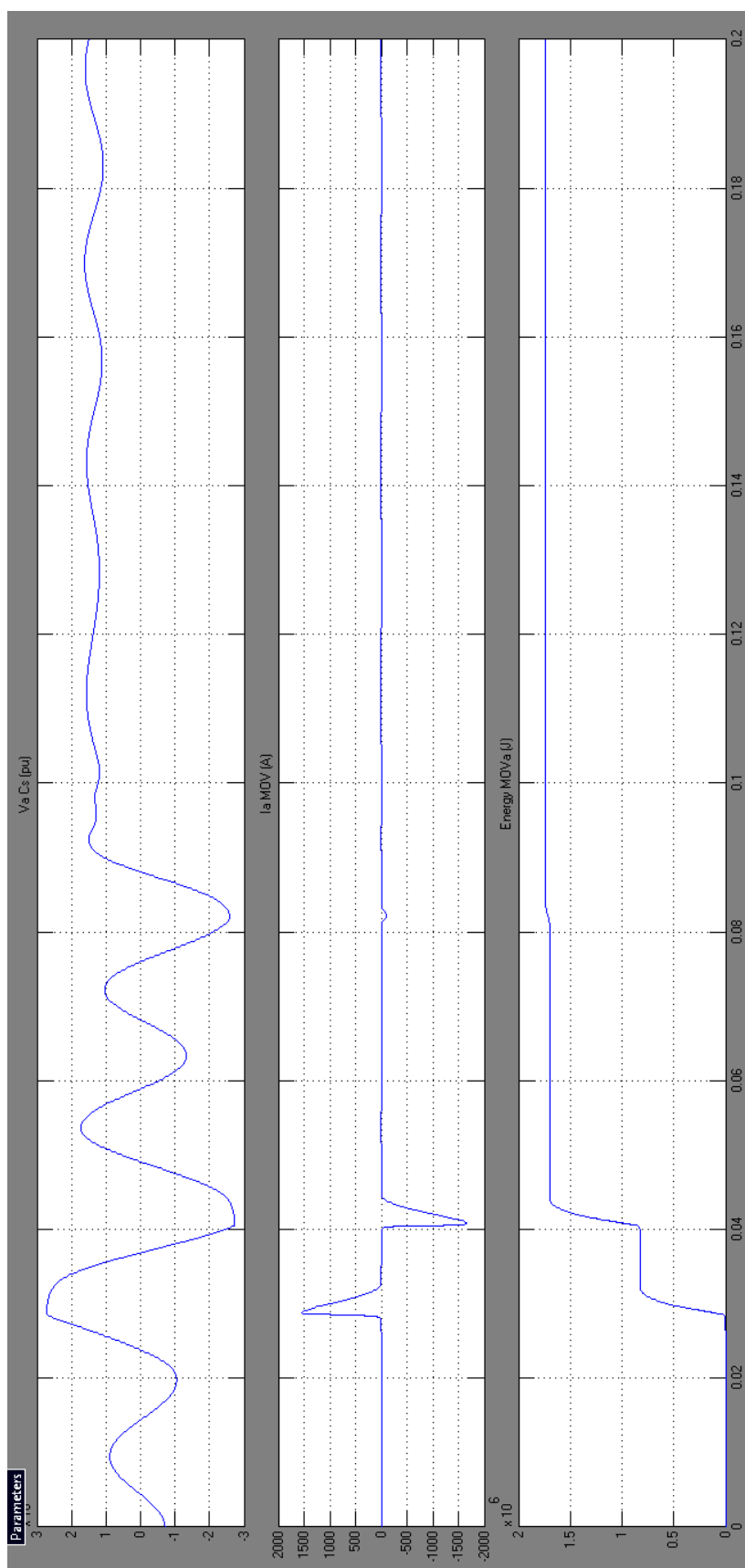


Рисунок 16 – Перехідні процеси Передачі електричної енергії від джерела до споживача

ВИСНОВОК

Безперервне зростання енергоспоживання міст потребує постійного розвитку та покращення електричних мереж. Це спричиняє неминуче зростання і розгалуженість електричної мережі. Що спричиняє зростаючу кількість аварій внаслідок дій зовнішніх і внутрішніх чинників, як-от погодні явища, старіння фондів і неправильні дії оперативного персоналу. Внаслідок аварій, відбувається порушення нормальної роботи частини або всієї міської мережі, що супроводжуються недовідпусткою електричної енергії споживачам та зниженням її якості, що спричиняє матеріальну шкоду у вигляді недовідпустки продукції або руйнування основного обладнання. Для ліквідації більшості аварій та недопущення їх розвитку необхідно швидке відключення пошкодженої ділянки електричної мережі за допомогою пристроїв релейного захисту.

Найважливішим видом електричної автоматики є релейний захист, без неї неможлива нормальна і надійна робота нинішніх електричних мереж. За рахунок неї здійснюється постійний контроль за станом та режимом роботи всіх частин мережі та у разі виникнення дефекту або порушення режиму роботи вона на них реагує.

Проведено аналіз структури міської електричної мережі та пристроїв релейного захисту, що експлуатується в ній.

Проаналізовано структури та особливості побудови та конструктивного виконання міських електричних мереж. Розглянуто пристрої релейного захисту та автоматики, що застосовуються у міських електричних мережах. Сучасні тенденції побудови інтелектуальних систем електропостачання та пристроїв релейного захисту та автоматики міських електричних мереж.

Було досліджено мікропроцесорні блоки релейного захисту.

Розглянуто мікропроцесорні блоки релейного захисту кількох

виробників. Зроблено порівняння функціоналу мікропроцесорних блоків релейного захисту. Вибрано виробника мікропроцесорних блоків релейного захисту для встановлення на ділянці міської електричної мережі. Розглянуто методи розрахунків струмів коротких замикань. Здійснено розрахунок струмів коротких замикань для ділянки міської електричної мережі у номінальному режимі роботи.

Розглянуто три варіанти післяаварійного режиму роботи ділянки міської електричної мережі та здійснено розрахунок струмів коротких замикань для цих режимів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс : навч. посіб. / Б. В. Клименко. – Харків : Точка, 2012. – 340 с.
2. Бурштинський М. В. Апарати захисту та керування в електричних установках низької напруги : навч. посіб. / М. В. Бурштинський, Л. С. Копчак, М. В. Хай. [та ін.]. - 2-е вид. – Львів : Львівська політехніка, 2008.– 184с.
3. Лежнюк П. Д. Комутаційні електричні апарати : навч. посіб. / П. Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л. Н. Добровольська. – Луцьк : ЛНТУ, 2010. – 321 с.
4. Жорняк Л.Б. Електричні апарати автоматики та керування / Л. Б. Жорняк, М. В. Антонова, В. В. Василевський.– Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2022 - 414 с.
5. Снігірьов В. М. Електромеханічні апарати автоматики / В. М. Снігірьов, Л. Б. Жорняк. – Запоріжжя: ЗНТУ, 2016 –120 с.
6. Клименко, Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс: навчальний посібник [Текст] / Б. В. Клименко. – Харків: Точка, 2012. – 340 с.