

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(освітній (освітньо-кваліфікаційний) рівень)

на тему: **Розробка технічних заходів підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ**

Виконав: студент VI курсу, групи ЕЕМ-61

напряму підготовки (спеціальності) 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Майкут Р. Б.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Бабюк С. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О. О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

Кафедра Електричної інженерії

Освітній рівень магістр

Напрямок підготовки _____

(шифр і назва)

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри д.т.н., проф. М.Г. Тарасенко

«02» вересня 2019 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Майкуту Роману Богдановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Розробка технічних заходів підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ

Керівник проекту (роботи) Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.

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

Затверджені наказом по університету від «23» серпня 2019 року № 4/7-731

2. Термін подання студентом проекту (роботи) 20 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Електрична принципова схема ПС 110/35/10, значення активних та реактивних опорів мережі, графіки електричних навантажень підстанції, технічна документація на мікропроцесорний блок захисту трансформаторів

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

1. Аналітична частина

2. Науково-дослідна частина

3. Технологічна частина

4. Проектно-конструкторська частина

5. Спеціальна частина

6. Обґрунтування економічної ефективності

7. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

8. Екологія

Загальні висновки до дипломної роботи

Перелік посилань

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

1. Електрично-принципова схема підстанції 110/35/10 кВ 1л. ф – А1

2. Вихідна схема та схема заміщення ділянки мережі 1л. ф – А1

3. План-розріз підстанції 110/35/10 кВ 1л. ф – А1

4. Пристрій релейного захисту трансформатора 1л. ф – А1

5. Кола струму та напруги шафи захисту силового трансформатора 1л. ф – А1

6. Вихідні кола та кола сигналізації шафи захисту трансформатора 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Обґрунтування економічної ефективності	Мельник Л. М.. д.е.н., доцент		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Стручок В. С. ст. викл.		
Екологія	Зварич Н. М. к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання **02 вересня 2019 року****КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ	15.09.2019	
2	Аналітична частина	25.09.2019	
3	Науково-дослідна частина	10.10.2019	
4	Технологічна частина	01.11.2019	
5	Проектно-конструкторська частина	20.11.2019	
6	Спеціальна частина	01.12.2019	
7	Обґрунтування економічної ефективності	10.12.2019	
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2019	
9	Екологія	10.12.2019	
10	Висновки	15.12.2019	
11	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2019	
12	Оформлення графічної частини	20.12.2019	

Студент _____
(підпис)Майкут Р. Б. _____
(прізвище та ініціали)Керівник проекту (роботи) _____
(підпис)Бабюк С. М. _____
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Майкут Р. Б. "Розробка технічних заходів підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ." 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕм-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор.– 134; рис. - 14 табл. - 35; креслень - 6; джерел - 22; додатків - .

Основною метою роботи є аналіз та розробка технічних заходів підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ.

Проведений огляд різних виробників мікропроцесорних пристроїв релейного захисту і автоматики, які використовуються для захисту трансформатора і автотрансформатора.

Проведені вибір і перевірка основного силового і комутаційного обладнання.

Розрахований релейний захист трансформатора із застосуванням мікропроцесорного пристроїв релейного захисту і автоматики.

Визначені вартість реалізації проекту, термін окупності, чистий дисконтований доход та індекс дохідності за розрахунковий період.

Перелік ключових слів: РОЗПОДІЛЬНИЙ ПУНКТ, МІКРОПРОЦЕСОРНИЙ БЛОК ЗАХИСТУ, СТРУМ, НАПРУГА, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, НАВАНТАЖЕННЯ, КАБЕЛЬНА ЛІНІЯ.

ANNOTATION

Maikut R. Development of technical activities for increasing the reliability of operation of the transformer substation 110/35/10 kV. 141 Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Chair of Electrical Engineering EEM-61. – Ternopil.: TNTU, 2019.

Page – 134; Illustrations – 14; Tables – 35; Blueprints – 6; Sources – 22; Applications – -.

The primary purpose of work are an analysis and development of technical measures of increase of reliability of work of transformer substation of 110/35/10 кВ.

Conducted review of different producers of microprocessor devices of relay defence and automation, that is used for defence of transformer and autotransformer.

A choice and verification of basic power and interconnect equipment are conducted.

Expected relay defence of transformer with application microprocessor devices of relay defence and automation.

The cost of realization of project, term of recoument, net discounted profit and index of дохідності, is certain for calculation period.

Keywords: DISTRIBUTIVE POINT, MICROPROCESSOR BLOCK OF DEFENCE, CURRENT, TENSION, TRANSFORMER SUBSTATION, POWER SUPPLY, LOADING, CABLE LINE.

ЗМІСТ

ВСТУП	<u>8</u>
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	<u>11</u>
1.1 Поняття МПП РЗА. Їх особливості, переваги і недоліки	<u>11</u>
1.2 Огляд різних виробників МПП РЗА, які використовуються для захисту трансформаторів і автотрансформаторів	<u>15</u>
1.2.1 МПП РЗА, які використовуються для захисту трансформаторів і автотрансформаторів виробництва ТОВ «АББ Автоматизація»	<u>15</u>
1.2.2 МПП РЗА, які використовуються для захисту трансформаторів і автотрансформаторів виробництва «Шнайдер електрик»	<u>19</u>
1.2.3 МПП РЗА, які використовуються для захисту трансформаторів і автотрансформаторів виробництва НПП «ЭКРА»	<u>21</u>
1.2.4 МПП РЗА, які використовуються для захисту трансформаторів виробництва НТЦ «Механотроніка»	<u>24</u>
1.2.5 МПП РЗА, які використовуються для захисту трансформаторів виробництва НПФ «РАДІУС»	<u>27</u>
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	<u>31</u>
2.1 Дистанційний захист. Призначення і принцип дії	<u>31</u>
2.2 Характеристики витримки часу дистанційних захистів	<u>34</u>
2.3 Структурна схема дистанційного захисту зі ступінчатою характеристикою	<u>35</u>
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	<u>40</u>
3.1 Вибір числа і потужності трансформаторів зв'язку	<u>40</u>
3.2 Визначення кількості ліній на всіх напругах	<u>41</u>
3.3.1 Визначення кількості ліній на високій стороні	<u>41</u>
3.3.2 Визначення кількості ліній на середній стороні	<u>42</u>
3.3.3 Визначення кількості ліній на низькій стороні	<u>42</u>
3.3 Вибір схем розподільних пристроїв (РП)	<u>42</u>
3.4 Розрахунок власних потреб проектованої підстанції	<u>43</u>
3.4.1 Складання таблиці споживачів власних потреб	<u>43</u>
3.4.2 Вибір трансформаторів власних потреб	<u>45</u>
3.4.3 Схема власних потреб підстанції	<u>46</u>
3.5 Розрахунок струмів короткого замикання	<u>46</u>

	6
3.5.1 Початкові дані для розрахунку струмів короткого замикання	47
3.5.2 Визначення опорів елементів схеми заміщення	48
3.5.3 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К1	51
3.5.4 Розрахунок струмів короткого замикання в точках К2 і К3	54
4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	56
4.1 Вибір вимикачів	56
4.1.1 Вибір вимикачів на РП 110 кВ	58
4.1.2 Вибір вимикачів на РП 35 кВ	59
4.1.3 Вибір вимикачів на РП 10 кВ	59
4.2 Вибір роз'єднувачів	61
4.2.1 Вибір роз'єднувачів на РП 110 кВ	62
4.2.2 Вибір роз'єднувачів на РП 35 кВ	63
4.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і трансформаторів напруги	64
4.3.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги на РП 110 кВ	66
4.3.2 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги на РП 35 кВ	68
4.3.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги на РП 10 кВ	70
4.4 Вибір струмоведучих частин	73
4.4.1 Вибір струмоведучих частин на РП 110 кВ	73
4.4.2 Вибір струмоведучих частин на РП 35 кВ	75
4.4.3 Вибір струмоведучих частин на РП 10 кВ	75
4.5 Вибір конструкції РП	79
4.6 Розрахунок релейного захисту трансформатора із застосуванням МПУ РЗА виробництва НПП «ЭКРА»	81
4.6.1 Конфігурація терміналу БЭ2704 V041	82
4.6.2 Розрахунок ДЗТ	84
4.6.3 Розрахунок МСЗ з блокуванням по напрузі	89
4.6.4 Вибір уставок ПРВВ	94
4.6.5 Розрахунок захисту від перевантаження	94
4.6.6 Розрахунок блокування РПН	96
4.6.7 Розрахунок захисту від перегрівання	96
4.6.8 Газовий захист	97
4.6.9 Газовий захист перемикача РПН	98

	7
5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	<u>99</u>
5.1 Визначення оптимальної ємності конденсаторних батарей	<u>99</u>
5.2 Оптимальний режим роботи КУ на шинах 10 кВ ПС	<u>101</u>
5.3 Оцінка ефективності компенсації реактивної потужності на ПС	<u>104</u>
6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	<u>110</u>
6.1 Визначення вартості розробки проекту	<u>110</u>
6.2 Визначення вартості реалізації проекту	<u>111</u>
6.3 Витрати на експлуатацію підстанції	<u>113</u>
6.3.1 Розрахунок облікової чисельності працівників підстанції	<u>113</u>
6.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати працівників	<u>115</u>
6.3.3 Розрахунок річного фонду заробітної плати керівників по місячному окладу	<u>116</u>
6.3.4 Витрати на втрати електроенергії	<u>117</u>
6.3.5 Визначення витрат на експлуатацію підстанції	<u>118</u>
6.4 Розрахунок собівартості передачі електроенергії	<u>118</u>
6.5 Визначення терміну окупності	<u>119</u>
6.6 Аналіз результатів	<u>121</u>
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	<u>122</u>
7.1 Дія електричного струму на організм людини та заходи щодо зниження небезпеки ураження працівників	<u>122</u>
7.2 Розрахунок заземлення підстанції 110/35/10 кВ	<u>123</u>
7.3 Підвищення стійкості роботи об'єктів енергетики під час надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру	<u>127</u>
8 ЕКОЛОГІЯ	<u>129</u>
8.1 Заходи із дотримання природоохоронних вимог	<u>129</u>
7.2 Джерела електромагнітного забруднення довкілля та їх вплив на навколишнє середовище	<u>130</u>
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	<u>132</u>
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	<u>133</u>

ВСТУП

Актуальність теми. Масштаби і темпи розвитку електроенергетики країни в ринкових умовах в період до 2020 р. визначатимуться «Основними напрямками соціально-економічного розвитку України на довгострокову перспективу» і «Енергетичною стратегією України на період до 2020 р.».

Відповідно до цих документів розвиток електроенергетики України орієнтований на сценарій економічного розвитку країни, що припускає форсоване проведення соціально-економічних реформ з темпами росту виробництва валового внутрішнього продукту 5-6 % в рік і відповідним стійким ростом електроспоживання близько 3 % в рік. В результаті, споживання електроенергії досягне в 2020 р. 1545 млрд. кВт·год. Відповідно рівень максимального споживання електроенергії 1990 р. буде перевищений на 6 % вже на рівні 2016 р.

Намічені рівні електроспоживання враховують проведення активного енергозбереження, як за рахунок структурної перебудови економіки, так і за рахунок проведення організаційних і технічних заходів в промисловості.

У 2000 р. досягли граничного напруцювання 34 млн. кВт або 16 % потужностей електростанцій України, у тому числі ГЕС – 22 млн. кВт, ТЕС – 12 млн. кВт. Надалі ситуація зі старінням основного енергетичного обладнання погіршувалась, так в 2005 р. 74 млн. кВт, а до 2013 р. 104 млн. кВт або близько 50 % діючого сьогодні обладнання ТЕС і ГЕС виробить свій ресурс, а до 2020 р. – 150 млн. кВт, що складе близько 70 %.

Оновлення потужності і забезпечення приросту потреби в генеруючій потужності можливо як за рахунок введення нових потужностей, так і за рахунок продовження терміну експлуатації діючих ГЕС і значної кількості ТЕС із заміною тільки основних вузлів і деталей наступних основних заходів, проте найбільш ефективним є введення нового технічно прогресивного обладнання.

Загальний стан галузі визначає також стан її підсистем, в які входять релейний захист і автоматика (РЗА), центральне диспетчерське управління

(ЦДУ), управління контролю і обліку електроенергії та інші. Так, релейний захист в Україні характеризується значним зносом парку комплектних пристроїв РЗА, що складається, в основному, з електромеханічних пристроїв. За даними ОРГРЕМ, з тих, що знаходяться в експлуатації близько 1600 тисяч приладів РЗА в 2005 р. 97 % склали електромеханічні пристрої, близько 2 % - пристрої на мікроелектронній елементній базі і близько 1 % на мікропроцесорній елементній базі. Понад 40 % пристроїв РЗА знаходяться в експлуатації понад 25 років.

Зменшення масштабів капітального будівництва і реконструкції електричних мереж серйозно стримує заміну фізично і морально застарілих пристроїв РЗА, які складають 70 % від усіх експлуатованих пристроїв.

Доля «старих» пристроїв РЗА, термін служби яких вже вичерпаний або наближається до граничного рівня, збільшує навантаження на персонал служб РЗА. Графіки технічного обслуговування пристроїв РЗА у більшості енергосистем виконані на 96 %.

При введенні в роботу нових об'єктів, а також у рамках технічного переозброєння і реконструкції перевага віддається впровадженню мікропроцесорних пристроїв, що дозволяють на сучасному рівні вирішувати питання розвитку і експлуатації РЗА. Так, в цій роботі розглядається застосування мікропроцесорних пристроїв РЗА (МПП РЗА) для захисту трансформаторів на підстанції 110/35/10 кВ.

Мета і завдання дослідження.

Метою дипломної роботи є розробка технічних заходів підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ.

Відповідно до вказаної мети розв'язувалися наступні завдання:

- аналіз ділянки мережі, до якої підключається проектувана підстанція.
- аналіз існуючих мікропроцесорних блоків релейного захисту;
- визначення основних способів підвищення надійності та ефективності роботи релейного захисту;

– вибір потужності силових трансформаторів, згідно повної потужності навантаження за умови допустимого навантаження трансформатора в номінальному режимі;

– розрахунок захисту силових трансформаторів, та вибір необхідної комутаційно-захисної апаратури;

– аналіз та впровадження методів компенсації реактивної потужності для зменшення втрат активної потужності та напруги.

Об'єкт дослідження – електричні мережі розподільних трансформаторних підстанцій.

Предмет дослідження – розробка технічних заходів підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції.

Наукова новизна отриманих результатів:

– отримало подальший розвиток дослідження та розробка технічних заходів для підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції, шляхом модернізації релейного захисту.

Практичне значення отриманих результатів.

Модернізація основних складових частин системи електропостачання трансформаторної підстанції, дозволить знизити втрати електричної енергії, а також підвищити надійність електропостачання споживачів.

Апробація. Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів "Актуальні задачі сучасних технологій", на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 8 розділів, висновків, переліку посилань (22 найменування).

Загальний обсяг текстової частини – 134 сторінок.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Поняття МПП РЗА. Їх особливості, переваги і недоліки

МПП РЗА почали застосовуватися у світовій практиці більше двох десятиліть тому, поступово витісняючи не лише електромеханічні пристрої, але і електронну аналогову техніку. Перехід на цифрові принципи обробки інформації в РЗА не привів до появи нових принципів побудови захисту, але визначив оптимальну структуру побудови апаратної частини сучасних цифрових пристроїв та істотно покращив експлуатаційні якості пристроїв РЗА. Підприємству-виробнику МПП РЗА частенько спільно з представниками енергооб'єктів, фахівцями проектних інститутів доводиться вирішувати різні питання, пов'язані з початком їх впровадження. Але розроблені типові проекти, рекомендації і симулятори пристроїв зменшили негативне відношення до цифрових пристроїв.

Звичайно, на деяких енергооб'єктах виникають труднощі при постановці питання про перехід на цифрову техніку. Зазвичай це пов'язано з:

- сталими традиціями;
- морально застарілими суміжними системами;
- застарілими, але ще діючими нормативними документами;
- страхом експлуатаційного персоналу, що не має знань і навичок роботи з сучасною технікою.

Але пристрої РЗА, виконані на традиційній елементній базі, вже не здатні забезпечити рішення ряду актуальних експлуатаційних і технічних проблем :

- реалізація деяких функцій призводить до істотного збільшення апаратної частини;
- багато функцій на електромеханічній релейній апаратурі виконати просто неможливо;
- не забезпечується стикування з сучасними цифровими автоматизованими системами керування технологічними процесами,

утруднюється дистанційне керування електричною частиною об'єктів і сигналізація;

- повністю відсутня діагностика і запис аварійних процесів;
- ускладнення схем РЗА вимагає великої кількості налагоджувального і обслуговуючого персоналу високої кваліфікації, а також періодичного проведення профілактичних перевірок працездатності цих пристроїв.

Інтенсивний розвиток цифрової техніки зумовив широке проникнення її в усі рівні автоматизації енергооб'єктів як в енергетиці, так і в усіх інших галузях промисловості. Упевнено доведені наступні переваги мікропроцесорних пристроїв РЗА перед електромеханічними і електронними пристроями РЗА, побудованими на аналогових принципах :

- скорочення експлуатаційних витрат за рахунок самодіагностики, автоматичної реєстрації режимів і подій;
- реалізація повноцінної сучасної АСУ ТП на базі пристроїв РЗА з виконанням різних функцій;
- скорочення витрат на будівництво, монтаж, зменшення габаритів, економія кабелів, зменшення витрат на апаратну частину;
- прискорення відключення короткого замикання за рахунок зменшення ступенів селективності, що знижує розміри пошкоджень електрообладнання і вартість відновних робіт;
- поліпшення контролю за станом обладнання і роботою пристроїв РЗА;
- уніфікація технічних рішень, застосування стандартних модулів, зменшення потреб в запчастинах, повна заводська готовність;
- зниження споживання по колах оперативного постійного струму і напруги;
- можливість діагностики не лише пристроїв РЗА, але і первинного обладнання;

- зменшення часу на з'ясування причин аварій за рахунок реєстрації і запису аварійних процесів;
- можливість реалізації нових функцій (наявність вільних логічних елементів);
- легка наладка за допомогою спеціальних розроблених засобів;
- спрощення розрахунку уставок пристроїв РЗА і збільшення їх точності.

У свою чергу, МПП РЗА мають і деякі недоліки:

- дорожчі в порівнянні з електромеханікою, що в українських умовах іноді грає істотну роль;
- перехід на МПП РЗА вимагає перенавчання експлуатаційників. Фахівцям, звиклим працювати з електромеханікою, переходити на нову техніку досить важко. Молоді фахівці, хоча і слабше володіють знаннями за технологією РЗА, чим колишні радянські релейщики, але з МПП РЗА, а це по суті комп'ютер, нове покоління набагато швидше знаходить спільну мову;
- істотна перевага електромеханіки: при включенні живлення (наприклад, після перерви в енергопостачанні) вона починає функціонувати відразу, а системі на МПП потрібний час на перезавантаження. Безумовно, він невеликий, але в деяких ситуаціях це небажано. Внаслідок цього в Україні на об'єктах атомної енергетики поки не використовуються мікропроцесорні системи захисту. Застосування джерел безперебійного живлення, проте, легко вирішує цю проблему, при цьому трохи збільшуючи вартість системи РЗА;
- експлуатаційники частіше всього досить обережно говорять про необхідність заміни електромеханічних пристроїв РЗА на мікропроцесорні. Наприклад, вони вважають, що відразу міняти обладнання на нове не можна з декількох причин. Одна з них – це адаптація цифрової апаратури до суміжних систем на підприємстві. Для ТЕЦ – це, в першу чергу, електромагнітна сумісність. Довелося вирішувати проблему надійного функціонування МПП РЗА під впливом великих полів кабельних трас. Не можна вмиг вирішити й інше завдання: визначити міру надійності нових схемних рішень. Адже кожна

нова система має період напрацювання на відмову. А у систем захисту є певна специфіка: перевірити міру її надійності можна тільки при аварійній ситуації, коли вона якраз і повинна спрацьовувати. Тому, на думку експлуатаційників, міняти РЗА потрібно, але робити це поступово, напрацьовуючи досвід її експлуатації.

Необхідно також відмітити, що МПП РЗА вимагають, в порівнянні із захистами на електромеханічних реле і інтегральних мікросхемах (ІМС), конфігурації, ранжирування і параметрування.

У конфігурацію входить:

- задання кожному терміналу, який використовується в РЗА, елементів ПС про перемикальні набори параметрів спрацьовування;
- встановлення дати і часу;
- вказівка про захисні функції, які використовуються в терміналі.

У ранжирування входять завдання:

- на бінарні входи;
- на сигнальні реле;
- на світлодіоди;
- на командні реле.

Параметрування здійснюється для кожної використаної функції терміналу. Для встановлення функціональних параметрів потрібно введення кодового слова. Без кодового слова можливо тільки читання параметрів (уставок), але не їх зміна.

У параметрування входять:

- дані про елемент (приєднання, наприклад, в трансформаторі), що захищається;
- уставки для захисту трансформатора (автотрансформатора).

Багато фахівців вважають, що перехід на МПП РЗА неминучий. Звичайно, спочатку треба замінити фізично зношену апаратуру, яку вже не можна експлуатувати, на традиційну апаратуру, вирівняти стан енергосистем, і

після цього можна приступити до планомірного переходу на релейний захист на мікропроцесорній базі.

Не варто забувати і про те, що кожен енергооб'єкт має свої особливості і при вирішенні задачі переоснащення РЗА не може бути використаний стандартний підхід. Тому, як показує досвід, необхідно підходити до цього процесу дуже обережно і вдумливо.

Застосування МПП РЗА дає великий економічний ефект в першу чергу за рахунок зниження експлуатаційних витрат і збитку від недовідпуску електроенергії. Інтеграція або побудова на їх базі АСУ електростанцій, підстанцій дозволяє досягти найбільшого ефекту не лише в економічному плані, але і з точки зору організації праці персоналу підприємства.

1.2 Огляд різних виробників МПП РЗА, які використовуються для захисту трансформаторів і автотрансформаторів

В основному впроваджуються пристрої наступних фірм : ТОВ «АББ Автоматизація», «Сіменс» (Німеччина), «Шнайдер електрик» (Франція), які адаптували пристрої під умови українських енергосистем, НПП «ЭКРА», НТЦ «Механотроніка», НПФ «РАДІУС» (Росія). Досвід застосування українських захистів показує, що вони ні в чому не поступаються західним, забезпечують дуже високу надійність роботи і повністю відповідають найжорсткішим вимогам енергетиків.

1.2.1 МПП РЗА, які використовуються для захисту трансформаторів і автотрансформаторів виробництва ТОВ «АББ Автоматизація»

Продукція АББ для мікропроцесорного захисту трансформаторів і автотрансформаторів представлена диференціальним реле з гальмуванням SPAD 346 C і блоком RET 316.

Характеристики і особливості SPAD 346 C:

- реле виконує функції диференціального струмового захисту (ДЗТ), максимального струмового захисту (МСЗ) і захисту від замикань на землю, а також резервування при відмові вимикача (ПРВВ);
- призначений для захисту двообвиткових трансформаторів;
- трифазний диференціальний захист з гальмуванням для захисту трансформаторів від міжвиткових замикань в обмотках, від коротких замикань між обмотками і коротких замикань в зоні дії захисту;
- для захисту від замикань на землю на сторонах високої напруги (ВН) і низької напруги (НН) трансформатора можна вибрати один з чотирьох принципів: ДЗТ з гальмуванням для мереж з великим струмом замикання на землю, чутливий диференціальний захист нульової послідовності для мереж з обмеженим струмом замикання на землю, струмові захисти нульової послідовності, реагуючі на нульові складові фазних струмів або на струм в нейтралі трансформатора;
- триступінчатий МСЗ для трансформаторів, а також двоступінчатий резервний захист від замикань на землю;
- короткий час спрацьовування, також при частковому насиченні трансформаторів струму;
- характеристику спрацьовування блоку диференціального реле можна встановлювати індивідуально для об'єкту;
- хороше електричне гальмування забезпечує неспрацьовування при кидках струму намагнічення при включенні трансформаторів і при коротких замиканнях поза зоною, що захищається;
- неспрацьовування диференціального захисту при включенні трансформаторів забезпечується блокуванням, що базується на співвідношенні другої і основної гармонік диференціального струму. Додатковим захистом є диференціальна відсічка;
- блокування, що базується на співвідношенні п'ятої і основної гармонік, забезпечує неспрацьовування при перезбудженні трансформаторів.

Блокування знімається, якщо це співвідношення стає великим при небезпечно високих перенапруженнях;

- широкий діапазон підстроювання коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму за допомогою точного цифрового регулювання;
- для диференціального захисту двообвиткового трансформатора з схемою з'єднання обмоток зірка-трикутник не вимагається сполучати одну групу трансформаторів струму в трикутник, так само не потрібні проміжні трансформатори струму, оскільки підстроювання захисту під групу з'єднання обмоток забезпечується цифровим способом;
- чотири відключаючі реле і чотири сигнальні реле, функції спрацьовування і аварійної сигналізації які можна вільно програмувати;
- п'ять програмованих входів для зовнішніх сигналів, що поступають у тому числі, від газового реле, датчика пікової температури або інших пристроїв контролю допоміжних приладів трансформатора, для індикації і передачі дистанційно команд на аварійну сигналізацію і спрацьовування;
- захист від пошкодження вимикача зі встановлюваним часом спрацьовування;
- за допомогою реєстратора перешкод, вбудованого в модуль диференціального реле і реле замикання на землю можна реєструвати струми і цифрові сигнали. Сигнали, які використовуються для запуску реєстратора, можна вибирати;
- зручність перевірки з'єднання вимірювальних кіл і підстроювання захисту під групу з'єднання за допомогою чутливих дисплеїв, що показують амплітуди і фазні кути струму;
- хороша стійкість до дії електричних і магнітних перешкод допускає застосування реле також в складних умовах довкілля;
- система безперервного самоконтролю електроніки і програмного забезпечення підвищує надійність реле в експлуатації;

- ефективна підтримка програмного забезпечення для встановлення і вимірювання параметрів реле, читання заміряної і записаної інформації, а також інформації про події.

Цифровий захист трансформаторів RET 316 призначений для швидкодіючого селективного захисту двообвиткових або триобвиткових трансформаторів. Окрім цього можливе використання для захисту автотрансформатора. Захист діє при наступних видах пошкоджень :

- міжфазні замикання;
- замикання на землю при металевому або низькоомному опорі заземленої нейтралі точки зірки силового трансформатора;

- міжвиткові замикання.

RET 316 може поставлятися з наступними функціями захисту :

- функція диференціального захисту є однією з найбільш важливих функцій для швидкодіючого і селективного захисту усіх трансформаторів з потужністю більше декількох МВ·А;

- функцію захисту максимального струму, яку рекомендується використати для резервного захисту;

- в деяких випадках бажано використати захист від перевищення напруги;

- функція теплового перевантаження використовується для захисту ізоляції від теплових навантажень. Ця функція захисту зазвичай має два незалежні рівні установок і використовується в тих випадках, коли не встановлені датчики перевищення температури масла;

- інші функції по спеціальному замовленню (наприклад, частотна функція).

1.2.2 МПП РЗА, які використовуються для захисту трансформаторів і автотрансформаторів виробництва «Шнайдер електрик»

Компанія «Шнайдер електрик» в 2000-2004 рр. провела кардинальне оновлення гамми продукції, що випускалася, налагодивши виробництво нових сучасних пристроїв мікропроцесорного захисту Seram серій 20, 40, 80.

Пристрої мікропроцесорного релейного захисту Seram торгової марки Merlin Gerin використовуються для захисту електрообладнання 6-35 кВ і трансформаторів 6-220 кВ від коротких замикань і ненормальних режимів роботи.

Окрім функції захисту, вони виконують ряд додаткових функцій :

- вимірювання параметрів мережі;
- функції автоматики;
- керування електрообладнанням;
- діагностика мережі і комутаційних апаратів;
- самодіагностика;
- осцилографування аварійних процесів;
- технічний облік електроенергії;
- відображення мнемосхем первинної мережі (Seram 80).

Уніфіковані додаткові модулі можуть використовуватися з пристроями будь-якої серії, що надалі забезпечує простоту заміни і додавання необхідних блоків. Русифікований інтерфейс дозволяє істотно спростити введення в експлуатацію і обслуговування цих пристроїв. Для введення в експлуатацію досить виконати просте параметрування стандартних, готових до використання функцій автоматики. Для створення спеціалізованої автоматики у старших моделей гамми є можливість створити спеціальну логіку роботи або нові функції захисту (наприклад, МСЗ з комбінованим пуском по напрузі) з використанням редактора рівнянь або програмованого логічного контролера (ПЛК).

Цифрова побудова захисту дозволяє реалізувати:

- широкий діапазон регулювання уставок;

- зміну логіки роботи або уставки тільки через пароль;
- сумісність з усіма типами зовнішніх датчиків;
- відображення вимірюваних величин, у тому числі аварійних;
- нечутливість до електромагнітних завад;
- постійний самоконтроль;

Пристрої Seram серії 20 застосовуються в тих випадках, коли для захисту досить струмових захистів або захистів по напрузі і не потрібно складну автоматику. Основні типи застосування пристроїв серії 20 для захисту трансформаторів – захист силових трансформаторів 6, 10 кВ малої потужності.

Seram серії 40 використовуються для захисту електрообладнання, що вимагає великого об'єму захисту, одночасно по струму і напрузі, або при необхідності побудови складної логіки роботи. Пристрої серії 40 також дозволяють здійснювати технічний облік електроенергії.

Seram серії 80 – універсальні пристрої, які можуть бути використані для захисту трансформаторів 35-220 кВ. Пристрої цієї серії мають усі необхідні захисти, можуть мати велике число дискретних входів і вихідних реле (у максимальному варіанті – до 42 входів і 23 виходів), розширений редактор рівнянь, що дозволяє створити автоматику будь-якої складності. Seram 80 застосовується також для захисту трансформаторних вводів 6, 10 кВ.

Програмне забезпечення, для застосування якого використовується базовий блок серії 80, завантажується в змінний картридж, в якому також зберігається спеціальна автоматика, налаштування і регулювання, виконані користувачем. Застосування змінного картриджа дозволяє простою його заміною змінити тип пристрою, а при несправності базового блоку швидко замінити його на будь-якій іншій. Для збереження великого об'єму записаних осцилограм аварійних процесів при зникненні оперативного живлення є стандартна літієва батарея.

Пристрої серії 80 можуть мати великий графічний дисплей, на який можна виводити векторні діаграми або анімовані мнемосхеми первинної мережі.

Серам серії 80 має вбудований ПЛК, який імітує звичну контактнорелейну схему РЗА, виконану на електромеханіці. Це дозволяє релейному персоналу швидко адаптуватися до нової процесорної техніки і зробити процес конфігурації Серам наочнішим.

Уставки в Серам виставляються в первинних величинах, і вимірювання які виконуються пристроєм Серам, також відображаються в первинних величинах, що полегшує роботу оперативному і експлуатаційному персоналу.

1.2.3 МПП РЗА, які використовуються для захисту трансформаторів і автотрансформаторів виробництва НПП «ЭКРА»

Продукція НПП «ЭКРА», використовувана для захисту трансформаторів і автотрансформаторів, представлена шафами захисту ШЭ 2607.

Шафа ШЭ2607 041 призначена для захисту трансформаторів з вищою напругою до 220 кВ.

Шафа складається з двох комплектів. Комплект 1, виконаний на базі мікропроцесорного терміналу БЭ2704 V041, реалізує функції основних і резервних захистів трансформатора і містить:

- ДЗТ від усіх видів коротких замикань всередині бака трансформатора;
- струмовий захист нульової послідовності сторони ВН (СЗНП);
- МСЗ сторони ВН з пуском по напрузі;
- МСЗ сторони СН з пуском по напрузі;
- МСЗ сторони НН першої секції шин (НН1) з пуском по напрузі;
- МСЗ сторони НН другої секції шин (НН2) з пуском по напрузі;
- захист від перевантаження (ЗП);
- реле струму для блокування регулювання під навантаженням (РПН) при перевантаженні;
- струмові реле для пуску автоматики охолодження;
- реле мінімальної напруги сторін СН, НН1 і НН2, що реагують на пониження міжфазної напруги для пуску по напрузі МСЗ ВН, МСЗ СН, МСЗ НН1, МСЗ НН2;

- реле мінімальної міжфазної напруги сторін СН, НН1 і НН2, для блокування РПН;
- реле максимальної напруги зворотної послідовності сторін СН, НН1 і НН2 для пуску по напрузі МСЗ ВН, МСЗ СН, МСЗ НН1, МСЗ НН2;
- ПРВВ сторони ВН трансформатора.

Крім того, комплект 1 забезпечує прийом сигналів від газового захисту трансформатора (ГЗ), газового захисту РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиків температури, рівня масла, несправності кіл охолодження.

Функція ПРВВ ВН комплекту 1 реалізують принцип індивідуального пристрою, причому можливе виконання універсального ПРВВ як за схемою з дубльованим пуском, так і за схемою з автоматичною перевіркою справності вимикача.

Комплект 2 забезпечує прийом сигналів від відключаючих ступенів газового захисту трансформатора, РПН і діє на відключення через дві групи відключаючих реле.

Живлення оперативним постійним струмом комплектів шафи здійснюється від окремих автоматичних вимикачів. Це дозволяє забезпечити повноцінний захист трансформатора при виникненні несправності у будь-якому з комплектів.

Комплект 2 виконаний за допомогою електромеханічних реле, контактами яких здійснюється дія на вихідну відключаючу групу реле і відключення через термінал комплекту 1.

Шафа ШЭ2607 042043 призначена для захисту автотрансформатора з вищою напругою до 220 кВ.

Шафа складається з трьох комплектів.

Комплект 1 реалізує функції основних і резервних захистів автотрансформатора і містить диференціальний струмовий захист від усіх видів коротких замикань всередині бака, МСЗ НН з пуском по напрузі, МСЗ НН, ЗП, реле максимального струму для блокування РПН при перевантаженні, струмові реле для пуску автоматики охолодження, реле мінімальної міжфазної напруги і

реле максимальної напруги зворотної послідовності сторони НН для пуску по напрузі МСЗ НН, реле максимальної напруги нульової послідовності сторони НН для контролю ізоляції сторони НН, ПРВВ ВН і ПРВВ СН.

Функції ПРВВ ВН і ПРВВ СН реалізують принцип індивідуального пристрою, як і в ШЭ2607 041 можливе виконання універсального ПРВВ як за схемою з дубльованим пуском, так і за схемою з автоматичною перевіркою справності вимикача.

У частині формування відключаючих імпульсів кожен з комплектів ПРВВ забезпечує дію на відключення резервованого вимикача без витримки часу, а потім з витримкою часу :

- дія на захист шин;
- дія на відключення автотрансформатора з усіх боків;
- заборона автоматики повторного включення (АПВ).

Крім того, комплект 1 забезпечує прийом сигналів від ГЗ автотрансформатора, ГЗ РПН автотрансформатора, ГЗ лінійного регулювального трансформатора, датчиків температури і рівня масла.

Комплект 2, реалізований на базі мікропроцесорного терміналу БЭ2704 V043, призначений для захисту кіл сторони 6-10 кВ лінійного регулювального трансформатора і секцій шин сторони НН, і містить:

- диференціальний струмовий захист кіл сторони 6-10 кВ автотрансформатора від усіх видів коротких замикань;
- МСЗ НН1 (1(2) секції шин) з пуском по напрузі;
- МСЗ НН2 (3(4) секції шин) з пуском по напрузі;
- логічний захист шин 1(2) секції шин НН (ЛЗШ 1 СШ);
- логічний захист шин 3(4) секції шин НН (ЛЗШ 3 СШ);
- захист від мінімальної напруги 1(2) секції шин НН (ЗМН НН1);
- захист від мінімальної напруги 3(4) секції шин НН (ЗМН НН2);
- реле мінімальної міжфазної напруги 1(2) і 3(4) секцій шин НН для пуску по напрузі МСЗ НН1 і МСЗ НН2;

- реле максимальної напруги зворотної послідовності 1(2) і 3(4) секцій шин НН для пуску по напрузі МСЗ НН1 і МСЗ НН2.

Комплект 3 забезпечує прийом сигналів від відключаючих ступенів ГЗ автотрансформатора, ГЗ РПН автотрансформатора, ГЗ лінійного регулювального трансформатора і діє на відключення автотрансформатора через дві групи реле.

Комплект 3 виконаний за допомогою електромеханічних реле, контактами яких здійснюється дія на вихідну групу реле і відключення через термінал комплекту 1.

Живлення оперативним постійним струмом трьох комплектів шафи здійснюється від окремих автоматичних вимикачів. Це дозволяє забезпечити повноцінний захист автотрансформатора при виникненні несправності у будь-якому з комплектів.

Також випускаються шафи резервного захисту трансформаторів і автотрансформаторів ШЭ2607 071071, ШЭ2607 072071, ШЭ2607 072072.

1.2.4 МПП РЗА, які використовуються для захисту трансформаторів виробництва НТЦ «Механотроніка»

БМРЗ-ТР.

Функції:

- триступінчатий МСЗ;
- захист від несиметрії і від обриву фази живлячого фідера з контролем струму зворотної послідовності (ЗОФ);
- ПРВВ;
- автоматичне осцилографування процесів аварій;
- запам'ятовування аварійних подій;
- підрахунок імпульсів від лічильників активної і реактивної електроенергії (технічний облік);
- вимірювання параметрів мережі;
- самодіагностика.

Цифровий блок релейного захисту БМРЗ-ТР призначений для виконання функцій релейного захисту, автоматики, керування, вимірювання і сигналізації трансформатора 110/35/10(6) або 10(6)/0,4 кВ. БМРЗ-ТР застосовують в якості резервних захистів трансформаторів 110-220 кВ.

БМРЗ-ТР-ВН - резервні захисту сторони ВН.

Функції:

- триступінчатий струмовий захист з пуском по напрузі;
- двоступінчатий струмовий захист нульової послідовності;
- захист від перевантаження;
- ЗОФ;
- контроль несправності кіл напруги;
- ПРВВ;
- виконання команд ГЗ;
- керування вимикачем, віддільником і короткозамикачем;
- керування системою охолодження трансформатора.

Блок БМРЗ-ТР-ВН встановлюється з боку ВН трансформатора і призначений для використання як резервного захисту так і захисту від зовнішніх коротких замикань двообвиткових трансформаторів і трансформаторів з розщепленою обмоткою НН будь-якої потужності з напругою ВН до 220 кВ. Блок БМРЗ-ТР-ВН може використовуватися в панелях або шафах захисту трансформаторів спільно з основними захистами і пристроями автоматики, виконаними на електромеханічній, аналоговій або цифровій елементній базі будь-яких виробників.

БМРЗ-ТД-2х – захист двообвиткових трансформаторів.

Функції:

- чутливий ДЗТ;
- диференціальна струмова відсічка;
- струмова відсічка на стороні ВН;
- ПРВВ;
- виконання сигналів ГЗ;

- керування одним або декількома вимикачами (до б);
- керування відключенням через віддільник.

Блок БМРЗ-ТД-2х призначений для використання як основного швидкодіючого захисту двообвиткових трансформаторів і трансформаторів з розщепленою обмоткою НН будь-якої потужності з напругою ВН до 220 кВ.

БМРЗ-ТД-2х об'єднує відомі принципи виконання диференціальних захистів, що добре зарекомендували себе, з оригінальними рішеннями, що покращують налаштування від перехідних процесів, від зовнішніх коротких замикань і від кидків струмів намагнічення.

Застосування новітньої елементної бази і сучасних цифрових технологій дозволило отримати нову якість функціонування диференціального захисту: досконалі алгоритми вирівнювання струмів плечей, автоматичний облік поточного положення РПН трансформатора, високу швидкодію, стійкість і адаптивність роботи в перехідних режимах коротких замикань, що супроводжуються глибоким насиченням вимірювальних трансформаторів струму і кидком струму намагнічення, зручність налаштування і високу стабільність параметрів.

ШЗТ-МТ – захист двообвиткових трансформаторів.

Призначення шафи :

- захист знижувальних двообвиткових трансформаторів (включаючи трансформатори з розщепленою обмоткою НН) з напругою сторони ВН до 220 кВ і потужністю до 80 МВ·А;
- керування вимикачами;
- ПРВВ;
- керування пристроями РПН (ручне і автоматичне);
- автоматика керування охолодженням;
- виконання сигналів газового, дугового та інших зовнішніх захистів;
- сигналізація стану вимикача, пуску/спрацьовування захисту, поточного положення РПН;

- вимірювання поточних значень електричних величин (струмів сторін ВН і НН, напруги сторони ВН, потужності і частоти);
 - реєстрація подій і аварійних процесів, у тому числі «пускових режимів».
- Склад захистів і автоматики :
- диференціальна струмова відсічка;
 - ДЗТ з гальмуванням;
 - МСЗ ВН і МСЗ НН з пусками по напрузі;
 - дистанційні захисту з боку ВН і НН;
 - струмова відсічка (СВ);
 - СЗНП;
 - ЗОФ;
 - ЗП;
 - ЗМН.

1.2.5 МПП РЗА, які використовуються для захисту трансформаторів виробництва НПФ «РАДІУС»

У 2003-2004 рр. фірма ЗАТ «РАДІУС Автоматика» почала серійний випуск терміналів, призначених для захисту двообвиткових і триобвиткових силових трансформаторів з вищою напругою 35-110 кВ. Це мікропроцесорні пристрої «Сиріус-УВ», «Сиріус-Т» і «Сиріус-ТЗ».

Вказані термінали виконані у вигляді незалежних пристроїв, призначених для роботи спільно як з іншими мікропроцесорними захистами, так і з традиційними захистами, виконаними на електромеханічній базі.

Для повноцінного захисту силового трансформатора рекомендується встановлення комплексу захистів. Він складається з двох терміналів: пристрою керування високовольтним вимикачем і резервного захисту трансформатора «Сиріус-УВ», пристрою основного диференціального захисту двообвиткового трансформатора «Сиріус-Т» (або триобвиткового «Сиріус-ТЗ»).

Пропонована структура комплексу захисту трансформаторів дозволяє максимально реалізувати принцип ближнього резервування при врахуванні

економічного чинника. Це досягається за рахунок наступних основних принципів:

- пристрої «Сиріус-Т» («Сиріус-ТЗ») і «Сиріус-УВ» є повністю незалежними. При короткому замиканні в зоні, що захищається, ніяка відмова в одному з терміналів не призводить до відмови або неприпустимого збільшення часу відключення від іншого терміналу; основні і резервні захисту виконані на різних принципах дії («Сиріус-Т» – абсолютна селективність, «Сиріус-УВ» – відносна);
- є можливість розділення пристроїв по колах трансформаторів струму, джерелах живлення, колах керування на постійному оперативному струмі, по дискретних входах і виходах.

Частина функцій захисту і автоматики дублюється в обох терміналах, що входять до складу комплексу (наприклад, ступені МСЗ ВН, входи відключення від ПРВВ, від зовнішніх захистів).

Так, наприклад, в «Сиріус-Т» («Сиріус-ТЗ») є два ступені підмінного МСЗ вищої сторони трансформатора з комбінованим пуском по напрузі, які можна ввести в дію для дублювання ступенів захистів, «Сиріус-УВ», що входять в термінал. Також є підмінний МСЗ НН, який застосовується у разі складних об'єктів, наприклад трансформатора з реактором. Тоді МСЗ НН виконує роль резервного захисту реактора.

Технічна досконалість комплексу захисту трансформаторів визначається не лише його структурою, але і якістю функціонування терміналів, що входять в комплекс. Використання мікропроцесорної бази дозволило, окрім стандартних і добре зарекомендованих рішень застосувати ряд нових алгоритмів і способів, що значно підвищують ефективність функціонування захисту. В першу чергу це стосується ДЗТ, до якого пред'являються досить жорсткі вимоги по чутливості і швидкодії.

Основні принципи, реалізовані в терміналах «Сиріус-Т» і «Сиріус-ТЗ» :

- диференціально-струмовий принцип виконання захисту;
- цифрова зборка струмових кіл диференціального захисту;

- настроєння чутливого ступеня від кидка струму намагнічення шляхом блокування по відносному значенню струму другої гармоніки в диференціальному колі;
- компенсація впливу РПН по балансу струмів навантаження на різних сторонах силового трансформатора;
- застосування спеціального алгоритму для зняття блокування по другій гармоніці, якщо вона з'явилася через насичення трансформаторів струму;
- настроєння чутливого ступеня від струмів небалансу при зовнішніх коротких замиканнях за допомогою процентного гальмування від наскрізного струму.

Пристрій «Сиріус-Т» («Сиріус-ТЗ») містить наступні захисти:

- швидкодіюча диференціальна струмова відсічка з контролем як діючого, так і миттєвого значень диференціального струму;
- диференціальний струмовий захист з уставкою $(0,3 \div 1,0)I_{ном}$, з гальмуванням від наскрізного струму і настроєнням від кидків струму намагнічення;
- двоступінчатий МСЗ ВН з пуском по напрузі;
- ступені МСЗ СН (тільки у «Сиріус-ТЗ») і МСЗ НН з пуском по напрузі. Можливість дії на окремі реле відключення і на загальні реле відключення з різними часом;
- ЗП по кожній стороні напруги з дією на сигнал.

Ряд заходів, застосованих в терміналах «Сиріус-УВ» і «Сиріус-Т», дозволяє спростити наладку і експлуатацію пристроїв (особливо в порівнянні із захистами трансформаторів, виконаними на електромеханічній і мікроелектронній базах) :

- стандартна схема підключення терміналів по колах струму (зірка) незалежно від групи з'єднання обмоток силового трансформатора (не потрібно додаткові трансформатори струму) при будь-якому режимі заземлення нейтралі. Компенсація фазового зсуву в силовому трансформаторі для диференціального захисту, а також усунення струму

нульової послідовності для ступенів МСЗ ВН виконується всередині пристроїв цифровим способом;

- режим «Контроль», що дозволяє виводити на вбудований індикатор поточні значення аналогових і дискретних сигналів, розрахункові значення диференціальних і гальмівних струмів, а також усю інформацію, необхідну для налаштування і діагностики ступенів захисту;
- наявність двох незалежних каналів зв'язки, які дозволяють терміналам виконувати функції нижнього рівня в сучасних SCADA системах.

Таким чином, пропонувані пристрої «Сиріус-УВ», «Сиріус-Т» і «Сиріус-ТЗ» є сучасними терміналами, використання яких дозволяє значно підвищити надійність і ефективність функціонування системи РЗА силових трансформаторів.

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Дистанційний захист. Принцип дії та призначення

В електричних схемах складних конфігурацій з декількома джерелами живлення простий і направлений МСЗ (НСЗ) не можуть забезпечити селективного відімкнення короткого замикання. Крім того МСЗ і НСЗ не можуть задовільнити умовам чутливості та миттєвості спрацьвування.

Селективне відключення короткого замикання в складних кільцевих схемах (рис.2.1), забезпечується дистанційним захистом.

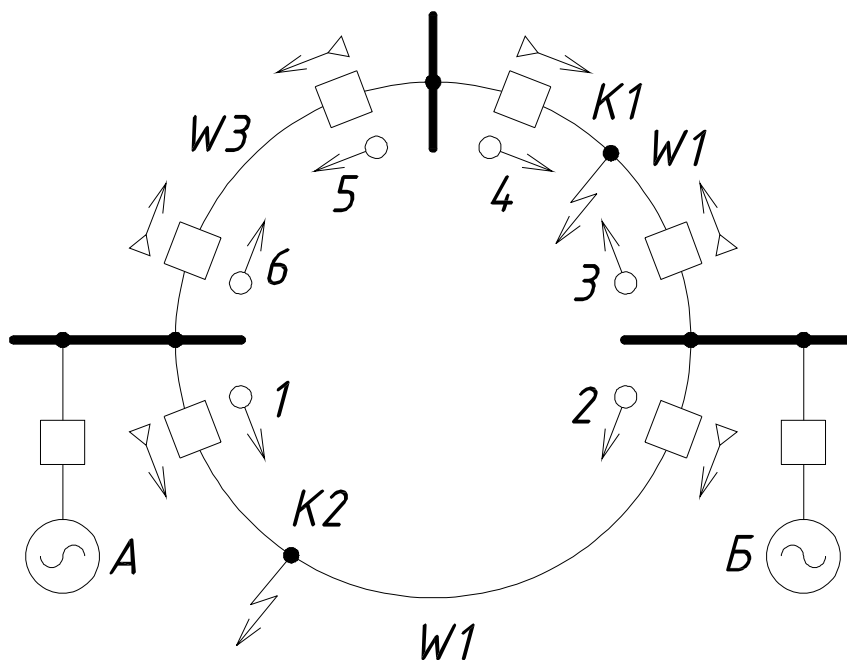


Рисунок 2.1 – Кільцева мережа з двома джерелами живлення

Витримка часу диференційного захисту t_3 залежить від дистанції $t_3 = f(I_{P,K})$ (рис. 2.2) від місця установки релейного захисту P до точки короткого замикання (K), тобто $I_{P,K}$, який наростає з мірою збільшення віддалі. Ближній захист встановлений біля точки короткого має меншу витримку за часом аніж дистанційний захист, який більш віддалений.

Наприклад, при короткому замиканні в точці $K1$ (рис.2.2) ДЗ2, яка знаходиться ближче біля місця пошкодження, спрацює з меншою витримкою, аніж

ДЗ1, яка більш віддалена. Якщо коротке замикання виникає в точці $K2$, то час спрацювання ДЗ2 збільшується, і коротке замикання селективно вимикається ближнім захистом ДЗ3.

Основним елементом дистанційного захисту є дистанційний вимірювальний механізм, що визначає відстань до точки короткого замикання від релейного захисту.

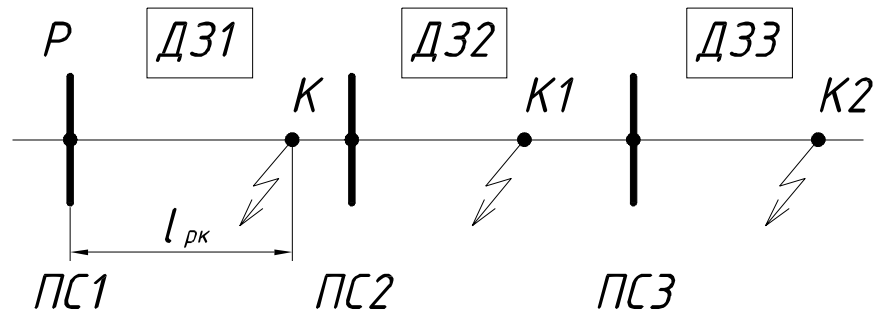


Рисунок 2.2 – Залежність витримки часу дистанційного захисту від віддаленості точки короткого замикання

В якості дистанційного механізму використовується реле опору, яку реагує на повний, активний або реактивний опір проміжку пошкодженої ділянки лінії. Опір фази лінії від реле до точки короткого замикання прямопропорційний відстані цього проміжку $l_{P,K}$, адже

$$Z_{P,K} = Z_Y l_{P,K}; X_{P,K} = X_Y l_{P,K}; R_{P,K} = R_Y l_{P,K},$$

де $Z_{P,K}, X_{P,K}, R_{P,K}$ – повний, активний і реактивний опір ділянки лінії;

$l_{P,K}; Z_Y, X_Y, R_Y$ – віддалені опори на 1 км. лінії.

Дистанційний механізм, який реагує на опір лінії видає сигнал на відключення в залежності від опору.

Відповідно до виду опору дистанційного механізму (Z, X, R), дистанційний захист поділяється на:

- релейний захист повного опору,
- релейний захист реактивного опору,
- релейний захист активного опору.

Дистанційний релейний захист активного та реактивного опорів застосовуються не часто, тому розглядатимемо дистанційні захисти, які основані на співвідношенні повного опору.

Реле опору, яке застосовуються в дистанційних захистах, для визначення точки короткого, контролює напругу і струм в місці встановлення дистанційного захисту (рис. 2.3).

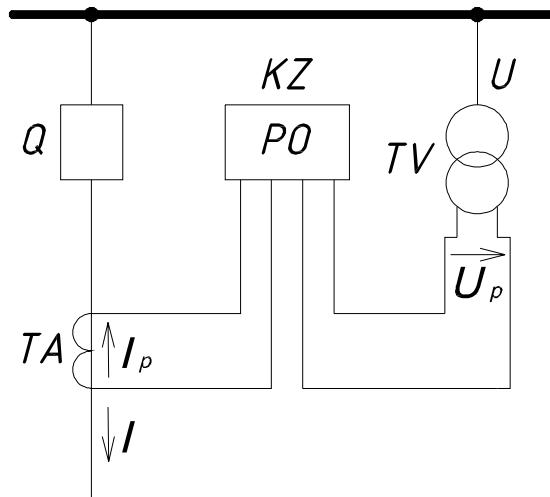


Рисунок 2.3 – Підключення кіл напруги і струму через реле опору

На реле опору підводять вторинні значення U_p і I_p від трансформаторів струму та напруги. Реле виконується, щоб його реакція залежала від співвідношення U_p і I_p . Це співвідношення і є $Z_{p,K}$, реле опору спрацює; воно реагує на зменшення Z_p , оскільки при короткому замиканні U_p зменшується, а I_p зростає. Найбільше значення Z_p , при якому спрацює реле опору, називається опором спрацювання реле $Z_{c,p}$.

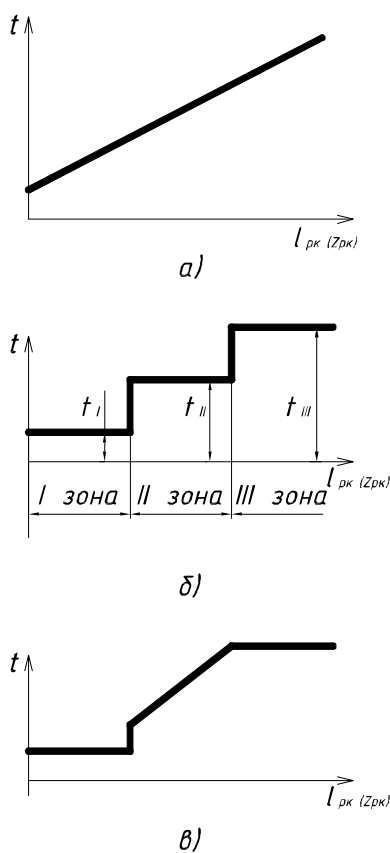
$$Z_p = U_p / I_p \leq Z_{c,p} .$$

В схемах складної конфігурації, на лініях електропередачі, забезпечення селективності двостороннім живленням, дистанційний захист роблять напрямленим, таким, яке спрацює при направленні потужності від шин в лінії електропередач. Умова направленості дії захисту виконується за допомогою допоміжних реле напрямку потужності, або із використанням направлених реле опору, які здатні реагувати також на напрямок потужності короткого замикання.

2.2 Дистанційний захист. Характеристика витримки часу

Залежність часу спрацювання дистанційного захисту від опору чи відстані до точки КЗ $t_3 = f(l_{P.K})$, чи $t_3 = f(Z_{P.K})$ називається характеристикою витримки часу дистанційного захисту. За характером цієї залежності дистанційні захисти діляться на три групи (рис. 2.4):

- з ступінчастими характеристиками,
- з плавно наростаючими характеристиками,
- з комбінованими характеристиками.



а - похила; б - ступінчаста; в – комбінована.

Рисунок 2.4 – Характеристики дистанційного захисту.

Ступінчастий дистанційний захист діє швидше, ніж комбінований і похилий, і простіший конструктивним виконанням.

Найпоширенішим дистанційним захистом із ступінчатою характеристикою, виконують з трьома ступенями часу: t_1, t_2, t_3 , що відповідають за три зони дії дистанційного захисту.

2.3 Структурна схема дистанційних захисті із ступінчастою характеристикою

В основному в електроенергетичних системах дистанційний захист використовується для визначення міжфазних коротких замикань, а при однофазних коротких замиканнях використовує простіший ступінчатий максимальний струмовий захист.

Спрощена структурна схема триступінчатого дистанційного захисту від міжфазних коротких замикань з направленим дистанційним механізмом (рис. 2.5).

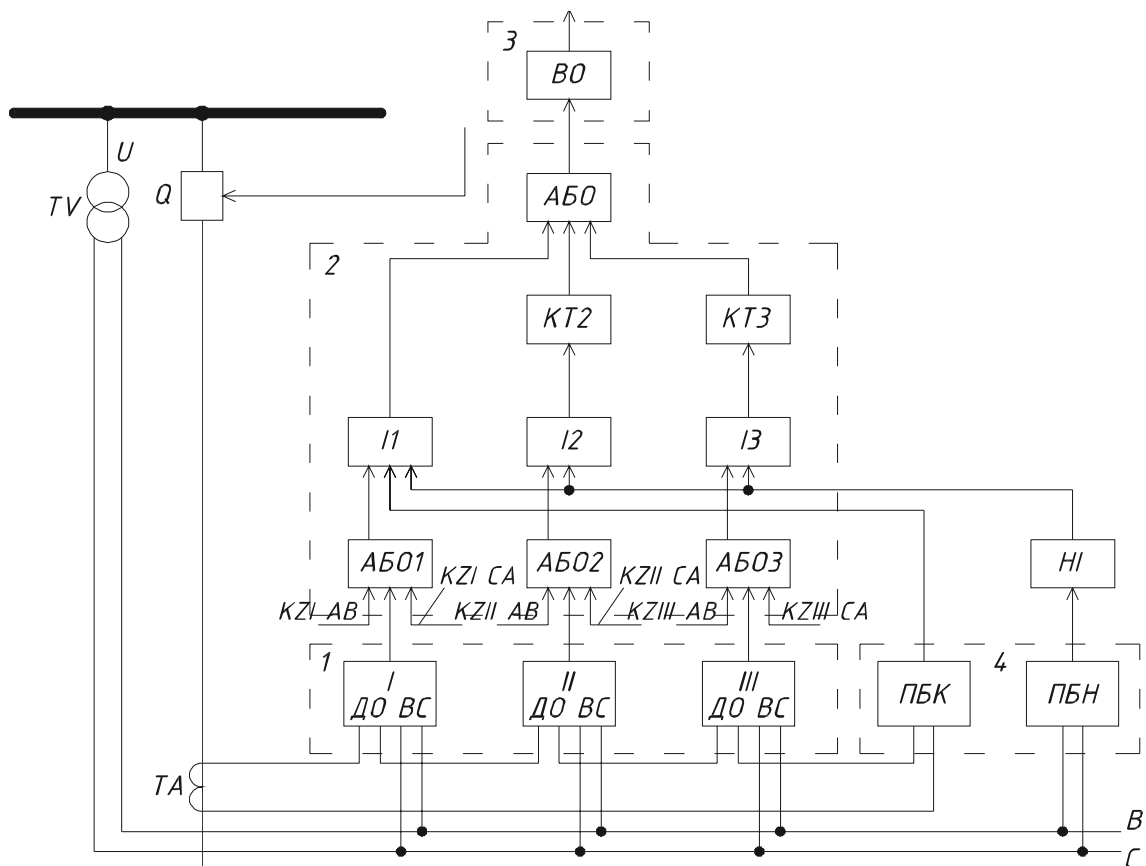


Рисунок 2.5 – Структурна схема триступінчатого дистанційного захисту

Захист можна поділити на чотири функціональні частини (рис. 2.5):

- вимірювальну 1,
- логічну 2,
- виконавчу 3,
- допоміжну 4.

Вимірювальна частина 1, яка складається з вимірювальних дистанційних механізмів, які визначають віддаленість точки короткого замикання (зону ступеня). Дистанційний виконавчий механізм виконаний на базі направленої мінімальної реле опору, що спрацьовує при заданому напрямку потужності короткого замикання (від шин в лінії). Реле опору підключається через трансформатори струму і напруги на первинний струм $I_{P.П}$, та напругу $U_{P.П}$ на початку лінії, яка захищається. Вторинна напруга на реле опору $U_P = U_{P.П} / K_U$, а вторинний струм $I_P = I_{P.П} / K_I$.

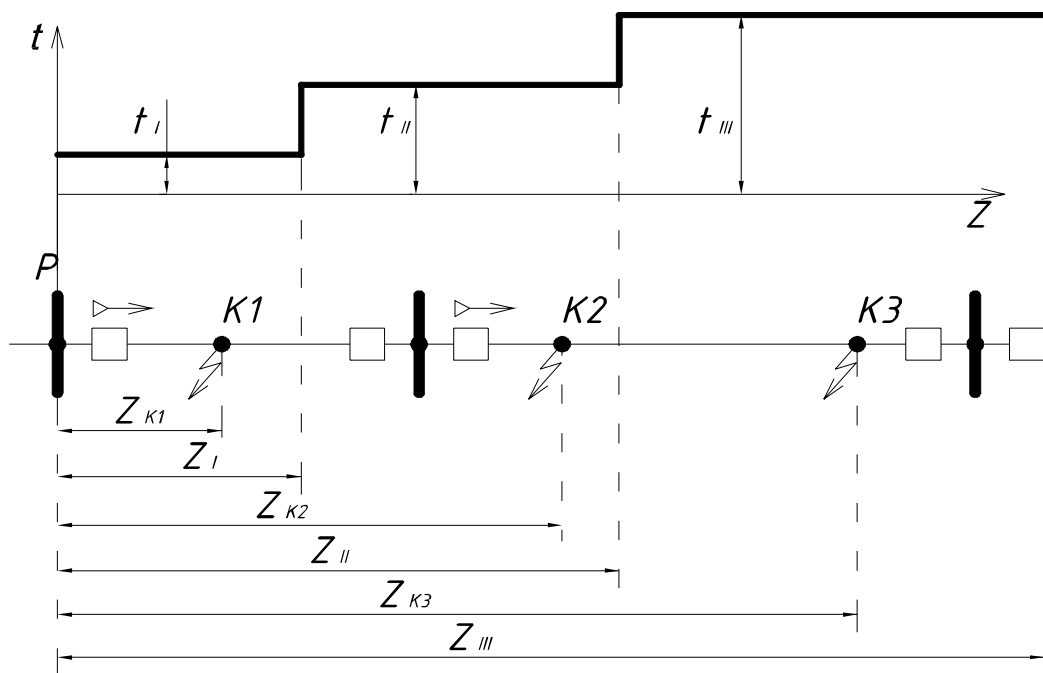


Рисунок 2.6 – Характеристика витримок часу триступінчатого дистанційного захисту

Опір на вторинних клемаах реле

$$Z_D = \frac{U_P}{I_P} = \frac{U_{P.I}}{K_U} \cdot \frac{K_I}{I_{P.I}} = \frac{K_I}{K_U} Z_{P.I},$$

де $Z_{P.I} = \frac{U_{P.I}}{I_{P.I}}$ - первинне значення опору, що підведеться до реле.

Первинний опір $Z_{C.3} = Z_{C.P} \frac{K_U}{K_I}$ – опір спрацювання дистанційного захисту.

В триступінчатому дистанційному захисті, на кожен ступінь встановлено окремий комплект дистанційного механізму $KZ1, KZ2, KZ3$, діючі при короткому замиканні в проміжках 1,2,3 зон відповідно. Для правильного визначення місця пошкодження з різними видами двофазних коротких замикань, в кожній ступені, встановлюються три реле опору – одне для виявлення короткого замикання між фазами АВ, друге – ВС, а третє – СА.

Схема з трьома реле опору називається *трисистемною*. Для спрощення (рис. 2.5) показаний один комплект $KZBC$ і вказані точки під'єднання двох інших $KZAB$ і $KZCA$. Вимірювальне реле KZ , яке спрацювало діє на логічну складову $D32$.

Логічна частина 2 вмикає два реле часу $KT2$ (другої ступені t_2) і $KT3$ (третьої ступені t_3). Перша ступінь без затримки ($t_1 = 0$).

Логічні механізми, $АБО, І, НІ$, отримавши сигнал від KZ і елементів, що блокують частину 4, формують вихідний сигнал і впливають на механізм часу виконуючого механізму.

Виконавчий механізм 3. Отримавши сигнал від $KT2, KT3$ або безпосередньо від $KZ1, АВ(ВС, СА)$ виконавчий механізм віддає команду на відімкнення вимикача. Виконавчий механізм, який базується на електромеханічному проміжному реле або, у вигляді статичного пристрою на тиристорах.

Допоміжний блокуючий пристрій 4 слугує для блокування спрацювання захисту шляхом автоматичного виводу його з роботи, коли дистанційний захист може помилково спрацювати при відсутності пошкодження, на лінії, як захищається. До таких режимів можна віднести коливання в електроенергетич-

ній системі, а також пошкодження в колах вимірювальних трансформаторів напруги, які живлять дистанційний захист. Цей пристрій складається із:

- блокування при коливаннях – ПБК,
- блокування при пошкодженні в колах вимірювальних трансформаторів напруги – ПБН.

Блокування при коливаннях – ПБК. Під час коливання, напруги U_p в місці встановлення дистанційного захисту періодично зменшується, а струм I_p в лінії, яка захищається – росте, при цьому відповідно спадає $Z_p = U_p / I_p$. Реагуючи на U_p, I_p, Z_p вимірювальні механізми реле опору можуть спрацювати, що в свою чергу приведе до хибного спрацьовування першого ступеня дистанційного захисту, без витримки. Другий і третій ступень працюють з витримкою часу і не встигають спрацювати за час періоду коливання.

Тому блокування ПБК (рис. 2.5), блокує перший ступень, а у випадку коли час дії другого ступеня малий ($t_2 < 1c$), – другу.

Блокування ПБН. При порушеннях роботи в колах напруги вимірювальних трансформаторів, напруга U_p , яка підведена до реле опору, різко знижується або зникає, в результаті реле опору, включається на цю напругу і приходиться в дію, що приведе до помилкового спрацювання дистанційного захисту. При справному колі, напруги на виході ПБН поступає сигнал, який дає дозвіл на роботу дистанційного захисту, або спрацьовує реле опору. При несправності в колі вимірювальних трансформаторів напруги – блокується.

Робота дистанційного захисту.

В нормальному режимі $Z_p = U_{p.H} / I_{p.H} = Z_{p.H}$, де $U_{p.H}, I_{p.H}, Z_{p.H}$ – струм, напруга, опір на затискачах реле опору в режимі, коли навантаження максимальне ($Z_{p.f}$ має найменше значення). Опір спрацьовування реле опору усіх ступенів вибирається менше $Z_{p.H \min}$. Тому реле опору всіх ступенів, а також дистанційний захист не спрацює.

В режимі короткого замикання. Якщо коротке замикання виникає в межах першого ступеня, в точці $K1$, то $Z_p < Z_1, KZ1$ спрацює і ПБК, на вході $I1$

з'являється три сигнали: ПБК, $KZ1$ і ПБН. На виході $И1$ з'являється сигнал про спрацювання $KZ1$, який приходить від виконавчого механізму; дистанційний захист спрацює на відключення лінії без витримки часу.

При короткому замиканні в I зоні, крім $KZ1$ працюють виконавчі механізми $KZ2$ і $KZ3$, але II і III ступені мають свої, певні, витримки часу, і тому спочатку спрацює I ступінь. Якщо $K3$ в II зоні (точка $K2$), але за межами I зони, то $KZ1$ не спрацює, працюють $KZ2$ і $KZ3$, які через логічні елементи $АБО, I, НІ$, подають сигнали на $KT2, KT3$. Реле $KT2$ спрацює з t_2 раніше ніж $KT3$ і подає сигнал на виконавчий механізм, що замикає коло відімкнення лінії. При короткому замиканні в точці $K3$ за межею зони II , але в проміжку зони III , $KZ1$ і $KZ2$ не працюють, спрацює лише $KZ3$ з витримкою часу t_3 на реле $KT3$, після чого вихідний елемент виконавчого механізму дає команду на відімкнення.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Вибір числа і потужності трансформаторів зв'язку

На підстанції, згідно ТУ, встановлюються два паралельно працюючих трансформатора марки ТДТН-40000/110. Потужність трансформаторів вибрана з врахуванням їх завантаження на перспективу. Рекомендовані до встановлення трансформатори необхідно перевірити за умовами вибору трансформаторів.

Умови вибору :

$$\begin{aligned}
 U_{н.вн} &\geq U_{уст}; \\
 U_{н.сн} &\geq U_{уст}; \\
 U_{н.нн} &\geq U_{уст}; \\
 S_{н.т} &\geq S_{ф.т} = 0,7 \cdot S_{\max},
 \end{aligned}
 \tag{3.1}$$

де $U_{н.вн}$, $U_{н.сн}$, $U_{н.нн}$ – номінальні напруги ВН, СН і НН трансформатора відповідно, кВ;

$U_{уст}$ – усталена напруга мережі, кВ;

$S_{н.т}$ – номінальна потужність трансформатора, МВ·А;

$S_{ф.т}$ – фактична потужність трансформатора, МВ·А.

Вибраний трансформатор необхідно перевірити на режим, коли один з паралельно працюючих трансформаторів аварійно відключений:

$$\frac{S_{\max}}{S_{н.т}} \leq 1,3 \div 1,4.
 \tag{3.2}$$

Перевіряємо відповідність пропонованого трансформатора умовам (3.1)

$$115 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ};$$

$$38,5 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ};$$

$$11 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$

$$40 \text{ МВ} \cdot \text{А} \geq 7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мала завантаженість трансформатора пояснюється тим, що підстанція споруджується на перспективу і на пусковий період забезпечуватиме електроенергією тільки частина споживачів.

Перевіримо трансформатор на режим аварійного відключення одного з трансформаторів, згідно (3.2) :

$$\frac{10}{40} = 0,25 \leq 1,3 \div 1,4.$$

Таким чином, запропонований трансформатор повністю задовольняє усім умовам вибору і перевірки.

Технічні дані трансформатора приведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні дані трансформатора

Тип трансформатора		ТДТН-40000/110
$S_{н.м}$, МВ(А)		40
Напруга обмоток, кВ	ВН	115
	СН	38,5
	НН	11
Втрати, кВт	$\Delta P_{x.x}$	35
	$\Delta P_{к.з}$	200
$U_{к.з}$, %	ВН-СН	10,5
	ВН-НН	17,5
	СН-НН	6,5
$i_{x.x}$, %		0,6

3.2 Визначення кількості ліній на всіх напругах

3.3.1 Визначення кількості ліній на високій стороні

Згідно ТУ, підключення підстанції буде виконано відгалуженням від існуючої лінії, тому на стороні ВН передбачається дві лінії. Враховуючи, що потужність підстанції при максимально допустимому завантаженні ($S_{зав.маx} \approx 1,4 \cdot S_{н.м}$) складає близько 56 МВ·А, а пропускна здатність лінії 110 кВ знаходиться в межах (30÷45) МВт, спорудження двох ліній виправдане.

3.3.2 Визначення кількості ліній на середній стороні

На початковому етапі підстанція передаватиме потужність набагато нижчу номінальної, основна доля якої припадатиме на навантаження НН, у зв'язку з цим на стороні СН споруджуються дві комірки з перспективою до чотирьох.

3.3.3 Визначення кількості ліній на низькій стороні

Згідно ТУ, на стороні НН необхідно встановити 24 лінійні комірки, щоб мати можливість забезпечити електроенергією усіх споживачів.

3.3 Вибір схем розподільних пристроїв (РП)

На стороні ВН, керуючись вимогами ТУ, а також [1], необхідно прийняти схему 110-4Н «Два блоки з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку лінії». Ця схема застосовується на відгалужувальних підстанціях до 110 кВ включно.

На стороні СН необхідно прийняти схему 35-9 «Одна робоча, секціонована вимикачем система шин». Схема застосовується на РП на сторонах ВН, СН, НН трансформаторів, а також при п'яти і більше приєднаннях.

На стороні НН, вибирається схема 10 (6)-1 «Одна поодинок секціонована вимикачем система шин». Як правило, число секцій відповідає числу джерел живлення. Для полегшення апаратури в колі відходящих ліній для зниження перерізу кабелів за рахунок обмеження струмів короткого замикання, і для забезпечення надійної роботи релейного захисту на підстанції застосовується роздільна робота трансформаторів. Секційний вимикач має пристрої автоматичного введення резерву (АВР) і включається при знеструмленні однієї з секцій.

3.4 Розрахунок власних потреб проектованої підстанції

Склад споживачів власних потреб підстанції залежить від типу підстанції, потужності трансформаторів, наявності синхронних компенсаторів, типу електрообладнання, способу обслуговування і виду оперативного струму.

Потужність споживачів власних потреб невелика, тому вони приєднуються до мережі 380/220 В, яка отримує живлення від знижувальних трансформаторів.

Потужність трансформаторів власних потреб вибирається по навантаженнях власних потреб з урахуванням коефіцієнта завантаження і одночасності, при цьому окремо враховується літнє і зимове навантаження, а також навантаження в період ремонтних робіт на підстанції [2].

Згідно [3], пункт 3.8, вибираємо на проектованій підстанції постійний оперативний струм. Джерелом постійного оперативного струму є акумуляторна батарея. Згідно з пунктом 3.4 [3], на проектованій підстанції встановлюється одна акумуляторна батарея 220 В. Батареї, згідно з пунктом 3.6 [3], працюють в режимі постійного підзаряду від випрямних пристроїв.

На підстанції необхідно встановити два трансформатори власних потреб, підключених до різних джерел живлення на стороні НН. Підключення трансформатора власних потреб виконується до ввідного вимикача 10 кВ. Трансформатори власних потреб повинні працювати окремо з АВР.

3.4.1 Складання таблиці споживачів власних потреб

При складанні таблиці власних потреб, враховуємо, що для освітлювального навантаження і підігріву $\cos\varphi=1$, а для обертового навантаження $\cos\varphi=0,85$.

Таблиця 3.2 – Споживачі власних потреб проектованої підстанції

Найменування приймача	Встановлена потужність		cosφ	tgφ	k _n	Розрахункове навантаження			
	Одиниці кВт·к-ть	В-го кВт·год				Влітку		Взимку	
						P кВт	Q кВАр	P кВт	Q кВАр
Охолодження трансформаторів	40·0,25	10	0,85	0,62	0,85	8,5	5,27	8,5	5,27
Електропідігрів і сушка трансформаторів	1·100	100	1	0	0,2	20	-	20	-
Маслоочисна установка	1·45	45	0,85	0,62	0,2	9	5,58	9	5,58
Підзарядно-зарядний агрегат	2·23	46	1	0	0,12	5,52	-	5,52	-
Постійно включені сигнальні лампи	6·2·0,5	6	1	0	1	6	-	6	-
Підігрів релейних шаф	1·2	2	1	0	1	-	-	2	-
Підігрів вимикачів 110 кВ	2·4,41	13,6	1	0	1	-	-	8,82	-
Підігрів вимикачів 35 кВ	4·2,4	9,6	1	0	1	-	-	9,6	-
Підігрів шин КРП 10 кВ	32·1	32	1	0	1	-	-	32	-
Підігрів приводів роз'єднувачів	18·0,6	10,8	1	0	1	-	-	10,8	-
Освітлення ОПП	-	10	1	0	0,6	6	-	6	-
Вентиляція ЗРП	-	1,96	0,85	0,62	0,6	1,18	0,73	1,18	0,73
Освітлення будівлі	-	0,5	1	0	0,4	0,2	-	0,2	-
Опалювання будівлі	-	5	1	0	0,5	-	-	2,5	-
Насоси пожежогасіння	2·100	200	0,85	0,62	0,1	20	12,4	20	12,4
Зварювальний апарат	-	23	1	0	0,5	11,5	-	11,5	-
Аварійна вентиляція	2·0,18	0,36	0,85	0,62	0,5	0,18	0,11	0,18	0,11
Разом:	92,69	24,09	233,41	24,09					

Формули для розрахунку:

$$P_{роз} = k_n \cdot P_{ум};$$

$$Q_{роз} = k_n \cdot Q_{уст},$$

де k_n – коефіцієнт попиту, який визначається згідно [4].

Повні навантаження в літній і зимовий період:

$$S_{Л} = \sqrt{P_{Л}^2 + Q_{Л}^2} = \sqrt{92,69^2 + 24,09^2} = 95,77 \text{ кВА};$$

$$S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = \sqrt{233,41^2 + 24,09^2} = 234,65 \text{ кВА}.$$

Ремонтні і аварійні навантаження (аварійна вентиляція і зварювальний апарат):

$$S_{рем} = 23 + \sqrt{0,18^2 + 0,11^2} = 23,21 \text{ кВА}.$$

3.4.2 Вибір трансформаторів власних потреб

Для вибору потужності трансформаторів власних потреб приймаємо за розрахункову потужність, потужність найбільш електроспоживаного періоду, тобто потужність навантаження в зимовий період:

$$S_{роз} = S_3 = 234,65 \text{ кВА}.$$

Число трансформаторів власних потреб приймаємо два, потужність визначаємо по умові:

$$S_{теп} \geq \frac{S_{роз}}{1,4} = \frac{234,65}{1,4} = 167,61 \text{ кВА}.$$

Вибираємо трансформатор власних потреб потужністю 250 кВА марки ТМ-250/10.

Перевіримо вибрані трансформатори на завантаження в ремонтному режимі:

$$\frac{S_{роз} + S_{рем}}{2 \cdot S_{теп}} = \frac{234,65 + 23,21}{2 \cdot 250} = 0,52 \leq 1,15 \div 1,20,$$

тобто ніякого перевантаження не буде.

3.4.3 Схема власних потреб підстанції

Схема власних потреб підстанції приведена на рис.3.1. Згідно з технічним завданням на виконання роботи «Робочий проект будівництва підстанції 110/35/10 кВ, підключення трансформатора власних потреб виконати до ввідного вимикача 10 кВ.

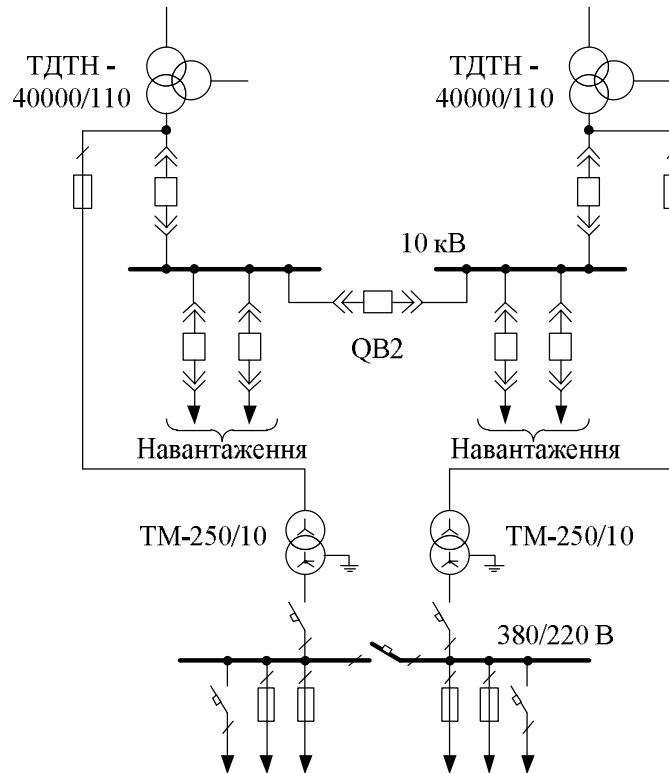


Рисунок 3.1 – Схема власних потреб підстанції

3.5 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунки струмів короткого замикання потрібні для:

- вибору і перевірки електричних апаратів і провідників, які використовуються на підстанції;
- вибору уставок і перевірки чутливості пристроїв РЗА.

Для спрощення розрахунків роблять допущення:

- не враховують насичення осердя трансформатора;
- не враховують струм намагнічування;
- рахують 3-х фазну систему ідеально симетричною;
- не враховують активний опір, рахуючи коло чисто індуктивним.

Вказані допущення приводять до деякого збільшення струмів короткого замикання (похибка розрахунків не перевищує 5-10 %, що допустимо відповідно до вимог [5]).

У розрахунках струмів короткого замикання необхідно визначити наступні величини:

- I_{n0} – початкове діюче значення періодичної складової струму короткого замикання – для розрахунку обладнання на термічну стійкість;
- $i_{y\delta}$ – ударний струм короткого замикання – для розрахунку обладнання на електродинамічну стійкість;
- i_{ar} – аперіодичну складову струму короткого замикання у момент $t = \tau$ (відключення кола) – для перевірки вимикача на відключаючу здатність;
- I_{nr} – періодичну складову струму короткого замикання у момент $t = \tau$ (відключення кола) – для перевірки вимикача на відключаючу здатність.

3.5.1 Початкові дані для розрахунку струмів короткого замикання

Розрахункова схема приведена на рис.3.3.

Для розрахунку струмів короткого замикання на проєктованому об'єкті є струми короткого замикання на шинах підстанцій «Південна» і «Східна» (у максимальному і мінімальному режимах), з якими пов'язана проєктована підстанція.

Підстанція «Південна»:

- максимальний режим: $U_{\max} = 122,7$ кВ, $I_{\max}^{(3)} = 18,85$ кА;
- мінімальний режим: $U_{\min} = 122,0$ кВ, $I_{\min}^{(3)} = 11,4$ кА.

Підстанція «Східна» :

- максимальний режим: $U_{\max} = 123,7$ кВ, $I_{\max}^{(3)} = 29,5$ кА;
- мінімальний режим: $U_{\min} = 122,9$ кВ, $I_{\min}^{(3)} = 22,25$ кА.

Визначимо потужності короткого замикання енергосистем :

- максимальний режим:

$$S_{кз}^D = \sqrt{3} \cdot U_{\max} \cdot I_{\max}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 122,7 \cdot 18,85 = 4006,052 \text{ МВА};$$

$$S_{кз}^B = \sqrt{3} \cdot U_{\max} \cdot I_{\max}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 123,7 \cdot 29,5 = 6320,513 \text{ МВА}.$$

- мінімальний режим:

$$S_{кз}^D = \sqrt{3} \cdot U_{\min} \cdot I_{\min}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 122,0 \cdot 11,4 = 2408,936 \text{ МВА};$$

$$S_{кз}^B = \sqrt{3} \cdot U_{\min} \cdot I_{\min}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 122,9 \cdot 22,25 = 4736,336 \text{ МВА}$$

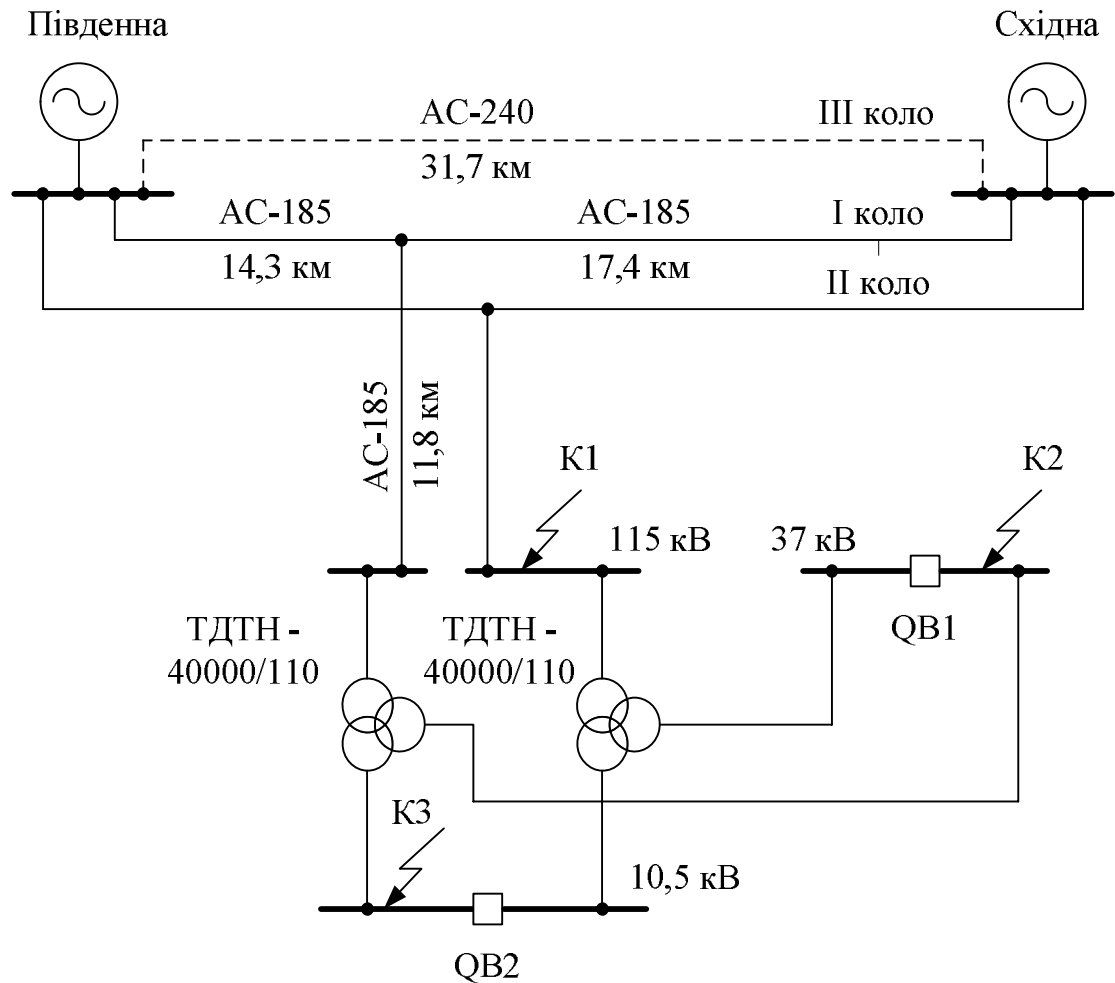


Рисунок 3.2 – Розрахункова схема

3.5.2 Визначення опорів елементів схеми заміщення

Еквівалентна схема заміщення показана на рис. 3.3. Згідно з схемою заміщення вважаємо, що підстанція «Південна» – система С1, а підстанція «Східна» – С3. Пунктиром на рис. 3.2 і 3.3 показано III-є коло ділянки «Південна-Західна». При розрахунку максимального режиму вважаємо, що III-є коло введене і знаходиться в роботі. При розрахунку мінімального режиму –

III-є коло ще не введене в роботу, окрім цього виведений один з двох діючих кіл ділянки.

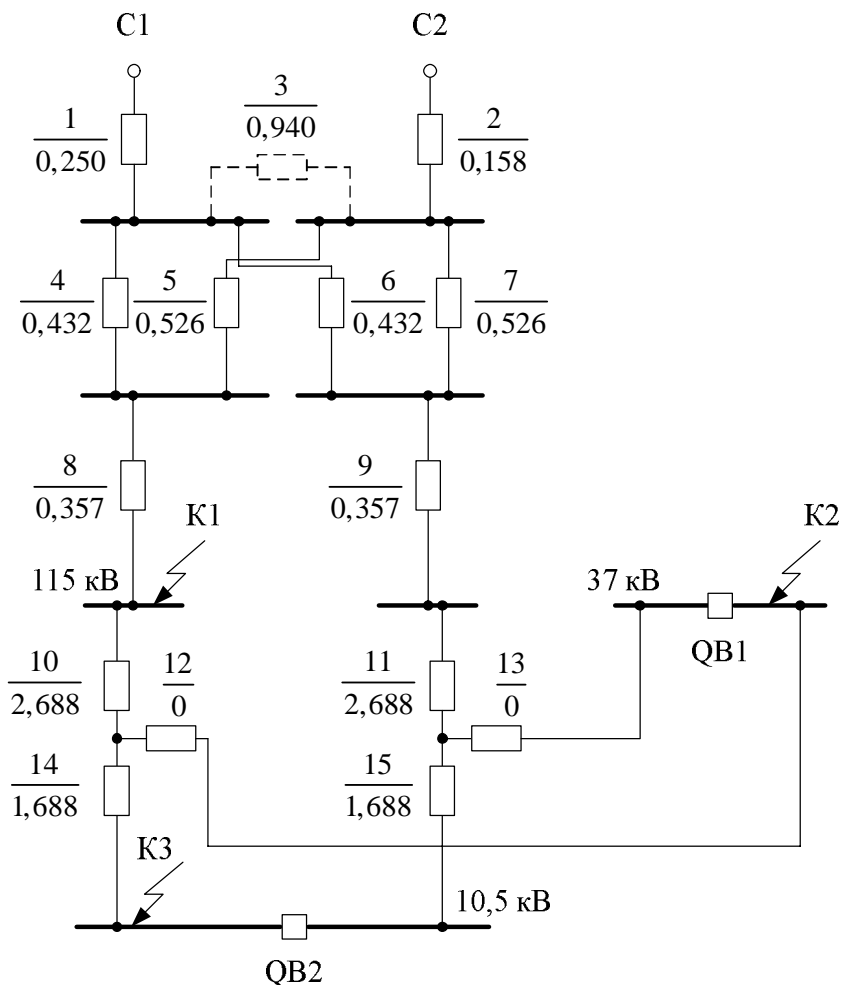


Рисунок 3.3 – Еквівалентна схема заміщення

Розрахунок ведемо у відносних одиницях. Приймаємо за базову потужність $S_B=1000$ МВА.

Опори систем визначаємо за формулою:

$$X_c = \frac{S_B}{S_{K3}}, \quad (3.3)$$

де S_{K3} – потужність короткого замикання відповідної системи.

Згідно (3.3) отримуємо:

$$X_1 = \frac{1000}{4006,052} = 0,250;$$

$$X_2 = \frac{1000}{6320,513} = 0,158.$$

Опори ліній можна визначити по наступній формулі:

$$X_{лен} = \frac{1}{n} \cdot X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2}, \quad (3.4)$$

де n – кількість паралельних ліній;

X_0 – питомий реактивний опір лінії (визначається по табл. П. 1-3 [13]),

Ом/км;

l – довжина лінії, км;

U_{cp} – середня напруга в місці встановлення цього елемента, кВ.

В результаті, згідно (3.4), отримуємо:

$$X_3 = 0,392 \cdot 31,7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,940;$$

$$X_4 = X_6 = 0,4 \cdot 14,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,432;$$

$$X_5 = X_7 = 0,4 \cdot 17,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,526;$$

$$X_8 = X_9 = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,357.$$

Опори трансформатора :

$$X_m = \frac{X_m \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{н.м}}, \quad (3.5)$$

де $X_m \%$ – відносний опір трансформатора, що визначається через напругу короткого замикання трансформатора $U_{к.з} \%$:

$$X_{m \text{ вн}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{к.з \text{ вн-нн}} \% + U_{к.з \text{ вн-сн}} \% - U_{к.з \text{ сн-нн}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \%;$$

$$X_{m \text{ сн}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{к.з \text{ вн-сн}} \% + U_{к.з \text{ сн-нн}} \% - U_{к.з \text{ вн-нн}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0 \%;$$

$$X_{m \text{ нн}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{к.з \text{ вн-нн}} \% + U_{к.з \text{ сн-нн}} \% - U_{к.з \text{ вн-сн}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%.$$

Опори трансформатора, згідно (3.5) :

$$X_{10} = X_{11} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,688;$$

$$X_{12} = X_{13} = 0;$$

$$X_{14} = X_{15} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 1,688.$$

3.5.3 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К1

Покажемо розрахунок струмів короткого замикання в максимальному режимі в точці К1. Розрахунок струмів короткого замикання в точках К2, К3 і розрахунок мінімального режиму зведемо в табл. 3.3.

Еквівалентна схема заміщення для розрахунку трифазного струму короткого замикання в точці К1 і шляхи її перетворення приведені на рис. 3.4.

У розрахунках не враховуються опори, по яких струм не проходить.

Для визначення струмів короткого замикання необхідно перетворити схему двопробеневого виду (рис. 3.4, в). Спершу перетворимо трикутник, утворений опорами X_3, X_4, X_5 в зірку:

$$X_{16} = \frac{(X_3 \parallel X_6 + X_7) \cdot X_4}{(X_3 \parallel X_6 + X_7) + X_4 + X_5} = \frac{0,475 \cdot 0,432}{0,475 + 0,432 + 0,526} = 0,143;$$

$$X_{17} = \frac{(X_3 \parallel X_6 + X_7) \cdot X_5}{(X_3 \parallel X_6 + X_7) + X_4 + X_5} = \frac{0,475 \cdot 0,526}{0,475 + 0,432 + 0,526} = 0,174;$$

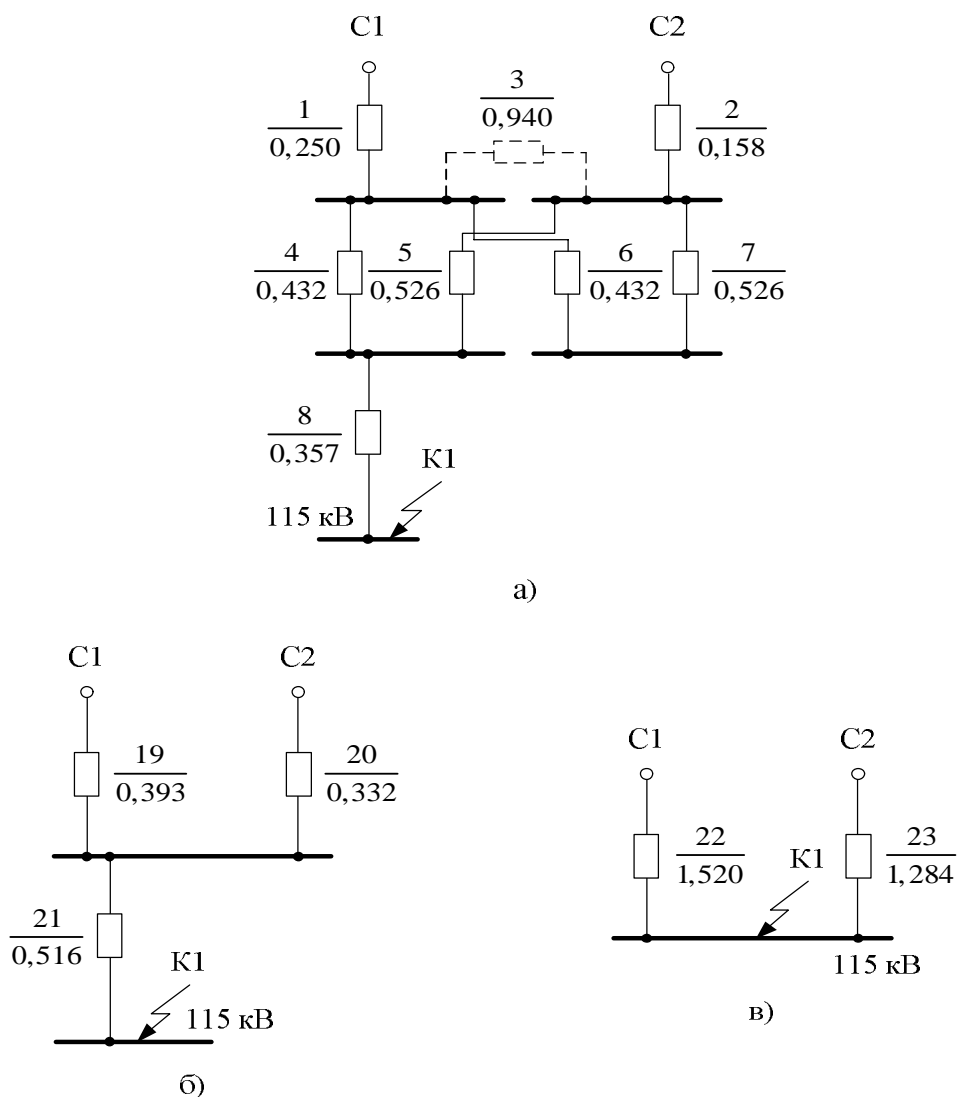
$$X_{18} = \frac{X_4 \cdot X_5}{(X_3 \parallel X_6 + X_7) + X_4 + X_5} = \frac{0,432 \cdot 0,526}{0,475 + 0,432 + 0,526} = 0,159.$$

Складемо усі послідовні опори утворених гілок :

$$X_{19} = X_1 + X_{16} = 0,250 + 0,143 = 0,393;$$

$$X_{20} = X_2 + X_{17} = 0,158 + 0,174 = 0,332;$$

$$X_{21} = X_8 + X_{18} = 0,357 + 0,159 = 0,516.$$



а – вихідна схема; б – перетворення схеми; в – кінцева схема

Рисунок 3.4 – Еквівалентна схема заміщення для розрахунку трифазного короткого замикання в точці К1 і шляхи її перетворення

Далі розрахунок ведемо через коефіцієнти розподілу по гілках, оскільки струми від джерел проходять через загальний опір X_{21} .

$$X_{екв} = X_{19} \parallel X_{20} = \frac{0,393 \cdot 0,332}{0,393 + 0,332} = 0,180;$$

$$X_{рез} = X_{екв} + X_{21} = 0,180 + 0,516 = 0,696;$$

$$C_{19} = \frac{X_{екв}}{X_{19}} = \frac{0,180}{0,393} = 0,458;$$

$$C_{20} = \frac{X_{екв}}{X_{20}} = \frac{0,180}{0,332} = 0,542;$$

$$X_{22} = \frac{X_{pez}}{C_{19}} = \frac{0,696}{0,458} = 1,520;$$

$$X_{23} = \frac{X_{pez}}{C_{20}} = \frac{0,696}{0,542} = 1,284.$$

Розрахунок початкового діючого значення періодичної складової струму короткого замикання :

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (3.6)$$

$$I_{n0} = \frac{E_*'' \cdot I_B}{X_{pez}}, \quad (3.7)$$

де I_B – базовий струм, кА;

E_*'' – середнє значення надперехідної ЕРС джерела живлення.

В даному випадку, оскільки джерелом є система, згідно з табл. 3.2 [6], $E_*'' = 1,0$.

Таким чином, по формулах (3.6) і (3.7) отримуємо:

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

$$I_{n0} = I_{n0(C1)} + I_{n0(C2)} = \frac{1,0 \cdot 5,02}{1,520} + \frac{1,0 \cdot 5,02}{1,284} = 7,212 \text{ кА}.$$

Ударний струм короткого замикання визначається за формулою:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_{y\delta}, \quad (3.8)$$

де $k_{y\delta}$ – ударний коефіцієнт, по табл. 3.6 [6], $k_{y\delta} = 1,608$.

Визначимо ударний струм по (3.8) :

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,212 \cdot 1,608 = 16,400 \text{ кА}.$$

Аперіодична складова струму короткого замикання у момент часу $t = \tau$ визначається за формулою:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (3.9)$$

$$\tau = t_{3\min} + t_{c.e.},$$

де τ – час розмикання кола короткого замикання дугогасильними контактами вимикача;

$t_{z\min} = 0,01$ с – мінімальний час дії релейного захисту;

$t_{e.e}$ – власний час відключення вимикача, с;

T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання. Згідно з табл. 3.6 [6], $T_a = 0,02$ с (система, пов'язана зі збірними шинами, де розглядається коротке замикання, повітряними лініями напругою 110 кВ).

Таким чином, згідно (3.9) :

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 7,212 \cdot e^{-0,04/0,02} = 1,380 \text{ кА.}$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання у момент часу $t = \tau$:

$$I_{nr} = I_{n0} = 7,212 \text{ кА,}$$

оскільки джерелами є дві системи, тобто джерела нескінченної потужності.

3.5.4 Розрахунок струмів короткого замикання в точках К2 і К3

При розрахунку струмів короткого замикання в точках К2 і К3 необхідно розглянути два можливі випадки: коли секційний вимикач QВ включений і коли QВ відключений.

Використовувані в розрахунках ударні коефіцієнти і постійні часу загасання аперіодичної складової, згідно з табл.3.6 [6], мають для обох випадків наступні значення: $k_{y\partial} = 1,82$ і $T_a = 0,05$ с. (система, пов'язана зі збірними шинами, де розглядається коротке замикання, через трансформатори одиничною потужністю від 32 до 80 МВА).

Згідно [7], пункт 1.4.4, при виборі розрахункової схеми для визначення струмів короткого замикання слід виходити з умов тривалої її роботи, що передбачаються для цієї електроустановки, і не зважати на короточасні видозміни схеми цієї електроустановки, які не передбачені для тривалої експлуатації (наприклад, при перемиканнях). Ремонтні і післяаварійні режими

роботи електроустановки до короткочасних змін схеми не відносяться. Це необхідно враховувати в розрахунках.

Отримані при обчисленнях значення струмів короткого замикання в точках К2 і К3 (у максимальному і мінімальному режимі) приведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Струми короткого замикання

Найменування точки короткого замикання	Найменування гілки	Значення $I_{к.з}$, кА			
		I_{n0} , кА	$i_{уд}$, кА	$i_{ат}$, кА	$I_{нт}$, кА
Максимальний режим					
К1: РПВН 110 кВ	Система	7,212	16,400	1,380	7,212
К2: РПСН 35 кВ QB1 – ввімкнений	Система	4,612	11,871	2,399	4,612
К2: РПСН 35 кВ QB1 – вимкнений	Система	4,612	11,871	2,399	4,612
К3: РПНН 10 кВ QB2 – ввімкнений	Система	10,841	27,903	8,414	10,841
К3: РПНН 10 кВ QB2 – вимкнений	Система	10,841	27,903	8,414	10,841
Мінімальний режим					
К1: РПВН 110 кВ	Система	6,684	15,200	1,279	6,684
К2: РПСН 35 кВ QB1 – ввімкнений	Система	4,537	11,678	2,360	4,537
К2: РПСН 35 кВ QB1 – вимкнений	Система	4,537	11,678	2,360	4,537
К3: РПНН 10 кВ QB2 – ввімкнений	Система	10,724	27,602	8,323	10,724
К3: РПНН 10 кВ QB2 – вимкнений	Система	10,724	27,602	8,323	10,724

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Вибір вимикачів

Вимикач – це комутаційний апарат, призначений для включення і відключення струму.

До вимикачів високої напруги висуваються наступні вимоги:

- надійне відключення будь-яких струмів (від десятків ампер до номінального струму відключення);
- швидкість дії, тобто найменший час відключення;
- придатність для швидкодіючого автоматичного повторного включення, тобто швидке включення вимикача відразу ж після відключення;
- можливість пофазного керування для вимикачів 110 кВ і вище;
- легкість ревізії і огляду контактів;
- вибухобезпечність і пожежобезпечність;
- зручність транспортування і експлуатації.

Вимикачі вибираються за умовами:

$$\begin{aligned}
 U_{н.вим} &\geq U_{уст}; \\
 I_{н.вим} &\geq I_{норм}; \\
 I_{н.вим} &\geq I_{max},
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

де $U_{н.вим}$ – номінальна напруга вимикача, кВ;

$I_{н.вим}$ – номінальний струм вимикача, А;

$I_{норм}$ – найбільший струм нормального режиму, А;

I_{max} – найбільший струм ремонтного або післяаварійного режиму, А.

Перевірка вимикачів виконується за наступними умовами:

- на симетричний струм відключення :

$$I_{відкл.ном} \geq I_{пт}, \tag{4.2}$$

де $I_{відкл.ном}$ – номінальний струм відключення вимикача, кА;

- на можливість відключення аперіодичної складової струму кз:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{відкл.ном} \geq i_{ат}; \quad (4.3)$$

$$\tau = t_{з min} + t_{в.в},$$

де $i_{a.ном}$ – номінальне допустиме значення аперіодичної складової струму, що відключається, для часу τ , кА;

$\beta_{норм}$ – нормоване значення вмісту аперіодичної складової в струмі, що відключається, %. Визначається по рис. 4.33 [6], залежно від τ або за каталожними даними вимикача;

- по включаючій здатності:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}; I_{вкл} \geq I_{н0}, \quad (4.4)$$

де $i_{вкл}$ – найбільший пік струму включення, кА;

$I_{вкл}$ – номінальний струм включення, кА;

- на електродинамічну стійкість:

$$i_{гр.наск.} \geq i_{уд}; I_{гр.наск.} \geq I_{н0}, \quad (4.5)$$

де $i_{гр.наск.}$ – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) граничного наскрізного струму, кА;

$I_{гр.наск.}$ – діюче значення періодичної складової граничного наскрізного струму короткого замикання, кА;

- на термічну стійкість:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$B_k = I_{н0}^2 \cdot (t_{відкл.} + T_a); \quad (4.6)$$

$$t_{відкл.} = t_{р.з} + t_{відкл.},$$

де $I_{тер}$ – струм термічної стійкості, кА;

$t_{тер}$ – тривалість протікання струму термічної стійкості, с;

B_k – тепловий імпульс струму кз за розрахунком, кА²с;

$t_{відкл.}$ – розрахункова тривалість короткого замикання, с;

$t_{р.з}$ – час дії основного релейного захисту в цьому колі, с;

$t_{\text{відкл.в}}$ – повний час відключення вимикача, с.

4.1.1 Вибір вимикачів на РП 110 кВ

Згідно ТУ, передбачається, що на РП 110 кВ будуть встановлені елегазові вимикачі марки ВГТ-110П*-25/2500У1 виробництва ВАТ «УЭТМ».

Елегазові вимикачі є найбільш сучасними комутаційними апаратами ВН. У елегазових вимикачах дугогасильним і ізолюючим середовищем є спеціальний електричний газ (елегаз – SF₆), що має властивості, необхідні для дугогасіння і для електричної ізоляції. У нових проектах доцільно застосовувати елегазові вимикачі, оскільки за час їх експлуатації вони показали високу надійність і ефективність своєї роботи.

Необхідно перевірити відповідність вимикача умовам вибору (4.1) і перевірки (4.2) - (4.6). Результати перевірки зведемо в табл.4.1.

Таблиця 4.1 – Порівняння параметрів вимикача ВГТ-110П*-25/2500У1 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача
$U_{\text{н.вим}} \geq U_{\text{уст}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{н.вим}} \geq I_{\text{норм}}$	140,572 А	2500 А
$I_{\text{н.вим}} \geq I_{\text{мах}}$	281,144 А	2500 А
$I_{\text{відкл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$	7,212 кА	25 кА
$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} \cdot I_{\text{відкл.ном}} \geq i_{\text{ат}}$ $\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{в.в}}$	1,380 кА	14,142 кА
$i_{\text{вим}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{вим}} \geq I_{\text{н0}}$	16,400 кА 7,212 кА	63,75 кА 25 кА
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{н0}}$	16,400 кА 7,212 кА	63,75 кА 25 кА
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\text{к}}$ $B_{\text{к}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{\text{а}})$	8,842 кА ² с	1875 кА ² с

Пропонований вимикач ВГТ-110П*-25/2500У1 відповідає усім умовам.

4.1.2 Вибір вимикачів на РП 35 кВ

На РП 35 кВ пропонується встановити елегазовий вимикач ВГБЭ-35-12,5/1000УХЛ1 з електромагнітним приводом ЭВ-220В або ЭО-220В.

Перевіримо відповідність вимикача умовам вибору (4.1) і перевірки (4.2) - (4.6). Результати перевірки зведемо в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Порівняння параметрів вимикача ВГБЭ-35-12,5/1000УХЛ1 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача
$U_{н.вим} \geq U_{уст}$	35 кВ	35 кВ
$I_{н.вим} \geq I_{норм}$	149,961 А	1000 А
$I_{н.вим} \geq I_{max}$	299,922 А	1000 А
$I_{відкл.ном} \geq I_{нт}$	4,612 кА	12,5 кА
$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{відкл.ном} \geq i_{ат}$ $\tau = t_{з\ min} + t_{в.в}$	2,399 кА	5,657 кА
$i_{вим} \geq i_{уд}$ $I_{вим} \geq I_{n0}$	11,871 кА 4,612 кА	32 кА 12,5 кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$ $I_{пр.скв} \geq I_{n0}$	11,871 кА 4,612 кА	32 кА 12,5 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a)$	4,679 кА ² с	468,75 кА ² с

Пропонований вимикач ВГБЭ-35-12,5/630УХЛ1 відповідає усім умовам.

4.1.3 Вибір вимикачів на РП 10 кВ

Згідно ТУ, в якості РПНН вибирається КРП серії К-304Б виробництва ВАТ УЗ «Електроапарат» з вакуумними вимикачами ВВЭ-М-10-31,5/3150УЗ для комірок введення і секційного вимикача, і ВВТЭ-М-10-20/630УЗ для

комірок відходящих ліній. Вакуумні вимикачі широко застосовуються при напругах 6-10 кВ. Електрична міцність вакуумного проміжку у багато разів більше, ніж повітря при атмосферному тиску. Ця властивість використовується у вакуумних дугогасильних камерах КДВ, на основі яких випускаються вакуумні вимикачі. Вакуумні вимикачі широко використовуються у ВАТ «Хмельницькобленерго» для захисту електрообладнання на низькій напрузі і за час експлуатації показали високу надійність.

Виконаємо перевірку пропонувананих до встановлення вимикачів умовам вибору (4.1) і перевірки (4.2) - (4.6). Результати зведемо в табл. 4.3 і 4.4.

Таблиця 4.3 – Порівняння параметрів вимикача ВВЭ-М-10-31,5/3150У3 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача
$U_{н.вим} \geq U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
$I_{н.вим} \geq I_{норм}$	989,743 А	3150 А
$I_{н.вим} \geq I_{max}$	1979,487 А	3150 А
$I_{відкл.ном} \geq I_{пт}$	10,841 кА	31,5 кА
$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{відкл.ном} \geq i_{ат}$ $\tau = t_{зmin} + t_{в.в}$	8,414 кА	23,610 кА
$i_{вим} \geq i_{уд}$ $I_{вим} \geq I_{n0}$	27,903 кА 10,841 кА	81 кА 31,5 кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$ $I_{пр.скв} \geq I_{n0}$	27,903 кА 10,841 кА	81 кА 31,5 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a)$	21,155 кА ² с	2976,750 кА ² с

Таблиця 4.4 – Порівняння параметрів вимикача ВВТЭ-М-10-20/630УЗ з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача
$U_{н.вим} \geq U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
$I_{н.вим} \geq I_{норм}$	82,479 А	630 А
$I_{відкл.ном} \geq I_{пт}$	10,841 кА	20 кА
$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{відкл.ном} \geq i_{ат}$ $\tau = t_{з\ min} + t_{в.в}$	8,414 кА	14,991 кА
$i_{вим} \geq i_{уд}$ $I_{вим} \geq I_{н0}$	27,903 кА 10,841 кА	51 кА 20 кА
$i_{гр.наск.} \geq i_{уд}$ $I_{гр.наск.} \geq I_{н0}$	27,903 кА 10,841 кА	51 кА 20 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$ $B_{к} = I_{н0}^2 \cdot (t_{відкл} + T_{а})$	21,155 кА ² с	1200 кА ² с

Пропоновані вимикачі відповідають усім умовам вибору і перевірки.

4.2 Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувач – це контактний комутаційний апарат, призначений для відключення і включення електричного кола без струму або з незначним струмом, який для забезпечення безпеки має між контактами у відключеному положенні ізоляційний проміжок, а також заземлення відключених ділянок за допомогою стаціонарних заземлювачів.

При ремонтних роботах роз'єднувачем створюється видимий розрив між частинами, що залишилися під напругою, і апаратами виведеними в ремонт.

Роз'єднувачі вибираються за умовами:

$$\begin{aligned}
 U_{н.роз} &\geq U_{уст}; \\
 I_{н.роз} &\geq I_{норм}; \\
 I_{н.роз} &\geq I_{max}.
 \end{aligned}
 \tag{4.7}$$

Вибраний роз'єднувач необхідно перевірити за умовами:

- на електродинамічну стійкість в режимі короткого замикання :

$$i_{гр.наск.} \geq i_{уд}; I_{гр.наск.} \geq I_{n0}; \quad (4.8)$$

- на термічну стійкість:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k. \quad (4.9)$$

4.2.1 Вибір роз'єднувачів на РП 110 кВ

На стороні ВН встановлюються два типи роз'єднувачів РГД31-110-П/1000УХЛ1 (з одним комплектом заземлюючих ножів) і РГД32-110-П/1000УХЛ1 (з двома комплектами заземлюючих ножів) виробництва ВАТ УЗ «Електроапарат». Ці роз'єднувачі – роз'єднувачі горизонтально-поворотного типу і призначені для встановлення на відкритому повітрі.

Необхідно перевірити відповідність роз'єднувача умовам вибору (4.7) і перевірки (4.8) і (4.9). Результати перевірки зведемо в табл.4.5.

Таблиця 4.5 – Порівняння параметрів роз'єднувачів РГД31-110 - П/1000УХЛ1 і РГД32-110 - П/1000УХЛ1 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані роз'єднувача
$U_{н.роз} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{н.роз} \geq I_{норм}$	140,572 А	1000 А
$I_{н.роз} \geq I_{max}$	281,144 А	1000 А
$i_{гр.наск.} \geq i_{уд}$ $I_{гр.наск.} \geq I_{n0}$	16,400 кА 7,212 кА	63 кА 25 кА
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$ $B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{відкл.} + T_a)$	8,842 кА ² с	1875 кА ² с

Роз'єднувачі РГД31-110 - П/1000УХЛ1 і РГД32-110 - П/1000УХЛ1 відповідають усім необхідним параметрам.

4.2.2 Вибір роз'єднувачів на РП 35 кВ

На стороні СН також встановлюються два типи роз'єднувачів РГТ31-35 - П/1000УХЛ1 (з одним комплектом заземлюючих ножів) і РГТ32-35 - П/1000УХЛ1 (з двома комплектами заземлюючих ножів). Роз'єднувачі цього типу призначені для включення і відключення знеструмлених ділянок електричних кіл змінного струму частотою 50, 60 Гц з номінальною напругою 35 кВ, зі створенням видимого розриву, а також заземлення відключених ділянок за допомогою заземлювачів. Роз'єднувач допускає включення і відключення струмів холостого ходу трансформаторів, зарядних струмів повітряних ліній.

Перевіримо відповідність запропонованих роз'єднувачів умовам вибору (4.7) і перевірки (4.8) і (4.9). Результати перевірки зведемо в табл.4.6.

Таблиця 4.6 – Порівняння параметрів роз'єднувачів РГТ31-35 - П/1000УХЛ1 і РГТ32-35 - П/1000УХЛ1 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані роз'єднувача
$U_{н.роз} \geq U_{уст}$	35 кВ	35 кВ
$I_{н.роз} \geq I_{норм}$	149,961 А	1000 А
$I_{н.роз} \geq I_{max}$	299,922 А	1000 А
$i_{гр.наск.} \geq i_{уд}$ $I_{гр.наск.} \geq I_{n0}$	11,871 кА 4,612 кА	63 кА 25 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a)$	4,679 кА ² с	1875 кА ² с

Роз'єднувачі РГТ31-35-П/1000УХЛ1 і РГТ32-35-П/1000УХЛ1 задовольняють усім умовам вибору і перевірки.

4.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і трансформаторів напруги

Трансформатор струму призначений для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле, а також для відділення кіл вимірювання і захисту від первинних кіл високої напруги.

Вимірювальні трансформатори струму вибирають:

- по напрузі установки :

$$U_{н.тс} \geq U_{уст}, \quad (4.10)$$

де $U_{н.тс}$ – номінальна напруга трансформатора струму, кВ;

- по струму:

$$I_{1н.тс} \geq I_{норм}; \quad (4.11)$$

$$I_{1н.тс} \geq I_{max}, \quad (4.12)$$

де $I_{1н.тс}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму, А.

Номінальний струм повинен бути як можна ближчий до робочого струму установки, оскільки недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок;

- по конструкції і класу точності;
- по електродинамічній стійкості:

$$k_{ед} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.тс} \geq i_{уд}; i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (4.13)$$

де $k_{ед}$ – кратність електродинамічної стійкості по каталогу;

- по термічній стійкості:

$$(k_m \cdot I_{1н.тс})^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (4.14)$$

де k_m – кратність термічної стійкості;

- по вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н}, \quad (4.15)$$

де Z_2 – вторинне навантаження трансформатора струму, Ом;

$Z_{2н}$ – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму у вибраному класі точності, Ом.

Вторинне навантаження складається з опору приладів, сполучних проводів і перехідного опору контактів :

$$r_2 = r_{прил} + r_{пр} + r_k .$$

Опір приладів визначається за виразом:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2} ,$$

де $S_{прил}$ – потужність, що споживається приладами, В·А;

I_2^2 – вторинний номінальний струм приладу, А.

Опір контактів приймається 0,05 Ом при двох-трьох приладах і 0,1 Ом при більшому числі приладів. Опір сполучних проводів залежить від їх довжини і перерізу. Щоб трансформатор струму працював у вибраному класі точності, необхідно витримати умову:

$$r_{прил} + r_{пр} + r_k \leq Z_{2н} ,$$

звідки

$$r_{пр} = Z_{2н} - r_{прил} - r_k .$$

Знаючи $r_{пр}$, можна визначити переріз сполучних проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{роз}}{r_{пр}} ,$$

де ρ – питомий опір матеріалу провoda, Ом·м/мм². В даному випадку застосовуються проводи з алюмінієвими жилами $\rho = 0,0283$ Ом·м/мм²);

$l_{роз}$ – розрахункова довжина, залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму, м. В даному випадку трансформатори струму сполучені в повну зірку.

Трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартного значення 100 або $100/\sqrt{3}$ В і для відділення кіл вимірювання і релейного захисту від первинних кіл високої напруги.

Трансформатори напруги вибираються:

- по напрузі установки :

$$U_{н.тн} \geq U_{уст}, \quad (4.16)$$

де $U_{н.тн}$ – номінальна напруга трансформатора напруги, кВ;

- по конструкції і схемі з'єднання обмоток;
- по класу точності;
- по вторинному навантаженню:

$$S_{н.тн} \geq S_{2\Sigma}, \quad (4.17)$$

де $S_{н.тн}$ – номінальна потужність у вибраному класі точності, В·А;

$S_{2\Sigma}$ – навантаження усіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги, В·А.

Навантаження приладів визначається по формулі:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{прил} \cdot \cos \varphi_{прил}\right)^2 + \left(\sum S_{прил} \cdot \sin \varphi_{прил}\right)^2} = \sqrt{P_{прил}^2 + Q_{прил}^2}.$$

4.3.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги на РП 110 кВ

Відповідно до ТУ, на стороні ВН встановлюються трансформатори струму марки ТГ - 145-600/5. Вимірювальні трансформатори струму ТГ 145 призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам, пристроям захисту і керування в установках змінного струму частотою 50 Гц і напругою 110 кВ. Вимірювальні трансформатори струму ТГ 145 виготовляються в кліматичному виконанні «У» або «ХЛ» категорії розміщення 1 по ГОСТ 15150-69. Внутрішня ізоляція вимірювальних трансформаторів ТГ 145 – суміш азоту (60%) і елегазу (40%) для виконання «ХЛ» або елегаз 100% для виконання «У».

Виконаємо перевірку запропонованого трансформатора струму згідно з умовами (4.10) - (4.15). Результати перевірки зведемо в табл. 4.8. Спершу складемо табл.4.7 – приладів, що підключаються до трансформатора струму (згідно з таблицею 4.8 [6]).

Таблиця 4.7 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Найменування	Тип	Навантаження, В·А, фази		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Разом:		0,5	0,5	0,5

Таблиця 4.8 – Порівняння параметрів трансформатора струму TG - 145-600/5 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані трансформатора струму
$U_{н.мс} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{1н.мс} \geq I_{норм}$	140,572 А	600 А
$I_{1н.мс} \geq I_{max}$	281,144 А	600 А
$k_{ед} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.мс} \geq i_{уд}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	16,400 кА	67,882 кА 80 кА
$(k_m \cdot I_{1н.мс})^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	8,842 кА ² ·с	357,21 кА ² ·с 992,25 кА ² ·с
$Z_2 \leq Z_{2н}$	0,476 Ом	1,2 Ом

Розрахунковий переріз виходить рівним 1,478 мм², що неприпустимо за умовами міцності (пункт 4.4.4 [7]). Тому приймаємо стандартний переріз 4 мм².

Приймаємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перерізом 4 мм² :

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4,0} = 0,425 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,001 + 0,425 + 0,05 = 0,476 \text{ Ом}.$$

Таким чином, трансформатор струму TG-145 з коефіцієнтом трансформації 600/5 і класом точності 0,5/10P/10P/10P проходить за усіма параметрами.

Необхідності встановлення вимірювальних трансформаторів напруги на стороні ВН немає, оскільки облік електроенергії робитиметься по сторонах СН і НН.

4.3.2 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги на РП 35 кВ

До складу вимикачів ВГБЭ-35-12,5/1000УХЛ1 входять вбудовані трансформатори струму ТБ-35 - II - 1000/5.

Виконаємо перевірку цих трансформаторів струму згідно з умовами (4.10)-(4.15). Результати перевірки зведемо в табл.4.10. У табл. 4.9 приведений перелік приладів, що підключаються до трансформатора струму.

Таблиця 4.9 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Найменування	Тип	Навантаження, В·А, фази		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-350	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	ЦЭ6805В	0,2	-	0,2
Лічильник реактивної енергії	ЦЭ6811	0,3	-	0,3
Разом:		1,5	0,5	1,0

Таблиця 4.10 – Порівняння параметрів трансформатора струму ТБ-35 - II - 1000/5 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані трансформатора струму
$U_{н.мс} \geq U_{уст}$	35 кВ	35 кВ
$I_{1н.мс} \geq I_{норм}$	149,961 А	1000 А
$I_{1н.мс} \geq I_{max}$	299,922 А	1000 А
$k_{ед} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.мс} \geq i_{уд}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	11,871 кА	35,355 кА 25 кА
$(k_m \cdot I_{1н.мс})^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	4,679 кА ² ·с	1875 кА ² ·с 1875 кА ² ·с
$Z_2 \leq Z_{2н}$	0,585 Ом	1,2 Ом

Розрахунковий переріз виходить рівним 1,633 мм², що неприпустимо за умовами міцності (пункт 4.4.4 [7]). Тому приймаємо стандартний переріз 4 мм².

Приймаємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перерізом 4 мм².

Таким чином, трансформатор струму ТБ-35 - II - 1000/5 з коефіцієнтом трансформації 600/5 і класом точності 0,5/10P/10P проходить за усіма параметрами.

Вимірювальний трансформатор напруги пропонується встановити типу ЗНОМ-35-65 У1. Трансформатори напруги серії ЗНОМ призначені для роботи в комплекті з вимірювальними приладами і в колах захисту і сигналізації в електричних системах з номінальною напругою від 6 до 35 кВ включно.

Складемо табл.4.11, в якій покажемо вторинні навантаження трансформатора напруги.

Таблиця 4.11 – Вторинні навантаження трансформатора напруги

Найменування кола	Прилад	Тип	Споживана потужність 1 котушки, В·А	К-сть котушок шт.	К-сть приладів шт	$S_{роз}$ В·А
Збірні шини	Вольтметр	Э-350	2	1	1	2
	Реєструвальний вольтметр	Н-394	10	1	1	10
Лінія 35 кВ	Лічильник активної енергії	ЦЭ6805 В	1	2	1	2
	Лічильник реактивної енергії	ЦЭ6811	1	2	1	2
Кола трансформатора	Ватметр	Д-350	2	2	1	4
	Лічильник активної енергії	ЦЭ6805 В	1	2	1	2
	Лічильник реактивної енергії	ЦЭ6811	1	2	1	2
Разом:						24

Виконаємо перевірку запропонованого трансформатора напруги згідно з умовами (4.16) і (4.17). Результати перевірки зведемо в табл.4.12.

Таблиця 4.12 – Порівняння параметрів трансформатора напруги ЗНОМ-35-65 У1 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані трансформатора напруги
$U_{н.тн} \geq U_{уст}$	35 кВ	35 кВ
Y-0/Y-0/ Δ	Y-0/Y-0/ Δ	Y-0/Y-0/ Δ
$S_{н.тн} \geq S_{2\Sigma}$	24 В·А	150 В·А

Трансформатор напруги типу ЗНОМ-35-65 У1 підходить за всіма умовами.

4.3.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги на РП 10 кВ

На стороні НН, на вводі, встановлюється трансформатор струму типу ТЛШ 10 У3 з коефіцієнтом трансформації 3000/5 А, клас точності вторинної обмотки 0,5/10Р. Трансформатори ТЛШ призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам, пристроями захисту і керування, а також для ізолювання кіл вторинних з'єднань від високої напруги в електричних установках змінного струму на клас напруги до 10 кВ включно. Трансформатори призначені для вбудовування в розподільчі пристрої і струмопроводи.

Проведемо перевірку даного трансформатора струму згідно з умовами (4.10) - (4.15). Результати перевірки зведемо в табл.4.14. У табл.4.13 показано вторинне навантаження трансформатора струму.

На відходящих лініях встановлюємо трансформатори струму ТЛК10-3У3, з коефіцієнтом трансформації 600/5 А і трансформатор струму нульової послідовності марки ТЛЗ-200. Їх перевірку не здійснюємо.

Таблиця 4.13 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Найменування	Тип	Навантаження, В·А, фази		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-350	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	ЦЭ6805В	0,2	-	0,2
Лічильник реактивної енергії	ЦЭ6811	0,3	-	0,3
Разом:		1,5	0,5	1,5

Таблиця 4.14 – Порівняння параметрів трансформатора струму ТЛШ 10-3000/5У3 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані трансформатора струму
$U_{н.мс} \geq U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
$I_{1н.мс} \geq I_{норм}$	989,743 А	3000 А
$I_{1н.мс} \geq I_{max}$	1979,487 А	3000 А
$k_{ед} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.мс} \geq i_{уд} \quad i_{дин} \geq i_{уд}$	27,903 кА	33,304 кА 80 кА
$(k_m \cdot I_{1н.мс})^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	21,155 кА ² ·с	6697,688 кА ² ·с 2976,75 кА ² ·с
$Z_2 \leq Z_{2н}$	0,188 Ом	0,8 Ом

Розрахунковий переріз виходить рівним 0,177 мм², що неприпустимо за умовами міцності (пункт 4.4.4 [7]). Тому приймаємо стандартний переріз 4 мм².

Приймаємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перерізом 4 мм².

Таким чином, трансформатор струму типу ТЛШ 10 У3 з коефіцієнтом трансформації 3000/5 А, клас точності вторинної обмотки 0,5/10Р проходить за усіма параметрами.

На кожній секції встановлюються трансформатори напруги двох типів : один для живлення кіл РЗА, другий – для кіл вимірювання. Для живлення кіл РЗА встановлюється трансформатор напруги НАМІТ 10-1-УХЛ2. Трансформатор напруги антирезонансний масляний трифазний типу НАМІТ 10-1 є масштабним перетворювачем призначений для роботи в шафах

комплектних розподільних пристроїв (КРП) і в закритих РП промислових підприємств. Трансформатор служить для перетворення сигналу вимірювальної інформації для електричних вимірювальних приладів, захисту і сигналізації в мережах з ізольованою або із заземленою через дугогасящий реактор нейтраллю, а також для контролю ізоляції в мережі 6 кВ і 10 кВ з будь-яким режимом заземлення нейтралі. Кліматичне виконання «УХЛ», категорія розміщення 2 по ГОСТ 15150. Для живлення кіл вимірювання встановлюються три однофазні трансформатори напруги типу 3×НОЛ.08-10 УТ2. Трансформатор цього типу призначений для встановлення в КРП або закриті розподільні пристрої (ЗРП) і призначені для живлення електричних вимірювальних приладів, кіл захисту і сигналізації в електроустановках змінного струму частоти 50 або 60 Гц. Трансформатор виготовляється в кліматичному виконанні «УТ» категорії розміщення 2 по ГОСТ 15150.

Виконаємо вибір вимірювальних ТН – 3×НОЛ.08-10 УТ2.

Таблиця 4.15 – Вторинні навантаження трансформатора напруги

Найменування кола	Прилад	Тип	Споживана потужність 1 котушки, В·А	К-ь котушок, шт.	К-сть приладів, шт	$S_{роз}$, В·А
Збірні шини	Вольтметр	Э-350	2	1	1	2
	Реєструвальний вольтметр	Н-394	10	1	1	10
Лінія 10 кВ	Лічильник активної енергії	ЦЭ6805В	1	2	12	24
	Лічильник реактивної енергії	ЦЭ6811	1	2	12	24
Кола трансформатора	Ватметр	Д-350	2	2	1	4
	Лічильник активної енергії	ЦЭ6805В	1	2	1	2
	Лічильник реактивної енергії	ЦЭ6811	1	2	1	2
Разом:						68

Виконаємо перевірку запропонованого трансформатора напруги згідно з умовами (4.16) і (4.17). Результати перевірки зведемо в табл.4.16.

Таблиця 4.16 – Порівняння параметрів трансформатора напруги 3×НОЛ.08-10 УТ2 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані трансформатора напруги
$U_{н.тн} \geq U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
Y-0/Y-0/Δ	Y-0/Y-0/Δ	Y-0/Y-0/Δ
$S_{н.тн} \geq S_{2\Sigma}$	68 В·А	300 В·А

Трансформатор напруги типу 3×НОЛ.08-10 УТ2 підходить за всіма умовами.

4.4 Вибір струмоведучих частин

Основне електричне обладнання підстанції і апарати в цих колах (вимикачі, роз'єднувачі і інші) з'єднуються між собою провідниками різного типу, які утворюють струмоведучі частини електричної установки.

4.4.1 Вибір струмоведучих частин на РП 110 кВ

Згідно [6], у РП 35 кВ і вище застосовуються гнучкі шини, виконані проводами АС.

Згідно з пунктом 1.4.28 [7] збірні шини електроустановок і ошиновка в межах відкритих і закритих РП усієї напруги по економічній щільності струму не перевіряються.

Переріз гнучких шин вибирається по тривалому струму при максимальному навантаженні:

$$I_{доп} \geq I_{max}, \quad (4.18)$$

де $I_{доп}$ – допустимий тривалий струм, А.

По табл. 1.4.29 [7], враховуючи що $I_{max} = 281,144$ А, приймаємо сталелегатурні проводи марки АС-150/19, $I_{доп} = 450$ А, $q = 148$ мм², $d =$

16,8 мм. Фази розташовані горизонтально з відстанню між фазами
250 см

$D =$

Перевірка вибраного перерізу :

- на схлюстування не робиться, оскільки $I_{n0} \leq 20$ кА (згідно з пунктом 4.2.56 [7]);

- перевірка на термічну дію струмів короткого замикання не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі;

- перевірка за умовами корони :

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (4.19)$$

де E – напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого провода, кВ/см;

E_0 – початкова критична напруженість електричного поля, кВ/см.

Розряд у вигляді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (4.20)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні провода (для багатожильних проводів $m = 0,82$);

r_0 – радіус провода, см.

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого провода визначається за виразом:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (4.21)$$

де U – лінійна напруга, кВ;

D_{cp} – середня геометричне відстань між проводами фаз, см. При горизонтальному розташуванні фаз $D_{cp} = 1,26 \cdot D$.

Згідно (4.21) і (4.20) визначуваний E і E_0 та виконуємо перевірку:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,84}} \right) = 32,952 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,84 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 250}{0,84}} = 18,010 \text{ кВ/см};$$

$$19,271 \text{ кВ/см} \leq 29,657 \text{ кВ/см}.$$

Таким чином провід АС-150/19 за умовами корони проходить.

4.4.2 Вибір струмоведучих частин на РП 35 кВ

Від трансформатора до відкритого РП вибираємо гнучкий струмопровід. По табл.1.4.29 [7], враховуючи що $I_{\max} = 299,922 \text{ А}$, згідно (4.18) приймаємо сталелегюмінієві проводи марки АС-150/19, $I_{\text{дон}} = 450 \text{ А}$, $q = 148 \text{ мм}^2$, $d=16,8 \text{ мм}$. Фази розташовані горизонтально з відстанню між фазами $D = 150 \text{ см}$

Згідно (4.21) і (4.20) визначаєм E і E_0 та робимо перевірку по (4.19) :

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,84}} \right) = 32,952 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{0,84 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 150}{0,84}} = 6,271 \text{ кВ/см};$$

$$6,710 \text{ кВ/см} \leq 32,952 \text{ кВ/см}.$$

Таким чином провід АС-150/19 за умовами корони проходить.

4.4.3 Вибір струмоведучих частин на РП 10 кВ

У закритих РП 6-10 кВ ошиновка виконується жорсткими алюмінієвими шинами.

При струмах до 3000 А застосовуються односмугові і двосмугові шини. Збірні шини і відгалуження від них до електричних апаратів (ошиновка) 6-10 кВ з провідників прямокутного профілю кріпляться на опорних фарфорових ізоляторах.

Згідно з умовою (4.18), по табл.1.4.31 [7], враховуючи що $I_{\max} = 1979,487$
 А приймаємо алюмінієві двосмугові шини перерізом 100×8 мм, $I_{\text{дон}} = 2390$
 А. Розташування шин горизонтальне, на «ребро», відстань між опорними
 ізоляторами шинної конструкції 2 м, відстань між фазами 0,8 м.

Перевірка вибраного перерізу :

- на термічну стійкість при короткому замиканні:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m} \leq q; \quad (4.22)$$

де $C_T = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ – функція, значення якої визначається [табл. 4.16 [6].

Згідно (4.22), отримуємо:

$$\frac{\sqrt{21,147 \cdot 10^6}}{91} = 50,534 \text{ мм}^2 \leq 1600 \text{ мм}^2.$$

- на електродинамічну дію струмів короткого замикання. Змінюючи
 довжину прольоту, домагаються того, щоб механічний резонанс був
 виключений, тобто $f_0 < 200$ Гц. Визначимо мінімальну довжину прольоту :

$$l^2 \leq \frac{173,2}{f_0} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (4.23)$$

де l – довжина прольоту між ізоляторами, м;

J – момент інерції поперечного перерізу відносно осі, перпендикулярної
 напрямку вигинаючої сили, см^4 ;

q – поперечний переріз шини, см^2 .

При розташуванні шин на ребро момент інерції, буде дорівнювати:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{6} = \frac{10 \cdot 0,8^3}{6} = 0,853 \text{ см}^4,$$

де b – ширина смуги, см;

h – висота смуги, см.

Згідно (4.23) визначимо мінімальну довжину прольоту між ізоляторами
 при розташуванні шин на «ребро»:

$$l = \sqrt{\frac{173,2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{0,853}{2 \cdot 10 \cdot 0,8}} = 0,447 \text{ м.}$$

Проведемо механічний розрахунок двосмугових шин. Для зменшення зусилля між смугами, яке може привести до їх зіткнення, в прольоті між смугами встановлюють прокладки. Проліт між прокладками вибирається так, щоб електродинамічні сили, що виникають при короткому замиканні, не викликали дотику смуг :

$$l_n \leq 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_n}{i_{y\delta}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{k_\phi}}; \quad (4.24)$$

$$l_n \leq 0,133 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}}, \quad (4.25)$$

де a_n – відстань між осями смуг, см;

$J_n = h \cdot b^3 / 12$ – момент інерції смуги, см⁴. Визначається згідно з табл. 4.1;

$k_\phi = 0,4$ – коефіцієнт форми. Визначається по рис. 4.4;

m_n – маса смуги на одиницю довжини, кг/м. Визначається по табл. ПЗ-2;

E – модуль пружності матеріалу шин, Па. Приймається по табл. 4.2.

Враховується менша з двох величин, визначених по (4.24) і (4.25) :

$$l_n \leq 0,216 \cdot \sqrt{\frac{1,6}{27898}} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,427}{0,35}} = 0,884 \text{ м;}$$

$$l_n \leq 0,133 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,427}{4,320}} = 0,384 \text{ м.}$$

Силу взаємодії між смугами в пакеті з двох смуг можна визначити:

$$f_n = \frac{k_\phi}{4} \cdot \frac{i_{y\delta}^2}{b} \cdot 10^{-7} = \frac{0,35}{4} \cdot \frac{27898^2}{0,008} \cdot 10^{-7} = 851,264 \text{ Н/м.}$$

Напряга в матеріалі шин від взаємодії смуг (шини розглядаються як балки з рівномірно розподіленим навантаженням і затисненими кінцями) :

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n}, \quad (4.26)$$

де W_n – момент опору однієї смуги, см⁴. Визначається згідно табл.4.1 [6].

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз :

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W_{\phi}} \cdot i_{y\phi}^2, \quad (4.27)$$

де W_{ϕ} – момент опору пакету шин, см⁴. Визначається згідно табл.4.1 [6].

Шини механічно міцні, якщо:

$$\sigma_{\max} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\pi} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (4.28)$$

де $\sigma_{\text{доп}}$ – допустима напруга, МПа. Визначається по табл. 4.2 [6].

Згідно з виразами (4.26) - (4.28) :

$$\sigma_{\pi} = \frac{851,264 \cdot 0,384^2}{12 \cdot 1,067} = 9,803 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2^2}{0,8 \cdot 2,133} \cdot 27898^2 = 31,600 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\max} = 9,803 + 31,600 = 41,403 \text{ МПа} \leq 82 \text{ МПа}.$$

Таким чином отримуємо, що шини механічно міцні.

Вибір ізоляторів. У РП шини кріпляться на опорних, прохідних і підвісних ізоляторах. Жорсткі шини кріпляться на опорних ізоляторах, вибір яких виконується за наступними умовами :

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (4.29)$$

$$F_{\text{роз}} \leq F_{\text{доп}}; \quad (4.30)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{руй}}, \quad (4.31)$$

де $F_{\text{роз}}$ – сила, яка діє на ізолятор, кН;

$F_{\text{доп}}$ – допустиме навантаження на головку ізолятора, кН;

$F_{\text{руй}}$ – руйнівне навантаження на згин, кН.

При горизонтальному розташуванні ізоляторів усіх фаз :

$$F_{\text{роз}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y\phi}^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7}; \quad (4.32)$$

$$k_h = \frac{H_{\text{із}} + b + \frac{h}{2}}{H_{\text{із}}}, \quad (4.33)$$

де k_h – поправочний коефіцієнт на висоту шини, якщо вона розташована на «ребро»;

$H_{із}$ – висота ізолятора, мм.

Вибираємо опорні ізолятори ИО-10-20УЗ : $F_{роз} = 20$ кН, $H_{із} = 134$ мм. Виконаємо перевірку вибраного ізолятора умовам (4.29) - (4.31). Результати приведемо в табл.4.17.

Таблиця 4.17 – Порівняння параметрів ізолятора ИО-10-20УЗ з розрахунковими величинами

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані ізолятора
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$F_{роз} \leq F_{дон}$ $F_{роз} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7}$ $k_h = \frac{H_{із} + b + \frac{h}{2}}{H_{із}}$ $F_{дон} = 0,6 \cdot F_{пуй}$	0,483 кН	12 кН

4.5 Вибір конструкції РП

Згідно [7], при напрузі 10 кВ на підстанції споруджуються ЗРП; при напрузі 35 кВ і вище споруджуються відкриті РП (ВРП) за умови, що підстанція не знаходиться в хімічно активній зоні або в районі Крайньої півночі.

У цьому проекті РП 110 кВ і РП 35 кВ виконані відкритими; РП 10 кВ – закритим.

Відкриті РП повинні забезпечити надійність роботи, безпеку і зручність обслуговування при мінімальних витратах на спорудження, можливість розширення. Бажане максимальне застосування великоблочних вузлів заводського виготовлення.

Усі апарати ВРП 110 кВ і ВРП 35 кВ мають бути розташовані на невисоких підставках (металевих або залізобетонних). По території ВРП передбачають проїзди для можливості механізації, монтажу і ремонту обладнання. Гнучкі шини кріпляться за допомогою підвісних ізоляторів на порталах.

Під силовими трансформаторами укладається шар гравію завтовшки 25 см і передбачається стік масла в аварійних випадках в систему відведення зливових вод. Кабелі оперативних кіл, кіл керування, релейного захисту, автоматики і повітропроводи прокладені в лотках із залізобетонних конструкцій без заглиблення їх в ґрунт.

Відкритий РП має бути захищеним.

Будівля РП 10 кВ виконано одноповерховою, з дворядним розміщенням комірок КРП і одним коридором між ними, з двома секціями. Кожна секція розділена на півсекції, сполучені між собою шинним мостом. Кабельні лінії безпосередньо з комірок КРП виводять назовні.

КРП є набором окремих шаф з комутаційними апаратами і обладнанням, приладами і апаратами вимірювання, автоматики і захисту, а також керування, сигналізації та іншими допоміжними пристроями, сполученими між собою відповідно до електричної схеми; з дуговим захистом, призначеним для захисту відсіків шаф КРП від руйнування відкритою електричною дугою; із запасними частинами, інструментом і приладдям.

Шафа КРП є жорсткою металевою конструкцією, в яку вбудовані апарати і прилади спільно з несучими елементами та електричними з'єднаннями. Шафи КРП, виконані з висувним розміщенням апаратів (вимикачів, трансформаторів напруги, роз'ємних контактів головного кола), є шафами висувного типу. Шафа КРП з висувним елементом складається з корпусу шафи з релейною шафою (стаціонарна частина) і висувного елемента. Корпус шафи є металевою збірно-зварною конструкцією, що включає: апаратуру, шторки, заземлюючі і блокувальні пристрої, струмоведучі частини, нерухомі електричні контакти головного кола. Релейна шафа є металоконструкцією для розміщення приладів

вимірювання, апаратури автоматики, захисту, керування, сигналізації та інших пристроїв допоміжних кіл. Релейна шафа розташована у верхній частині шафи КРП.

4.6 Розрахунок релейного захисту трансформатора із застосуванням МПУ РЗА виробництва НПП «ЭКРА» (м. Чебоксари)

У обмотках трансформаторів можуть виникати короткі замикання між фазами, однієї або двох фаз на землю, між витками однієї фази і замикання між обмотками різної напруги. На введеннях трансформаторів і автотрансформаторів, ошиновці і в кабелях можуть також виникати короткі замикання між фазами і на землю. У експлуатації можуть відбуватися порушення нормальних режимів роботи трансформаторів, до яких відносяться: проходження через трансформатор або автотрансформатор надструмів при ушкодженні інших пов'язаних з ними елементів, перевантаження, виділення з масла горючих газів, пониження (підвищення) рівня масла, підвищення його температури. Залежно від небезпеки порушення нормального режиму для трансформатора захист, який фіксує порушення, діє на сигнал, розвантаження або відключення трансформатора.

Згідно [7], необхідно встановити наступні захисту для трансформатора:

- захист від внутрішніх пошкоджень. Для трансформаторів потужністю менше 4 МВ·А – максимальний захист і струмова відсічка, для трансформаторів більшої потужності – диференціальний захист;
- захист від пошкодження всередині бака трансформатора або РПН – газовий захист трансформатора і пристрою РПН з дією на сигнал і відключення;
- захист від зовнішніх коротких замикань – максимальний захист з блокуванням по напрузі або без неї. Він також використовується як резервний захист трансформаторів від внутрішніх пошкоджень;

- захист від однофазних коротких замикань на сторонах трансформатора з глухозаземленою нейтраллю;

- захист від перевантаження з дією на сигнал. У ряді випадків, на підстанціях без обслуговуючого персоналу, захист від перевантаження виконується з дією на розвантаження або відключення.

Окрім безпосереднього захисту потрібні додаткові струмові органи, наприклад для автоматики охолодження, блокування РПН.

Для захисту трансформатора використовуватимемо шафу ШЭ 2607 041015-27E2УХЛ4 – шафа захисту трансформатора і автоматики керування вимикачем. Шафа цього типу складається з двох комплектів. Перший комплект реалізує функції основних і резервних захистів трансформатора. Релейна частина першого комплекту виконана на базі мікропроцесорного терміналу типу БЭ2704 V041 і електромеханічних реле. Другий комплект призначений для додаткових резервних захистів трансформатора і для керування ввідним вимикачем ВН.

4.6.1 Конфігурація терміналу БЭ2704 V041

Перед виставлянням уставок захисту необхідно виконати конфігурацію терміналу БЭ2704 V041. Згідно [9], задаються наступні параметри:

- група з'єднання трансформатора, що захищається;
- базисні струми сторін ВН, СН, НН.

Включення головних трансформаторів струму на всіх сторонах має бути за схемою «зірка».

Вхідні трансформатори струму терміналу мають число витків первинної обмотки $w_1 = 16$ з виводами від 1 і 4 витків для грубого вирівнювання струмів. На першому виводі при $w_1 = 1$ виток забезпечується діапазон струмів (4,001 - 16,000) А, на другому виводі при $w_1 = 4$ витки забезпечується діапазон струмів (1,001 - 4,000) А, на $w_1 = 16$ забезпечується діапазон струмів (0,251 - 1,000) А. таким чином для ДЗТ в терміналі забезпечується вирівнювання струмів в

діапазоні від 0,25 до 16 А. Перемикання виводів вхідних трансформаторів струму здійснюється на затисках X1, X2 терміналу.

Номінальні струми по сторонах знаходяться за допомогою виразу:

$$I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.стор}}}, \quad (4.34)$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВ·А;

$U_{\text{ном.стор}}$ – номінальна напруга сторони в середньому положенні РПН, кВ.

Далі необхідно виконати розрахунок базисних струмів по сторонах за допомогою виразу:

$$I_{\text{баз.стор}} = \frac{I_{\text{ном.стор}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{мс}}}, \quad (4.35)$$

де $k_{\text{сх}}$ – коефіцієнт схеми трансформаторів струму;

$n_{\text{мс}}$ – коефіцієнт трансформації головного трансформатора струму відповідної сторони.

По базисних струмах головних трансформаторів струму виконується вибір числа витків первинних обмоток вхідних трансформаторів струму по сторонах для грубого вирівнювання струмів відповідно до табл. 11 [9].

Визначимо необхідні для подальшого розрахунку величини, згідно (4.34) і (4.35). Результати відобразимо в табл. 4.18.

Таблиця 4.18 – Значення номінальних і базисних струмів в плечах захисту

Величина	Числове значення для сторони		
	110 кВ	35 кВ	10 кВ
$I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.стор}}}$	200,817 А	599,844 А	2099,456 А
Коефіцієнт трансформації	600/5	1000/5	3000/5
Схема з'єднання	Y	Y	Y
$I_{\text{баз.стор}} = \frac{I_{\text{ном.стор}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{мс}}}$	1,673 А	2,999 А	3,499 А

4.6.2 Розрахунок ДЗТ

ДЗТ застосовується в якості основного швидкодіючого захисту трансформаторів і автотрансформаторів. Зважаючи на його порівняну складність ДЗТ, згідно [7], встановлюється в наступних випадках:

- на поодиноких трансформаторах потужністю 6300 кВ·А і вище;
- на паралельно працюючих трансформаторах 4000 кВ·А і вище;
- на трансформаторах 1000 кВ·А і вище, якщо струмова відсічка не забезпечує необхідної чутливості при кз на виводах вищої напруги ($k_v < 2$), а максимальний струмовий захист має витримку часу більше 0,5 с.

Визначення відносного початкового струму спрацьовування ДЗТ при відсутності гальмування

Згідно з табл. 11 [9], по базисних струмах головних трансформаторів струму проводимо вибір числа витків первинних обмоток вхідних трансформаторів струму по сторонах для грубого вирівнювання струмів : $w_1 = 4$ витки. Представимо це в табл. 4.19.

Таблиця 4.19 – Вибір витків вхідних трансформаторів струму терміналу БЭ2704 V41

Базисний струм	Фаза	Затискачі X1, X2 терміналів БЭ2704 V041		
		Сторона ВН	Сторона СН	Сторона НН
1,001 - 4,000	А	X2:5 - X2 :2	X2:10 - X2 :7	X1:5 - X1 :2
	В	X2:15 - X2 :12	X2:20 - X2 :17	X1:15 - X1 :12
	С	X2:25 - X2 :22	X2:30 - X2 :27	X1:25 - X1 :22

Як основне плече захисту приймається сторона вищої номінальної напруги трансформатора – сторона 110 кВ. Усі відносні величини в розрахунках цього розділу приведені по відношенню до номінального струму на стороні основного плеча захисту.

Відносний початковий струм спрацьовування ДЗТ (чутливого органу) за відсутності гальмування визначається:

$$I_{\partial 0^* \text{роз.}} = k_{\text{нас.}} \cdot \left(k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{сн}} \cdot k_{\text{струм.сн}} + \Delta U_{\text{нн}} \cdot k_{\text{струм.нн}} + I_{\text{нб.вим.*}} \right) \quad (4.36)$$

де $k_{нас.} = 1,5$ – коефіцієнт настройки, що враховує похибки реле, помилки розрахунку і необхідний запас;

$k_{одн.}$ – коефіцієнт однотипності високовольтних трансформаторів струму, $k_{одн.} = 2,0$ – для трансформаторів струму з номінальним струмом 5 А;

$\varepsilon = 0,05$ – відносне значення повної похибки трансформаторів струму в режимі, що відповідає «початку гальмування»;

$\Delta U_{сн(нн)}$ – відносне значення половини сумарного діапазону регулювання напруги на стороні СН (НН). В даному випадку $\Delta U_{сн} = 0,05$, оскільки на стороні СН напруга регулюється за допомогою перемикачів без збудження (ПБВ) з межею перемикачів $\pm(2 \times 2,5\%)$, а $\Delta U_{нн} = 0$, оскільки на стороні НН регулювання відсутнє;

$k_{струм.сн(нн)}$ – коефіцієнт струморозподілення для сторони СН (НН) в розрахунковому режимі навантаження. Стосовно цього проекту вважаємо, що струм розподіляється по сторонах рівномірно і $k_{струм.сн} = k_{струм.нн} = 0,5$, оскільки живлення здійснюється тільки з боку ВН.

$I_{нб.вим*} = 0,03$ – відносне значення струму небалансу, викликаного неточністю вирівнювання.

Типове значення уставки $0,3 \cdot I_{ном.стор}$.

У виразі (4.36), $k_{одн} \cdot \varepsilon$ – складова, обумовлена похибкою трансформаторів струму, а $\Delta U_{сн(нн)} \cdot k_{струм.сн(нн)}$ – складова, обумовлена регулюванням напруги трансформатора, що захищається.

Згідно (4.36), отримуємо:

$$I_{\partial 0^*роз.} = 1,5 \cdot (2,0 \cdot 0,05 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 0,199.$$

Отримане значення, $I_{\partial 0^*роз.} = 0,199$, менше типового значення уставки рівної 0,3, тому, згідно [10], за розрахункове значення мінімального струму спрацьовування захисту приймаємо типове значення уставки :

$$I_{\partial 0} = 0,3 \cdot I_{ном.стор.110} = 0,3 \cdot 200,817 = 60,245 \text{ А.}$$

Визначення коефіцієнта гальмування

Коефіцієнт гальмування k_2 рівний тангенсу кута нахилу гальмівної характеристики реле, вибирається по умові забезпечення надійного захисту від струму небалансу перехідного режиму зовнішнього короткого замикання.

Настроєння від перехідного (а не усталеного) режиму визначається тим, що форма струму небалансу перехідного режиму за певних умов може виявитися такою, що часо-імпульсний принцип і гальмування від другої гармоніки будуть недостатніми для забезпечення надійного настроєння захисту.

Коефіцієнт гальмування визначається:

$$k_{2.роз.} = 1,2 \cdot (k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{струм.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{струм.нн} + I_{нб.вим.*}), \quad (4.37)$$

де $k_{пер} = 1,5 \dots 2,0$ – коефіцієнт, що враховує перехідний режим. При цьому менші значення коефіцієнта $k_{пер}$ приймаються при однаковій схемі з'єднання трансформаторів струму захисту на різних сторонах;

$\varepsilon = 0,10$ – відносне значення повної похибки трансформаторів струму в режимі короткого замикання.

Типове значення уставки $k_2 = 0,5$.

Визначимо k_2 згідно з формулою (4.37) :

$$k_{2.роз.} = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 0,246.$$

За розрахункове значення уставки приймаємо типового значення $k_2 = 0,5$.

Визначення струму початку гальмування

Згідно з пунктом 5.1.5 [10], гальмування, як правило, слід здійснювати від струмів на усіх (живлячих і приймальних) сторонах трансформатора. Проте, якщо на підстанції немає синхронних двигунів, в захисті триобвиткового трансформатора за наявності живлення тільки з боку вищої напруги і відсутності паралельної роботи на стороні середньої напруги доцільно гальмування здійснювати тільки від струмів на приймальних сторонах. У нашому випадку живлення здійснюється тільки з високої сторони. Таким чином, відносний струм початку гальмування ДЗТ струму приймається рівним:

$I_{2.0*} = 1,0$, оскільки гальмування здійснюється від струмів усіх груп трансформаторів струму.

Визначення струму гальмування блокування ДЗТ

Струм гальмування блокування ДЗТ, згідно з пунктом 4.2.4 [9], визначається величиною наскрізного струму, вище за яке захист використовує диференціально-фазний принцип дії, тобто величину максимального наскрізного струму навантаження при внутрішньому короткому замиканні.

Типове значення уставки $I_{2.бл.*} = 1,5$.

Визначення струму спрацьовування диференціальної відсічки

Струм спрацьовування диференціальної відсічки визначається наступними умовами:

- настроєнням від кидка струму намагнічення :

$$I_{нас.*} \geq 6,5; \quad (4.38)$$

- настроєнням від максимального струму небалансу зовнішнього короткого замикання :

$$I_{нас.} = 1,5 \cdot I_{кз.відн.} \cdot \left(k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{струм.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{струм.нн} + I_{нб.вим.*} \right) \quad (4.39)$$

де $I_{кз.відн.}$ – максимальне значення струму зовнішнього металевих короткого замикання, приведене до базисного струму сторони зовнішнього короткого замикання.

Визначимо :

$$I_{кз.відн.35} = I_{n0max35} \cdot \frac{U_{сп35}}{U_{сп110}} = 4612 \cdot \frac{37}{115} = 1483,861 \text{ А}; \quad (4.40)$$

$$I_{кз.відн.10} = I_{n0max10} \cdot \frac{U_{сп10}}{U_{сп110}} = 10841 \cdot \frac{10,5}{115} = 989,830 \text{ А},$$

де $I_{n0max10}$ і $I_{n0max35}$ – визначаються з табл. 2.4.

Таким чином, максимальне значення струму зовнішнього металевих короткого замикання, приведеного до базисного струму сторони зовнішнього короткого замикання рівне :

$$I_{кз.відн.} = 1483,861 \text{ А}.$$

Згідно з виразами (4.38) і (4.39) визначуваний струм спрацювання диференціальної відсічки:

$$I_{\text{відс.}} = 6,5 \cdot I_{\text{ном.стор.}} = 6,5 \cdot 200,817 = 1305,311 \text{ А};$$

$$I_{\text{відс.}} = 1,5 \cdot 1483,861 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 456,287 \text{ А}.$$

На підставі розрахунків уставку струму спрацювання диференціального відсічення приймаємо рівною: $6,5 \cdot I_{\text{ном.стор.}}$.

Визначення коефіцієнта чутливості захисту

Коефіцієнт чутливості захисту визначається:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.відн.мін}}^{(2)}}{I_{\text{д0}}}; \quad (4.41)$$

$$I_{\text{кз.відн.мін}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.відн.мін}}^{(3)}, \quad (4.42)$$

де $I_{\text{кз.відн.мін}}^{(2)}$, $I_{\text{кз.відн.мін}}^{(3)}$ – мінімальні двофазний і трифазний струми короткого замикання, приведені до вищої напруги.

На рис. 4.1 приведена характеристика спрацювання ДЗТ, побудована по розрахованих вище значеннях.

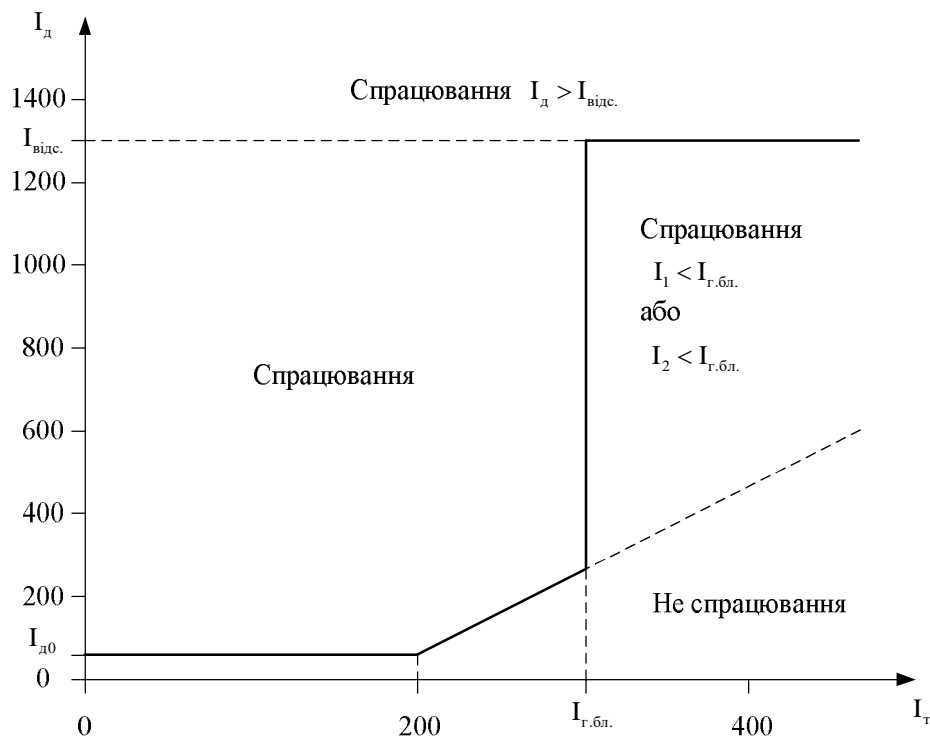


Рисунок 4.1 – Характеристика спрацювання диференціального захисту

Для визначення коефіцієнта чутливості розглянемо наймінімальніший режим, згідно з табл.2.4. Згідно (4.40), (4.42) і (4.41) отримаємо:

$$I_{кз.відн.min}^{(3)} = I_{n0min10} \cdot \frac{U_{cp10}}{U_{cp110}} = 10724 \cdot \frac{10,5}{115} = 979,148 \text{ А};$$

$$I_{кз.відн.min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 979,148 = 847,967 \text{ А},$$

$$k_q = \frac{847,967}{60,245} = 14,075.$$

Таким чином, отримуємо, що навіть в наймінімальнішому режимі захист має чутливість що у декілька разів перевищує нормативне мінімальне значення, яке, згідно з пунктом 4.2.21 [7], дорівнює 2.

4.6.3 Розрахунок МСЗ з блокуванням по напрузі

Максимальний струмовий захист призначений для відключення трансформаторів при короткому замиканні на шинах або на приєднаннях, що відходять від них, якщо захист або вимикачі цих елементів відмовили в роботі. Одночасно релейний захист від зовнішніх коротких замикань використовується і для захисту від пошкодження в трансформаторі. Проте за умовами селективності МСЗ повинен мати витримку часу і, отже, не може бути швидкодіючим. З цієї причини в якості основного захисту від пошкоджень в трансформаторах він використовується лише на малопотужних трансформаторах. На трансформаторах, що мають спеціальний захист від внутрішніх пошкоджень, захист від зовнішніх коротких замикань служить резервом до цього захисту на випадок його відмови. На триобвиткових трансформаторах МСЗ встановлюється з усіх трьох сторін.

Визначення первинного струму спрацьовування захисту

Первинний струм спрацьовування захисту, згідно з пунктом 10.2 [10], визначається по умові настроєння від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений даний захист, за виразом:

$$I_{c.з} = \frac{k_{нас.}}{k_n} \cdot k_з \cdot I_{ном.стор}, \quad (4.43)$$

де $k_{нас}$ – коефіцієнт настроєння, що враховує помилку реле і необхідний запас, приймаємо рівним 1,2;

k_n – коефіцієнт повернення реле, приймаємо рівним 0,95;

$k_з$ – коефіцієнт запуску, приймаємо рівним 1,4.

При встановленні захисту на стороні, де передбачено регулювання напруги, у виразі (4.43) слід враховувати можливість збільшення номінального струму, який не повинен перевищувати номінальний струм для середнього відгалуження більш ніж на 5 %. В тих випадках, коли максимальний робочий струм $I_{роб.мах}$ сторони трансформатора, на якій встановлений захист, менше $I_{ном.стор}$, замість останнього в (4.43) слід використати $I_{роб.мах}$.

Визначення первинної напруги спрацьовування

Первинна напруга спрацьовування захисту визначається за умовами:

- для мінімального реле напруги, виходячи з:
 - а) забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього короткого замикання за виразом:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{\min}}{k_{нас} \cdot k_n}, \quad (4.44)$$

де $U_{\min} = (0,9 - 0,85) \cdot U_{ном.стор}$ – міжфазна напруга в місці встановлення захисту в умовах самозапуску після відключення зовнішнього КЗ;

$k_{нас} = 1,2$ – коефіцієнт настроєння;

$k_n = 1,1$ – коефіцієнт повернення реле.

- б) настроєння від напруги самозапуску при включенні АПВ або АВР загальмованих двигунів навантаження:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{зан}}{k_{нас}}, \quad (4.45)$$

де $U_{зап} = 0,7 \cdot U_{ном.стор}$ – міжфазна напруга в місці встановлення захисту в умовах самозапуска загальмованих двигунів навантаження при включенні їх від АПВ або АВР;

- для фільтру-реле напруги зворотної послідовності комбінованого пуску напруги:

$$U_{2.c.з} = 0,06 \cdot U_{ном.стор}. \quad (4.46)$$

Визначення вторинного струму і напруги спрацьовування реле

Вторинний струм і напруга визначаються:

$$I_{c.p} = I_{c.з} \cdot \frac{k_{cx}}{n_{mc}}; \quad (4.47)$$

$$U_{c.p} = \frac{U_{c.з}}{k_v}; \quad (4.48)$$

$$U_{2.c.p} = \frac{U_{2.c.з}}{k_v}, \quad (4.49)$$

де k_v – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Визначення чутливості захисту

Чутливість захисту визначається по виразах:

- для реле струму :

$$k_q = \frac{I_{кз.min}^{(2)}}{I_{c.з}}, \quad (4.50)$$

де $I_{кз.min}^{(2)}$ – первинне значення струму в місці встановлення захисту в мінімальному режимі роботи при двофазному короткому замиканні в розрахунковій точці;

- для мінімального реле напруги :

$$k_{q,U} = \frac{U_{c.з} \cdot k_n}{U_{з.max}}, \quad (4.51)$$

де $U_{з.max}$ – первинне значення міжфазної напруги в місці встановлення захисту при металевому короткому замиканні в розрахунковій точці в режимі, що обумовлює найбільше значення цієї напруги;

- для фільтр-реле напруги зворотної послідовності :

$$k_{\varphi, U_2} = \frac{U_{2.з.мин}}{U_{2.с.з}}, \quad (4.52)$$

де $U_{2.з.мин}$ – первинне значення міжфазної напруги зворотної послідовності в місці встановлення захисту при металевому короткому замиканні між двома фазами в розрахунковій точці в мінімальному режимі.

Згідно з пунктом 4.2.21 [7], як для реле струму, так і для реле напруги необхідно забезпечити найменший коефіцієнт чутливості :

- $k_{\varphi} \geq 1,5$ – при короткому замиканні на шинах, захист виконує функції основного захисту;
- $k_{\varphi} \geq 1,2$ – при короткому замиканні у кінці зони резервування.

Результати розрахунку МСЗ з блокуванням по напрузі

Розрахунок виконується згідно з пунктами 4.4.1 - 4.4.4 і виразам (4.43) - (4.52). Результати розрахунку приведені в табл. 4.20.

Таблиця 4.20 – Розрахунок МСЗ з блокуванням по напрузі

Найменування величини	Позначення і пояснення	Числове значення		
		Ввід 110 кВ	Ввід 35 кВ	Ввід 10 кВ
1	2	3	4	5
Струмові пускові органи				
Номинальний струм	$I_{ном.стор}$	200,817	599,844	2099,456
Коефіцієнт настроєння	$k_{нас}$	1,2	1,2	1,2
Коефіцієнт повернення	k_n	0,95	0,95	0,95
Коефіцієнт запуску	$k_з$	1,4	1,4	1,4
Наявність регулювання напруги	Веде до збільшення на 5 %	РПН	ПБВ	-
Максимальний робочий струм, А	$I_{роб.мах} < I_{ном.стор}$,	281,144	299,922	1979,487
Первинний струм спрацьовування, А	$I_{с.з} = \frac{k_{нас}}{k_n} \cdot k_з \cdot I_{ном.стор}$	372,885	556,907	3500,566
Мінімальний струм короткого замикання, приведений до даної сторони, А	$I_{кз.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин}^{(3)}$ (35 кВ/10 кВ)	1264,163/ 847,967	3929,157	9287,256

продовження таблиці 4.20

1	2	3	4	5
Розрахунковий коефіцієнт чутливості	$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}}$ (35 кВ/10 кВ)	3,390/ 2,274	7,055	2,653
Нормативний коефіцієнт чутливості	$k_{\text{ч}}$ (основний/резервною)	1,5/1,2	1,5/1,2	1,5/1,2
Коефіцієнт трансформації ТС	$n_{\text{тс}}$	600/5	1000/5	3000/5
Вторинний струм спрацьовування реле, А	$I_{\text{с.р}} = I_{\text{с.з}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{тс}}}$	3,107	2,784	5,834
Пускові органи по напрузі				
Номінальна напруга сторони, кВ	$U_{\text{ном.стор}}$	115	38,5	11
Коефіцієнт настроєння	$k_{\text{нас}}$	-	1,2	1,2
Коефіцієнт повернення	$k_{\text{н}}$	-	1,1	1,1
Первинна напруга спрацьовування для мінімального реле напруги, кВ	$U_{\text{с.з}} \leq \frac{U_{\text{мін}}}{k_{\text{нас}} \cdot k_{\text{н}}}$	-	24,792	7,083
	$U_{\text{с.з}} \leq \frac{U_{\text{зан}}}{k_{\text{нас}}}$	-	22,428	6,417
Первинна напруга спрацьовування для фільтра-реле напруги зворотної послідовності, В	$U_{2.\text{с.з}} = 0,06 \cdot U_{\text{ном.стор}}$	-	2310	660
Коефіцієнт трансформації трансформаторів напруги	$k_{\text{в}}$	-	35000/ 100	10000/ 100
Вторинна напруга спрацьовування для мінімального реле напруги, В	$U_{\text{с.р}} = \frac{U_{\text{с.з}}}{k_{\text{в}}}$	-	64,166	64,17
Вторинна напруга спрацьовування для фільтра-реле напруги зворотної послідовності, В	$U_{2.\text{с.р}} = \frac{U_{2.\text{с.з}}}{k_{\text{в}}}$	-	6,6	6,6

Вибір витримок часу

По умові селективності час спрацьовування (уставка за часом) захисту наступного елемента вибирається в секундах, за виразом:

$$t_{c.з.нас.} = t_{c.з.попер.} + \Delta t, \quad (4.53)$$

де $t_{c.з.попер.}$ – час спрацьовування МСЗ попереднього елемента, тобто віддаленішого від джерела живлення, с;

Δt – ступінь селективності, с.

Згідно (4.53), витримки часу захистів мають наступні значення:

$$t_{c.з.МСЗ-10} = 2,5 \text{ с};$$

$$t_{c.з.МСЗ-35} = 3,0 \text{ с};$$

$$t_{c.з.МСЗ-110} = 3,5 \text{ с}.$$

4.6.4 Вибір уставок ПРВВ

Відповідно до індивідуального принципу побудови, ПРВВ шафи має витримку часу, необхідну для фіксації відмови вимикача. Це дозволяє відмовитися від запасу по витримці часу, який передбачається в централізованих ПРВВ із загальною витримкою часу. Витримка часу ПРВВ може бути прийнята рівною (0,2 - 0,3) с, що покращує умови збереження стійкості енергосистеми і зменшує витримки часу резервних захистів.

Реле струму ПРВВ призначене для повернення схеми ПРВВ за відсутності відмови вимикача і для визначення вимикача, що відмовив, або короткого замикання в зоні між вимикачем і трансформатором струму з метою вибору напряму дії пристрою. Струм спрацьовування реле струму ПРВВ повинен вибиратися по можливості мінімальним. Рекомендоване значення струму спрацьовування від 0,05 до 0,1 номінального струму приєднання.

4.6.5 Розрахунок захисту від перевантаження

Трансформатори допускають перевантаження впродовж значного часу. Тому за наявності оперативного персоналу захист від перевантаження

трансформатора діє на сигнал. При його відсутності на об'єкті контроль за перевантаженням трансформатора може здійснюватися засобами телемеханіки. Захист від перевантаження на об'єктах без постійного чергового персоналу може діяти на розвантаження або відключення. Захист від перевантаження, згідно з пунктом 4.2.69 [7], встановлюється на трансформаторах потужністю 0,4 МВ·А і більше.

Для того, щоб охопити усі можливі режими і параметри трансформатора, доцільно встановити сигналізацію перевантаження на усіх трьох вводах трансформатора.

Струм спрацьовування захисту від перевантаження з дією на сигнал визначається згідно з виразом (4.43), в якому $k_{нас} = 1,05$, – коефіцієнт настроєння, а $k_n = 0,95$ – коефіцієнт повернення, коефіцієнт запуску не враховується.

Таблиця 4.21 – Розрахунок захисту від перевантаження

Найменування величини	Позначення і пояснення	Числове значення		
		Ввід 110 кВ	Ввід 35 кВ	Ввід 10 кВ
Номінальний струм сторони, А	$I_{ном.стор}$	200,817	599,844	2099,456
Коефіцієнт настроєння	$k_{нас}$	1,05	1,05	1,05
Коефіцієнт повернення	k_n	0,95	0,95	0,95
Первинний струм спрацьовування захисту від перевантаження, А	$I_{с.з} = \frac{k_{нас}}{k_n} \cdot I_{ном.стор}$	221,956	662,985	2320,451
Вторинний струм спрацьовування реле, А	$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{ex}}{n_{mc}}$	1,850	3,315	3,867

Час спрацьовування захисту від перевантаження щоб уникнути неправдивих сигналів повинен перевищувати час роботи захисту і відновлення нормального режиму дією автоматики, зниження пускового струму навантаження до номінального. Приймаємо витримку часу 9 с.

4.6.6 Розрахунок блокування РПН

Блокування передачі керуючого імпульсу на виконавчий механізм пристрою РПН здійснюється при:

- перевантаженні по струму;
- зниженні напруги на сторонах СН і НН нижче $0,85 \cdot U_{ном.стор}$;
- несправності регулятора і (чи) приводів РПН;
- подання зовнішнього сигналу блокуванню.

Струм спрацьовування блокування РПН визначається:

$$I_{с.з} = k_{нас} \cdot I_{ном.стор}, \quad (4.54)$$

де $k_{нас} = 1,0$ – коефіцієнт настроєння.

Згідно (4.54), отримуємо:

$$I_{с.з} = 1 \cdot 200,817 = 200,817 \text{ А.}$$

Вторинний струм спрацьовування реле визначається по (4.47) :

$$I_{с.р} = 200,817 \cdot \frac{1}{600/5} = 1,673 \text{ А.}$$

Захист діє на час перевантаження по струму.

4.6.7 Розрахунок захисту від перегрівання

При роботі трансформатора відбувається нагрів обмоток і магнітопровода за рахунок втрат енергії в них. Граничний нагрів частин трансформатора обмежується ізоляцією, термін служби якої залежить від температури нагріву.

Трансформатор марки ТДТН-40000/110 оснащений масляним охолодженням з дуттям і природною циркуляцією масла.

Струм спрацьовування автоматики охолодження визначається за виразом (4.43), при $k_{нас} = 0,5$ – коефіцієнт настроєння, а $k_n = 0,95$ – коефіцієнт повернення, коефіцієнт запуску не враховується. Розрахунковий вторинний струм спрацьовування реле визначається по (4.47). Результати розрахунку приведені в табл. 4.22.

Таблиця 4.22 – Розрахунок захисту від перегрівання

Найменування величини	Позначення і пояснення	Числове значення		
		Ввід 110 кВ	Ввід 35 кВ	Ввід 10 кВ
Номинальний струм сторони, А	$I_{ном.стор}$	200,817	599,844	2099,456
Коефіцієнт настроєння	$k_{нас}$	0,5	0,5	0,5
Коефіцієнт повернення	k_n	0,95	0,95	0,95
Первинний струм спрацьовування захисту від перегрівання, А	$I_{с.з} = \frac{k_{нас}}{k_n} \cdot I_{ном.стор}$	105,693	315,707	1104,977
Вторинний струм спрацьовування реле, А	$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{мс}}$	0,881	1,578	1,842

Витримка часу складає 9 с.

4.6.8 Газовий захист

Дія газового захисту заснована на тому, що всякі, навіть незначні, ушкодження, а також підвищені нагриви всередині бака трансформатора (автотрансформатора) викликають розкладання масла і органічної ізоляції, що супроводжується виділенням газу. Інтенсивність газоутворення і хімічний склад газу залежать від характеру і розмірів пошкодження. Тому захист виконується так, щоб при повільному газоутворенні подавався попереджувальний сигнал, а при бурхливому газоутворенні, що має місце при коротких замиканнях, відбувалося відключення пошкодженого трансформатора (автотрансформатора). Крім того, газовий захист діє на сигнал і на відключення або тільки на сигнал при небезпечному пониженні рівня масла у баку трансформатора. Газове реле, наприклад типу ВФ-80, встановлюється в розріз труби, що сполучає бак трансформатора з розширювачем.

Газовий захист є універсальним і найбільш чутливим захистом трансформаторів (автотрансформаторів) від внутрішніх пошкоджень. Він реагує на такі небезпечні пошкодження, як замикання між витками обмоток, на які не реагують інші види захистів через недостатнє значення струму при цьому виді пошкодження.

Новий трансформатор повинен включатися з введеним на відключення сигнальним поплавком газового захисту, який може спрацювати і при пошкодженні трансформатора, що починається, до кз в ньому.

При включенні нового трансформатора у міру його нагріву відбувається виділення повітря, розчиненого в маслі. Він заповнює газове реле і його необхідно час від часу випускати. Виводити дію відключаючого елементу на відключення до припинення виділення повітря не дозволяється. Для забезпечення вільного виходу газів при слабкому газоутворенні, трансформатор встановлюється так, щоб кришка трансформатора і трубопровід мали підйом у бік газового реле. Відключаючий елемент газового захисту має уставку спрацьовування за швидкістю масла.

Величина уставки визначається по заводській інструкції (0,5-1,5 м/с) і може коригуватися залежно від стану трансформатора. Річ у тому, що кидок масла відбувається не лише при пошкодженні всередині трансформатора, але і при зовнішніх коротких замиканнях.

4.6.9 Газовий захист перемикача РПН

Контактори перемикача РПН знаходяться в окремому від бака трансформатора відсіку. Оскільки при перемиканні контакторів дуга горить в маслі, та масло поступово розкладається з виділенням газу і інших компонентів. Це масло не змішується з іншим маслом у баку і не погіршує його якість. Бак РПН також з'єднується з розширювачем (окремий відсік) і в сполучній трубі встановлюється спеціальне реле, наприклад URF-25. Це реле називається струминним і працює тільки при кидку масла. У реле один відключаючий елемент – заслонка замість поплавка. Газ, що виділяється при перемиканні контакторів, вільно виходить в розширювач і не викликає спрацьовування реле. Спрацьовування реле викликає кидок масла, що відбувається при перекритті всередині відсіку РПН. Після спрацьовування струминне реле залишається в спрацьованому положенні і повинно повертатися в початкове положення натисненням кнопки на реле.

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення оптимальної ємності конденсаторних батарей

Розглянемо задачу компенсації реактивної потужності виключно на районній трансформаторній підстанції напругою 110/35/10 кВ шляхом підключення до шин 10 кВ. Для розрахунку потужності цієї КУ вираз приведених затрат:

$$Z = \frac{Q_{PTП} - Q_{КС}}{2 \cdot 10^3} \cdot R_C \cdot c \cdot \tau c + (ac + bc \cdot Q_{КС}) \cdot E \cdot km + \delta w_c \cdot c \cdot Q_{КС}.$$

Похідна функції затрат по змінній $Q_{КС}$ дає рівняння:

$$-\frac{1}{500} \cdot \frac{Q_{10} - Q_{К10}}{U^2} \cdot R_C \cdot c \cdot \tau c + (bc) \cdot E \cdot km + \delta w_c \cdot c = 0.$$

Розв'язок рівняння є величина потужності КУ для встановлення на шинах 10 кВ ТП:

$$Q_{К10} = -500 \cdot \left[\frac{-1}{500 \cdot U^2} \cdot R_C \cdot c \cdot \tau c \cdot Q_B + bc \cdot E \cdot km + \delta w_c \cdot c \right] \cdot \frac{U^2}{R_C \cdot (c \cdot \tau c)}.$$

Параметри розподільної мережі напругою 10 кВ.

Базова (еквівалентна) напруга мережі: $U_{\delta} = 10,5$ кВ.

Опір системи: $r_e = 3,2$ Ом

Опір повітряної лінії електропередачі 110 кВ, приведений до напруги 10 кВ:

$$R_{Л} = r_{95} \cdot L_{110} \cdot \left(\frac{U}{U_{110}} \right)^2;$$

$$R_{Л} = 0,099 \text{ Ом.}$$

Номінальні потужність та втрати потужності в обмотках трансформатора

$$S_n = 4000 \text{ кВА;}$$

$$P_K = 58 \text{ кВт.}$$

Номінальні опори ділянок мережі 10 кВ, приведені до базової напруги U :

$$R_T = \frac{P_K \cdot U^2 \cdot 10^3}{S_n^2}.$$

Номінальна норма дисконту ϵ , коефіцієнти відрахувань на амортизацію E_a

та поточний ремонт E_{np} , в.о.:

$$e = 0,15;$$

$$E_a = 0,075;$$

$$E_{np} = 0,008.$$

Час максимальних втрат активної потужності в мережах системи $E_a = 4490$ год.

Вартість 1 кВт г електроенергії в мережі: $c = 0,25$ грн/кВт год.

Тривалість роботи конденсаторної батареї за рік $t_k := 8700$ год.

Питома частка втрат активної потужності в конденсаторних батареях:

$$\Delta P_c = 0,002 \text{ в.о.}$$

Питомі втрати електроенергії в самих конденсаторних батареях δw_c :

$$\delta w_c = \Delta P_c \cdot t_k;$$

$$\delta w_c = 17,4 \text{ кВт/кВАр}$$

Максимальні навантаження на шинах 10 кВ ПС:

$$P_{10} = 74030 \text{ кВт};$$

$$Q_{10} = 6150 \text{ кВАр};$$

$$S_{10} = \sqrt{(P_{10})^2 + (Q_{10})^2};$$

$$S_{10} = 1,746 \cdot 10^4 \text{ кВА.}$$

З урахуванням втрат потужності навантаження на шинах 10 кВ РТП буде:

$$S_{10} = S_{10} \cdot 1,12;$$

$$S_{10} = 1,955 \cdot 10^4 \text{ кВА};$$

$$\cos \varphi = \frac{P_{10}}{S_{10}};$$

$$\cos \varphi = 0,796.$$

Коефіцієнт, котрий враховує вартість будівельно-монтажних робіт: $K_M =$

1,2 Потужності КУ Q_{KH} розраховуємо за формулою:

$$Q_{K10} = -500 \cdot \left[\frac{-1}{500 \cdot U^2} \cdot R_c \cdot c \cdot \tau c \cdot Q_{10} + bc \cdot E \cdot km + \delta w_c \cdot c \right] \cdot \frac{U^2}{R_c \cdot (c \cdot \tau c)};$$

$$Q_{K10} = 1,022 \cdot 10^4 \text{ кВАр.}$$

5.2 Оптимальний режим роботи КУ на шинах 10 кВ ПС

Розрахункові навантаження на шинах 10 кВ ПС 110/35/10 «Північна».

$$P_p = 3902 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi = 0,796;$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi;$$

$$Q_p = 1,057 \times 10$$

Коефіцієнти завантаження трансформаторів протягом доби: $K_{з.з.}$ – в зимовий період, $K_{з.л.}$ – в літній період.

Коефіцієнт потужності для зимового і літнього періодів до компенсації:

$$\cos \varphi_{зп} = \frac{P_{зп}}{S_{зп}};$$

$$\cos \varphi_{лп} = \frac{P_{лп}}{S_{лп}}.$$

Параметри розподільної мережі напругою 10 кВ

Базова (еквівалентна) напруга мережі, кВ: $U_0 = 10,5$ кВ.

Опір системи (згідно схеми заміщення мережі РЕМ), Ом: $r_c = 3,2$.

Опір повітряної ЛЕП напругою 35 кВ, приведений до напруги 10 кВ:

$$R_{л} = r_{95} \cdot L_{110} \left(\frac{U_{0аз}}{U_{110}} \right)^2;$$

$$R_{л} = 0,099.$$

Опір силового трансформатора підстанції, приведений до напруги 10 кВ:

$$R_T = \frac{P_K \cdot U_{0аз}^2 \cdot 10^3}{S_n^2} [\text{Ом}];$$

$$R_T = 0,064 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір розподільної мережі 10 кВ, приведені до базової напруги U :

$$R_{\text{сум}} = R_T + R_{л} + r_c [\text{Ом}];$$

$$R_{\text{сум}} = 3,363 \text{ Ом.}$$

Вартість 1 кВт·год електроенергії в мережі, грн/кВт·год: $c = 2,5$ грн.

Розрахунок втрат активної і реактивної енергії в мережі без компенсації реактивної потужності

Середньомісячне (згідно добових графіків) споживання активної (W_P) і реактивної (W_Q) енергії:

$$W_P = \frac{(\sum P_{зп} + \sum P_{лп}) \cdot 30}{2};$$

$$W_Q = \frac{(\sum Q_{зп} + \sum Q_{лп}) \cdot 30}{2};$$

$$W_P = 6,731 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$$W_Q = 5,304 \cdot 10^6 \text{ кВАр}\cdot\text{год}.$$

Розрахункові середні значення активної (кВт) і реактивної (кВАр) потужності в трансформаторі:

$$P_{сер} = \frac{W_P}{t_P};$$

$$P_{сер} = 8,563 \cdot 10^3 \text{ кВт};$$

$$Q_{сер} = \frac{W_Q}{t_P};$$

$$Q_{сер} = 7,129 \cdot 10^3 \text{ кВАр}.$$

Фактичне середнє завантаження трансформатора, кВА:

$$S_{сер} = \sqrt{P_{сер}^2 + Q_{сер}^2};$$

$$S_{сер} = 1,114 \cdot 10^4 \text{ кВА}.$$

Коефіцієнти середнього завантаження за розрахунковий період:

$$k_3 = \frac{S_{сер.}}{S_{ном.2}};$$

$$k_3 = 0,557.$$

Середньодобові втрати електроенергії в електричній мережі до компенсації ΔW , визначаємо за формулою, кВт·год:

$$\Delta W = \sum \frac{\left(\frac{Q_{зп} + Q_{лп}}{2}\right)^2}{U_{баз}^2 \cdot 10^3} \cdot R_{сум};$$

$$\Delta W = 2,234 \cdot 10^4 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Розрахунок втрат активної і реактивної енергії в мережі з компенсацією реактивної потужності

Максимальні реактивні потужності за добовими графіками навантажень, кВАр:

$$\text{Зимовий графік : } \max(Q_3) = 1,057 \cdot 10^5.$$

Мінімальні реактивні потужності за добовими графіками навантажень, кВАр:

$$\text{Зимовий графік : } \min(Q_3) = 1,057 \cdot 10^5.$$

Параметри конденсаторних установок для компенсації реактивної потужності:

$$\text{Номінальна напруга: } U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$$

Потужність ступеня регулювання – орієнтовна вартість КУ, виражена апроксимуючою залежністю від її потужності, грн:

$$KC = ab + bc \cdot Q_{КУ};$$

$$KC = 6,7 \cdot 10^5 \text{ грн.}$$

Середньодобові втрати електроенергії в цій мережі після компенсації $\Delta W_{ком}$, кВт год:

$$\Delta W = \sum \left(\frac{Q_{ком.ЗП} + Q_{ком.ЛП}}{2} \right)^2 \cdot R_{сум};$$

$$U_{баз}^2 \cdot 10^3$$

$$\Delta W_{ком} = 62,242 \text{ кВт год.}$$

Середньодобове зниження втрат електроенергії мережі складає, кВт год/доба:

$$\delta W_{доб} = \Delta W - \Delta W_{ком};$$

$$\delta W_{ком} = 4,228 \cdot 10^4 \text{ кВт год/доба.}$$

Сумарна величина заощадженої електроенергії протягом місяця складає, кВт год/міс:

$$\delta W_{ком} = 1,268 \cdot 10^6 \text{ кВт год/міс.}$$

Вартість заощадженої за місяць електроенергії складає, грн/міс:

$$C_{міс} = 3.171 \times 10^5.$$

Сумарна величина заощадженої електроенергії протягом року складає. кВт год/рік:

$$\delta W_{рік} = 15,216 \cdot 10^4 \text{ кВт год/рік.}$$

5.3 Оцінка ефективності компенсації реактивної потужності на ПС 110/35/10 кВ

Визначимо мінімум функції приведених затрат при оптимальних значеннях потужностей КУ.

$$Z_{оп} = \frac{(Q_{10} - Q_{к10})^2}{U^2 \cdot 10^2} \cdot R_c \cdot c \cdot \tau c + (ac + bc \cdot Q_{к10}) \cdot E \cdot km + \delta w_c \cdot Q_{к10};$$

$$Z_{оп} = 2,417 \cdot 10^5 \text{ грн/рік.}$$

Визначимо приведені затрати при встановленні серійних комплектних КУ.

Для встановлення на кожній секції шин 10 кВ РТП приймаємо по п'ять установок УКЛ 57-10,5-900 УЗ і по одній установці УКЛ 57-10,5-450 УЗ.

Сумарна потужність підключених до двох секцій шин 10 кВ підстанції КУ:
 $Q_{\phi 10} := 9900 \text{ кВАр}$

Загальна вартість підключених до двох секцій шин 10 кВ підстанції КУ:

$$K = ac + bc \cdot Q_{\phi 10};$$

$$K = 6,699 \cdot 10^5 \text{ грн.}$$

Тоді фактична величина приведених затрат дорівнюватиме:

$$Z_{\phi} = \frac{(Q_{10} - Q_{к10})^2}{U^2 \cdot 10^2} \cdot R_c \cdot c \cdot \tau c + (ac + bc \cdot Q_{\phi 10}) \cdot E \cdot km + \delta w_c \cdot c \cdot Q_{\phi 10};$$

$$Z_{\phi} = 2,453 \cdot 10^5 \text{ грн.}$$

Відносна різниця між фактичною та оптимальною величинами приведених затрат не перевищує 1%:

$$\Delta Z = \frac{Z_{\phi} - Z_{оп}}{Z_{оп}} \cdot 100;$$

$$\Delta Z = 1,49 \%$$

Коефіцієнт потужності до компенсації $\cos\varphi$ і після компенсації реактивної потужності $\cos\varphi$, має значення:

$$\cos\varphi = \frac{P_{10}}{S_{10}};$$

$$\cos\varphi = 0,796.$$

Розглянемо вплив потужності КУ на шинях 10 кВ РТП на приведені затрати на компенсацію реактивної потужності.

$$Z_1 = \frac{(Q_{10} - Q_{K1})^2}{U^2 \cdot 10^2} \cdot R_c \cdot c \cdot \tau c + (ac + bc \cdot Q_{K1}) \cdot E \cdot km + \delta w_c \cdot c \cdot Q_{K1}.$$

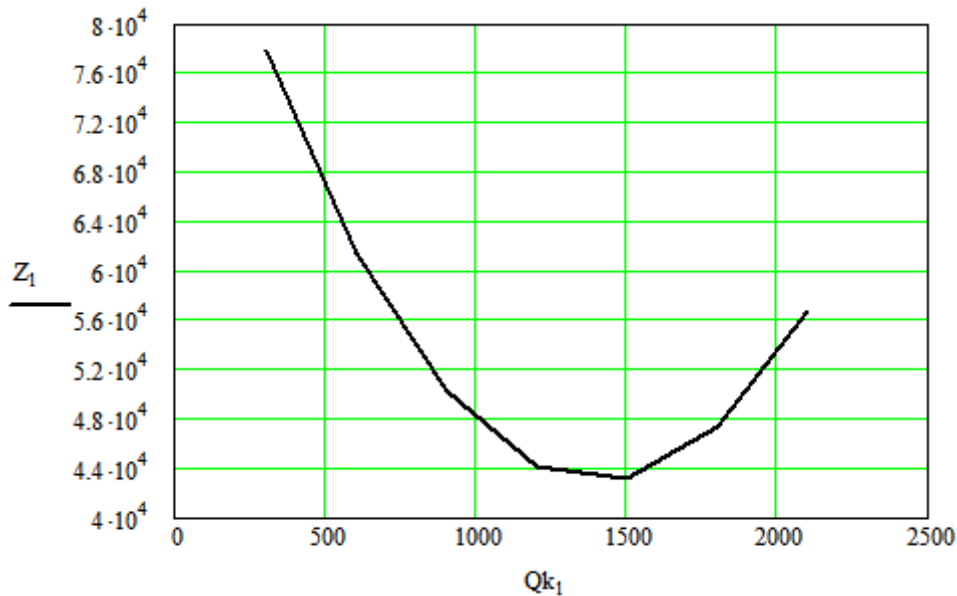


Рисунок 5.1 – Залежність приведених затрат на компенсацію реактивної потужності від потужності КУ

Для визначення показників ефективності компенсації реактивної потужності необхідно знати втрати електроенергії в цій мережі до компенсації ΔW_c , котрі визначаємо за формулою:

$$\Delta W_c = \frac{(Q_{10})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot \tau c \cdot R_c;$$

$$\Delta W_c = 1,527 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Втрати електроенергії в цій мережі після компенсації $\Delta W_{\text{кc}}$ визначаємо за формулою:

$$\Delta W_{\text{кc}} = \frac{(Q_{10} - Q_{\phi 1})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot \tau c \cdot R_c;$$

$$\Delta W_{\text{кc}} = 5,966 \cdot 10^4 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі складає:

$$\delta W_{\text{річ}} = \Delta W_C - \Delta W_{\text{кc}};$$

$$\delta W_{\text{річ}} = 1,521 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Вартість заощадженої електроенергії складає:

$$c_{\text{рnn}} = \delta W_{\text{річ}} \cdot c;$$

$$c_{\text{рnn}} = 3,803 \cdot 10^7 \text{ грн.}$$

Річний економічний ефект:

$$\delta Z_{\text{РТП}} = c_{\text{рnn}} - \left[(ac + bc \cdot Q_{\phi 10}) \cdot E \cdot km + \delta w_c \cdot c \cdot Q_{\phi 10} \right];$$

$$\delta Z_{\text{РТП}} = 3,573 \cdot 10^6 \text{ грн/рік.}$$

Ефективність компенсації реактивної потужності оцінюється за дисконтованим прибутком ЧДП, індексом прибутковості П та терміном окупності $T_{\text{ок}}$.

Представляємо потужності КУ враховуючи короткий термін їх встановлення на шинах 10 кВ РТП і незмінність протягом розрахункового періоду T , прийнятого 8 років:

$$Q_{\text{к10}} = Q_{\phi 10};$$

Капіталовкладення в КУ $K_{\text{кбт}}$ визначаються залежністю від їх сумарної потужності $Q_{\text{к.сум}}$:

$$K_{\text{кбт}} = ac + bc \cdot Q_{\text{к.сум}} \cdot$$

Оскільки потужність КУ на протязі розрахункового періоду не змінюється, то сумарна потужність КУ $Q_{\text{к.сум}}$ (кВАр) теж буде незмінною, а капіталовкладення (грн.) будуть здійснюватись в перший рік розрахункового періоду.

$$Q_{\text{к.сум}} = 9,9 \cdot 10^3 \text{ кВАр};$$

$$K_{\text{кбт}} = 6,699 \cdot 10^5 \text{ грн.}$$

Прибуток P_t від компенсації реактивної потужності в електричній мережі на кроці t визначається, як вартість різниці втрат електроенергії до і після компенсації, грн.

$$P_t = \delta W_t \cdot c.$$

Втрати електроенергії в мережі до компенсації реактивної потужності складають:

$$\Delta W = 1,527 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Втрати електроенергії в цій мережі після компенсації ΔW_k дорівнюють:

$$\Delta W_k = 5,966 \cdot 10^4 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі складає, кВт год/рік:

$$\delta W_t = \Delta W_t - \Delta W_{kt}.$$

Щорічні витрати на конденсаторні установки включають:

- витрати на обслуговування та поточний ремонт конденсаторних установок;
- амортизаційні відрахування;
- внутрішню норму ефективності або максимальну величину банківського відсотку кредитної ставки, за якої кредит на впровадження компенсації реактивної потужності може бути погашений за термін реалізації цього заходу;
- витрати на відшкодування втрат електроенергії.

Якщо капіталовкладення носять разовий характер, тобто конденсаторні батареї встановлюються одночасно (наприклад, на протязі року), то чистий дисконтований прибуток, визначається за формулою:

$$ЧПД_T = \left(\sum (P_t - B_t) \cdot \frac{1}{(1+e)^t} - k_{разт} \cdot k_m \right).$$

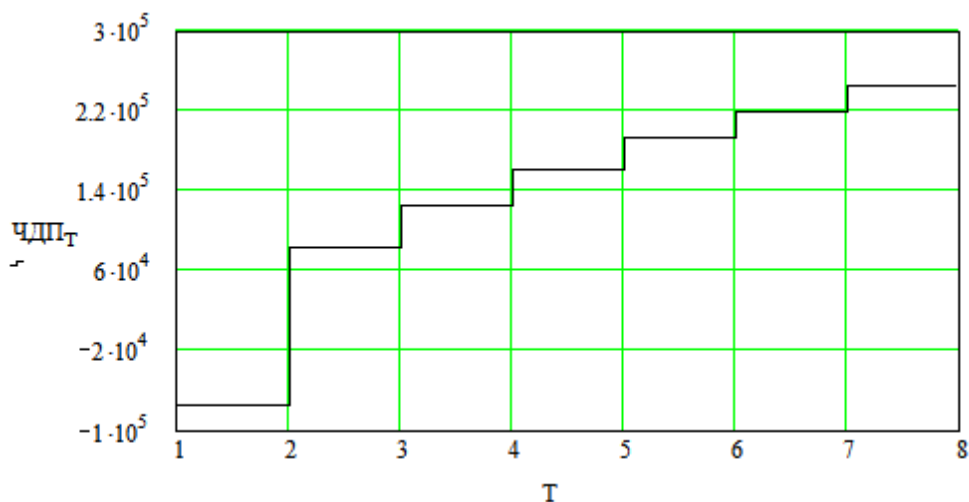


Рисунок 5.2 – Розподіл чистого дисконтованого прибутку по роках експлуатації КУ

Індекс прибутковості Π визначається як відношення суми приведених ефектів до величини капіталовкладень:

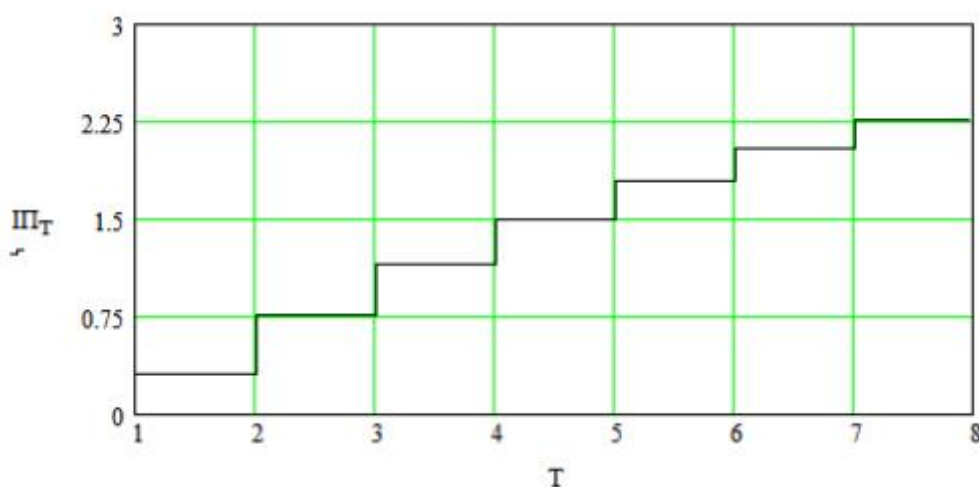


Рисунок 5.3 – Індекс прибутковості по роках експлуатації КУ

Для визначення строку окупності приймаємо до уваги те, що затрати $K_{раз}$ здійснюються на початку поточного періоду (при $t = 1$); на протязі всього строку впровадження проекту норма дисконту залишається незмінною. Тоді на кожному періоді підприємство буде виконувати заплановані заходи, внаслідок чого величина "чистий прибуток + амортизаційні відрахування" буде незмінною. Згідно строк окупності визначаємо за формулою, котра не враховує періоду освоєння

капіталовкладень $T_{ок}$:

$$T_{ок} = T_{ок1} + T_0.$$

З урахуванням періоду освоєння капіталовкладень, котрий приймається рівним 1-му року ($T_0 = 1$), термін окупності капіталовкладень становитиме:

$$T_{ок} = 1,227 \text{ року.}$$

Отже ефективність компенсації реактивної потужності в розподільних мережах обленергокомпаній підтверджується рядом показників:

- зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі складає:

$$\delta W_{річ} = 1,521 \cdot 10^7 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

- вартість заощадженої електроенергії становить:

$$C_{р-ш} = 3,803 \cdot 10^6 \text{ грн/рік};$$

- річний економічний ефект становить:

$$\Delta Z_{РТП} = 3,573 \cdot 10^6 \text{ грн/рік};$$

- чистий дисконтований прибуток, індекс прибутковості додатній вже в перший рік експлуатації КУ, тобто термін окупності становить 0,227 року, а з врахуванням одного року впровадження КУ:

$$T_{ок} = 1,227 \text{ року.}$$

6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Визначення вартості розробки проекту

Для визначення витрат на проектування підстанції необхідно визначити витрати на оплату праці. Вартість проекту визначається кількістю і кваліфікацією фахівців, що беруть участь в розробці, часом, на який вони притягнені. У табл.6.1 приведені витрати на проектування по відповідних роботах і в цілому.

Калькуляція вартості розробки проекту приведена в табл.6.2.

Пряма заробітна плата визначається по формулі:

$$ЗП = \frac{МТС \cdot ТР}{Ч} = ЧТС \cdot ТР, \quad (6.1)$$

де $МТС$ – місячна тарифна ставка, грн.;

$ТР$ – трудоемність робіт, год.;

$Ч$ – число робочих годин в місяці (168 годин).

Таблиця 6.1 – Заробітна плата на розробку проекту

Найменування робіт	Посада виконавця	Трудо-емність, год.	Тарифна ставка, грн.		Пряма тарифна зарплата, грн.
			місячна	годинна	
1	2	3	4	5	6
Розробка технічного завдання	інженер	40	4000	23,809	952,360
Розробка технічних пропозицій	інженер	60	4000	23,809	1428,540
Розробка розрахункової схеми	інженер	20	4000	23,809	476,180
Розрахунок струмів короткого замикання	інженер	80	4000	23,809	1904,720
Вибір і перевірка обладнання	інженер	70	4000	23,809	1666,630

продовження таблиці 6.1

1	2	3	4	5	6
Виконання розрахунків по релейному захисту	інженер	100	4000	23,809	2380,900
Розрахунок III -го кола на ділянці мережі	інженер	70	4000	23,809	1666,630
Розрахунки по аналізу ділянки мережі	інженер	60	4000	23,809	1428,540
Розрахунки по безпеці життєдіяльності	інженер	20	4000	23,809	476,180
Розрахунки по економіці	інженер	20	4000	23,809	476,180
Креслення	інженер	100	4000	23,809	2380,900
Оформлення проекту	інженер	70	4000	23,809	1666,630
Разом		710			16904,390
Премія (120 %)					20285,268
Додатковий коефіцієнт (15 %)					2535,659
Основна заробітна плата					39725,317
Додаткова заробітна плата (8,5 % від основної)					3376,652
Фонд оплати праці					43101,669

Таблиця 6.2 – Калькуляція вартості розробки проекту

Стаття витрати	Примітка	Сума, грн.
Оплата праці розробників (ФОП)	по таблиці 6.1	43101,669
Єдиний соціальний податок (ЄСВ)	ЄСВ = 26 % від ФОП	11206,434
Страховання професійного ризику (СПР)	СПР = 0,2 % від ФОП	86,203
Прямі витрати (ПВ)	ФОП + ЄСП + СПР	54394,306
Накладні витрати (НВ)	12 % від ціни	7417,405
Повна собівартість (ПС)	ПВ + НВ	61811,711
Прибуток	Ціна - ПС	0
Ціна		61811,711

6.2 Визначення вартості реалізації проекту

У вартість реалізації проекту входять витрати на купівлю обладнання, його транспортування, монтаж і наладку, а також постійні витрати (витрати на прибирання і благоустрій території, на фарбування і так далі).

Капітальні витрати на реалізацію проекту визначаються по формулі:

$$K = K_o + K_{mp} + K_{mr} + K_n + K_{np} + K_n, \quad (6.2)$$

де K_0 – капітальні витрати на обладнання, тис.грн.;

K_{TP} – транспортні витрати (20 % від K_0), тис.грн.;

K_{MP} – витрати на монтажні роботи (10 % від K_0), тис.грн.;

K_H – витрати на наладку і випробування обладнання (5 % від K_0), тис.грн.;

$K_{ДР}$ – витрати на розробку проекту, тис.грн.;

$K_{П}$ – постійні витрати (2 % від K_0), тис.грн.

Капітальні витрати на спорудження підстанції приведені в табл.6.3.

Таблиця 6.3 – Капітальні витрати на спорудження підстанції

Найменування обладнання	К-сть	Вартість одиниці тис.грн.	Сумарна вартість тис.грн.
Трансформатор силовий трифазний, триобвитковий потужністю 40000 кВ·А	2	4800	9600
Трансформатор силовий трифазний, двообвитковий потужністю 250 кВ·А	2	105	210
Вимикач елегазовий 110 кВ	2	1050	2100
Роз'єднувач зовнішнього встановлення з одним комплектом заземлюючих ножів	6	60	360
Роз'єднувач зовнішнього встановлення з двома комплектами заземлюючих ножів	2	65	130
Трансформатор струму однофазний, номінальна напруга 110 кВ	6	300	1600
Роз'єднувач зовнішнього встановлення з одним комплектом заземлюючих ножів	5	30	150
Роз'єднувач зовнішнього встановлення з двома комплектами заземлюючих ножів	5	35	175
Вимикач елегазовий 35 кВ	4	350	1400
Трансформатор напруги однофазний, двообвитковий	6	40	240
Комірки	32	150	4800
Споруди і додаткові пристрої підстанції	-	-	15000
Разом:			35765

Капітальні витрати на спорудження лінії визначаються за наступним виразом:

(6.3)

$$K_l = C_l \cdot l,$$

де C_l – вартість одного кілометра лінії, тис.грн./км.;

l – довжина лінії, км.

Таким чином, згідно (6.3), отримуємо:

$$K_l = 920 \cdot 31,7 = 29164 \text{ тис.грн.}$$

Капітальні витрати на обладнання будуть рівні:

$$K_o = K_{nc} + K_l = 35765 + 29164 = 64929 \text{ тис.грн.} \quad (6.4)$$

Капітальні витрати на реалізацію проекту, згідно (6.2):

$$\begin{aligned} K &= 64929 + 0,2 \cdot 64929 + 0,1 \cdot 64929 + 0,05 \cdot 64929 + 61,812 + 0,02 \cdot 64929 = \\ &= 89014,542 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

6.3 Витрати на експлуатацію підстанції

Витрати на експлуатацію підстанції складаються з оплати праці керівного, оперативного і ремонтного персоналу, обслуговуючих цю підстанцію, амортизаційних відрахувань, вартості витратних матеріалів, податку на майно і вартості втрат електроенергії.

6.3.1 Розрахунок облікової чисельності працівників підстанції

Спершу визначимо баланс робочого часу одного працівника в рік і зведемо результати в табл.6.4.

На підстанції значна частина експлуатаційного персоналу утворює черговий персонал (оперативні чергові і диспетчери). Чергова зміна триває впродовж 12-ти годин. Чергування впродовж двох змін підряд заборонено ПТЕ. В усіх інших працівників робочий день триває 8 годин.

Коефіцієнт облікової чисельності визначається:

- для чергового персоналу:

$$R_o = \frac{T_{\kappa}}{T_{ef}}; \quad (6.5)$$

- для ремонтного персоналу:

$$R_p = \frac{T_n}{T_{ef}}. \quad (6.6)$$

Таблиця 6.4 – Баланс робочого часу одного працівника в рік

Показники		12-ти годинний робочий день	8-ми годинний робочий день
Календарний час, T_K		365	365
Вихідні і неробочі дні		182	104 + 10 = 114
Номінальний фонд робочого часу, T_H		365 - 182 = 183	365 - 114 = 251
Невиходи на роботу з причин:	Чергові відпустки	24	36
	Хвороби	11	10
	Виконання державних обов'язків	0,5	0,5
	Учбова відпустка	0,5	0,5
	Разом невиходів	36	47
Ефективний фонд робочого часу, T_{Ef}		183 - 36 = 147	251 - 47 = 204

Згідно (6.5) і (6.6) отримуємо:

$$R_o = \frac{365}{147} = 2,48;$$

$$R_p = \frac{251}{204} = 1,23.$$

Розрахунок облікової чисельності працівників приведений в табл.6.6.

Число робочих змін визначається множенням ефективного робочого часу (згідно з табл.6.4) на розрахункову облікову чисельність.

Кількість робочих годин визначається множенням кількості змін на тривалість зміни (згідно з табл.6.4).

Число нічного часу (час роботи з 22 до 6 годин) визначають як 1/3 від загального робочого часу.

Число святкових годин визначається множенням чисельності працівників в добу на кількість святкових днів в році (згідно з табл.6.4) і на тривалість зміни.

Таблиця 6.5 – Облікова чисельність працівників

Найменування штатної одиниці	Кількість змін в добу	Тарифний розряд	Чисельність працівників		Коеф. облікового складу	Обліковий склад		Належить відпрацювати по обліковому складу			
			На зміну	На добу		Розрахунковий	Прийнятий	Змін	Годин	У тому числі	
										Нічний час	Святковий час
Оперативний черговий	2	5	1	2	2,48	4,96	5	729	8748	2916	240
Диспетчер	2	4	1	2	2,48	4,96	5	729	8748	2916	240
Електрослюсар	1	3	1	1	1,23	1,23	1	251	2008	-	-
Електромонтер по ремонту розподільчих мереж	1	4	1	1	1,23	1,23	1	251	2008	-	-
Електромонтер по ремонту розподільчих мереж	1	5	1	1	1,23	1,23	1	251	2008	-	-
Електромонтер по ремонту кабельних ліній	1	5	1	1	1,23	1,23	1	251	2008	-	-

6.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати працівників

Пряма заробітна плата визначається множенням годинної тарифної ставки на кількість годин, які визначаються з табл. 6.6.

Премія виражається у відсотках від прямої тарифної заробітної плати.

Доплата за нічні години роботи визначається множенням числа нічних годин роботи (згідно з табл.6.5) на доплату за кожну годину. Доплата за кожну годину нічної роботи складає 40 % від годинної тарифної ставки.

Доплата за роботу у святкові дні визначається множенням годинної тарифної ставки на кількість святкових годин (згідно з табл.6.5).

Районна надбавка складає 15 % від прямої тарифної заробітної плати.

Основна заробітна плата визначається як сума прямої тарифної заробітної плати, премії, доплат і надбавки.

Додаткова заробітна плата виплачується за невідпрацьований час передбачений трудовим законодавством і складає 8,5 % від основної.

Розрахунок фонду оплати праці працівників приведений в табл.6.6.

Таблиця 6.6 – Розрахунку фонду оплати праці працівників

Найменування штатної одиниці	Годинна тарифна ставка, грн./год..	Пряма тарифна заробітна плата, грн.	Премія з фонду заробітної плати		Доплата, грн.		Коефіцієнт надбавки, грн.	Основна заробітна плата, грн.
			%	Сума, грн.	Нічний час	Святковий. час		
Оперативний черговий	23	201204	60	120722,4	26827,2	5520	30180,6	384454,2
Диспетчер	20	174960	60	104976	23328	4800	26244	334308
Електрослюсар	18,5	37148	50	18574	-	-	5572,2	61294,2
Електромонтер по ремонту розпо. мереж - 4 розряд	20	40160	50	20080	-	-	6024	66264
Електромонтер по ремонту розподільчих мереж - 5 розряд	24	48192	50	24096	-	-	7228,8	79516,8
Електромонтер по ремонту кабельних ліній - 5 розряд	23	46184	50	23092	-	-	6927,6	76203,6
Разом								1002041
Додаткова заробітна плата								85173,46
Фонд оплати праці								1087214

6.3.3 Розрахунок річного фонду заробітної плати керівників по місячному окладу

Керівним персоналом на підстанції є майстер і начальник підстанції.

Розрахунок фонду оплати праці керівного персоналу приведений в табл.6.7.

Коефіцієнт надбавки і додаткова заробітна плата складають відповідно до 15 % і 8,5 %.

Таблиця 6.7 – Розрахунок фонду оплати праці керівників

Найменування штатної одиниці	Місячний оклад, грн./міс.	Пряма заробітна плата за рік, грн.	Премія, %	Сума премії, грн.	Коефіцієнт надбавки, грн.	Основна заробітна плата, грн.	Додаткова заробітна плата, грн.	Фонд оплати праці, грн.
Майстер	7000	84000	60	50400	12600	147000	12495	159495
Начальник підстанції	8000	96000	80	76800	14400	187200	15912	203112
Разом								362607

6.3.4 Витрати на втрати електроенергії

Приймаємо вартість втрат енергії $\beta_w = 0,85$ грн./кВт·год.

Число годин максимальних втрат в році визначається по формулі:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (6.7)$$

де T_{\max} – число годин використання максимуму навантажень.

Згідно (6.7), отримуємо:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2886,210 \text{ год.}$$

Втрати електроенергії визначаються з виразу:

$$\Delta W = (\Delta P_{1-5} \cdot \tau) + n \cdot \left(\Delta P_{x,x} \cdot t + 0,5 \cdot \Delta P_{к.з} \cdot \frac{S_{\max \text{ вН}}^2 + S_{\max \text{ сН}}^2 + S_{\max \text{ нН}}^2}{S_{н.т}^2} \cdot \tau \right), \quad (6.8)$$

де перший доданок відбиває втрати в III-ому колі ділянки (визначається по табл.6.7), а другий доданок - втрати в трансформаторі ($\Delta P_{x,x}$ і $\Delta P_{к,з}$ – по табл. 6.1)

Згідно (6.8), отримуємо:

$$\Delta W = (468 \cdot 2886,210) + 2 \cdot \left(35 \cdot 8760 + 0,5 \cdot 200 \cdot \frac{28^2 + 10^2 + 18^2}{40^2} \cdot 2886,210 \right) = 2399763,99 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Витрати на втрату електроенергії визначаються:

$$B = \beta_w \cdot \Delta W. \quad (6.9)$$

За виразом (6.9) :

$$B = 0,85 \cdot 2399763,990 = 2039799,392 \text{ грн.}$$

6.3.5 Визначення витрат на експлуатацію підстанції

Розрахунок витрат на експлуатацію підстанції зведемо в табл.6.8.

Таблиця 6.8 – Витрати на експлуатацію за рік

Стаття витрат	Примітка	Сума, грн.
ФОП	ФОП працівників + ФОП керівників (таблиці 6.6 і 6.7)	1449821,300
ЄСВ	ЄСВ = 26 % від ФОП	376953,538
СПР	СПР = 0,2 % від ФОП	2899,643
Вартість втрат електроенергії	по (6.9)	2039799,392
Витрати на витратні матеріали	1 % від K	890145,420
Амортизаційні відрахування	4 % від K	3560581,680
Податок на майно	2 % від K	1780290,840
Разом		10100491,810

6.4 Розрахунок собівартості передачі електроенергії

Собівартість передачі електроенергії відбиває витрати електромережевого підприємства на передачу 1 кВт·год енергії і визначається по формулі:

$$C_{пер} = \frac{3_{експ}}{W_{від}} \cdot 10^2, \quad (6.10)$$

де $W_{від}$ – річний корисний відпуск електроенергії, кВт·год.

Річний корисний відпуск електроенергії визначається по формулі:

$$W_{від} = \Sigma(P_{\max} \cdot T_{\max}), \quad (6.11)$$

де P_{\max} – максимальне активне навантаження, що проходить через елемент мережі за годину .

Згідно (6.11) :

$$W_{відн} = (37,895 \cdot 4500) + (56 \cdot 0,86 \cdot 4500) = 387247500 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Тоді, згідно (6.10) :

$$C_{пер} = \frac{10100491,810}{387247500} \cdot 10^2 = 2,608 \approx 3 \text{ коп./кВт}\cdot\text{год}$$

6.5 Визначення терміну окупності

Економічний ефект і термін окупності визначаються шляхом розрахунку грошового потоку по виручці. Визначимо суму реалізації електроенергії в рік.

Сумарний відпуск енергії, згідно (6.11) :

$$W_{відн} = 387247500 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Визначимо відсоток споживання електроенергії різними споживачами.

Спершу визначимо суму реалізації електроенергії в рік:

$$D = C_{нас} \cdot W_{нас} + C_{пром} \cdot W_{пром}, \quad (6.12)$$

де $C_{нас}$, $C_{пром}$ – середня ціна 1 кВт·год для населення і промислових споживачів відповідно, коп./кВт·год. $C_{нас} = 28$ коп./кВт·год, $C_{пром} = 112$ коп./кВт·год;

$W_{нас}$, $W_{пром}$ – споживання електроенергії відповідними споживачами, кВт·год.

Споживання електроенергії відповідними споживачами складає: $W_{нас}$
 $= 30 \%$ і $W_{пром} = 70 \%$ від сумарного відпуску енергії. Тоді виручка від реалізації, згідно (6.12), рівна:

$$D = 0,28 \cdot 0,3 \cdot 387247500 + 1,12 \cdot 0,7 \cdot 387247500 = 336130830 \text{ грн.}$$

Прибуток від реалізації продукції є різницею між виручкою від реалізації продукції (виручка має бути без ПДВ), річними експлуатаційними витратами і загальними витратами на виробництво та реалізацію.

Зведемо розрахунок грошових потоків в табл.6.9.

Таблиця 6.9 – Грошовий потік по виручці

Показник	Примітка	Сума, тис.грн.
Виручка (D)	по (6.12)	395379,698
Вартість виробництва і реалізації відпущеної електроенергії	$S_e = W_{від} \cdot \beta_w$	329160,375
Витрати на експлуатацію	по табл. 6.8	10100,492
Прибуток (Π)	$\Pi = D - S_e - Z_{експ}$	56118,831
Податок на прибуток ($\Pi\Pi$)	24 % від оподаткованого прибутку	13468,519
Чистий прибуток (ЧП)	$\text{ЧП} = \Pi - \Pi\Pi$	42650,312
Амортизація (A)	по таблиці 6.8	3560,582
Чистий грошовий потік (ЧГП)	$\text{ЧГП} = \text{ЧП} + A$	46210,894

Покажемо в табл.6.10 розрахунок чистого грошового дисконтованого потоку.

Таблиця 6.10 – Чистий грошовий дисконтований потік

$\text{ЧГП}_{диск.}$	Примітка	Сума, тис.грн.
$\text{ЧГП}_{диск.}$ за 1 рік	$\text{ЧГП}_{диск.} = \frac{\text{ЧГП}}{(1,12)^1}$	41259,727
$\text{ЧГП}_{диск.}$ за 2 рік	$\text{ЧГП}_{диск.} = \frac{\text{ЧГП}}{(1,12)^2}$	36839,042
$\text{ЧГП}_{диск.}$ за 3 рік	$\text{ЧГП}_{диск.} = \frac{\text{ЧГП}}{(1,12)^3}$	32892,002
Разом		110990,771

Термін окупності визначається за допомогою підсумовування до того моменту, поки сума не перевищить капітальні вкладення. У результаті отримуємо, що вкладення окупаються впродовж трьох років.

Чистий дисконтований дохід:

$$ЧДД = \sum_{i=1}^3 \left(\frac{ЧГП}{(1+E)^i} \right) - K, \quad (6.13)$$

де E – нормативний коефіцієнт економічної ефективності, в енергетиці приймається рівним 0,12.

Згідно (6.13), отримуємо:

$$ЧДД = 110990,771 - 89014,542 = 21976,229 \text{ тис.грн.}$$

Визначуваний індекс дохідності :

$$ІД = \frac{ЧДД}{K} + 1 = \frac{21976,229}{89014,542} + 1 = 1,247. \quad (6.14)$$

Економічний ефект від впровадження проекту:

$$E = ІД \cdot K = 1,247 \cdot 89014,542 = 111001,134 \text{ тис.грн.}$$

6.6 Аналіз результатів

Даний проект реалізації характеризується наступними основними показниками.

Термін окупності вкладень складає три роки. Це означає, що приведений по чиннику часу сумарний економічний ефект (чистий грошовий дисконтований потік) стає позитивним впродовж третього року з початку експлуатації. Відомо, що експлуатація енергетичних об'єктів складає набагато триваліші терміни.

Чистий дисконтований дохід проекту, що характеризує величину економічного ефекту за даний період (3 роки), складає 21976,229 тис.грн.

Індекс дохідності проекту складає 1,247. Це означає, що за розрахунковий період економічний ефект від реалізації проекту в 1,247 разів перевищує пов'язані з проектом витрати.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Дія електричного струму на організм людини та заходи щодо зниження небезпеки ураження працівників

Основною небезпекою при обслуговуванні РП підстанції є небезпека ураження електричним струмом. Джерелом небезпеки є відкриті струмоведучі частини та струмоведучі частини з ізоляцією, яка може бути по якихось причинах пошкодженою. Дію струму на організм людини можна розділити на біологічну, термічну, електричну. Струм викликає різні порушення в організмі, викликаючи як місцеве ураження тканин і органів, так і загальне ураження організму.

Існує два види ураження електричним струмом : електричний удар і місцеві електричні травми. До травм відносяться опіки, електричні знаки, електрометалізація шкіри і електроофтальмія. При електричному ударі дії струму піддається нервова система, що може привести до зупинки серцевого і дихальних м'язів. Інтенсивність дії струму на організм визначається безліччю чинників, наприклад тривалістю проходження струму, шляхом проходження струму через тіло, родом струму, індивідуальними особливостями людини.

Критичні значення струму :

- пороговий струм, що відчувається : 5-7 мА/50Гц;
- пороговий не відпускаючий струм: 10-15 мА/50Гц;
- пороговий фібриляційний струм: 70-100 мА/50Гц;

Основна умова забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу – це виключення можливого дотику до струмоведучих частин.

Для захисту людини від ураження електричним струмом застосовуються наступні заходи електробезпеки :

- заземлення;
- занулення;
- вирівнювання потенціалів;

- малі рівні напруги;
- електричне розділення мереж;
- ізоляція струмоведучих частин;
- захисне відключення;
- забезпечення недоступності струмоведучих частин;
- контроль і профілактика пошкоджень ізоляції.

В межах території підстанції можливе замикання на землю у будь-якій точці. В місці переходу струму в землю, якщо не передбачені особливі пристрої для проведення струму в землю, виникають значні потенціали, які небезпечні для людини, що знаходиться на незначній відстані від пошкодження. Для усунення цієї небезпеки на підстанції моїм проектом передбачається заземлюючі пристрої, призначення яких полягає в зниженні потенціалів до прийнятних значень.

На майданчику РП вздовж рядів обладнання, які підлягають заземленню, укладаються провідники в землю на глибині 0,7 м. Передбачаю також провідники в поперечному напрямі. Таким чином, утворюється сітка з квадратними або прямокутними комірками. Сітку доповнюю деяким числом вертикальних провідників.

7.2 Розрахунок заземлення підстанції 110/35/10 кВ

Спорудження заземлювачів проектуємо із зовнішнього боку ВРП з розташуванням вертикальних електродів по периметру.

В якості вертикальних заземлювачів приймаю сталеві стержні діаметром 12 мм і довжиною 5 м. Верхні кінці електродів розташовуються на глибині 0,7 м від поверхні землі. До них приварюються горизонтальні електроди стрижневого типу, з тієї ж сталі, що і вертикальні електроди, діаметром 10 мм і довжиною 5 м.

Встановлюється допустимий опір заземлюючого пристрою R_z . Якщо заземлюючий пристрій є загальним для установок на різну напругу, то за

розрахункове береться найменше з допустимих. Для електроустановок понад 1000 В з великим струмом замикання на землю ($I_z \geq 500$ А), згідно з пунктом 1.7.90 [13], $R_s \leq 0,5$ Ом.

Розрахунок заземлюючого пристрою :

- заздальгідь з урахуванням відведеної території намічаємо розташування заземлювачів по периметру з відстанню між вертикальними електродами 5 м. Периметр складає 400 м, тому кількість електродів $n = 80$ шт.;
- визначаємо, згідно [14], опір природного заземлювача розтіканню струму.

В даному випадку опір системи трос-опора:

$$R_{m-o} = \sqrt{R_{on} \cdot r_{mp}}, \quad (7.1)$$

де R_{on} – найбільший опір заземленої опори, Ом;

r_{mp} – активний опір троса на відстані одного прольоту, Ом.

Припускаємо, що в якості природного заземлювача використана система заземлення опор повітряної лінії на підходах до підстанції, що захищаються тросами [14]:

$$R_{on} = \frac{R_i}{\eta} = \frac{10}{0,6} = 16,667 \text{ Ом}$$

де R_i – імпульсний опір заземленої опори, Ом;

η – імпульсний коефіцієнт.

Активний опір троса на відстані одного прольоту:

$$r_{mp} = \rho_{mp} \cdot \frac{l}{S} = 0,15 \cdot \frac{200}{70} = 0,213 \text{ Ом},$$

де l – довжина прольоту, м;

S – переріз троса, мм²;

ρ_{mp} – питомий опір троса, Ом·мм²/м.

Тоді, згідно (7.1) :

$$R_{m-o} = R' = \sqrt{16,667 \cdot 0,213} = 1,884 \text{ Ом}.$$

- визначаю розрахунковий питомий опір ґрунту, з урахуванням коефіцієнта сезонності :

(7.2)

$$\rho_{роз} = \rho_{вим} \cdot k,$$

де $\rho_{вим}$ – питомий опір ґрунту, який визначається по таблиці 3.9 [15] чи отриманий вимірювальним шляхом. В даному випадку, ґрунтом служить суглинок м'якопластинчастий, $\rho_{вим} = 70$ Ом·м;

k – коефіцієнт сезонності (приймається згідно з таблицями 3.10, 3.11 [14]). За табл. 3.10 визначаю, що кліматична зона, де розташовуватиметься проєктований об'єкт – II. Визначаємо, використовуючи табл. 3.11, коефіцієнти сезонності для вертикального і горизонтального електродів: $k_g = 1,3$; $k_z = 4,0$.

Згідно (7.2), розрахункові питомі опори ґрунту для вертикального і горизонтального заземлювачів будуть рівні:

$$\rho_{роз.в} = 70 \cdot 1,3 = 91 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{роз.г} = 70 \cdot 4,0 = 280 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

- знаходимо необхідний опір штучного заземлювача з врахуванням того, що штучні і природні заземлювачі сполучені паралельно і їх загальний опір не повинен перевищувати норму R_3 :

$$R'' = \frac{R' \cdot R_3}{R' - R_3} = \frac{1,884 \cdot 0,5}{1,884 - 0,5} = 0,681 \text{ Ом},$$

- по приведених в таблиці 3.12 [15] формулам визначаю опір поодинокого вертикального заземлювача R_g і горизонтального заземлювача з врахуванням розрахункового питомого опору ґрунту:

$$R_g = \frac{\rho_{роз.в}}{2 \cdot \pi \cdot l_g} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_g}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot h + l_g}{4 \cdot h - l_g} \right); \quad (7.3)$$

$$R_z = \frac{\rho_{роз.г}}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \ln \frac{L^2}{d \cdot h_z}, \quad (7.4)$$

де l_g – довжина вертикального заземлювача, м;

d – діаметри вертикального і горизонтального заземлювачів, м;

h – відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального заземлювача, м;

L – периметр, м;

h_z – глибина укладання горизонтальних заземлювачів, м.

Згідно (7.3) і (7.4) отримуємо:

$$R_g = \frac{91}{2 \cdot \pi \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,20 + 5}{4 \cdot 3,20 - 5} \right) = 20,676 \text{ Ом};$$

$$R_z = \frac{280}{2 \cdot \pi \cdot 400} \cdot \ln \frac{400^2}{0,01 \cdot 0,7} = 1,888 \text{ Ом},$$

- за табл. 10.4 і 10.5 [13], визначаю коефіцієнти використання вертикальних заземлювачів η_g і горизонтального η_z заземлювачів з врахуванням кількості вертикальних заземлювачів і відстані між ними:

$$\eta_g = 0,39; \eta_z = 0,20.$$

- обчислюємо опір розтіканню прийнятого групового заземлювача з врахуванням того, що вертикальні і горизонтальний заземлювачі працюють паралельно:

$$R = \frac{R_g \cdot R_z}{R_g \cdot \eta_z + R_z \cdot \eta_g \cdot n} = \frac{20,676 \cdot 1,888}{20,676 \cdot 0,2 + 1,888 \cdot 0,39 \cdot 80} = 0,619 \text{ Ом},$$

- порівняємо отриманий опір з необхідною величиною. Якщо $R > R''$, необхідно збільшувати кількість вертикальних електродів, що може привести до збільшення горизонтального електрода. В даному випадку $R = 0,619 \text{ Ом} < R'' = 0,681 \text{ Ом}$ і немає необхідності збільшувати кількість вертикальних електродів;
- виконаємо перевірку, визначивши опір заземлюючого пристрою, величина якої має бути менше 0,5 Ом:

$$R_{zn} = \frac{R' \cdot R}{R' + R} = \frac{1,884 \cdot 0,619}{1,884 + 0,619} = 0,466 \text{ Ом}.$$

Додатково до контура на території підстанції проектуємо сітку з повздовжніх смуг, розташованих на відстані 0,8 - 1 м від обладнання, з поперечними зв'язками через кожні 15 метрів, для вирівнювання потенціалів у входів і в'їздів, а також по краях контура прокладаємо поглиблені смуги. Ці

невраховані горизонтальні електроди зменшують загальний опір заземлення, провідність їх йде в запас надійності.

7.3 Підвищення стійкості роботи об'єктів енергетики під час надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру

У разі виникнення надзвичайної ситуації техногенного та природного характеру необхідним є забезпечення надійної роботи підстанції та відповідно постачання енергії Хмельницької області. В першу чергу об'єктам, що забезпечують життєдіяльність населення.

Розглянемо заходи щодо стійкості роботи підстанції у надзвичайних ситуаціях.

Електропостачання повинно здійснюватися від енергосистеми, до складу якої входять електростанції, які працюють на різних видах палива. Великі електростанції необхідно розміщувати одну від одної і від великих міст на значних відстанях.

Районні понижуючі підстанції, диспетчерські пункти енергосистеми і лінії електропередач необхідно розміщувати розсосереджено і вони повинні бути надійно захищені.

Постачання електроенергії великих міст і об'єктів народного господарства необхідно передбачувати від двох незалежних джерел. При електропостачанні об'єктів від одного джерела повинно бути не менше двох вводів з різних напрямків.

Трансформаторні підстанції необхідно надійно захищати, їх стійкість повинна бути не нижче стійкості самого об'єкту.

Електроенергію до ділянок виробництва необхідно подавати незалежних електрокабелях, які прокладені в землі.

Крім того, необхідно створити автономні резервні джерела електропостачання. Для цього можна використовувати пересувні

електростанції, електростанції на залізнодорожних платформах і кораблях, малопотужні електростанції, які не включені в енергосистемі і т.п.

При проектування системи електропостачання необхідно зберігати в якості резервних малі стаціонарні електростанції об'єктів.

В містах, які розташовані на берегах морів та річок, необхідно створювати берегові пристрої для прийому електроенергії від кораблевих електроустановок.

Система електропостачання повинна мати захист від дії електромагнітного імпульсу ядерного вибуху.

У цьому розділі з безпеки в надзвичайних ситуаціях було розглянуто питання забезпечення стійкості роботи підстанції під час надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру. Розроблено заходи з підвищення надійності роботи підстанції у надзвичайних ситуаціях.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

Результатом виконання дипломної роботи стало вирішення практичного завдання – розробки технічних заходів підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ.

Отримані наступні результати:

1. Проведений аналіз існуючих мікропроцесорних блоків релейного захисту, здійснено визначення основних способів підвищення надійності та ефективності роботи релейного захисту.

2. Проведений аналіз ділянки мережі, до якої підключається проєктована підстанція. Результатом аналізу є необхідність спорудження на ділянці III-го кола.

3. Проаналізовано можливість використання сучасної комутаційно-захисної апаратури у спроектованій системі електропостачання, здійснено вибір та перевірку комутаційно-захисної апаратури за умовами термічної та електродинамічної стійкості.

4. Розроблено еквівалентну схеми та схему заміщення електричної мережі, розраховано струми короткого замикання, відповідно до цих розрахунків, здійснено вибір низьковольтного та високовольтного електрообладнання, раціональних перетинів жил кабелів і проводів.

5. Виконаний розрахунок та вибір пристроїв релейного захисту трансформатора із застосуванням МПП РЗА виробництва НПП «ЭКРА». Для захисту трансформатора прийнято до встановлення шафа ШЭ 2607 041015-27E2УХЛ4 – шафа захисту трансформатора і автоматики керування вимикачем.

6. Розглянуто задачу компенсації реактивної потужності виключно на трансформаторній підстанції напругою 110/35/10 кВ шляхом підключення конденсаторних установок до шин 10 кВ, проведено їх розрахунок, та вибір.

7. Проведений техніко-економічний аналіз роботи. Визначений термін окупності, який складає 3 роки.

8. Виконаний розрахунок заземлюючого пристрою підстанції. Отриманий опір заземлюючого пристрою складає 0,466 Ом.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Кокин С.Е. Выбор схем электрических соединений подстанций / С. Е. Кокин. – Екатеринбург: Издательство УГТУ-УПИ, 2001.
2. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35 - 750 кВ. – 3-е изд., перераб. и доп. № 13865. Т.1. – М.: ВГПИ и НИИ Энергосетьпроект, 1991.
3. Указания по применению различных видов оперативного тока на подстанциях 110 кВ и выше. № 13906М – Т.1. Москва: 1990.
4. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. - М.: Издательство стандартов, 1988. – 40 с.
5. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448с.
6. Рожкова Л. Д. «Электрооборудование станций и подстанций» / Л. Д. Рожкова, В.С. Козулин – М.: «Энергия», 1975.
7. Шкаф защиты трансформатора и автоматики управления выключателем типа ШЭ2607 041015 / Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.047 РЭ. Т.1. - 2005.
8. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 - 500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985, – 96 с.
9. Боровиков В. А. «Электрические сети энергетических систем». / В.А. Боровиков, В.К. Косарев, Г.А. Ходот – Л.: «Энергия», 1977.
- 10.
11. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. / В. И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
12. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под. ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

13. Электрические станции, подстанции и сети: Пособие по курсовому и дипломному проектированию / С. Я. Свирен. – Киев: Государственное издание технической литературы УССР, 1962.
14. Бухаров А.И. Основы безопасной эксплуатации электроустановок / А. И. Бухаров, В. В. Петунин. – М.: Военное издательство - 1989.
15. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / Под ред. Б. А. Князевского. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
16. Беляева Е. Н. Как рассчитать ток короткого замыкания. - 2-е изд. перераб. и доп. / Е.Н. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 1983. - 136 с., ил. - (Б-ка электромонтера; Вып. 544).
17. Шабад М. А. Максимальная токовая защита / М.А. Шабад – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1991 – 96 с.: ил. (Б-ка электромонтера; Вып. 640).
18. Голанцов Е. Б. Дифференциальные защиты трансформаторов с реле типа ДЗТ-21 (ДЗТ-23). / Е.Б. Голанцов, В.В. Молчанов – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 88 с.: ил. - (Б-ка электромонтера; Вып. 631).
19. Чернобровов Н. В. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.
20. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
21. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.
22. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.