

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

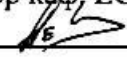
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ
ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ 110 кВ

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-21м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки,
спеціальності)

Галузінський О.Я. 

(прізвище та ініціали)

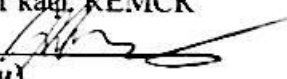
Керівник: к.т.н., професор каф. ЕСС

Рубаненко О.Є. 

(прізвище та ініціали)

«14» Чувак 2022 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. КЕМСК


Розводюк М.П. 

(прізвище та ініціали)

«16» Чувак 2022 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В.О. 


(прізвище та ініціали)

«15» Чувак 2022 р.

Вінниця ВНТУ - 2022 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.


14 вересня 2022 року



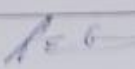
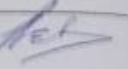

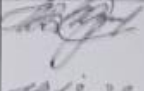
ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Галузінському Олександрю Ярославовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи. «Особливості експлуатації релейного захисту ліній електропередач 110 кВ»
керівник роботи к.т.н., проф., професор каф. ЕСС Рубаненко О.Є.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203
- Строк подання студентом роботи 30 листопада 2022 року
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. – технічне завдання:
 - Визначити ступінь селективності між двома суміжними максимально струмовими захистами з витримкою часу;
 - Розрахувати струми спрацювання максимальних фазних відсічок для ліній двох ліній;
 - Визначити уставки пускових струмових реле поперечного диференціального спрямованого захисту від міжфазних к. з. на паралельних лініях 110 кв
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Релейний захист та система технічного обслуговування пристроїв релейного захисту та автоматики.. 2. Періодичність та програми робіт при технічному обслуговуванні пристроїв релейного захисту.. 3. Розрахунок уставок релейного захисту та автоматики. 4. Економічна частина. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
- Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Лист 1. Захиснезаземлення ПС 110 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	виконан прийма
Спеціальна частина	Керівник роботи Рубаненко О. Є., к.т.н., проф., профе- сор кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпе- ка в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О. Є., к.т.н., проф., профе- сор кафедри ЕСС	 16.09.2022	 17.12.2022
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 16.09.22	 17.12.22

7. Дата видачі завдання 15 вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

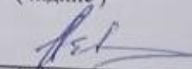
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Проміт
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22	
2	Дослідження актуальності теми, а саме особливостей експлуатації ліній електропередач	07.09.22	12.09.22	
3	Періодичність та програми робіт при технічному обслуговуванні пристроїв РЗА	13.09.22	05.10.22	
4	Дослідження захистів та розрахунок уставок РЗА лінії електропередач	06.10.22	20.10.22	
5	Техніко-економічна частина	11.11.22	16.11.22	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	29.11.22	30.11.21	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	01.12.22	04.12.22	
	Рецензування МКР	05.12.22	10.12.22	
	Захист МКР	19.12.22	-	

Студент


(підпис)

О. Я. Галузінський

Керівник роботи


(підпис)

О. Є. Рубаненко

АНОТАЦІЯ

Галузінський Олександр Ярославович «Особливості експлуатації релейного захисту ліній електропередачі 110 кВ». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2022. – 116 с. Бібліогр.: 20. Рис. : 16. Табл. : 11.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено дослідження що до експлуатації релейного захисту в лініях напругою 110 кВ. Досліджено систему технічного обслуговування РЗА ліній електропередач. Розглянуто періодичність технічного обслуговування пристроїв РЗА та програми робіт при технічному обслуговуванні пристроїв РЗА. В роботі проведено розрахунок і узгодження засобів сучасного релейного захисту ліній електропередач. Проведено аналіз умов праці при виконанні робіт і перебування в безпосередній близькості до ліній електропередач та розраховано контур заземлення лінії електропередач 110 кВ.

Ключові слова: релейний захист, експлуатація, селективність, пошкодження, резерв, профілактичний контроль, перевірка.

ANNOTATION

Oleksandr Yaroslavovych Haluzynskyi " Feature of exploitation of relay defence of lines of electricity transmission of 110 kV". Master's degree qualifying work. - Vinnytsia: VNTU. - 2022. - 116 p. Bibliogr .: 20. Fig. : 16. Table. : 11.

In master's degree qualifying work a study is undertaken that to exploitation of relay defence in lines by tension of 110 kV. The system of технічного maintenance of RDA of lines of electricity transmissions is investigational. It is considered періодичність of technical maintenance of devices of RDA and programs of works at technical maintenance of devices of RDA. A calculation and concordance of facilities of modern relay defence of lines of electricity transmissions are in-process conducted. The analysis of terms of labour is conducted at implementation of works and stay in a безпосередній closeness to the lines of electricity transmissions and the contour of grounding of line of electricity transmissions of 110 kV.

Keywords: relay defence, exploitation, selectivity, damage, reserve, thread monitoring, verification.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА СИСТЕМА ТО ПРИСТРОЇВ РЗА	8
1.1 Призначення релейного захисту	8
1.2 Вимоги до виконання релейного захисту	9
1.3 Система технічного обслуговування пристроїв РЗА	13
1.3.1. Види відмов пристроїв РЗА та ПА	13
1.3.2. Види технічного обслуговування пристроїв РЗА та ПА.....	16
Висновки до першого розділу	20
2. ПЕРІОДИЧНІСТЬ ТА ПРОГРАМИ РОБІТ ПРИ ТЕХНІЧНОМУ ОБСЛУГОВУВАННІ ПРИСТРОЇВ РЗА.....	21
2.1 Періодичність технічного обслуговування пристроїв РЗА	21
2.2 Програми робіт при технічному обслуговуванні пристроїв РЗА.....	26
2.2.1 Нове увімкнення	26
2.2.2 Перший профілактичний контроль	33
2.2.3 Профілактичне відновлення	37
2.2.4 Профілактичний контроль.....	38
2.2.5 Тестовий контроль.....	40
2.2.6 Періодичне випробування	40
2.2.7 Технічний огляд.....	41
Висновки до другого розділу	41
3. ЗАХИСТ ЛІНІЙ ТА РОЗРАХУНОК УСТАВОК РЗА.....	43
3.1 Загальні вимоги до захисту ліній.....	43
3.2 Триступінчатий дистанційний захист ліній	49
3.3. Розрахунок і узгодження сучасного релейного захисту ліній	

електропередач	54
3.3.1 Визначити ступінь селективності між двома суміжними максимально струмовими захистами з витримкою часу	54
3.3.2 Розрахувати струми спрацювання максимальних фазних відсічок для ліній Л1 і Л3	56
3.3.3 Визначення уставок пускових струмових реле поперечного диференціального спрямованого захисту від міжфазних к. з. на паралельних лініях 110 кВ	61
Висновки до третього розділу	68
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	69
4.1 Прогнозування витрат на проведення науково-дослідної роботи	69
4.2 Прогнозування комерційних ефектів від реалізації результатів розробки	75
4.3 Розрахунок ефективності вкладених інвестицій та періоду їх окупності	78
Висновки до четвертого розділу	81
5.ОХОРОНА ПРАЦІ	82
5.1 Вплив ЕМП повітряних ліній на людину	82
5.2 Методи забезпечення електричної безпеки в електроустановках	89
5.3 Методи забезпечення термічної безпеки в електроустановках	91
5.4 Методи забезпечення механічної безпеки в електроустановках	91
5.5 Розрахунок захисного заземлення лінії високої напруги	92
5.6 Безпека у надзвичайних ситуаціях	95
5.6.1 Оцінка безпеки роботи релейного захисту ЛЕП 110 кВ типу REL650 в умовах дії іонізуючих випромінювань	96
5.6.2 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи ЛЕП 110 кВ в умовах надзвичайних ситуацій	97
Висновки до п'ятого розділу	98

ВИСНОВКИ.....	99
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	101
ДОДАТОК А. ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ	Ошибка! Закладка не определена.
ДОДАТОК Б. ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР	Ошибка! Закладка не определена.
ДОДАТОК В. ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	108

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ ТА ПОЗНАЧЕНЬ

Н	–	перевірка (налагодження) при новому вмиканні;
К1	–	перший профілактичний контроль;
К	–	профілактичний контроль;
В	–	профілактичне відновлення;
О	–	опробування;
АВР	–	автоматичне вмикання резерву;
АПВ	–	автоматичне повторне вмикання;
АЧР	–	автоматичне частотне розвантаження;
КРУ	–	комплектне розподільче устаткування;
ПА	–	протиаварійна автоматика;
РЗА	–	релейний захист і автоматика,
ТО	–	технічне обслуговування;
ТС	–	трансформатор струму;
ТН	–	трансформатор напруги;
РП	–	реле потужності;
РС	–	реле струму.

ВСТУП

Актуальність теми.

Під час проектування та експлуатації електроенергетичних систем необхідно враховувати можливість виникнення в них пошкоджень та особливих режимів. Найпоширенішими та найнебезпечнішими пошкодженнями є короткі замикання на об'єктах електроенергетичних систем. Такі пошкодження спричиняють руйнування пошкодженого об'єкта струмами короткого замикання, або дугою, яка може виникнути в місці пошкодження. Також можливе руйнування суміжних з пошкодженим об'єктів струмами, величина яких перевищує допустимі значення. Дану магістерську дипломну роботу присвячено особливостям експлуатації релейного захисту ліній 110 кВ.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є дослідження експлуатації релейного захисту ліній електропередач, що включає в себе симетри робіт, періодичність та саму систему технічного обслуговування.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- дослідження системи технічного обслуговування РЗА ліній електропередач;
- розгляд періодичності технічного обслуговування пристроїв РЗА ;
- розгляд програм робіт при технічному обслуговуванні пристроїв РЗА та ПА;
- розгляд вимог до захисту ліній;
- розрахунок і узгодження сучасного релейного захисту ліній електропередач;
- аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням ліній електропередач;
- розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування РЗА ліній електропередач.

Об'єкт дослідження – методи експлуатації релейного захисту ліній електропередачі напругою 110 кВ.

Предмет дослідження – засоби експлуатації релейного захисту ліній електропередачі напругою 110 кВ.

Методи дослідження. Для розрахунку струмів замикань використовувались методи теоретичних основ електротехніки; для розрахунку уставок релейних захистів використовувались методи теорій релейного захисту.

Наукова новизна одержаних результатів: полягає в комплексному підході до розрахунку та вибору захистів повітряних ЛЕП 110 кВ, та модернізації релейного захисту ліній електропередачі шляхом встановлення терміналів захистів REL 650.

Практична цінність. Приклади та методика розрахунку уставок, а також результати аналізу сучасного релейного захисту можуть бути використані під час проектування та експлуатації релейного захисту ліній 110 кВ.

1. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА СИСТЕМА ТО ПРИСТРОЇВ РЗА

1.1 Призначення релейного захисту

Сучасна електроенергетична система являє собою складний комплекс електротехнічного обладнання, розміщеного на значній території та об'єднаного єдиним режимом генерування, транспортування та споживання електроенергії.

В електроенергетичній системі відбуваються постійні збурення. Ці збурення можуть мати плановий характер: вимкнення та увімкнення генераторів, добова зміна рівня генерування електричної енергії на електричних станціях, режимні перемикання в електроенергетичній мережі тощо. Крім цих планових збурень в електроенергетичній системі можуть виникати пошкодження та небезпечні особливі режими, які мають істотний вплив на обладнання та роботу електроенергетичної системи, загалом. Одним з найнебезпечніших пошкоджень, які наявні в електроенергетичній системі, є короткі замикання (к.з.), що виникають внаслідок пошкодження ізоляції струмоведучих частин електричного обладнання. Короткі замикання можуть привести до:

- руйнування пошкодженого елемента струмами к.з., або дугою, яка може виникати в місці пошкодження;
- можливого руйнування обладнання на суміжних з пошкодженим елементом об'єктах електроенергетичної системи внаслідок теплової та динамічної дії струмів, величина яких перевищує допустимі значення;
- пониження рівня напруги у вузлових точках електроенергетичної системи, що може привести до порушення технологічних процесів на підприємствах, а також до можливого порушення стійкості роботи електроенергетичної системи, яке, своєю чергою, призведе до повної втрати живлення споживачів електричною енергією.

Отже, після виникнення в електроенергетичній системі к.з. необхідно якомога швидше вимкнути пошкоджений елемент від джерел живлення. Після

виникнення особливих режимів необхідно вживати заходи для усунення таких режимів, а за неможливості усунення, або у разі неуспішного усунення – вимикати обладнання, яке працює в особливому режимі. У такому разі вимикати обладнання від джерел живлення потрібно здійснювати, зазвичай, з витримкою часу. Вимкнення пошкодженого обладнання або обладнання, яке працює в особливому режимі, здійснюють спеціальні пристрої автоматики – пристрої релейного захисту (РЗ).

1.2 Вимоги до виконання релейного захисту

Вимоги до виконання релейного захисту регламентують відповідними державними нормативними документами, які відповідають міжнародним нормам.

Пристрої релейного захисту виконують так, що кожен з них охоплює певну ділянку електроенергетичної системи. Ці ділянки називають зонами дії захисту. Зоною дії захисту може бути генератор, трансформатор, лінія електропередачі тощо. Зона дії може охоплювати і кілька елементів електроенергетичної мережі, наприклад, лінія електропересилання – трансформатор. Якщо пошкодження виникає в межах цієї зони, то повинен працювати релейний захист цієї зони та діяти на вимкнення тих вимикачів, через які здійснюється живлення місця пошкодження.

Під час проектування пристроїв релейного захисту необхідно забезпечити виконання таких умов:

- пристроями релейного захисту повинно бути охоплене все обладнання електроенергетичної системи, не може бути ні однієї ділянки, навіть у межах окремого елемента, які б не були охоплені зонами дії релейного захисту;
- зони дії пристроїв релейного захисту суміжних ділянок електроенергетичної системи повинні перекриватись;
- для підвищення надійності роботу окремих пристроїв релейного захисту потрібно дублювати, тобто кожен ділянку електроенергетичної системи повинні захищати хоча б два незалежні пристрої релейного захисту (100% резер-

вування), для відповідальних ділянок можливе застосування і трьох незалежних пристроїв релейного захисту (200% резервування).

Пояснимо ці вимоги на конкретних прикладах.

Зона дії захисту А1 (рисунок 1.1) охоплює лінію електропередачі Л2 від шин підстанції А та початок лінії Л3, а зона дії захисту А2 охоплює цю саму лінію Л2 від шин підстанції Б та частину лінії Л1. Тому після виникнення к.з. К1 на лінії Л2 повинні працювати релейні захисти А1, А2 та діяти на вимкнення вимикачів Q1, Q2 – пошкоджена лінія Л2 буде відімкнена від джерел живлення.

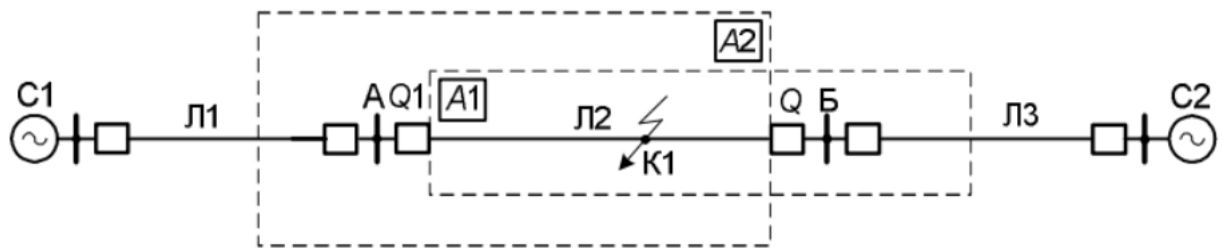


Рисунок 1.1 – Зони РЗ

На рисунку 1.2 показано зони (виділені пунктиром) неправильно запроєктованих захисту лінії А1 та захисту шин А2. Вимірні органи цих захистів приєднані до різних трансформаторів струму ТА1, ТА2. Захист лінії не спрацює під час к.з. в точці К1 і не діє на вимкнення цієї лінії. Захист шин також не діє на це пошкодження.

Отже, за такого приєднання вимірних органів захистів ліній та шин між трансформаторами струму є ділянка, яка не попадає ні в зону дії захисту лінії А1, ні в зону дії захисту шин А2. Тому під час к.з. на цій ділянці в точці К1 ні один з цих захистів не працюватиме.

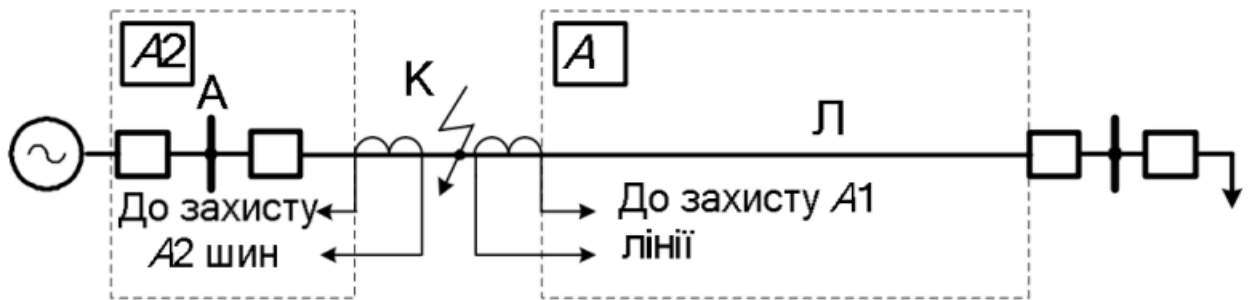


Рисунок 1.2 – Неправильно спроектовані захисти

Для правильної роботи захистів (зони виділені пунктиром) лінії та шин, їх вимірні органи необхідно приєднати згідно з рисунку 1.3. У цьому випадку точка к.з. К1 попадає в зону дії як захисту лінії А1, так і в зону дії захисту шин А2. Схема, наведена на рисунку 1.4, ілюструє, як здійснюється резервування роботи пристроїв релейного захисту.

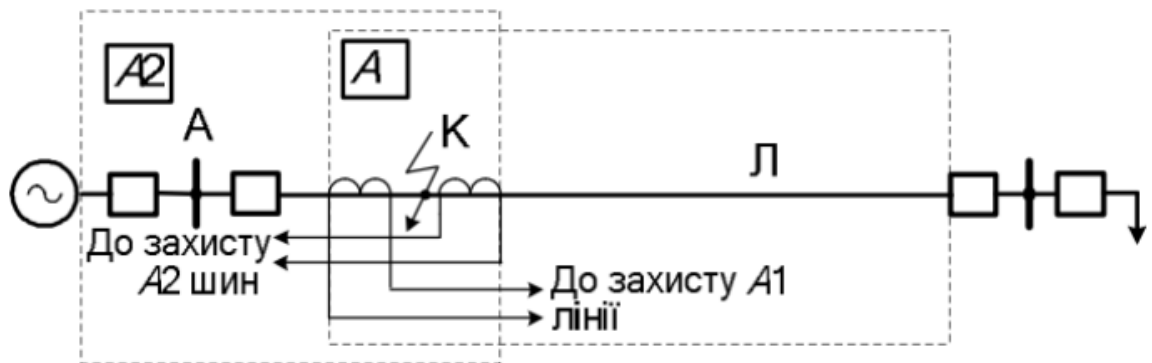


Рисунок 1.3 – Зони дії захистів перекриваються

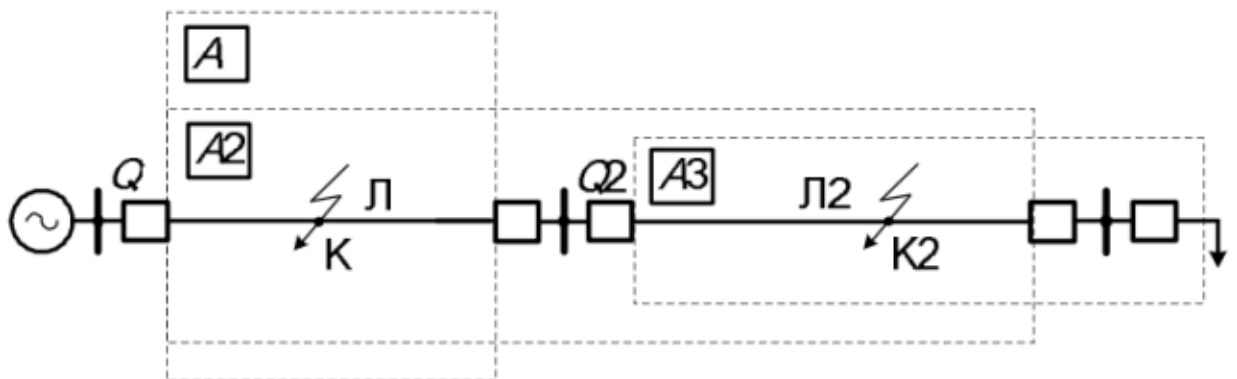


Рисунок 1.4 – Резервування роботи захистів

На початку лінії Л1 встановлені основний захист А1, зона дії якого повністю охоплює лінію Л1 та захист А2, який виконує функцію резервного захисту.

Зона дії резервного захисту А2 крім лінії Л1 охоплює суміжну лінію Л2. Якщо після к.з. в точці К1 на лінії Л1 основний захист А1 відмовив, то працюватиме резервний захист А2 та діятиме на вимкнення вимикача Q1. Проте, на відміну від захисту А1, це вимкнення буде здійснене з більшою витримкою часу.

У разі к.з. в точці К2 на суміжній лінії Л2 і відмові захисту цієї лінії А3, також спрацює захист А2, тому що його зона дії охоплює і лінію Л2. Захист А2 подіє на вимкнення вимикача Q1. У цьому разі буде здійснене вимкнення пошкодженої лінії Л2 та непошкодженої лінії Л1. Таке вимкнення називають неселективним вимкненням. У першому випадку захист А2 виконував функцію ближнього резервування, в другому – дальнього резервування.

Для реалізації ближнього резервування на приєднанні використовують, зазвичай, два захисти, виконані за різних принципів роботи. Ці захисти взаємно резервують один одного. Іноді встановлюють три комплекти захистів, які забезпечують ближнє резервування. Таке резервування трьома захистами, зокрема, застосовують для захисту лінії 750 кВ на підстанції "Західноукраїнська".

З метою підвищення надійності ближнього резервування бажано оперативні кола основного та резервного захистів вмикати через різні запобіжники або автоматичні вимикачі, а струмові кола вмикати на різні групи трансформаторів струму. Бажано також вмикати напругові кола основного та резервного захистів до різних трансформаторів напруги. Останню вимогу не завжди можна технічно реалізувати, тому що не на всіх підстанціях є по два трансформатори напруги, під'єднані до одних і тих самих шин, або до однієї і тієї ж лінії.

Застосування дальнього резервування має істотні недоліки. Основним недоліком є неселективне вимкнення пошкоджених елементів, які вимикаються одночасно з пошкодженим. Крім того, час роботи захистів, які реалізують дальнє резервування є значним і в деяких випадках повний час вимкнення

пошкодження може становити до 10 с, що може бути недопустимим з погляду забезпечення стійкості роботи енергосистеми.

Також не завжди можна забезпечити достатню чутливість захистів, які забезпечують дальнє резервування. Єдиною значною перевагою дальнього резервування порівняно з ближнім є те, що не потрібно встановлювати додаткових захистів – дальнє резервування, зазвичай, здійснюють окремі ступені захистів, які виконують функції основного захисту суміжного елемента. Наприклад, захист А2 (рисунок 1.4) захищає лінію Л1, а окремі його ступені можуть діяти під час к.з. на лінії Л2 (точка К2). З вище наведеного можна зробити висновки, що застосування ближнього резервування має деякі переваги порівняно з дальнім резервуванням.

1.3 Система технічного обслуговування пристроїв РЗА

1.3.1. Види відмов пристроїв РЗА та ПА

Стовідсоткова надійність пристрою РЗА та ПА визначається повною відсутністю відмов.

Відмови апаратури (крім пошкоджень, викликаних недбалим зберіганням або експлуатацією) поділяються на три характерних види: припрацьовувальні відмови, зношувальні або поступові відмови, раптові відмови.

Припрацьовувальні відмови, що відбуваються в початковий період експлуатації, викликаються недоліками технології виробництва та поганим контролем якості виробів при їхньому виготовленні. Для пристроїв релейного захисту причинами припрацьовувальних відмов можуть бути також помилки при монтажі та налагодженні, неякісне проведення налагодження тощо.

Припрацьовувальні відмови для апаратури безперервної дії зазвичай усунюються в процесі припрацьовування, тобто роботи апаратури протягом декількох годин в умовах, близьких до експлуатаційних. Для пристроїв, що працюють досить рідко, період припрацьовування може бути тривалішим. У міру виявлення та усунення дефектних елементів кількість припрацьовувальних від-

мов на одиницю часу зменшується.

Зношувальні або поступові відмови виникають внаслідок процесів зношування або старіння елементів із часом експлуатації.

У пристроях РЗА та ПА до цих процесів належать: висихання ізоляції обмоток, запилення внутрішніх деталей реле, поява нальотів на контактних та інших поверхнях, утворення нагару та раковин на контактах, відхилення характеристик, розрегулювання механічної частини реле, перегорання дровових опорів, зміна ємності конденсаторів тощо. Для запобігання цим відмовам необхідно виконувати своєчасну заміну або відновлення елементів. Період заміни (відновлення) повинен бути меншим, ніж середній період зношування елемента. Якщо своєчасна заміна (відновлення) не виконується, то з певного моменту кількість зношувальних відмов на одиницю часу починає швидко наростати, що різко знижує надійність пристроїв РЗА та ПА.

Раптові відмови є наслідком одночасного впливу на елементи пристрою декількох факторів, кожен з яких не виходить за межі, встановлені нормативно-технічною документацією. Спільний вплив цих факторів у різних поєднаннях приводить до якісно нових умов роботи елементів, при яких можлива стрибкоподібна зміна значень одного або декількох заданих параметрів об'єкта.

Виникнення таких поєднань є випадковою подією і відбувається в довільні моменти часу. Тому раптові відмови також виникають випадково, підкоряючись загальним закономірностям випадкових подій. Кількість випадкових відмов на одиницю часу при достатньо великій кількості однотипних досліджуваних елементів практично постійна протягом тривалого періоду.

Крім припрацьовувальних, поступових і раптових відмов, втрата працездатності пристроїв може бути викликана також ушкодженнями, які є наслідком впливу факторів, що виходять за межі, встановлені нормативно-технічною документацією. При цьому втрата працездатності може мати характер як раптової, так і поступової відмови.

Припрацьовувальні та зношувальні відмови, як і раптові, також є випад-

ковими подіями, але підлягають різним загальним закономірностям.

Послідовність випадкових подій у часі називається потоком подій. Тому послідовність відмов називається потоком відмов. Однією з характеристик потоку відмов для виробів, що ремонтуються, до яких належать і пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики, є параметр потоку відмов – імовірна кількість відмов на одиницю часу.

У початковий період експлуатації (у період припрацювання) параметр потоку відмов зменшується в міру виявлення та усунення дефектів.

Після закінчення періоду припрацювання починається період нормальної експлуатації, у якому параметр потоку відмов є постійним і визначається раптовими відмовами.

За періодом нормальної експлуатації настає період зношування, у якому параметр потоку відмов починає різко зростати, оскільки він визначається сумарною дією раптових і поступових відмов.

Припрацьовувальні відмови усуваються в період припрацювання шляхом заміни елементів, що відмовили, і усунення виявлених несправностей. Для запобігання зношувальних відмов необхідна своєчасна практична заміна (відновлення) елемента, навіть якщо він не відмовив, наприкінці періоду нормальної експлуатації. Заміна елементів у період нормальної експлуатації не запобігає раптовим відмовам.

Пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики (на відміну від пристроїв безперервної дії) відносяться до пристроїв зі статичною готовністю до дії. Релейний захист і протиаварійна автоматика виконують свої функції на вимогу, якою є коротке замикання або інше порушення нормального режиму роботи захищеного устаткування. Відмова пристрою захисту та автоматики поділяється на події:

- втрата працездатності;
- відмова функціонування (невиконання заданої функції при виникненні відповідної вимоги).

Відмова пристрою відбувається не одночасно з виникненням вимоги до

функціонування. Така відмова функціонування може бути відвернена, якщо в інтервалі між моментом виникнення відмови та моментом виникнення вимоги буде проведена профілактична перевірка. Потік відмов функціонування залежить не тільки від потоку відмов пристрою, але й від організації технічного обслуговування, а також від якості проведення перевірки. Відмова пристрою може перетворитися у відмову функціонування лише при виникненні вимоги до функціонування, тому потік відмов функціонування залежить і від потоку вимог до функціонування.

1.3.2. Види технічного обслуговування пристроїв РЗА та ПА

Період експлуатації або термін служби пристрою до списання визначається моральним або фізичним зношуванням пристрою до такого стану, коли відновлення його стає нерентабельним. Фізичне зношування пристрою не повинно бути причиною відмов. Рішення про заміну пристрою або його відновлення приймається на рівні енергосистеми, енергопідприємства, у підпорядкуванні яких перебувають пристрої РЗА або ПА.

У термін служби пристрою, починаючи з перевірки при новому вмиканні, входять, як правило, кілька міжремонтних періодів, кожен з яких може бути розбитий на характерні з погляду надійності етапи: період припрацьовування, період нормальної експлуатації та період зношування.

Встановлюються наступні види планового технічного обслуговування пристроїв РЗА:

- перевірка при новому вмиканні (налагодження);
- перший профілактичний контроль;
- профілактичний контроль, профілактичний контроль із заміною ламп;
- профілактичне відновлення (ремонт);
- тестовий контроль;
- опробування;
- технічний огляд.

У процесі експлуатації можуть проводитися наступні види позапланово-

го технічного обслуговування:

- позачергова перевірка;
- післяаварійна перевірка.

Перевірки при новому вмиканні пристроїв РЗА та ПА, у тому числі вторинних кіл, вимірювальних трансформаторів і елементів приводу комутаційних апаратів, що встановлюються до пристроїв РЗА та ПА, проводяться:

- перед вмиканням нових змонтованих пристроїв;
- після реконструкції діючих пристроїв, пов'язаної зі встановленням нової додаткової апаратури, переробкою апаратури, що перебуває в роботі, або після монтажу нових вторинних кіл.

Якщо перевірка при новому вмиканні проводилася сторонньою налагоджувальною організацією, вмикання нових і реконструйованих пристроїв без їх приймання службою РЗА забороняється.

Завданням технічного обслуговування в період припрацювання з урахуванням особливостей релейного захисту та протиаварійної автоматики є найбільш швидке виявлення припрацьовувальних відмов і запобігання відмов функціонування із цієї причини.

Період припрацювання пристрою релейного захисту та протиаварійної автоматики починається із проведення налагоджувальних робіт перед вмиканням пристрою в експлуатацію, які при ретельному їхньому виконанні забезпечують виявлення та усунення більшої частини припрацьовувальних відмов.

Ретельне налагодження не може гарантувати усунення всіх припрацьовувальних відмов. При налагодженні можуть не виявитися приховані дефекти елементів, які виявляться через деякий час після введення пристрою в експлуатацію (ослаблена міжвиткова ізоляція обмоток реле та трансформаторів, наявність надламів у дротових опорах, приховані дефекти в радіоелектронній апаратурі тощо).

Період припрацювання включає в себе: налагоджувальні роботи, введення пристрою в експлуатацію та проведення через якийсь час ще однієї перевірки. Така перевірка називається першим профілактичним контролем. Строк

проведення цього контролю визначається двома суперечливими факторами:

- 1) чим більший час для прояву прихованих дефектів – тим імовірніше їхній прояв;
- 2) зі збільшенням інтервалу між вмиканням пристрою в експлуатацію та першим профілактичним контролем збільшується ймовірність неправильної роботи пристрою.

Для пристроїв РЗА та ПА на мікроелектронній елементній базі, що мають вбудовані засоби ручного тестового контролю, до першого профілактичного контролю проводиться тестовий контроль.

Технічне обслуговування в період зношування включає в себе профілактичне відновлення або заміна зношених елементів пристрою. Відповідний вид технічного обслуговування з урахуванням ремонтпридатності елементів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики названий профілактичним відновленням.

Періодичність профілактичного відновлення пристрою визначається періодичністю відновлення його елементів, що у свою чергу визначається ресурсом цих елементів. Ресурс різних елементів неоднаковий.

Періодичність профілактичного відновлення пристрою РЗА та ПА доцільно визначати ресурсом більшої частини апаратури та елементів цього пристрою.

Для швидкозношуваних реле, що мають малий ресурс (або більшу швидкість вироблення ресурсу) відновлення проводиться також і при проведенні чергового профілактичного контролю.

Завданням технічного обслуговування в період нормальної експлуатації, є виявлення та усунення раптових відмов з метою запобігання переходу цих відмов у відмови функціонування. Відповідні види технічного обслуговування називаються профілактичним контролем і тестовим контролем.

Профілактичний контроль полягає в перевірці працездатності всього пристрою РЗА та ПА.

Тестовий контроль як додатковий вид технічного обслуговування, засто-

совується для пристроїв на мікроелектронній базі, що мають відповідні вбудовані засоби. При тестовому контролі здійснюється перевірка працездатності частини пристрою.

Періодичність профілактичного та тестового контролю визначається наступними факторами:

- параметром потоку відмов;
- середнім числом вимог спрацьовування на одиницю часу;
- збитком від відмови функціонування пристрою РЗА та ПА;
- витратами на проведення профілактичного контролю;
- імовірністю помилок персоналу в процесі проведення профілактичного контролю.

Крім профілактичного контролю, у період нормальної експлуатації, при необхідності передбачене проведення періодичних випробувань.

Призначенням періодичних випробувань є додаткова перевірка працездатності найменш надійних елементів пристроїв РЗА, ПА та кіл взаємодії різних пристроїв: реле часу з годинним механізмом, технологічних датчиків, приводів комутаційних апаратів (виконавчих механізмів), кола видачі (прийому) керуючих команд на (с) ВЧТО, АНКААВПА, АКПА-В.

При частковій зміні схем або реконструкції пристроїв РЗА та ПА при відновленні кіл, порушених у зв'язку з ремонтом основного устаткування, при необхідності зміни уставок, характеристик реле та пристроїв, і режиму роботи ПА проводяться позачергові перевірки.

Післяаварійні перевірки проводяться для з'ясування причин відмов функціонування або неясних дій пристроїв РЗА та ПА.

Обсяг і програма післяаварійної перевірки пристроїв системного призначення повинні затверджуватися на рівні енергосистеми.

Періодично повинні проводитися зовнішні технічні огляди апаратури та вторинних кіл, перевірка положення перемикаючих пристроїв, випробовувальних блоків і ключів.

Висновки до першого розділу

Знання принципів виконання, особливостей функціонування та розрахунку параметрів спрацювання пристроїв релейного захисту об'єктів електроенергетичних систем є обов'язковим для інженерів, які працюють у галузі електроенергетики.

Після виникнення в електроенергетичній системі к.з. необхідно якомога швидше вимкнути пошкоджений елемент від джерел живлення.

Вимкнення пошкодженого обладнання або обладнання, яке працює в особливому режимі, здійснюють спеціальні пристрої автоматики – пристрої релейного захисту (РЗ).

Релейний захист не запобігає виникненню пошкодження, він діє тільки після його виникнення і мета його – унеможливити руйнування, а також обмежити розповсюдження пошкодження на інші суміжні елементи електроенергетичної системи, ліквідувати можливу небезпеку для людей.

2. ПЕРІОДИЧНІСТЬ ТА ПРОГРАМИ РОБІТ ПРИ ТЕХНІЧНОМУ ОБСЛУГОВУВАННІ ПРИСТРОЇВ РЗА

2.1 Періодичність технічного обслуговування пристроїв РЗА

Всі пристрої РЗА та ПА, включаючи вторинні кола, вимірювальні трансформатори та елементи приводів комутаційних апаратів, що відносяться до пристроїв РЗА та ПА, повинні періодично підлягати технічному обслуговуванню.

Залежно від типу пристроїв РЗА та ПА та умов їхньої експлуатації в частині впливу різних факторів зовнішнього середовища цикл технічного обслуговування встановлений від трьох до восьми років.

Під циклом технічного обслуговування розуміється період експлуатації пристроїв між двома найближчими профілактичними відновленнями протягом якого в певній послідовності виконуються встановлені види технічного обслуговування.

Для пристроїв РЗА та ПА електричних приєднань підстанцій 110-750 кВ, у тому числі підвищувальних підстанцій електростанцій, цикл технічного обслуговування встановлено:

- вісім років для пристроїв на електромеханічній базі;
- шість років для пристроїв на мікроелектронній базі.

Для пристроїв РЗА та ПА електричних станцій цикл технічного обслуговування залежить від категорій приміщень, у яких вони встановлені та типу елементної бази за допомогою якої вони реалізовані.

До I категорії відносяться сухі опалювальні приміщення з наявністю незначної вібрації та запиленості, у якому відсутні ударні впливи (ГЩУ, БЩУ, релейні щити).

II категорія приміщень характеризується більшим діапазоном коливань температури навколишнього повітря, незначною вібрацією, наявністю одиночних ударів, можливістю істотного запилення (панелі РУСН 0,4 кВ, релейні від-

сіки КРУ 6 кВ).

III категорія приміщень характеризується наявністю постійної великої вібрації (камера АГП, зони поблизу обертових машин).

Цикл технічного обслуговування пристроїв РЗА та ПА залежить від категорії та приміщення, де встановлений пристрій:

- на електромеханічній базі – вісім, шість або три роки;
- на мікроелектронній елементній базі – шість, п'ять або три роки.

Цикл технічного обслуговування силових розчіплювачів автоматів всіх типів в пристроях РЗА разом з відновленням захисту прийнятий рівним шести рокам.

Для невідповідних приєднань напругою 0,4-6 кВ електростанцій тривалість циклу технічного обслуговування пристроїв дистанційного керування та сигналізації може бути збільшена вдвічі в порівнянні із тривалістю циклу технічного обслуговування пристроїв РЗА цих приєднань (але не більше, ніж до восьми років).

У окремих обґрунтованих випадках тривалість циклів технічного обслуговування пристроїв РЗА та ПА може бути скорочена. Рішення з цього питання повинне прийматися на рівні енергосистеми для пристроїв РЗА головної схеми електростанцій, а також устаткування, ліній електропередачі, пристроїв ПА, що перебувають у віданні або управлінні диспетчера енергосистеми. Для пристрою РЗА СН електростанцій та інших пристроїв РЗА підстанцій рішення приймається на рівні підприємства.

З метою суміщення проведення технічного обслуговування пристроїв РЗА та ПА з ремонтом основного устаткування допускається перенесення запланованого виду технічного обслуговування на строк до року.

Для пристроїв РЗА та ПА, апаратура яких розташована на двох і більше об'єктах, що належать різним енергопідприємствам, періодичність технічного обслуговування повинна бути однаковою (меншою).

При трирічній тривалості циклу технічного обслуговування профілактичний контроль між профілактичними відновленнями, як правило, не повинен

проводитися.

Для пристроїв дистанційного керування, трансформаторів струму, трансформаторів напруги, фільтрів приєднання (ФП), роздільних фільтрів (РФ), ВЧ кабелів техобслуговування (ТО) типу "профілактичний контроль" (К) передбачається. При "К" здійснюється їхній зовнішній огляд, перевірка механічної частини та перевірка ізоляції.

Для ВЧ загороджувачів ТО типу "перший профілактичний контроль" (К1) і "К" проводити не потрібно, а ТО типу "відновлення" (В) здійснюється з періодичністю шість років. Для інших елементів ВЧ (ФП, РФ, ВЧ кабель) ТО здійснюється з ТО пристрою, до якого вони відносяться (УПЗ-70, АВЗ К-80, ПВЗ, ВЧТО тощо).

Для пристроїв вторинних з'єднань таких, як сигналізація, блокування, проводяться ТО типу "В", випробування та огляди з періодичністю, встановленою для відповідних пристроїв РЗА та ПА.

Перший профілактичний контроль пристроїв РЗА та ПА дистанційного керування та сигналізації повинен проводитись через 10-15 місяців після вмикання пристрою в експлуатацію.

Для пристроїв РЗА та ПА енергоблоків проведення першого профілактичного контролю поєднується з першим капітальним ремонтом устаткування.

Тестовий контроль для пристроїв на мікроелектронній базі виконується не рідше одного разу в 12 місяців.

Для пристроїв РЗА та ПА на мікроелектронній базі з вбудованими засобами тестового контролю, як правило, повинно передбачатися тренування перед першим вмиканням в експлуатацію. Тренування полягає в подачі на пристрій у період від трьох до шести діб оперативного струму та при можливості робочих струмів і напруг; пристрій при цьому повинен бути ввімкнений з дією на сигнал. Після закінчення строку тренування, варто зробити тестовий контроль пристрою, і при відсутності яких-небудь несправностей пристрій РЗА перевести на відключення, ПА – ввести в роботу.

При неможливості проведення тренування перший тестовий контроль

повинен бути проведений у строк до двох тижнів після введення в експлуатацію.

Періодичність технічних оглядів апаратури та вторинних кіл встановлюється:

- для всіх електростанцій і підстанцій 220-750 кВ, а також для підстанцій 110-150 кВ із вимикачами в РУ 110-150 кВ – один раз на місяць;
- для цифрових необслуговуваних підстанцій – один раз на рік;
- для інших об'єктів – один раз в рік.

Необхідність і періодичність проведення випробування визначається згідно з місцевими умовами і затверджується рішенням головного інженера підприємства.

Строки випробування пристроїв, що перебувають на міжсистемних зв'язках (керування або ведення НДЦ України) повинні бути взаємопов'язані та узгоджуватися із НДЦ України.

Опробування пристроїв АВР СН ТЕС повинно проводитися оперативним персоналом не рідше одного разу в шість місяців, а пристроїв АВР елементів живлення СН – не рідше одного разу в рік. Якісна робота пристроїв у період за три місяці до наміченого строку може бути зарахована як проведення чергового випробування.

Періодичність проведення видів технічного обслуговування наведена в таблиці 2.1.

Зазначені в таблиці 2.1 цикли технічного обслуговування відносяться до періоду експлуатації пристроїв РЗА та ПА, що відповідає повному терміну служби.

Повний середній термін експлуатації пристроїв РЗА та ПА на електромеханічній елементній базі становить 25 років. Технічною документацією на пристрої РЗА та ПА на мікроелектронній базі апаратури ЧЭАЗ повний середній термін служби встановлений рівним 12 рокам.

Експлуатація пристроїв РЗА понад зазначені терміни служби можлива при задовільному стані апаратури та сполучних проводів цих пристроїв і при

скороченні циклу технічного обслуговування.

Таблиця 2.1 – Періодичність проведення видів технічного обслуговування

НЯ

Найменування	Цикл ТО, років	Кількість років експлуатації																
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Пристрої РЗА елементів підстанцій 110-750 кВ:																		
електромеханічні	8	Н	К ₁	-	-	К	-	-	-	В	-	-	-	К	-	-	-	В
мікроелектронні	6	Н	К ₁	-	К	-	-	В	-	-	К	-	-	В	-	-	К	-
Пристрої РЗА електричних станцій і електричних мереж 0, 4-4-35 кВ, установлені в приміщеннях:																		
I категорії:																		
електромеханічні	8	Н	К ₁	-	-	К	-	-	-	-	-	-	-	К	-	-	-	В
мікроелектронні	6	Н	К ₁	-	К	-	-	В	-	-	К	-	-	В	-	-	К	-
II категорії – пристрої всіх типів	6	Н	К ₁	-	К	-	-	В	-	-	К	-	-	В	-	-	К	-
III категорії – пристрої всіх типів	3	Н	К ₁	-	В	-	-	В	-	-	-	-	-	В	-	-	В	-
Розчіплювачі автоматичних вимикачів до 1000 В	6	Н	К ₁	-	-	-	-	В	-	-	-	-	-	В	-	-	-	-

Примітка 1. Умовні позначки:

Н – перевірка (налагодження) при новому увімкненні;

К₁ – перший профілактичний контроль;

В – профілактичне відновлення;

К – профілактичний контроль.

Примітка 2. Поєднати перевірку ВЧ портів і релейну частину ДФЗ, і виконувати з циклом 6 років. Заміну ламп в ВЧ портах виконувати один раз в три роки.

Примітка 3. В обсяг профілактичного контролю пристроїв РЗА входить в обов'язковому порядку відновлення реле серій РТ-80, РТ-90, ИТ-80, ИТ-90, РТ-40/Р, ЭВ-100, ЭВ-200, РПВ-58, РПВ-258, РТВ, РВМ, РП-8, РП-11, РП-18.

Примітка 4. Для пристроїв РЗА та ПА, термін служби яких перебільшує 25 років на електромеханічній базі та 12 років на мікроелектроній базі, цикл ТО повинен бути 4 роки з профконтролем через 2 роки.

2.2 Програми робіт при технічному обслуговуванні пристроїв РЗА

2.2.1 Нове увімкнення

Підготовчі роботи включають:

- підготовку необхідної документації (прийнятих до виконання схем, заводської документації на реле і устаткування, інструкцій, форм протоколів, уставок захистів і автоматики, програм тощо);

- підготовка випробувальних пристроїв, вимірювальних приладів, з'єднувальних проводів, запасних частин та інструмента;

- допуск до роботи;

- від'єднання всіх кіл зв'язку на рядах затискачів пристрою, що перевіряється, (панелі, шафи тощо) з іншими пристроями.

При зовнішньому огляді виконується чищення кожухів апаратури, монтажних проводів і рядів затискачів від пилу.

При огляді перевіряються:

- виконання вимог ПУЕ, ПТЕ та інших керівних документів, які стосуються налагоджуваного пристрою та окремих його вузлів, а також відповідність проекту встановленої апаратури і контрольних кабелів;

- надійність кріплення і правильність установки панелі, шафи, ящика, апаратури;

- відсутність механічних пошкоджень апаратури, стан ізоляції виводів реле та іншої апаратури;

- якість фарбування панелей, шаф, ящиків та інших елементів пристрою;
- стан монтажу проводів і кабелів, контактних з'єднань на рядах затискачів, відгалуженнях від шинок, шпильках реле, випробувальних блоках, резисторах, а також надійність пайок всіх елементів;
- правильність виконання кінцевого зачищення контрольних кабелів, ущільнень прохідних отворів;
- стан ущільнень дверцят шаф, кожухів, вторинних виводів трансформаторів струму і напруги тощо;
- стан і правильність виконання заземлень кіл вторинних з'єднань і металоконструкцій;
- стан електромагнітів керування і блок-контактів роз'єднувачів, вимикачів, автоматів та іншої комутаційної апаратури;
- наявність і правильність написів на панелях, шафах, ящиках і апаратурі, наявність і правильність маркування кабелів, жил кабелів, проводів.

Перевірка відповідності проекту змонтованих пристроїв включає:

- фактичне виконання з'єднань між касетами, блоками, модулями, реле, перемикачами та іншими елементами на панелях, в шафах, ящиках з одночасною перевіркою правильності маркування;
- фактичне виконання всіх кіл зв'язку між пристроєм, що перевіряється, та іншими пристроями РЗА, керування, сигналізації. Одночасно проводиться перевірка правильності маркування жил кабелів.

При внутрішньому огляді та перевірці механічної частини апаратури виконуються:

- перевірка стану ущільнення кожухів і цілості скла;
- перевірка наявності та цілості деталей, правильності їхнього встановлення і надійності кріплення;
- чищення від пилу і сторонніх предметів;
- перевірка надійності контактних з'єднань і пайок (які можна перевірити без розбирання елементів, вузла);

- перевірка затягування болтів, що стягують сердечники трансформаторів, дроселів тощо;
- перевірка стану ізоляції з'єднувальних проводів і обмоток апаратури;
- перевірка стану контактних поверхонь;
- перевірка механічних характеристик апаратури (люфтів, зазорів, провалів, розчинів, прогинів тощо).

Попередня перевірка опору ізоляції складається з вимірювання опору ізоляції окремих вузлів пристроїв РЗА (трансформаторів струму і напруги, приводів комутаційних апаратів, контрольних кабелів, панелей захистів тощо).

Вимірювання виконується:

- а) відносно землі;
- б) між окремими групами електрично не зв'язаних кіл (струму, напруги, оперативного струму, сигналізації);
- в) між фазами в струмових колах, де є реле або пристрої з двома і більше первинними обмотками;
- г) між жилами кабелю газового захисту;
- д) між жилами кабелю від трансформаторів напруги до автоматичних вимикачів або запобіжників (опір ізоляції кожного приєднання має підтримуватися не нижче ніж 1 МОм).

Перевірка електричних характеристик конкретних пристроїв, комплектів і апаратів при технічному обслуговуванні виконуються відповідно до вимог заводської і чинної нормативної документації. Роботи з перевірки електричних характеристик повинні завершуватися виставлянням і перевіркою уставок і режимів, що задаються службами РЗА суб'єктів електроенергетики, а також уповноважених диспетчерських центрів.

Перевірка взаємодії елементів пристрою виконується при напрузі оперативного струму, що дорівнює 0,8 номінального значення. Правильність взаємодії реле захисту, електроавтоматики, керування і сигналізації перевіряється відповідно до принципової схеми при спрацьовуванні або спрацюванні реле (від руки).

Особливу увагу при перевірці варто звертати на:

- відсутність обхідних кіл;
- правильність роботи пристрою при різних положеннях накладок, перемикачів, випробувальних блоків, рубильників тощо;
- виключення можливості впливу на пристрої і комутаційні апарати інших приєднань.

Для пристроїв на мікроелектронній базі перевірка взаємодії елементів виконується за допомогою пристрою тестового контролю.

Після закінчення перевірки виконується під'єднання жил кабелів, які зв'язують пристрій, що перевіряється, з іншими пристроями, до рядів затискачів пристрою, що перевіряється, за винятком кіл зв'язку з пристроями, що перебувають у роботі. Жили кабелів, що підключаються, з протилежної сторони повинні бути вимкнені.

Вимірювання і випробування ізоляції пристроїв у повній схемі виконуються при закритих кожухах, кришках, дверцятах тощо.

Випробування електричної міцності ізоляції виконується, якщо воно не перечить вимогам технічних умов на даний пристрій. В іншому випадку – перевіряється згідно з НД на даний пристрій.

До і після випробування електричної міцності ізоляції виконується вимірювання опору ізоляції відносно землі кожної з груп електрично не зв'язаних кіл вторинних з'єднань.

Комплексна перевірка пристроїв проводиться при номінальній напрузі оперативного струму при подаванні на пристрій параметрів аварійного режиму від стороннього джерела і повністю зібраних колах пристроїв при закритих кожухах реле, при цьому можливість впливу на інші пристрої РЗА і комутаційні апарати повинна бути виключена.

При комплексній перевірці виконується вимірювання повного часу дії кожної з ступенів пристрою, в тому числі по колах прискорення, і перевіряється правильність дії сигналізації.

Струм і напруга, що відповідають аварійному режиму, подаються на всі ступені та фази (або всі комбінації фаз) пристрою, що перевіряється, і повинні відповідати нижчеподаним:

а) для захистів максимальної дії – 0,9 і 1,1 уставки спрацьовування для контролю неспрацьовування захисту в першому і спрацьовування в другому випадках; для контролю часу дії – струм або напруга, що дорівнюють 1,3 уставки спрацьовування.

Для захистів з залежною характеристикою перевіряються дві-три точки характеристики.

Для струмових напрямлених захистів подається номінальна напруга з фазою, що забезпечує спрацьовування реле напрямку потужності.

Для диференційних захистів струм подається по черзі в кожне з плечей захисту;

б) для захистів мінімальної дії – 1,1 і 0,9 уставки спрацьовування для контролю неспрацьовування захисту в першому і спрацьовування в другому випадках; для контролю часу дії – струм або напруга, що дорівнюють 0,8 уставки спрацьовування.

Для дистанційних захистів тимчасова характеристика знімається для значень опорів, що дорівнюють $0Z1$; $0,5Z1$; $0,9Z1$; $1,1Z1$; $0,9Z2$; $1,1Z2$; $0,9Z3$; $1,1Z3$. Регулювання витримки часу другого і третього ступенів виконується при опорах, які дорівнюють відповідно $1,1Z1$ і $1,1Z2$. Регулювання витримки часу першого ступеня (при необхідності) виконується при опорі $0,5Z1$.

Перевіряється правильність поведіння пристроїв при імітації всіх можливих видів КЗ в зоні та поза зоною дії пристроїв.

Перевірка взаємодії пристрою, що перевіряється, з іншими ввімкненими в роботу пристроями захисту, електроавтоматики, керування і сигналізації і дії пристрою на комутаційні апарати (при номінальній напрузі оперативного струму), а також відновлення кіл зв'язку пристрою, що перевіряється, з іншими пристроями, що перебувають у роботі, виконуються за затвердженою програмою.

Після перевірки дії пристрою на комутаційні апарати, роботи у всіх його колах не повинні виконуватися.

Перевірка пристроїв робочим струмом і напругою є остаточною перевіркою схеми змінного струму і напруги, правильності увімкнення і поводження пристроїв.

Перед перевіркою пристроїв виконується:

- огляд всіх реле, блоків, модулів, інших апаратів, рядів затискачів і перемичок на них;
- перевірка наявності заземлення у відповідних колах;
- встановлення накладок, перемикачів, випробувальних блоків та інших оперативних елементів у положення, при яких виключається вплив пристрою, що перевіряється, на інші пристрої і комутаційні апарати;
- перевірка цілості струмових кіл (від навантажувальних пристроїв, від генератора на коротку, вторинними струмами тощо), а також правильності збирання струмових кіл диференційних захистів генераторів і трансформаторів, струмових фільтрових захистів.

При перевірці робочим струмом і напругою виконується:

- а) перевірка справності всіх струмових кіл вимірюванням вторинних струмів навантаження у фазах і цілості нульового проводу;
- б) перевірка справності та правильності під'єднання кіл напруги. Кола напруги перевіряються в наступному обсязі:
 - вимірювання на ряді затискачів лінійної і фазної напруги і напруги нульової послідовності (вимірювання напруги нульової послідовності додатково виконується безпосередньо на виводах реле);
 - перевірка чергування фаз напруги;
 - перевірка фазування кіл напруги приєднання, що перевіряється;
- в) перевірка правильності під'єднання кіл струму кожної групи трансформаторів струму зніманням векторної діаграми і звіренням її з фактичним напрямком потужності в первинному колі;

г) перевірка роботи пристроїв блокувань при несправностях кіл напруги почерговим вимкненням на ряді затискачів панелі кожної з фаз, двох і трьох фаз одночасно, а також нуля (для тих типів блокувань, де це потрібно);

д) перевірка правильності роботи і небалансів фільтрів струму і напруги прямої, зворотної і нульової послідовностей, а також комбінованих фільтрів;

е) перевірка правильності увімкнення реле напрямку потужності та спрямованих реле опору;

є) перевірка правильності складання струмових кіл диференційних захистів вимірюванням струмів (напруги) небалансів;

ж) заключна перевірка правильності увімкнення диференційно-фазних захистів, захистів з ВЧ блокуванням, поздовжньо-диференційних захистів (відповідно до обсягів технічного обслуговування конкретних типів пристроїв).

При підготовці пристроїв релейного захисту, електроавтоматики, дистанційного керування і сигналізації до увімкнення виконуються:

- повторний огляд реле, режим яких змінювався при перевірці робочим струмом і напругою;

- перевірка положення сигнальних елементів вказівних реле, випробувальних блоків, накладок, рубильників, кнопок, сигнальних та інших пристроїв, якими оперує черговий персонал, а також перемичок на рядах затискачів;

- перевірка показів приладів ВЧ прийомопередавачів, контрольних пристроїв тощо;

- інструктаж чергового персоналу стосовно пристроїв, що вводяться в роботу, і особливостей їхньої експлуатації, здавання цих пристроїв та інструкцій з їхнього обслуговування черговому персоналу;

- запис в журналі релейного захисту про результати перевірки, стан перевірених пристроїв і про можливість увімкнення їх в роботу. Оформлення паспортів-протоколів пристрою.

2.2.2 Перший профілактичний контроль

Підготовчі роботи включають:

- підготовку необхідної документації (виконавчих схем, чинних інструкцій, паспортів-протоколів, робочих зошитів, карт уставок захистів і автоматики, програм);
- підготовку випробувальних пристроїв, вимірювальних приладів, з'єднувальних проводів, запасних частин та інструмента;
- допуск до роботи і вживання заходів проти можливості впливу пристрою, що перевіряється, на інші пристрої.

При зовнішньому огляді оцінюється ступінь забруднення кожухів апаратури, монтажних проводів і рядів затискачів пилом.

При огляді перевіряються:

- надійність кріплення панелі, шафи, ящика, апаратури;
- відсутність механічних пошкоджень апаратури, стан ізоляції виводів реле та іншої апаратури;
- стан монтажу проводів і кабелів, надійність контактних з'єднань на рядах затискачів, відгалуженнях від шинок, шпильках реле, випробувальних блоках, резисторах, а також надійність пайок всіх елементів;
- стан ущільнень дверцят шаф, кожухів вторинних виводів трансформаторів струму і напруги тощо;
- стан електромагнітів керування і блок-контактів роз'єднувачів, вимикачів, автоматів та іншої комутаційної апаратури;
- стан заземлення вторинних кіл; - наявність і правильність написів на панелях і апаратурі, наявність маркування кабелів і проводів.

Попередня перевірка заданих уставок виконується (при закритих кожухах) з метою визначення працездатності елементів і відхилення значень уставок від заданих.

Припустимі значення максимальних відхилень уставок від заданих наведені в таблиці 2.2.

Якщо при перевірці уставок їхні значення виходять за межі припустимих відхилень, виконуються аналіз причин відхилення і усунення несправності.

При внутрішньому огляді та перевірці механічної частини апаратури виконуються:

- перевірка стану ущільнення кожухів і цілості скла; - перевірка стану деталей і надійності їхнього кріплення;
- чищення від пилу і сторонніх предметів;
- перевірка надійності контактних з'єднань;
- перевірка стану ізоляції з'єднувальних проводів і обмоток апаратури;
- перевірка стану контактних поверхонь; при відсутності на них механічних пошкоджень, нагару, раковин, оксидної плівки чищення не виконується;
- перевірка і (при необхідності) регулювання механічних характеристик апаратури (люфтів, зазорів, провалів, розчинів, прогинів тощо).

Таблиця 2.2 – Припустимі відхилення параметрів спрацьовування для пристроїв, виконаних на мікроелектронній і електромеханічній базі

Нормований параметр	Припустима похибка
1	2
Витримка часу захистів з незалежною характеристикою, с	$\pm 0,1$
Витримка часу захистів із залежною характеристикою, с:	
- у залежній частині (контрольні точки)	$\pm 0,15$
- у незалежній частині	$\pm 0,1$
Витримка часу вмонтованих у привод реле в незалежній частині (з урахуванням часу вимкнення вимикача), с	$\pm 0,15$
Опір спрацьовування дистанційних захистів, %	± 3
Струм і напруга спрацьовування реле змінного струму і напруги, %	± 3
Те ж для неузгоджуваних захистів, %	± 5
Струм і напруга спрацьовування реле, вмонтованих у привод, %	± 5
Те ж для вмикальних і вимикальних катушок, %	± 5
Потужність спрацьовування реле напрямку потужності змінного струму, напруга і струм спрацьовування реле постійного струму, %	$\pm 3 - 5$
Коефіцієнт спрацювання реле максимальної величини:	
- не вмонтованого в привод, не менше, в.о.	$0,9 \pm 3$
- вмонтованого в привод, не менше, в.о.	$0,8 \pm 5$
Коефіцієнт спрацювання реле мінімальної величини:	
- не вмонтованого в привод, не більше, в.о.	1,11
- вмонтованого в привод, не більше, в.о.	1,25
Кут максимальної чутливості, град.	± 5
Струм спрацьовування максимальних розчіплювачів струму автоматичних вимикачів серії АВМ, %	± 10
Час спрацьовування механічного сповільнювача розчіплювання селективних автоматичних вимикачів серії АВМ, %	± 15
Струм спрацьовування електромагнітних розчіплювачів автоматичних вимикачів серії АЗ100, %:	
АЗ120	± 20
АЗ130, АЗ140	± 15

Примітка. Якщо припустиме значення не вказано, то воно визначається як сума максимальних значень часу спрацьовування послідовно діючих речовин.

Продовження таблиці 2.2

1	2
Струм спрацьовування електромагнітних розчіплювачів автоматичних вимикачів серії АП50, %, з уставками:	±15
3,5I _{ном}	±20
8,0I _{ном}	від -30 до +15
11,0I _{ном}	
Струм спрацьовування електромагнітного розчіплювача в нульовому проведенні автоматичних вимикачів серії АП50, %	від -20 до +40
Струм спрацьовування електромагнітних розчіплювачів триполюсних автоматичних вимикачів серії АК63, %	від -15 до +25
Струм спрацьовування електромагнітних розчіплювачів автоматичних вимикачів серії АЗ700, %	±15
Струм спрацьовування напівпровідникових розчіплювачів автоматичних вимикачів серії АЗ700, %	±20
Час спрацьовування напівпровідникових і теплових розчіплювачів автоматичних вимикачів серії АЗ700	
Струм спрацьовування максимальних розчіплювачів автоматичних вимикачів серії ВА, %	±20
Час спрацьовування напівпровідникових і теплових розчіплювачів автоматичних вимикачів серії ВА	
Струм спрацьовування вмонтованої МСЗ автоматичних вимикачів серії "Електрон", %	±15
Час спрацьовування вмонтованої МСЗ автоматичних вимикачів серії "Електрон", %:	
- у зоні струмів перевантаження	±20
- у зоні струмів КЗ	±15

Перевірка електричних характеристик елементів проводиться:

- в обсязі профілактичного відновлення, якщо не виконувалися розбирання або заміна елементів;
- в обсязі нового увімкнення, якщо таке розбирання (заміна) виконувалося .

При підготовці пристроїв релейного захисту, електроавтоматики, керування і сигналізації до увімкнення виконуються:

- повторний огляд реле, блоків, модулів, режим яких змінювався при перевірці робочим струмом і напругою;
- перевірка положення сигнальних елементів вказівних реле, випробувальних блоків, накладок, рубильників, кнопок, сигнальних ламп та інших пристроїв, якими оперує черговий персонал, а також перемичок на рядах затискачів;
- перевірка показів приладів ВЧ прийомопередавачів, контрольних пристроїв тощо;
- запис в журналі релейного захисту про результати перевірки, стан перевірених пристроїв і про можливість увімкнення їх в роботу.

2.2.3 Профілактичне відновлення

При зовнішньому огляді виконується чищення кожухів апаратури, монтажних проводів і рядів затискачів від пилу.

При огляді перевіряються:

- надійність кріплення панелі, шафи, ящика, апаратури;
- відсутність механічних пошкоджень апаратури, стан ізоляції виводів реле та іншої апаратури;
- стан фарбування панелей, шаф, ящиків та інших елементів пристрою;
- стан монтажу проводів і кабелів, надійність контактних з'єднань на рядах затискачів, відгалуженнях від шинок, шпильках реле, випробувальних блоках, резисторах, а також надійність пайок всіх елементів;

- стан кінцевого зачищення кабелів вторинних з'єднань;
- стан ущільнення дверцят шаф, кожухів виводів на стороні вторинних кіл трансформаторів струму і напруги тощо;
- стан заземлення вторинних кіл;
- стан електромагнітів керування і блок-контактів роз'єднувачів, вимикачів, автоматів та іншої комутаційної апаратури;
- наявність написів на панелях, шафах, ящиках і апаратурі, наявність маркування кабелів, жил кабелів і проводів.

При внутрішньому огляді та перевірці механічної частини апаратури виконуються:

- перевірка стану ущільнення кожухів і цілості скла;
- перевірка стану деталей і надійності їхнього кріплення;
- чищення від пилу;
- перевірка надійності контактних з'єднань і пайок (які можна перевірити без розбирання елементів, вузла);
- перевірка затягування болтів, що стягують сердечники трансформаторів, дроселів тощо;
- перевірка стану ізоляції з'єднувальних проводів і обмоток апаратури;
- перевірка стану контактних поверхонь; при відсутності на них механічних пошкоджень, нагару, раковин і оксидної плівки чищення не виконується;
- перевірка і (при необхідності) регулювання механічних характеристик апаратури (люфтів, зазорів, провалів, розчинів, прогинів тощо).

2.2.4 Профілактичний контроль

При зовнішньому огляді виконуються:

- чищення від пилу кожухів апаратури і монтажу;
- огляд стану апаратури і монтажу;
- огляд внутрішніх елементів апаратури через оглядове скло;
- огляд вихідних реле при знятих кожухах.

При внутрішньому огляді та перевірці механічної частини апаратури, що підлягає відновленню виконуються:

- перевірка стану деталей і надійності їхнього кріплення;
- чищення від пилю;
- перевірка надійності контактних з'єднань у пайок;
- перевірка стану контактних поверхонь; при відсутності на них механічних пошкоджень, нагару, раковин і оксидної плівки чищення не виконується;
- перевірка і (при необхідності) регулювання механічних характеристик (люфтів, зазорів, провалів, розчинів, прогинів, тощо);
- перевірка електричних характеристик.

Виконується вимірювання опору ізоляції кожної з груп електрично незв'язаних вторинних кіл відносно землі.

Комплексна перевірка пристроїв проводиться при номінальній напрузі оперативного струму при підведенні до пристрою параметрів аварійного режиму від стороннього джерела і повністю зібраних колах пристроїв при закритих кожухах реле; час дії захистів при цьому не вимірюється.

Струм і напруга, що відповідають аварійному режиму, подаються на всі фази (або всі комбінації фаз) пристрою, що перевіряється.

Для захистів з залежною характеристикою знімаються дві-три точки характеристики; для диференційних захистів струм по черзі подається в кожне з плечей захисту; на ступінчасті захисти подаються параметри аварійного режиму, що відповідають одній точці першої зони і одній точці поза зоною спрацьовування останнього ступеня; при цьому перевіряється відповідно спрацьовування і неспрацьовування всіх ступенів захисту.

При комплексній перевірці перевіряється також правильність дії сигналізації.

При перевірці дії вихідних реле на комутаційний апарат проводиться перевірка справності кола вимкнення (увімкнення) дією на комутаційний апарат від вихідних реле і відновлення кіл зв'язку пристрою, що перевіряється, з іншими пристроями.

Перевірка пристроїв робочим струмом і напругою включає:

- перевірку обтікання струмом струмових кіл пристрою, що перевіряється;

- перевірку наявності напруги на пристрої, що перевіряється.

При підготовці пристрою до увімкнення виконуються:

- перевірка положення сигнальних елементів вказівних реле, випробувальних блоків, накладок, рубильників, кнопок, сигнальних ламп та інших елементів;

- запис в журналі релейного захисту про результати перевірки, стан перевірених пристроїв і про можливість увімкнення їх в роботу.

2.2.5 Тестовий контроль

Тестовий контроль (ТК) проводиться для пристроїв на мікроелектронній базі відповідно до інструкції заводу-виробника.

При проведенні налагоджувальних робіт, першого профілактичного контролю і профілактичного відновлення пристроїв РЗА на мікроелектронній базі тестовий контроль проводиться двічі – після перевірки блока живлення і після перевірки пристрою робочим струмом і напругою. При проведенні профілактичного контролю тестовий контроль проводиться один раз – після перевірки робочим струмом і напругою.

2.2.6 Періодичне випробування

Підготовчі роботи включають:

- підготовку виконавчих схем, інструкцій, паспортів-протоколів і робочих зошитів;

- допуск до роботи і вживання заходів для виключення впливу пристрою, що перевіряється, на інші пристрої (розбирання кіл).

Перевірка працездатності елементів пристрою складається в більшості випадків з двох частин:

- випробування елемента з дією на вихідні реле;
- випробування дії вихідних реле на комутаційну апаратуру.

Напруга оперативного струму при періодичному випробуванні повинна дорівнювати 0,8 номінального значення, якщо це легко досяжно.

При підготовці пристрою до увімкнення виконуються:

- відновлення кіл зв'язку пристрою, що перевіряється, з іншими пристроями;
- перевірка положення сигнальних елементів вказівних реле, випробувальних блоків, накладок, рубильників, кнопок, сигнальних ламп та інших оперативних елементів.

Результати випробування і перевірки оформляються в журналі релейного захисту.

2.2.7 Технічний огляд

При технічному огляді візуально контролюють:

- відсутність зовнішніх пошкоджень пристрою і його елементів;
- стан кріплень пристроїв на панелях, проводів на рядах затискачів і на виводах пристроїв;
- наявність підписів і позиційних позначень;
- положення сигнальних елементів вказівних реле, випробувальних блоків, накладок, рубильників, кнопок та інших елементів, стан сигнальних ламп.

Висновки до другого розділу

У даному розділі було розглянуто періодичність та програми робіт при технічному обслуговуванні пристроїв релейного захисту та автоматики.

Всі пристрої РЗА та ПА, включаючи вторинні кола, вимірювальні трансформатори та елементи приводів комутаційних апаратів, що відносяться до

пристроїв РЗА та ПА, повинні періодично підлягати технічному обслуговуванню, тому було розглянуто терміни цих періодів.

Також було розглянуто програми робіт наприклад при першому технологічному контролі, або при новому увімкненні, технічний огляд та періодичне випробування пристроїв релейного захисту.

3. ЗАХИСТ ЛІНІЙ ТА РОЗРАХУНОК УСТАВОК РЗА

3.1 Загальні вимоги до захисту ліній

Повітряні й кабельні ЛЕП, маючи велику довжину, зазнають пошкоджень більше, ніж інше обладнання. Особливо це стосується повітряних ліній. Тому для швидкого вимкнення вони мають бути обладнані релейним захистом. При цьому захист від замикань на землю в мережах із заземленою нейтраллю трансформаторів із великими струмами замикання має діяти на вимкнення, а в мережах з ізольованою нейтраллю – на сигнал або вимкнення, оскільки замикання на землю однієї фази в мережі з ізольованою нейтраллю не порушує роботи споживачів. Захисти ліній відрізняються різноманіттям і визначаються переважно схемою роботи ліній, напругою мережі і відповідальністю споживачів, що живляться.

На одиничних лініях із двобічним живленням за наявності чи відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, рекомендується застосовувати ті самі захисти, що й на одиничних лініях з однобічним живленням, виконуючи їх за необхідності спрямованими. З метою спрощення захистів і забезпечення їхньої селективної дії допускається застосовувати автоматичний поділ мережі на радіальні ділянки в момент виникнення пошкодження з наступним автоматичним її відновленням. Якщо неспрямований чи спрямований струмовий ступінчастий захист не забезпечує потрібних швидкодії та селективності, допускається передбачати такі захисти:

- 1) дистанційний захист у найпростішому виконанні;
- 2) поперечний диференційний струмовий захист (для здвоєних кабельних ліній);
- 3) поздовжній диференційний струмовий захист для коротких ділянок ліній; за необхідності прокладання спеціального кабелю тільки для поздовжнього диференційного захисту довжина його має бути менше 3 км.

Для вказаних захистів як резервний слід передбачати струмовий захист. Захист від однофазних замикань на землю має бути виконаний у вигляді:

- селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрямок), який діє на сигнал;
- селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрямок), який діє на вимкнення, коли це необхідно за вимогами безпеки; захист має бути встановлений на живильних елементах у всій електрично пов'язаній мережі;
- пристроїв контролю ізоляції; при цьому відшукування пошкодженого елемента має здійснюватися спеціальними пристроями; допускається відшукування пошкодженого елемента почерговим вимкненням приєднань.

Захист від однофазних замикань на землю має бути виконаний, як правило, з використанням трансформаторів струму нульової послідовності. Він повинен реагувати на замикання на землю, допускається також застосування пристроїв, які реєструють короткочасні замикання, без забезпечення повторності дії.

Захист від однофазних замикань на землю, що діє на вимкнення без витримки часу за вимогами безпеки, має вимикати тільки елемент, що живить пошкоджену ділянку; при цьому як резервний має бути передбачений захист, що виконується у вигляді захисту нульової послідовності з витримкою часу близько 0,5 с, який діє на вимкнення всієї електрично пов'язаної мережі – системи (секції) шин або живильних трансформатора.

Для ліній у 110–500 кВ з ефективно заземленою нейтраллю мають бути передбачені пристрої релейного захисту від багатофазних замикань і замикань на землю. Захисти мають бути обладнані пристроями, які блокують їхню дію при хитаннях, якщо в мережі можливі хитання або асинхронний хід, при яких можливі надлишкові спрацьовування захисту. Допускається виконання захисту без блокувальних пристроїв, якщо він відбудований від хитань за часом (близько 1,5–2 с).

Для ліній 330 кВ і вище як основний має бути передбачений захист, який діє без уповільнення при КЗ у будь-якій точці ділянки, що захищається. Для

ліній напругою 110–220 кВ питання про тип основного захисту, у тому числі про необхідність застосування захисту, що діє без уповільнення при КЗ у будь-якій точці ділянки, що захищається, має вирішуватися в першу чергу з урахуванням вимог збереження стійкості роботи енергосистеми. При цьому, якщо за розрахунками стійкості роботи енергосистеми не висуваються інші, більш жорсткі, вимоги, може бути прийнято, що вказана вимога, як правило, задовольняється, коли трифазні КЗ, при яких залишкова напруга на шинах електростанцій і підстанцій нижче $0,6-0,7 U_{ном}$, вимикаються без витримки часу.

Менше значення остаточної напруги ($0,6 U_{ном}$) може бути допущено для ліній 110 кВ, менш відповідальних ліній 220 кВ (у сильно розгалужених мережах, де живлення споживачів надійно забезпечується з декількох боків), а також для більш відповідальних ліній 220 кВ у випадках, коли КЗ, що розглядається, не призводить до значного скидання навантаження.

При виборі типу захистів, що встановлюються на лініях 110–220 кВ, крім вимог зберігання стійкості роботи енергосистеми, має бути враховане таке:

1) на лініях 110 кВ і вище, що відходять від АЕС, а також на всіх елементах мережі, що прилягає, на яких при багатофазних КЗ залишкова напруга прямої послідовності на боці вищої напруги блоків АЕС може знижуватися більш ніж до $0,45$ номінальної, слід забезпечувати резервування швидкодіючих захистів із витримкою часу, яка не перевищує $1,5$ с з урахуванням дії ПРВВ;

2) пошкодження, вимкнення яких із витримкою часу може призвести до порушення роботи відповідальних споживачів, має вимикатися без витримки часу (наприклад пошкодження, при яких залишкова напруга на шинах електростанцій і підстанцій буде нижче $0,6 U_{ном}$, якщо вимкнення їх із витримкою часу може призвести до саморозвантаження внаслідок лавини напруги, чи пошкодження із залишковою напругою $0,6 U_{ном}$ і більше, якщо вимкнення їх із витримкою часу може призвести до порушення технології);

3) за необхідності здійснення швидкодіючого АПВ на лінії має бути встановлений швидкодіючий захист, що забезпечує вимкнення пошкодженої

лінії без витримки часу з обох боків;

4) при вимкненні з витримкою часу пошкоджень із струмами, що в кілька разів перевищують номінальний, можливий недопустимий перегрів провідників.

Допускається застосування швидкодіючих захистів у складних мережах і за відсутності викладених вище умов, якщо це необхідно для забезпечення селективності. При оцінюванні забезпечення вимог стійкості, виходячи зі значень залишкової напруги, слід керуватися так:

– для одиничного зв'язку між електростанціями або енергосистемами залишкова напруга має бути перевірена на шинах підстанцій та електростанцій, що входять до даного зв'язку, при КЗ на лініях, що відходять від цих шин, крім ліній, що утворюють зв'язок; для одиничного зв'язку, що містить частину ділянок із паралельними лініями, – також при КЗ на кожній із цих паралельних ліній;

– за наявності кількох зв'язків між електростанціями або енергосистемами значення залишкової напруги має бути перевірене на шинах тільки тих підстанцій чи електростанцій, де з'єднуються ці зв'язки, при КЗ на зв'язках і на інших лініях, що живляться від цих шин, а також на лініях, що живляться від шин підстанцій зв'язків;

– залишкова напруга має бути перевірена при КЗ в кінці зони, яка охоплюється першим ступенем захисту в режимі каскадного вимкнення пошкодження, тобто після вимкнення вимикача з протилежного кінця лінії захистом без витримки часу.

На одиничних лініях з однобічним живленням від багатофазних замикань слід встановлювати ступінчасті струмові захисти або ступінчасті захисти струму й напруги. Якщо такі захисти не відповідають вимогам чутливості чи швидкості вимкнення пошкодження, то має бути передбачений ступінчастий дистанційний захист. В останньому випадку як додатковий захист рекомендується використовувати струмове відсічення без витримки часу.

Від замикань на землю має бути передбачений ступінчастий струмовий

направлений чи ненаправлений захист нульової послідовності. Захист має бути встановлений тільки з тих боків, звідки може бути подане живлення. Для ліній, які складаються з кількох послідовних ділянок, із метою спрощення допускається використання неселективних ступінчастих захистів струму й напруги (від багатофазних замикань) і ступінчастих струмових захистів нульової послідовності (від замикань на землю) в поєднанні з пристроями почергового АПВ.

На одиночних лініях, що мають живлення з двох чи більше боків (останнє – на лініях із відгалуженнями), як за наявності, так і відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, від багатофазних замикань має бути застосований дистанційний захист (переважно триступінчастий), який використовується як резервний або основний (останнє – тільки на лініях 110–220 кВ). Як додатковий захист рекомендується використовувати струмове відсічення без витримки часу. В окремих випадках допускається використовувати струмове відсічення для дії при помилковому вмиканні на трифазне КЗ в місці встановлення захисту, коли струмове відсічення, яке виконано для дії в інших режимах, не відповідає вимозі чутливості.

Від замикань на землю має бути передбачений ступінчастий струмовий направлений чи ненаправлений захист нульової послідовності. Як основний захист від багатофазних замикань на приймальному кінці головних ділянок кільцевої мережі з однією точкою живлення рекомендується застосовувати одноступінчастий струмовий направлений захист; на інших одиничних лініях (переважно 110 кВ) допускається в окремих випадках застосовувати ступінчасті струмові захисти або ступінчастий захист струму й напруги, виконуючи їх у випадку необхідності направленими.

Захист слід встановлювати тільки з тих боків, звідки може бути подане живлення. На паралельних лініях, що мають живлення з двох чи більше боків, а також на живильному кінці паралельних ліній з однобічним живленням можуть бути використані ті самі захисти, що й на відповідних одиночних лініях.

Для прискорення вимкнення замикань на землю, а в окремих випадках і замикань між фазами на лініях із двобічним живленням може бути застосований додатковий захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії. Цей захист може бути виконаний у вигляді окремого поперечного струмового захисту (із ввімкненим реле на струми нульової послідовності або на фазні струми) чи тільки у вигляді кола прискорення встановлених захистів (струмової нульової послідовності, максимальної струмової, дистанційної та ін.) із контролем напрямку потужності в паралельних лініях.

З метою підвищення чутливості захисту нульової послідовності допускається передбачати виведення з роботи окремих її ступенів при вимиканні вимикача паралельної лінії. На приймальному кінці двох паралельних ліній з однобічним живленням, як правило, передбачений поперечний диференційний направлений захист.

Якщо захист не відповідає вимогам швидкодії, як основний захист (при роботі двох паралельних ліній) на живильному кінці двох паралельних ліній 110–220 кВ з однобічним живленням і на двох паралельних лініях 110 кВ із двобічним живленням переважно в розподільних мережах може бути застосований поперечний диференційний направлений захист.

Якщо захист не задовольняє вимогу швидкодії, то як основні захисти одиничних і паралельних ліній із двобічним живленням слід передбачати високочастотні й поздовжні диференційні захисти.

Для ліній 110–220 кВ рекомендується здійснювати основний захист із використанням високочастотного блокування дистанційної і струмової направленої нульової послідовності захистів, коли це доцільно за умовами чутливості (наприклад на лініях із відгалуженнями) чи спрощення захисту.

На лініях 330- 500 кВ на додачу до високочастотного захисту слід передбачати використання пристрою передачі високочастотного сигналу (для прискорення дії ступінчастого резервного захисту), що вимикає чи дозволяє, якщо цей пристрій передбачено для інших потреб.

На лініях 500 кВ допускається встановлювати вказаний пристрій

спеціально для релейного захисту. Допускається у випадках, коли це вимагається за умовами швидкодії чи чутливості (наприклад на лініях з відводами), використання передачі сигналу, що вимикає, для прискорення дії ступінчастих захистів ліній 110–220 кВ. Якщо високочастотний диференційний захист є основним, то як резервні слід застосовувати такі: від багатофазних КЗ, як правило, – дистанційні захисти, переважно триступінчасті; від замикань на землю – ступінчасті струмові направлені або ненаправлені захисти нульової послідовності.

3.2 Триступінчатий дистанційний захист ліній

Дистанційними називаються захисти з відносною селективністю, що виконуються з використанням вимірювальних органів опору, завдяки яким витримка часу захисту автоматично змінюється залежно від віддалення місця КЗ від місця встановлення захисту.

Для захисту високовольтних ліній 110–330 кВ розглядається, як приклад, застосування шафи ШДЕ 2802, що використовується як єдиний комплект захисту (за відсутності основного швидкодіючого захисту з можливістю забезпечення далекого й близького резервування одночасно).

За наявності основного швидкодіючого захисту встановлюється шафа ШДЕ 2801. Шафа ШДЕ 2802 містить основний і резервний комплекти, які показані на рисунку 3.1.

Основний комплект (за складом – ШДЕ 2801) містить триступінчастий дистанційний (3Z) направлений (\rightarrow) захист із блокуваннями при хитаннях і несправностях кіл напруги, струмове відсічення (A), чотириступінчастий струмовий направлений захист нульової послідовності (4A0).

Резервний комплект містить двоступінчастий дистанційний (2Z) направлений захист і двоступінчастий струмовий направлений захист нульової послідовності (2A0).

Вимірювальні органи кожного ступеня дистанційного захисту мають три

реле опору KZ, ввімкненні на різницю фазних струменів і міжфазні напруги (можливе вмикання на напругу відносно нульової точки системи).

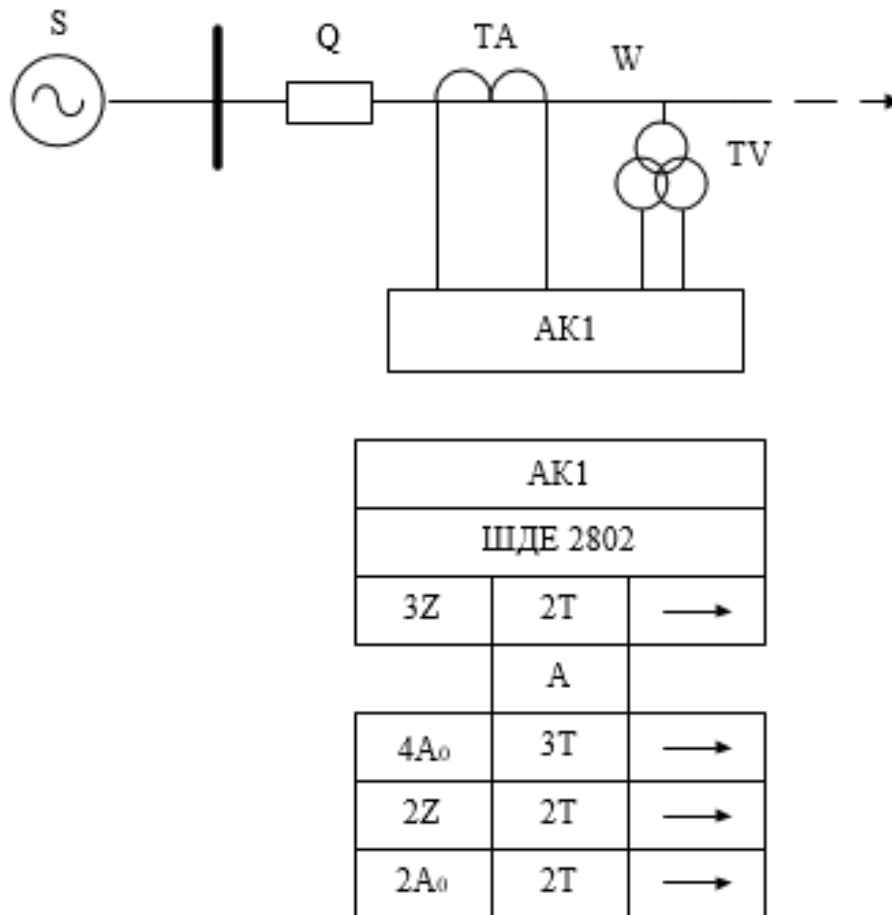


Рисунок 3.1 – Об'єми релейного захисту лінії

Характеристики спрацьовування реле опору дистанційного захисту ліній 110–330 кВ подано на рисунках 3.2–3.4. Характеристика спрацьовування реле опору першого ступеня (рисунку 3.2) має форму, близьку до кола, що проходить через особливі точки Z_1 , Z_2 , Z_3 і через початок координат. Коло складено з трьох дуг, які спираються на хорди $Z_1 - Z_2$, $Z_2 - Z_3$, $Z_3 - Z_1$. Кут максимальної чутливості реле (фм.ч.) складає 75° .

Характеристика спрацьовування реле опору другого ступеня (рисунку 3.3) – чотирикутник із вершинами Z_1 , Z_2 , Z_3 , Z_4 , що охоплює початок координат, зі зміщенням у III квадрант. Передбачено два ступені регулювання нахилу правої бічної сторони чотирикутника $Z_1 - Z_4$ на 0,15 і 0,3 $Z_{уст}$ по осі R. Кут

максимальної чутливості дорівнює 75° .

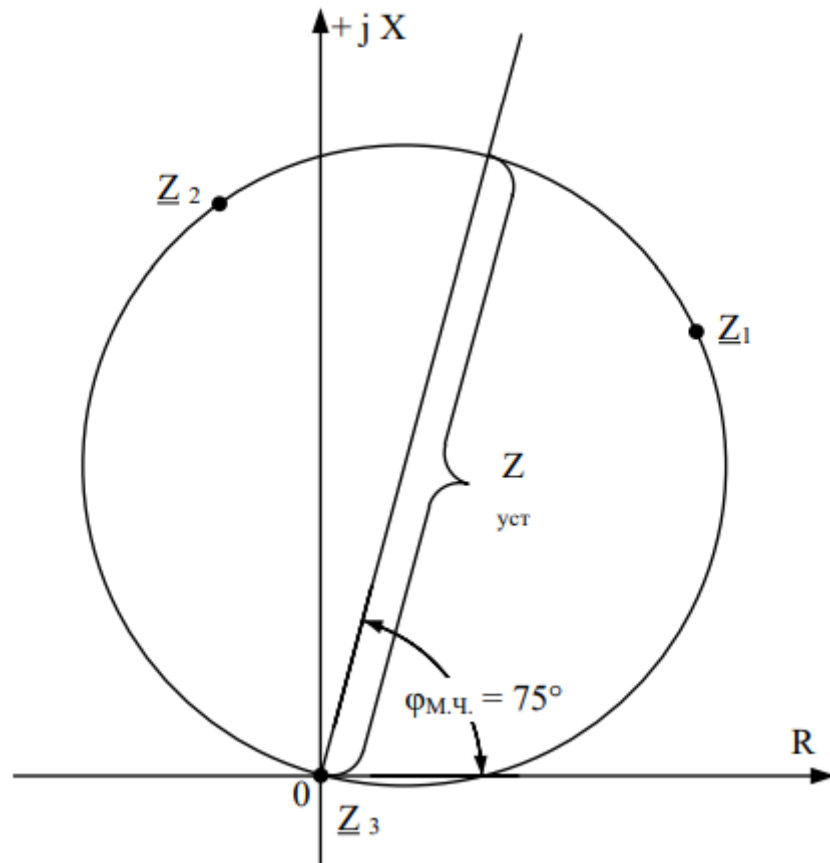


Рисунок 3.2 – Характеристика спрацьовування I ступеня захисту

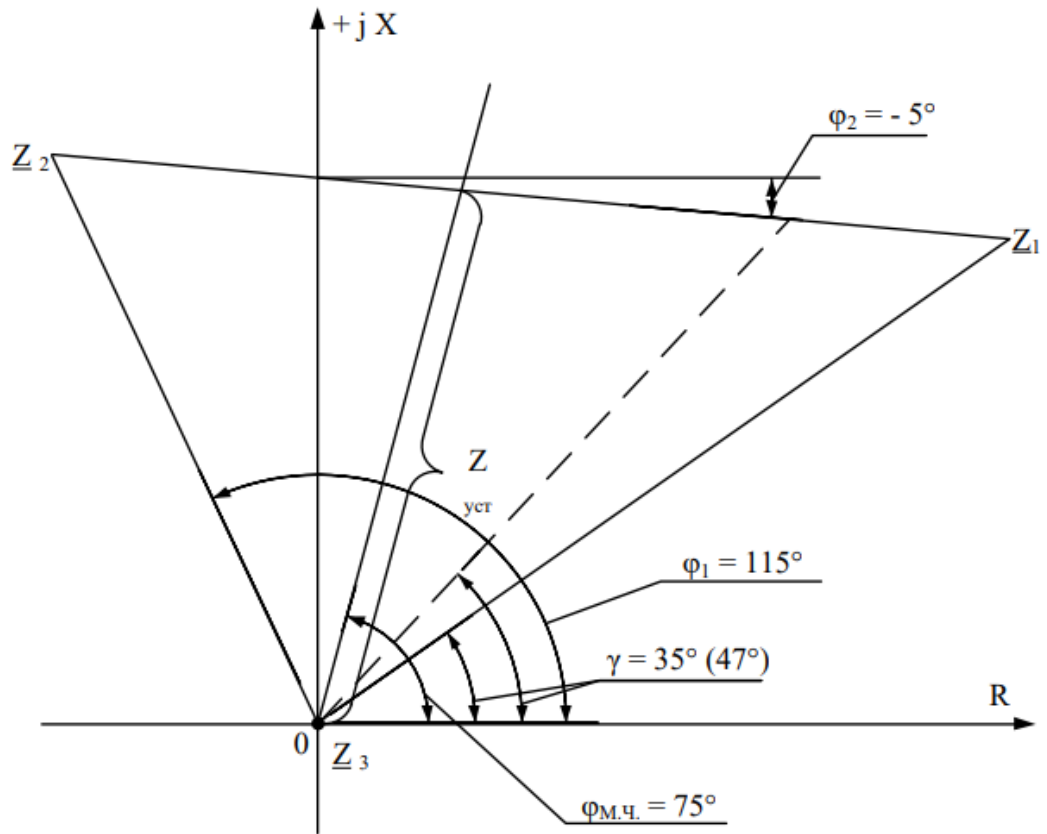


Рисунок 3.4 – Характеристика спрацьовання III ступеня захисту

Опір спрацьовування реле опору $Z_{уст}$ кожного зі ступенів задається при куті між напругою і струмом, що дорівнює 75° , який умовно названо кутом максимальної чутливості.

3.3. Розрахунок і узгодження сучасного релейного захисту ліній електропередач

3.3.1 Визначити ступінь селективності між двома суміжними максимально струмовими захистами з витримкою часу

Визначити ступінь селективності між двома суміжними максимально струмовими захистами з витримкою часу 1 і 2 (рисунок 3.5) для випадків: а) захисти мають незалежну від струму характеристику часу спрацювання; б) захисти мають обмежену залежну від струму характеристику часу спрацювання.

Початкові дані:

1. Час спрацювання захисту 1 з незалежною характеристикою дорівнює 1,4 с.

2. Час спрацювання в незалежній від струму частині обмежено залежній від характеристики захисту 1 дорівнює 1 с.

Ці захисти мають індукційні реле, які можуть продовжувати працювати за інерцією після відключення к. з., їх інерційна помилка $t_{i.n} = 0,14$ с [8].

3. Час відключення вимикача захисту 1, тобто час з моменту подання імпульсу в катушку відключення до розриву струму к. з. контактами вимикача $t_{в.ч} = 0,1$ с.

Рішення.

Для забезпечення селективної дії захисту 2, що встановлений ближче до джерела живлення, пб відношенню до захисту 1 необхідно, щоб при к. з. праворуч від вимикача захисту 1 і будь-яких значеннях струмів к. з., час дії захисту 2 був більший, ніж захист 1 на час ступені селективності Δt , тобто

$$t_{32} = t_{31} + \Delta t \quad (3.1)$$

Ступінь селективності для захистів з незалежною характеристикою часу спрацювання складає суму часів: $\Delta t_{р.ч1}$ — погрішності реле часу захисту 1 у бік збільшення часу спрацювання; $\Delta t_{р.ч2}$ — погрішності реле часу захисту 2 у бік зменшення часу спрацювання, часу $t_{в.ч}$ і часу запасу $t_{зап} = 0,1$ с, що враховує неточність регулювання реле і розкид часу $t_{в.ч}$ [11], тобто

$$t_{\text{нез}} = t_{\text{р.ч1}} + t_{\text{р.ч2}} + t_{\text{в.ч}} + t_{\text{зап}} \quad (3.2)$$

Для зниження витримок часу пристроїв релейного захисту рекомендується [12] в умовах експлуатації по можливості знижувати ступінь селективності (не на шкоду надійності) за допомогою фактичного обліку погрешностей реле часу, часу $t_{\text{в.ч}}$ і заміни наявних реле на реле часу з меншими межами шкали. Відомо, що чим більше межі шкали реле часу спрацювання, тим більше їх помилки [10, 14].

По умові цієї задачі при часі спрацювання захисту 1, рівним 1,4 с, слід прийняти реле часу 1 і 2 з межами шкали 0,25-3,5 с, у яких погрешність $\Delta t_{\text{р.ч}} = \pm 0,06$ с. В цьому випадку по (3.2)

$$\Delta t = 0,06 + 0,06 + 0,1 + 0,1 = 0,32 \text{ с.}$$

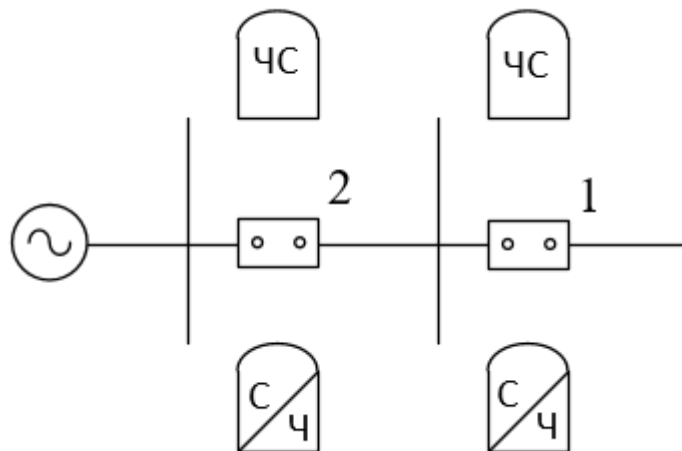


Рисунок 3.5 – Схема ділянки радіальної мережі

Якщо прийняти реле часу з межами шкали 0,5 - 9 с, у яких $\Delta t_{\text{р.ч}} = \pm 0,125$ с, то $\Delta t = 0,125 + 0,125 + 0,1 + 0,1 = 0,45$ с.

Якщо витримки часу знаходяться в межах до 1,3 с, то слід прийняти реле з межами часу 0,1-1,3 с, у яких $\Delta t_{\text{р.ч}} = \pm 0,03$ с, і в цьому випадку

$$\Delta t = 0,03 + 0,03 + 0,1 + 0,1 = 0,26 \text{ с.}$$

Для захистів з обмежено залежною характеристикою часу спрацювання ступінь $t_{\text{зал}}$ в незалежній частині характеристики визначається по формулі, в якій, окрім вказаних вище часів, враховується також інерційна помилка реле, тобто

$$t_{\text{зал}} = \Delta t_{p1} + \Delta t_{p2} + t_{\text{в.ч}} + t_{\text{i.o}} + t_{\text{зал}} \quad (3.3)$$

де Δt_{p1} і Δt_{p2} — погрішності реле струму захистів 1 і 2 (рисунок 3.5) відповідно у бік збільшення і зменшення часу спрацювання.

Реле типу РТ — 81 на уставці 1 с в незалежній від струму частині характеристики має погрішність $\Delta t_p = \pm 0,15$ с [8], реле типу РТВ на будь-якій уставці за часом мають погрішність в незалежній частині характеристики $\Delta t_p = \pm 0,15$ с.

По умові даної задачі для реле РТ- 81 по (3.3).

$$t_{\text{зал}} = 0,15 + 0,15 + 0,1 + 0,15 + 0,1 = 0,65 \text{ с.}$$

У реле типу РТВ $t_{\text{i.o}}$ і, отже, $t_{\text{зал}} = 0,5$ с.

Якщо захист 1 є швидкодіючим, то в (3-2) і (3-3) слід прийняти $\Delta t_{p,ч1} = 0$ і $\Delta t_{p1} = 0$.

3.3.2 Розрахувати струми спрацювання максимальних фазних відсічок для ліній Л1 і Л3

Для лінії Л1 та лінії Л3 за даними, наведеними на рисунку 3.6, обчислити струми спрацювання максимальних фазних відсічень без витримки часу та для лінії Л1 з витримкою часу та аналітичним методом визначити зони їх дії. Для одного випадку к. з. здійснити розрахунок графо-аналітичним методом.

Рішення. Лінія Л3 - одностороннього живлення, тому струм спрацювання відсічки без витримки часу відбудовуємо від максимального надперехідного струму при трифазному к. з, наведеного на рисунку 3.6, (3.4):

Струми спрацювання відсічок лінії визначаються по формулі:

$$I_{\text{с.від}} = k_n \cdot I_{\text{к.макс}}; \quad (3.4)$$

$$I_{\text{від III}} = 1,25 \cdot 2270 = 2840 \text{ А.}$$

Відсічка без витримки часу лінії Л1 з боку ЛІ має бути відбудована від максимальних струмів:

- при трифазних к. з. на шинах I та III;
- при хитаннях генераторів системи I стосовно генераторів системи II.

Обчислюємо струм коливань:

$$I_{\text{хит}} = 2 \cdot E_{\text{с.ф.}} / (X_{\text{сI макс}} + X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}} + X_{\text{сII макс}}) \quad (3.5)$$

$$I_{\text{хит}} = 2 \cdot 66500 / (4 + 6,4 + 4,8 + 6) = 6270 \text{ А.}$$

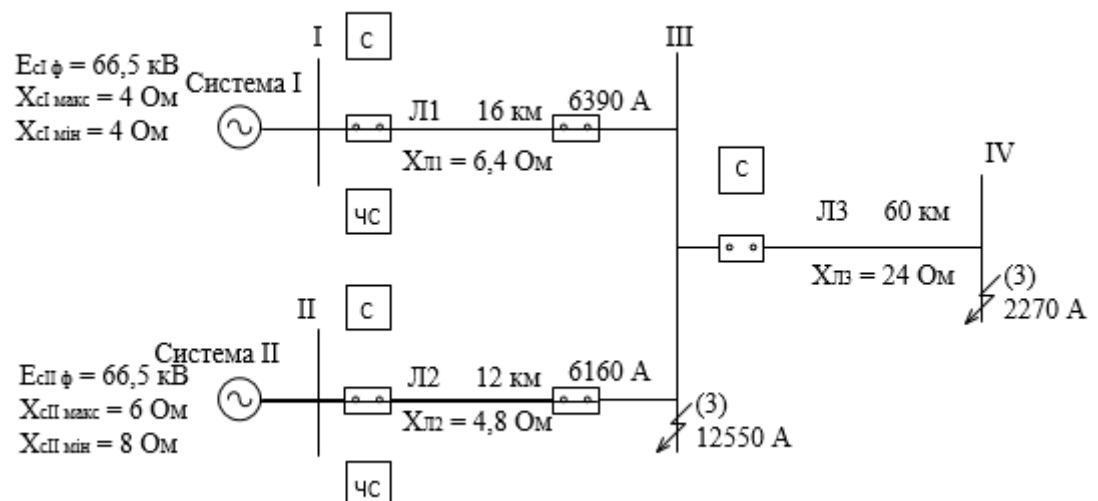


Рисунок 3.6 – Початкова схема

Струм в лінії Л1 при к. з. на шинах I

$$I_{\text{к1Л1}}^{(3)} = E_{\text{с.ф.}} / (X_{\text{сII макс}} + X_{\text{Л2}} + X_{\text{Л1}}) \quad (3.6)$$

$$I_{\text{к1Л1}}^{(3)} = 66500 / (6 + 4,8 + 6,4) = 3870 \text{ А.}$$

Розрахунковим є максимальний струм лінії Л1 при к. з. на шинах III:

$$I_{с.від I} = k_n \cdot I_{к.Л1 макс} = 1,25 \cdot 6390 = 7980 \text{ А.} \quad (3.7)$$

Відсічка без витримки часу на лінії Л1 з боку шин III не може бути застосована, так як при обчисленому струмі спрацювання 7980 А вона не діє при к. з. на лінії у шин III, струм у якій дорівнює 6160 А (див. рисунок 3.6).

Струм спрацювання відсічки I з витримкою часу на лінії Л1 з боку шин I повинен бути узгоджений за чутливістю з відсічкою без витримки часу III лінії Л3 на межі її спрацювання в умовах, коли по лінії Л3 протікає мінімальний, а по лінії Л1 - максимальний надперехідний струм.

Ця умова буде виконуватися за мінімального опору системи I (максимальний режим) та максимального опору системи II (мінімальний режим) до шин III (рисунок 3.6):

$$\begin{aligned} X_{I.мін} &= X_{сI.макс} + X_{Л1} = 4 + 6,4 = 10,4 \text{ Ом;} \\ X_{II.макс} &= X_{сII.мін} + X_{Л2} = 8 + 4,8 = 12,8 \text{ Ом.} \end{aligned} \quad (3.8)$$

Розрахунковий еквівалентний опір системи I та II до шин III

$$X_{е.розр} = \frac{X_{I.мін} \cdot X_{II.макс}}{X_{I.мін} + X_{II.макс}} = \frac{10,4 \cdot 12,8}{10,4 + 12,8} = 5,73 \text{ Ом;} \quad (3.9)$$

Струм трифазного к. з. у лінії Л3 на межі спрацювання відсічки III визначаємо за формулою

$$I_{кЛ3} = I_{с.відIII} = E_{с.ф.} / (X_{е.розр.} + X_{відIII.мін}^{(3)}) \quad (3.10)$$

де $X_{відIII.мін}^{(3)}$ — мінімальний опір (зона) лінії Л3, при якій діє відсічка III при трифазному к. з. у наведених вище умовах. З цього виразу визначаємо

$$X_{відIII.мін}^{(3)} = (E_{с.ф.} / I_{с.відIII}) - X_{е.розр.} = (66500/2840) - 5,73 = 17,67 \text{ Ом} \quad (3.11)$$

по відношенню до довжини лінії ЛЗ

$$x_{\% \text{відШ.мін}}^{(3)} = 100 \cdot x_{\text{відШ.мін}}^{(3)} / x_{\text{ЛЗ}} = 100 \cdot 17,67 / 24 = 73,5\% \quad (3.12)$$

Обчислюємо розрахунковий струм в лінії Л1, від якого має бути відбудована відсічка І з витримкою часу, по формулі

$$I_{\text{Л1.розр.}} = \frac{I_{\text{к.ЛЗ}} \cdot X_{\text{е.розр.}}}{X_{\text{Л.мін.}}} = \frac{I_{\text{с.відШ}} \cdot X_{\text{е.розр.}}}{X_{\text{Л.мін.}}} \quad (3.13)$$

де наприкінці зони дії відсічки Ш $I_{\text{к.ЛЗ}} = I_{\text{с.відШ}}$

Струм спрацювання відсічки І з витримкою часу обчислюємо:

$$I_{\text{с.відІ}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{Л1.розр.}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot X_{\text{е.розр.}} \cdot I_{\text{с.відШ}}}{X_{\text{Л.мін.}}} = \frac{1,25 \cdot 5,73 \cdot 2840}{10,4} = 1960 \text{ А.} \quad (3.14)$$

Зону на лінії ЛЗ, в якій діє відсічка І з витримкою часу при трифазному к, з $x_{\text{відЛ.ЛЗ}}^{(3)}$ визначаємо з формули

$$I_{\text{с.відІ}} = \frac{I_{\text{к.ЛЗт}} \cdot X_{\text{е.розр.}}}{X_{\text{Л.мін.}}} = \frac{E_{\text{с.ф.}} \cdot X_{\text{е.розр.}}}{(x_{\text{е.розр.}} + x_{\text{відЛ.ЛЗ}}^{(3)}) \cdot X_{\text{Л.мін.}}}, \quad (3.15)$$

звідки

$$\begin{aligned} x_{\text{відЛ.ЛЗ}}^{(3)} &= (E_{\text{с.ф.}} \cdot X_{\text{е.розр.}} / I_{\text{с.відІ}} \cdot X_{\text{Л.мін.}}^{(3)}) - X_{\text{е.розр.}}; \\ x_{\text{відЛ.ЛЗ}}^{(3)} &= (66500 \cdot 5,73 / 1960 \cdot 10,4) - 5,73 = 12,97 \text{ Ом.} \end{aligned} \quad (3.16)$$

По відношенню до довжини лінії ЛЗ

$$x_{\% \text{відЛ.ЛЗ}}^{(3)} = 100 \cdot x_{\text{відЛ.ЛЗ}}^{(3)} / x_{\text{ЛЗ}} = 100 \cdot 12,97 / 24 = 54\% \quad (3.17)$$

Зони дії відсічки I без витримки часу при трифазному к. з. у максимальному режимі та при двофазному к. з. у мінімальному режимі системи I обчислюємо. (3.18) та (3.19)

$$X_{\% \text{відЛЛ1}}^{(3)} = \frac{100}{X_{\text{Л1}}} \cdot \left(\frac{E_{\text{с.ф.}}}{I_{\text{с.від1}}} - X_{\text{с1.макс.}} \right) = \frac{100}{6,4} \cdot \left(\frac{66,5}{7,98} - 4 \right) = 67,7 \%; \quad (3.18)$$

$$X_{\% \text{відЛЛ1}}^{(2)} = \frac{100}{X_{\text{Л1}}} \cdot \left(\frac{0,867 \cdot E_{\text{с.ф.}}}{I_{\text{с.від1}}} - X_{\text{с1.мін.}} \right) = \frac{100}{6,4} \cdot \left(\frac{0,867 \cdot 66,5}{7,98} - 6,1 \right) = 17,7 \%. \quad (3.19)$$

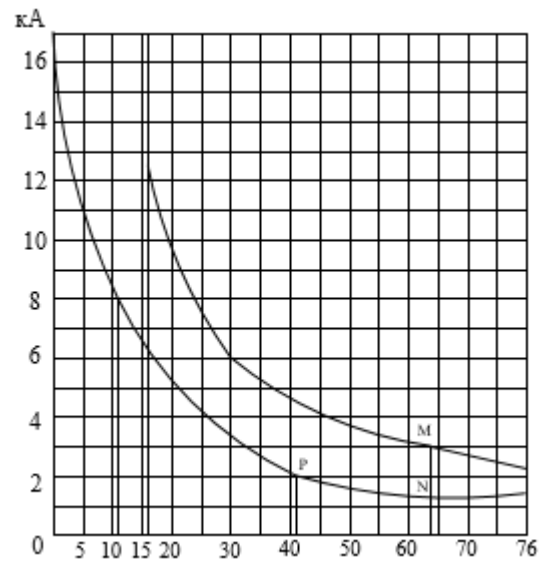


Рисунок 3.7 – Графо-аналітичний розрахунок відсічок I та III

Для повноти обчислень визначимо мінімальні зони дії на лінії ЛЗ відсічки III без витримки часу та відсічки I з витримкою часу, які мають місце при двофазних к. з. лінії та мінімальних режимах систем I і II. Ці обчислення виконуємо за формулами:

$$X_{\% \text{відЛЛ3}}^{(2)} = 100 \cdot \left[\left(\frac{0,867 \cdot E_{\text{с.ф.}}}{I_{\text{с.відЛ3}}} \right) - X_{\text{с.мін.}} \right] \cdot X_{\text{Л3}}; \quad (3.20)$$

$$X_{\% \text{відЛЛ3}}^{(2)} = \frac{100}{X_{\text{Л3}}} \cdot \left(\frac{0,867 \cdot E_{\text{с.ф.}} \cdot X_{\text{с.мін.}}}{I_{\text{с.відЛ3}} \cdot X_{\text{Лмін}}} - X_{\text{с.мін.}} \right), \quad (3.21)$$

де

$$X_{\text{Лмін}} = X_{\text{с1.мін}} + X_{\text{Л1}} = 6,1 + 6,4 = 12,5 \text{ Ом}; \quad (3.22)$$

$$X_{e,\text{мін}} = \frac{X_{I,\text{мін}} \cdot X_{II,\text{мін}}}{X_{I,\text{мін}} + X_{II,\text{мін}}} = \frac{12,5 (8 + 4,8)}{12,5 + 8 + 4,8} = 6,32 \text{ Ом}; \quad (3.23)$$

$$X_{\% \text{від III, мін}}^{(2)} = \frac{100}{24} \cdot \left(\frac{0,867 \cdot 66,5}{2,84} - 6,32 \right) = 58,2;$$

$$X_{\% \text{від I, ЛЗ мін}}^{(2)} = \frac{100}{24} \cdot \left(\frac{0,867 \cdot 66,5 \cdot 6,32}{1,96 \cdot 12,5} - 6,32 \right) = 35,6.$$

На рисунку 3.7 наведено для наочності графо-аналітичне визначення струмів спрацювання відсічок: I - без витримки та з витримкою часу, III — без витримки та зони їхньої дії для випадку трифазного к. з.

Крива 1 - струм в лінії Л1 при к. з. на ній; крива 2 - струм в лінії Л1 при к. з. на лінії ЛЗ; крива 3 - струм в лінії ЛЗ при к. з. на ній. Точки перетину перпендикулярів, наведених із точок М, Р та Q на вісь абсцис, визначають на останній зоні дії відсічок I та III.

3.3.3 Визначення уставок пускових струмових реле поперечного диференціального спрямованого захисту від міжфазних к. з. на паралельних лініях 110 кВ

За даними, наведеними на рисунку 3.8, визначити уставки пускових струмових реле 1РС, 2РС поперечного диференціального спрямованого захисту від міжфазних к. з. на паралельних лініях 110 кВ. При відключенні однієї з двох паралельних ліній максимальний робочий струм, що протікає по лінії, що залишився $I_{\text{нав.макс}} = 630 \text{ А}$. Опір лінії відрізняється на 2%. Типові схеми цього захисту від усіх видів к. з. наведені в [46] на основі комплектних реле типу КЗ-6 та КЗ-7, спрощені схеми наведені у [8, 14].

Рішення. Струмові ланцюги пускових струмових реле 1РС, 2РС та реле напруженості двосторонньої дії 1РП, 2РП, тобто комплекту захисту від замикань між фазами включаються у фази А і С на різницю струмів однойменних фаз обох ліній.

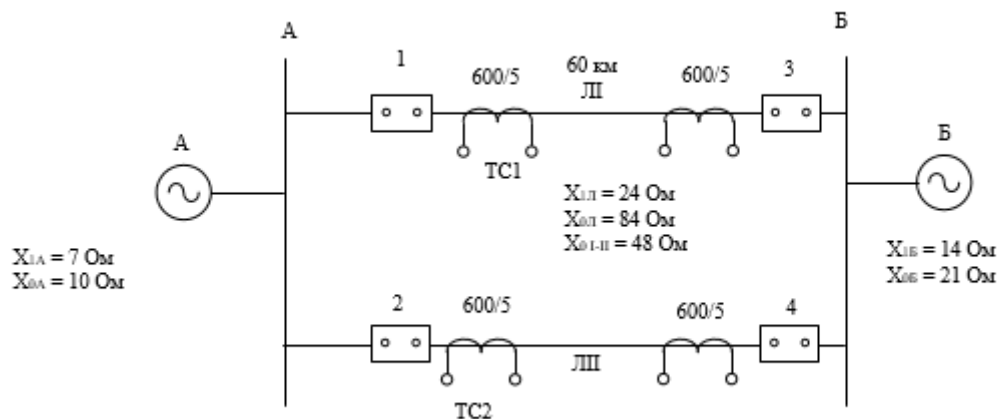


Рисунок 3.8 – Схема ділянки мережі за паралельними лініями

Комплект захисту від замикань на землю — струмове реле РС та реле на пряму потужності двосторонньої дії РП — включаються на різницю потрійних струмів нульової послідовності обох ліній. Для цього ТС ТС1 і ТС2 з'єднують-ся на циркуляцію струмів (за схемою «вісімки»). При нормальному режимі та зовнішніх к. з. у пускових реле протікають струми небалансу, від яких вони відбудовані, і захист не діє. При к. з. на лінії, поза межами зони каскадної дії та мертвої зони реле на пряму потужності, спрацьовують пускові струмові реле (якщо у схемі передбачені; то і пускові реле напруги) і через контакти реле на пряму потужності, які визначають пошкоджену лінію [за знаком (напрямоком) струму в реле], здійснюється її відключення.

Щоб унеможливити неправильні дії комплекту захисту від замикань між фазами від струмів непошкоджених фаз на непошкодженій лінії при однофазних та двофазних к. з. на землю; пускові реле струму та напруги нульової послідовності у зазначених режимах виводять із дії цей комплект захисту.

1. Струм спрацьовування захисту.

Первинний струм спрацьовування пускових струмових реле 1РС і 2РС за відсутності мінімальних пускових реле напруги вибирається за наступними умовами [9]:

а). За умовою відбудови від максимального розрахункового струму небалансу при перехідному режимі зовнішнього трифазного металевого к. з. на ши-

нах протилежної підстанції:

$$I_{с.з} \geq [k'_n k_{\text{апер}} k_{\text{одн}} \varepsilon + k''_n k_{\text{апер}} f_{\text{неід.}}] \cdot I_{к.макс.}^{(3)} \quad (3.24)$$

де $k'_n=1,2$; $k''_n=1,3$ — коефіцієнти надійності; $k_{\text{апер}}=8$ — коефіцієнт, що враховує перехідний режим, тобто наявність аперіодичної складової струму; $k_{\text{одн}}=0,5$ — коефіцієнт однотипності ТС; $\varepsilon=0,1$ - відносне значення повної похибки ТС; $f_{\text{неід.}}=0,02$ — відносне значення неідентичності опору обох ліній (за умовою задачі) — за однакового опору обох ліній $f_{\text{неід.}}=0$; $I_{к.макс.}^{(3)} = 1750$ А — максимальне значення струму в одній лінії при , трифазному к. з. на шинах Б і роботі обох ліній.

$$I_{с.з} = (1,2 \cdot 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 + 1,3 \cdot 2 \cdot 0,02) \cdot 1750 = 301 \text{ А.}$$

б). За умовами забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього к. з. в режимі роботи однієї лінії або після вимкнення к. з. однієї з ліній у режимі роботи двома лініями

$$I_{с.з} \geq k_n I_{\text{нав.макс}} / k_b \quad (3.25)$$

де $k_n = 1,2$ та $k_b = 0,8$ - коефіцієнти надійності та повернення реле відповідно.

Підставляючи в (3.24) з умови задачі. $I_{\text{нав.макс}} = 630$ А, отримуємо

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot 630 / 0,8 = 945 \text{ А.}$$

в) За умовою відбудови від струму непошкодженої фази $I_{\text{неп}}^{(2)}$ при каскадному відключенні двофазного к. з.

$$I_{с.з} \geq k_n I_{\text{неп}}^{(2)} \quad (3.26)$$

де $k_n=1,3$.

г). За умовою відбудови від струму непошкоджених фаз $I_{\text{неп}}$ при каскадному відключенні однофазного або двофазного к. з. на землю, коли пускові реле струму або реле напруги комплексу від замикань на землю знаходяться на межі спрацювання:

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{н}} I_{\text{неп}} \quad (3.27)$$

де $k_{\text{н}} = 1.3$.

Умова відбудови від максимального струму навантаження (3.25) є, як правило, визначальною. Для ліній із двостороннім живленням умова «в» тому не є визначальною [9]. При достатній чутливості пускового реле струму нульової послідовності при двофазних к. з. на землю в мінімальному режимі, що виводять з дії комплект від замикань між фазами, умова «г» також не є визначальною [9]. Приймаємо $I_{\text{с.з}}$ однаковим для обох кінців ліній, тобто.

$$I_{\text{с.з}} = I_{\text{с.зА}} = I_{\text{с.зБ}} = 945 \text{ А.} \quad (3.28)$$

2. Чутливість захисту.

Чутливість захисту визначається для двох режимів.

а) При включених вимикачах з обох сторін ліній та к. з. у такій точці лінії, де чутливість захисту обох сторін ліній однакова. При цьому враховується, що при наближенні точки к. з. до місця встановлення одного із захистів її чутливість буде підвищуватися. Це викликано збільшенням струму з цього кінця пошкодженої лінії та зменшенням струму в неушкодженій лінії, внаслідок чого струм у захисті, найближчому до місця к. з., збільшується.

Точка рівної чутливості знаходиться на відстані $l_{\text{ч}}$ від місця включення захисту зі струмом спрацювання $I_{\text{с.зБ}}$ і обчислюється за формулою

$$l_{\text{ч}} = I_{\text{с.зА}} l / (I_{\text{с.зА}} + I_{\text{с.зБ}}) \quad (3.29)$$

При $I_{c.3A} = I_{c.3B}$ з (3.29) отримуємо $I_{\text{ч}} = 0,51$ тобто при однакових струмах спрацювання захистів на обох кінцях лінії точка рівної чутливості пускових органів знаходиться посередині лінії. Визначаємо коефіцієнт чутливості пускових струмових реле при двофазних к. з. у точці рівної чутливості по формулі

$$k'_{\text{ч.т}} = I_{3A}^{(2)} / I_{c.3A} = I_{3B}^{(2)} / I_{c.3B} \quad (3.30)$$

$$k'_{\text{ч.т}} = \frac{3660}{945} = 3,86 > 2.$$

По ПУЕ $k'_{\text{ч.т}}$ має бути порядку 2.

Цей коефіцієнт також, як і $k''_{\text{ч.т}}$ в режимі каскадного відключення (див. нижче), необхідно визначати в мінімальному режимі роботи систем.

б) Коефіцієнт чутливості $k''_{\text{ч.т}}$ пускових струмових реле визначається також в режимі каскадного відключення, тобто коли вимикач з протилежного боку лінії вже відключений. При $I_{c.3A} \neq I_{c.3B}$, $k''_{\text{ч.т}}$ визначається для захисту А і Б.

При $I_{c.3A} = I_{c.3B}$, $k''_{\text{ч.т}}$ визначають тільки для захисту однієї із сторін для найбільш важкого випадку при двофазному к. з. у мінімальному режимі: для ліній з одностороннім живленням - з боку живлення; для ліній з двостороннім живленням — з боку більшого живлення [46] У заданій схемі для захисту з боку підстанції А

$$k''_{\text{ч.т}} = I_{3A}^{(2)} / I_{c.3A} = \frac{2220}{945} = 2,36 > 1,5. \quad (3.31)$$

По ПУЕ $k''_{\text{ч.т}}$ має бути порядку 1,5.

Якщо $k'_{\text{ч.т}}$ і $k''_{\text{ч.т}}$ менш потрібних по ПУЕ, то струмові пускові реле доповнюються пуском (блокуванням) реле мінімальної напруги. В цьому випадку струм спрацювання $I_{c.3A}$ відбудовується від струмів небаланса при зовнішніх к. з. по (3.24), а напруга спрацювання реле мінімальної напруги визначається по

умові повернення після відключення к. з. на одній з ліній або зовнішнього к. з. по формулі

$$U_{\text{с.з.}} \leq U_{\text{роб.мін.}} / (k_{\text{н}} k_{\text{в}}) \quad (3.32)$$

де $U_{\text{роб.мін.}} = (0,9 - 0,95)U_{\text{ном.}}$ - мінімальна робоча напруга в місці установки захисту; $k_{\text{н}} = 1,2$; $k_{\text{в}} = 1,25$ — коефіцієнти надійності і повернення реле серії РН- 54 відповідно.

Умови настроєння від напруги неушкоджених фаз при каскадному відключенні до. з., як правило, не є розрахунковими [9]

Коефіцієнт чутливості реле мінімальної напруги визначається при к. з. на протилежному кінці лінії в режимі каскадного відключення по формулі

$$k_{\text{ч.н.}} = U_{\text{с.з.}} / U_{\text{з.мф.}} \quad (3.33)$$

де $U_{\text{з.мф.}}$ - міжфазна залишкова напруга в місці установки захисту.

Чутливість реле напряму потужності, виконаного на індукційному принципі, не перевіряється, оскільки ПУЕ вона не регламентується [15, 9].

3. Зони каскадної дії.

Як відомо, струм в поперечному диференціальному захисті дорівнює різниці струмів обох паралельних ліній, яка зменшується у міру віддалення точки к. з. від місця установки захисту. У деякій зоні, що називається зоною каскадної дії, розташованій на протилежному кінці лінії, струм в пускових реле менший їх струму спрацювання, тому захист не діє до моменту відключення к. з. з протилежного боку. Зона каскадної дії в долях довжини лінії для кожного захисту обчислюється по формулах:

$$l_{\text{каскад А}} = I_{\text{с.з А}} l_{\text{л}} / I_{\text{к.з Б}}^{(2)}; \quad (3.34)$$

$$I_{\text{каск Б}} = I_{\text{с.з Б}} I_{\text{л}} / I_{\text{к.з А}}^{(2)}; \quad (3.35)$$

де $I_{\text{к.з Б}}^{(2)}$ і $I_{\text{к.з А}}^{(2)}$ струми двофазного к. з. на межі зони каскадної дії з боку шин Б для захисту А і з боку шин А для захисту Б (рисунок 3.8). Приблизно $I_{\text{каск А}}$ і $I_{\text{каск Б}}$ обчислюють по струмах к. з. відповідно на шинах Б і А в мінімальному режимі систем. Точніший розрахунок може бути виконаний графічно [9] чи одним додатковим наближенням за допомогою розрахунку струмів к. з. на межах зон, вчислених по струмах к. з. на шинах А і Б.

По ПУЕ зона каскадної дії не регламентується, очевидно тому, що при $k'_{\text{ч.т}} \geq 2$ вона не може перевищити 30% від довжини лінії при будь-яких параметрах мережі [46].

Слід зазначити, що якщо загальна довжина каскадних ліквідовуваних к. з $I_{\text{каск.заг}} = I_{\text{каск А}} + I_{\text{каск Б}} \geq 1$, то в середній частині лінії з'являється ділянка, при к. з. на якій жоден із захистів не приходить в дію. Вказане неприпустимо, тому необхідно мати $I_{\text{каск.заг}} \approx 0,6 \cdot 1$ (враховується к. з. через перехідний опір).

По умові цього завдання по (3.36) і (3.37)

$$I_{\text{каск А}} = \frac{I_{\text{с.з А}}}{I_{\text{к.з Б}}} \cdot 1 = \frac{945 \cdot 1}{7160} = 0,132 \cdot 1 \quad (3.36)$$

$$I_{\text{каск Б}} = \frac{I_{\text{с.з Б}}}{I_{\text{к.з А}}} \cdot 1 = \frac{945 \cdot 1}{10480} = 0,0903 \cdot 1 \quad (3.37)$$

Зона відмови реле напряму потужності із-за малого значення струму при к. з. на іншому кінці лінії менше зони каскадної дії струмового пускового органу, оскільки наведені до реле напряму потужності напруги достатньо великі в цих режимах, і воно завжди чутливіше за пускові струмові реле.

Тому, зазвичай розглядають практично маловірогідні випадки мертвої зони реле напряму потужності по напрузі при трифазних металевих к. з. побли-

зу їх установки, як і для інших спрямованих захистів.

Висновки до третього розділу

У даному розділі було розглянуто загальні відомості про захист ліній електропередач, а саме дистанційний захист ліній та було визначено ступінь селективності між двома суміжними максимально струмовими захистами з витримкою часу, розрахував струми спрацювання максимальних фазних відсічок для ліній, визначив уставки пускових струмових реле поперечного диференціального спрямованого захисту від міжфазних к. з. на паралельних лініях 110 кв.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

У даному розділі розглядаються основні питання конкурентоспроможності продукту та комерційного потенціалу розробки.

4.1 Прогнозування витрат на проведення науково-дослідної роботи

Проведемо прогнозування витрат на виконання науково-дослідної та конструкторської роботи. Розрахуємо основну заробітну плату кожного із розробників, вираз (4.1):

$$Z_o = \frac{M_1}{T_p} \cdot t, \quad (4.1)$$

де M_1 – місячний посадовий оклад конкретного розробника, грн.; T_p – кількість робочих днів у місяці; t – кількість робочих днів роботи розробника.

Для подальших розрахунків приймаємо, що $T_p = 25$ днів. Необхідні розрахунки проведемо в табличній формі.

Таблиця 4.1 – Розрахунок основної заробітної плати кожного із розробників

№ П.П.	Найменування посади виконавця	Місячний посадовий оклад, грн. (робота за сумісництвом)	Оплата за робочий день, грн.	Кількість днів роботи	Витрати на оплату праці, грн.
1	Проф., к.т.н.	6000	240	14	3360,00
2	Магістрант	1000	40	50	2000,00
Разом					5360,00

Оскільки робітники до виконання даної дослідної роботи не залучалися, то розраховувати їх заробітну плату немає потреби.

Розрахуємо додаткову заробітну плату Z_d для розробників за виразом (4.2):

$$Z_d = 0,1 \cdot Z_o . \quad (4.2)$$

$$Z_d = 0,1 \cdot 5360 = 536,00 \text{ (грн.)}.$$

Розрахуємо нарахування на заробітну плату $H_{зп}$ розробників, які брали участь у виконанні науково-дослідної та конструкторської роботи, за виразом (4.3)

$$H_{зп} = (Z_o + Z_p + Z_d) \cdot \frac{\beta}{100} , \quad (4.3)$$

де Z_o – основна заробітна плата розробників, грн.; Z_p – основна заробітна плата робітників, грн.; Z_d – додаткова заробітна плата всіх розробників та робітників, грн.; β – ставка єдиного внеску на загальнообов’язкове державне соціальне страхування, %. Приймаємо коефіцієнт $\beta = 36,3\%$

$$H_{зп} = (5360,00 + 536,00) \cdot \frac{36,3}{100} = 2140,25 \text{ (грн.)} . \quad (4.4)$$

Розрахуємо амортизацію обладнання, комп’ютерів та приміщень A , які використовувались під час виконання науково-дослідної та конструкторської роботи за формулою (4.5):

$$A = \frac{Ц \cdot H_a}{100} \cdot \frac{T}{12} \text{ грн.}, \quad (4.5)$$

де $Ц$ – загальна балансова вартість всього обладнання, комп’ютерів приміщень тощо, що використовувались для виконання дослідної та конструкторської роботи, грн.; H_a – річна норма амортизаційних відрахувань (приймаємо $H_a=10\%$); T – термін використання обладнання, приміщень тощо, місяці.

Як приклад для таблиці 5.3 покажемо нижче розрахунок для ноутбука (4.6).

$$A_{\text{ноутбука}} = \frac{4500 \cdot 10}{100} \cdot \frac{8}{12} = 300 \text{ (грн)}. \quad (4.6)$$

Однотипні розрахунки для решти техніки зведемо до таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунок амортизаційних відрахувань («А» до (5.9))

Найменування обладнання, приміщень тощо	Балансова вартість, грн.	Норма амортизації, %	Термін використання, міс.	Величина амортизаційних відрахувань, грн.
Стаціонарний комп'ютер	6000	10	3	150,00
Ноутбук	4500		8	300,00
Аудиторія 4302	30000		8	2000,00
Аудиторія 4301	27000		3	675,00
Всього				3125,00

Підчас виконання даної дослідної роботи не було виконано дослідних зразків пристрою, так як це не ставилось за мету. Тому витрати на матеріалів набудуть нульових значень.

Витрати на комплектуючі, що були використані підчас виконання роботи розрахуємо за формулою (4.7):

$$K = \sum_1^n H_i \cdot C_i \cdot K_i, \quad (4.7)$$

де H_i – кількість комплектуючих i -го виду, шт.; C_i – ціна комплектуючих i -го виду, грн.; K_i – коефіцієнт транспортних витрат, приймаємо $K_i = 1,1$; n – кількість видів комплектуючих.

Таблиця 4.3 – Витрати на комплектуючі, що були використані під час виконання науково-дослідної роботи («М+К» у формулі 4.9)

№	Назва	Тип	К-сть	Ціна	Сума
1	Блок живлення	MeanWell PD110A	1	1016,0	1016,0
2	Датчик температури	TCM1-3-50M-B-3-60-6-40-Д	1	504,00	504,00
3	Нормуючий перетворювач	TCMU-50M-0,5-Д	1	1056,0	1056,0
4	Цифровий мультиметр	UNIT UT139B	1	3024,0	3024,0
5	Процесорний модуль формату PC104	Advantech PCM-3353F-L0A1E	1	11866,0	11866
6	Рідкокристалічний дисплей	WC0802C-STBLWNC-06	1	156,00	156,00
7	Друкована плата модуля В/В	MBV01	1	1360,00	1360,0
8	Конденсатор електролітичний	2200 мкФ х 16В	4	15,73	62,92
9	Конденсатор електролітичний	100 мкФ х 16В	12	0,93	11,16
10	Конденсатор електролітичний	47 мкФ х 16В	4	0,77	3,08
11	Конденсатор електролітичний	10 мкФ х 16В	2	0,5	1,00
12	Конденсатор керамічний	0,1 мкФ х 50В	27	0,97	26,19
13	Конденсатор керамічний	0,01 мкФ х 50В	4	0,39	1,56
14	Реле	HJR-21FF-12VDC-S-Z	1	35,67	35,67
15	Транзистор	BC847	1	0,75	0,75
16	Діод	1N4007	1	2,5	2,5
17	Клемник	78H-05P	2	79,20	158,40
18	Мікросхема ПЛМ	Altera EPM3064STC100-10	1	110,00	110,00
19	Мікросхема АЦП	AnalogDevices AD1980	4	122,00	488,00
20	Мікросхема підсилювач	LM358D	4	10,75	43,00

продовження таблиці 4.3

21	Мікросхема стабілізатор напруги	LM78L05	4	1,70	6,80
22	Супрессор	P6KE12CA	4	5,00	20,00
23	Перетворювач DC-DC	RB1212D	4	184,00	736,00
24	Оптопара	PC817	12	2,00	24,00
25	Роз'єм	MF-16F	1	27,60	27,60
26	Роз'єм	MF-16M	1	19,20	19,20
27	Роз'єм	BH-10	1	4,80	4,80
28	Дросель	DL1206-10	4	4,10	16,40
29	Резистор	270 Ом; 0,125Вт	12	0,14	1,68
30	Резистор	620 Ом; 0,125Вт	12	0,24	2,88
31	Резистор	820 Ом; 0,125Вт	4	0,24	0,96
32	Резистор	1 кОм; 0,125Вт	12	0,25	3,00
33	Резистор	10 кОм; 0,125Вт	18	0,73	13,14
34	Кнопка	TS102S H9.5	4	2,40	9,60
35	Корпус приладу	KJA6200-220	1	720,00	720,00
36	Вимикач	H8653VBBR3	1	108,50	108,50
37	Тримач запобіжника	P-12	2	7,20	14,40
38	Запобіжник	5x20мм, 3А, 25В	2	1,20	2,40
39	Стійка металева	DBLM3/10	8	5,40	43,20
40	Стійка металева	DBLM3/20	6	7,80	46,80
41	Тримач провідників самоклеючий	PTL-2	8	3,20	25,60
42	Провідники (метрів)	0,35мм ²	2,1	9,64	20,24
43	Провідники (метрів)	0,5мм ²	0,6	13,77	8,26
44	Гвинт	M3x6	28	0,40	11,20
45	Гвинт	M4x10	8	0,72	5,76
Разом:					21818,65

Розрахуємо цифрове значення інших витрат, прийнявши відсоток на інші витрати за 100% від суми основної та додаткової заробітної плати розробників за виразом (4.8):

$$B_{in} = 100\% \cdot (z_o + z_p). \quad (4.8)$$

$$B_{in} = 1 \cdot 5360,00 = 5360,00 \text{ (грн.)}$$

За виразом (4.9) розрахуємо витрати на виконання даної частини науко-

во-дослідної роботи, як суму усіх попередніх статей витрат.

$$B = Z_o + Z_d + H_{3П} + A + M + K + B_{ін} . \quad (4.9)$$

$$B = 5360,00 + 536,00 + 2140,25 + \\ + 3125,00 + 21818,65 + 5360,00 = 38339,9 \text{ (грн.)}.$$

де $M+K = 38338,8$ грн. – витрати на комплектуючі та матеріали (з табл. 5.4),

Оскільки робота над пристроєм діагностики в майбутньому буде продовжена, то розрахуємо загальні витрати на виконання даної науково-дослідної та конструкторської роботи з урахуванням інших витрат $B_{ін}$.

$$B_{заг} = \frac{B_{ін}}{\alpha} , \quad (4.10)$$

де $\alpha = 0,2$ – частка витрат, які безпосередньо здійснює виконавець даної науково -дослідної та конструкторської роботи, у відн.од.

$$B_{заг} = \frac{5360,00}{0,2} = 26800,00 \text{ (грн.)}.$$

Прогнозування загальних витрат здійснимо за формулою (4.11):

$$3B = \frac{B_{заг}}{\beta} , \quad (4.11)$$

де β – коефіцієнт, який враховує стадію виконання даної роботи.

Оскільки розробка знаходиться на стадії розробки конструкторської документації, то приймаємо $\beta = 0,4$.

$$3B = \frac{26800,00}{0,4} = 67000,00 \text{ (грн.)}.$$

4.2 Прогнозування комерційних ефектів від реалізації результатів розробки

Дослідимо комерційний ефект від переходу від випуску застарілого варіантного приладу для контролю часових характеристик реле часу, терміналів для захисту ЛЕП та панелей релейного захисту на нову більш дешеву модель без погіршення надійності та якості її функціонування.

Необхідність досліджень викликана зменшенням обсягів продаж досліджуваного приладу та очікуваним припиненням продаж на протязі наступних трьох років. Для повного завершення науково-дослідної роботи потрібно 1,5 роки. Позитивні результати від впровадження розробки очікуємо отримати через 2 роки. Впровадження даного приладу разом з алгоритмом використання його даних для врахування результатів під час налаштування уставок з метою забезпечення селективності дії захисту в залежності від стану та похибки реле дозволить значно зменшити витрати на ремонти ЛЕП після раптових помилок першого або другого роду в роботі реле та релейного захисту в цілому.

Найближчим аналогом даного приладу є випробувальна система РЕТЕСТер 05 (рис.4.1), яка дозволяє контролювати багато параметрів релейного захисту, при цьому вартість такої системи у 2022 році складає близько 1000 тис. грн. Провівши моніторинг ринку, дійшли висновку що вартість аналогу складає мінімум 800 тис. грн. Це означає, що з запровадженням нашого зразка пристрою скорочується на 200 тис. грн.



Рисунок 4.1 – Зовнішній вигляд випробувальної системи РЕТЕСТер



Рисунок 4.2 – Зовнішній вигляд розробленого пристрою для контролю часових характеристик реле

Оцінимо зростання чистого прибутку розробника за наступною формулою (4.12):

$$\Delta\Pi_i = \sum_1^n (\Delta\Pi_{я,i} \cdot N_i + \Pi_{я,i} \cdot \Delta N_i) , \quad (4.12)$$

де i – номер року випуску нового зразка (починаючи з наступного року), n – кількість років спостережень за результатами впровадження нового зразка пристрою ($n=4$ роки), $\Delta\Pi_{я}$ – покращення основного показника (прибутку розробника) від впровадження результатів розробки в поточному році, $\Pi_{я}$ – основний показник, який визначає діяльність розробника у даному році після впровадження результатів наукової розробки, N – основний кількісний показник, який визначає діяльність розробника у наступному році до впровадження результатів розробки (продано застарілої моделі пристрою – 1 одиниця); ΔN – покращення основного кількісного показника діяльності підприємства від впровадження результатів розробки (зростання кількості продаж пристрою).

$$\Delta\Pi_{я} = m_1 \cdot \Pi_{нов.} - m_2 \cdot \Pi_{стар.},$$

де $m_{1(1)} = 1$ од. – очікувана кількість продаж нового пристрою,

$\Pi_{нов.} = 800000$ грн. – вартість нового пристрою, $m_{2(1)} = 1$ од. – очікувана

кількість продаж старого пристрою за перший рік продаж, $P_{\text{стар.}} = 1000000$ грн.
 – вартість старого пристрою, ΔN_I – покращення основного кількісного показника діяльності підприємства від впровадження результатів розробки (очікується продати нову модель пристрою у кількості однієї одиниці в перший же рік продаж, раніше такий пристрій взагалі не продавався, замість продажу старої моделі в першому році в кількості – також одна одиниця):

$$\Delta N_I = N_{\text{нов.},I} - N_{\text{стар.},I} = 1 - 1 = 0 \text{ одиниць.}$$

Отже очікувана кількість продаж за перший рік продаж не змінилась, а залишилась на тому ж рівні тобто очікується продати один пристрій нової конструкції замість одного пристрою старої конструкції. Однак вартість нової розробки на 200 тис. грн. менша старої.

Тому прибуток за рахунок продажу одного приладу нової розробки замість одного приладу старої конструкції за перший рік продажу становить:

$$\Delta P_{я,I} = m_{1,I} \cdot P_{\text{нов.}} - m_{2,I} \cdot P_{\text{стар.}} = 1 \cdot 800000 - 1 \cdot 1000000 = -200000 \text{ грн.}$$

Тому у першому році продаж очікується зменшення очікуваного прибутку від продажу досліджуваного пристрою тому, що новий пристрій дешевший ніж старий, а кількість продаж однакова.

За другий рік продаж за рахунок позитивного досвіду експлуатації та схвальних відгуків споживачів планується зростання кількості продаж до 4-х одиниць пристроїв за рік.

Тому, очікується, що прибуток за рахунок продажу чотирьох приладів нової розробки за відсутності продажу приладу старої конструкції за другий рік продаж становитиме:

$$\Delta P_{я,II} = m_{1,II} \cdot P_{\text{нов.}} - m_{2,II} \cdot P_{\text{стар.}} = 4 \cdot 800000 - 0 \cdot 1000000 = 3200000 \text{ грн,}$$

тобто у другому році очікується прибуток 3200000 грн.

У третьому році очікується зменшення кількості продаж до 2 одиниць нових пристроїв в умовах очікуваної відсутності продаж застарілої моделі.

Тому, очікується, що прибуток за рахунок продажу двох приладів нової розробки за відсутності продажу приладу старої конструкції за третій рік продаж становитиме:

$$\Delta\Pi_{я,III} = m_{1,III} \cdot \Pi_{нов.} - m_{2,III} \cdot \Pi_{стар.} = 2\,800\,000 - 0 \cdot 1\,000\,000 = 1\,600\,000 \text{ грн,}$$

тобто у третьому році очікується прибуток 1600000 грн.

У четвертому році очікується зменшення кількості продаж до 1 одиниці нових пристроїв в умовах очікуваної відсутності продаж застарілої моделі.

Тому, очікується, що прибуток за рахунок продажу одного приладу нової розробки за відсутності продажу приладу старої конструкції за четвертий рік продаж становитиме:

$$\Delta\Pi_{я,IV} = m_{1,IV} \cdot \Pi_{нов.} - m_{2,IV} \cdot \Pi_{стар.} = 1\,800\,000 - 0 \cdot 1\,000\,000 = 800\,000 \text{ грн,}$$

тобто у четвертому році очікується прибуток 800000 грн.

Нажаль стійке зменшення очікуваної кількості продаж нової моделі пристрою, викликане появою на ринку нових пристроїв з більшим набором функцій та з меншою вартістю (виготовлених з використанням спеціалізованого, більш рентабельного виробництва) викликає необхідність нових капіталовкладень в подальше вдосконалення пристрою.

Загальне збільшення прибутку підприємства за чотири досліджувані роки після закінчення розробки (тобто з року – початку продаж) становитиме:

$$\sum_{i=1}^{n=4} \Delta\Pi_i = -200\,000 + 3\,200\,000 + 1\,600\,000 + 800\,000 = 5\,400\,000 \text{ (грн.) .}$$

4.3 Розрахунок ефективності вкладених інвестицій та періоду їх окупності

Розрахуємо ефективність вкладених інвестицій та період їх окупності.

В якості теперішньої вартості інвестицій, що вкладаються в наукову роз-

робку, PV приймаємо величину загальних втрат на виконання і впровадження результатів науково-дослідної роботи ЗВ, вираз (4.13).

$$PV=3B=46000,00 \text{ (грн.)} \quad (4.13)$$

Використаємо значення очікуваного збільшення прибутку, що його отримає підприємство від впровадження розробки, розраховані в пункті 4.2.

Побудуємо вісь часу, як показано на рис. 4.3, на яку нанесемо усі інвестиції та прибутки, що мають місце під час виконання даної науково-дослідної роботи.

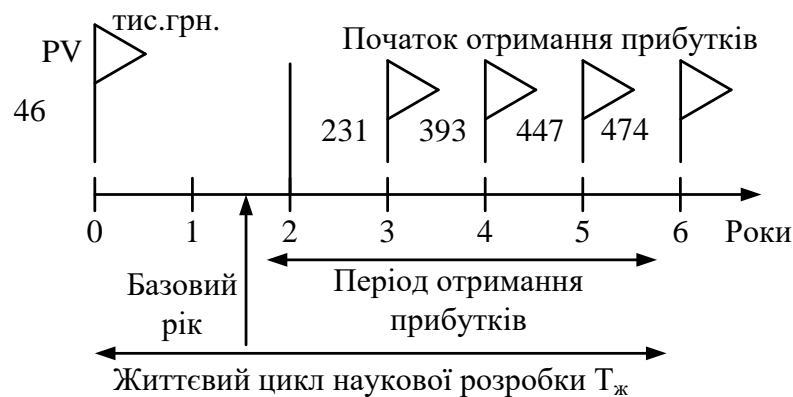


Рисунок 4.3 – Вісь часу з фіксацією платежів, що мають місце під час розробки і впровадження результатів даної науково-дослідної роботи

Визначимо значення приведеної вартості всіх чистих прибутків ПП за формулою:

$$ПП = \sum_{i=1}^T \frac{\Delta\Pi_i}{(1+\tau)^t}, \quad (4.14)$$

де $\Delta\Pi_i$ – збільшення чистого прибутку у кожному із років, протягом яких виявляються результати виконаної та впровадженої науково-дослідної роботи; t – період часу, протягом якого виявляються результати впровадженої науково-дослідної роботи; τ – ставка дисконтування, для України – 0,1; t – період часу від моменту отримання чистого прибутку до точки “0”.

$$\text{ПП} = \frac{3200}{(1+0,1)^3} + \frac{16000}{(1+0,1)^4} + \frac{800}{(1+0,1)^5} = 5596,64 \text{ (тис. грн.)}.$$

Розрахуємо абсолютну ефективність вкладених інвестицій $E_{\text{абс}}$ за формулою (4.15):

$$E_{\text{абс}} = \text{ПП} - \text{PV} . \quad (4.15)$$

$$E_{\text{абс}} = 5596,64 - 46,0 = 5550,64 \text{ (тис. грн.)}.$$

Оскільки $E_{\text{абс}} > 0$, то результат від проведення наукових досліджень та їх впровадження може принести прибуток.

Розрахуємо відносну ефективність вкладених в наукову розробку інвестицій $E_{\text{В}}$ за наступною формулою (4.16):

$$E_{\text{В}} = T_{\text{ж}} \sqrt[6]{1 + \frac{E_{\text{абс}}}{\text{PV}}} - 1 , \quad (4.16)$$

де $T_{\text{ж}}$ – життєвий цикл наукової розробки.

$$E_{\text{В}} = 6 \sqrt[6]{1 + \frac{5550,64}{46,0}} - 1 = 0,672 .$$

Порівняємо отримане значення відносної ефективності капіталовкладень $E_{\text{В}}$ з бар'єрною ставкою дисконтування $\tau_{\text{мін}}$, що визначається за формулою (4.17):

$$\tau_{\text{мін}} = d + f , \quad (4.17)$$

де d – середньозважена ставка за депозитними операціями в комерційних банках, у 2019 році в Україні $d = (0,14 \dots 0,2)$; f – показник, що характеризує ризикованість вкладень, $f = (0,05 \dots 0,1)$.

Для подальших розрахунків приймаємо $d = 0,2$ і $f = 0,1$.

$$\tau_{\text{мін}} = 0,2 + 0,1 = 0,3 . \quad (4.18)$$

Оскільки $E_B > \tau_{\min}$, очікуємо, що інвестор буде зацікавленим у фінансуванні даної наукової розробки.

Визначимо термін окупності вкладених в реалізацію наукового проекту інвестицій за наступним співвідношенням (4.19):

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{E_B} . \quad (4.19)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{0,672} = 1,488 \text{ (року)}.$$

Оскільки $T_{\text{ок}} < 3$ років, то фінансування даної розробки є доцільним.

Висновки до четвертого розділу

В даному розділі була дана оцінка економічній доцільності розробки пристрою контролю часових характеристик реле та релейних терміналів. Висновок про економічний ефект від впровадження цього пристрою.

Отримані результати мають зацікавити:

- покупців (власників розподільчих мереж та енергетичних підприємств), для яких впровадження розробки підвищить надійність роботи;
- виробників, які отримають прибуток від переходу на запроваджену технологію за рахунок зниження собівартості та збільшення обсягу продажів;
- інвесторів, які швидко зможуть повернути свій вкладений капітал із оговореним відсотком прибутку.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

У даній магістерській роботі здійснюється аналіз особливостей релейного захисту ліній 110 кВ.

Вивченню впливу повітряних ліній електропередавання (ПЛ), кабельних ліній (КЛ) і електричних підстанцій (ПС) на людину й навколишнє середовище, а також питанням їхньої електромагнітної сумісності в останні десятиліття надається велике значення. Це зумовлено наступними чинниками:

- у ході розвитку мегаполісів електричні мережі виявилися щільно інтегрованими в міську інфраструктуру;
- у багатьох країнах відроджується інтерес до ліній електропередавання надвисокої напруги (НВН) і ультрависокої напруги (УВН), підвищений негативний вплив яких на навколишнє середовище очевидний;
- новітні дослідження в медицині і біології відкрили нові суттєві зв'язки в системі біологічний об'єкт – техніка – середовище, які мають бути врахованими в роботі електроенергетичного комплексу.

5.1 Вплив ЕМП повітряних ліній на людину

Основними факторами впливу ПЛ на оточуюче середовище є:

- електромагнітне поле (ЕМП), що характеризується напруженістю електричного поля (ЕП), напруженістю магнітного поля (МП) і щільністю об'ємного заряду іонів, створюваних короною проводів та арматури ПЛ. Ці характеристики ЕМП біологічно значимі і підлягають нормуванню як виробничими, так і гігієнічними документами з урахуванням їхньої комбінованої дії.
- акустичний шум, створюваний у населеній місцевості ПЛ високої і надвисокої напруги.

Для кожного із зазначених факторів впливу нормативними документами встановлено критерії оцінки його шкідливого впливу на людину і визначено

принципи нормування та заходи щодо захисту.

Питаннями нормування електромагнітних полів, що впливають на персонал і населення, займаються багато міжнародних організацій, такі, як Всесвітня організація охорони здоров'я (ВОЗ), Міжнародна електротехнічна комісія (МЕК), Міжнародний комітет із захисту від неіонізуючих випромінювань (ICNIRP), Європейський комітет з нормування у галузі електротехніки (CENELEC), Комісії європейського союзу (CEU). В Україні питаннями нормування електромагнітних полів, що впливають на персонал і населення, займаються Міністерство охорони здоров'я України (МОЗ України), Комітет з питань гігієнічного регламентування МОЗ України, Державна установа «Інститут гігієни та медичної екології ім. О.М. Марзєєва», Національний університет біоресурсів та природокористування (НУБІП) тощо.

Особливістю ПЛ змінного струму є відсутність об'ємного заряду іонів біля поверхні землі: об'ємний заряд пульсує поблизу проводів, що коронують, не досягаючи землі. На ПЛ постійного струму, навпаки, весь простір між проводами ПЛ і землею заповнено об'ємним зарядом, що рухається під дією ЕП до поверхні землі, утворюючи струм іонів.

Відомо, що уніполярні іонні струми:

- істотно збільшують напруженість ЕП біля поверхні землі;
- збільшують концентрацію позитивних і негативних іонів біля поверхні землі;
- сприяють накопиченню електричних зарядів на великих ізольованих об'єктах, що перебувають поблизу ПЛ (наприклад, на транспортних засобах і механізмах на гумових колесах).

В Україні ПЛ постійного струму відсутні (виняток - ПЛ напругою ± 400 кВ «Волзька ГЕС – Донбас»).

Таким чином, на ПЛ змінного струму нормуванню підлягають напруженість ЕП і напруженість (або індукція) МП, а на ПЛ постійного струму додатково потрібно нормувати щільність струму іонів. Вимірювання щільності іонного струму зручно використовувати як непрямий метод для визначення

концентрації аероіонів, біологічну активність яких підтверджено експериментами.

Акустичний шум від ПЛ НВН і УВН, викликаний коронним розрядом на проводах, може бути дратівливим для населення (особливо у вологу погоду). Тому в ряді країн уведено обмеження на акустичний шум, утворюваний ПЛ УВН.

У загальному випадку, параметром, що визначає ступінь впливу ЕМП ПЧ на організм, є щільність наведеного в тілі струму. Вважають, що на частотах до 1 МГц цей струм впливає на органи людини. На частотах понад 1 МГц визначальним фактором впливу стає не сам струм, а тепло, що виділяється в тілі людини при його протіканні. За результатами медико-біологічних досліджень встановлено гранично припустиму щільність струму в тілі, яку використовують для визначення граничних параметрів ЕМП, що підлягають контролю. На низьких частотах (нижче 1 МГц) такими параметрами є напруженості ЕП і МП. Зв'язок між граничними значеннями характеристик ЕМП і гранично припустимою щільністю струму може бути встановлено як теоретично, так і експериментально. Щільності наведеного струму (у певному органі людини) можуть бути розраховані за формулами:

$$\text{ДЛЯ ЕП} \quad j = k \cdot f \cdot E \quad (5.1)$$

$$\text{ДЛЯ МП} \quad j = \pi \cdot R \cdot \sigma \cdot f \cdot B \quad (5.2)$$

де f – частота,

E – напруженість ЕП,

k – коефіцієнт, що залежить від типу тканини органа ,

B – магнітна індукція,

R – середній радіус органа,

σ – провідність тканини органа.

Зазвичай експериментально зв'язок між щільністю струму в тілі людини й напруженістю зовнішнього ЕП (або МП) визначають за допомогою манекена

з відомими електричними параметрами, поміщеного в зовнішнє ЕП (МП). У різних точках манекена вимірюють щільність струму й фіксують відповідні їй рівні напруженості ЕП (МП). Проте можливі й аналітичні дослідження на підставі формул (5.1), (5.2).

На підставі експериментальних досліджень встановлено залежності біологічних ефектів від інтенсивності впливу, вираженою щільністю наведеного струму (таблиця 5.1).

Таблиця 5.1. – Залежність біологічних ефектів від щільності наведеного в тілі струму

$j, \text{A/m}^2$	Біологічні ефекти впливу
1-10	Мінімальні ефекти, що не являють собою небезпеки*
10-100	Виражені ефекти: зорові й з боку нервової системи
100-1000	Стимуляція збудливих структур (м'язова й нервова тканини), можливий несприятливий вплив на здоров'я
>1000	Можлива екстрасистоляція, фібриляція серця (гостре ураження)

*Ефекти, що можуть бути компенсовані адаптаційними системами організму

У більшості міжнародних стандартів як вихідну для встановлення припустимих рівнів параметрів ЕМП розглядають безпечну для організму щільність струму 10 mA/m^2 .

Негативний вплив ЕП промислової частоти було виявлено за результатами обстеження персоналу підстанцій напругою 330 – 500 кВ, експериментів на лабораторних тваринах і добровольцях, виконаних на початку 60-х років у СРСР. Згодом до цих робіт приєдналися закордонні дослідники.

Міжнародне визнання біологічної активності ЕП зумовило необхідність регламентації умов перебування в ньому, насамперед персоналу, що регулярно перебуває під впливом ЕП. Як наслідок у СРСР було встановлено і затвердже-

но державний стандарт ГОСТ 12.1.002-84, що обмежує припустиму напруженість ЕП і тривалість його впливу для персоналу підстанцій. Відповідно до цього стандарту перебування персоналу в полі з напруженістю понад 25 кВ/м без засобів захисту не допускається, у полі з напруженістю від 20 до 25 кВ/м дозволено перебувати 10 хв. Припустимий час T , годин, перебування в ЕП напруженістю E від 5 до 20 кВ/м обчислюють за формулою

$$T = \frac{E}{50} - 2. \quad (5.2)$$

Протягом усього робочого дня допускається перебування без засобів захисту в ЕП, напруженість якого не перевищує 5 кВ/м. У разі знаходження персоналу протягом робочого дня в зонах з різною напруженістю ЕП стандарт установлює емпіричну формулу для розрахунку приведенного часу, еквівалентного за біологічним ефектом перебуванню в ЕП з нижньою границею нормованої напруженості.

Припустима стандартом напруженість ЕП 5 кВ/м, яку визначено за біологічним впливом, є прийнятною з урахуванням можливої несприятливої дії електричних розрядів при контакті людини з навколишніми предметами. За результатами досліджень напруженість ЕП, за якої 80% людей не відчують болючих відчуттів при розрядах, дорівнює 5,2 кВ/м.

Надалі, у зв'язку з освоєнням і широким будівництвом ПЛ напругою до 750 кВ, у СРСР було прийнято «Санітарні норми й правила захисту населення від впливу електричного поля, створюваного повітряними лініями електропередачі змінного струму промислової частоти» (№ 2971-84), що обмежують напруженість ЕП під проводами ПЛ напругою 110-330 кВ і вище залежно від можливого часу перебування населення поблизу ПЛ, а також для ненаселеної місцевості (таблиця 5.2).

Таблиця 5.2. – Граничні припустимі рівні впливу електричного поля, створюваного повітряними лініями змінного струму 110-330 кВ і вище в землі (№ 2971-84)

Найменування територій, на яких регламентується рівень електричного поля промислової частоти	Діюче значення напруженості ЕП
У середині житлових будинків	0,5 кВ/м
На території зони житлової забудови	1 кВ/м
У населеній місцевості, поза зоною житлової забудови (землі в межах міста з урахуванням перспективного розвитку на 10 років, приміські та зелені зони, курорти, землі селищ міського типу в межах селищної межі і сільських населених пунктів у межах цих пунктів), а також території городів і садів	5 кВ/м
На територіях перетину ПЛ з автомобільними шляхами I-IV категорії	10 кВ/м
У ненаселеній місцевості (незабудована територія, яку відвідують люди, доступна для транспорту, та сільськогосподарські угіддя)	15 кВ/м
У важкодоступній місцевості (не доступній для транспорту та сільськогосподарських машин) та на ділянках, спеціально відгороджених для виключення доступу населення	20 кВ/м

На підставі численних досліджень, проведених за останні десятиліття, було виявлено біологічну активність слабких низькочастотних МП (десятки мкТл). Результат досліджень виявився несподіваним, тому що звичайно інтенсивність біологічних ефектів зростає пропорційно інтенсивності діючого фактора.

Для виробничих впливів в Україні ГДР напруженості МП ПЧ регламентовано Державними санітарними нормами та правилами при роботі з джерела-

ми електромагнітних полів (наказ МОЗ України від 18.12.2002 № 476) залежно від часу перебування персоналу для умов загального впливу (на все тіло) і локального (на кінцівки), відомості про які наведено в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Припустимі рівні впливу магнітного поля промислової частоти для виробничих умов

Т, год.	Рівень впливу МП, Н (А/м)/В (мкТл)	
	Загальний	Локальний
≤ 1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

Варто також зазначити нормативний документ 5060-89 «Орієнтовні безпечні рівні впливу змінних магнітних полів ПЧ при виконанні робіт під напругою на ПЛ 110 - 1150 кВ», який установлює такі орієнтовні безпечні амплітудні значення напруженості МП у разі виконання робіт під напругою на ПЛ: 3,2 кА/м (4 мкТл) – при загальному впливі на все тіло та 5,2 кА/м (6,5 мкТл) – при локальному впливі на кінцівки. При цьому час робіт під напругою не повинне перевищувати 50% тривалості робочого дня.

Донедавна в Україні були відсутні гігієнічні норми на МП ПЧ для населення. Сьогодні існує тимчасовий норматив, наведений у СОУ-Н ЕЕ 20.179 та Главі 2.3 ПУЕ:2008. Відомості щодо унормованих значень МП ПЧ наведено в табл. 4.4.

Таблиця 5.4. – Тимчасові гранично допустимі рівні магнітного поля промислової частоти на висоті 0,5 м від поверхні землі або від підлоги

Найменування територій, на яких регламентується рівень магнітного поля промислової частоти	Тимчасові гранично допустимі рівні магнітного поля промислової частоти на висоті 0,5 м від поверхні землі або від підлоги
Усередині житлових будинків	0,5 мкТл
На віддалі 50 см від стін житлових приміщень та від побутових електричних приладів	3 мкТл
На території житлової забудови	10 мкТл
У населеній місцевості, поза зоною житлової забудови (землі в межах міста з урахуванням перспективного розвитку на 10 років, приміські та зелені зони, землі селищ міського типу, у межах селищної межі і сільських населених пунктів), а також на території городів і садів	20 мкТл
У населеній місцевості (незабудована територія, яку відвідують люди і яка доступна для транспорту, сільськогосподарських машин	50 мкТл

5.2 Методи забезпечення електричної безпеки в електроустановках

Електрична безпека об'єктів електричних мереж повинна забезпечувати захист людей від ураження електричним струмом і впливу електричної дуги, а також від небезпечного впливу ЕП і МП, якщо їхня напруженість вища від ГДР.

Для запобігання ураженню електричним струмом сторонні провідні ча-

стини електроустановок та устаткування повинні бути заземленими; має бути унеможливлена поява на них напруги, що являє небезпеку для людини, у всіх режимах роботи електроустановки.

Напруги дотику та струм, який протікає в разі дотику через тіло людини, не повинні перевищувати значень, установлених Главою 1.7 ПУЕ:2006.

Захисне заземлення повинне задовольняти вимогам Глави 1.7 ПУЕ:2006.

У разі паралельного прокладання двох і більше ЛЕП належить перевіряти наведену напругу на виведених у ремонт колах від струмів, що протікають по лінії, яка знаходиться під навантаженням.

Електроустановки треба виконувати таким чином, щоб унеможливити ураження людини кроковою напругою.

Для захисту від ураження електричним струмом у разі пошкодження ізоляції проектом повинні бути передбачені окремо або в сполученні такі заходи із захисту за непрямого дотику:

- захисне заземлення;
- автоматичне вимкнення живлення;
- зрівнювання потенціалів;
- подвійна або посилена ізоляція;
- захисний електричний поділ кіл, які ізолюють (непровідні) приміщення, зони, площадки.

Застосування двох і більше заходів із захисту в електроустановці не повинно мати взаємного впливу, що знижує ефективність кожного з них.

Захист персоналу від дії ЕМП промислової частоти, здатного негативно впливати на організм людини, в електроустановках потрібно забезпечувати відповідно до вимог ГОСТ 12.1.002. ДСНіП 3.3.6-096-2002.

У процесі вибору майданчика і проектування електроустановок всіх напруг (у тому числі вбудованих, прибудованих, заглиблених і підземних) відповідно до ДСП 239 15 слід передбачати заходи щодо захисту людей, не пов'язаних із обслуговуванням електроустановки, від дії ЕП і МП, здатних негативно впливати на організм людини.

5.3 Методи забезпечення термічної безпеки в електроустановках

Струмівідні частини електроустановки, а також провідники будь-якого призначення у всіх можливих режимах роботи електроустановки не повинні нагріватися до температури, яка перевищує гранично допустиму. Виконання цієї вимоги слід забезпечувати належним вибором номінального струму кожної одиниці електроустаткування й перетину будь-якого провідника виходячи з розрахункових струмів усіх режимів.

Максимальні температури доступних для дотику частин електроустаткування повинні відповідати вимогам ГОСТ 12.1.005, ДСН 3.3.6.042 і за нормальних умов роботи мають бути:

1) на поверхні органів керування, призначених для виконання операцій без застосування засобів індивідуального захисту рук:

- виконаних з металу – не більше 40°C ,
- виконаних з матеріалів із низькою теплопровідністю – 45°C ;

2) на поверхні частин, не призначених для тримання їх руками:

- виконаних з металу – не більше 70°C ,
- виконаних з матеріалів із низькою теплопровідністю – 80°C ;

3) на поверхні частин, не призначених для дотику за нормальних умов обслуговування:

- виконаних з металу – не більше 80°C ;
- виконаних з матеріалів із низькою теплопровідністю – 90°C .

5.4 Методи забезпечення механічної безпеки в електроустановках

Струмівідні частини, ізолятори, конструкції й устаткування електроустановок повинні витримувати без пошкоджень розрахункові впливи власної ваги і натягу проводів і кабелів, кліматичних навантажень, динамічних сил, що виникають у разі КЗ, а також інші механічні впливи технологічного характеру.

Механічна міцність елементів конструкції високовольтного електроустаткування повинна забезпечувати незмінність ступеня захисту з урахуванням можливих пошкоджень унаслідок внутрішнього тиску й теплового впливу дуги

в разі КЗ.

Окремі апарати, а також монтажні одиниці ПС (РУ, РП) повинні мати пристосування, що забезпечують безпеку персоналу під час їх піднімання, переміщення, монтажу, ремонту та огляду.

5.5 Розрахунок захисного заземлення лінії високої напруги

Визначимо параметри заземлювального пристрою, який складається з дванадцяти вертикальних електродів, що з'єднані горизонтальним заземлювачем за формою квадрату та має опір $R_{\text{н}}$ не більше 2 Ом. Значення питомого опору ґрунту в районі розміщеного заземлювального пристрою складає 75 Ом·м.

Конструктивна схема заземлювального пристрою складається з 12 вертикальних електродів довжиною по 3 м кожен ($12 \cdot 3 = 36\text{м}$), які з'єднані за формою квадрат горизонтальним заземлювачем сумарною довжиною 36 м.

Для подальших розрахунків приймаємо:

$R_{\text{н}} = 2$ Ом – нормоване значення опору заземлювального пристрою.

$P = 75$ Ом·м – значення питомого опору ґрунту.

$h = 0.7$ м – глибина закладання горизонтального заземлювача.

$L_{\text{в}} = 3$ м – довжина одного вертикального заземлювача.

$d_{\text{в}} = 0,0172$ м – діаметр вертикального заземлювача (стрижень 17,2 мм)

$s = 3$ м – відстань між вертикальними електродами в групі.

$L_{\text{г}} = 36$ мм – довжина горизонтального заземлювача (круг 10 мм).

$d_{\text{г}} = 0,03$ м – ширина горизонтального заземлювача (круг 10 мм).

Визначаємо опір одиничного вертикального заземлювача [34]

$$R_{\gamma} = \frac{75}{2 \cdot \pi \cdot 3} \cdot \left[\log_e \left(\frac{8 \cdot 3}{0.0172} \right) - 1 \right] = 24.84 \text{ Ом.}$$

Визначаємо значення опору для групи з 12 вертикальних електродів при їх розташуванні у формі квадрата

$$\alpha = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot R_{\gamma} \cdot s} = \frac{75}{2 \cdot \pi \cdot 24,84 \cdot 3} = 0,16$$

$$R_T = R_{\gamma} \cdot \left(\frac{1 + \lambda \cdot \alpha}{N} \right) = 24,84 \cdot \left(\frac{1 + 5,46 + 0,16}{12} \right) = 3,88 \text{ Ом.}$$

Значення коефіцієнта $\lambda = 5,46$ прийняте для чотирьох вертикальних електродів на одній стороні квадрата.

Значення опору горизонтального заземлювача у формі рівностороннього квадрату визначається як паралельне приєднання двох горизонтальних заземлювачів з'єднаних під прямим кутом.

$$R_{1L} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \log_e \left(\frac{L^2}{k \cdot h \cdot d} \right) = \frac{75}{2 \cdot \pi \cdot 18} \cdot \log_e \left(\frac{18^2}{0,813 \cdot 0,7 \cdot 0,01} \right) = 7,26 \text{ Ом}$$

$$R_{2L} = \frac{7,26}{2} = 3,63 \text{ Ом}$$

На рис. 5.1 показані креслення розробленого заземлювального пристрою.

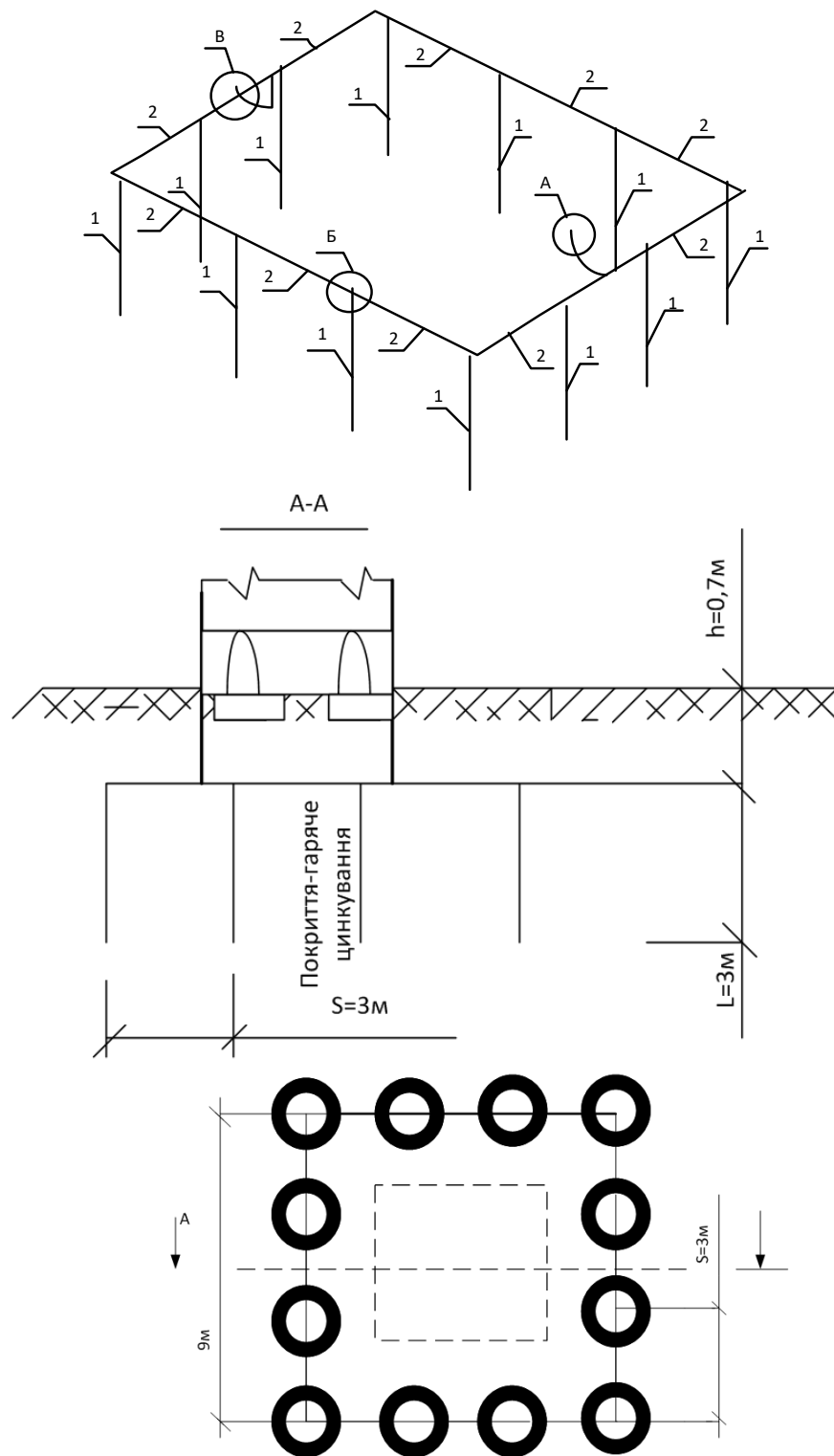


Рисунок 5.1 – Креслення заземлювального пристрою

Визначаємо сумарний опір заземлювального пристрою

$$R_{\text{зп}} = \frac{3,88 \cdot 3,63}{3,88 + 3,63} = 1,88 \text{ Ом}$$

Порівнюємо отримане розрахункове значення опору $R_{зп}$ з необхідним нормованим R_n

$$R_{зп} \leq R_n, \quad 1,88 \leq 2.$$

Відомості про заземлення приведені у табл.5.5.

Таблиця 5.5 – Відомості про заземлення

Позиція	Позначення	Найменування матеріалів для заземлення	Кількість	Маса	Примітка
1	ЕК2 017	Стержень заземлений збірний покриття. Гаряче цинкування	24	2,75	одиниць
2	АК2 010	Провідник заземлення – круг 10мм	36	0,72	одиниць
3	С-СІатр	З'єднувач для круглих провідників з стрижнем заземлення	4	0,140	одиниць
4	АР6 819	З'єднувач для круглих провідників з стрижнем заземлення	8	0,150	одиниць

5.6 Безпека у надзвичайних ситуаціях

Системи електропостачання, як частина енергетичного господарства зустрічаються повсюди, тому їх функціонування є надзвичайно важливим при НС. Вихід з ладу електричної мережі збільшить кількість жертв в разі і призведе до зупинки підприємств, викидів небезпечних речовин, зупинки об'єктів інфраструктури тощо.

Найбільш піддаються впливу електромагнітного імпульсу (ЕМІ) системи управління, сигналізації електропостачання. ЕМІ ушкоджують напівпровідникові прилади, резистори, конденсатори. ЕМІ має велику небезпеку для апаратури, добре захищеної від впливу інших загрозливих чинників. Слід також пам'ятати, що механічний захист апаратури не захищає від впливу ЕМІ. Апа-

ратура може бути знищена навіть знаходячись у надійних спорудах.

Системи електропостачання в умовах НС вони повинні працювати без перебоїв, тому розробка заходів щодо покращення їх роботи в умовах ЕМІ та дії іонізуючих випромінювань є актуальною задачею при проектуванні.

Дія електромагнітного імпульсу також може призвести до загоряння чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях параметрів електричної мережі. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, елементи, викликає коротке замикання тощо. Саме тому є необхідність запобіганню при дії цього фактору на електричне та електронне обладнання.

5.6.1 Оцінка безпеки роботи релейного захисту ЛЕП 110 кВ типу REL650 в умовах дії іонізуючих випромінювань

За критерій безпеки роботи РЗА РЕЛСіС в дії іонізуючих випромінювань приймається таке максимальне значення дози опромінення елементної бази, при якому в елементній базі можуть виникнути зміни, але ЕМ ще буде працювати з необхідною якістю. Максимально допустимі значення потужності дози елементів ЕМ наведені в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Максимально допустимі потужності дози елементів ЕМ

№	Блок	Елементи блоків ЕМ	$P_{гр,i}$ (Р/год)	$P_{гр}$ (Р/год)
1	БЖ	Транзистори BC238	10^5	10^4
		Діоди загального призначення S1M	10^5	
2	БП	Конденсатори SMD1206 1nf, 16V	10^6	
		Резистори SMD1206 0,125 - 10кОм	10^6	
3	БКП	Мікросхеми PIC16F877	10^4	
		Діелектрики GTP15	10^4	

1. За мінімальним значенням $p_{гр}$ межа стійкості $p_{гр}$ роботи мереж РЗА складає $p_{гр} = 10^4$ (Р/год).

2. Для оцінки безпеки роботи мережі РЗА РЕЛСіС визначається граничне

значення потужності дози гамма-випромінювання ($p_{гр}$) за наступною формулою:

$$P_{гр} = K \cdot p_{гр} \cdot K_{пос}, \quad (5.1)$$

де K – коефіцієнт надійності, $K = 0,9..0,95$; $p_{гр}$ – рівень радіації, що відповідає початку зворотних змін найменш стійкого елемента; $K_{пос}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{пос} = 2$), $P_{гр} = 0,9 \cdot 10^4 \cdot 2 = 1,8 \cdot 10^4$ (Р/год).

З вище наведених розрахунків можна зробити висновок, що безпека ЕМ в умовах дії іонізуючих випромінювань буде забезпечуватись, якщо радіація в умовах експлуатації РЗА РЕЛСіС не перевищуватиме $P_{гр} = 1,8 \times 10^4$ (Р/год).

Розрахуємо допустимо максимальний час перебування ЕМ в умовах дії іонізуючих випромінювань та ЕМІ:

$$D_m = \frac{2P_{гр}(\sqrt{t_K^2} - \sqrt{t_{II}^2})}{1}, \quad (5.2)$$

де: $\sqrt{t_{II}^2}$, дорівнює 1; D_m – дорівнює 10^3 ; $t_{доп} = 12,6 \cdot 10^3$ (год).

Отже електрична мережа буде працювати досить безпечно в умовах іонізуючих випромінювань і не потребує особливих додаткових заходів по захисту від цього фактора.

5.6.2 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи ЛЕП 110 кВ в умовах надзвичайних ситуацій

Для підвищення безпеки роботи РЗА ЛЕП 110 кВ типу РЕЛСіС, необхідно використовувати екранування мікропроцесорних терміналів захисту виготовлених з застосуванням мікроелектронних комплектуючих апаратури, а саме досліджуваних пристроїв релейного захисту РЕЛСіС і кабельних ліній електричного зв'язку «РЕЛСіС» з вимірювальними трансформаторами струму, напруги та реле, а також необхідно використовувати захист оптоволоконних ліній зв'язку «РЕЛСіС» з сервером підстанцій 110/10 кВ, 35/10 кВ та ін.. Для

цього визначимо перехідне гасіння енергії електричного поля сталевим екраном.

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (5.3)$$

де f – найбільш характерна частота, ($f = 15$ кГц).

Обираємо товщину стінки на порядок вище, для того щоб забезпечити необхідний захист обладнання. Прийmemo $t=1$ мм.

$$A = 5,2 \cdot 0,102 \cdot \sqrt{15000} = 65 \text{ (дБ)} \quad (5.4)$$

Отже нам потрібно використовувати сталевий екран товщиною 1 мм, який забезпечує згасання енергії електричного поля не менше 65 дБ.

Висновки до п'ятого розділу

В результаті проведених розрахунків визначено, що безпека роботи мікропроцесорного реле REL650 забезпечується при рівні радіації до $6,3 \times 10^4$ (Р/год). До дії ЕМІ на ЕМ необхідно застосовувати екранування РЕА, що суттєво підвищує її стійкість безпеку роботи в умовах впливу електромагнітного імпульсу. В результаті застосування екранів ЕМ буде працювати безпечно аж до значення напруженості вертикальної складової 25,2 В/м.

ВИСНОВКИ

В роботі розглянуто питання експлуатації ліній електропередавання.

Відповідно до мети в роботі розв'язано такі основні задачі:

Дослідження системи технічного обслуговування (ТО) РЗА ліній електропередач свідчать про те, що період експлуатації або термін служби пристрою до списання визначається моральним або фізичним зношуванням пристрою до такого стану, коли відновлення його стає нерентабельним. Фізичне зношування пристрою не повинно бути причиною відмов. Рішення про заміну пристрою або його відновлення приймається на рівні енергосистеми, енергопідприємства, у підпорядкуванні яких перебувають пристрої РЗА.

Дослідження періодичності ТО РЗА свідчить про те, що цикл ТО цих пристроїв залежить від категорії приміщення, де встановлений пристрій РЗА та комплектації, з якої виготовлений цей пристрій, а саме:

- на електромеханічній основі – вісім, шість або три роки;
- на мікроелектронній елементній основі – шість, п'ять або три роки.

Програми робіт при технічному обслуговуванні (ТО) РЗА ліній електропередач використовуються для окремих випадків експлуатації по-різному: під час перевірки при новому вмиканні; при першому профілактичному контролі; при профілактичному контролі, при профілактичному контролі з заміною світлової сигналізації; при профілактичному відновленні (у ремонті); при тестовому контролі; при опробуванні; при технічному огляді.

Під час проектування пристроїв релейного захисту необхідно забезпечити виконання таких умов:

- пристроями релейного захисту повинно бути охоплене все обладнання електроенергетичної системи.
- зони дії пристроїв релейного захисту суміжних ділянок електроенергетичної системи повинні перекриватись;
- для підвищення надійності роботу окремих пристроїв релейного захисту потрібно дублювати.

Проведено розрахунки уставок спрацювання струмової відсічки пускових струмових реле поперечного диференційного спрямованого захисту від міжфазних к. з. на паралельних лініях та інших релейних захистів ліній електропередач 110 кВ.

Розглянуто методи забезпечення електричної, термічної та механічної безпеки, аналіз умов праці при виконанні робіт з обслуговування та ремонту релейного захисту та іншого обладнання ЛЕП 110 кВ, а також розраховано захисне заземлення ПС 110 кВ;

Проведено техніко-економічний розрахунок впровадження РЗА.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Р.Н. Карякин «Заземляющие устройства электроустановок». Москва, 2002;
2. Правила улаштування електроустановок. 5-те вид., переробл. й допов. 2014.;
3. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2015. – 504 с.;
4. Дьяков А.Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем/А.Ф. Дьяков. Н.И. Овчаренко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 336 с.;
5. Кутін В.М. Релейний захист електричних станцій. навч. посіб. /В.М. Кутін, О.Є. Рубаненко, В.М. Лагутін – Вінниця: ВНТУ, 2007. - 110 с.;
6. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: монография / М.А. Шабад – СПб.:ПЭИПК, 2003. – 350 с.;
7. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В.А. Андреев – М.: Высш. шк., 2006. – 639 с.;
8. Какуевицкий Л.И., Смирнова Т.В. Справочник реле защиты. М., «Энергия», 1972. 344 с.;
9. Руководящие указания по релейной защите. Вып.8. Поперечная дифференциальная защита линий 35 – 220 кВ. М., «Энергия», 1970. 58 с.;
10. Федосеев А. М. Основы релейной защиты. М.— Л., Госэнергоиздат, 1961. 440 с. с ил.;
11. Чернобровов Н. В. Релейная защита. М., «Энергия», 1974. 680 с. с ил.;
12. Сборник директивных материалов (Электрическая часть) М., «Энергия» 1971. 464 с. с ил. (Минэнерго СССР);
13. Фабрикант В. Л., Андреев В. А., Бондаренко Ё. В. Задачник по релейной защи-

те. М., «Высшая школа», 1971. 608 с. с ил.;

14. Шабад М.А. Защита генераторов малой мощности. 1967 81с.,

15. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Мінерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2021. - 760 с.;

16. Релейний захист високовольтних електродвигунів. Ч. 1 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання / В. В. Тептя, В. О. Комар, В. О. Лесько, О. Б. Бурикін. Вінниця : ВНТУ, 2022. 137 с.;

17. Релейний захист високовольтних електродвигунів. Частина 2 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / В. В. Тептя, В. О. Комар, В. В. Нетребський, О. О. Рубаненко. Вінниця : ВНТУ, 2022. 136 с.;

18. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Міністерства палива та енергетики 25.07.2006 № 258;

19. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (у редакції наказу від 21.06.2019 № 271).

20. RESTORATION OF THE ENERGY SYSTEM OF UKRAINE Haluzinskyi Oleksandr Yaroslavovich — 1EC-21m, Department of Electricity and Electromechanics, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, email: fotinia606@gmail.com

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2022/paper/viewFile/16321/13743>

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ
РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Особливості експлуатації релейного захисту ліній електропередачі 110 кВ

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 81,3 Схожість 18,7

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Гулько І.О.
(прізвище, ініціали)

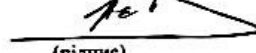
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Галузінський О.Я.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Рубаненко О.Є.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)



(підпис)

" 14 " 09 2022р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ЛІНІЙ

ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ 110 кВ

08-13.МКР.004.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., професор каф. ЕСС



(підпис)

Рубаненко О.Є.

(Прізвище, ініціали)

Магістр групи ЕС-21м



(підпис)

Галузінський О.Я.

(Прізвище, ініціали)

Вінниця 2022 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах пошкодження енергетичних об'єктів та енергетичного обладнання постає необхідність використання сучасних засобів діагностування релейного захисту та використання сучасних терміналів релейного захисту, які можуть здійснювати моніторинг стану захисту та протиаварійної автоматики, а також впроваджувати сучасні методи його експлуатації.

б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 14 вересня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – дослідження експлуатації релейного захисту ліній електропередач, що включає в себе симтеми робіт, періодичність та саму систему технічного обслуговування.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2021. - 760 с.;

2. Релейний захист високовольтних електродвигунів. Ч. 1 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання / В. В. Тептя, В. О. Комар, В. О. Лесько, О. Б. Бурикін. Вінниця : ВНТУ, 2022. 137 с.;

3. Релейний захист високовольтних електродвигунів. Частина 2 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / В. В. Тептя, В. О. Комар, В. В. Нетребський, О. О. Рубаненко. Вінниця : ВНТУ, 2022. 136 с.;

4. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (у редакції наказу від 21.06.2019 № 271).

4. Технічні вимоги до виконання МКР

– технічне завдання:

1. Визначити ступінь селективності між двома суміжними максимально струмовими захистами з витримкою часу;

2. Розрахувати струми спрацювання максимальних фазних відсічок для ліній двох ліній;

3. Визначити уставки пускових струмових реле поперечного диференціального спрямованого захисту від міжфазних к. з. на паралельних лініях 110 кВ

– елементна база: панелі релейного захисту українського та закордонного виробництва (ШДЭ – 2801, ШДЭ 2802, ЕПЗ – 1636, REL - 650).

– конструктивне виконання: РЗА виконані в корпусі терміналу REL – 650, для захисту ліній електропередач напругою 110 кВ.

– показники технологічності: монтаж та експлуатація REL - 650 мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ та заводської інструкції приладу.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснюватися експлуатаційним персоналом служби релейного захисту, ремонтним персоналом електричної станції та електроенергетичної системи.

– живлення терміналу REL - 650: для забезпечення надійного живлення терміналу REL – 650 використовуються трансформатори власних потреб, випрямляючі пристрої, акумуляторні батареї.

5. Економічні показники

Визначити основні економічні показники від впровадження терміналу REL – 650 для захисту лінії 110 кВ, яка зв'язує електричну станцію з ЕЕС.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22	формування технічного завдання
2	Дослідження актуальності теми, а саме особливостей експлуатації ліній електропередач	07.09.22	12.09.22	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Періодичність та програми робіт при технічному обслуговуванні пристроїв РЗА	13.09.22	05.10.22	розділ 2
4	Дослідження захистів та розрахунок уставок РЗА лінії електропередач	06.10.22	20.10.22	розділ 3
5	Техніко-економічна частина	11.11.22	16.11.22	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	29.11.22	30.11.21	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

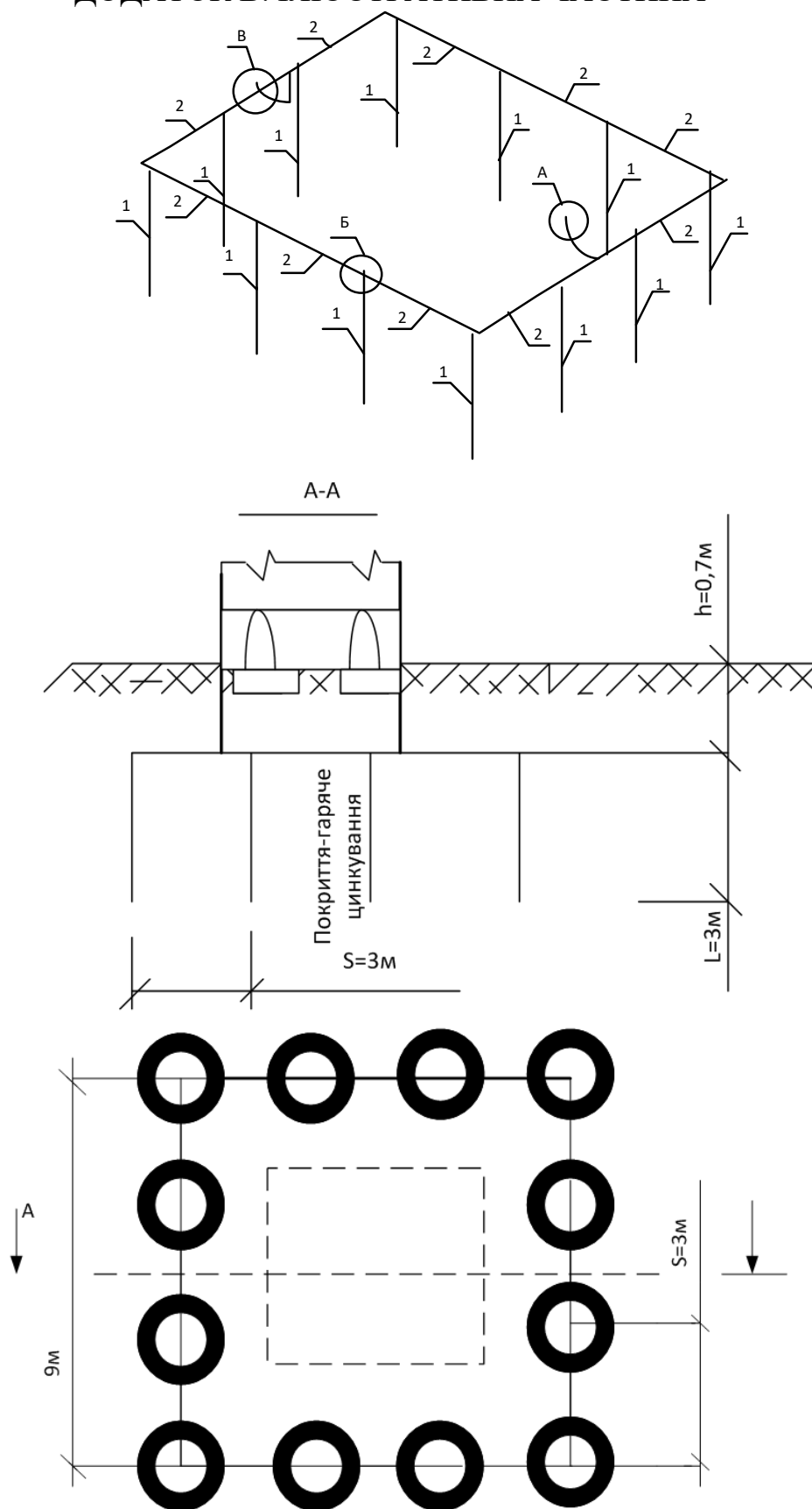
Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом
Відсутні.

ДОДАТОК В. ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА





Вінницький національний технічний університет
Кафедра електричних станцій та систем



Особливості експлуатації релейного захисту ліній 110 кВ

Студент групи ЕС-21м:

Галузінський Олександр Ярославович

Керівник:

к.т.н., проф., професор каф. ЕСС Рубаненко О.Є.

Мета і задачі дослідження

2

Метою магістерської роботи є дослідження експлуатації релейного захисту ліній електропередач, що включає в себе системи робіт, періодичність та саму систему технічного обслуговування.

Відповідно до мети в роботі поставлені такі **задачі**:

- дослідити систему технічного обслуговування РЗА ліній електропередач;
- розглянути періодичності технічного обслуговування пристроїв РЗА ;
- розглянути програм робіт при технічному обслуговуванні пристроїв РЗА ;
- розрахувати уставки сучасного релейного захисту ліній електропередач;
- проаналізувати умови праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням ліній електропередач;
- розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування РЗА ліній електропередач.

Актуальність

3

Під час проектування та експлуатації електроенергетичних систем необхідно враховувати можливість виникнення в них пошкоджень та особливих режимів. Найпоширенішими та найнебезпечнішими пошкодженнями є короткі замикання на об'єктах електроенергетичних систем. Такі пошкодження спричиняють руйнування пошкодженого об'єкта струмами короткого замикання, або дугою, яка може виникнути в місці пошкодження. Також можливе руйнування суміжних з пошкодженим об'єктів струмами, величина яких перевищує допустимі значення. Отже, аналіз особливостей експлуатації релейного захисту ліній 110 кВ є **актуальним**.



Об'єкт, предмет та методи дослідження

4



Об'єкт дослідження – методи експлуатації релейного захисту ліній електропередачі напругою 110 кВ.

Предмет дослідження – засоби експлуатації релейного захисту ліній електропередачі напругою 110 кВ.

Методи дослідження. Для розрахунку струмів замикань використовувались методи теоретичних основ електротехніки; для розрахунку уставок релейних захистів використовувались методи теорії релейного захисту.

Наукова новизна та практична цінність 5

Наукова новизна одержаних результатів: полягає в комплексному підході до розрахунку та вибору захистів повітряних ЛЕП 110 кВ, та модернізації релейного захисту ліній електропередачі шляхом встановлення терміналів захистів REL 650.



Практична цінність.
Приклади та методика розрахунку уставок, а також результати аналізу сучасного релейного захисту можуть бути використані під час проектування та експлуатації релейного захисту ліній 110 кВ.

Аварійні та особливі режими експлуатації обладнання ЕЕС 6

В електроенергетичній системі відбуваються постійні збурення. Одним з найнебезпечніших пошкоджень, які наявні в електроенергетичній системі, є **короткі замикання** (к.з.), що виникають внаслідок пошкодження ізоляції струмоведучих частин електричного обладнання. Короткі замикання можуть привести до:

- руйнування пошкодженого елемента струмами к.з., або дугою, яка може виникати в місці пошкодження;
- можливого руйнування обладнання на суміжних з пошкодженим елементом об'єктах електроенергетичної системи внаслідок теплової та динамічної дії струмів, величина яких перевищує допустимі значення;
- пониження рівня напруги у вузлових точках електроенергетичної системи, що може привести до порушення технологічних процесів на підприємствах, а також до можливого порушення стійкості роботи електроенергетичної системи, яке, своєю чергою, призведе до повної втрати живлення споживачів електричною енергією.

Вимоги до виконання релейного захисту

Вимоги до виконання релейного захисту регламентують відповідними державними нормативними документами, які відповідають міжнародним нормам. Пристрої релейного захисту виконують так, що кожен з них охоплює певну ділянку електроенергетичної системи.

Під час проектування пристроїв релейного захисту необхідно забезпечити виконання таких умов:

- пристроями релейного захисту повинно бути охоплене все обладнання електроенергетичної системи, не може бути ні однієї ділянки, навіть у межах окремого елемента, які б не були охоплені зонами дії релейного захисту;
- зони дії пристроїв релейного захисту суміжних ділянок електроенергетичної системи повинні перекриватись;
- для підвищення надійності роботу окремих пристроїв релейного захисту потрібно дублювати, тобто кожну ділянку електроенергетичної системи повинні захищати хоча б два незалежні пристрої релейного захисту (100% резервування), для відповідальних ділянок можливе застосування і трьох незалежних пристроїв релейного захисту (200% резервування).

ПЕРІОДИЧНІСТЬ РОБІТ ПРИ ТЕХНІЧНОМУ ОБСЛУГОВУВАННІ ПРИСТРОЇВ РЗА

Всі пристрої РЗА включаючи вторинні кола, вимірювальні трансформатори та елементи приводів комутаційних апаратів, що відносяться до пристроїв РЗА, повинні періодично підлягати технічному обслуговуванню. Залежно від типу пристроїв РЗА та умов їхньої експлуатації в частині впливу різних факторів зовнішнього середовища цикл технічного обслуговування встановлений від трьох до восьми років. Під циклом технічного обслуговування розуміється період експлуатації пристроїв між двома найближчими профілактичними відновленнями протягом якого в певній послідовності виконуються встановлені види технічного обслуговування.

Для пристроїв РЗА електричних приєднань підстанцій 110 кВ цикл технічного обслуговування встановлено:

- вісім років для пристроїв на електромеханічній базі;
- шість років для пристроїв на мікроелектронній базі.

Види планового технічного обслуговування пристроїв РЗА

9

Види обслуговування РЗА:

- перевірка при новому вмиканні (налагодження);
- перший профілактичний контроль;
- профілактичний контроль із заміною ламп;
- профілактичне відновлення (ремонт);
- тестовий контроль;
- опробування;
- технічний огляд.



10

ЗАХИСТ ЛІНІЙ

Повітряні й кабельні ЛЕП 110 кВ, маючи велику довжину, зазнають пошкоджень більше, ніж інше обладнання. Особливо це стосується повітряних ліній. Тому для швидкого вимкнення вони мають бути обладнані релейним захистом. При цьому захист від замикань на землю в мережах із заземленою нейтраллю трансформаторів із великими струмами замикання має діяти на вимкнення, а в мережах з ізольованою нейтраллю – на сигнал або вимкнення.

Для ліній 110 кВ з ефективно заземленою нейтраллю мають бути передбачені пристрої релейного захисту від багатофазних замикань і замикань на землю. Захисти мають бути обладнані пристроями, які блокують їхню дію при хитаннях, якщо в мережі можливі хитання або асинхронний хід, при яких можливі надлишкові спрацьовування захисту. Допускається виконання захисту без блокувальних пристроїв, якщо він відбудований від хитань за часом (близько 1,5–2 с).

Розрахунок уставок

11

Щоб унеможливити неправильні дії комплексу захисту від замикань між фазами від струмів непошкоджених фаз на непошкодженій лінії при однофазних та двофазних к. з. на землю; пускові реле струму та напруги нульової послідовності у зазначених режимах виводять із дії цей комплект захисту.

1. Струм спрацювання захисту.

Первинний струм спрацювання пускових струмових реле 1PC і 2PC за відсутності мінімальних пускових реле напруги **вибирається** за наступними умовами

а). За умовою відбудови від максимального розрахункового струму небалансу при перехідному режимі зовнішнього трифазного металевого к. з. на шинах протилежної підстанції:

$$I_{c3} \geq [k'_n k'_{\text{апер}} k'_{\text{одн}} \varepsilon + k'_n k'_{\text{апер}} f_{\text{неід.}}] \cdot I_{k, \text{макс.}}^{(3)} = 301 \text{ A.}$$

б). За умовами забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього к. з. в режимі роботи однієї лінії або після вимкнення к. з. однієї з ліній у режимі роботи двома лініями

$$I_{c3} \geq k_n I_{n, \text{макс.}} / k_n = 945 \text{ A.}$$

Розрахунок уставок

12

Чутливість захисту визначається для двох режимів.

При включених вимикачах з обох сторін ліній та к. з. у такій точці лінії, де чутливість захисту обох сторін ліній однакова. При цьому враховується, що при наближенні точки к. з. до місця встановлення одного із захистів її чутливість буде підвищуватися. Це викликано збільшенням струму з цього кінця пошкодженої лінії та зменшенням струму в неушкодженій лінії, внаслідок чого струм у захисті, найближчому до місця к. з., збільшується.

Точка рівної чутливості знаходиться на відстані l_q від місця включення захисту зі струмом спрацювання I_{c3B} і обчислюється за формулою:

$$l_q = I_{c3A} l / (I_{c3A} + I_{c3B})$$

При $I_{c3A} = I_{c3B}$ отримуємо $l_q = 0,5 l$ тобто при однакових струмах спрацювання захистів на обох кінцях лінії точка рівної чутливості пускових органів знаходиться посередині лінії. Визначаємо коефіцієнт чутливості пускових струмових реле при двофазних к. з. у точці рівної чутливості по формулі

$$k'_{\text{ч3}} = I_{c3A}^{(2)} / I_{c3A} = I_{c3B}^{(2)} / I_{c3B}$$

$$k'_{\text{ч3}} = \frac{3660}{945} = 3,86 > 2.$$

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

13

У даному розділі розглядаються основні питання конкурентоспроможності продукту та комерційного потенціалу розробки.

Розраховували основну заробітну плату кожного із розробників

$$z_0 = \frac{M}{T_p} \cdot t = \frac{6000}{25} \cdot 14 + \frac{100}{25} \cdot 50 = 5360 \text{ грн.}$$

Розраховували нарахування на заробітну плату $N_{\text{сп}}$ розробників, які брали участь у виконанні науково-дослідної роботи

$$N_{\text{сп}} = (3_0 + 3_1 + 3_2) \cdot \frac{p}{100} = (5360,00 + 536,00) \cdot \frac{36,3}{100} = 2140,25 \text{ (грн.)}$$

Розрахуємо амортизацію обладнання, комп'ютерів та приміщень

$$A = \frac{C \cdot H}{100} \cdot \frac{T}{12} = \frac{4500 \cdot 10}{100} \cdot \frac{8}{12} + \frac{6000 \cdot 10}{100} \cdot \frac{3}{12} + \frac{30000 \cdot 10}{100} \cdot \frac{8}{12} + \frac{27000 \cdot 10}{100} \cdot \frac{3}{12} = 3125 \text{ (грн.)}$$

Розрахуємо відносну ефективність вкладених інвестицій

$$E_{\text{в}} = \sqrt[6]{1 + \frac{5550,64}{46,0}} - 1 = 0,672$$

Визначали термін окупності вкладених інвестицій та визначали термін окупності за формулою

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{E_{\text{в}}} = \frac{1}{0,672} = 1,488 \text{ (роки)}$$

Оскільки $T_{\text{ок}} < 3$ років, то фінансування даної розробки є доцільним.

ОХОРОНА ПРАЦІ

14

У роботі визначали параметри заземлювального пристрою.

Визначали опір одиничного вертикального заземлювача

$$R_1 = \frac{75}{2 \cdot \pi \cdot 3} \cdot \left[\log_2 \left(\frac{8 \cdot 3}{0,0172} \right) - 1 \right] = 24,84 \text{ Ом.}$$

Визначаємо значення опору для групи з 12 вертикальних електродів

$$R_r = R_1 \cdot \left(\frac{1 + \lambda \cdot \alpha}{N} \right) = 24,84 \cdot \left(\frac{1 + 5,46 + 0,16}{12} \right) = 3,88 \text{ Ом}$$

Значення опору горизонтального заземлювача

$$R_{\text{г}} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \log_2 \left(\frac{L^2}{k \cdot h \cdot d} \right) = \frac{75}{2 \cdot \pi \cdot 18} \cdot \log_2 \left(\frac{18^2}{0,813 \cdot 0,7 \cdot 0,01} \right) = 7,26 \text{ Ом} \quad R_{21} = \frac{7,26}{2} = 3,63 \text{ Ом}$$

Визначали сумарний опір заземлювального пристрою

$$R_{\text{в}} = \frac{3,88 \cdot 3,63}{3,88 + 3,63} = 1,88 \text{ Ом}$$

Порівнювали отримане розрахункове значення опору з необхідним нормованим

$$R_{\text{в}} \leq R_{\text{н}}, \quad 1,88 \leq 2.$$

Висновки

15

1. Дослідження системи технічного обслуговування (ТО) РЗА ліній електропередач свідчать про те, що період експлуатації або термін служби пристрою до списання визначається моральним або фізичним зношуванням пристрою до такого стану, коли відновлення його стає нерентабельним. Фізичне зношування пристрою не повинно бути причиною відмов. Рішення про заміну пристрою або його відновлення приймається на рівні енергосистеми, енергопідприємства, у підпорядкуванні яких перебувають пристрої РЗА.

2. Дослідження періодичності ТО РЗА свідчить про те, що цикл ТО цих пристроїв залежить від категорії приміщення, де встановлений пристрій РЗА та комплектації, з якої виготовлений цей пристрій, а саме:

- на електромеханічній основі – вісім, шість або три роки;
- на мікроелектронній елементній основі – шість, п'ять або три роки.

3. Програми робіт при технічному обслуговуванні (ТО) РЗА ліній електропередач використовуються для окремих випадків експлуатації по-різному: під час перевірки при новому вмиканні; при першому профілактичному контролі; при профілактичному контролі, при профілактичному контролі з заміною світлової сигналізації; при профілактичному відновленні (у ремонті); при тестовому контролі; при опробуванні; при технічному огляді.

Висновки

16

4. Під час проектування пристроїв релейного захисту необхідно забезпечити виконання таких умов:

- пристроями релейного захисту повинно бути охоплене все обладнання електроенергетичної системи.
- зони дії пристроїв релейного захисту суміжних ділянок електроенергетичної системи повинні перекриватись;
- для підвищення надійності роботу окремих пристроїв релейного захисту потрібно дублювати.

5. Проведено розрахунки уставок спрацювання струмової відсічки пускових струмових реле поперечного диференційного спрямованого захисту від міжфазних к. з. на паралельних лініях та інших релейних захистів ліній електропередач 110 кВ.

6. Розглянуто методи забезпечення електричної, термічної та механічної безпеки, аналіз умов праці при виконанні робіт з обслуговування та ремонту релейного захисту та іншого обладнання ЛЕП 110 кВ, а також розраховано захисне заземлення ПС 110 кВ;

7. Проведено техніко-економічний розрахунок впровадження РЗА.