Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр
(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Оптимізація системи електропостачання понижувальної підстанції 110/10 кВ для живлення промислових і побутових споживачів**

Виконав(ла): студент(ка) 6 курсу, групи ЕЕмз-61
спеціальності 141
електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Барило В. П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Мовчан Л. Т.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

Завідувач кафедри Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2020

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

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
_____ Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)
« 02 » вересня 2020 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Барилу Володимиру Петровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Оптимізація системи електропостачання понижувальної підстанції 110/10 кВ для живлення промислових і побутових споживачів

Керівник роботи Мовчан Леонід Тимофійович, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 01 » вересня 2020 року № 4/7-619

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 грудня 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Технічна документація на обладнання трансформаторної підстанції 110/10 кВ, добові графіки навантаження ПС 110/10 кВ за січень 2020 року, значення параметрів живлячої мережі

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
1. Аналітичний розділ
2. Розрахунково-дослідницький розділ
3. Проектно-конструкторський розділ
4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

1. Однолінійна схема електричних з'єднань ПС 110/10 кВ	1л. ф – А1
2. Розріз підстанції по комірці РП ВН. Схема заповнення РП НН	1л. ф – А1
3. Схема власних потреб ПС 110/10 кВ	1л. ф – А1
4. Схема релейного захисту трансформатора	1л. ф – А1
5. Блискавкозахист, заземлення та освітлення ПС 110/10 кВ	1л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 02 вересня 2020 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	10.09.2020	
2	Аналітичний розділ	20.10.2020	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.11.2020	
4	Проектно-конструкторський розділ	01.12.2020	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2020	
6	Висновки	10.12.2020	
7	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2020	
8	Оформлення графічної частини	20.12.2020	

Студент _____ Барило В. П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Мовчан Л. Т.
(підпис) (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Барило В. П. Оптимізація системи електропостачання понижувальної підстанції 110/10 кВ для живлення промислових і побутових споживачів. 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕмз-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2020.

Стор.– 67; рис. - 7; табл. - 24; креслень - 5; джерел - 19; додатків - -.

У кваліфікаційній роботі магістра проведено оптимізацію системи електропостачання понижувальної підстанції 110/10 кВ для живлення промислових і побутових споживачів.

Здійснено вибір силових трансформаторів, високовольтних апаратів, струмоведучих частин та іншого обладнання підстанції; розрахунок освітлення, заземлення і блискавкозахисту підстанції.

В результаті виконаних розрахунків прийнята до встановлення типова комплектна трансформаторна підстанція з блоків заводського виготовлення типу КТПБ 110/10 - 5 - М - 2 х- 10000 - 59 У1.

Перелік ключових слів: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, СПОЖИВАЧІ, РОЗПОДІЛЬНИЙ ПРИСТРІЙ, ПІДСТАНЦІЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ТРАНСФОРМАТОР, ВИСОКОВОЛЬТНЕ ОБЛАДНАННЯ, ОСВІТЛЕННЯ.

ЗМІСТ

ВСТУП 9

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ 9

1.1 Оптимізація роботи трансформаторів в цілях зниження втрат електроенергії 9

1.2 Модернізація обладнання підстанцій 10

1.3 Аналіз проблеми пошкодження опорно-стержневих ізоляторів 12

1.4 Визначення технічного стану опорно-стержневої ізоляції без відключення від мережі 14

1.5 Висновки до розділу 1 18

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ 19

2.1 Обробка графіків навантажень підстанції 19

2.2 Вибір числа і потужності силових трансформаторів 22

2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань 23

2.4 Розрахунок струмів короткого замикання 25

2.4.1 Розрахунок струмів на стороні 110 кВ проектованої підстанції 26

2.4.2 Розрахунок струмів на шинах 10 кВ проектованій підстанції 27

2.5 Висновки до розділу 2 28

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ 29

3.1 Вибір основного обладнання і струмоведучих частин 29

3.1.1 Вибір високовольтних вимикачів 29

3.1.2 Вибір роз'єднувачів, віддільників і короткозамикачів 31

3.1.3 Вибір обмежувачів перенапруги 32

3.1.4 Вибір запобіжників 32

3.1.5 Вибір заземлювачів нейтралей 32

3.1.6 Вибір струмоведучих частин 33

3.1.7 Вибір ізоляторів 37

3.1.8 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги 39

3.2 Вибір релейного захисту і автоматики 42
3.2.1 Диференціальний струмовий захист на реле ДЗТ-11 42
3.2.2 Максимальний струмовий захист з комбінованим пуском напруги від струмів в обмотках трансформаторів, викликаних зовнішніми КЗ 47
3.2.3 Максимальний струмовий захист від струмів в обмотках трансформатора, викликаних перевантаженням 49
3.3 Вимірювання і облік електроенергії 50
3.4 Вибір оперативного струму і джерел живлення 50
3.5 Власні потреби підстанції 51
3.6 Регулювання напруги на проектованій підстанції 52
3.7 Вибір конструкції розподільчих пристроїв, компонування будівель на майданчику підстанції 54
3.8 Висновки до розділу 3 55
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ 56
4.1 Забезпечення безпечної роботи підстанції 110/10 кВ 56
4.2 Захисне заземлення заземлення підстанції 58
4.3 Підвищення стійкості роботи об’єктів енергетики під час надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру 62
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ 64
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

ВСТУП

Актуальність проблеми.

У сучасній енергетиці сьогодні використовується велика кількість трансформаторів, які, незважаючи на свою значущість в розподілі електроенергії, приводять і до втрат електричної енергії.

Проте, при правильному підборі обладнання, необхідного рівня робочої напруги, можна скоротити загальну кількість трансформаторів, тим самим знизивши втрати енергії.

Ці заходи багато в чому обумовлені тим, що сьогодні в умовах постійної економії паливно-енергетичних ресурсів проблема боротьби з втратами електроенергії виходить на перший план.

Як відомо, система електропостачання повинна являти собою зразок високої надійності, проте на практиці ситуація виглядає трохи інакше: внаслідок різних причин (до яких належать як дефіцит потужностей, так і зношеність експлуатованого обладнання) електропостачання не завжди відповідає очікуванням споживачів в аспекті якості послуг, що надаються. Якщо ми говоримо про побутових споживачів (населення), то перебої в електропостачанні викликають, здебільшого, дискомфорт. У разі перерв в електропостачанні підприємств (у тому числі сільськогосподарських) перерви в електропостачанні викликають набагато серйозніші наслідки, пов'язані з псуванням і недовипуском продукції і мільйонними збитками.

При експлуатації трансформаторів повинен підтримуватися нормальний режим роботи обладнання, при якому його параметри не відхиляються від номінальних більше, ніж допустимо, згідно ГКД 34.46.501-2003 [1]. По відношенню до системи електропостачання споживачів у Законі України «Про ринок електричної енергії» відзначається, що забезпечення безперебійного і надійного функціонування електроенергетики є одним з принципів організації економічних стосунків і основою державної політики в даній сфері. Забезпечення надійного енергопостачання і якості електричної енергії є метою

діяльності системи оперативно-диспетчерського управління в електроенергетиці, а єдина національна електрична мережа забезпечує стійке постачання електроенергією споживачів, технологічно приєднаних до електричних мереж. Проте існуючі технічні проблеми викликають необхідність глибокого опрацювання інших аспектів : потрібно розробку і впровадження методів діагностики обладнання і прогнозування його працездатності, організації нових форм технічного обслуговування і ремонтів зношеного енергообладнання, автоматизації і інформатизації процесів управління, перерозподілу об'ємів інвестицій

Передача і розподіл електричної енергії повинні робитися з високою надійністю і економічністю. А це означає, що підстанції повинні укомплектовуватися сучасним, надійним обладнанням, що забезпечує їх стабільну роботу, а значить і споживачів, які живляться від них. Збій в роботі підстанції може спричинити серйозні наслідки, такі як недовідпуск продукції, масовий брак, а також може привести до загибелі людей. Тому потрібна постійна і своєчасна модернізація обладнання підстанцій, що дозволить уникнути небажані наслідки, які можуть виникнути при порушенні електропостачання.

Мета і завдання дослідження.

Основною метою роботи є розробка заходів, щодо оптимізації системи електропостачання понижувальної підстанції 110/10 кВ для живлення промислових і побутових споживачів.

Поставлена в роботі мета вимагає вирішення наступних задач:

– аналіз шляхів оптимізації роботи трансформаторних підстанцій та зниження втрат електричної енергії в мережах;

– дослідження методів та засобів визначення технічного стану опорно-стержневої ізоляції без відключення від мережі;

– побудова добового та річного графіків навантаження, а також визначення середньорічного та середньодобового навантаження для літнього і зимового періодів;

– згідно техніко-економічного порівняння здійснити вибір силових трансформаторів;

– провести розрахунки струмів короткого замикання для вибору комутаційно-захисної апаратури, кабельно-провідникової продукції, а також для побудови кіл релейного захисту та автоматики;

– вибір конструкції розподільчих пристроїв, компонування будівель на майданчику підстанції;

– вибір методу регулювання напруги на трансформаторній підстанції.

Об'єкт дослідження – розподільна мережа трансформаторної підстанції.

Предмет дослідження – заходи оптимізації системи електропостачання трансформаторної підстанції.

Наукова новизна отриманих результатів.

– Дістало подальший розробка та впровадження заходів оптимізації системи електропостачання понижувальної підстанції, шляхом реконструкції її електричної частини, що дозволило зменшити втрати електроенергії і підвищити надійність електропостачання.

Практичне значення отриманих результатів.

Результати прийнятих технічних та конструкційних рішень можуть бути впроваджені при проведенні модернізації схеми електропостачання трансформаторної підстанції.

Апробація. Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на XI Міжнародній науково-технічній конференції молодих вчених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (2020), на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (18 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 67 сторінок.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Оптимізація роботи трансформаторів в цілях зниження втрат електроенергії

З метою зниження витрат електроенергії на підстанціях слід звернути увагу на оптимізацію роботи охолоджувальних систем трансформаторів і шунтуючих реакторів.

Сьогодні виробляються мікропроцесорні пристрої, які здатні в залежності від температури навколишнього повітря, температури масла всередині баків оптимізувати тривалість роботи охолоджувачів, зменшивши при цьому витрата електричної енергії на харчування обдування електричних апаратів.

Крім того, в даний час є розробки по вторинному використанню тепла, отриманого від нагрівання силових трансформаторів і використовуваного для опалення будівель загальнопідстанційного пункту керування (ЗПК), закритого розподільного пункту (ЗРП) на підстанціях. Важливим фактором є поділ обліку електроенергії на господарські та власні потреби ПС, недопущення підключення до ТВП (трансформаторів власних потреб) будь-яких споживачів, які не мають ніякого відношення до роботи підстанції.

Значно знизити втрати електроенергії і, відповідно, оптимізувати роботу трансформаторів дозволяє виконання ряду профілактичних робіт, виконуваних під напругою, тобто без їх відключення, оскільки будь-який ремонтний режим збільшує втрати в мережі в порівнянні з нормальними режимами. Знаючи, що втрати енергії в трансформаторах істотні, слід приділяти особливу увагу на їх зниження до мінімальних значень за допомогою:

1. Правильного підбору потужності, кількість трансформаторів; коли кількість одночасно працюючих визначається черговим персоналом. При цьому повинні враховуватися реальні навантаження і умови найменшого рівня втрат електроенергії. За потужністю найкращими є трансформатори потужністю в 1 МВА, що доводиться практичним досвідом експлуатації.

2. Скорочення часу холостого ходу в період малих навантажень. При аналізі щорічних витрат найбільш економічним режимом роботи мережі в цілому є робота трансформаторів з перевантаженням в період максимальних навантажень. В результаті, з'являється можливість отримати мінімум втрат з одночасним вирівнюванням графіка навантажень. Однак, в даному випадку слід грамотно вибрати відсоток перевантаження з урахуванням температури повітря, початкової навантаження.

3. Вибору найбільш раціональних режимів їх роботи, коли в залежності від загального навантаження в роботу буде вводитися певне число одночасно працюючих трансформаторів, що забезпечують мінімум втрат електроенергії і максимум надійності живлення споживачів.

Важливим буде відзначити сучасну тенденцію до переходу від стандартних програм оптимізації роботи трансформаторів та зниження втрат електричної енергії в мережах до бізнес-процесів управління втратами. Рішення подібного роду завдань спричинить за собою появу абсолютно нових підходів в оцінці технічної та економічної ефективності від прийняття будь-якого рішення в інвестиційних проектах розвитку мереж і від застосування нових технологій в передачі електроенергії. Використання таких технологій і практичне здійснення перерахованих шляхів оптимізації роботи мереж в перспективі принесуть підвищення ефективності нормування втрат електричної енергії.

1.2 Модернізація обладнання підстанцій

У електроенергетичній, як і в багатьох інших галузях, на сьогоднішній день гостро стоїть питання про модернізацію мереж і підстанцій. Обладнання, встановлене 25-30 років тому, виробило свій ресурс на 100%. Нинішня його працездатність, багато в чому зберігається за рахунок того, що обладнання було виготовлено з багаторазовим запасом по міцності.

Високовольтні вимикачі вичерпали свій комутаційний ресурс. Запасних частин, які підлягають заміні при середніх і розширених поточних ремонтах

сьогодні, практично ніхто не випускає. Сучасним ринком представлені лише аналоги випускаються кооперативами, але про якість таких запчастин, зрозуміло немає й мови.

Гумо-технічні вироби (ГТВ), за роки роботи втрачають еластичність, через багаторазових температурних розширень, на ущільнюючих кільцях і прокладках присутній залишкова деформація. В процесі обслуговування, ГТВ, нерідко виготовляються на підстанціях самим ремонтним персоналом, за допомогою підручних засобів; звичайно, такі комплектуючі не можуть забезпечити герметичність вузлів.

На зміну масляним вимикачів приходять вимикачі дугогасильним середовищем, в яких слугує елегаз і вакуум. Габарити такого обладнання набагато менше, а обслуговування полягає тільки в спостереженні за їх роботою. Крім того, нові вимикачі не вимагають поточних ремонтів. Таким чином експлуатаційні витрати знижуються в рази.

Вимірювальні трансформатори, що працюють на багатьох підстанціях і сьогодні, найчастіше, не задовольняють вимогам по класу точності. "ТФЗМи" і "НКФи" багато років прослужили на підстанціях, морально і фізично застаріли. Сучасні вимірювальні трансформатори випускаються в герметичному виконанні, при цьому одночасно вирішується проблема з обслуговуванням повітросушильних фільтрів і постійно забруднюються масломірного скла. Температурне розширення масла в них відбувається за рахунок деформації сильфона. Обслуговування таке обладнання не потребує, отже і кількість незапланованих ремонтів скорочується.

Трансформатори напруги нового покоління оснащуються ємнісними дільниками. Це трохи ускладнює конструкцію трансформатора, однак виключає можливість виникнення ферорезонансу.

Вентильні розрядники за багато років експлуатації погіршують свої пропускні спроможності, зволоження нелінійних опорів призводить до їх некоректної роботи при грозових і комутаційних перенапруженні. При виході з

ладу, вентильних розрядників, перевагу при заміні віддається сучасним обмежувача перенапруг.

Іскрові проміжки – це слабке місце вентильних розрядників, з часом на них утворюється нагар, їх провідність погіршується. Реєстратори спрацьовування розрядників вимагають постійного контролю з боку оперативного персоналу, при перегорання всіх плавких вставок, потрібно висновок розрядника в ремонт, а значить, основне обладнання теж має бути виведено. Подібні неприємності виключені при використанні обмежувачів перенапруги (ОПН), які не потребують обслуговування; досить вчасно проводити огляди.

Сучасні тенденції ведуть до зменшення габаритів всього, що виробляється і енергетика не стала винятком. Із застосуванням у виробництві нових високотехнологічних матеріалів, стало можливим зменшення габаритів обладнання. Перед сучасними виробниками обладнання стоїть завдання, виробляти продукцію, яка не вимагає обслуговування, для зниження експлуатаційних витрат. В цілому модернізація веде до скорочення участі людини у виробництві, передачі та споживання електроенергії.

1.3 Аналіз проблеми пошкодження опорно-стержневих ізоляторів

Відносно висока пошкоджуваність опорно-стержневих ізоляторів у складі роз'єднувачів 110 кВ залишається досить серйозною галузевою проблемою. Досвід експлуатації показує, що технологічні порушення з руйнуванням опорно-стержневих ізоляторів нерідко призводять до серйозних наслідків: відключенню системи шин підстанцій, погашенню підстанцій, зниженню навантаження електростанції, а також створюють загрозу персоналу енергопідприємств при виконанні перемикань.

Максимум ушкоджень ізоляторів у складі роз'єднувачів доводиться на 10-15 рік експлуатації. За цей час проявляються дефекти:

- пов'язані з недосконалістю і порушенням технології виготовлення ізоляторів, що призводять до неприпустимого зниження їх механічної міцності в процесі експлуатації;
- монтажу, наладки і технічного обслуговування роз'єднувачів в процесі експлуатації, що призводять до зростання навантажень на ізолятори.

Спостерігаються і сезонні максимуми ушкоджень, що помічаються в періоди з лютого по травень і з серпня по листопад (у періоди, коли протягом доби мають місце значні коливання температури з переходом нульового значення).

Головною причиною пошкодження фарфорових опорно-стержневих ізоляторів в експлуатації є механічне руйнування. В процесі експлуатації ізоляторів внаслідок дії зовнішніх чинників (волога і перепади температур (кліматичні чинники) і механічні навантаження, що виникають при перемиканнях і під впливом вітру) відбувається поява і розвиток зовнішніх і внутрішніх тріщин у фарфорі, а також руйнування елементів з'єднання "фланець - фарфор".

Нижче наводиться статистика в якій дані матеріали порівняння кількості пошкоджень електрообладнання залежно від його найменування.

За даними табл. 1.1 -1.4 можна зробити висновок, що найчастіше відмови в роботі енергетичного обладнання відбуваються внаслідок виходу з ладу фарфорових ізоляторів – 26,92% (табл. 1.1), причому найбільш характерним пошкодженням останніх є злам – 19,23% і порушення електричної міцності – 23,08% (табл. 1.2).

Таблиця 1.1 – Обладнання, що відмовило

Назва	К-ть	у %
Трансформатор силовий	1	3,85
Вимикач масляний	1	3,85
Вимірювальний трансформатор струму	1	3,85
Опора	7	26,92
Ізолятор	7	26,92
Провід	6	23,08
Інші елементи ПЛ	3	11,54

Таблиця 1.2 – Характер пошкодження

Назва	К-ть	у %
Злам, розрив, обрив	5	19,23
Деформація, вигин, викривлення	1	3,85
Натир, задир, знос тертям	2	7,69
Знос кавітації	3	11,54
Ерозійний знос	4	15,38
Зрив з кріплення	1	3,85
Замикання неізольованих провідників	2	7,69
Порушення електричної міцності ізоляції відносно землі	6	23,08
Інші пошкодження	2	7,69

Таблиця 1.3 – Причини пошкодження

Назва	К-ть	у %
Порушення режиму роботи	1	4,17
Внутрішня корозія	1	4,17
Інші недоліки експлуатації	1	4,17
Механічні пошкодження	4	16,67
Старіння ізоляції	2	8,33
Атмосферні перенапруги (гроза)	1	4,17
Швидкість вітру вища за розрахункову	6	25,0
Забруднення, засмічення	3	12,5
Комутаційні перенапруги	5	20,83

Таблиця 1.4 – Термін служби обладнання від початку експлуатації

Термін служби	К-ть	у %
Від 15 до 20	3	9,09
Від 20 до 25	4	12,12
Понад 25	11	33,33

1.4 Визначення технічного стану опорно-стержневої ізоляції без відключення від мережі

У роботі розглядаються методи визначення працездатності ізоляторів. Під працездатністю розуміється здатність ізолятора протистояти механічним і

кліматичним навантаженням, що впливають на ізолятор в процесі експлуатації. Існуюча діагностика ізоляторів по фізичній суті розділяється на чотири методи:

- візуальний контроль;
- силовий;
- контроль структури матеріалу ізолятора;
- контроль жорсткості ізолятора.

Візуальний контроль здійснюється з метою визначення видимих пошкоджень ізолятора (сколи, великі тріщини на поверхні та ін.).

Силовий метод – це прямий метод визначення працездатності ізолятора.

При використанні цього методу ізолятор піддається механічним навантаженням в тому або іншому ступені, що відповідає реальним навантаженням, які зустрічаються в процесі експлуатації. Безперечною перевагою цього методу є те, що він визначає істинну міцність ізолятора, проте при навантаженнях, що досягають деяких критичних величин можливе пошкодження, а в деяких випадках і руйнування ізолятора.

Непрямі методи, засновані на вимірюванні деяких параметрів властивих цьому об'єкту по стану, яких судять про його працездатність. До непрямих методів відносяться контроль структури матеріалу, контроль жорсткості ізолятора і візуальний контроль.

Контроль структури матеріалу ізолятора дозволяє виявити тріщини, мікротріщини і чужорідні вкраплення всередині ізолятора. Контроль структури матеріалу може бути здійснений за допомогою рентгеноскопії або ультразвукової дефектоскопії. За своєю суттю цей метод здійснює контроль геометричних характеристик (нерозривність перерізів, наявність тріщин, мікропористість всередині фарфору і т.п.) ізолятора.

Контроль жорсткості (механічної) ізолятора здійснюється віброакустичними методами. При цьому контролюються або частоти вільних коливань, або резонансні частоти коливань ізолятора. По частотному спектру коливань ізолятора судять про його працездатність.

Розглянемо зв'язок між змінами міцності і частотних характеристик ізолятора при вигині. Для фарфору, як і для будь-якого іншого матеріалу, існує деяка межа напруження, перевищення якої призводить до руйнування конструкції (тимчасовий опір). Сила, що відповідає тимчасовому опору називається граничним навантаженням. Виведемо залежність власної частоти коливань ізолятора від граничного навантаження.

Граничне навантаження при вигині стержня з жорстким кріпленням однієї сторони (закладення) і силою прикладеною з іншого боку описується виразом:

$$P=\sigma I/Lr \tag{1.1}$$

де P – граничне навантаження (сила);

σ – напруженість (в даному випадку тимчасовий опір);

L – довжина стержня (ізолятора);

r – радіус небезпечного перерізу ізолятора;

I – статичний момент інерції небезпечного перерізу ізолятора.

Частоти власних коливань стержня з жорстким кріпленням однієї сторони (закладення) і вільним з іншого боку визначаються виразом:

$$\omega_i = \frac{2}{L_2} \cdot \frac{\sqrt{E} \cdot I}{\mu}, \tag{1.2}$$

де ω – частота власних коливань стержня (ізолятора);

k – корінь рівнянь Крилова;

L – довжина стержня;

E – модуль пружності матеріалу;

I – значення статичного моменту інерції небезпечного перерізу стержня;

μ – маса одиниці довжини стержня;

i – власна форма коливань стержня (i =1, 2, .).

Проведемо порівняння характеристик пошкодженого і неушкодженого ізолятора. В якості відправної точки візьмемо граничне навантаження (несучу властивість), тоді міру пошкодження ізоляторів можна представити у формі відношення максимального навантаження пошкодженого ізолятора до

максимального навантаження неушкодженого ізолятора. Нескладні перетворення дозволяють отримати наступне співвідношення:

$$\frac{P_1}{P_0} = \frac{I_1}{I_0} = 2\frac{\omega_{i1}}{\omega_{i0}}, \tag{1.3}$$

де P_0 – граничне навантаження неушкодженого ізолятора;

P_1 – граничне навантаження пошкодженого ізолятора;

I_0 – значення статичного моменту інерції небезпечного перерізу неушкодженого ізолятора;

I_1 – значення статичного моменту небезпечного перерізу пошкодженого ізолятора;

ω_{i0} – значення частоти власних коливань неушкодженого ізолятора;

ω_{i1} – значення частоти власних коливань пошкодженого ізолятора;

i – значення власної форми коливань ізолятора (i =1, 2, .).

Слід зауважити, що співвідношення (1.3) справедливо і для поздовжніх і крутних навантажень. Аналізуючи співвідношення (1.3) бачимо, що пошкодження можна виявити на будь-якій формі коливань ізолятора. Вищевикладене дозволяє зробити висновок, що використання віброакустичних методів для визначення технічного стану опорно-стержневих фарфорових ізоляторів коректне.

Отже, для вирішення завдання про технічний стан опорно-стержневого ізолятора досить відстежити поведінку його власних частот в часі.

На підставі вищевикладеного пропонується:

Метод визначення технічного стану опорно-стержневої ізоляції під робочою напругою (електричним).

Технічний стан опорно-стержневого фарфорового ізолятора визначається за його амплітудно-частотною характеристикою (АЧХ). Фактично визначається стан механічної жорсткості ізолятора.

Основним критерієм збереження працездатності опорно-стержневого ізолятора є незмінність в часі його амплітудно-частотної характеристики.

Окремими випадками і критеріями оцінки технічного стану ізоляторів при першому вимірюванні є:

а) ізолятор в задовільному стані:

- наявність одного максимуму на АЧХ в діапазоні частот 3000-8000Гц;

б) ізолятор в незадовільному стані (однозначне відбракування) :

- наявність двох сумірних по інтенсивності максимумів на АЧХ в діапазонах частот: 1000-2000Гц – перший і 3000-8000Гц – другий;
- наявність одного максимуму на АЧХ в діапазоні частот 1000-2000Гц;
- наявність двох сумірних по інтенсивності максимумів на АЧХ в діапазонах частот : 3000-8000Гц – перший і 8000-12000Гц – другий;

наявність трьох і більше сумірних по інтенсивності максимумів на АЧХ в діапазоні частот 1000-10000Гц.

1.5 Висновки до розділу 1

В даному розділі розглянуто актуальне питання – зниження витрат електроенергії на підстанціях.

Доведено, що значно знизити втрати електроенергії і, відповідно, оптимізувати роботу трансформаторів дозволяє виконання ряду профілактичних робіт, виконуваних під напругою, тобто без їх відключення, оскільки будь-який ремонтний режим збільшує втрати в мережі в порівнянні з нормальними режимами. Знаючи, що втрати енергії в трансформаторах істотні, слід приділяти особливу увагу на їх зниження до мінімальних значень за допомогою:

1. Правильного підбору потужності та кількості трансформаторів.
2. Скорочення часу холостого ходу в період малих навантажень.
3. Вибору найбільш раціональних режимів їх роботи.

Також розглянуте актуальне на сьогоднішній день питання – визначення технічного стану опорно-стержневої ізоляції без відключення від мережі

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Обробка графіків навантажень підстанції

Згідно добових графіках електричних навантажень споживачів на напругу 10 кВ побудуємо добовий графік навантаження.

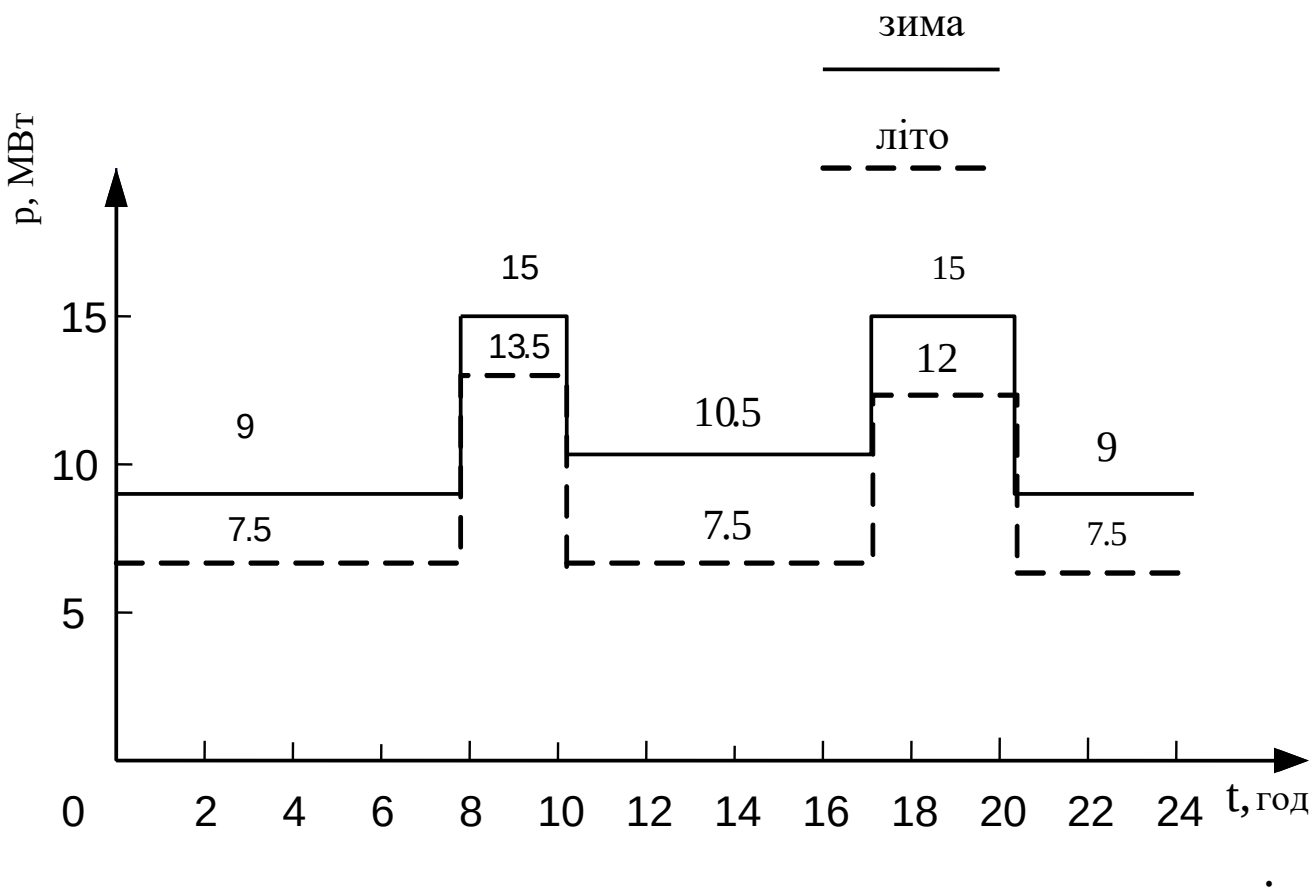

Рисунок 2.1 – Добовий графік навантаження

По добовому графіку (рис.2.1) будуємо річний графік електричного навантаження згідно тривалості (рис.2.2). При побудові приймемо, що на зимовий період припадає 183 доби, а на літній – 182.

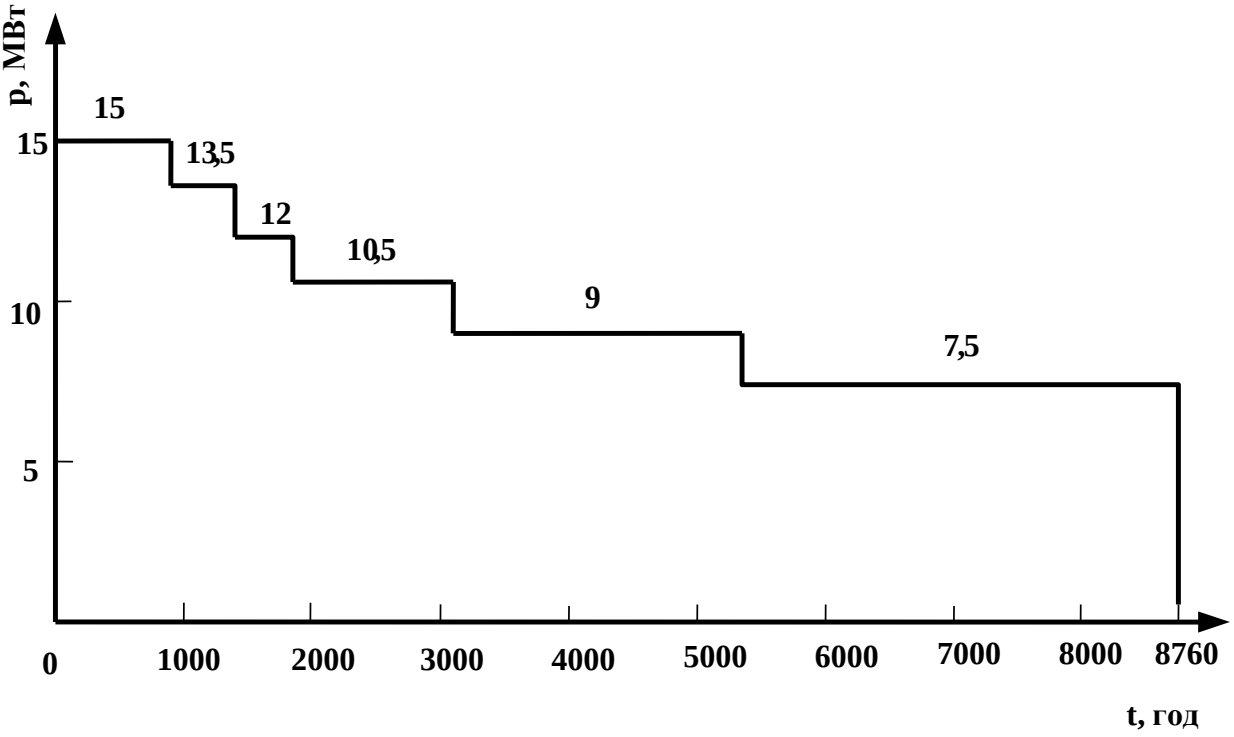

Рисунок 2.2 – Річний графік навантаження за тривалістю

По річному графіку навантаження за тривалістю (рис.2.2), розрахуємо техніко-економічні показники проектованої підстанції.

Енергія, споживана за рік:

$$W_n = \sum P_i T_i, \tag{2.1}$$

де P_i – активна потужність *i*-того ступеня графіку навантаження, МВт;

T_i – тривалість і-того ступеня графіку навантаження, год.

Wn = 15·915+13,5·364+12·546+10,5·1281+9·2196+7,5·3458=84340 МВт·год

Середньорічне навантаження:

$$P_{ср} = \frac{W_n}{T_p}, \tag{2.2}$$

де T_p – число годинника в році, год. (T_p = 8760 год.).

$$P_{ср} = 84340 / 8760 = 9,62 \text{ МВт}$$

Коефіцієнт заповнення річного графіку навантаження :

$$K_{зпг} = \frac{P_{ср}}{P_{макс}}, \tag{2.3}$$

де $P_{макс}$ – максимальне навантаження, підключене на цій напрузі, МВт.

$$K_{зпг} = 9,62 / 15 = 0,64.$$

Енергія, що споживається за добу (по рис. 2.2).

Енергія, споживана за добу ($W_д$) визначається по формулі (2.1) окремо для літнього і зимового добових графіків навантаження.

Для літнього періоду:

$$W_д = 7,5 \cdot 19 + 12 \cdot 3 + 13,5 \cdot 2 = 205,5 \text{ МВт·год.}$$

Для зимового періоду:

$$W_д = 9 \cdot 12 + 10,5 \cdot 7 + 15 \cdot 5 = 256,5 \text{ МВт·год.}$$

Середньодобове навантаження:

$$P_{срд} = \frac{W_д}{T_д}, \tag{2.4}$$

де $T_д$ – число години в добі, год. ($T_д$ = 24 год.).

Для літнього періоду:

$$P_{срд} = 205,5 / 24 = 8,56 \text{ МВт.}$$

Для зимового періоду:

$$P_{срд} = 256,5 / 24 = 10,69 \text{ МВт.}$$

Коефіцієнт заповнення добового графіку навантаження :

$$K_{зпд} = \frac{P_{срд}}{P_{макс}}. \tag{2.5}$$

Для літнього періоду:

$$K_{зпд} = 8,56 / 13,5 = 0,63.$$

Для зимового періоду:

$$K_{зпд} = 10,69 / 15 = 0,71.$$

Час використання максимуму навантаження :

$$T_{в.м.} = \frac{W_п}{P_{макс}}; \tag{2.6}$$

$$T_{в.м.} = 84340 / 15 = 5622 \text{ год.}$$

Час найбільших втрат :

$$\tau_n = (0{,}124 + T_{в.м.} 10^{-4})^2 8760\ ; \qquad (2.7)$$

$$\tau_n = (0{,}124 + 5622 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4124 \text{ год.}$$

2.2 Вибір числа і потужності силових трансформаторів

За умовою того, що від даної підстанції отримують електропостачання споживачі I і II категорії за надійністю, то згідно ПУЕ 3] повинно бути встановлено 2 силові трансформатори.

Технічно прийнятна потужність трансформаторів :

$$S_m = \frac{P_{в.макс}}{\cos\varphi_н} \frac{K_{I,II}}{K_{ав}}, \qquad (2.8)$$

де $\cos\varphi_н$ – коефіцієнт потужності навантаження;

$K_{I,II}$ – коефіцієнт участі споживачів I і II категорії надійності в максимумі навантаження;

$K_{ав}$ – коефіцієнт аварійного перевантаження.

Визначимо коефіцієнт аварійного перевантаження для трансформаторів проектованої підстанції.

Згідно ПУЕ [2] у аварійних режимах трансформатор можна перевантажувати на 40% ($K_{ав}$ = 1,4) на час максимумів загальною тривалістю 6 годин на добу на протязі не більше 5 діб. При цьому коефіцієнт заповнення добового графіку навантаження трансформатора в умовах його перевантаження має бути не більше 0,75. Якщо хоч одна з цих умов не виконується, то ПТЕ [4] дозволяють перевантаження на 30% ($K_{ав}$ = 1,3) впродовж 120 хвилин.

Приймемо коефіцієнт аварійного перевантаження ($K_{ав}$ = 1,4) , оскільки загальна тривалість максимуму навантаження складає 5 годин, а коефіцієнт заповнення добового графіку навантаження $K_{здг}$ = 0,7.

$$S_m = \frac{15}{0{,}85} \cdot \frac{0{,}7}{1{,}4} = 8{,}8 \text{ МВА.}$$

За шкалою стандартних значень потужностей трансформаторів ГОСТ 9680 -77, вибираємо наступні варіанти для техніко-економічного порівняння:

- трансформатори з номінальною потужністю $S_{нт}$ = 10 МВА;
- трансформатори з номінальною потужністю $S_{нт}$ = 16 МВА.

Виходячи з напруги, необхідної для живлення споживачів, підключених до підстанції, техніко-економічне порівняння робиться для наступних типів трансформаторів :

- ТДН - 10000/110;
- ТДН - 16000/110.

Параметри цих трансформаторів наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри силових масляних трансформаторів, що беруть участь в техніко-економічному порівнянні

Тип	U кВ	Втрати, кВт		$U_к$, %	$I_{хх}$,%	Маса, т		Ціна, тис.грн.
		$P_{хх}$	$P_{кз}$			повна	масла	
ТДН-10000/110	110/10	18,0	60,0	10,5	0,9	42,0	14,5	1400
ТДН-16000/110	110/10	26,0	85,0	10,5	0,85	54,5	19,7	1680

У табл. 2.1 використані наступні позначення:

На основі аналізу економічної ефективності (додаток 1) можна зробити висновок, що по терміну окупності варіанти рівнозначні. Визначальним критерієм є ЧДД. Тому пропоную до реалізації варіант 1 СЕП з трансформаторами (2×ТДН-10000/10).

2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань

Найбільший робочий струм на стороні 110 кВ проектованій підстанції:

$$I_{роб.макс} = \frac{K_{ав} S_{нт}}{\sqrt{3} U_н}, \qquad (2.9)$$

де $U_н$ – номінальна напруга мережі, кВ.

$$I_{роб.макс} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,074 \text{ кА}.$$

Таке значення $I_{роб.макс.}$ дозволяє використати в РП - 110 кВ спрощену схему з віддільниками і короткозамикачами, оскільки у віддільників, використовуваних на напругу 110 кВ, тривало допустимий струм $I_{доп}$ = 1000 А. Для збільшення гнучкості схеми, а також її надійності, встановлюється на стороні 110 кВ схема «місток з вимикачем».

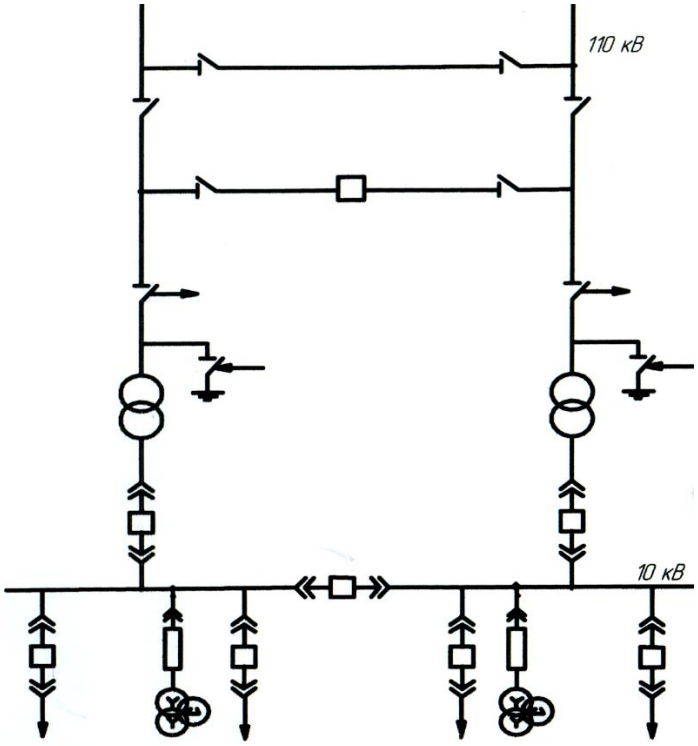

Рисунок 2.3 – Головна схема електричних з'єднань підстанції

Вимикач в перемичці в нормальному режимі роботи підстанції має бути включений, щоб при короткому замиканні (КЗ), була можливість швидкого відключення пошкодженої ділянки схеми і відновлення за допомогою АВР живлення споживачів підстанції.

Ремонтна перемичка з роз'єднувачів дозволяє виводити в ремонт вимикач, без порушення режиму живлення.

Однолінійна головна схема електричних з'єднань підстанції представлена на листі графічної частини дипломного проекту.

Розріз по комірці РПВН і схема заповнення РПНН представлена також у графічній частині дипломного проекту.

2.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Для розрахунку струмів трифазного КЗ складемо схему заміщення мережевого району з урахуванням прийнятих допущень.

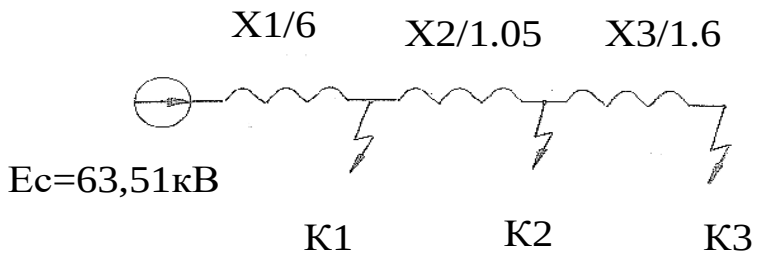

Рисунок 2.4 – Схема заміщення мережевого району

Розрахуємо параметри схеми заміщення в іменованих одиницях з точним приведенням. Усі параметри приводимо до напруги 110 кВ.

Опір системи :

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_c^{''}}, \qquad (2.10)$$

де U_c – напруга системи, кВ;

$S_c^{''}$ – потужність КЗ на шинах системи, МВА.

$$X_c = \frac{110^2}{64} = 201 \text{ Ом.}$$

Опір лінії 110 кВ по умові – 20 Ом

$$X_1 = 20 \text{ Ом};$$

$$X_л = x_{пит} \cdot L. \qquad (2.11)$$

Опір обмоток трансформатора :

Знаходимо опір трансформатора

$$X_{тр.} = \frac{U_{н\%}}{100} \cdot S_н, \qquad (2.12)$$

де $U_к$% – напруга к.з. трансформатора.

$S_{ном}$ – значення номінальної потужності силового трансформатора.

$$X_{тр.} = \frac{10,5}{100} \cdot 10 = 1,05 \text{ Ом.}$$

Опір навантаження підстанції :

$$X_н = X''_н \frac{U^2_{нав}}{K_{ав} S_{нт} (P_{макс} / P_{в.макс})} K^2_т, \qquad (2.13)$$

де $X''_н$ – надперехідний опір навантаження, в.о. ($X''_н = 0,35$ [7]);

$U_{нав}$ – середня напруга навантаження, кВ;

$K_т$ – коефіцієнт трансформації трансформаторів підстанції, в.о.;

$P_{макс}$ – максимальне навантаження підстанції, МВт.

$$X_н = 0,35 \cdot \frac{10^2}{1,4 \cdot 10 \cdot (15/30,2)} \cdot \left(\frac{115}{11}\right)^2 = 52,7 \text{ Ом.}$$

ЕРС навантаження:

$$E''_н = E''_{н*} \frac{U_{нав}}{\sqrt{3}} K_т ; \qquad (2.14)$$

$$E''_н = 0,85 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} \cdot \frac{115}{11} = 53,87 \text{ кВ,}$$

де $E''_{н*}$ – надперехідна ЕРС навантаження, в.о. ($E''_{н*} = 0,85$ [7]).

ЕРС системи:

$$E''_c = \frac{U_c}{\sqrt{3}} ; \qquad (2.15)$$

$$E''_c = \frac{110}{\sqrt{3}} = 63,51 \text{ кВ.}$$

2.4.1 Розрахунок струмів на стороні 110 кВ проектованої підстанції

Нехай КЗ сталося в точці К1.

Періодична складова струму в початковий момент часу :

$$I_{по}^{(3)} = \left(\sum \frac{E_i''}{X_i} \right) K_m , \qquad (2.16)$$

де E_i – ЕРС i -ої активної гілки, кВ;

X_i – опір i -ої активної гілки, Ом.

$$I_{по.К1}^{(3)} = \frac{63,51}{20} = 3,17 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} K_y I_{по}^{(3)} , \qquad (2.17)$$

де K_y – ударний коефіцієнт (можна прийняти K_y = 1,8 [7]).

$$i_{y.К1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,17 = 8,07 \text{ кА.}$$

2.4.2 Розрахунок струмів на шинах 10 кВ проектованій підстанції

Нехай КЗ сталося в точці К2.

Періодична складова струму в початковий момент часу по (2.16) :

$$I_{по.К3}^{(3)} = \left(\frac{53,87}{52,7} + \frac{61,57}{96,41} \right) \cdot \frac{115}{11} = 7,39 \text{ кА.}$$

Ударний струм по (2.17) :

$$i_{y.К3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,39 = 18,81 \text{ кА.}$$

Зведемо усі отримані значення струмів КЗ в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Значення струмів КЗ на проектованій підстанції

Розрахункова точка	$I_{по}^{(3)}$, кА	$i_y^{(3)}$, кА
К1	3,17	8,07
К2	7,39	18,81

Обмеження струмів КЗ не потрібно, оскільки комутаційні апарати, що випускаються промисловістю, здатні відключити усі струми КЗ, що мають місце на проектованій підстанції.

2.5 Висновки до розділу 2

У зв’язку зі зменшенням навантаження, суттєвим недовантаженням підстанції та використанням морально і фізично застарілого обладнання виникла необхідність провести реконструкцію даної підстанції з встановленням менш потужних силових трансформаторів, сучасного комутаційного обладнання та з впровадженням сучасних схем захисту та автоматики підстанції.

Виконано побудову добового та річного графіків навантаження. За результатами розрахунків ми отримали середньорічне навантаження на рівні 9,6 МВт, а середньодобові навантаження для літнього і зимового періодів 8,56 та 10,69 МВт відповідно. Проаналізувавши дані графіки навантаження можна зробити висновок що для підстанції можна вибрати трансформатори потужністю як 10 МВА так і 16 МВА. Проте виконавши техніко-економічне порівняння двох варіантів ми дійшли висновку що більш доцільним буде трансформатор потужністю 10 МВА марки ТДН 10000/110.

Для вибору комутаційно-захисної апаратури, кабельно-провідникової продукції, а також для побудови кіл релейного захисту та автоматики здійснено розрахунки струмів короткого замикання.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вибір основного обладнання і струмоведучих частин

3.1.1 Вибір високовольтних вимикачів

Для встановлення на стороні 10 *кВ* вибираємо вакумні вимикачі серії ВБЭК-10, орієнтуючись на встановлення на стороні 10 *кВ* комплектного розподільчого пристрою зовнішнього встановлення (КРПЗ) серії К - 59.

Секційні вимикачі приймаємо такими ж, як і ввідні по відповідній напрузі.

Зробимо вибір і перевірку для ввідних вимикачів на стороні 10 кВ (Q2, Q3).

Вважаємо, що один трансформатор виведений в ремонт і усе навантаження підключене до другого.

Найбільший робочий струм:

$$I_{роб.макс} = \frac{K_{ав} S_{нт} K}{\sqrt{3} U_н}, \tag{3.1}$$

де K – коефіцієнт, що показує яка частина потужності, що поступає на підстанцію, протікає через цей вимикач.

Для ввідних вимикачів:

$$K = \frac{P_{макс}}{P_{в.макс}}, \tag{3.2}$$

де $P_{макс}$ – максимальне навантаження, МВт.

Для лінійних вимикачів:

$$K = \frac{P_л}{P_{в.макс}}, \tag{3.3}$$

де $P_л$ – навантаження однієї лінії, МВт;

$$K = \frac{1,8}{15} = 0,125,$$

$$I_{роб.макс} = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 0,125}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,102 \text{ кА}.$$

$$K = \frac{15}{15} = 1,$$

$$I_{роб.макс} = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,809 \text{ кА.}$$

Вибираю вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10-20/1000 У3, для ліній – ВВ/TEL - 10 -20/630 У3.

Перевірка на відключення симетричного струму КЗ :

$$I_{н.відкл.} \geq I_{пτ}^{(3)}, \tag{3.4}$$

де $I_{н.відкл.}$ – номінальний струм відключення вимикача, кА (для вибраних вимикачів $I_{н.відкл.}$ = 20 кА);

$I_{пτ}^{(3)}$ – періодична складова струму КЗ на момент початку розходження контактів, кА.

$$\tau = t_{вчв} + 0,01, \tag{3.5}$$

де $t_{вчв}$ – власний час відключення вимикача, с.

$$\tau = 0,055 + 0,01 = 0,065 \text{ с.}$$

Для спрощення розрахунків приймаємо $I_{пτ}^{(3)} = I_{по}^{(3)}$, якщо вимикач зможе відключити струм $I_{по}^{(3)}$, який більше струму $I_{пτ}^{(3)}$, то він відключить і струм $I_{пτ}^{(3)}$.

Ця умова виконується, оскільки 20 кА > 7,39 кА.

Перевірка на відключення асиметричного струму КЗ :

$$I_{н.відкл.}(1 + \beta_н) \geq I_{по}^{3)}(1 + e^{-\tau/T_a}), \tag{3.6}$$

де $\beta_н$ – нормований вміст аперіодичної складової, в.о. (для вибраних вимикачів $\beta_н$ = 0,4);

T_a – стала часу загасання аперіодичної складової струму КЗ, з (для напруги 10 кВ і $K_у$ = 1,8, Та = 0,045 с., для напруги 35 і 110 кВ і $K_у$ = 1,8, Та = 0,02 с. [8]).

$$20 \cdot (1 + 0,4) \geq 6,078 \cdot (1 + e^{-0,065/0,045}).$$

Ця умова виконується, оскільки 28 кА > 12,462 кА.

Перевірка включаючої здатності :

$$i_{вкл} \geq i_у^{(3)}, \tag{3.7}$$

де $i_{вкл.}$ – найбільший пік номінального струму включення вимикача, кА (для вибраних вимикачів $i_{вкл.}$ = 52 кА).

Ця умова виконується, оскільки 52 кА > 18,81 кА.

Перевірка електродинамічної стійкості :

$$I_{гр.наск} \geq I_{по}^{(3)}, \tag{3.8}$$

де $I_{гр.наск.}$ – діюче значення граничного наскрізного струму, кА (для вибраних вимикачів $I_{гр.наск.}$ = 20 кА).

Ця умова виконується, оскільки 20 кА > 7,39 кА.

Перевірка термічної стійкості :

$$I_m^2 t_m \geq B_к, \tag{3.9}$$

де I_m – струм термічної стійкості, кА (для вибраних вимикачів I_m = 20 кА);

t_m – допустимий час дії струму термічної стійкості, с. (для вибраних вимикачів t_m = 3 с.);

$B_к$ – тепловий імпульс, кА^{2}с.

$$B_к = (I_{по}^{(3)})^2 (t_{відкл.} + T_a), \tag{3.10}$$

де $t_{відкл.}$ – розрахунковий час відключення КЗ, с. (приймемо $t_{відкл.}$ = 2 с, виходячи з часу спрацьовування резервного захисту).

$$I_m^2 t_m = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_к = 7{,}39^2 \cdot (2 + 0{,}045) = 56{,}657 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Ця умова виконується, оскільки 1200 кА^{2}с > 56,657 кА^{2}с.

Усі умови перевірки виконуються, тому вибрані вимикачі можуть бути встановлені в РП - 10 кВ проектованої підстанції.

Інші вимикачі вибираються і перевіряються аналогічно. Результати вибору і перевірки зведені в табл. 3.1.

3.1.2 Вибір роз'єднувачів, віддільників і короткозамикачів

Вибір роз'єднувачів і віддільників виконується по номінальній напрузі $U_н$ і по найбільшому робочому струму $I_{роб.макс}$, який визначається по (3.1). Короткозамикачі вибираються по номінальній напрузі. Усі вищеперелічені

апарати перевіряються на динамічну (по (3.8)) і термічну (по (3.9)) стійкість до струмів КЗ. Усі апарати зовнішнього встановлення.

Результати вибору роз'єднувачів представлені в табл. 3.2, віддільників в табл. 3.3, короткозамикачів в табл. 3.4.

На роз'єднувачах встановлений привід ПРН - 110У1. Номінальні дані по роз'єднувачах прийняті по табл. 5.5 [4].

На віддільниках встановлений привід ПРО-1У1. Номінальні дані по віддільниках прийняті по табл. 5.6 [4]. На короткозамикачах встановлений привід ПРК-1У1. Номінальні дані по короткозамикачах прийняті по табл. 5.6 [4].

3.1.3 Вибір обмежувачів перенапруги

Таблиця 3.5 – Обмежувачі перенапруги, використовувані на підстанції

Тип	Місце встановлення	Напруга, кВ					
		Діюче значення		Найбільше амплітудне значення			
		Найбільш допустиме	Номінальне	Номінальний розрядний струм, кА	Залишкова при імпульсному струмі з амплітудою, кА		
					0.5	5	10
ОПН–РС 10/12,5	10 кВ	12.7	10	5	4.7	40	42
ОПН–9–11073	110 кВ	73	110	10	185	218	233

3.1.4 Вибір запобіжників

Для захисту ТН, встановлених на збірних шинах 10 кВ, від струмів внутрішніх КЗ використовуються плавкі запобіжники ПКН001 - 10У3.

Для захисту усіх трансформаторів напруги від струмів КЗ в колі вимірювальних приладів використовуються плавкі запобіжники ПН2.

Усі запобіжники поставляються в комплекті з трансформаторами напруги.

3.1.5 Вибір заземлювачів нейтралей

Для заземлення нейтралей силових трансформаторів вибираємо заземлювачі типу ЗОН-110М-ІУ1 (по табл. 5.6 [4]). Заземлювачі встановлюються паралельно з вентильними розрядниками.

На заземлювачах встановлений привід ПРН - 11У1.

3.1.6 Вибір струмоведучих частин

На проектованій підстанції приймаємо у відкритій частині жорстку ошиновку алюмінієвими шинами із сплаву АД31. З'єднання трансформаторів з жорсткими шинами ВРП, а також з КРПЗ виконується сталеалюмінієвими проводами марки АС. У КРПЗ застосовується жорстка ошиновка.

Вибір усіх жорстких шин, окрім збірних шин, здійснюється по економічній щільності струму.

Економічно доцільний переріз шин :

$$q_{ек} = \frac{I_{роб}}{j_{ек}}, \tag{3.11}$$

де $I_{роб}$ – робочий струм, А;

$j_{ек}$ – економічна щільність струму, А/мм^2 ($j_{ек}$ = 1,1 А/мм^2 по табл. 1.3.36 [2]).

$$I_{роб} = \frac{S_{нт}K}{\sqrt{3}U_н}. \tag{3.12}$$

Зробимо розрахунок для ввідних шин в РП-10 кВ проектованої підстанції.

$$I_{роб} = \frac{10 \cdot 0,545}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,320 \text{ кА};$$

$$q_{ек} = \frac{320}{1,1} = 290 \text{ мм}^2.$$

По сортаменту плоских шин (табл. 7.3 [4]) вибираємо плоскі односмугові шини (з установкою «лежачи») перерізом $q = 80 \times 8$ мм2 (640 мм^2).

Перевірка на максимальний тривалий струм навантаження :

$$I_{роб.макс} \le I_{доп}, \tag{3.13}$$

де $I_{доп}$ – допустимий струм навантаження, А (для шин вибраного перерізу $I_{доп}$ = 1214 А по табл. 7.3 [4]).

Для ввідних шин $I_{роб.макс.}$ = 890 А, умова виконується, 809 А < 1214 А.

Перевірка на термічну стійкість до струмів КЗ :

$$q_{\min} \le q, \tag{3.14}$$

де q_{min} – мінімально допустиме по нагріву струмами КЗ переріз шини, мм^2.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C_m}, \tag{3.15}$$

де C_m – «температурний коефіцієнт», Ас$^{1/2}$/мм^2 (для алюмінієвих шин C_m = 90 Ас$^{1/2}$/мм^2 по табл. 1.15 [4]).

Для ввідних шин $B_к$ = 56,6 кА^{2}с (по табл. 3.1), тоді:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{56,657 \cdot 10^6}}{90} = 103,5 \text{ мм}^2.$$

Ця умова виконується, оскільки 103,5 мм^2 < 640 мм^2.

Перевірка на електродинамічну стійкість до струмів КЗ :

$$\sigma_{роз} \le \sigma_{доп}, \tag{3.16}$$

де $\sigma_{доп}$ – допустима механічне напруження в шинах, МПа (для алюмінієвих шин, виконаних із сплаву АД31 $\sigma_{доп} = 75$ МПа по табл. 4.2 [1]);

$\sigma_{роз}$ – розрахункова механічна напруга в шинах, МПа.

$$\sigma_{роз} = \frac{M}{W}, \tag{3.17}$$

де M – момент, що вигинає, Н·м;

W – момент опору, м^3.

$$M = \frac{fl^2}{10}, \tag{3.18}$$

де f – згинаюча сила, що прикладається до одиниці довжини, Н/м;

l – відстань між ізоляторами, м (для КРПЗ l = 0,95 м [1]).

$$f = \frac{\sqrt{3} \cdot (i_y^{(3)})^2 \cdot K_ф \cdot 10^{-9}}{a}, \tag{3.19}$$

де a – відстань між осями фаз, м (для КРПЗ a = 0,22 м [1]);

$K_ф$ – коефіцієнт форми ($K_ф$ = 1 оскільки відстань між фазами менше периметра перерізу шини [1]).

Для плоских шин:

$$W = \frac{hb^2}{6}, \tag{3.20}$$

де h, b – розміри шини, м.

Для трубчастих шин:

$$W = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}, \tag{3.21}$$

де D, d – зовнішній і внутрішній діаметри трубчастої шини, м.

З урахуванням формул (3.19) - (3.22) формула (3.23) прийме вигляд:

для плоских шин:

$$\sigma_{роз} = \frac{\sqrt{3} \cdot (i_y^{(3)})^2 \cdot K_ф \cdot 10^{-8} \cdot l^2 \cdot 6}{a \cdot h \cdot b^2.}. \tag{3.22}$$

для трубчастих шин:

$$\sigma_{роз} = \frac{\sqrt{3} \cdot (i_y^{(3)})^2 \cdot K_ф \cdot 10^{-8} \cdot l^2 \cdot 32 \cdot D}{a \cdot \pi(D^4 - d^4)}; \tag{3.23}$$

$$\sigma_{роз} = \frac{\sqrt{3} \cdot 18{,}81^2 \cdot 1 \cdot 10^{-8} \cdot 0{,}95^2 \cdot 6}{0{,}22 \cdot 0{,}008 \cdot 0{,}08^2} = 4{,}76 \text{ МПа}.$$

Ця умова виконується, оскільки 4,76 МПа < 75 МПа.

Усі умови перевірки виконуються, таким чином, вибрані шини можуть бути встановлені в РП-10 кВ проектованої підстанції. Інші шини (окрім збірних шин РП) вибираються і перевіряються аналогічно. Результати вибору і перевірки зведені в табл. 3.6.

Номінальні дані плоских шин прийняті по табл. 7.3 [7], а для трубчастих шин по таблиці 7.4 [7].

Вибір збірних шин здійснюється по максимальному робочому струму навантаження по (3.18).

Зробимо вибір і перевірку для збірних шин РП-10 кВ.

Для них $I_{роб.макс.}$ = 809 А (табл. 3.1). Вибираємо плоскі односмугові алюмінієві шини з перерізом $q = 80 \times 8$ мм^2 (640 мм^2), що встановлюються «лежачи» для яких $I_{доп.}$ = 1214 А.

Перевірка на термічну стійкість до струмів КЗ по (3.14).

Для сторони 10 кВ q_{min} = 149,2 мм^2 по табл. 3.7, тому ця умова виконується, оскільки 149,2 мм^2 < 640 мм^2.

Перевірка на електродинамічну стійкість до струмів КЗ по (3.16).

$$\sigma_{роз} = \frac{\sqrt{3} \cdot 18{,}81^2 \cdot 1 \cdot 10^{-8} \cdot 0{,}95^2 \cdot 6}{0{,}22 \cdot 0{,}008 \cdot 0{,}08^2} = 4{,}76 \text{ МПа.}$$

Ця умова виконується, оскільки 4,76 МПа < 75 МПа.

Усі умови перевірки виконуються, отже, вибрані збірні шини можуть бути встановлені в РП - 10 кВ.

Номінальні дані плоских шин прийняті по табл. 7.3 [4].

Вибір гнучких струмоведучих частин робиться по економічній щільності струму по (3.11). Гнучкі струмоведучі частини перевіряються на максимальний тривалий струм навантаження по (3.13) і на термічну стійкість до струмів КЗ по (3.14). На електродинамічну стійкість до струмів КЗ гнучкі струмоведучі частини перевіряються тільки якщо $I_к^{(3)} > 20$ кА. Усі струми КЗ, що мають місце на проектованій підстанції, менше 20 кА (табл. 2.2), тому перевірку на електродинамічну стійкість до струмів КЗ робити не будемо.

Виберемо проводи для з'єднання силових трансформаторів і КРПЗ.

Для них $q_{ек}$ = 715 мм^2 (табл. 3.7). По сортаменту сталеалюмінієвих проводів вибираємо сталеалюмінієвий провід АС - 700/86 загальним перерізом:

$$q = q_{ал} + q_{ст}, \tag{3.24}$$

де $q_{ал}$ – переріз алюмінієвої частини провода, мм^2;

$q_{ст}$ – переріз сталевого осердя, мм^2.

$$q = 687 + 85{,}9 = 772{,}9 \text{ мм}^2.$$

Для цього проводу допустимий струм $I_{доп}$ = 1180 А (по табл. 7.35 [4]). Максимальний робочий струм цього проводу $I_{роб.макс.}$ = 809 А, тому умова перевірки на максимальний тривалий струм навантаження виконується, оскільки 1180 А > 809 А

Результати вибору і перевірки гнучких струмоведучих частин представлені в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Результати вибору і перевірки гнучких струмопроводів

Місце встановлення	Розрахункові дані				Номінальні дані шин		
	$I_{роб}$, А	$I_{роб.макс}$ А	$q_{ек}$, мм^2	$q_{\min}$, мм^2	Марка провода	q, мм^2	$I_{доп}$, А
РП - 10 кВ	320	809	715	149,2	АС - 700/86	772,9	1180
РП - 110 кВ	30	74	119	54,91	АС - 95/16	111,3	330

3.1.7 Вибір ізоляторів

Вибір опорних ізоляторів робиться за наступними умовами.

По номінальній напрузі:

$$U_н \le U_{н.і}\,, \tag{3.25}$$

$$U_н \le U_{н.і}$$

де $U_н$ – номінальна напруга мережі, кВ;

$U_{н.і.}$ – номінальна напруга ізоляторів, кВ.

По допустимому навантаженню:

$$F_{роз} \le F_{доп}\,, \tag{3.26}$$

де $F_{роз.}$ – сила, що діє на ізолятор, Н;

$F_{доп}$ – допустиме навантаження на головку ізолятора, Н.

$$F_{доп} = 0,6F_{руй}\,, \tag{3.27}$$

де $F_{руй.}$ – руйнівне навантаження на вигин, Н.

$$F_{роз} = \sqrt{3}\cdot\frac{(i_y^{(3)})^2}{a}\cdot l\cdot K_h\cdot 10^{-7}\,, \tag{3.28}$$

де K_h – поправочний коефіцієнт на висоту шини (якщо шини розташовані «лежачи», то K_h = 1 [1]).

З врахуванням (3.27) і (3.28) формула (3.26) набере вигляду

$$F_{руй} \ge F'_{роз} = \frac{\sqrt{3}\cdot(i_y^{(3)})^2\cdot l\cdot K_h\cdot 10^{-7}}{0,6\cdot a}\,, \tag{3.29}$$

Зробимо вибір для опорних ізоляторів РП - 10 кВ. Для них: $U_{н.і} \ge 10$ кВ

$$F_{руй} \ge \frac{\sqrt{3}\cdot 18810^2\cdot 0,95\cdot 1\cdot 10^{-7}}{0,6\cdot 0,22} = 712 \text{ Н.}$$

По табл. 5.7 [4] вибираємо опорні ізолятори внутрішнього встановлення И4 - 80 УХЛ3 у яких $U_{н.і} \geq 10$ кВ, а $F_{руй}$ = 1000 Н.

Опорні ізолятори для РП - 110 кВ вибираються аналогічно. Результати вибору зведені в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Результати вибору опорних ізоляторів

Місце встановлення	Розрахункові дані		Номінальні дані ізоляторів		
	$U_н$, кВ	$F'_{роз}$, Н	Тип ізолятора	$U_{н.і}$, кВ	$F_{руй}$, Н
РП - 10 кВ	10	712	И4 - 80 УХЛ3	10	4000
РП - 110 кВ	110	115	ИОСПК-10-110/450-II-УХЛ1	110	

Виберемо для введення в КРПЗ прохідні ізолятори. Вибір здійснюється за умовами (3.28) і (3.29). Крім того, вводиться ще одна умова вибору :

$$I_{роб.макс} \leq I_{н.і}, \tag{3.30}$$

де $I_{н.і.}$ – номінальний струм ізолятора, А.

Для прохідних ізоляторів

$$F_{роз} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}. \tag{3.31}$$

З врахуванням (3.22) і (3.26) формула (3.31) набере вигляду:

$$F_{руй} \geq \frac{\sqrt{3} \cdot (i_y^{(3)})^2 \cdot l \cdot 10^{-7}}{0,6 \cdot a}. \tag{3.32}$$

Для вводу КРПЗ $I_{роб.макс}$ = 809 А (табл. 3.1).

$$U_{н.і} \geq 10 \text{ кВ}$$

$$I_{н.і} \geq 809 \text{ А},$$

$$F_{руй} \geq \frac{0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 18810^2 \cdot 0,95 \cdot 10^{-7}}{0,6 \cdot 0,22} = 356 \text{ Н}.$$

По табл. 5.8 [4] вибираємо прохідні ізолятори зовнішньо-внутрішнього встановлення ИП - 10/1000 - 1250 УХЛ1 для яких $U_{н.і.}$ = 10 кВ, $I_{н.і.}$ = 1000 А, $F_{руй}$ = 1250 Н.

3.1.8 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

Вибір вимірювальних трансформаторів струму.

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму вибираються по максимальному робочому струму навантаження :

$$I_{роб.макс} \le I_{1н}\,, \tag{3.33}$$

де $I_{1н}$ – номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму, А.

Виберемо трансформатори струму для встановлення в колі трансформатора на стороні 10 кВ. Для них $I_{роб.макс}$ = 809 А (табл. 3.1). По табл. 5.9 [7] вибираємо ТС ТЛ-10-Р/0,5-1000/5 У3 у яких $I_{1н}$ = 1000 А.

Перевірка на електродинамічну стійкість до струмів КЗ :

$$i_y^{(3)} \le i_{дин}\,, \tag{3.34}$$

де $i_{дин}$ – струм електродинамічної стійкості, кА (для вибраних трансформаторів струму $i_{дин}$ = 128 кА по табл. 5.9 [4]).

Ця умова виконується, оскільки 18,81 кА < 128 кА.

Перевірка на термічну стійкість до струму КЗ по (3.9).

Тепловий імпульс на стороні 10 кВ $B_к$ = 56,6 кА^{2}с (табл. 3.1).

Для вибраних трансформаторів струму I_m = 40 кА, t_m = 3 с. Тоді

$$I_m^2 t_m = 40^2 \cdot 3 = 4800\,\text{кА}^2\text{с}.$$

Ця умова виконується, оскільки 4800 кА^{2}с > 56,6 кА^{2}с.

Перевірка по вторинному навантаженню і класу точності :

$$Z_{2н} \ge r_2\,, \tag{3.35}$$

де $Z_{2н}$ – вторинне номінальне навантаження ТС, Ом (для вибраних трансформаторів струму $Z_{2н}$ = 0,8 Ом в класі точності 0,5 по табл. 5.9 [4]);

r_2 – розрахункове навантаження трансформатора струму, Ом.

Вторинне навантаження трансформаторів струму :

$$r_2 = r_{прил} + r_к + r_{пр}\,, \tag{3.36}$$

де $r_{прил}$ – опір приладів у вторинному колі трансформаторів струму, Ом;

$r_к$ – опір контактів, Ом ($r_к$ = 0,1 Ом, якщо число підключених приладів більше 3, в іншому випадку $r_к$ = 0,05 Ом [1]);

$r_{пр}$ – опір сполучних проводів, Ом.

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2н}^2}, \tag{3.37}$$

де $S_{прил}$ – сумарна потужність, що споживається приладами, підключеними до трансформатора струму, ВА;

$I_{2н}$ – номінальний струм вторинної обмотки трансформаторів струму, А (для вибраних трансформаторів струму $I_{2н}$ = 5 А по табл. 5.9 [4]).

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_p}{q}, \tag{3.38}$$

де $\rho -$ питомий опір сполучних проводів, Ом·мм^2/м (для алюмінію $\rho = 0,0283$ Ом·мм^2/м);

l_p – розрахункова довжина сполучних проводів, м;

q – переріз сполучних проводів, мм^2.

Для вибраних трансформаторів $S_{прил}$ = 6 ВА (табл. 3.9).

$$r_{прил} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}.$$

Оскільки число, підключених до трансформатора струму приладів, більше 3, то $r_к$ = 0,1 Ом.

Довжина сполучних проводів (за текстом 4.11[4]) l_p = 50 м.

Приймаємо для з'єднання трансформаторів струму і КВП контрольний кабель АКРВГ з перерізом жил 4 мм^2, тоді

$$r_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,35 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,24 + 0,1 + 0,35 = 0,69 \text{ Ом}.$$

Ця умова виконується, оскільки 0,69 Ом < 0,8 Ом, тому вибрані трансформатори струму працюватимуть в необхідному класі точності 0,5. Інші трансформатори струму вибираються і перевіряються аналогічно. Результати вибору і перевірки зведені в табл. 3.9.

Номінальні дані трансформаторів струму прийняті по табл. 5.9 [4].

Таблиця 3.9 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Місце встановлення	Прилад	Тип	$S_{прил}$, ВА
Коло трансформатора на стороні 10 кВ	амперметр	Э - 335	0,5
	ватметр	Д - 335	0,5
	лічильник активної енергії	СА3 І - 680	2,5
	лічильник реактивної енергії	СР4 І - 673	2,5
	Разом		6
Коло відходячих фідерівна стороні 10 кВ	амперметр	Э - 335	0,5
	лічильник активної енергії	СА3 І - 680	2,5
	лічильник реактивної енергії	СР4 І - 673	2,5
	Разом		5,5
Коло секційних вимикачів 10 кВ, усі кола на стороні 110 кВ	амперметр	Э - 335	0,5
	Разом		0,5

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Номінальна напруга трансформаторів напруги повинна відповідати напрузі збірних шин, на яких вони будуть встановлені. Клас точності трансформаторів напруги для підключення КВП – 0,5.

Вибір робиться по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2\Sigma}, \tag{3.39}$$

де $S_{2н}$ – номінальне навантаження трансформаторів напруги, ВА;

$S_{2\Sigma}$ – розрахункове навантаження трансформаторів напруги, ВА.

Вторинне навантаження трансформаторів напруги кожної секції збірних шин представлене в табл. 3.11, яка складена за даних табл. 4.7 [1].

Виберемо трансформатори напруги, встановлені на збірних шинах 10 кВ.

Вторинне навантаження трансформаторів напруги :

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \tag{3.40}$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{87^2 + 194,73^2} = 213,28\,\text{ВА}.$$

Оскільки на стороні 10 кВ буде встановлено КРПЗ то вибираємо трансформатори напруги 3НОЛ.09-10 У2, для яких $U_н$ = 10 кВ, $S_{2н}$ = 75 ВА в класі

точності 0,5. Три трансформатори напруга, сполучена в зірку, мають потужність $S_{2н} = 3 \cdot 75 = 225$ ВА, що більше ніж $S_{2\Sigma} = 213,28$ ВА, таким чином, вибрані трансформатори напруги працюватимуть в необхідному класі точності 0,5.

Результати вибору зведені в табл. 3.12.

Номінальні дані трансформаторів напруги прийняті по табл. 5.11 [4].

Оскільки втрати потужності в проводах дуже малі, то допускається вибирати їх переріз по умові механічної міцності [8]. Для кабелів з алюмінієвими жилами мінімальний по умові механічної міцності переріз – 2,5 мм^2.

Таблиця 3.11 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	*S*, ВА	Число обмоток	$\sin\varphi$	$cos\varphi$	Число приладів	*Q*, ВАр	*P*, Вт
Ватметр	Д–335	1,5	2	0	1	1	0	3
Лічильник активної енергії	СА3 І–680	2 Вт	2	0.925	0.38	8	77,89	32
Лічильник реактивної енергії	СР4 І–673	3 Вт	2	0,925	0.38	8	116.84	48
Вольтметр	Э–335	2	1	0	1	2	0	4
					Разом		194.73	87

Таблиця 3.12 – Результати вибору вимірювальних ТН.

Місце встановлення	Розрахункові дані		Номінальні дані трансформатора		
	$U_н$, кВ	$S_{2\Sigma}$, ВА	Тип	$U_н$, кВ	$S_{2н}$, ВА
РП - 10 кВ	10	213,28	ЗНОЛ 09-10У2	10	225

3.2 Вибір релейного захисту і автоматики

3.2.1 Диференціальний струмовий захист на реле ДЗТ-11

Визначимо первинні струми для усіх сторін захищуваного трансформатора, що відповідають його номінальній потужності:

$$I_{ном} = \frac{S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{нт}}, \tag{3.41}$$

де $U_{нт}$ – номінальна напруга обмотки трансформатора, кВ.

По цих струмах визначимо відповідні вторинні струми в плечах захисту, виходячи з коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму K_i і коефіцієнтів схеми $K_{сх}$, які визначаються по табл. 2.1 [9]:

$$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_i}. \quad (3.42)$$

Розрахунки зведені в табл. 3.13.

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму для трансформаторів струму, сполучених в Δ, прийняті, виходячи з первинного струму $\sqrt{3}I_{ном}$, щоб отримати вторинний струм в плечах захисту менше 5 А.

Основною стороною для проектованої підстанції є сторона 10 кВ, оскільки для цієї сторони вторинний струм в плечах захисту більший ніж вторинні струми для інших сторін.

Таблиця 3.13 – Розрахунок первинних і вторинних струмів

Найменування величини	Числове значення сторони	
	10 кВ	110 кВ
Первинний струм на сторонах трансформатора, А	809	74
Схема з'єднання трансформаторів струму	Y	Δ
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	1000/5	100/5
Вторинний струм в плечах, А	4,37	3,62

Виберемо сторону, до ТС якої доцільно приєднати гальмівну обмотку реле.

Відповідно до рекомендацій пункту 3.1.5. [9] гальмівну обмотку реле доцільно включити на суму струмів трансформаторів струму, встановлених на стороні нижчої напруги, оскільки при підключенні гальмівної обмотки тільки до трансформаторів струму, встановлених на одній зі сторін трансформатора, що захищається, визначальною умовою для вибору струму спрацьовування захисту залишається настроєння від зовнішнього КЗ.

Мінімальний струм спрацьовування захисту визначається по умові настроєння від кидка струму намагнічення при включенні ненавантаженого трансформатора під напругу:

$$I_{сз.мін} = K_{нас} \cdot K_{виг} \cdot I_{ном.110}, \quad (3.43)$$

де $K_{нас}$ – коефіцієнт настроєння (у приблизних розрахунках допускається приймати $K_{нас}$ = 1,5);

$K_{виг}$ – коефіцієнт вигідності (для трансформаторів приймається $K_{виг}$ = 1);

$$I_{сз.мін} = 1,5 \cdot 1 \cdot 125,5 = 188,3 \text{ А}.$$

Визначимо число витків робочої обмотки трансформатора струму (НТС) насичувального реле для основної і не основної сторін, виходячи зі значення мінімального струму спрацьовування захисту.

Струм спрацьовування реле на основній стороні:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз.мін} \cdot K_{сх} \cdot K_{т}}{K_{i10}}, \quad (3.44)$$

де $K_{т}$ – коефіцієнт трансформації силових трансформаторів.

Число витків робочої обмотки НТС реле для основної сторони:

$$\omega_{осн.роз} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}}, \quad (3.45)$$

де $F_{ср}$ – МРС спрацьовування реле (для ДЗТ - 11 $F_{ср}$ = 100 А [9]).

Число витків робочої обмотки НТС реле для не основної сторони:

$$\omega_{роз} = \omega_{осн} \frac{I_{осн.в}}{I_{ном.в}}. \quad (3.46)$$

Розрахунки зведені в табл. 3.14.

Таблиця 3.14 – Розрахунок числа витків робочої обмотки НТС реле

Величина	Позначення	Значення
Струм спрацювання реле на основній стороні, А	$I_{ср.осн}$	6,56
Число витків робочої обмотки НТС реле для основної сторони: розрахункове	$\omega_{осн.роз}$	15,24
прийняте	$\omega_{осн} = \omega_{I.зр}$	15
Число витків робочої обмотки НТТ реле для сторони 110 кВ: розрахункове	$\omega_{II.роз}$	18,1
прийняте	$\omega_{II} = \omega_{роб}$	18

Приймаємо до використання наступні числа витків : $\omega_{роб}$ = 18 витків, $\omega_{II\ зр.}$ = 16 витків і $\omega_{I\ зр.}$ = 15 витків, що відповідає мінімальному струму спрацьовування захисту $I_{сз.мін}$ = 191,3 А.

Виберемо необхідне число витків гальмівної обмотки НТС реле. Для цього розглянемо зовнішні КЗ між трьома фазами в максимальному режимі роботи системи. При включенні гальмівної обмотки на суму струмів трансформаторів струму, встановлених на стороні нижчої напруги, розрахунковим є КЗ на стороні 10 кВ (вибирається по більшому значенню числа витків гальмівної обмотки). Виходячи з отриманих значень струмів (табл. 3.1), визначимо первинний струм небалансу і необхідне число витків гальмівної обмотки.

Результуючий струм в гальмівній обмотці:

$$I_{гальм} = K_{сх} \cdot I_{по}^{(3)} . \tag{3.47}$$

Первинний розрахунковий струм небалансу:

$$I_{нб.роз} = \left(K_a K_{одн} \xi + \Delta U_{рпн} K_{струм} + \left| \frac{\omega_{I.роз} - \omega_{II.зр}}{\omega_{I.роз}} \right| K_{струм} \right.$$

$$\left. \pm \left| \frac{\omega_{II.роз} - \omega_{роб}}{\omega_{II.роз}} \right| K_{струм} \right) I_{по}^{(3)} , \tag{3.48}$$

де K_a – коефіцієнт, що враховує аперіодичну складову струму КЗ (приймається рівним 1);

$K_{одн}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму (при однотипних трансформаторах струму приймається рівним 1);

ξ – відносна похибка трансформаторів струму ($\xi = 0{,}1$);

$\Delta U_{рпн}$ – діапазон регулювання пристрою РПН, в.о.;

$K_{струм}$ – коефіцієнт струморозподілу.

Число витків гальмівної обмотки НТС реле :

$$\omega_{гальм} = K_{нас} \frac{I_{нб.роз} \omega_{роз}}{I_{гальм} tg\alpha} . \tag{3.49}$$

Розрахунок зведений в табл. 3.15 і 3.16.

Таблиця 3.15 – Розрахунок числа витків гальмівної обмотки НТС реле при КЗ на стороні 110 кВ

Найменування величини	Числове значення
Результуючий струм в гальмівній обмотці, А	6516
Первинний розрахунковий струм небаланса, А	994,4
Число витків гальмівної обмотки НТТ реле : розрахункове прийняте	 4,93 5

Таблиця 3.16 – Розрахунок числа витків гальмівної обмотки НТС реле при КЗ на стороні 10 кВ

Найменування величини	Числове значення
Результуючий струм в гальмівній обмотці, А	9390
Первинний розрахунковий струм небалансу, А	24980,3
Число витків гальмівної обмотки НТТ реле : розрахункове прийняте	 8,11 9

Отримали 2 значення $\omega_{гальм}$ = 9 і $\omega_{гальм}$ = 5. Вибираємо до встановлення на реле більшого значення, тобто $\omega_{гальм}$ = 9 витків.

Визначимо чутливість захисту при металевому КЗ в зоні, що захищається, коли гальмування відсутнє (при включенні гальмівної обмотки реле на суму струмів трансформаторів струму, встановлених на стороні 10 кВ, гальмування відсутнє завжди). Розглядається КЗ між двома фазами на стороні 10 кВ. Струм КЗ в табл. 2.2.

Коефіцієнт чутливості захисту :

$$K_ч = \frac{I^{(2)}_{поКЗ} / K_т}{I_{сз.мін}} \frac{K^{(2)}_{сх}}{K^{(3)}_{сх}} . \qquad (3.50)$$

$$K_ч = \frac{4616 / \frac{11}{115}}{191,3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{3}} = 2,31$$

Оскільки $K_ч > 1,5$, то захист задовольняє вимогам ПУЕ [2], тобто проходить по чутливості.

3.2.2 Максимальний струмовий захист з комбінованим пуском напруги від струмів в обмотках трансформаторів, викликаних зовнішніми КЗ

Захист виконується за допомогою реле струму РТ-40, фільтру-реле напруги зворотної послідовності РНФ-1М і мінімального реле напруги РН-54.

Первинний струм спрацьовування захисту:

$$I_{сз} = \frac{K_{нас}}{K_п} \cdot I_{ном}, \qquad (3.51)$$

де $K_{нас}$ – коефіцієнт настроєння (для реле РТ - 40 $K_{нас}$ = 1,2 [9]);

$K_п$ – коефіцієнт повернення реле (для реле РТ - 40 $K_п$ = 0,8 [9]);

$I_{ном}$ приймається по табл. 3.12.

Напруга спрацювання захисту визначається за наступними умовами.

Для мінімального реле напруги, включеного на міжфазну напругу виходячи з :

- забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ :

$$U_{сз} \le \frac{U_{\min}}{K_{нас} \cdot K_в}; \qquad (3.52)$$

- настроєння від напруги самозапуска при включенні від АПВ або АВР загальмованих двигунів навантаження :

$$U_{сз} \le \frac{U_{зап}}{K_{нас}}, \qquad (3.53)$$

де U_{min} – міжфазна напруга в місці встановлення захисту в умовах самозапуску після відключення зовнішнього КЗ ($U_{\min} = 0,85U_н$ [9]);

$U_{зап}$ – міжфазна напруга в місці встановлення захисту в умовах самозапуску загальмованих двигунів навантаження при включенні їх від АПВ або АВР ($U_{зап} = 0,7U_н$ [9]);

$K_{нас} = 1,2$; $K_в = 1,2$ [9].

Для фільтру-реле напруги зворотної послідовності, виходячи з мінімальної уставки пристрою (6 В міжфазних):

$$U_{2сз} = 0,06U_н . \quad (3.54)$$

Вторинний струм спрацьовування реле :

$$I_{ср} = I_{сз} \frac{K_{сх}}{K_i} . \quad (3.55)$$

Витримка часу захисту вибирається по умові узгодження з останніми, найбільш чутливими ступенями захисту від багатофазних КЗ попередніх елементів (відходящі лінії – для сторони 10 кВ, максимальний струмовий захист (МСЗ) сторони 10 кВ – для сторони 110 кВ) :

$$t_{сз} = t_{сз.макс.попер} + \Delta t , \quad (3.56)$$

де $t_{сз.макс.попер}$ – найбільший час спрацьовування попереднього ступеня захисту, с;

Δt – ступінь селективності, с (Δt = 0,5 с).

Чутливість захисту визначається по наступних виразах:

- для реле струму :

$$K_{чі} = \frac{I_{по}^{(2)}}{I_{сз}} ; \quad (3.57)$$

- для мінімального реле напруги :

$$K_{чU} = \frac{U_{сз} \cdot K_п}{U_{з.макс}} ; \quad (3.58)$$

- для фільтру-реле напруги зворотної послідовності :

$$K_{ч2U} = \frac{U_{2з.мін}}{U_{2сз}} , \quad (3.59)$$

де $U_{з.макс}$ – первинне значення міжфазної напруги в місці встановлення захисту при КЗ в зоні, що захищається, кВ;

$U_{2з.мін}$ – первинне значення міжфазної напруги зворотної послідовності в місці встановлення захисту при КЗ в зоні, що захищається, кВ.

Розрахунок зведемо в табл. 3.17.

Таблиця 3.17 – Розрахунок МСЗ трансформатора з комбінованим пуском напруги

Місце встановлення захисту	$I_{ном}$, А	$I_{сз}$, А	K_i	$I_{ср}$, А	$U_{сз}$, В	$U_{2сз}$, В	$t_{сз}$, с	Чутливість					
								Основна зона			Резервна зона		
								$K_{чi}$	$K_{чU}$	$K_{ч2U}$	$K_{чi}$	$K_{чU}$	$K_{ч2U}$
РП-10 кВ	809	1252,4	1000/5	6,56	5833	600	1	2,35	1,512	5,06	1,202	1,212	2,59
РП-110 кВ	74	104,7	100/5	10,87	64167	6600	1,5	2,34	1,51	1,57	1,201	1,201	1,205

Оскільки усі коефіцієнти чутливості (табл. 3.17) в основній зоні більші 1,5, а в резервній зоні більші 1,2, то захист задовольняє вимогам ПУЕ [2], тобто проходить по чутливості.

3.2.3 Максимальний струмовий захист від струмів в обмотках трансформатора, викликаних перевантаженням

Захист виконується за допомогою реле струму РТ - 40.

Первинний струм спрацьовування захисту визначається по (3.51). $K_{нас}$ = 1,05 по [9]. Струм спрацьовування реле визначається по (3.55). Результати розрахунку зведені в табл. 3.18.

Таблиця 3.18 – Розрахунок первинних і вторинних струмів в плечах захисту

Найменування величини	Числове значення сторони	
	110 кВ	10 кВ
Первинний струм на стороні захищуваного трансформатора, А	74	809
Первинний струм спрацьовування захисту, А	104,7	1252,4
Схема з'єднання трансформаторів струму	Δ	Y
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	100/5	1000/5
Струм спрацьовування реле, А	9,51	5,74

3.3 Вимірювання і облік електроенергії

На підстанції мають бути встановлені наступні контрольно-вимірювальні прилади (КВП) для контролю за дотриманням встановленого режиму роботи підстанції, якості і кількості енергії, що відпускається :

- у колі трансформатора на стороні 110 кВ: амперметр;
- у колі трансформатора – на стороні 10 кВ: ватметр, амперметр, лічильники реактивної та активної енергії;
- у колі збірних шин 10 кВ: вольтметр для вимірювання міжфазної напруги і вольтметр з перемиканням для вимірювання трихфазної напруги;
- у колі секційних вимикачів 10 кВ: амперметр;
- у колі відходящих фідерів 10 кВ: амперметр, лічильники активної і реактивної енергії (по лічильниках ведеться грошовий розрахунок);
- у колі трансформаторів власних потреб на стороні 380/220 В: амперметр, розрахунковий лічильник активної енергії.

3.4 Вибір оперативного струму і джерел живлення

Оскільки на підстанції встановлені вимикачі з електромагнітними приводами, то приймаємо на підстанції випрямлений оперативний струм.

Кола релейного захисту і сигналізації, кола живлення електромагнітів відключення отримують живлення від двох блоків БПТ - 1002, приєднаних до трансформаторів струму на живлячих лініях, і двох блоків БПН - 1002, приєднаних до трансформатора напруги збірних шин 10 кВ. Дублювання блоків живлення забезпечує роботу релейного захисту при будь-яких пошкодженнях.

Кола електромагнітів включення, що споживають значний струм при включенні, приєднуються до силових випрямлячів КВУ - 66/2, які живляться від трансформаторів власних потреб, оскільки потужність трансформаторів напруги недостатня для живлення електромагнітів включення.

Усі джерела оперативного струму розташовуються в шафах КРПЗ.

3.5 Власні потреби підстанції

Згідно табл. П6.1, П6.2 [1] складемо відомість очікуваних навантажень трансформаторів власних потреб (табл. 3.19).

Таблиця 3.19 – Навантаження власних потреб проектованої підстанції

Вид споживача	Встановлена потужність		cosφ	tgφ	$K_п$	Навантаження	
	Од., кВт	Всього, кВт				$P_{роз}$, кВт	$Q_{роз}$, кВАр
Охолодження силових трансформаторів	2,5×2	5	0,85	0,62	0,85	4,25	2,64
Підігрівання шаф КРПЗ	1×20	20	1	0	1	20	0
Підігрівання шаф релейного захисту	1×2	2	1	0	1	2	0
Підігрівання приводів віддільників і короткозамикачів	0,6×4	2,4	1	0	1	2,4	0
Підігрів вимикачів 110 кВ	15,8×1	15,8	1	0	1	15,8	0
Зовнішнє освітлення РП 110 кВ	4,5×2	9	1	0	0,35	3,15	0
Оперативні кола	1,8×1	1,8	1	0	1	1,8	0
				Разом		49,4	2,64

У табл. 3.19 дані, що містяться в стовпці 7, розраховані по наступній формулі:

$$P_{роз} = P_{уст} \cdot K_п \,, \tag{3.60}$$

де $P_{уст}$ – встановлена потужність споживача власних потреб, кВт;

K_c – коефіцієнт попиту.

Для двигунів системи охолодження силових трансформаторів :

$$P_{роз} = 5 \cdot 0,85 = 4,25 \text{ кВт}.$$

Дані, що містяться в стовпці 8, розраховані по наступній формулі:

$$Q_{роз} = P_{роз} \cdot tg\varphi \,. \tag{3.61}$$

Для двигунів системи охолодження силових трансформаторів :

$$Q_{роз} = 4,25 \cdot 0,62 = 2,64 \text{ кВАр}.$$

Розрахункове навантаження трансформаторів власних потреб :

$$S_{роз} = \sqrt{P_{роз}^2 + Q_{роз}^2}\,; \qquad (3.62)$$

$$S_{роз} = \sqrt{49,4^2 + 2,64^2} = 49,5 \text{ кВА}.$$

Приймаємо на проектованій підстанції 2 трансформатори власних потреб. Оскільки на проектованій підстанції передбачається постійне чергування, то потужність трансформаторів власних потреб :

$$S_{твп} = \frac{S_{роз}}{1,3}\,; \qquad (3.63)$$

$$S_{твп} = \frac{49,5}{1,3} = 38,05 \text{ кВА}.$$

Приймаємо на проектованій підстанції 2 трансформатори власних потреб типу ТМ-40/10 (по табл. 6.51 [6]). Трансформатори власних потреб приєднуються до виводів 10 кВ силових трансформаторів до ввідних вимикачів.

3.6 Регулювання напруги на проектованій підстанції

РПН дозволяє перемикати відгалуження обмотки трансформатора без розриву кола. Регулювальні ступені виконуються на стороні вищої напруги (в даному випадку на стороні 110 кВ), оскільки менший за значенням струм дозволяє полегшити перемикальний пристрій. Для розширення діапазону регулювання без збільшення числа відгалужень застосовують ступені грубого і тонкого регулювання (рис. 3.3, а). Найбільший коефіцієнт трансформації виходить, якщо перемикач П знаходиться в положенні I I, а вибирач I – на відгалуженні 6. Найменший коефіцієнт трансформації буде при положенні перемикача I, вибирача – на відгалуженні 1.

Перехід з одного відгалуження регулювальної обмотки на інше здійснюється так, щоб не розривати струм навантаження і не замикати накоротко витки цієї обмотки. Це досягається в спеціальних перемикальних пристроях з реакторами або резисторами. Схема з резисторами (рис. 3.3, б) має ряд переваг перед схемою з реакторами і отримує усе більш широке застосування.

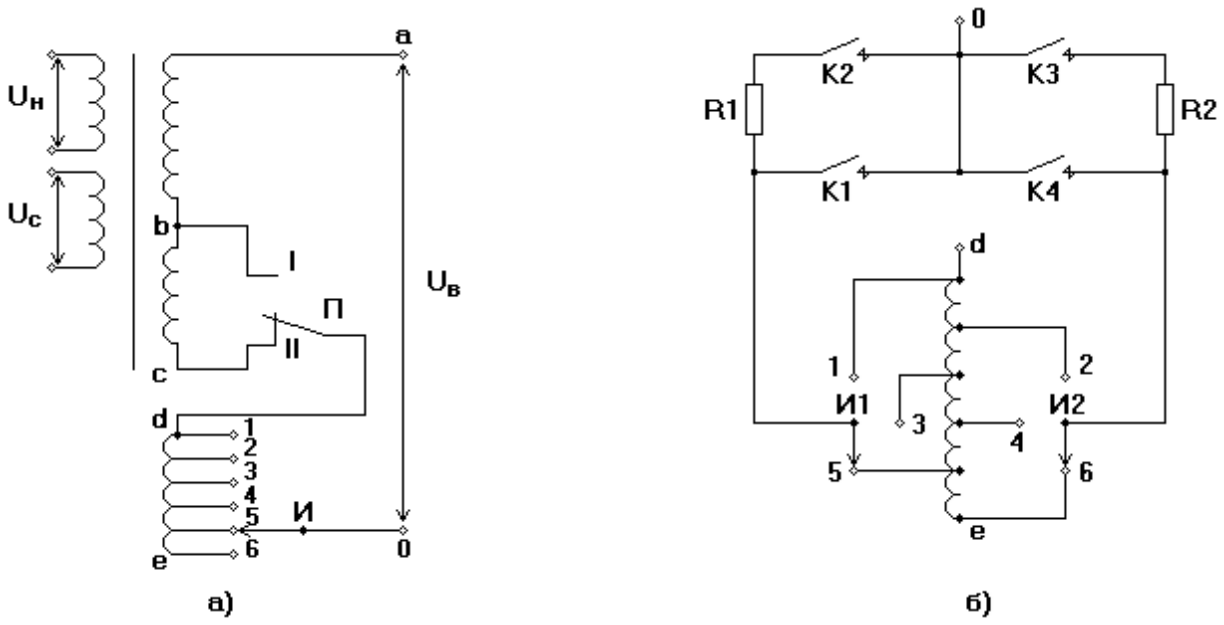

Рисунок 3.3 – Пристрої РПН трансформатора: а – схема включення регулюючих ступенів; б – схема РПН із струмообмежувальними опорами

Припустимо, що трансформатор працює на відгалуженні 5, струм навантаження проходить через контакт К1, число витків необхідно зменшити, тобто перейти на відгалуження 4. Послідовність дій буде наступною: знеструмлений вибирач И2 переводиться в положення 4, потім відключається К1 і струм навантаження короткочасно проходить по R1 і К2; потім замикається К3, при цьому половина струму навантаження проходить по R1 і К2, інша половина по R2 і К3, крім того, витки регулювальної обмотки 5 - 4 виявляються замкнутими через R1 і R2, по них проходить обмежений за значенням циркулюючий струм; потім розмикається К2 і замикається К4, при цьому струм навантаження проходить по регулювальній обмотці на відгалуження 4, вибирач И2, контакт К4 до виводу 0.

У перемикачах цього типу використовуються потужні пружини, що забезпечують швидке перемикання контактів контактора (<0,15 секунд), тому струмообмежувальні опори R1 і R2 лише короткочасно навантажуються струмом навантаження, що дозволяє зменшити їх габарити. Контактори розміщуються в герметизованому баку з маслом. Керування РПН може здійснюватися дистанційно з щита керування вручну або автоматично.

3.7 Вибір конструкції розподільчих пристроїв, компонування будівель на майданчику підстанції

В цілях індустріалізації і прискорення монтажу підстанції приймаємо комплектну трансформаторну підстанцію з блоків заводського виготовлення КТПБ 110/10 - 5 - М - 2 (10000 - 59 У1 [11].

Схема електричних з'єднань КТПБ відповідає прийнятій схемі (рис. 9).

Відкритий розподільчий пристрій 110 кВ КТПБ складається з:

- блоків високовольтного обладнання;
- приймальних пристроїв ПЛ 110 кВ;
- ошиновки 110 кВ;
- металевих конструкцій для прокладення контрольних кабелів.

ВРП 110 кВ виконується з окремих блоків, на яких змонтовано обладнання, апаратура і внутрішні з'єднання кіл вторинної комутації. Суміжні блоки за допомогою залізобетонних конструкцій об'єднані в групи, кожна з яких є єдиним конструктивним елементом.

В якості РП-10 кВ використовуються комплектні розподільчі пристрої зовнішнього встановлення (КРПЗ) серії К-59 з вакуумними вимикачами ВВ/TEL - 10. Число шаф КРПЗ - 14.

Металоконструкції блоків забезпечують нормальні умови роботи, транспортування елементів обладнання і мають достатню механічну міцність.

Оперативне блокування електричних апаратів 110 і 10 кВ виконується електромагнітним з живленням випрямленим оперативним струмом напругою 220 В.

При температурі нижче -5° С автоматично включаються електронагрівачі в шафах приводів вимикачів, віддільників і короткозамикачів, а -25° С – під баками вимикачів 35 і 110 кВ. Автоматика обігріву розміщується в шафах КРПЗ.

Розріз по комірці РПВН і схема заповнення РПНН представлена у графічній частини дипломного проекту.

3.8 Висновки до розділу 3

Дана підстанція має секційні перемички по високій стороні та по низькій, що підвищує надійність схеми електропостачання підстанції як на стороні 10 кВ так і на стороні 110 кВ. В якості комутаційного обладнання на стороні 10 кВ запропоновано встановити вакуумні вимикачі BB-TEL що на відміну від масляних вимикачів є пожежо- і вибухобезпечними, мають більший комутаційний ресурс та не потребують постійного обслуговування. На стороні 110 кВ в якості секційного вимикача використовується масляний баковий вимикач а на вводах для комутації використовуються короткозамикачі та відділювачі. Також на підстанції встановлені ОПН та замінені всі вимірювальні трансформатори струму та напруги. В якості трансформаторів власних потреб встановлено трансформатори марки ТМ-40/10.

ВРП 110 кВ виконується з окремих блоків, на яких змонтовано обладнання, апаратура і внутрішні з'єднання кіл вторинної комутації. Суміжні блоки за допомогою залізобетонних конструкцій об'єднані в групи, кожна з яких є єдиним конструктивним елементом.

В якості РП-10 кВ використовуються комплектні розподільчі пристрої зовнішнього встановлення (КРПЗ) серії К-59 з вакуумними вимикачами BB/TEL -10. Число шаф КРПЗ-14.

На підстанції для захистів трансформатора використовується газовий захист, диференціальний струмовий захист. Максимальний струмовий захист від перевантаження та зовнішніх коротких замикань. Для автоматики підстанції використовується автоматичне повторне включення та автоматичне включення резерву для секційного вимикача.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Забезпечення безпечної роботи підстанції 110/10 кВ

Протипожежні заходи і пожежний захист спроектовані відповідно до НАПБ 05.032-2002 «Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів», затвердженої Наказом Міністерства палива та енергетики України від 28.01.2002.

Безпека організація робіт при експлуатації і ремонті, будівництві і налагодження проектованої підстанції визначені ПУЕ [3].

Міра вогнестійкості відкрититого розподільного пристрою підстанції прийнята I. Проектована підстанція відноситься до II групі по одиничній потужності (до 40 МВА), у зв'язку з цим пожежний водопровід і водойма на підстанції не передбачається. Підстанція забезпечена первинними засобами пожежогасіння, має телефонний зв'язок з місцевою пожежною службою.

При електромонтажі і ремонті обладнання проектованої підстанції слід застосовувати заходи захисту від механічних травм (забить, поранень), опіків, від поразки електричним струмом, небезпечними відносно можливості травмування є роботи пов'язані з підйомом на висоту і кріпленням важких деталей електрообладнання розподільного пристрою (роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів трансформаторів струму, опорних ізоляторів. При установці різних апаратів, закріплених на будівельних конструкціях за допомогою цементних розчинів, не можна видаляти підтримувальні пристосування до повного затвердіння розчину. Підняті на висоту різні елементи обладнання і апарати повинні, неодмінно, закріплюється на своїх місцях.

При переміщенні і підйомі віддільників, короткозамикачів, роз'єднувачів, їх необхідно встановити в положення «увімкнено», оскільки при такому положенні ножів унеможливлюється травмування робітників ножовими контактами рубаючого типу.

Під час підйому і переміщення розподільних щитів камер і блоків розподільних пристроїв необхідно за допомогою відтяжок запобігти їх можливому перекиданню.

В процесі регулювання вимикачів і роз'єднувачів з автоматичним приводом мають бути прийняті заходи проти не передбаченого включення або відключення приводів іншим. В цьому випадку можливі забиття електромонтажника, що виконує роботу. Для запобігання такому включенню плавкі вставки в колах управління електромагнітним приводом знімаються.

Якщо ж в процесі регулювання потрібно буде включити оперативний струм, постановка вставок запобіжників допускається тільки після видалення усіх людей від цього вимикача.

Після того, як змонтована ошиновка трансформатора і його обмотки приєднані до шин розподільного пристрою, їх зовнішні виводу необхідно замкнути накоротко і заземлити на випадок подання напругу на трансформатор, який не прийнятий в експлуатацію. Те ж відноситься і до вимірювальних трансформаторів.

Щоб унеможливити дотик або небезпечне наближення до не ізольованих струмоведучих частин, має бути забезпечена недоступність за допомогою обгороджування, блокувань, або розташування струмоведучих частин на недоступній висоті або в недоступному місці.

Корпуси трансформаторів, світильників, апаратів і інших, металевих не струмоведучих частин можуть виявитися під напругою при замиканні їх струмоведучих частин на корпус. Якщо корпус при цьому не має заземлення дотик до нього небезпечний також як до фази. Безпека забезпечується шляхом заземлення корпусу заземлювачем.

Підстанція 110/10 кВ і ПЛ 110 кВ. є пристроєм без технологічного виробництва, тому шкідливі викиди в атмосферу відсутні.

Для запобігання забрудненню навколишньої території при аварійному скиданні трансформаторної оливи і запобігання поширенню пожежі –

передбачається спорудження маслоприймача розрахованого на 100% затримання олії з одного трансформатора.

Грозозахист підстанції спроектовано відповідно до ДСТУ Б В.2.5-38:2008. «Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд».

4.2 Захисне заземлення заземлення підстанції

Згідно ПУЕ [3] заземлюючі пристрої електроустановок 110 кВ виконуються з урахуванням опору заземлюючого пристрою $R_з \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

Розрахунок за допустимим опором $R_з \leq 0,5$ Ом приводить до невиправданої перевитрати провідникового матеріалу і трудовитрат при спорудженні заземлюючого пристрою для підстанції невеликою площею, що не має природних заземлювачів. Досвід експлуатації РП - 110 кВ і вище дозволяє перейти до нормування напруги дотику, а не величини $R_з$.

Заземлюючий пристрій, виконаний за нормами напруги дотику, повинен забезпечувати у будь-яку пору року обмеження напруги дотику $U_{дот}$ до нормованого значення в межах усієї території підстанції, а напруга на заземлюючому пристрої $U_з$ має бути не вища 10 кВ.

Заземлюючий пристрій для установок 110 кВ і вище виконується з вертикальних заземлювачів, сполучних смуг, смуг, прокладених уздовж рядів обладнання, і вирівнюючих смуг, прокладених в поперечному напрямі і створюючих заземлюючу сітку зі змінним кроком.

Робимо розрахунок заземлюючого пристрою за допустимою напругою дотику.

Розрахункова тривалість дії напруги дотику:

$$\tau_д = 0,01 + t_{пв}, \tag{4.1}$$

де $t_{пв}$ – повний час відключення вимикача (для вимикача МКП - 110 цей час складає 0,08 с).

$$\tau_д = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с}.$$

Найбільша допустима напруга дотику для $\tau_д = 0,09$ с:

$$U_{д.доп.} = 1,5\rho_ч \cdot I_k + I_ч \cdot r_x;$$

$$U_{д.доп.} = 1,5 \cdot 83,5 \cdot 0,75 + 0,75 \cdot 1000 = 844 \text{ В}.$$

Коефіцієнт дотику :

$$K_д = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_в L_г}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \tag{4.2}$$

де $l_в$ – довжина вертикального заземлювача, м (приймаємо $l_в$ = 5 м);

$L_г$ – довжина горизонтального заземлювача, м (приймаємо $L_г$ = 980,2 м за планом заземлюючого пристрою на листі графічної частини проекту);

a – відстань між вертикальними заземлювачами, м (приймаємо a = 10 м за планом заземлюючого пристрою на листі графічної частини проекту);

S – площа заземлюючого пристрою, м^2 (приймаємо S = 4800 м^2 за планом заземлюючого пристрою на листі графічної частини проекту);

M – розрахунковий параметр, що залежить від $\frac{\rho_1}{\rho_2}$;

ρ – питомий опір шарів землі, Ом·м;

β – коефіцієнт, визначуваний по опору тіла людини $R_л$ і опору розтіканню струму від ступень R_c.

$$\beta = \frac{R_л}{R_л + R_c}; \tag{4.3}$$

$$R_c = 1,5\rho_1 = 1,5 \cdot 130 = 195 \text{ Ом};$$

$$\beta = 1000 / (1000 + 195) = 0,837;$$

М=0,536 для $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{130}{100} = 1,3$ (за текстом 7.5).

$$K_д = \frac{0,536 \cdot 0,837}{\left(\frac{5 \cdot 980,2}{10 \cdot \sqrt{4800}}\right)^{0,45}} = 0,169.$$

hПотенціал на заземлювачі:

$$U_з = U_{д.доп} / K_д; \tag{4.4}$$

$$U_з = 500 / 0{,}169 = 2958{,}6\,\text{В},$$

що менше за допустимий, оскільки 2958,6 В < 10000 В.

Допустимий опір заземлюючого пристрою :

$$R_{з.доп} = \frac{U_з}{I_з}, \tag{4.5}$$

де $I_з$ – струм, що стікає із заземлювача проектованого заземлюючого пристрою при однофазному КЗ, А.

$$I_з = I_{по}^{(1)}(1 - \frac{X_{o\Sigma}}{X_{m1}}), \tag{4.6}$$

де X_{m1} – опір нульової послідовності трансформаторів, Ом.

$$I_з = 2{,}833 \cdot \left(1 - \frac{30{,}28}{56{,}87 + 35{,}71}\right) = 1{,}906\,\text{кА};$$

$$R_{з.доп} = \frac{2958{,}6}{1906} = 1{,}55\,\text{Ом}.$$

Дійсний план заземлюючого пристрою перетворимо в розрахункову модель із стороною $\sqrt{S} = \sqrt{4800} = 69{,}28$ м.

Число комірок по стороні квадрата :

$$m = \frac{L_г}{2\sqrt{S}} - 1; \tag{4.7}$$

$$m = \frac{980{,}2}{2 \cdot 69{,}28} - 1 = 6{,}07\,.$$

Приймаємо m = 4.

Довжина смуг в розрахунковій моделі:

$$L_г^{'} = 2\sqrt{S}(m+1); \tag{4.8}$$

$$L_г^{'} = 2 \cdot 69{,}28 \cdot (6+1) = 969{,}92 \text{ м}.$$

Довжина сторін комірки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \tag{4.9}$$

$$b = \frac{69{,}2}{6} = 11{,}55 \text{ м}.$$

Число вертикальних заземлювачів по периметру контура :

$$n_в = 4\frac{\sqrt{S}}{b}; \qquad (4.10)$$

$$n_в = \frac{69,28 \cdot 4}{11,55} = 24.$$

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_в = l_в n_в; \qquad (4.11)$$

$$L_в = 5 \cdot 24 = 120 \text{ м}.$$

Відносна глибина:

$$Г_{відн.} = \frac{l_d + t}{\sqrt{S}}, \qquad (4.12)$$

де t – глибина заставляння горизонтальних провідників, м (t = 0,7 м).

$$Г_{відн.} = \frac{5 + 0,7}{69,28} = 0,073$$

Оскільки $Г_{відн.}$ < 0,1, той загальний опір складного заземлювача, перетвореного в розрахункову модель рівний:

$$R_з = (0,444 - 0,84 \cdot Г_{відн.})\frac{\rho_e}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_e}{L'_г + L_в}, \qquad (4.13)$$

де ρ_e – еквівалентний питомий опір землі, Ом·м ($\rho_e = \rho_2 = 100$ Ом·м по таблиці 7.6 [1]).

$$R_з = (0,444 - 0,84 \cdot 0,073) \cdot \frac{100}{69,28} + \frac{100}{969,92 + 120} = 0,444 \text{ Ом}.$$

Що менше допустимого $R_з \leq 0,5$ Ом.

Напруга дотику :

$$U_д = K_д I_з R_з; \qquad (4.14)$$

$$U_д = 0,169 \cdot 1906 \cdot 0,444 = 207,44 \text{ В}.$$

Що менше допустимого значення 844 В.

Найменший допустимий переріз провідника за умовами термічної стійкості визначається з наступних формул.

Для горизонтальних заземлювачів:

$$q_{mc} = \frac{I_з \sqrt{\tau_д}}{136}; \qquad (4.15)$$

$$q_{mc\ гор.} = \frac{1906 \cdot \sqrt{0,09}}{136} = 4,2\,\text{мм}^2.$$

Для вертикальних заземлювачів:

$$q_{mc} = \frac{I_з \sqrt{\tau_д}}{68}; \qquad (4.16)$$

$$q_{mc\ вер.} = \frac{1906 \cdot \sqrt{0,09}}{68} = 8,4\,\text{мм}^2.$$

За умовами механічної міцності вибираємо в якості вертикальних заземлюючих провідників круглі сталеві прути діаметром 10 мм^2, переріз яких складає $q = 78,5$ мм^2; в якості горизонтальних заземлювачів вибираємо сталеві смуги перерізом $q = 4 \times 12 = 48$ мм$^{2.}$

4.3 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 споживачів підстанції. 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 розосереджено 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 по незалежних електрокабелях, які прокладені в землі.

Крім того, необхідно створити автономні резервні джерела електропостачання. Для цього можна використовувати пересувні електростанції, електростанції на залізничних 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.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній роботі проведено розробкуі впровадження заходів, щодо оптимізації системи електропостачання понижувальної підстанції 110/10 кВ для живлення промислових і побутових споживачів, шляхом реконструкції основної електричної частини.

Отримані наступні результати:

1. Проведено аналіз шляхів оптимізації роботи трансформаторних підстанцій та зниження втрат електричної енергії в мережах, доведено, що значно знизити втрати електроенергії і, відповідно, оптимізувати роботу трансформаторів дозволяє виконання ряду профілактичних робіт, виконуваних під напругою, тобто без їх відключення.

2. Проведено аналіз найбільш частих видів пошкоджень на підстанції, доведено, що найбільш пошкоджуваним елементом є ізолятор, (частота виникнення поломок 27 %). Представлено методику оцінки стану ізоляторів.

3. Виконано побудову добового та річного графіків навантаження. За результатами розрахунків ми отримали середньорічне навантаження на рівні 9,6 МВт, а середньодобові навантаження для літнього і зимового періодів 8,56 та 10,69 МВт відповідно.

4. Відповідно до техніко-економічного порівняння двох варіантів (10 МВА та 16 МВА), здійснено вибір силових трансформаторів, потужністю 10 МВА кожен, марки ТДН 10000/110.

5. Розраховано струми короткого замикання для вибору комутаційно-захисної апаратури, кабельно-провідникової продукції, а також для побудови кіл релейного захисту та автоматики

6. Здійснено вибір конструкції розподільчих пристроїв, компонування будівель на майданчику підстанції.

7. Для захисту та автоматики підстанції було розроблено схеми релейного захисту та автоматики. Для захистів трансформатора використовується газовий захист, диференціальний струмовий захист. Максимально-струмовий захист від

перевантаження та зовнішніх коротких замикань. Для автоматики підстанції використовується автоматичне повторне включення та автоматичне включення резерву для секційного вимикача.

8. Проведено вибір методу регулювання напруги на трансформаторній підстанції, для забезпечення еобхідного рівня напруги на шинах підстанції.

9. Для забезпечення безпечних умов праці на підстанції проведено розрахунок грозозахисту, заземлення та освітленняю.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. ГКД 34.46.501-2003. Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації.
2. Про ринок електричної енергії. Закон України від 13.04.2017 № 2019-VII.
3. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
4. 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.
5. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.
6. Проектирование системы электроснабжения промышленного предприятия. Ч.1. Методические указания к курсовому проектированию для студентов специальности «Электроснабжение» / Сост. В.И. Мошкин, Н.С. Деркач, Т.А. Стрижова. – Курган: Изд-во КГУ, 2005.
7. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. «Основи електропостачання», Національний університет «Львівська політехніка»,2005.
8. Г.Я. Вагин, Н.Н. Головкин. Повышение надежности систем энергоснабжения промышленных предприятий путем сооружения собственных мини-ТЭЦ. Промышленная электроэнергетика и электротехника, № 1, 2006.
9. Когенерационная генераторная установка с газовым двигателем G3516B: техническое описание, 2009.
10. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.
11. Комплектные распределительные устройства КРУ D – 12Р: руководство по эксплуатации, Российская группа компаний «Таврида электрик», 2011.

12. Шабад М.А. Защита генераторов малой и средней мощности. – М.:НТФ Энергопресс, 2001. – 95 с.

13. Методика расчета защит Sepam: техническая коллекция Schneider Electric, выпуск №3.

14. М.А. Беркович Автоматика энергосистем / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов – М.:Энергоатомиздат, 1991. – 238 с.

15. Соболев Ю. И. Расчет зануления на соответствие правилам безопасности: [методическое пособие] / Соболев Ю. И., Бородин А. И. – НГТУ, 2004 г.

16. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87/Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.

17. М.С. Сегеда «Електричні мережі та системи». Підручник - Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка»,2007.

18. Вказівки з розрахунку електричних навантажень Розрахунок електричних навантажень РТМ 36.18 32.4 92.

19. Фактори, що впливають на надійність електропостачання : Матеріали IX Міжн. наук.-техн. конф. молодих учених та студентів ["Актуальні задачі сучасних технологій "], (Тернопіль, 25-26 лист. 2020 р.) / М-во освіти і науки України, Терн. нац. техн. універ.