

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
Центр перепідготовки та післядипломної освіти
Кафедра електричної інженерії

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: «**ВПРОВАДЖЕННЯ МІКРОПРОЦЕСОРНОЇ СИСТЕМИ
ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ
ЗАКРИТОГО РОЗПОДІЛЬНОГО ПРИСТРОЮ**»

Виконав: студент II курсу, групи ЕЕд-2,
спеціальності

141 – Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Корягін Микола Михайлович

(прізвище та ініціали)

Керівник Оробчук Б.Я.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О.О.

(прізвище та ініціали)

Рецензент _____

(прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України

Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет Центр перепідготовки та післядипломної освіти

Кафедра Електричної інженерії

Освітньо-кваліфікаційний рівень - магістр

Галузь знань 14 – «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
Електричної інженерії
д.т.н., проф. Тарасенко М.Г.

“05” вересня 2022 року

З А В Д А Н Н Я НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Коряєну Миколі Михайловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Впровадження мікропроцесорної системи захисту трансформаторної підстанції закритого розподільного пристрою»

керівник роботи Оробчук Богдан Ярославович, к.т.н., доцент

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від 26 червня 2022 р. № 4/7-717

2. Строк подання студентом роботи - грудень 2022 року

3. Вихідні дані до роботи: Виконати аналіз основного устаткування на підстанції. Розробити засоби захисту від комутаційних перенапружень та засоби компенсації ємкісних струмів в мережі 10 кВ. Виконати релейний захист підстанції. Вибрати основне і додаткове обладнання. Виконати розрахунок струмів короткого замикання. Виконати розрахунок уставок захистів для високовольтних двигунів та на секційних і ввідних вимикачах. Виконати розрахунок релейного захисту трансформаторів.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунково-дослідницький розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1. Актуальність теми, предмет і об'єкт дослідження, поставлені задачі та шляхи їх розв'язку

2. Головна схема з'єднань ПС «Бережани»

3. Карта уставок і селективності приєднань ПС «Бережани»

4. Схема заміщення, розрахунок струмів КЗ ПС «Бережани»

5. Карта уставок приєднань на ПС «Бережани»

6. Захист і керування двигуном на базі терміналу захистів REF 541

7. Захист і управління трансформатора на базі терміналу захистів

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях</i>	<i>Гурик О.Я., к.т.н., доцент</i>		
<i>Нормоконтроль</i>	<i>Вахуленко О.О., ст. викладач</i>		

7. Дата видачі завдання - вересень 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	<i>Аналітичний розділ</i>		
2	<i>Проектно-конструкторський розділ</i>		
3	<i>Розрахунково-дослідницький розділ</i>		
4	<i>Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях</i>		
5	<i>Оформлення пояснювальної записки</i>		
6	<i>Оформлення графічної частини</i>		

Студент

(підпис)

Корягін М. М.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Оробчук Б. Я.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Корягін М.М. Впровадження мікропроцесорної системи захисту трансформаторної підстанції закритого розподільного пристрою. 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка; Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Центр перепідготовки та післядипломної освіти. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕд-2. – Тернопіль: ТНТУ, 2022.

Стор. - 73; рис. - 11; табл. - 10; плакатів - 7; джерел – 42

У кваліфікаційній роботі виконано загальну характеристику підстанції «Бережани», її основне устаткування, засоби захисту від комутаційних перенапружень, засоби компенсації ємкісних струмів в мережі 10 кВ, організацію контролю режимів роботи ПС і технічного обліку електроенергії. Розглянуто питання диспетчерського управління і телемеханізації, проаналізовано споживачів підстанції «Бережани», релейного захисту і автоматики підстанції, управління і сигналізації силових трансформаторів, досліджено навантаження силових трансформаторів підстанції, розраховано струми короткого замикання, вибрано устаткування закритого розподільного пристрою 10 кВ, ТВП і схеми їх живлення на підстанції, запобіжники, струмопровідні частини 10 кВ, трансформатори струму і напруги, дугогасильної котушки.

У роботі також проведено вибір устаткування для реконструйованої частини системи електропостачання, проаналізовано функції захисту терміналу захисту, проведено розрахунок уставок на відхідних лініях 10 кВ, розраховано уставки захистів для високовольтних двигунів, вибрано уставки на секційних і ввідних вимикачах, організовано диференціальний захист шин 10 кВ та проведено розрахунок релейного захисту трансформаторів.

Ключові слова: система електропостачання, мікропроцесорні блоки захисту, струм короткого замикання, трансформатор, закритий розподільний пристрій.

ABSTRACT

M. Koryagin. Implementation of a microprocessor system for the protection of a transformer substation of a closed switchgear. 141 - Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Center for retraining and postgraduate education. Chair of Electrical Engineering, group ЕЕД-2. – Ternopil: TNTU, 2022.

Page – 73; Illustrations – 11; Tables – 10; Blueprints – 7; Sources – 42

In the qualification work, the general characteristics of the Beregany substation, its main equipment, means of protection against switching overvoltages, means of compensation of capacitive currents in the 10 kV network, organization of control of substation operation modes and technical accounting of electricity were performed. The issue of dispatch control and telemechanization was considered, the consumers of the Beregany substation, relay protection and automation of the substation, control and signaling of power transformers were analyzed, the load of the power transformers of the substation was studied, short-circuit currents were calculated, the equipment of the closed switchgear 10 kV, TVP and their power supply schemes were selected at the substation, fuses, current-conducting parts of 10 kV, current and voltage transformers, arc extinguishing coil.

In the work, the selection of equipment for the reconstructed part of the power supply system was also carried out, the protection functions of the protection terminal were analyzed, the settings on the 10 kV outgoing lines were calculated, the protection settings for high-voltage motors were calculated, the settings on the sectional and input circuit breakers were selected, and the differential protection of the 10 kV buses was organized. and the calculation of relay protection of transformers was carried out

Key words: power supply system, microprocessor protection units, short-circuit current, transformer, closed switchgear.

ЗМІСТ

ВСТУП

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Актуальність використання релейного захисту

1.2 Аналіз пристроїв мікропроцесорного захисту трансформаторів

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Загальна характеристика підстанції «Бережани»

2.2 Дослідження захисту від комутаційних перенапружень та компенсації ємкісних струмів в мережі 10 кВ

2.3 Аналіз режимів роботи підстанції та обліку електроенергії

2.4 Дослідження релейного захисту і автоматики підстанції

2.5 Дослідження навантаження силових трансформаторів

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Характеристика терміналів захисту REF 641

3.2 Розрахунок і вибір уставок відхідних ліній 10 кВ

3.3 Вибір уставок для секційних і ввідних вимикачів

3.4 Диференціальний захист шин 10 кВ

3.5 Розрахунок релейного захисту трансформаторів

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Організація охорони праці на підстанції

4.2 Розрахунок заземлення підстанції

4.3 Заходи щодо підвищення цивільного захисту в умовах надзвичайних ситуацій

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

ВСТУП

Актуальність теми. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту з'явилися на промисловому ринку у звичному для нас сьогодні вигляді більше 20 років тому і за цей час суттєво потіснили види релейного захисту. Їх успіх пов'язаний з багатьма причинами, основна – це надприбуток виробників цих пристроїв у порівнянні з виробництвом інших видів захисних реле [1]. Принцип дії та конструкція сучасних мікропроцесорних пристроїв релейного захисту кардинально відрізняються від інших видів захисту і мають ряд специфічних особливостей, знання яких є необхідною умовою для правильного вибору та подальшої їх успішної експлуатації.

Релейний захист у системах електропостачання є її невід'ємним компонентом в якості структурного елементу. Цей компонент системах електропостачання служить засобом попередження та сигналізації при виникненні будь-який неполадок. Варто відмітити, що релейний захист на базі електромеханічних реле у свій час показав ефективність та надійність на протязі довгого періоду експлуатації, але сьогодні на ринок виходить релейний захист на базі мікропроцесорної техніки – більш технологічний, простий та надійніший [2].

Одним з найбільш розповсюджених об'єктів в енергетичній системі є силові трансформатори. Система релейного захисту трансформаторів має два призначення: основне та додаткове. Перше дозволяє автоматично без витримки часу відключити трансформатор від енергосистеми у випадку аварійного режиму, а друге служить сигналізацією або відключає трансформатор з витримкою в часі у випадку небезпечних режимів роботи [3]. Базовими характеристиками технічної досконалості пристроїв релейного захисту трансформаторів є їх захисна здатність та швидкість роботи. До найбільш технічно досконалих на даний час відносять мікропроцесорні комплекси релейного захисту. Впровадження мікропроцесорних засобів обробки інформації при підвищенні якості вхідних вимірювальних перетворювачів сучасних терміналів релейного захисту та автоматики дає багато переваг пристроям релейного захисту. Завдяки високій чутливості та швидкодії раннє виявлення несправності дозволяє знизити величину несправності та час відновлення контролюваного об'єкта. Пристрої релейного

захисту на мікропроцесорній мають значно вищі над електромеханічним та мікроелектронним обладнанням технічні параметри пристроїв захисту різноманітного первинного обладнання, оскільки використовують значно досконаліші алгоритми [4]. У більшості випадків у цифрових пристроях математичним методом здійснюється компенсація фазового зсуву струмів в обмотках силового трансформатора. У цьому випадку обмотки високої напруги і низької напруги у вимірювальних трансформаторах струму завжди електрично з'єднують в зірку, а група з'єднань самих трансформатора представляється в реле у вигляді уставки. Такий підхід дозволяє зменшити навантаження на трансформатор струму, тобто таким чином покращити їх робочі умови.

Ефективна робота системи релейного захисту є основою надійної та стабільної роботи системах електропостачання, яка дозволяє усунути або суттєво зменшити втрати у випадку аварійної ситуації. Отже, удосконалення релейного захисту є актуальною та важливим технічним і технологічним завданням.

На сьогоднішній день, коли завдання автоматизації виходить на перший план, постає задача заміни та модернізації обладнання на трансформаторних підстанціях і електростанціях. Ця проблема є актуальною для усіх енергетично розвинених країн, включаючи і Україну. Найбільш використовуваними об'єктами в енергетичній системі є підстанції з класом напруги 10-35-110 кВ, відповідно на перше місце виходить питання надійності та стабільного живлення. Вирішенням цієї задачі може бути заміна старого і морально застарілого обладнання підстанцій на сучасне мікропроцесорне обладнання.

Одним з об'єктів в системі електропостачання є підстанція «Бережани», яка здійснює живлення споживачів всіх категорій, а значить має відповідати стандартним вимогам надійності. Оскільки на підстанції «Бережани» на даний час функціонує морально і фізично застаріле обладнання, яке може стати причиною відмови і втрати живлення відповідальних споживачів, то необхідно виконати його заміну на новіше та досконаліше.

Мета і завдання досліджень. Метою кваліфікаційної роботи є розробка засобів експлуатації і управління, при яких забезпечується оптимальна надійність постачання споживача електричною енергією в необхідних розмірах та необхідної якості з найменшими витратами.

Для досягнення мети були поставлені та вирішені наступні завдання:

- проведено аналіз підстанції і ЗТП 10 кВ з метою виявлення обладнання, яке необхідно замінити;
- досліджено схему оперативних перемикань та виявлено максимальний і мінімальний режими роботи підстанції;
- проведено розрахунок струмів короткого замикання для максимального і мінімального режимів роботи;
- розроблено схему захисту та керування двигуном на базі мікропроцесорного блоку;
- розроблено схему захисту і управління трансформатора на базі на базі мікропроцесорного блоку;
- проведено вибір нового устаткування і релейного захисту.

Об'єктом дослідження є процеси перетворення електроенергії на силових підстанціях із застосуванням ефективних та надійних та мікропроцесорних блоків релейного захисту.

Предметом дослідження є процес вибору та розрахунку обладнання релейного захисту і автоматики на силовій підстанції 110/35/10 кВ.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

- запропонованих в технічних і алгоритмічних рішеннях використання мікропроцесорних терміналів захисту силових понижаючих трансформаторів, які спрямовані на підвищення їх технічної досконалості;
- в запропонованому способі блокування диференціального струмового захисту силового понижаючого трансформатора за допомогою оцінки приросту диференціального і гальмівного струмів, які забезпечують налаштування від струмів небалансу зовнішніх коротких замикань.

Практичне значення одержаних результатів роботи:

- запропоновано структуру мікропроцесорних захистів та пристроїв автоматики силового трансформатора для двотрансформаторної підстанції середньої потужності напругою 10/35/110 кВ.

- запропоновано методику вибору уставок мікропроцесорного диференціального захисту дво- та триобмоткового трансформатора та запропоновано методику вибору характеристик внутрішнього цифрового сумування струмових кіл диференціального захисту трансформатора

Апробація результатів кваліфікаційної роботи.

Основні положення роботи і її результати доповідалися на VII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій», 24-25 листопада 2022 р. (м. Тернопіль).

Публікації.

За результатами виконаних досліджень опубліковано 1 тезу доповідей «Імітаційна модель автономної сонячної електростанції». Актуальні задачі сучасних технологій: зб. тез доповідей міжнар. наук.-техн. конф. молодих учених та студентів, (Тернопіль, 24–25 лист. 2022) // М-во освіти і науки України, Терн. націон. техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін.]: ТНТУ, 2022.

Структура роботи.

Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (42 найменування).

Загальний обсяг текстової частини: 73 сторінки, 10 таблиць, 11 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Актуальність використання сучасного релейного захисту

Найважливішим видом автоматики в електроенергетиці виступає релейний захист, без якого неможливо організувати нормальну і надійну роботу сучасних електричних мереж. За допомогою релейного захисту здійснюється безперервний контроль за станом та режимом роботи всіх частин мережі і трансформаторних підстанцій.

Силовий трансформатор є основною частиною електричної підстанції та складовою частиною електричної мережі. Оскільки вартість його компоновки є досить дорогою, то потрібно організувати швидку реакцію на зміни під час роботи, які можуть виникати в ньому, а також на різні типи пошкоджень. При допомозі швидкодіючих та чутливих захистів на стороні високої та низької напруги можна захистити трансформатор від поломок. У цьому розділі кваліфікаційної роботи виконано аналітичне дослідження основних видів захистів, зони їх роботи та особливості, а також розглянуто мікропроцесорний захист силових понижувальних трансформаторів. До основних захистів трансформатора відноситься диференціальний та газовий. Перший захист працює без витримки часу, має абсолютну селективність, тобто реагує на всі види двофазних та трифазних коротких замикань у зоні його дії, яка обмежена трансформаторами струму з боків високої та низької напруги [5].

Питання щодо впровадження сучасних мікропроцесорних пристроїв залишається актуальним із-за неукомплектованості кваліфікованого персоналу. Останнім часом в Україні спостерігається ріст вітчизняних розробок, які на сьогодні є конкурентами європейських виробників. На український ринок сучасних технічних засобів релейного захисту і автоматики претендують також розробники та виробники країн, які межують з Україною [6].

До переваг мікропроцесорних пристроїв релейного захисту автоматики можна віднести наступне:

- зменшення витрат на експлуатацію, за рахунок системи самодіагностики, автоматичної реєстрації режимів та подій, а також зменшення часу на з'ясування причин поломок;

- можливість діагностики первинного обладнання;

- зниження споживання по колу оперативного постійного струму та напруги;

- скорочення витрат на монтаж, а також невеликі габарити.

До недоліків мікропроцесорних пристроїв релейного захисту автоматики можна віднести наступне:

- висока ціна обладнання в порівнянні з електротехнічною частиною;

- перехід на мікропроцесорні пристрої релейного захисту автоматики вимагає перенавчання персоналу;

- необхідний деякий час на перезавантаження у системі живлення після перерви електропостачання.

Мікропроцесорні пристрої релейного захисту автоматики є доволі дорогими, але їх впровадження дозволяє отримати достатньо високу економічну ефективність за рахунок зниження експлуатаційних витрат та втрат від неповної віддачі електроенергії. Використання в автоматизованих системах електростанцій та підстанцій такого обладнання має суттєвий вплив на економічний ефект та організацію роботи персоналу [7].

Актуальність цієї кваліфікаційної роботи полягає в тому, що спостерігається неухильний перехід на більш сучасні пристрої захисту, хоча доля електромеханічних реле досить висока, але поступово витісняються з ринку. Цю обставину можна пояснити тим, що випуск електромеханічних реле на даний час практично припинився, а ті, що є ще в експлуатації - вони уже морально і фізично застарілі і з кожним роком кількість аварій через некоректні дії електромеханічного релейного захисту буде тільки ставати більшою. Крім того цифрові пристрої володіють значною перевагою над системами на традиційній елементній базі та можуть бути інтегровані у системи керування електроенергетичними об'єктами.

1.2 Аналіз пристроїв мікропроцесорного захисту трансформаторів

Інтенсивний розвиток цифрової техніки викликав широке її впровадження на всіх рівнях автоматизації енергооб'єктів енергетичної галузі та і інших галузей промисловості. Наприклад, пристрої релейного захисту автоматики, які побудовані на традиційній елементній базі, на даний час не можуть забезпечити вирішення ряду певних актуальних експлуатаційних та технічних проблем.

Мікропроцесорні пристрої релейного захисту автоматики увійшли в застосунок світової практики уже більше двох десятиліть тому і почали поступово витісняти електромеханічні пристрої, а також і електронну аналогову техніку. Перехід на цифрові аспекти обробки інформації в релейного захисту автоматики не викликав появу нових принципів побудови його захисту, але охарактеризував оптимальну структуру побудови компонентної частини сучасних цифрових пристроїв та значно підвищив експлуатаційні якості пристроїв релейного захисту автоматики (рис. 1.1).



Рисунок 1.1 - Мікропроцесорний модуль релейного захисту [8]

Фахові спеціалісти вважають, що перехід на мікропроцесорні пристрої релейного захисту автоматики є доконаним фактом [9]. Тут на початках необхідно замінити фізично зношене обладнання, яке вже нема змісту експлуатувати, на традиційне обладнання, вирівняти стан енергетичних систем і тільки

після цього можна робити кроку до планомірного переходу на релейний мікропроцесорний захист. Варто пам'ятати про те, що будь який енергетичний об'єкт має свої особливості і при вирішенні задачі переоснащення релейного захисту автоматики не може бути здійснено за стандартного підходу. Відповідно до практичного досвіду підхід до цього процесу має бути дуже обережним та продуманим.

На даний час мікропроцесорні пристрої релейного захисту автоматики є базовим напрямом розвитку сучасного релейного захисту та мають свої переваги і недоліки (табл. 1.1). Крім базової функції - аварійного відключення енергосистем - мікропроцесорні пристрої релейного захисту автоматики володіють додатковими функціями, якщо їх порівнювати з пристроями релейного захисту інших типів, зокрема з електромеханічними реле, щодо врахування аварійних ситуацій. У певних типах таких пристроїв передбачено додаткові режими захисту, наприклад, функцію попереднього вимкнення синхронних електричних двигунів при втраті стійкості, а також функцію далекого резервування відмов захисту та вимикачів. Зазначені функції нема можливості реалізувати на обладнанні релейного захисту на електромеханічних або аналогових компонентах.

Необхідно також відзначити, що для мікропроцесорних пристроїв релейного захисту автоматики у порівнянні із захистами на електромеханічних реле та інтегральних мікросхемах потрібно проводити операції конфігурування, ранжирування та параметризації. Спеціалісти цього напрямку рекомендують досить продумано приймати рішення про необхідність заміни електромеханічного обладнання релейного захисту автоматики на мікропроцесорне, оскільки це пов'язано адаптацією цифрової апаратури до суміжних систем підприємства (табл. 1.1). Наприклад, для теплової енергоцентралі – це є електромагнітна сумісність, і в цьому випадку потрібно було б вирішувати питання стабільної роботи мікропроцесорних пристроїв релейного захисту автоматики під дією значних полів кабельних трас.

Таблиця 1.1 - Переваги і недоліки мікропроцесорних пристроїв релейного захисту автоматики

<i>Переваги</i>	<i>Недоліки</i>
Скорочення експлуатаційних витрат за рахунок самодіагностики, автоматичної реєстрації режимів та подій.	Велика вартість пристрою в порівнянні з електромеханічною, що у вітчизняних умовах є визначальним
Зменшення часу на визначення причин аварій за рахунок реєстрації та запису	Перехід на мікропроцесорні пристрої релейного захисту автоматики вимагає перекваліфікації персоналу
Можливість діагностики і пристроїв релейного захисту автоматики і первинного устаткування.	При включенні живлення системі на мікропроцесорних пристроях потрібен час на перезавантаження.
Зниження споживання в колах оперативного постійного струму та напруги	
Скорочення витрат на будівництво і монтаж, зменшення габаритів та витрат на апаратну частину, економія кабелів	
Поліпшення контролю за станом обладнання та роботою пристроїв релейного захисту автоматики	

Неможливо також швидко розв'язати таке питання, як визначення ступеня надійності нових схемних рішень, оскільки кожна нова система має власний період напрацювання на відмову. Відомо, що у систем захисту є закономірна специфіка: перевірити ступінь її надійності можна тільки у випадку аварійної ситуації, коли відбувається процес її спрацьовування. Тому змінювати релейний захист автоматики потрібно робити поступово з напрацюванням досвіду її експлуатації. Незважаючи на той факт, що мікропроцесорні пристрої релейного захисту автоматики є доволі дорогими, його впровадження гарантує значний економічний ефект як правило за рахунок зниження експлуатаційних витрат та затрат від неповної видачі електричної енергії споживачу. Інтеграція, а також побудова на такій базі автоматизованих систем управління електростанціями та підстанціями

дозволяє отримати суттєвий ефект і у економічному аспекті і при організації праці персоналу підприємства.

В більшості випадків спостерігається впровадження пристрої таких фірм як ТОВ «АББ Автоматизація», «Сіменс» (Німеччина), «Шнайдер електрик» (Франція), а також деяких вітчизняних, які адаптували своє обладнання в умовах українських енергосистем. Практичний досвід застосування українських захистів засвідчує, що вони ні в чому не поступаються зарубіжним, можуть забезпечувати досить високу надійність роботи та в цілому відповідають типовим вимогам енергетиків. Наприклад, обладнання фірми АББ для мікропроцесорного захисту трансформаторів та автотрансформаторів представлено диференціальним гальмівним реле з SPAD 330 C та блоком RET 330 (рис. 1.2).



Рисунок 1.2 - Диференційне гальмівне реле SPAD 330 C [8]

Диференціальне гальмівне реле SPAD 330 C має наступні характеристики:

- використовується для захисту 2-обмоткових трансформаторів;
- використовує 3-ступінчастий максимальний струмовий захист для трансформаторів, а також 2-ступінчастий резервний захист від замикань на землю;

- використовує короткий час спрацьовування, а також при частковому насиченні трансформаторів струму;
- параметри спрацьовування блоку диференціального реле можна налаштовувати індивідуально для кожного об'єкта;
- володіє широким діапазоном налаштування коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму за рахунок точного цифрового регулювання;
- володіє системою постійного самоконтролю електроніки та програмного забезпечення, що дозволяє підвищити надійність реле під час роботи.

Пристрій цифрового захисту трансформаторів RET 330 призначений для швидкодіючого селективного захисту 2-обмоткових або 3-обмоткових трансформаторів [10]. Також можна його використовувати для захисту силових автотрансформаторів. Цей захист спрацьовує при наступних типах пошкоджень:

- міжфазних замиканнях трансформатора;
- замиканнях на землю при металевому або дуже малому опорі заземлення нейтралі силового трансформатора;
- міжвиткових замиканнях трансформатора.

Пристрій цифрового захисту трансформаторів RET 330 укомплектований наступними функціями захисту:

- володіє функцією диференціального захисту, яка є основною функцією швидкодіючого та селективного захисту всіх потужних трансформаторів;
- володіє функцією максимального струмового захисту, яку використовують у якості резервного захисту;
- є можливість використання захисту від перевищення напруги;
- також присутні функції спеціального замовлення, наприклад, частотна.

До цієї серії нових сучасних пристроїв мікропроцесорного захисту відноситься і продукція фірми «Шнайдер електрик», яка налагодила виробництво апаратів захисту Sepam 30, Sepam 50 і Sepam 70, зокрема ці

пристрої під назвою MerlinGerin інтегровані для захисту електрообладнання напругою 10–35 кВ та трансформаторів напругою 10–330 кВ від дії коротких замикань (рис. 1.3) [11].



Рисунок 1.3 – Пристрої мікропроцесорного захисту *Serap*

Ці пристрої володіють функціями захисту та мають також додаткові функції [12]:

- здійснюють вимірювання показників мережі;
- присутні функції автоматики;
- здійснюють керування електрообладнанням;
- здійснюють діагностику електромережі та комутаційного обладнання;
- здійснюють технічний облік електричної енергії.

Обладнання типу *Serap 30* використовують тоді, коли для захисту вистачає струмового захисту або захисту напруги і нема необхідності використовувати складну автоматику. Базові варіанти використання пристроїв 30-ї серії при захисті трансформаторів полягає у захисті силових трансформаторів напругою 6-10 кВ невеликої потужності. Обладнання типу *Serap 50* використовують для захисту електричного обладнання, коли виникає потреба у великому обсязі захисту, зокрема в один час і за струмом, і за напругою, а

також при потребі організації складної схеми роботи. Пристрої цієї серії дозволяють виконувати технічний облік електричної енергії.

Обладнання серії Seram 70 представляє собою універсальні пристрої, що використовуються для захисту трансформаторів 35–330 кВ. Обладнання цієї серії володіє всіма необхідними параметрами захисту, в яких можуть бути наявні значна кількість дискретних входів та вихідних реле, а також потужний редактор рівнянь для розробки автоматики необхідної складності. Обладнання серії Seram 70 можна використати також для захисту вводів трансформаторів напругою 6-10 кВ.

Шафа захисту ШЕ 2607 є продукцією науково-виробничого підприємства «ЕКРА» і її використовують для в технологічному процесі захисту трансформаторів та автотрансформаторів (рис. 1.4) [13].



Рисунок 1.4 - Шафа дистанційного та струмового захисту (ШЕ 2607-022)

Цей комплекс використовується для захисту високовольтих трансформаторів напругою до 220 кВ і складається із 2-х комплектів. 1-й комплект виготовлено на базі мікропроцесорного терміналу БЕ2704V041, в якому реа-

лізовано функції основних та резервних захистів трансформатора з такими компонентами:

- диференціальним струмовим захистом від різних видів коротких замикань у внутрішній частині бака трансформатора;
- захистом від навантаження;
- струмовим реле для старту роботи системи автоматики охолодження.

Додатково 1-й комплект дозволяє організувати прийом сигналів від системи газового захисту трансформатора, газового захисту регулювання напруги під навантаженням трансформатора, температурних давачів, рівня трансформаторного мастила, пошкодження кіл охолодження.

2-й комплект захисту дозволяє приймати сигнали від керованих елементів газових захистів трансформатора, регулювання напруги під навантаженням та працює на відключення через дві групи реле відключення.

Шафа захисту ШЕ2607 042043 використовується при роботі високовольтного автотрансформатора на напругу 220 кВ і складається з 3-х комплектів:

1) служить для реалізації функції основних та додаткових захистів автотрансформатора;

2) побудовано на базі мікропроцесорного терміналу БЕ2704V043 і використовується для захисту електричних кіл зі сторони 10 кВ лінійного регулювального трансформатора та секцій шин зі сторони низької напруги;

3) дозволяє організувати прийом сигналів від керованих ступенів газового захисту автотрансформатора, газового захисту регулювання напруги під навантаженням автотрансформатора, газового захисту лінійного регулювального трансформатора і працює відключення автотрансформатора через 2 групи реле.

На ринку також присутні від цієї фірми шафи резервного захисту трансформаторів та автотрансформаторів таких типів: ШЕ0 2607-071071, ШЕ 2607-072071, ШЕ 2607-07207Г.

Для організації роботи релейного захисту, автоматики, керування, вимірювання та сигналізації трансформаторів на напругу 110/35/10 або 10/0,4 кВ використовується цифровий блок релейного захисту БМРЗ-ТР [14]. Цей блок також використовується в якості резервного захисту трансформаторів на

напругу 110-330 кВ. Цей цифровий блок релейного захисту володіє наступними функціями:

- триступневим максимальним струмовим захистом;
- захистом від несиметрії та обриву фази фідера живлення з одночасним контролем струму зворотної послідовності;
- здійснює вимірювання показників мережі;
- здійснює процес самодіагностики.



Рисунок 1.5 - Блок релейного захисту BMP3

Впровадження сучасних цифрових технологій та найновішої компонентної бази дозволило вийти на вищу якість роботи диференціального захисту, а саме: застосувати досконалі алгоритми вирівнювання струмів рівноваги, автоматичний облік поточного положення регулювання напруги під навантаженням трансформатора, високу швидкодія, стабільність та пристосованість роботи при режимі короткого замикання (присутні глибокі насичення вимірювальних трансформаторів струму та кидки струму намагнічування), доступна зручність налаштування, а також висока постійність характеристик.

Також варто відмітити продукцію фірма ЗАТ «Радіус-автоматика», яка на початку цього століття представила на ринку серію терміналів, що викорис-

товуються для захисту 2-обмоткових та 3-обмоткових силових високовольтних трансформаторів на напругу 35-110 кВ - мікропроцесорні апарати "Сіріус" різних модифікацій [15]. Ці мікропроцесорні термінали розроблено у вигляді незалежних апаратів, які використовуються для роботи паралельно з іншими типами мікропроцесорних захистів, а також і з традиційними релейними захистами на електромеханічній основі. Для забезпечення належного захисту силового трансформатора потрібно забезпечити комплексний захист, який має складатися з 2-х терміналів:

- пристрою керування високовольтним вимикачем та додаткового (резервного) захисту трансформатора «Сіріус-УВ»;
- пристрої головного диференціального захисту 2-обмоткового трансформатора «Сіріус-Т» (або 3-обмоткового «Сіріус-Т3»).



Рисунок 1.6 - Термінал захисту 3-обмоткового трансформатора Сіріус-Т3

Технічна досконалість впровадження терміналів захисту трансформаторів обумовлена і його структурою, а також стабільністю їх функціонування, які є складовою всього комплексу. Окрім стандартних добре зарекомендованих на практиці рішень, використання мікропроцесорної бази дозволяє запровадити ряд сучасних алгоритмів і способів з метою суттєвого підвищення ефективності функціонування релейних захистів. Зокрема, це можна віднести до диференціального струмового захисту, який пред'являє доволі високі вимоги щодо таких параметрів, як чутливість і швидкодія.

Отже, розглянуті термінали захисту силових трансформаторів серії "Сіріус" є сучасними пристроями, впровадження яких дозволяє досить суттєво підвищити стабільність та ефективність роботи системи релейного захисту автоматики силових трансформаторів [16]. Термінал мікропроцесорного захисту «Сіріус-Т» використовується для здійснення функцій базового захисту 2-обмоткового (включаючи також і розщеплену обмотку) високовольтного трансформатора на напругу 35–330 кВ. Також його можна застосувати у якості диференціального захисту реактора чи синхронного двигуна великої потужності. Цей термінал має аналоги максимального струмового захисту високої напруги та максимального струмового захисту низької напруги із зовнішнім комбінованим пуском напруги. Термінал можна встановлювати на панелях та шафах захисту в приміщення релейного захисту і пультах управління електростанцій та підстанцій на напругу 35-330 кВ. Пристрій "Сіріус-Т" позиціонується в якості комбінованого мікропроцесорного терміналу релейного захисту та автоматики.

Впровадження у пристрої модульного мультипроцесорного обладнання паралельно із сучасними технологіями поверхневого монтажу в недалекому майбутньому дозволить отримати високу стабільність, значну обчислювальну потужність і швидкодію і, відповідно, високу точність вимірювання електричних параметрів та часових діапазонів з метою зниження ступеня селективності та підвищення чутливості цього терміналу [17]. Впроваджені у згаданому вище терміналі алгоритми процедур захисту та автоматики у співпраці з представниками енергосистем та проектних інститутів, а також схеми його підключення відповідають вимогам українських систем релейного захисту автоматики, а це дозволяє забезпечити сумісність з обладнанням, розробленого на різній елементній основі, та полегшити застосування нової сучасної техніки проектувальникам та експлуатаційним персоналом.

РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Загальна характеристика підстанції «Бережани»

Підстанція «Бережани» входить до складу ВАТ "Тернопільобленерго" і знаходиться на його балансі та розташована в 60 км від м. Тернополя. Підстанція була введена в експлуатацію на початку 60-х років і тоді об'єднувала три класи напруги – 110, 35 і 6 кВ. В результаті реконструкцій, проведених пізніше, підстанція була перетворена з однострансформаторної 110/35/6 кВ в двотрансформаторну 110/35/10 кВ, в цей же час була проведена заміна існуючих комірок КРП-6 кВ на комірки типу К-ХІІ в кількості 45 штук 1972-1974 рр. виготовлення. На напрузі 110 кВ ПС «Бережани» зв'язана однією з ПЛ–110 кВ «Козова». На напрузі 35 кВ ПС «Бережани» пов'язана з ПС «Спиртовий комбінат», «Вербів», «Рогач», «Привітне», «Мечищів», «Попушна».

м. Бережани є ізольованою і практично нерезервованою ділянкою мережі напругою 10 кВ, споживачі якого живляться від ЗРП-10 кВ ПС-110 «Бережани». Серед них значна частина споживачів І категорії: котельні, лікарня, інтернат.

Від шин нижчої напруги здійснюється живлення розподільної мережі від трьох одиночних секціонованих систем шин на номінальній напрузі 10 кВ. Розподільна мережа призначена для передачі електроенергії на невеликі відстані до промислових, міських і сільських споживачів. Такі розподільні мережі зазвичай розімкнені або працюють в розімкненому режимі [18].

Нині існуюча головна схема електричних з'єднань, виникла в ході проведених протягом всіх подальших років реконструкції і зараз об'єднує три класи напруги – 110, 35 і 10 кВ. Живлення на напрузі 110 кВ ПС «Бережани» здійснюється однією ПЛ «Козова».

На ПС 110/35/10 «Бережани» встановлено два силові трансформатори типу ТДТН-40000/110 і ТРДН-40000/110 потужністю 40000 кВА кожен. Розподіл електроенергії здійснюється за допомогою розподільних пристроїв: ВРП–110 кВ, ВРП–35 кВ, ЗРП–10 кВ і РПСН–0,23 кВ.

ВПП-110 кВ виконано за схемою «Одна робоча, секціонована вимикачем і обхідна системи шин, з віддільниками в колах трансформаторів з суміщеними секційними і обхідними вимикачем». Ошиновка відкритого розподільного пристрою виконана дротом марки АСО–300.

Територія ВРП–110 кВ відокремлена від господарських побутових будівель сітчастою огорожею. Устаткування в місцях установки розташовується або на залізобетонних стійках (пофазний роз'єднувач, розрядники), або на залізобетонних фундаментах з металевими конструкціями (роз'єднувачі, трансформатори напруги). Маслонаповнене устаткування (силові трансформатори, високовольтні вимикачі) встановлено в захищених залізобетонними плитами маслоприймальних ямах [19].

Для захисту від прямих ударів блискавки на ВРП–110 кВ передбачені окремо розміщені громовідводи і громовідводи, розташовані на порталах. Кабелі оперативних кіл, кіл управління, релейного захисту і автоматики закриті плитами, що одночасно служать пішохідною доріжкою по території відкритого розподільного пристрою.

На ВРП–10 кВ розміщено наступне устаткування:

- силові трансформатори типу ТДТН-40000/110 і ТРДН-40000/110;
- комутаційна апаратура: високовольтні масляні вимикачі типу МКП-110 М; роз'єднувачі РЛНД-1,2 РЛНД-2; віддільники в колах силових трансформаторів ОД-110;
- вимірювальні трансформатори струму і напруги типу ТВТ-110; НКФ-110;
- розрядники РВС-110;
- на відхідних і лініях живлення передбачається установка апаратів високочастотної обробки окремих фаз ВЗ-630;
- паперово-масляні конденсатори зв'язку типу СМР-110/ $\sqrt{3}$ і 2СМР –55/ $\sqrt{3}$;
- підвісна ізоляція зібрана в ізолюючі підвіски ВУСТ-110.

На ВРП–35 кВ розміщено наступне устаткування: вимикач типу ВМД-35; роз'єднувачі РЛНД1-35, РЛНД2-35; вимірювальні трансформатори струму і напруги типу ТБ-35, ЗНОМ-35; розрядники РВС-35.

Закритий розподільний пристрій ЗРП–10 кВ зібрано по схемі «Одиночна секціонована система шин», таких систем на ПС–3. Ошиновка виконана алюмінієвими смуговими шинами – А (100×8). Електричні з'єднання силових трансформаторів з РП–10 кВ здійснюється гнучкими струмопроводами 2×АС–400/51, зібраними в шинні мости. Прокладка контрольних кабелів, кабелів зв'язку, кабелів споживачів власних потреб здійснюється по ЗРП–10 кВ відкрито в пластмасових і металевих трубах.

Для запобігання зниженню температури в зимовий період в приміщеннях ЗРП нижче мінус 25 °С, а також для просушування в перехідні періоди передбачається пристрій електроопалювання. В якості нагрівальних приладів прийняті електропечі типу ПТЕ-4 потужністю 1 кВт кожна, які управляються як вручну, так і автоматично від датчиків температур, встановлених у верхніх зонах приміщення. ЗРП–10 кВ набрано комірками КРП (табл. 2.1) [20].

Таблиця 2.1 - Характеристика встановлених КРП

<i>Тип КРП</i>	К-12	К-15	К-26
Рік установки	1964-1982	1972-1982	1982
Встановлюваний апарат	ВМПЕ-10 ПК-10, ПКТ-10	ВМПЕ-10	МГГ-10
Кількість	46	2	3

Основним устаткуванням ЗРП–10 кВ на ПС є: вимикачі типу ВМПЕ-10, МГГ-10; трансформатори власних потреб 2хТМ-180/10; вимірювальні трансформатори струму і напруги ТПЛ-10, ТВЛМ-10, ТПШЛ-10, ТПОЛ-10, НТМИ-10; трансформатори ДГК: ТМ-400/10, ТМ-630/10; ДГК типу ЗРОМ-300/10, РЗДПОМ-400/10, РЗДПОМ-630/10; розрядники РВО-10, ОПНС-10; запобіжники ПК-10, ПКТ-10.

Розподільний пристрій власних потреб складається з двох секцій. Номінальною напругою РПВП є 0,23 кВ. Зв'язок між секціями може здійснюватися по резервній перемичці. Є також розвилка, через яку живлення другої секції може бути здійснене від ТВП–1 по кабелю, жорстко підключеному до виводів 0,23 кВ даного трансформатора. У нормальному режимі живлення власних потреб здійснюється від ТВП–1 і ТВП–2 з введеним АВР–0,23 кВ від ТСН–1 [21].

Оперативним струмом на підстанції є постійний струм 220 В від акумуляторної батареї типу СК-12. Заряджання акумуляторної батареї здійснюється за допомогою випрямних підзарядних пристроїв №1, №2 з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80 на напругу 380-260 В і струм 40-80 А. В якості зарядного пристрою застосовано генератор постійного струму паралельного збудження, з'єднаного з електродвигуном змінного струму. Пристрої ВАЗП живляться через перехідний трансформатор 220/380 В.

Інформацію про трансформатори власних потреб ПС «Бережани» приведено в табл. 2.2 [18].

Таблиця 2.2 - Характеристики трансформаторів власних потреб

Порядковий номер		ТВП–1	ТВП–2
Тип трансформатора		ТМ-180/10	ТМ-180/10
Рік виготовлення		1974	1982
Рік установки		1974	1982
Номінальна потужність обмоток, МВА	ВН	0,18	0,18
	НН	0,18	0,18
Номінальна напруга обмоток, кВ	ВН	10	10
	НН	0,23	0,23
Група з'єднання обмоток		$Y_0/Y-11$	$Y_0/Y-11$
Тип РПН		ПБВ	ПБВ

Силові трансформатори

Характеристики силових трансформаторів, встановлених на підстанції, представлені у вигляді табл. 2.3 [18].

Таблиця 2.3 - Характеристики силових трансформаторів

Порядковий номер		Т-1	Т-2
Тип трансформатора		ТДТН-40000/110	ТРДН-40000/110
Рік виготовлення		1974	1982
Рік установки		1974	1982
Номінальна потужність обмоток, МВА	ВН	40	40
	СН	40	20
	НН	40	20
Номінальна напруга обмоток, кВ	ВН	115	115
	СН	38,5	10,5
	НН	11	10,5
Група з'єднання обмоток		$Y_0 / Y_0 / \Delta - 0 - 11$	$Y_0 / \Delta - \Delta - 11 - 11$
Тип РПН		РС - 3	РС - 4

В даний час в роботі знаходяться два трансформатори Т-1 і Т-2. Все навантаження трансформаторів проходить тільки по стороні 10 кВ, обмотка сторони 35 кВ Т-1 працює на холостому ході.

Комутаційні апарати

Вимикачі. Характеристику вимикачів, встановлених на підстанції, представлено у вигляді табл. 2.4 [22].

Роз'єднувачі. На ВРП-110 кВ застосовані роз'єднувачі горизонтально-поворотного типу з ножами, що обертаються в горизонтальній площині, паралельній підставі. Двома заземлюючими ножами забезпечені роз'єднувачі з боку ліній живлення, вимірювальні трансформатори напруги. Всі шинні роз'єднувачі і роз'єднувачі на силових трансформаторах мають один заземлюючий ніж.

Таблиця 2.4 - Характеристика встановлених вимикачів

Параметр	Тип, марка вимикача			
	МКП-110	ВМД-35	ВМПЕ-10	МГГ-10
Рік виготовлення	1958-1966	1958	1964-1982	1982
Рік установки	1958-1966	1958	1964-1982	1982
Номинальна напруга, кВ	110	35	10	10
Номинальний струм, А	600	600	630-3150	3150-4000
Номинальний струм відключення, кА	18,4-25	12,5	20-31,5	45
Час відключення вимикача з приводом, с	0,05	0,08	0,1	0,4
Тип приводу	ШПЕ-33	ПЕ-11	ПЕ-11	ПЕ-22
Кількість	5	1	41	1

На ЗРП–10 кВ застосовуються роз'єднувачі внутрішньої установки з ножами коритного профілю без заземляючих ножів. Технічні характеристики роз'єднувачів представлені в табл. 2.5 [23].

Таблиця 2.5 - Технічні характеристики роз'єднувачів

Параметр		Тип, марка				
		РЛНД-1-35	РЛНД-2-35	РЛНД-1-110	РЛНД-2-110	РВК-10
Рік виготовлення		1958	1958	1964-1972	1964-1972	1964
Рік установки		1958	1958	1964-1972	1964-1972	1964
Номинальна напруга, кВ		35	35	110	110	10
Номинальний струм, А		1000	1000	600	600	2000
Граничний наскрізний струм, кА		63	63	80	80	85
Струм термічної стійкості /допустимий час його дії, кА/с	Головних ножів	25/4	25/4	31,5/4	31,5/4	31,5/4
	<u>Заземляючих</u> ножів	25/1	25/1	31,5/1	31,5/1	-
Тип приводу		ПРН-220	ПРН-220	ПРН-220	ПРН-220	ПР-3
Кількість		1	2	13	9	4

2.2 Дослідження захисту від комутаційних перенапружень та компенсації ємкісних струмів в мережі 10 кВ

Засобами захисту від комутаційних перенапружень є розрядники. Встановлені вони як в нейтралях силових трансформаторів, так і на їх вводах і на шинах 10 кВ. Також розрядники застосовуємо на вводах вимірювальних трансформаторів напруги на стороні 110 кВ і 10 кВ. Технічні характеристики розрядників представлені в табл. 2.6 [24].

Таблиця 2.6 - Технічні характеристики розрядників

Параметр	Тип, марка				
	PBC-110	PBC-35	PBC-35+15	PBO-10	OPHC-10
Рік випуску	1972	1958-1964	1974-1982	1972-1982	1997
Рік установки	1972	1958-1964	1974-1982	1972-1982	1998
Пробивна напруга (не менше/не більше), кВ	200/250	78/98	78/98	26/30,5	-
Кількість	6	5	2	9	9

Для компенсації ємкісних струмів на землю на ПС «Бережани» використовуються ДГК, які включені в нейтраль трансформаторів ДКГ.

На I – с.ш. встановлено трансформатор ДГК типу ТМ-630/10, в нейтраль якого включена котушка індуктивності РЗДПОМ-400/10 з плавним регулюванням струму (30 – 100 А).

На II – с.ш. встановлено трансформатор ДГК типу ТМ-630/10, в нейтраль якого включено дві котушки індуктивності РЗДПОМ-630/10 і ЗРОМ-300/10 із ступінчастим регулюванням струму (24,5; 30; 37; 42; 47 А).

На III – с.ш. встановлено трансформатор ДГК типу ТМ-400/10, в нейтраль якого включена котушка РЗДПОМ-630/10. Основним режимом роботи ДГК є автоматичний. Режим дистанційного керування є резервним і використовується, як правило, при налагоджувальних роботах, ремонтах.

2.3 Аналіз режимів роботи підстанції та обліку електроенергії

Для контролю за режимами роботи підстанції використовуються наступні прилади [25]:

- для візуального спостереження - аналогові прилади;
- для підсумовування показів в часі використовуються інтегруючі прилади (лічильники);
- для запису параметрів в аварійних умовах застосовують променеві осцилограми та переносний інформаційно-діагностичний комплекс (ІДК) “РЕГІНА”;
- для визначення місця короткого замикання на лініях зв'язку 110 кВ застосовують амперметри і вольтметри, а також ІДК “РЕГІНА” .

Відповідно до ПУЕ показникові прилади повинні мати клас точності не нижче 2,5. Для фіксуючих приладів допускається клас точності 3, амперметри можуть мати клас точності 4, лічильники не менше 2. Вимірювання напруги передбачене на шинах 110 кВ, 10 кВ, а струму - в одній з фаз приєднань.

На лініях 110 кВ і обхідному вимикачі 110 кВ проводиться вимірювання активної і реактивної потужності і двосторонній технічний облік електроенергії. На силових трансформаторах з боку 10 кВ передбачено вимірювання активної потужності. На відхідних лініях 10 кВ, а також стороні НН трансформаторів передбачений облік активної і реактивної енергії.

2.4 Дослідження релейного захисту і автоматики підстанції

Релейний захист здійснює безперервний контроль за станом всіх елементів електричних мереж і реагує на виникнення пошкоджень. Релейний захист повинен виявляти пошкодження і ненормальні режими, і при цьому відключати пошкоджену ділянку.

Релейний захист є основним видом електричної автоматики, без якої неможлива нормальна робота енергосистеми. Він тісно пов'язаний з іншими видами електричної автоматики, призначеної для запобігання розвитку аварійних порушень і швидкого відновлення нормального режиму роботи

електричної мережі та електропостачання споживачів: автоматичного повторного включення, автоматичного введення резервних джерел живлення, автоматичного частотного розвантаження і так далі.

Захист повітряних ліній, збірних шин і відхідних фідерів

Повітряна лінія 110 кВ «Бережани – Тернопіль 330 кВ» обладнана захистами:

- триступінчатий направлений дистанційний захист. Перший рівень захищає приблизно 80% довжин лінії, частину ПЛ і протилежну підстанцію, що залишилася, захищає другий рівень. Третій рівень є резервним, діапазоном його є дві третини ПЛ;

- ненапрявлене струмове відсічення, реагує на міжфазні КЗ;

- направлений триступінчатий захист нульової послідовності. На другому і третьому рівні передбачено оперативне прискорення.

Диференціальний струмовий захист шин 110 кВ (ДЗШ-110) призначений для захисту від пошкоджень на шинах 110 кВ. Зона дії захисту обмежена трансформаторами струму, встановленими на приєднаннях 110 кВ. ДЗШ-110 включає вибіркові і пускові органи, пристрої контролю справності струмових кіл і контролю відсутності оперативного струму ДЗШ. При КЗ на будь-якій секції 110 кВ спрацьовують пускові органи, пускове реле подає сигнал на контакти виборок, реле якого відключає ОМВ-110 і приєднання пошкодженої секції 110 кВ.

Повітряна лінія 110 кВ «Бережани – Козова» обладнана захистами: двоступінчатий ненапрявлений дистанційний захист від міжфазних КЗ; двоступінчатий струмовий захист нульової послідовності; направлений одноступінчатий дистанційний захист; двократне АПВ.

ПЛ–35 кВ має захисти: МСЗ, що діє на вимикач ВМ–35 з витримкою часу; струмове відсічення з витримкою часу; земляний захист, що діє з витримкою часу.

На відхідних фідерах 10 кВ застосовуються: максимальний струмовий захист (МСЗ); струмове відсічення; захист від замикань на землю; пристрій автоматичного частотного розвантаження з частотним автоматичним

повторним включенням. Призначений для відключення споживачів при виникненні дефіциту потужності, що супроводжується зниженням частоти і автоматичного повторного включення при відновленні частоти; пристрій аварійного додаткового розвантаження по напрузі. Призначений для відключення споживачів при виникненні дефіциту потужності, напруги, що супроводжується зниженням, і автоматичного повторного включення при відновленні напруги.

Логічний захист шин (ЛЗШ), призначений для прискорення МСЗ вводів або секційних вимикачів, працює наступним чином: при КЗ на одній із відхідних КЛ-10 кВ МСЗ цієї КЛ виводить з роботи ЛЗШ, При несправностях в пристроях РЗА ЛЗШ автоматично вводиться в роботу з витримкою часу 0,5 с відключає вводи 10 кВ відповідної секції шин. При роботі захисту відхідних КЛ-10 ЛЗШ автоматично виводиться з роботи, при цьому працює МСЗ.

РЗА силових трансформаторів

Для захисту трансформаторів 110/35/10 кВ потужністю 40000 кВА передбачається:

- 1) диференціальний струмовий захист від внутрішніх пошкоджень і пошкоджень на вводах;
- 2) газовий захист;
- 3) максимальний струмовий захист з пуском мінімальної напруги від струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми багатозначними короткими замиканнями, встановлений на стороні високої напруги трансформатора;
- 4) максимальний струмовий захист з пуском мінімальної напруги на 10 кВ;
- 5) максимальний струмовий захист від струмів, обумовлених перевантаженням з дією на сигнал;
- 6) пристрій обдування трансформатора.

1-й, 2-й, 3-й захисти діють на відключення трансформатора з усіх боків. 4-й захист з меншою витримкою часу діє на відключення свого вимикача, а з більшою витримкою часу - на відключення трансформатора з усіх боків.

Диференціальний захист. Виконаний на 3-х (для Т-2 на 2-х) реле з магнітним гальмуванням типу ДЗТ-11 (ОЗГ-11). Захист без витримки часу при пошкодженні в зоні діє на відключення трансформатора з усіх боків. При цьому на стороні 110 кВ відключається ОД-110.

Газовий захист. Реагує на внутрішні пошкодження в трансформаторі і на пониження рівня масла в трансформаторі. При сильному газоутворенні або пониженні рівня масла в газовому реле спрацьовує верхній поплавець і захист працює на сигнал. При бурхливому газоутворенні або виході масла з газового реле спрацьовує нижній поплавець і тоді захист працює на відключення трансформатора з усіх боків без витримки часу.

МСЗ-110 кВ з пуском напруги. Захищає трансформатор від надструмів. Діє з витримкою часу на відключення трансформатора з усіх боків.

Газовий захист РПН. Виконується за допомогою струменевого реле. Захист РПН може працювати на сигнал або на відключення.

Захист від перевантаження. Виконується на стороні 110 кВ і 10 кВ трансформатора. Перевантаження трансформатора понад допустиму межу з витримкою часу діє на сигнал.

Захист від перегріву верхніх шарів масла. Виконаний за допомогою термометричного сигналізатора ТС-100. Захист діє на сигнал без витримки часу при досягненні верхніми шарами масла певної температури.

Обдування трансформатора. Обдування трансформатора включається, коли від досягає певного навантаження (по інструкції заводу виробника) або при певній температурі верхніх шарів масла.

Захист рівня масла. Виконується за допомогою поплавця, вбудованого в розширювач бака трансформатора. При зниженому рівні масла захист спрацьовує на сигнал.

МСЗ-10 кВ. Цей захист з витримкою часу діє на відключення вводу 10 кВ.

2.5 Дослідження навантаження силових трансформаторів

Метою дослідження режимів навантаження силових трансформаторів є визначення ступеня використання встановленого устаткування на підстанції. У табл. 2.7 представлено дані добового навантаження ПС «Бережани».

Таблиця 2.7 - Показники навантажень ПС «Бережани» на період 21.12.21 р.

Час, година	Т-1 ввід 10 кВ		Т-2 ввід №1		Т-2 ввід №2	
	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр
1	2	3	4	5	6	7
1-2	2,5	1	4	2	2	0
2-3	2,5	1	4	2	2	0
3-4	2,5	1	4	2	2	0
4-5	2,5	1	4	2	2	0
5-6	2,5	1	4	2	3	0
6-7	2,5	1	4	2	3	0
7-8	2,5	1	4	2	3	0
8-9	7	1,5	5	3	3,5	1
9-10	7	1,5	5,5	3	3,5	1
10-11	6	2	5	3	3,5	1
11-12	6	2	5	3	3,5	1
12-13	6	2	5	3	3,5	1
13-14	6	2	5	3	3,5	1
14-15	6	2	5	3	3	1
15-16	6	2	5	3	3	1
16-17	6	2	5	3	3	1
17-18	6	2	6	3	4	1
18-19	5	1	5	2	4	1
19-20	5	1	5	2	4	1
20-21	5	1	5	2	3	1
21-22	3	1	5	2	3	1
22-23	3	1	5	2	3	0
23-24	3	1	5	2	3	0

Повну потужність за характерний проміжок часу визначимо за виразом [18]:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} \quad , \quad (2.1)$$

де P_i – часовий максимум активної потужності i -ого інтервалу часу, МВт;

Q_i - часовий максимум реактивної потужності i -ого інтервалу часу, МВАр.

Коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{НАВ}}{S_{НОМ.ТР}} \quad , \quad (2.2)$$

де S_{HAB} - повна максимальна потужність за характерний часовий інтервал, МВА;

$S_{НОМ.ТР}$ - номінальна потужність трансформатора (для підстанції в цілому сума номінальних потужностей трансформаторів становить 80 МВА), МВА.

Результати розрахунку представимо у вигляді табл. 2.8.

Таблиця 2.8 - Завантаження силових трансформаторів і підстанції

Час, год.	Т-1		Т-2		ПС	
	S_{HAB} , МВА	K_3	S_{HAB} , МВА	K_3	S_{HAB} , МВА	K_3
1--2	2,693	0,067	6,325	0,158	9,017	0,113
2--3	2,693	0,067	6,325	0,158	9,017	0,113
3--4	2,693	0,067	6,325	0,158	9,017	0,113
4--5	2,693	0,067	6,325	0,158	9,017	0,113
5--6	2,693	0,067	7,280	0,182	9,973	0,125
6--7	2,693	0,067	7,280	0,182	9,973	0,125
7--8	2,693	0,067	7,280	0,182	9,973	0,125
8--9	7,159	0,179	9,394	0,235	16,553	0,207
9--10	7,159	0,179	9,849	0,246	17,008	0,213
10--11	6,325	0,158	9,394	0,235	15,719	0,196
11--12	6,325	0,158	9,394	0,235	15,719	0,196
12--13	6,325	0,158	9,394	0,235	15,719	0,196
13--14	6,325	0,158	9,394	0,235	15,719	0,196
14--15	6,325	0,158	8,944	0,224	15,269	0,191
15--16	6,325	0,158	8,944	0,224	15,269	0,191
16--17	6,325	0,158	8,944	0,224	15,269	0,191
17--18	6,325	0,158	10,770	0,269	17,095	0,214
18--19	5,099	0,127	9,487	0,237	14,586	0,182
19--20	5,099	0,127	9,487	0,237	14,586	0,182
20--21	5,099	0,127	8,544	0,214	13,643	0,171
21--22	3,162	0,079	8,544	0,214	11,706	0,146
22--23	3,162	0,079	8,246	0,206	11,408	0,143
23--24	3,162	0,079	8,246	0,206	11,408	0,143

За отриманими даними табл. 2.8 зобразимо графічно залежності зміни потужності, що протікає через трансформатори і коефіцієнта завантаження силових трансформаторів і підстанції в часі протягом характерної доби (рис. 2.1 і 2.2)

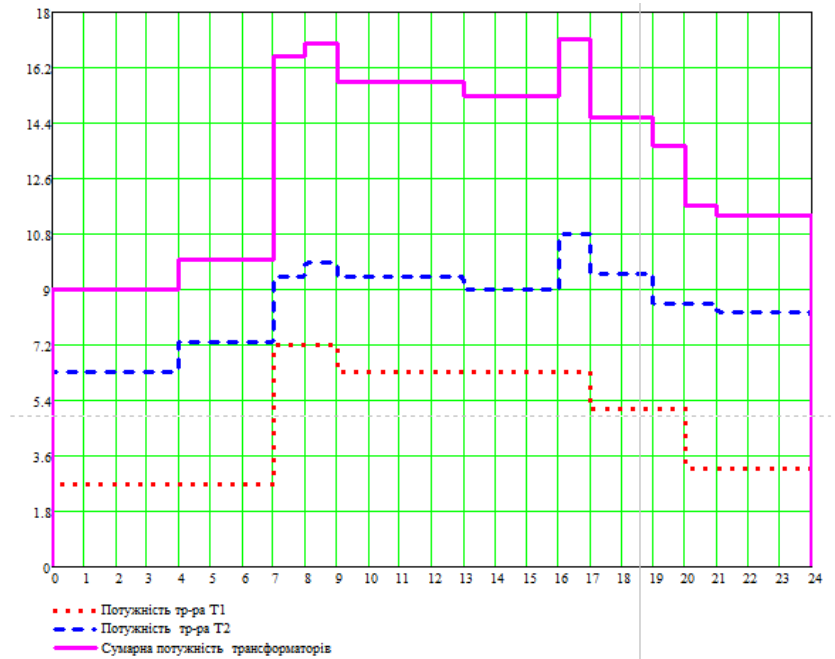


Рисунок 2.1 - Зміна потужності на трансформаторах і підстанції за добу

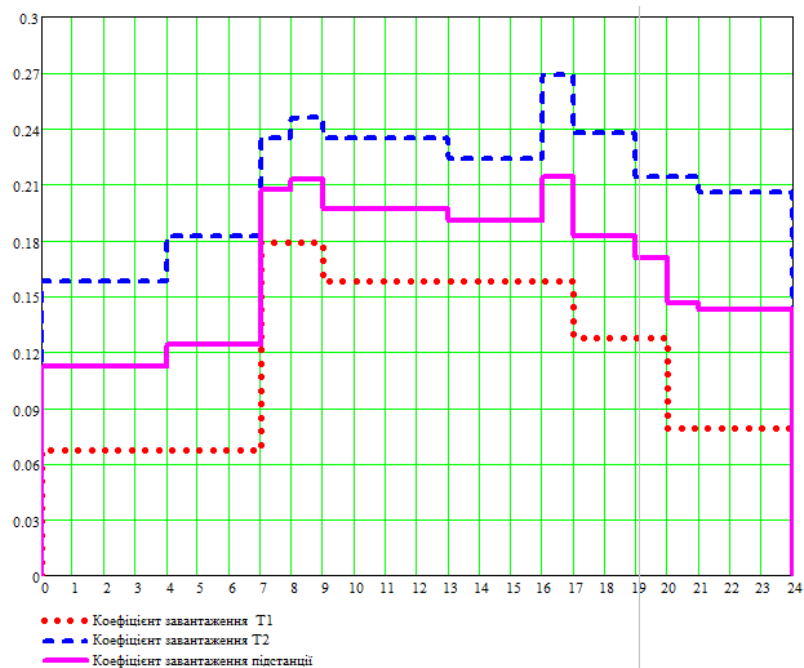


Рисунок 2.2 - Зміна коефіцієнта завантаження за добу $K_3 = f(t)$

Аналізуючи рис. 2.1 і 3.2 та дані табл. 2.8 можна зробити висновок:

- величина максимального навантаження підстанції не перевищує 7,095 МВА, а навантаження трансформаторів Т-1: 7,159 МВА, Т-2: 10,77 МВА;
- режими роботи силових трансформаторів характеризуються малим коефіцієнтом завантаження, максимальне значення якого за характерну добу складає для Т-1: 0,179, Т-2: 0,269. В цілому ж по підстанції максимальний коефіцієнт завантаження рівний 0,214.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Характеристика терміналів захисту REF 641

Цифрові пристрої захисту мають безперечні переваги, зокрема можуть здійснювати безперервну самодіагностику, зв'язуватися з комп'ютером, виконувати реєстрація характеристик компоненту захисту, простоті в налаштуванні та обслуговуванні і ін. Для сучасного покоління релейного захисту притаманні різні ступені гнучкості, що дозволяє виконувати їх універсальними, без покрокового нарощування схемних засобів і переліку захисного обладнання. Термінал захисту фідерів REF 641 є складовою автоматизованої системи підстанцій від фірми **ABB** і використовується для захисту, управління, вимірювань та контролю в електричних мережах невеликої напруги [26]. Термінали можна застосовувати з будь якими типами розподільних пристроїв, наприклад, з одиночною системою або подвійною системою шин, а також з дубльованими системами. Функції захисту можна використати для будь яких видів мереж, зокрема з ізолюваною і компенсованою нейтраллю та частково заземлених мереж.

Функціональні можливості терміналу REF 641 залежать від вибраного рівня функціональності, а також від апаратної конфігурації. Необхідні функції можна вибрати з широкого спектру функцій захисту, управління, вимірювання, контролю якості електроенергії, контролю стану, а також загальних функцій і функцій зв'язку в межах можливостей підключення з'єднань, враховуючи загальне навантаження на центральний процесор. В порівнянні з традиційним використанням окремих пристроїв комбінація необхідних функцій забезпечує економічно вигідні рішення і разом з конфігурацією реле дозволяє легко адаптувати термінали захисту фідерів REF 641 до різних умов.

В терміналах захисту фідерів передбачено передачу інформацію про положення вимикачів і роз'єднувачів в систему автоматизованого управління. Керовані об'єкти (наприклад, вимикачі) можна відключати і включати з допомогою системи автоматизованого управління, а інформація про їх положення і сигнали управління передається каналом послідовного зв'язку.

Можна також здійснювати локальне управління за допомогою кнопок, які розміщені на передній панелі цього терміналу (рис. 3.1).

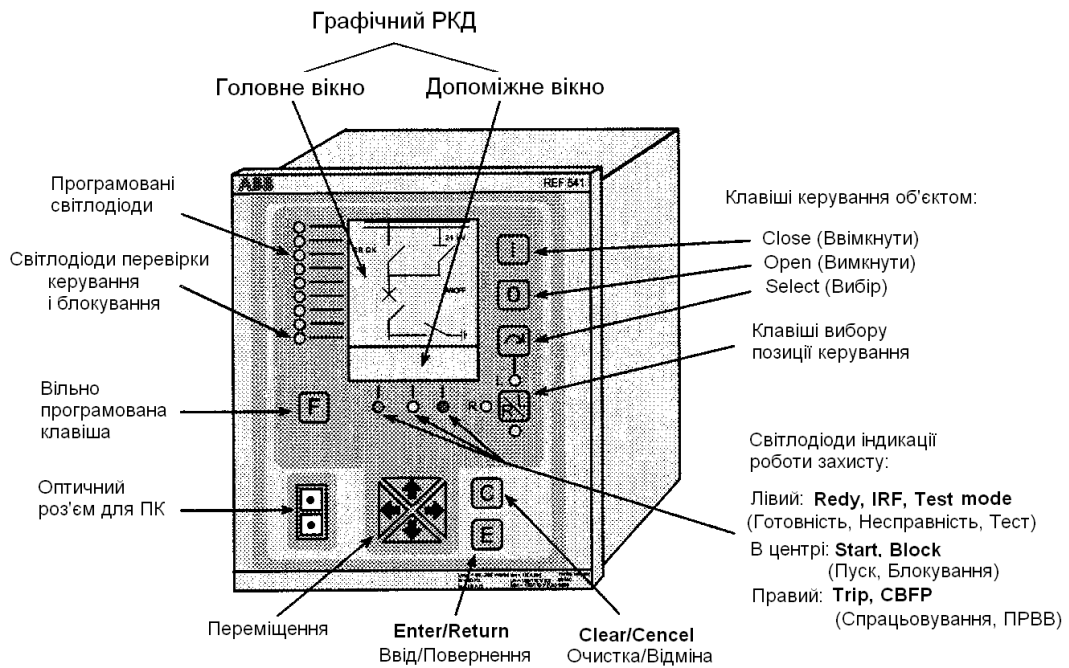


Рисунок 3.1 - Термінал захисту REF 641

Термінал захисту фідерів служить для організації селективного захисту від замикань на землю і коротких замикань, володіє функцією максимального струмового захисту та захисту від замикань на землю. REF 641 використовується як струмова відсічка фідера максимального струмового захисту і захисту від замикань на землю в глухозаземлених мережах з ізольованою та компенсованою нейтраллями. Також за потреби здійснюється автоматичне повторне включення (до п'яти послідовних циклів) та забезпечується функція захисту для великого спектру застосувань: на базі контролю частоти і напруги, захист електричного двигуна, тепловий захист від перевантаження, функція захисту батареї конденсаторів і контролю синхронізації напруги.

Термінал REF 641 забезпечує вимірювання фазних струмів, фазні і міжфазні напруги на землю, струми в нейтралі, частоту мережі і значення коефіцієнта потужності. Параметри активної і реактивної потужності визначають за вимірними значеннями струмів і напруги, а на їх основі здійснюють розрахунок електричної енергії. Отримані параметри вимірювань можна контролювати як локально, так і дистанційно в первинних одиницях.

3.2 Розрахунок і вибір уставок відхідних ліній 10 кВ

Релейний захист ліній напругою 10 кВ здійснюється ступінчастими струмовими захистами. 1-й ступінь складається з струмової відсічки без витримки часу, 2-й - струмова відсічка з малим уповільненням і 3-й ступінь – є найчутливішим максимальним струмовим захистом з витримкою часу [27]. На коротких лініях не завжди вдається виконати триступінчатий захист із-за недостатньої чутливості 1-го або 2-го ступеня. Тоді потрібно використати або 2 ступеня (відсічка без витримки часу і максимального струмового захисту), або 1 ступінь (максимальний струмовий захист). Отже, максимальний струмовий захист є обов'язковим для всіх ліній до 35 кВ.

Для роботи на підстанції «Бережани» вибираємо термінали захисту REF 641. Захист відхідних ліній здійснюємо уставками струмової відсічки, максимального струмового захисту, захисту від замикання на землю і перевантаження, а на кожному вимикачі встановлюємо пристрій виключення вимикача.

В більшості випадків кабельні лінії є малої довжини у порівнянні з повітряними лініями, а їх питомий опір є нижчим. Тому струм короткого замикання на початку лінії і в її кінці є різним, що не дозволяє ефективно застосовувати захистів із залежною характеристикою, крім узгодження захистів лінії із запобіжниками при необхідності забезпечення цього узгодження у цілому ряді струмів короткого замикання. Це узгодження зазвичай здійснюється при струмах короткого замикання в місці установки запобіжників, що передбачає неселективну роботу при можливих пошкодженнях самого трансформатора. Струмова відсічка не завжди спрацьовує, оскільки при відключенні її від струму короткого замикання в кінці лінії або в місці установки запобіжників, неможливо забезпечити її чутливість в місці розміщення захисту [28].

При використанні максимального струмового захисту потрібно захистити свою лінію і забезпечити дистанційне резервування у випадку відмови захисту чи вимикача при пошкодженнях на попередніх лініях.

Струм спрацьовування максимального струмового захисту здійснюють за такими умовами [27]:

- неспрацьовування захисту при великих струмах після аварійних перевантажень;
- узгодження чутливості захистів наступного і попереднього елементів;
- забезпечення достатньої чутливості при струмового захисту в кінці основної зони та в кінці зона віддаленого резервування.

За першою умовою струм спрацьовування максимального струмового захисту визначаємо за формулою:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{C3П} \cdot I_{РОБ.МАХ} , \quad (3.1)$$

де K_H – значення коефіцієнта надійності неспрацьовування захисту (1,1...1,2);

K_B – коеф. повернення максимального струму реле (0,95...0,98);

$K_{C3П}$ – коеф. самозапуску навантаження (побутового навантаження - 1,1...1,3; узагальнене - 1,3...2,5).

Максимальне значення робочого струму елемента захисту знаходять з додатковим перевантаженням - потрібно знати максимальний струм навантаження лінії, а при відсутності дані його визначають наближено:

- за номінальним струмом найслабшого елемента мережі;
- за сумарною потужністю підключених трансформаторів в нормальному, ремонтному і аварійному режимах.

Згідно умови узгодження чутливості захисту наступного і попереднього елементів струм спрацьовування захисту знаходимо за формулою:

$$I_{C3.НАСТ.} \geq K_{НС} \cdot \left(I_{C3.ПОП.} + \sum I'_{РОБ.МАХ} \right), \quad (3.2)$$

де $K_{НС}$ – значення коефіцієнта надійності узгодження (1,1);

$I_{C3.ПОП.}$ - значення струму спрацьовування максимальних струмових захистів попередніх елементів;

$\sum I'_{РОБ.МАХ}$ - загальна сума значень робочих струмів навантаження всіх попередніх елементів

Розрахунковий струм обирають із найбільшого струму з формул (3.1) і (3.2), а опісля визначають струм спрацьовування $I_{C.P}$:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.З} \cdot K_{CX}}{n_T} \quad (3.3)$$

де $I_{C.P}$ – первинний струм спрацьовування захисту;

n_T – значення коефіцієнта трансформації трансформаторів струму;

K_{CX} – значення коефіцієнта схеми з'єднання трансформаторів струму і реле.

Дальше приймаємо остаточну уставку спрацьовування реле і виконуємо обернений розрахунок струму спрацьовування на високій стороні. Відповідно уставка за струмом максимального струмового захисту попереднього елемента має бути у всіх випадках більше уставки максимального струмового захисту наступного елемента для забезпечення струмової селективності.

При виконанні третьої умови беремо до уваги значення струмів короткого замикання в кінці захисного елемента та в кінці зони резервування, а розрахунок коефіцієнтів чутливості захисту знаходимо за формулами:

$$K_{ч.О} = 0,87 \frac{I_{K1_{MIN}}}{I_{C.З.П}}; \quad (3.4)$$

$$K_{ч.Р} = 0,87 \frac{I_{K2_{MIN}}}{I_{C.З.П}}, \quad (3.5)$$

де $K_{ч.О}$, $K_{ч.Р}$ – значення коеф. чутливості захисту в основній і резервній зонах.

Згідно ПУЕ необхідно, щоб виконувались умови [19]:

$$K_{ч.О} \geq 1,5; \quad (3.6)$$

$$K_{ч.Р} \geq 1,2. \quad (3.7)$$

Витримка часу максимальних струмових захистів застосовується для зменшення часу захисту і для забезпечення часової селективності дії захистів наступного елемента щодо до захистів попередніх елементів. Час спрацьовування захисту наступної лінії беремо більшим за часу спрацьовування попередньої лінії:

$$t_{C.3.НАСТ} = t_{C.3.ПОП} + \Delta t , \quad (3.8)$$

де Δt – значення ступеня селективності (0,2 с).

Величина Δt має такі параметри: час відключення вимикача, час повернення захисту, похибку часу наступного і попереднього захистів та необхідного запасу.

Струмова відсічка без витримки часу використовується для швидкого відключення близьких коротких замикань і його струм спрацьовування вибирають з умови неспрацьовування від максимального трифазного струму короткого замикання в кінці захисної лінії або трансформатора. Уставки струмової відсічки визначають за формулою:

$$I_{C.3.СВ} = K_{ОТС} \cdot I_{K2МАХ} , \quad (3.9)$$

де $K_{ОТС}$ - коефіцієнт налаштування (для цифрових реле - 1,1...1,2);

$I_{K2МАХ}$ – струм трифазного короткого замикання в кінці захисного елемента.

Дальше визначаємо струм спрацьовування і вибираємо уставку спрацьовування реле та виконуємо обернений розрахунок струму спрацьовування на високій стороні.

Визначаємо коефіцієнти чутливості захисту за формулами (3.4) і (3.5), а згідно ПУЕ мають справджуватися вирази (3.6) і (3.7):

Для забезпечення селективності за струму має дотримуватися рівність:

$$I_{C.3.СВ НАСТ} = K_H \cdot I_{C.3.СВ ПОП} .$$

На лінійних вимикачах струмова відсічка працює без витримки часу.

Захист від перевантаження забезпечує відключення лінії при тривалому перевантаженні і забезпечує обладнання від перегріву. Час спрацьовування даного захисту знаходиться в діапазоні 30...50 с, а струм спрацьовування вибираємо за умовою:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{РОБ.МАХ} . \quad (3.10)$$

Дальше визначаємо струм спрацьовування реле. Згідно ПУЕ для селективного виявлення однофазних замикань на кожному приєднанні встановлюють захист нульової послідовності, який діє на сигнал і на відключення.

При виборі уставок захисту від замикань на землю при відсутності компенсації визначають розрахунковий загальний струм замикання на землю та струми замикання на землю певного фідера:

$$I_C = m \cdot l \cdot I_{C.3.0}, \quad (3.11)$$

де m – кількість кабелів на приєднанні;

l – довжина кабелю;

$I_{C.3.0}$ – значення питомого ємкісного струму на 1 км кабелю [28].

Уставку спрацьовування захисту вибирають для 2-х випадків: у початковий момент часу і через 0,4 секунд після замикання та розраховують наступним чином:

$$I_{C.3} = K_{OTC} \cdot K_{БР} \cdot I_C, \quad (3.12)$$

де $K_{БР}$ - коефіцієнт кидок ємкісного струму у момент запалення дуги;

I_C – власний ємкісний струм захисного приєднання.

Відповідно до розглянутої методики виконаємо розрахунок уставок струмової відсічки, максимального струмового захисту, захисту від перевантажень і замикань на землю фідера (наприклад № 1343 на РП16).

Для даного приєднання.

З табл. 6.3 [29]: максимальний струм $I_{РОБ.МАХ} = 245,95$ А.

З табл. 5.3 і 5.4 [29] : $I_{K1МАХ} = 12214$ А, $I_{K2МАХ} = 7360$ А

$$I_{K1MIN} = 8369 \text{ А}, I_{K2MIN} = 5886 \text{ А}.$$

Для вибору уставки для струмової відсічки відповідно до (3.9) струм спрацьовування:

$$I_{C.3.СВ} = K_{OTC} \cdot I_{K2МАХ} = 1,1 \cdot 7360 = 8096 \text{ А}.$$

Розрахуємо за (2.3) струм спрацьовування реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{n_T} = \frac{8096 \cdot 1}{50} = 161,92 \text{ A} .$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів струм спрацювання 162 А з дією на відключення, а струм спрацювання на високій стороні:

$$I_{C3.P} = K_T \cdot I_{C.P.P} = 162 \cdot 50 = 8100 \text{ A} .$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч.о} = 0,87 \frac{I_{K1_{MIN}}}{I_{C3.P}} = 0,87 \cdot \frac{8369}{8100} = 0,9 \leq 1,5 .$$

Перевірка коефіцієнта чутливості за трифазним струмом:

$$K_{ч.о} = \frac{I_{K1_{MIN}}}{I_{C3.P}} = \frac{8369}{8100} = 1,03 \leq 1,5 .$$

За чутливістю струмову відсічку на цьому приєднанні виставляти не потрібно, оскільки вона не відповідає за коефіцієнтом чутливості.

Для вибору уставки для максимального струмового захисту за (3.1) знайдемо струм спрацювання:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{C3П} \cdot I_{РОБ.МАХ} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 1,8 \cdot 245,95 = 507,27 \text{ A} .$$

За (3.3) знайдемо струм спрацювання реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{n_T} = \frac{507,27 \cdot 1}{50} = 10,15 \text{ A} .$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів струм спрацювання 10,2 А з дією на відключення, а струм спрацювання на високій стороні:

$$I_{C3.P} = K_T \cdot I_{C.P.P} = 10,2 \cdot 50 = 510 \text{ A}$$

Значення коефіцієнта чутливості в основній зоні захисту:

$$K_{ч.о} = 0,87 \frac{I_{K1_{MIN}}}{I_{C3.P}} = 0,87 \cdot \frac{8369}{510} = 14,28 \geq 1,5 \text{ - умова виконується.}$$

Значення коефіцієнта чутливості в резервній зоні захисту:

$$K_{ч.р} = 0,87 \frac{I_{к2_{MIN}}}{I_{C.3.П}} = 0,87 \cdot \frac{5886}{510} = 10,04 \geq 1,2 \quad - \text{ умова виконується.}$$

Час спрацьовування максимального струмового захисту приймаємо 0,4 с і виберемо уставки для захисту від перевантаження. За формулою (3.10) струм спрацьовування:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{РОБ.МАХ} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 245,95 = 281,82 \quad А.$$

За (2.3) знайдемо струм спрацьовування реле:

$$I_{C.р} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{CX}}{n_T} = \frac{281,82 \cdot 1}{50} = 5,64 \quad А.$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів струм спрацьовування 5,7 А з дією на відключення, а струм спрацьовування на високій стороні:

$$I_{C.3.П} = K_T \cdot I_{C.р.П} = 10,2 \cdot 50 = 510 \quad А.$$

Час спрацьовування захисту приймаємо рівним 30 с і виберемо уставки для захисту від замикання на землю. При довжині кабельної лінії 3,04 км ємкісний струм лінії буде становити:

$$I_C = m \cdot l \cdot I_{C.3.0} = 1 \cdot 3,04 \cdot 1,6 = 4,86 \quad А.$$

Струм спрацьовування в початковий момент часу 0 с буде рівним:

$$I_{C.3} = K_{отс} \cdot K_{БР} \cdot I_C = 1,2 \cdot 4 \cdot 4,86 = 23,33 \quad А.$$

За формулою (3.3) знайдемо струм спрацьовування реле:

$$I_{C.р} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{CX}}{n_T} = \frac{23,33 \cdot 1}{50} = 0,46 \quad А.$$

Струм спрацьовування у момент часу 4 с буде рівним:

$$I_{C.3} = K_{отс} \cdot K_{БР} \cdot I_C = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 4,86 = 8,75 \quad А.$$

За формулою (3.3) знайдемо струм спрацьовування реле:

$$I_{C.р} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{CX}}{n_T} = \frac{8,75 \cdot 1}{50} = 0,175 \quad А.$$

Функція пристрою виключення вимикача. При відмові вимикача має спрацювати пристрій виключення вимикача на відключення найближчого до пристрою живлення вимикача. При відмові вимикача сторони низької і середньої напруги таким вимикачем є вимикач сторони високої напруги трансформатора. Дія пристрою виключення вимикача при відмові вимикача спочатку спрацьовує усередині пристрою REF 641 підключенням функції пристрою виключення вимикача до відповідного вихідного реле, а потім - сигнал пристрою виключення вимикача спрацьовує у зовнішній схемі.

Витримка часу пристрою виключення вимикача забезпечує повернення схеми після нормального відключення вимикача. Отже, час дії пристрою виключення вимикача можна прийняти в діапазоні 0.15–0.3 сек.

Розрахунок уставки виконують за формулою:

$$I_{C.3} = 0,9 \cdot I_{C.3.MC3} = 0,9 \cdot 510 = 459 \text{ A}.$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{CX}}{n_T} = \frac{459 \cdot 1}{50} = 9,2 \text{ A}.$$

Розрахунок уставок інших відхідних ліній є подібним, тому розрахунок зводимо в таблицю карти уставок, яка приведена на листі 3 ілюстративної частини кваліфікаційної роботи.

3.3 Вибір уставок для секційних і ввідних вимикачів

Для секційних і ввідних вимикачів струмову відсічку вибирати не потрібно, так як вона немає потрібної чутливості і основним захистом тут є максимальний струмовий захист і захист від перевантаження [30]. Для максимального струмового захисту секційних і ввідних вимикачів головною зоною захисту виступають шини 10 кВ підстанції, а додатковою зоною є приєднання. Тому при виборі струму спрацьовування максимального струмового захисту користуються формулами (3.1), (3.2) і (3.3), але при розрахунку коефіцієнта самозапуску і величини $I_{РОБ.МАХ}$ є проблеми у випадку

підключення до шин підстанції електродвигунів на напругу вище 1 кВ і тут необхідно враховувати їх пускові струми [31]. Якщо на підстанції відсутнє спеціальне обладнання для забезпечення групового або почергового самозапуску двигунів при тимчасовій відсутності живлення, то за максимальне навантаження (при коефіцієнті $K_{C3П}$) приймають режим пуску одного електричного двигуна при максимальному числі включених приєднань:

$$K_{C3П} \cdot I_{\text{РОБ МАХ}} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{НН MIN}} + X_{\text{ЕК}})}, \quad (3.17)$$

де $X_{\text{НН MIN}}$ – мінімальний опір джерела живлення, приведений до шин сторони НН;

$X_{\text{ЕК}}$ – значення еквівалентного опору загальмованого двигуна і загального навантаження приєднань:

$$X_{\text{ЕК}} = \frac{X''_{\text{d}} \cdot k \cdot X_{\text{НАВ.СУМ}}}{X''_{\text{d}} + k \cdot X_{\text{НАВ.СУМ}}}, \quad (3.18)$$

де k – значення коефіцієнт збільшення струму навантаження (0,8...0,9).

Ця формула справедлива як для максимального струмового захисту вводу і секційного вимикача: через ввідний проходить навантаження обох секцій шин, а через секційний - тільки однієї секції.

Значення струму спрацьовування максимального струмового захисту ввідного вимикача є більшим за уставку максимального струмового захисту секційного, а секційного більшим за найбільший лінійного. Вибір часу спрацьовування максимального струмового захисту для секційного і ввідного вимикача визначають за формулою (3.8). Також на вимикачах має бути автоматичне включення резерву.

При виборі уставок для секційних вимикачів найбільший струм для секційного вимикача буде рівний:

$$I_{P \text{ МАХ}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = 0,7 \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 769,8 \text{ А.}$$

Сумарний опір навантаження становить:

$$X_{\text{НАВ.СУМ}} = \frac{U_{\text{НН}}^2}{S_{\text{НОМ}} - S_{\text{ДВ}}} = \frac{10,5^2}{20000 \cdot 0,7 - 5698} \cdot 1000 = 13,27 \text{ Ом}.$$

Опір двигуна рівний:

$$X''_{\text{д}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ПУСК}}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 2539,5} \cdot 1000 = 2,27 \text{ Ом}.$$

Визначимо еквівалентний опір:

$$X_{\text{ЕК}} = \frac{X''_{\text{д}} \cdot k \cdot X_{\text{НАВ.СУМ}}}{X''_{\text{д}} + k \cdot X_{\text{НАВ.СУМ}}} = \frac{2,27 \cdot 0,9 \cdot 13,27}{2,27 + 0,9 \cdot 13,27} = 1,91 \text{ Ом}.$$

Коефіцієнт самозапуску за формулою (3.17) буде рівним:

$$K_{\text{СЗП}} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{НН MIN}} + X_{\text{ЕК}}) \cdot I_{\text{РОБ MAX}}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (0,728 + 1,91) \cdot 769,8} = 2,985.$$

При виборі уставки для максимального струмового захисту за формулою (3.1) струм спрацьовування буде рівний:

$$I_{\text{СЗ}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{РОБ MAX}} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 2,985 \cdot 769,8 = 2632,96 \text{ А}.$$

За формулою (3.2) визначаємо:

$$I_{\text{СЗ.НАСТ.}} \geq K_{\text{НС}} \cdot (I_{\text{СЗ.ПОП.}} + \sum I'_{\text{РОБ.МАХ}}) = 1,1 \cdot (1010 + 1623) = 2896,3 \text{ А}.$$

З цих струмів потрібно вибрати максимальний і далі за ним здійснювати розрахунок. За формулою (3.3) знаходимо струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{С.Р}} = \frac{I_{\text{СЗ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{2896,3 \cdot 1}{160} = 18,1 \text{ А}.$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів струм спрацьовування реле 18 А з дією на відключення, а струм спрацьовування на високій стороні буде рівний:

$$I_{\text{СЗ.П}} = K_{\text{T}} \cdot I_{\text{С.Р.П}} = 18,1 \cdot 160 = 2896 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні захисту:

$$K_{ч.о} = 0,87 \frac{I_{к1_{MIN}}}{I_{с.з.п}} = 0,87 \cdot \frac{8369}{2896} = 2,51 \geq 1,5 - \text{ умова виконується}$$

Коефіцієнт чутливості в резервній зоні захисту:

$$K_{ч.р} = 0,87 \frac{I_{к2_{MIN}}}{I_{с.з.п}} = 0,87 \cdot \frac{4679}{2896} = 1,41 \geq 1,2 - \text{ умова виконується}$$

Час спрацьовування максимального струмового захисту приймаємо рівним 0,6 с.

При виборі уставки для захисту від перевантаження за формулою (3.10) струм спрацьовування:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{роб.макс} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 769,8 = 882,1 \text{ А.}$$

Знаходимо за формулою 3.3 струм спрацьовування реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{n_T} = \frac{882,1 \cdot 1}{160} = 5,51 \text{ А.}$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів струм спрацьовування реле 5,6 А з дією на відключення, а струм спрацьовування на високій стороні:

$$I_{с.з.п} = K_T \cdot I_{с.р.п} = 5,6 \cdot 160 = 896 \text{ А.}$$

Час спрацьовування захисту приймаємо рівним 60 с.

Дальше необхідно вибрати уставки для ввідних вимикачів і найбільший струм для ввідного вимикача рівний:

$$I_{р_{макс}} = 1,4 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1539,6 \text{ А.}$$

Сумарний опір навантаження становить:

$$X_{наб.сум} = \frac{U_{нн}^2}{S_{ном} - S_{дв}} = \frac{10,5^2}{20000 - 5698} \cdot 1000 = 7,71 \text{ Ом.}$$

Опір двигуна буде рівним:

$$X^d = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{пуск}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 2539,5} \cdot 1000 = 2,27 \text{ Ом.}$$

Значення еквівалентного опору буде наступним:

$$X_{EK} = \frac{X''d \cdot k \cdot X_{\text{НАВ.СУМ}}}{X''d + k \cdot X_{\text{НАВ.СУМ}}} = \frac{2,27 \cdot 0,9 \cdot 7,71}{2,27 + 0,9 \cdot 7,71} = 1,71 \text{ Ом.}$$

За формулою (3.17) знаходимо коефіцієнт самозапуску:

$$K_{CЗП} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{НН MIN}} + X_{EK}) \cdot I_{\text{РОБ MAX}}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (0,728 + 1,71) \cdot 1099,7} = 2,26.$$

При виборі уставки для максимального струмового захисту за формулою (3.1) струм спрацьовування:

$$I_{CЗ} \geq \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_B} \cdot K_{CЗП} \cdot I_{\text{РОБ MAX}} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 2,26 \cdot 1539,6 = 3986,92 \text{ А.}$$

За формулою (3.2) обчислюємо:

$$I_{CЗ.НАСТ.} \geq K_{\text{НС}} \cdot (I_{CЗ.ПОП.} + \sum I'_{\text{РОБ MAX}}) = 1,1 \cdot (2896 + 1075) = 4369,1 \text{ А.}$$

Зі знайдених струмів вибираємо максимальний і знаходимо за формулою (3.3) струм спрацьовування реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{CЗ} \cdot K_{CX}}{n_T} = \frac{4369,1 \cdot 1}{240} = 18,2 \text{ А.}$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів струм спрацьовування реле 18 А з дією на відключення, а струм спрацьовування на високій стороні буде наступним:

$$I_{C.З.П} = K_T \cdot I_{C.P.П} = 18,2 \cdot 240 = 4368 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні захисту:

$$K_{ч.О} = 0,87 \frac{I_{K1 MIN}}{I_{C.З.П}} = 0,87 \cdot \frac{8369}{4368} = 1,67 \geq 1,5 \text{ - умова виконується.}$$

Коефіцієнт чутливості в резервній зоні захисту визначаємо за умовою:

$$K_{ч.р} = 0,87 \frac{I_{К2_{MIN}}}{I_{С.3.П}} = 0,87 \cdot \frac{4679}{4368} = 0,93 \leq 1,2 - \text{ умова не виконується.}$$

Час спрацьовування максимального струмового захисту приймаємо рівним 0,8 с.

При виборі уставки для захисту від перевантаження за формулою (3.10) струм спрацьовування буде рівний:

$$I_{С.3} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{РОБ.МАХ} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 1099,7 = 1374,6 \text{ А.}$$

За формулою 3.3 знаходимо струм спрацьовування реле:

$$I_{С.р} = \frac{I_{С.3} \cdot K_{СХ}}{n_T} = \frac{1374,6 \cdot 1}{240} = 5,73 \text{ А.}$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів струм спрацьовування реле рівним 5,7 А з дією на сигнал, а струм спрацьовування на високій стороні буде рівний:

$$I_{С.3.П} = K_T \cdot I_{С.р.П} = 5,7 \cdot 240 = 1392 \text{ А.}$$

Час спрацьовування захисту приймаємо рівним 60 с.

3.4 Диференціальний захист шин 10 кВ

Струм короткого замикання на першій секції шин згідно даних розрахунку попереднього розділу рівний: $I_{k_{MAX}} = 12.214 \text{ кА}$; $I_{НАВ} = 1539,6 \text{ А}$.

Знайдемо струм небалансу:

$$I_{НБ} = K_{АП} \cdot K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{k_{MAX}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 12214 = 1221,4 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацьовування захисту буде рівним:

- з умови налаштування від струму навантаження:

$$I_{С.3.1} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НАВ} = \frac{1,2}{0,96} \cdot 769,8 = 962,25 \text{ А.}$$

- з умови налаштування від струму небалансу:

$$I_{С.3.2} = K_H \cdot I_{НБ} = 1,2 \cdot 1221,4 = 1465,68 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування захисту приймаємо рівним $I_{C.3} = 1465,68 \text{ А}$.

Тоді струм спрацьовування реле буде наступним:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{CX}}{n_T} = \frac{1465,68 \cdot 1}{240} = 6,1 \text{ А} .$$

Значення коефіцієнта чутливості буде рівним:

$$K_{ч.О} = 0,87 \frac{I_{K1MIN}}{I_{C.3.П}} = 0,87 \cdot \frac{8369}{1464} = 4,98 \geq 2 \text{ - умова виконується.}$$

Час спрацьовування захисту приймаємо рівним 0 с, а розрахунок захистів для 3-х секцій шин представлені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку захисту шин

Найменування величини	Позначення	Секція шин		
		I	II	III
Максимальний струм короткого замикання	$I_{k MAX}$	12214	13665	14246
Максимальний струм небалансу	$I_{НБ}$	1221,4	1366,5	1424,6
Струм спрацьовування захисту	$I_{C.3}$	1465,68	1639,8	1709,52
Струм спрацьовування реле	$I_{C.P}$	6,1	6,8	7,1
Коефіцієнт чутливості	$K_{ч}$	4,98	4,44	4,46
Час спрацьовування	$t_{C.3}$	0	0	0

3.5 Розрахунок релейного захисту трансформаторів

На базі терміналу захисту REF 641 пропонується на трансформаторі обов'язково встановити газовий захист і для захисту трансформатора потрібно виконати розрахунок максимального струмового захисту і диференціального захисту трансформаторів [32].

Спочатку виконаємо вибір уставки для максимального струмового захисту і відповідно до налаштування від самозапуску будемо мати:

$$I_{C3.TP.HH} = \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot K_{C3П} \cdot I_{MAXC} \cdot 2 = \frac{1,1}{0,96} \cdot 2,5 \cdot 2 \cdot 769,8 = 4410,3 \text{ A} .$$

Це значення струму спрацьовування захисту приведене до сторони високої напруги при мінімальному коефіцієнті трансформації трансформатора за рахунок пристрою регулювання напруги під навантаженням буде рівним:

$$I_{C3.TP.BH} = I_{C3.TP.HH} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH.CP} \cdot (1 - \Delta U_{pHH})} = 4410,3 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 479,38 \text{ A} .$$

Згідно умови узгодження із захистом вводу отримаємо:

$$I_{C3.TP.BH} = K_{HC} \cdot (I_{C3.B} + I_{HAB35}) \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH.CP} \cdot (1 - \Delta U_{pHH})} = 1,2 \cdot (4368 + 0) \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 569,74 \text{ A} .$$

Знаходимо значення струму спрацьовування реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{n_T} = \frac{569,74 \cdot 1}{60} = 9,49 \text{ A} .$$

Приймаємо уставку струму спрацьовування реле 9,5 А, а струм спрацьовування буде рівним 570 А.

Знаходимо значення коефіцієнта чутливості:

$$K_{ч.О} = 0,87 \frac{I_K 1_{MIN}}{I_{C3.П}} = 0,87 \cdot \frac{765}{570} = 1,16 \leq 1,2 .$$

Виконаємо перевірку за трифазним струмом:

$$K_{ч.О} = \frac{I_K 1_{MIN}}{I_{C3.П}} = \frac{765}{570} = 1,34 \geq 1,2 \text{ - умова виконується.}$$

Дальше виконаємо розрахунок диференціального захисту для трансформатора. Глибоке налаштування від кидків струму намагнічення дозволяє в цифрових реле мінімальний диференціальний струм спрацьовування захисту прийняти в межах 30% від значення номінального струму трансформатора [33]. До установки приймаємо захист типу SPAD 346С, який має характеристику захисту, приведену на рис. 3.2.

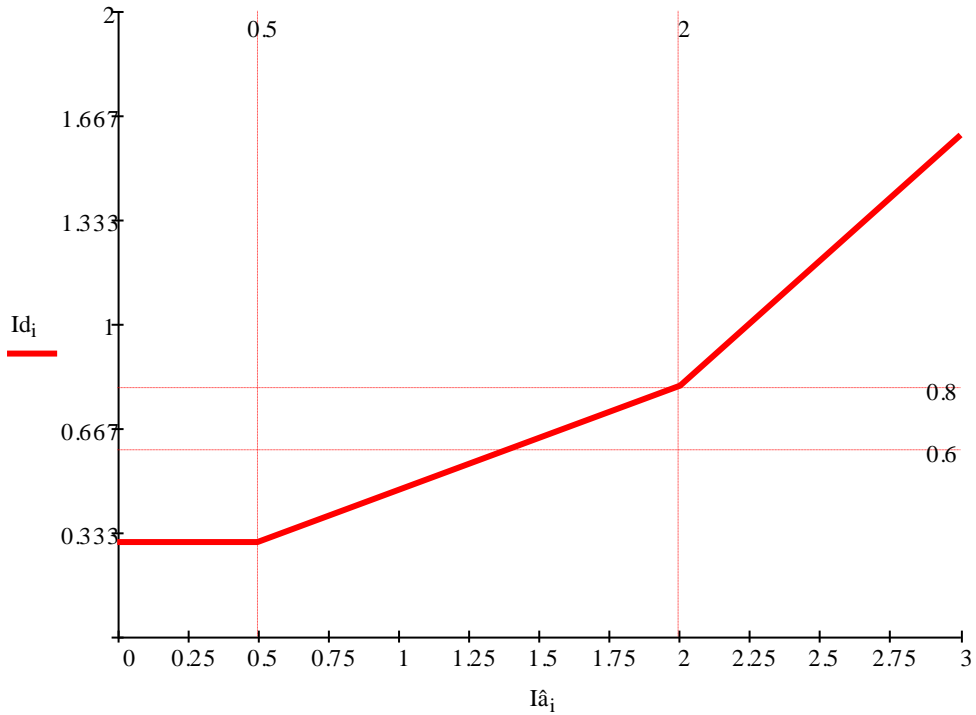


Рисунок 3.2 – Графік спрацьовування диференціального захисту з гальмуванням

Для розрахунку виконаємо визначення струму небалансу, який характеризується похибкою трансформатора струму та значенням регулюванням напруги силового трансформатора:

$$I_{\text{НБ.РОЗР}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{ВИР}} \quad (3.19)$$

де ε – значення відносної похибки за струмом трансформаторів струму;

$\Delta U_{\text{РЕГ}}$ – значення відносної похибки за напругою трансформатора;

$\Delta f_{\text{ВИР}}$ – значення відносної похибки вирівнювання струмів в плечах захисту.

Диференціальний струм спрацьовування захисту знаходимо за формулою:

$$I_{\text{ДСР}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РОЗР}}, \quad (3.20)$$

де $K_{\text{ОТС}}$ – значення коефіцієнта налаштування (1,5).

Значення основної уставки:

$$P_{\text{РОЗР}} = 0,5 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (\varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{ВИР}}) . \quad (3.21)$$

Значення уставки для визначення гальмівної характеристики:

$$S = \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РОЗР}} \cdot I_B - P_{\text{ПР}}}{I_B - 0,5} \quad (3.22)$$

де $I_B = 2$ – значення установки другого згину характеристики спрацьовування.

Струм спрацьовування диференціальної відсічки знаходимо за формулою:

$$I_{\text{дОТС}} = K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{КВМАХ}} \quad (3.23)$$

де $K_{\text{ОТС}}$ – значення коефіцієнта налаштування (1,2);

$$K_{\text{НБ}} = 0,7;$$

$I_{\text{КВМАХ}}$ – значення струму короткого замикання на стороні 10 кВ, приведенного до високої сторони.

Виконаємо розрахунок диференціального захисту трансформатора. Струм небалансу у цьому випадку буде становити:

$$I_{\text{НБ.РОЗР}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{ВИР}} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,45 \text{ в.о.}$$

Значення диференціального струму спрацьовування захисту буде рівним:

$$I_{\text{дСР}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РОЗР}} = 1,5 \cdot 0,45 = 0,675 \text{ в.о.}$$

Приймаємо струм спрацьовування захисту рівним 0,7 в.о.

Знаходимо значення основної уставки:

$$P_{\text{РОЗР}} = 0,5 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (\varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{ВИР}}) = 0,5 \cdot 1,5 \cdot (0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,225 \text{ в.о.}$$

Приймаємо його рівним 0,4 в.о.

Знаходимо значення уставки для визначення гальмівної характеристики:

$$S = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.розр}} \cdot I_B - P_{\text{пп}}}{I_B - 0,5} = \frac{1,3 \cdot 0,45 \cdot 2 - 0,4}{2 - 0,5} = 0,513 \text{ в.о.}$$

Приймаємо значення уставки рівним 0,6 в.о.

Виконаємо перевірку налаштування від струму небалансу в сталому режимі:

$$P_{\text{пп}} + 0,5 \cdot S_{\text{пп}} \geq 1,3 \cdot I_{\text{нб.розр}} ;$$

$$0,4 + 0,5 \cdot 0,6 \geq 1,3 \cdot 0,45 \Rightarrow 0,7 \geq 0,585 \text{ - умова виконується.}$$

Знаходимо струм спрацьовування диференціальної відсічки:

$$I_{\text{дотс}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{квмакс}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{1457 \cdot \sqrt{3}}{300} = 7,06 \text{ в.о.}$$

Визначаємо значення коефіцієнта чутливості:

$$K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot \frac{765}{0,7 \cdot 300} = 3,16 \geq 2 \text{ - умова виконується.}$$

На рис. 3.3 представлено карту селективності, а на листі 3 ілюстративної частини кваліфікаційної роботи представлено карту уставок захистів трансформаторів.

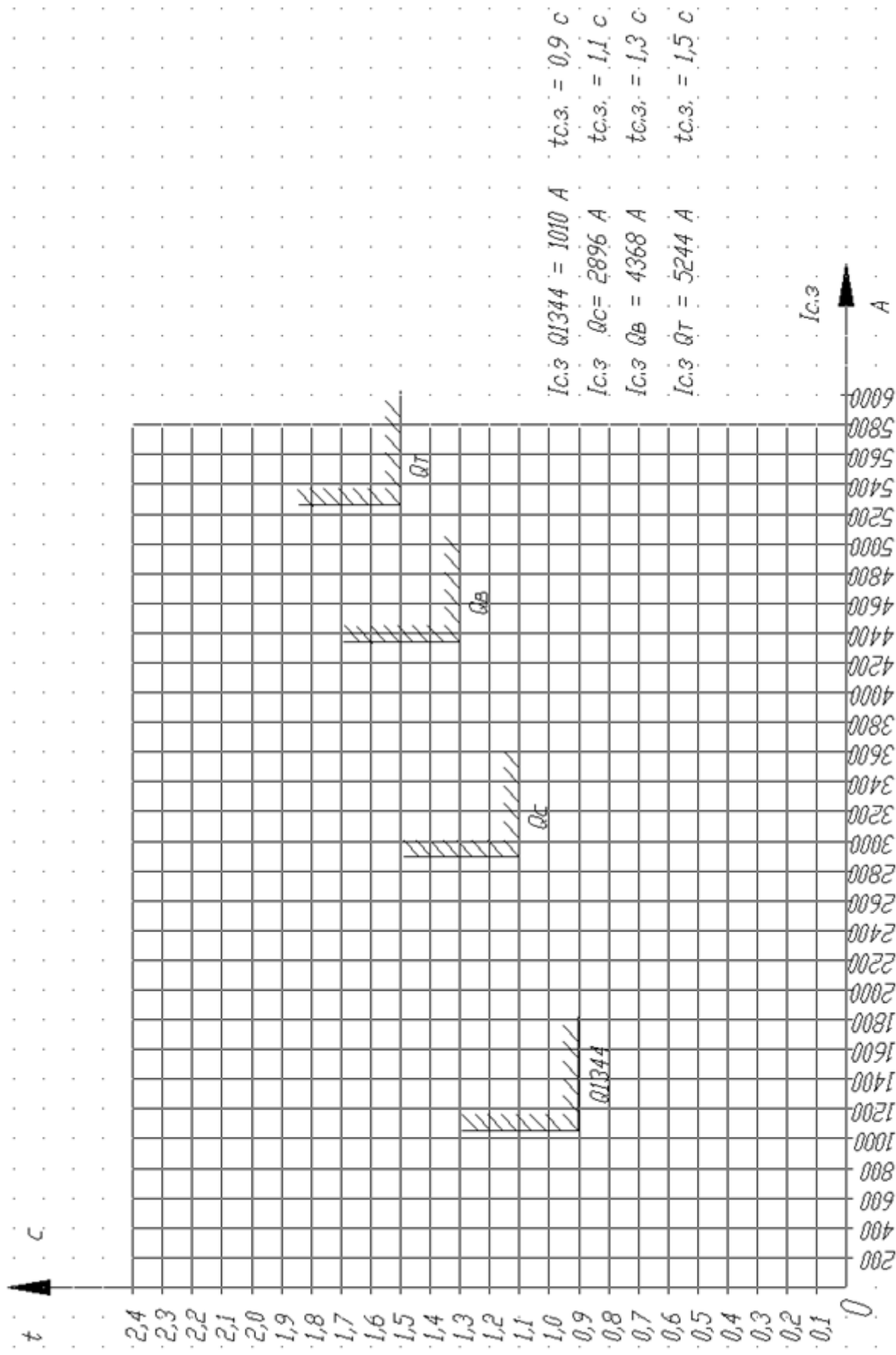


Рис. 3.3 - Карта селективности для приедвания 1344

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Організація охорони праці на підстанції

До роботи по обслуговуванню підстанції (ПС) допускаються особи не молодше 18 років, що пройшли медичний огляд і визнані придатними до виконання вищезгаданої роботи, мають професійну спеціальну освіту і практичний стаж роботи в електричних установках високої напруги не менше 1 року. Як виняток до оперативного обслуговування ПС можуть бути допущені особи з числа грамотних практиків, що мають стаж роботи на електричних станціях, підстанціях і в розподільних мережах не менше 3-х років після перевірки їх загальноосвітньої і технічної підготовки кваліфікаційною комісією, до складу якої повинен входити інженерно-технічний працівник (ІТП) ПС [34].

Кожен прийнятий працівник, що допускається до обслуговування ПС, перед допуском до самостійної роботи зобов'язаний пройти в терміни, встановлені керівництвом підприємства:

- первинний інструктаж;
- необхідну теоретичну підготовку за затвердженою програмою;
- виробниче навчання на робочому місці (стажування);
- перевірку знань правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж (ПТЕ) і діючих правил техніки безпеки (ПТБ) при експлуатації електричних установок, інструкцій по охороні праці, правил пожежної безпеки;
- виконання обов'язків під спостереженням чергового на робочому місці (дублювання);
- протиаварійне і протипожежне тренування.

Після перевірки знань персонал, підготовлюваний до обслуговування ПС, отримує посвідчення, в яких вказується присвоєна група по електробезпеці і право на виконання робіт по обслуговуванню ПС, після чого персонал допускається до дублювання. Під час дублювання за всі дії дублера відповідають в рівній мірі як працівник, відповідальний за дублювання, так і сам дублер.

Приступає до самостійної роботи персонал ПС на підставі відповідного наказу. Диспетчер, електромонтери по обслуговуванню ПС, які працюють самостійно, повинні мати групу по електробезпеці не нижче IV. Персонал, що обслуговує ПС, повинен проходити в процесі роботи [35]:

- протиаварійні і протипожежні тренування не рідше 1 разу на квартал і півріччя відповідно;
- повторні інструктажі (не рідше 1 разу на місяць);
- перевірку знань ПТЕ і ППБ (не рідше 1 разу на 3 роки);
- перевірку знань ПТБ (не рідше 1 разу на рік);
- медичний огляд (1 раз на 2 роки);
- навчання на курсах підвищення кваліфікації (не рідше 1 разу в 5 років).

При зміні ПТБ, ПТЕ, ППБ і інших керівних документів, що встановлюють порядок безпечної експлуатації електричних установок, при порушеннях працівниками вимог безпеки праці, які можуть привести до травми, аварії, вибуху або пожежі, при перервах в роботі більше, ніж на 30 календарних днів, - проводиться позаплановий інструктаж [36].

4.2 Розрахунок заземлення підстанції

В залежності від призначення, розрізняють робоче, захисне і грозозахисне заземлення. Робоче заземлення необхідне для створення визначеного режиму роботи електроустановки в нормальних і аварійних умовах, наприклад, заземлення нейтралі силових і вимірювальних трансформаторів [37]. Захисне заземлення використовують для захисту людей і сільськогосподарських тварин від поразки електричним струмом при замиканні електричного проводу на неструмопровідні металеві частини електроустановки при пробіі ізоляції. Грозозахисне заземлення для ефективного захисту від перенапруг передбачає заземлення стрижневих і тросових блискавковідводів, порталів розподільних пристроїв, розрядників.

Як правило, на підстанціях для виконання всіх трьох типів заземлення використовують один заземлюючий пристрій. Відповідно до діючих ПУЕ опір заземлюючих пристроїв у трансформаторних підстанціях напругою 110/10 кВ має бути $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$ [19].

Заземлюючий контур виконується у вигляді прямокутника 50×30 м. Питомий опір ґрунту ρ складає $83 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (глина).

Заземлення виконується сталевими кутниками $50 \times 50 \times 4$ мм довжиною 3 м, які заглиблені на 0.7 м від поверхні землі і зв'язаними між собою смугою січенням 40×4 мм.

Розрахунковий опір ґрунту визначається за формулою:

$$\rho_{\text{розрах.}} = K_c \cdot K_1 \cdot \rho, \quad (4.1)$$

де K_c – коефіцієнт сезонності, $K_c = 1.1$ [38];

K_1 – коефіцієнт, що враховує стан ґрунту, $K_1 = 1.15$ [38];

ρ – питомий опір ґрунту, $\rho = 83 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

$$\rho_{\text{розрах.}} = 1.1 \cdot 1.15 \cdot 100 = 104.7 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Опір одиночного вертикального електрода визначається за формулою:

$$R_{\text{в.о.}} = \frac{\rho_{\text{розрах.}}}{2\pi \cdot \ell_{\text{в}}} \cdot \left(\text{Ln} \frac{2 \cdot \ell_{\text{в}}}{d} + 0.5 \text{Ln} \frac{4\ell_{\text{в}} + 7t_1}{\ell_{\text{в}} + 7t_1} \right), \quad (4.2)$$

де $\ell_{\text{в}}$ – довжина вертикального електрода, м;

t_1 – відстань від поверхні землі до верхнього кінця вертикального електрода, м;

$d = 0.95 \cdot \mathbf{b}$ – де \mathbf{b} – ширина полиці кутника, м.

$$R_{\text{в.о.}} = \frac{104,7}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left(\text{Ln} \frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,05} + 0,5 \text{Ln} \frac{4 \cdot 3 + 7 \cdot 0,7}{3 + 7 \cdot 0,7} \right) = 29 \text{ Ом}$$

Задаючи визначеним розміщенням вертикальних заземлювачів по контуру, визначається орієнтовно їхнє число:

$$n = \frac{R_{\text{во}}}{R_3 \cdot K_{\text{вв}}},$$

(4.3)

де $K_{\text{в.в.}}$ – коефіцієнт використання вертикальних електродів, $K_{\text{в.в.}} = 0.8$ [38].

$$n = \frac{29}{0,5 \cdot 0,8} = 73$$

Приймається найближче більше ціле число $n = 73$ мм.

Відповідно до числа електродів і їхнього розміщення визначається опір горизонтальних з'єднувальних електродів. Попередньо розраховується опір

грунту, з урахуванням коефіцієнта сезонності і коефіцієнта, який враховує стан ґрунту, для горизонтальних заземлювачів.

$$\rho_{\text{розрах.}} = 1.4 \cdot 1.6 \cdot 83 = 185.9 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Опір горизонтального електрода визначається по формулі:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{розрах.}}}{2\pi \cdot \ell_2 \cdot K_{\text{вг}}} \cdot \text{Ln} \frac{\ell_2^2}{t_2 \cdot d},$$

(4.4)

де ℓ_2 - довжина горизонтального електрода, м;

$K_{\text{вг}}$ - коефіцієнт використання горизонтального електрода, $K_{\text{вг}} = 0.8$ [38];

t_2 - відстань від поверхні землі до горизонтального заземлювача, м;

d - діаметр електрода, для смуги приймають рівним половині ширини смуги, м.

$$R_{\Gamma} = \frac{185,9}{2 \cdot 3,14 \cdot 160 \cdot 0,8} \cdot \text{Ln} \frac{160^2}{0,7 \cdot 0,5 \cdot 0,04} = 3,33 \text{ Ом}.$$

При відомому опорі горизонтального заземлювача уточнюється необхідний опір вертикальних електродів.

$$R_{\text{в}} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_3}{R_{\Gamma} - R_3}, \quad (4.5)$$

$$R_{\text{в}} = \frac{3,33 \cdot 0,5}{3,33 - 0,5} = 0,59 \text{ Ом}.$$

Число вертикальних електродів уточнюється по формулі:

$$n_y = \frac{R_{\text{в.о}}}{K_{\text{ив}} \cdot R_{\text{в}}} \quad (4.6)$$

$$n_y = \frac{29}{0,8 \cdot 0,59} = 61,4 \text{ шт.}$$

Остаточне число вертикальних електродів приймають з умов розміщення, але не менше ніж n_y . Приймаємо $n_0 = 77$ шт. Тоді результуючий опір пристрою заземлення визначається:

$$R_{\text{к}} = \frac{\frac{1}{n_0} \cdot \frac{R_{\text{во}}}{K_{\text{вв}}} \cdot R_{\Gamma}}{\frac{R_{\text{во}}}{n_0 \cdot K_{\text{вв}}} + R_{\Gamma}}$$

(4.7)

$$R_k = \frac{\frac{1}{62} \cdot \frac{29}{0,8} \cdot 3,33}{\frac{29}{62 \cdot 0,8} + 3,33} = 0,49 \text{ Ом.}$$

$$R_k < R_3 \quad \Rightarrow \quad 0,49 < 0,5 \text{ Ом.} \quad (4.8)$$

З умови (4.8) видно, що розрахунок заземлюючого пристрою підстанції 110/10 кВ виконаний вірно і він відповідає вимогам ПУЕ [19].

4.3 Заходи щодо підвищення цивільного захисту в умовах надзвичайних ситуацій

Захист робітників і службовців

Надійна робота підприємств в умовах надзвичайного стану нерозривно пов'язана із захистом робітників, що служать і членів їх сімей від зброї масового ураження, для забезпечення якої в мирний час проводяться наступні основні заходи: підтримка в постійній готовності системи сповіщення; забезпечення фонду сховищ на об'єкті для працюючої зміни і протирадіаційних укриттів в заміській зоні для відпочиваючої зміни і членів сімей робочих і службовців; планування і виконання підготовчих робіт по будівництву на об'єкті швидкобудівних сховищ і ПРУ в заміській зоні; підтримка в готовності захисних споруд і організація обслуговування сховищ і укриттів; планування і підготовка до розосередження і евакуації в заміську зону виробничого персоналу і членів сімей; накопичення, зберігання і підтримка готовності коштів індивідуального захисту; навчання робітників і службовців способам захисту від ЗМУ і діям по сигналах сповіщення ЦО.

До основних заходів, що проводяться при загрозі надзвичайних ситуацій відносяться: приведення захисних споруд в готовність для використання за прямим призначенням; будівництво швидкобудівних сховищ на об'єкті і ПРУ в заміській зоні, пристосування під укриття підвалів, шахт, заглиблених споруд; розосередження і евакуація робітників, що служать і членів їх сімей в заміську зону; видача робітникам і службовцям коштів індивідуального захисту [39].

*Підвищення стійкості інженерно-технічного комплексу
об'єкта до ударної хвилі*

Інженерно-технічний комплекс будь-якого підприємства включає в себе будівлі і споруди, технологічне обладнання і комунікації електромережі, тепломережі, водопровід, каналізацію і газопровід. Для підвищення надійності елементів інженерно-технічного комплексу на об'єкті проводяться наступні заходи.

Підвищення стійкості будівель і споруд. Від стійкості будівель і споруд залежить в основному стійкість всього об'єкта.

Доцільною межею підвищення стійкості будівель і споруд до впливу ударної хвилі вважається така, при якій отримане підприємством загальні руйнування дають можливість його виправданого відновлення. Разом з тим прагнути підвищувати стійкість всіх будівель і споруд не треба, оскільки це пов'язано з великими матеріальними витратами, які не завжди будуть виправданими. Головним чином, потрібно підвищувати міцність найбільш важливих елементів виробництва, від яких залежить робота всього підприємства, але стійкість яких нижче загальної межі стійкості.

Підвищення стійкості будівель і споруд досягається встановленням додаткових зв'язків між несучими елементами, каркасами, рамами, опор для зменшення прольоту несучих конструкцій, а також за рахунок застосування більш міцних матеріалів [40].

Низькі споруди для підвищення їх міцності частково обсипаються ґрунтом. Такий спосіб підвищення стійкості може застосовуватися для напівпідвальних приміщень і різних споруд.

Високі споруди (труби, вежі, вежі, колони) закріплюються розтяжками, розрахованими на навантаження, що створюються впливом швидкісного натиску повітря ударної хвилі.

Захист технологічного обладнання. Надійно захистити все технологічне обладнання від впливу ударної хвилі практично неможливо, оскільки доводити міцність будівель цехів до захисних властивостей притулків економічно недоцільно. Захист обладнання необхідний, якщо: обладнання, що

захищається здатне при руйнуванні іншої частини підприємства випускати особливо важливу продукцію; обладнання, що захищається важко відновлюється, а при ураженні даного об'єкта передбачається використання цього обладнання на інших підприємствах; обладнання, що захищається унікально і його необхідно зберегти для подальшого використання.

Захист обладнання входить в загальний комплекс інженерно-технічних заходів щодо підвищення стійкості роботи підприємства. Щоб уникнути пошкодження обладнання уламками конструкцій, що руйнуються, потрібно раціонально компонувати його при об'ємно-планувальному рішенні підприємства.

Підвищення надійності постачання електроенергією, паром, водою і газом. Для сучасних підприємств характерна велика кількість комунікацій для подачі води, пари, електроенергії, газу, які розташовані відкрито на високих естакадах або зовнішніх стінах будівель, що полегшує їх регулярний огляд і поточний ремонт, але, з іншого боку значно знижує стійкість до впливу ударної хвилі ядерного вибуху. Для підвищення надійності комунікацій необхідно:

- заглиблювати основні комунально-енергетичні мережі і технологічні комунікації або розміщувати їх на низьких естакадах і обвалювати ґрунтом;
- збільшувати механічну міцність трубопроводів за рахунок встановлення ребер жорсткості, хомутів, що з'єднують два-три трубопроводи в один пучок і ін.

Система електропостачання є визначальною на промисловому підприємстві. Підвищення стійкості цієї системи досягається проведенням як загальноміських, так і об'єктних інженерно-технічних заходів.

При живленні підприємства від районної енергосистеми лінії електропередач доцільно підводити з двох напрямів. При неможливості живлення від двох джерел електропостачання на випадок виходу з ладу основного необхідно передбачати автономне (аварійне) джерело, в якості якого можуть використовуватися пересувні електростанції. Потужність такої станції розраховується на обмежену групу споживачів електроенергії. Перехід на живлення від аварійних електростанцій повинне здійснюватися автоматично

без припинення подачі енергії споживачам. Електроенергія на промислові підприємства повинна подаватися по підземних кабельних лініях [41].

Для запобігання виходу з ладу електричних мереж потрібно встановлювати пристрої їх автоматичного відключення при збільшенні напруги, які можуть бути створені електромагнітними полями, виникаючими при ядерному вибуху.

На об'єктах народного господарства газ може використовуватися як паливо і для технологічних цілей. Руйнування газових мереж призводить не тільки до порушення технологічного процесу промислових підприємств, але і до виникнення вторинних вражаючих чинників, які можуть істотно збільшувати можливе руйнування міст і об'єктів народного господарства.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі вирішена актуальна наукова задача – запропоновано механізм впровадження мікропроцесорної системи захисту трансформаторної підстанції закритого розподільного пристрою.

1. За результатами проведеного дослідження електричного господарства ПС «Бережани» було виявлено, що:

- силові трансформатори знаходяться в експлуатації досить тривалий час, особливо Т-1 – 32 роки і Т-2 – 24 роки;

- на ВАТ «Тернопільобленерго» розроблена документація про спорудження на ПС нових ЗРП 10 кВ із застосуванням мікропроцесорних блоків захистів;

- для збільшення надійності електропостачання передбачається заміна віддільників в колах силових трансформаторів на вимикачі;

- стан вимірювальних трансформаторів струму і напруги - задовільний;

- джерело оперативного струму (АБ) за результатами контрольно-тренувальних тестів знаходиться в аварійному стані і вимагає заміни.

2. Приладове устаткування фізично та морально застаріло і вимагає поступової заміни шляхом впровадження нових технологій.

3. В ході реконструкції були прийняті до виконання наступні види захистів:

- на відхідних фідерах, секційному і ввідних вимикачах захист серії REF 641;

- на вводах 110 кВ силових трансформаторів в якості основного захисту встановлюється захист серії REF 641;

- на трансформаторі встановлюємо диференціальний захист SPAD;

- розраховані уставки струмових відсічень, максимальних струмових захистів, а також захисту від перевантаження і від замикань на землю.

4. На базі проведених розрахунків і отриманих результатів питання про впровадження засобів, що обмежують струми короткого замикання, а саме струмообмежуючих реакторів, не розглядається, оскільки їх максимальні значення не перевищують допустимих.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Гуревич В. І. Мікропроцесорні реле захисту: нові перспективи чи нові проблеми? / В. І. Гуревич // Новини електротехніки. – 2005. – № 6 (36). – С. 57–60.
2. Дяков А.Ф., Овчаренко Н.І, Мікропроцесорний релейний захист і автоматика електроенергетичних систем. - М.: Видавництво МЕІ, 2000. - 199 с.
3. Овчаренко Н.І. Мікропроцесорні комплекси релейного захисту і автоматики розподільних електричних мереж. - М.: НТФ «Енергопрогрес», 2009. - 64 с.
4. Гловацький В.Г., Пономарьов І.В. Сучасні засоби релейного захисту і автоматики електромереж. – 3-я електронна версія. - Київ: Енергомаш., 2003. - 535 с.
5. Копєв В. Н. Релейний захист // Принцип виконання і застосування. – М.: Видавничий центр «Академія», 2009. С. 7–115.
6. Романюк Ф.А. Мікропроцесорний захист силових понижаючих трансформаторів / Ф.А. Романюк, С.П. Корольов, М.С. Ломан // Відомості вищих навчальних закладів і енергетичних об'єднань СНД. — Енергетика: міжнародний науково-технічний журнал. — 2011. — № 5. — С. 5–10.
7. Правила улаштування електроустановок. – К.: ОЕП «ГРІФРЕ», 2006
8. Апарати релейного захисту. Режим доступу: <http://images.google.ua>
9. Литвиненко, А.А. Системи захисту трансформаторів. Мікропроцесорний захист силових понижаючих трансформаторів / А.А. Литвиненко. — Текст: // Молодий вчений. — 2018. — № 8 (194). — С. 19-21.
10. Все про релейний захист. <https://rza.org.ua/search/r-201894.html>
11. Офіційний сайт «Шнайдер Електрик Україна». <https://schneider.net.ua/uk/>
12. Посилання на мікропроцесори Sepam компанії Schneider Electric. <https://www.se.com/ua/ru/product-category/4700>
13. Віртуальне представництво НВП «ЕКРА». <https://b2bingo.com/uk/page/inn2126001172/publications>
14. Механотроніка. Інтелектуальні пристрої релейного захисту. <https://www.mtrele.ua/shop/relejnyaya-zashhita/bmrz/bmrz-tr.html>

15. Офіційний сайт ВО «Укрспецкомплект». http://usk.ua/about_us.html
16. Аржанніков Б.А., Набойченко І.О., Ушаков А.Г., Фролов Л.А. Комплектна трансформаторна підстанція з однофазним трансформатором з литою ізоляцією. УрДУПС, Єкатеринбург. - 2006.
17. Александров, А.М. Диференціальні захисти трансформаторів: Навчальний посібник / А.М. Александров. – СПб: ПЕІПК, 2007. – 222 с.
18. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.
19. ПУЕ Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання)/ Наказ від 21.07.2017 № 476 Про затвердження Правил улаштування електроустановок
20. Ачкасов А.Є., Лушкін В.А., Охріменко В.М., Кузнецов А.І., Чернявська М.В., Воронкова Т.Б. Електротехніка у будівництві: Навчальний посібник. — Харків: ХНАМГ, 2009–363 с
21. Обладнання електричних підстанцій і ліній електропередачі.
<http://ukrelektrik.com/oborudovanie>
22. Козлов В. Д. Електричні апарати. Вимірювальні, контрольні та захисні апарати : посібник / В. Д. Козлов, С. В. Єнчев. – К. : НАУ, 2007. – 72 с
23. І.Ю. Литвин. Електричні апарати. Курс лекцій для студ. напряму 80252923 “Електротехніка і електротехнології” денної та заочної форм навчання. – К.: НУХТ, 2232 – 88с.
24. Кирик В.В., Абдулаєв С.А. Визначення оптимальних місць встановлення ОПН // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2016. – С. 104-106.
25. Бардик, Є.І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання/ Є.І. Бардик, М.П. Лукаш / К.: "Політехніка" НТУУ "КПІ" 2012. 250 с.

26. Офіційний партнер компанії АБВ. <https://abbua.com.ua/>
27. Дмитренко О. О. Розрахунок параметрів спрацювання захистів за струмом електричних мереж 6–35 кВ: Методичні вказівки. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2014. - 49 с.
28. Оробчук Б., Іванків А. Адаптивна система керування режимами електропостачання. Актуальні питання розвитку агропромислового комплексу. ВП НУБІП України «Бережанський агротехнічний інститут». - Бережани, 2016 р.
29. Вибір захисних характеристик і розрахунок уставок цифрових реле: посібник для курсового і дипломного проектування з курсу «Релейний захист і автоматика» для студентів спеціальності «Електропостачання». Курганов В.В. - Гомель: ДГТУ Ім. П.О. Сухого, 2005. – 72 с.
30. Експлуатація вимикачів. <https://leg.co.ua/arhiv/podstancii/maloobemnye-maslyanye-vyklyuchатели-3-10-kv-13.html>
31. Оробчук Б., Терновий В. Підвищення надійності роботи силового обладнання підстанцій. Актуальні питання розвитку агропромислового комплексу. ВП НУБІП України «Бережанський агротехнічний інститут». - Бережани, 2017 р.
32. Рішення АБВ для розподільчих мереж.
<https://new.abb.com/docs/librariesprovider25/catalogues/abb-build-ready>
33. Шабад М. А. Розрахунки релейного захисту і автоматики розподільчих мереж. СПб.: ПЕІПК, 2003. - 350 с.
34. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Третьякова Л.Д., Мітюк Л.О. Охорона праці і промислова безпека: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2010. - 425 с.
35. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2002. 46 с.
36. Кухаровський П. П. Електробезпека на виробництві та в побуті. Хмельницький: [б.в.], 2007. 240 с.
37. Я.О. Серіков. Основи охорони праці: Навчальний посібник для студентів вищих закладів освіти. - Харків, ХНАМГ, 2007. - 227 с.

38. О.В. Бондаренко, Д.В. Іоргачов. Дослідження опорів заземлювальних пристроїв у неоднорідній землі // Методичне керівництво до лабораторної та навчально-дослідницької роботи студентів. - Одеса 2003.
39. Закон України «Про охорону праці». <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/>
40. 40.1-00100227-101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище.
41. Обладнання електричних підстанцій і ліній електропередач.
<http://ukrelektrik.com/oborudovanie>
42. Оробчук Б.Я., Буняк О.А., Бабюк С.М., Сисак І.М., Вакуленко О.О. Методичні вказівки щодо виконання та оформлення дипломної роботи за ступенем «магістр». Тернопіль, ТНТУ імені Івана Пулюя, 2017 р.