

**ПОЛТАВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**  
**Факультет інженерно-технологічний**  
**Кафедра механічної та електричної інженерії**

Пояснювальна записка

*до кваліфікаційної роботи на здобуття ступеня вищої освіти*

*бакалавр*

на тему: «Релейний захист і автоматика прохідної підстанції 110 (150)/10 кВ»

КРБ.141ЕЕбд\_31[1].10.00.00.000 ПЗ

Виконав: здобувач вищої освіти  
за освітньо-професійною програмою  
*«Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»*  
спеціальності *141 «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»*  
ступеня вищої освіти *бакалавр*  
групи *141ЕЕбд\_31[1]*  
СУПРОВИЧ Олександр

Керівник: канд. техн. наук, доцент  
БАСОВА Юлія

**Полтава – 2025 року**

## ЗМІСТ

|                                                                                                      |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВСПУП                                                                                                | 7  |
| 1 ХАРАКТЕРИСТИКА СХЕМ ПІДКЛЮЧЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ ТА<br>ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ ДО РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ І АВТОМАТИКИ | 9  |
| 1.1 Головна схема електричних з'єднань                                                               | 9  |
| 1.2 Режим нейтралі                                                                                   | 10 |
| 1.3 Загальні вимоги до релейного захисту                                                             | 12 |
| 1.4 Підбір елементної бази релейного захисту                                                         | 14 |
| Висновок до розділу 1                                                                                | 15 |
| 2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ                                                                              | 18 |
| 2.1 Схема підстановки і її параметри                                                                 | 18 |
| 2.2 Розрахунок струмів КЗ                                                                            | 19 |
| 2.3 Розрахунок точок короткого замикання і режимів роботи                                            | 21 |
| Висновок до розділу 2                                                                                | 24 |
| 3 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРИВ ПРИБОРІВ РЗА                                                                 | 25 |
| 3.1 Розрахунок струму однофазного короткого замикання на сторонах<br>0,4/10 кВ                       | 25 |
| 3.2 Струмова відсічка трансформатора                                                                 | 27 |
| 3.3 Максимальний струмовий захист трансформатора                                                     | 30 |
| 3.4 Захист трансформатора від перевантаження                                                         | 33 |
| 3.5 Захист від однофазних коротких замикань на стороні 0,4 кВ<br>трансформатора                      | 34 |
| Висновок до розділу 3                                                                                | 38 |
| 4 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ТЕХНІЧНА БЕЗПЕКА                                                        | 40 |
| 4.1 Економічна ефективність                                                                          | 40 |
| 4.2 Технічна безпека                                                                                 | 40 |
| Висновок до розділу 4                                                                                | 42 |
| ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ                                                                                    | 43 |
| СПИСОК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ                                                                               | 45 |

## ВСТУП

У системі електропостачання, що складається з двох блоків живлення, можливі такі пошкодження та ненормальні режими роботи: міжфазні короткі замикання (КК), однофазні короткі замикання, двофазні короткі замикання, двофазні короткі замикання на землю, перевантаження, перепади, асинхронний режим, підвищені струми в лініях при пошкодженні на низьковольтній стороні трансформаторів приймальної підстанції. Для захисту від вищеописаних ненормальних режимів роботи і пошкоджень розроблені такі види захисту: струмовий захист, струмовий спрямований захист, дистанційний захист, поздовжній і поперечний захист диференціального струму, захист від перевантаження та ін.

Проектування захисту того чи іншого електроенергетичного об'єкта полягає у виборі необхідного обсягу релейного захисту для кожного елемента, що входить у об'єкт, вибір відповідних пристроїв релейного захисту, розрахунку вставок та правильне підключення.

Складність конструкції релейного захисту полягає в задоволенні вимог щодо швидкодії, надійності та селективності проектованого захисту, а також у зниженні витрат на встановлення пристроїв релейного захисту.

**Мета роботи** розроблення релейного захисту та автоматики прохідної підстанції 110 (150)/10 кВ.

**Об'єкт розробки** прохідна електрична підстанція «Власівка».

**Предмет розробки** система автоматичного релейного захисту прохідної електричної підстанції.

**Методика досліджень** комплексний аналіз систем та засобів реалізації релейного захисту електричних підстанцій. Розрахунок основних показників для вибору засобів РЗА, графічне відображення технологічних процесів, визначення параметрів електричних елементів, економічна оцінка та безпека технічного обслуговування електроустановок з напругою понад 1000 В

**Практичні результати роботи** – результати розробленої проектної документації можуть бути рекомендовані для впровадження на прохідних електричних підстанціях.

# **1 ХАРАКТЕРИСТИКА СХЕМ ПІДКЛЮЧЕННЯ ПІДСТАНЦІЙ ТА ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ ДО РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ І АВТОМАТИКИ**

## **1.1 Головна схема електричних з'єднань**

Види і типи релейного захисту залежать від схеми розподільного пристрою, відповідно, зміна схеми в процесі проектування призводить до переробки як спеціальної, так і загальної частини проекту.

У кваліфікаційній роботі розраховуємо прохідну двотрансформаторну підстанцію, висока сторона якої виконана за схемою 4Н-місток з вимикачами в ланцюгах ліній (рисунок 1.1).

Рисунок 1.1 – Схема 4Н-місток.

Відповідно до схем головних електричних розподільчих пристроїв підстанцій 35-750 кВ [1, 2], типові рішення: згідно [3], для підстанції «Власівка» (рисунок 1.1) більш краща схема 4Н (рисунок 1.1).

На підстанціях низької напруги (НН) для двообмоткових трансформаторів використовується система однієї шини, розділеної автоматичним вимикачем.

Рисунок 1.2 – Схема 10(6)-1

Для електропостачання міст і великих підприємств в мережах 6..35 кВ в основному використовуються схеми з єдиної шинної системи, розділеної автоматичним вимикачем (рисунок 1.2) [4 - 6].

## **1.2 Режим нейтралі**

Режим нейтралі залежить від напруги мережі:

- мережах з напругою 110 кВ прийнятий так званий режим ефективно

заземленої нейтралі;

- 6... 35 кВ виконується з ізолюованою нейтраллю.

Електричні мережі напругою 3-35 кВ повинні працювати з ізолюованою, або через резистор або нейтралю реактора з дугогасним гасінням [7].

Робота електричних мереж напругою 2-35 кВ може забезпечуватися як з ізолюованою нейтраллю, так і з нейтраллю, заземленою через реактор дугогасіння.

Компенсація ємнісного струму замикання на землю реакторами дугогасіння повинна застосовуватися при ємнісних струмах, що перевищують такі значення:

Таблиця 1.1 – Компенсація ємнісного струму замикання на землю реакторами

| Номінальна напруга мережі, кВ        | 6  | 10 | 15-20 | 35 | вище |
|--------------------------------------|----|----|-------|----|------|
| Ємнісний струм замикання на землю, А | 30 | 20 | 15    | 10 | 10   |

Експлуатація мереж напругою 6-35 кВ без компенсації ємнісного струму при його значеннях, що перевищують зазначені вище, не допускається [8].

На етапі проектування приблизний розрахунок величини сумарного ємнісного струму замикання на землю може бути виконаний за формулою:

$$C_{\Sigma} = N \cdot n \cdot L \cdot k \quad (1.1)$$

де  $N$  - число кабельних ліній, що беруть початок від шин НН проектованої підстанції;

$n$  - число паралельних ланцюгів в кабельній лінії;

$L$  - довжина кабельної лінії в км;

$k$  - питома величина ємнісного струму А/км кабельної лінії в залежності від напруги мережі і перерізу жил кабелю (табл. 1.2).

$$I_{\Sigma} = 3 \cdot (0,6 + 1,1 + 0,7 + 0,5 + 1 + 1,2 + 0,9 + 1,3 + 1) \cdot 0,8 = 18,92 \text{ А.}$$

Таблиця 1.2 – питома величина ємнісного струму

| Поперечний переріз провідника $CL$ , мм <sup>2</sup> | Одиничне значення ємнісного струму $CL$ , А/км |
|------------------------------------------------------|------------------------------------------------|
|                                                      | 10 кВ                                          |
| 16                                                   | 0,55                                           |

|    |      |
|----|------|
| 25 | 0,65 |
| 35 | 0,72 |
| 50 | 0,80 |
| 70 | 0,92 |
| 95 | 1,04 |

Оскільки прорахований сумарний ємнісний струм підсумок з урахуванням похибки у 10% менше 20 А, то компенсація не потрібна.

### 1.3 Загальні вимоги до релейного захисту

Відповідно до СОУ-Н ЕЕ 04.404:2006 [9]:

Надійна робота релейного захисту та автоматики забезпечує:

- Підтримання стабільної роботи енергосистеми;
- Зменшення збитку при пошкодженні обладнання;
- Зменшення збитків від недостатнього постачання електроенергії.

Надійність роботи релейного захисту та автоматики визначається:

- технічними засобами;
- ідеологією будівництва;
- операційними системами.

Технічна політика щодо забезпечення надійної роботи засобів релейного захисту та автоматики спрямована на вирішення таких завдань:

- підтримання існуючих систем релейного захисту в робочому стані;
- своєчасна заміна фізично застарілих систем релейного захисту, подальша експлуатація яких неможлива, новими, переважно мікропроцесорними пристроями;

Впровадження систем релейного захисту, що відповідають сучасним вимогам:

- скорочення часу відключення СКЗ за рахунок збільшення швидкодії релейного захисту;
- виявлення пошкоджень на ранній стадії за рахунок

підвищення чутливості та застосування нових принципів РН;

- підвищена надійність за рахунок вбудованої безперервної діагностики;
- удосконалення характеристик та алгоритмів у сучасних системах

релейного захисту та автоматики;

- зниження експлуатаційних витрат за рахунок підвищення продуктивності праці, за рахунок використання нових програмних і технічних засобів і дистанційного керування релейним захистом.

- виконання розрахунків СКЗ і підбір параметрів релейного захисту відповідно до вимог;

- скорочення часу прийняття рішень оперативним і диспетчерським персоналом за рахунок повноти інформації та оперативності її подання з пристроїв релейного захисту і автоматики;

- удосконалення адаптивних властивостей релейного захисту на основі інтелектуальних алгоритмів.

Відповідність перерахованим вище вимогам може бути забезпечено тільки за рахунок впровадження сучасних пристроїв релейного захисту, виконаних на елементній базі МП, інтегрованих в автоматизовану систему управління технологічним процесом.

Технічна політика в області ідеології релейного захисту спрямована на вирішення наступних завдань:

- забезпечення релейного захисту та резервування автоматики. Розвиток електромереж та введення в експлуатацію нових генеруючих потужностей погіршують умови для резервування на далекі відстані. У цих умовах необхідно розвивати резервування малої дальності;

- забезпечення функції ПРВВ, включаючи підключення 6-35 кВ.

Технічна політика в галузі роботи релейного захисту та автоматики спрямована на вирішення таких завдань:

- впровадження релейного захисту та автоматики для зниження експлуатаційних витрат;

- перехід від періодичного обслуговування релейного захисту до

обслуговування систем релейного захисту та автоматики за станом;

- створення автоматизованих систем перевірки та оцінки стану релейного захисту та автоматики;

Пристрої релейного захисту повинні реєструвати аварійні події та процеси в обсязі, необхідному для їх повного аналізу.

Пристрої релейного захисту повинні визначати місце пошкодження (у тому числі режим аварійного захисту в мережі 6-35 кВ) [10, 11].

Подальший розвиток системи релейного захисту:

- Впровадження високовольтних цифрових трансформаторів струму та напруги;
- Впровадження первинного та вторинного електромережевого обладнання з вбудованими комутаційними портами;
- Впровадження пристроїв релейного захисту, що підтримують міжнародний стандарт IEC 61850, який регламентує цифрові протоколи обміну даними між пристроями різного призначення та різних виробників [12];
- впровадження інтелектуальних електронних пристроїв (IED) для релейного захисту;

Створення «цифрових підстанцій», що дозволяють отримати ряд переваг:

- знизити вартість кабельних вторинних ланцюгів;
- підвищують стійкість до завад (перешкод);
- спрощення і здешевлення конструкції релейного захисту МП за рахунок відсутності АЦП;
- спрощення взаємозамінності пристроїв релейного захисту, в тому числі різних виробників;
- спрощення експлуатації та обслуговування;
- уніфікація процесів проектування, впровадження та експлуатації.

#### **1.4 Підбір елементної бази релейного захисту**

Всі пристрої релейного захисту можна розділити на три покоління в залежності від елементної бази, тобто від типів використовуваних реле і від принципів їх роботи.

Перше покоління пристроїв релейного захисту базується на сучасних електромеханічних реле: електромагнітних, індукційних, магнітоелектричних.

На першому поколінні можуть бути виконані як окремі елементи (реле) релейного захисту, наприклад, реле струму РТ-40, реле часу РВ-100, реле повторного ввімкнення РПВ-58, так і комплектуючі елементи релейного захисту, наприклад, щита резервного захисту повітряної лінії 110–220 кВ ЕПЗ-1636.

Друге покоління пристроїв релейного захисту базується на електронних пристроях з використанням інтегральних мікросхем (ІМ). Друге покоління включає як окремі пристрої релейного захисту, наприклад, реле статичного струму РСТ-11, реле часу РВ-01, так і комплектні пристрої релейного захисту, наприклад, шафа резервного захисту 110–220 кВ на 110–220 кВ ШДЕ-2802.

Пристрої релейного захисту на основі мікросхем мають деякі параметри, які набагато кращі, ніж електромеханічні пристрої першого покоління: краща сейсмічна стійкість, краща стабільність тимчасових затримок, менше енергоспоживання, більша чутливість, вища швидкість, функціональний самоконтроль і тестовий контроль справності.

Третє покоління – це пристрої мікропроцесорного релейного захисту (МРЗ). Пристрої МП мають дуже великі можливості, які визначаються в основному програмою пристрою МП.

Принципова відмінність пристроїв МП від електромеханічних і електронних пристроїв полягає в здатності одного пристрою МП виконувати безліч різних функцій релейного захисту: автоматизоване управління автоматичним вимикачем, комплект релейного захисту об'єкта, що захищається, комплект автоматики (повторне включення і АВР) контролюваного об'єкта, визначення місця пошкодження, аварійний осцилограф, реєстратор подій.

Всі пристрої релейного захисту МП мають можливість підключення до

локальної комп'ютерної мережі і забезпечують виведення всієї наявної в них інформації в мережу, будучи нижнім рівнем автоматизованої системи управління технологічними процесами.

Єдиним істотним недоліком пристроїв МП третього покоління є їх висока вартість, що вимагає значних витрат на створення (реконструкцію) системи релейного захисту та автоматики.

Вибір покоління пристроїв релейного захисту на етапі проектування повинен відповідати вимогам замовника. Вимоги до пристроїв релейного захисту, що встановлюються на підстанціях Полтавської області викладені нижче [13]:

- зменшення часу відключення короткого замикання за рахунок збільшення чутливості пристроїв релейного захисту;
- виявлення пошкоджень елементів мережі на ранніх стадіях їх виникнення внаслідок підвищення чутливості та застосування нових принципів побудови релейного захисту та автоматики;
- підвищена експлуатаційна надійність завдяки постійній діагностиці, вбудованій в пристрої;
- можливість отримання практично будь-яких форм характеристик пристроїв релейного захисту та автоматики;
- скорочення часу на прийняття рішень оперативним персоналом в аварійних ситуаціях за рахунок повноти інформації та оперативності її подання, в тому числі за рахунок автоматично отриманих повідомлень;
- перехід від періодичного технічного обслуговування до технічного обслуговування за потребою.

Виконання перерахованих основних вимог може бути забезпечено тільки за рахунок впровадження сучасних пристроїв, реалізованих на елементній базі МП.

## **Висновок до розділу 1**

Розглянуто реалізацію прохідної двотрансформаторної підстанції з

використанням схеми 4Н-місток на високій стороні та шинної системи з автоматичним вимикачем на низькій. У мережах 6–35 кВ застосовується ізольована нейтраль або нейтраль з дугогасним реактором, а компенсація ємнісного струму необхідна лише при перевищенні встановлених значень. Релейний захист виконує критичну роль у забезпеченні стабільності та безпеки енергосистеми. Перевага надається мікропроцесорним пристроям третього покоління, які поєднують високу надійність, адаптивність, функціональність і можливість інтеграції в автоматизовані системи керування. Їх впровадження є ключовим для підвищення ефективності, швидкодії та зниження експлуатаційних витрат.

## **2. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ**

### **2.1 Схема підстановки і її параметри**

Достовірні дані по розрахунку СКЗ вкрай важливі при проектуванні релейного захисту, тому що для максимального режиму СКЗ розраховуються параметри деяких видів захисту, а для мінімального режиму СКЗ визначаються коефіцієнти чутливості, за якими перевіряються нормативні показники технічної досконалості і надійності роботи. Фахівець-конструктор повинен не тільки вміти оцінити достовірність відомостей по розрахунку СКЗ, але і самостійно знаходити їх значення.

Розрахунок СКЗ для потреб релейного захисту проводиться відповідно до:

- ДСТУ EN 61660-1:2022 Струми короткого замикання у допоміжних установках постійного струму на електростанціях і підстанціях [14].
- ДСТУ (ГОСТ) 30323-95 Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку електродинамічної і термічної дії струму короткого замикання [15];
- СОУ-Н ЕЕ 40.11-21677681-48:2011 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі напругою до 1 кВ електростанцій та підстанцій з урахуванням впливу електричної дуги. Методичні вказівки [16].

Вихідні дані для розрахунку представлені на рисунку 2.1.

Рисунок 2.1 – Розрахункова схема для визначення СКЗ

Схема заміщення (підстановки) для розглянутого прикладу представлена на рисунку 2.2.

Рисунок 2.2 – Схема заміщення (підстановки)

### **2.2 Розрахунок струмів КЗ**

Згідно з ДСТУ (ГОСТ) 30323-95 ЕРС системи приймається рівною середньому номінальному напрузі мережі (табл. 2.1) [15].

Таблиця 2.1

|                         |      |     |      |      |     |     |
|-------------------------|------|-----|------|------|-----|-----|
| U <sub>ном</sub> , кВ   | 0,38 | 6,0 | 10,0 | 35,0 | 110 | 220 |
| U <sub>с.ном</sub> , кВ | 0,4  | 6,3 | 10,5 | 37,0 | 115 | 230 |

Опір системи:

$$X_{G1} = \frac{U_{с.G1}^2}{S_{кв.A}} \quad (2.1)$$

де U<sub>с.ном</sub> = 115 кВ – середня номінальна напруга мережі для 110 кВ.

$$X_{G1} = \frac{115^2}{600} = 22,04 \text{ Ом}$$

Опір повітряних ліній 110 кВ:

$$X_W = 0.4 \cdot L_W = 0,4 \cdot 80 = 32 \text{ Ом} \quad (2.2)$$

Через те, що точка замикання розташована на різному рівні напруги, то необхідно привести ЕРС, опір системи і опір лінії до напруги місця замикання 10 кВ. Знайдемо коефіцієнт трансформації:

$$K_T = \frac{U_{с.G1}}{U_{с.НН}} \quad (2.3)$$

де U<sub>с.НН</sub> = 11 кВ – середня номінальна напруга для мережі 10 кВ на стороні НН підстанції для трансформатора ТДН 10.

$$K_T = \frac{115}{11} = 10,455$$

ЕРС системи, приведена до сторони НН:

$$E_{G1(НН)} = \frac{E_{G1}}{K_T} = \frac{115}{10.455} = 11 \text{ кВ} \quad (2.4)$$

Опір системи, приведений до сторони НН:

$$X_{G1(НН)} = \frac{X_{G1}}{(X_T)^2} = \frac{22.04}{10.455^2} = 0.202 \text{ Ом} \quad (2.5)$$

Опір повітряної лінії приведений до сторони НН:

$$X_{W(НН)} = \frac{X_W}{(X_T)^2} = \frac{22.04}{10.455^2} = 0.202 \text{ Ом} \quad (2.6)$$

Опір трансформатора зменшено на сторону НН:

$$X_{T(НН)} = \frac{X_W}{(K_T)^2} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном.т.НН}}^2}{S_T} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{11^2}{10} = 1.271 \text{ Ом} \quad (2.7)$$

Складова трифазного СКЗ на шинах підстанції НН від системи:

$$I_{\text{кз.}G1}^{(3)} = \frac{E_{G1(НН)}}{\sqrt{3} \cdot (X_{G1(НН)} + X_{W(НН)} + X_{T(НН)})} \quad (2.8)$$

Зробимо підстановку і отримаємо:

$$I_{\text{кз.}G1}^{(3)} = \frac{11}{\sqrt{3} \cdot (0.202 + 0.293 + 1.271)} = 3.77 \text{ кА} \quad (2.8)$$

## 2.3 Розрахунок точок короткого замикання і режимів роботи

Максимальні СКЗ використовуються для визначення параметрів релейного захисту, мінімальні СКЗ – для розрахунку коефіцієнтів чутливості. Розглянемо

складання конструктивної схеми визначення СКЗ і вибір місць короткого замикання прохідної двотрансформаторної підстанції. Від шин НН висувається КЛ, виконана в трьох паралельних ланцюгах до трансформаторної підстанції (рисунок 2.3).

Рисунок 2.3 Розрахункова схема СКЗ для прохідної підстанції

У таблиці 2.2 наведено розрахунок СКЗ прохідної підстанції.

Таблиця 2.2

| Робочий час<br>Сітка  | К31, кВ | К32, кВ | К33, кВ | К34, кВ | К35, кВ |
|-----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Мінімальний<br>Режиму | 3,045   | 2,092   | 3,67    | 4,535   | 6,873   |
| Максимальна<br>Режиму | 4,164   | 3,819   | 4,836   | 4,654   | 9,538   |

Розрахуємо СКЗ для підбору і перевірки обладнання на стороні ВН і ЛШ ПС. Розрахункова схема з даними для розрахунку СКЗ представлена на рис. 2.4.

Рисунок 2.4 – Розрахункова схема з даними для розрахунку СКЗ

Рисунок 2.5 – Схема підстановки і розрахунок точки короткого замикання при роботі на відводі -9 (максимальний режим)

При роботі на відпайці мінус 9 точка КЗ за трансформатором (для максимального режиму) на рис. 2.5:

$$I_{п.0}=5,295 \text{ кА};$$

$$T_a=0,039 \text{ с};$$

$$I_y= 7,638 \text{ кА};$$

$$K_y= 1,585.$$

При короткому замиканні на стороні ВН (для максимального режиму) на

рис. 2.6:

Рисунок 2.6 – Схема підстановки і розрахунок точки короткого замикання при роботі на ВН

$$I_{п.0}=3,819 \text{ кА};$$

$$T_a=0,012 \text{ с};$$

$$I_y=5,509 \text{ кА};$$

$$K_y=1,262.$$

При короткому замиканні на стороні ВН (для мінімального режиму) на рис. 2.7:

Рисунок 2.7 – Схема підстановки і розрахунок точки короткого замикання при роботі на ВН (мінімальний режим)

У точці короткого замикання на стороні ВН:

$$I_{п.0}=2,072 \text{ кА};$$

$$T_a=0,017 \text{ с};$$

$$I_y=2,989 \text{ кА};$$

$$K_y=1,388.$$

## **Висновок до розділу 2**

Розрахунок струмів короткого замикання (СКЗ) є критично важливим для проектування релейного захисту електричних мереж. У розділі детально розглянуто методику обчислення СКЗ згідно з чинними стандартами (ДСТУ EN 61660-1:2022, ДСТУ 30323-95, СОУ-Н ЕЕ 40.11-21677681-48:2011). Наведено приклад розрахунку струмів для різних точок короткого замикання, включаючи перерахунок параметрів системи до нижчої напруги. Розглянуто як максимальні, так і мінімальні режими роботи, необхідні для визначення параметрів захисту і коефіцієнтів чутливості. Результати розрахунків подано у вигляді схем та таблиць

для різних умов роботи підстанції.

### 3 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРИВ ПРИСТРОЇВ РЗА

#### 3.1 Розрахунок струму однофазного короткого замикання на сторонах 0,4/10 кВ

Виберемо налаштування ВРП 0,4 кВ для електропостачання промислових, сільськогосподарських, житлових, комерційних. Вихідні дані для розрахунку параметрів представлені на рис 3.1. Види релейного захисту, що підлягають розрахунку, наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Види релейного захисту

| Види релейного захисту                   | Використання                    | Примітка                                       |
|------------------------------------------|---------------------------------|------------------------------------------------|
| Максимальний струмовий захист            | трифазні, трьохреле             | $t_b = \text{const}$                           |
| Дистанційний захист                      | трифазні, трьохреле             | з гальмуванням                                 |
| Газовий захист                           | реалізовано газовим реле РГТ-80 | 2 етапи:<br>1) на сигнал<br>2) для відключення |
| Захист масляних трансформаторів          | струменеві реле РСТ-25          | 2 етапи:<br>1) на сигнал<br>2) для відключення |
| Захист від перевантаження трансформатора | двофазні, трьохрелейні          | $t_b = \text{const}$                           |

Розрахунок струму однофазного короткого замикання на стороні 0,4 кВ проводимо за схемою рис. 3.1.

Рисунок 3.1 – Трансформатор 10/0,4 кВ, приєднаний до РП 10 кВ

Розрахунок однофазного короткого замикання за трансформатором (див. рис 3.1) із заданими або розрахунковими струмами трифазного короткого замикання за трансформатором (струми зводяться на сторону 10 кВ).

Схема заміни однофазного СКЗ на трансформатор показана на рис. 3.2.

Рисунок 3.2 – Схема заміщення при однофазному короткому замиканні за трансформатором

Опір системи  $Z_{1G}$  зведений на сторону 0,4 кВ:

$$Z_{1G} = \frac{E_G}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \cdot \left( \frac{U_{с.ном.НН}}{U_{с.ном.ВН}} \right)^2 \quad (3.1)$$

$$Z_{1G} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 469} \cdot \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 18,5 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}$$

Величина  $Z_{1T}$ , зведена в сторону 0,4 кВ, наводиться в таблиці 3.2.

Струм однофазного короткого замикання на стороні 0,4 кВ з урахуванням опору мережі живлення:

$$I_{кз.мін.нн0,4} = \frac{3 \cdot U_{с.ном.ф}}{2 \cdot Z_{1G} + Z_{1T}} \quad (3.2)$$

$$I_{кз.мін.нн0,4} = \frac{3 \cdot 230}{2 \cdot 18,75 \cdot 10^{-4} + 0,126} = 5474 \text{ А}$$

Таблиця 3.2 – Значення  $Z_{1T}$

| $S_T$ , кВА | $U_{ном. вн}$ , кВ | $\frac{1}{3} Z_{1T}$ , Ом | $Z_{1T}$ , Ом |
|-------------|--------------------|---------------------------|---------------|
| 25          | 6...10             | 1,04                      | 3,12          |
| 40          | 6...10             | 0,65                      | 1,95          |
| 63          | 6...10             | 0,41                      | 1,23          |
|             | 20                 | 0,38                      | 1,14          |
| 100         | 6...35             | 0,26                      | 0,78          |
| 160         | 6...35             | 0,16                      | 0,48          |
| 250         | 6...35             | 0,1                       | 0,3           |
| 400         | 6...35             | 0,065                     | 0,195         |
| 630         | 6...35             | 0,042                     | 0,126         |

Струм однофазного короткого замикання, зведений на сторону ВН:

$$I_{\text{кз.мін.ВН10}} = \frac{I_{\text{кз.мін.НН0,4}}}{U_{\text{с.ном.ВН}}/U_{\text{с.ном.НН}}} \quad (3.3)$$
$$I_{\text{кз.мін.ВН10}} = \frac{5474}{10,5 \cdot 0,4} = 208 \text{ А}$$

### 3.2 Струмова відсічка трансформатора

Струмовий захист 6...35 кВ розраховуються за методиками [17].

Струм спрацьовування відключення за умови настройки від максимального СКЗ за трансформатором:

$$I_{\text{с.о.1}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{кз.макс.НН10}} \quad (3.4)$$

де  $k_{\text{н}}$  - коефіцієнт надійності, приймається рівним 1,2.

$$I_{\text{с.о.1}} \geq 1,2 \cdot 653 = 784 \text{ А}$$

За другою умовою струм відсікання налаштовується з стрибків струму намагнічування трансформатора:

$$I_{\text{с.о.2}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{т.роб.макс.}} \quad (3.5)$$

де  $k_{\text{н}}$  - коефіцієнт надійності без уповільнення обслуговування і без автоматичного подвоєння уставки обслуговування при включенні автоматичного вимикача трансформатора, приймається рівним 5;

$I_{\text{т.роб.макс.}}$  - робочий максимальний струм трансформатора.

Робочий максимальний струм трансформатора:

$$I_{\text{т.роб.макс.}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot I_{\text{т.ном.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т.ном.вн}}} \quad (3.6)$$

де  $k_{\text{п}}$  - коефіцієнт перевантаження, приймається рівним 1,4.

$$I_{\text{т.роб.макс.}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 50,9 \text{ А}$$

Струм спрацьовування струмової відсічки за другою умовою:

$$I_{\text{с.о.2}} \geq 5 \cdot 50,9 = 242,5 \text{ А}$$

Кінцеве значення спрацьовування струмової відсічки – з двох значень приймається те, що більше:

$$I_{\text{с.о}} = \max\{I_{\text{с.о.1}}; I_{\text{с.о.2}}\} = \max\{784; 242,5\} = 784 \text{ А} \quad (3.7)$$

Вторинний струм спрацьовування струмової відсічки:

$$I_{\text{с.о.втор}} = \frac{I_{\text{с.о.}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}} \quad (3.8)$$

Вибираємо ТС ТОЛ-10 з коефіцієнтом трансформації  $n_{\text{т}}$ , що дорівнює 100/5.

Коефіцієнт ланцюга для трифазного режиму для неповного кола зірки з додатковим реле дорівнює 1.

Для трансформатора струму ТОЛ-10 за каталогом фірми «ЕнергоСфера» приймаємо  $I_{1.\text{ном}}$ , рівний 100 А. Вторинний струм спрацьовування струмової відсічки [18]:

$$I_{\text{с.о.втор}} = \frac{784}{100} \cdot 1 = 39,2 \text{ А}$$

Хоча поточні налаштування каскадів МСЗ клеми РЗЛ-05.ВХ регулюються в амперах, їх можливий діапазон встановлюється в частках номінального вторинного струму ТС,  $I_{2.\text{ном.тс}}$  дорівнює 5 А:

$$I_{\text{с.о.втор}} = \frac{I_{\text{с.о.втор}}}{I_{2.\text{ном.тс}}} = \frac{39,2}{5} = 7,84 \quad (3.9)$$

Отримане значення вписується в допустимий діапазон (0,4... 40,0)  $I_H$ .

Чутливість струмової відсічки перевіряють при трифазному короткому замиканні в максимальному режимі на виводах ВН трансформатора:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.макс.вн}}}{I_{\text{с.о}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}} \quad (3.10)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{8242}{784} = 10,5 \geq 1.2$$

Значення часу струмової відсічки приймається мінімально можливим – 0.

Налаштуємо параметри струмової відсічки в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Параметри струмової відсічки

| Уставки 1 ступеня МСЗ                     | Значення    |
|-------------------------------------------|-------------|
| Експлуатація МСЗ-1                        | Забезпечує  |
| Струм спрацьовування грубої очистки МСЗ-1 | 39.2 А      |
| Струм спрацьовування МСЗ-1                | 39.2 А      |
| Час спрацьовування МСЗ-1                  | 0 сек       |
| Автомат. огрубіння уставки МСЗ-1          | Передбачено |

### 3.3 Максимальний струмовий захист трансформатора

Струм спрацьовування МСЗ вибирається відповідно до виразу:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{с.зап}}{k_v} \quad (3.11)$$

де  $k_n$  – коефіцієнт надійності;

$k_{с.зап}$  – коефіцієнт самозапуску;

$k_v$  – коефіцієнт повернення.

Прийmemo значення за довідковою літературою  $k_n$  рівним 1,2;  $k_{с.зап}$  рівний 1,3. Згідно з даними [19], коефіцієнт повернення МСЗ 2-го ступеня клема РЗЛ-05.ВХ становить  $k_v = 0,94$ .

Струм спрацьовування МСЗ:

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,94} \cdot 50,9 = 84,5 \text{ A}$$

Оцінимо чутливість МСЗ в короткому замиканні в режимі охолодження на клемах НН трансформатора:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мін.нн}}}{I_{с.з}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}} \quad (3.12)$$
$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 469}{84,5} \cdot 1 = 4,8 \geq 1,5$$

Розрахунковий коефіцієнт чутливості перевищує нормативне значення. Для МСЗ пуск по напрузі не потрібен.

Вторинне значення струму спрацьовування МСЗ:

$$I_{с.з.2} = \frac{I_{с.з}}{n_T} k_{сх} \quad (3.13)$$

$$I_{c.3.2} = \frac{84,5 \cdot 5}{100} 4,23 \text{ A}$$

Хоча поточні налаштування ступенів МСЗ терміналу РЗЛ-05.ВХ налаштовуються в амперах, їх можливий діапазон дається в частках від номінального вторинного струму ТС,  $I_{2.\text{ном.тс}}$  дорівнює 5 А:

$$I_{c.o.o.e.} = \frac{I_{c.3.2}}{I_{2.\text{ном.тс}}} = \frac{4.23}{5} = 0,85 \text{ A} \quad (3.14)$$

Отримане значення вписується в допустимий діапазон (0,2... 40,0)  $I_n$ . Для вибору тимчасової витримки МСЗ необхідно врахувати тимчасові затримки автоматичних вимикачів НКУ 0,4 кВ і вибрати рівень селективності між клемою захисту силового трансформатора і входом НН рисунком 3.3.

Рисунок 3.3 – НКУ 0,4 кВ на НН трансформатора 10 кВ

У розглянутому прикладі в розподільчому пристрої НКУ 0,4 кВ на стороні НН трансформатора 10/0,4 кВ встановлені автоматичні вимикачі Емах 2 виробництва фірми АВВ з МП розчіплювачами Екір Дір LSIg. Для захисту від короткого замикання в розчіплювачах використовується струми відсічки і МСЗ з незалежною витримкою часу. Тимчасові витримки автоматичних вихідних з'єднань, секційних і ввідних автоматичних вимикачів показані на рис. 3.3.

Для вибору витримки часу МСЗ клеми трансформатора 10/0,4 кВ необхідно розрахувати значення ступеня селективності  $\Delta t$  між МСЗ клеми і МСЗ ввідного автоматичного вимикача 0,4 кВ:

$$\Delta t = t_{\text{вікл.авт.вв}} + t_{\text{пох.авт.вв}} + t_{\text{пох.терм.т}} + t_{\text{пов.МСЗ.т}} + t_{\text{рез.}} \quad (3.15)$$

де  $t_{\text{вікл.авт.вв}}$  - час відключення автоматичного вимикача, становить 0,04 с;

$t_{\text{пох.авт.вв}}$  - це похибка часу затримки МСЗ випуску вибухового вимикача, становить 0,02 с;

$t_{\text{пох.терм.т}}$  – помилка тимчасової затримки МСЗ терміналу релейного захисту та автоматики трансформатора, становить 0,025 с;

$t_{\text{пов.МСЗ.т}}$  – час повернення клеми релейного захисту трансформатора на МСЗ, становить 0,065 с;.

$t_{\text{рез.}}$  – час резерву приймається рівним 0,1 с

$$\Delta t = 0,04 + 0,02 + 0,025 + 0,065 + 0,1 = 0,25 \text{ с.}$$

Рівень селективності  $\Delta t$  можна залишити рівним розрахунковим 0,25 с, його можна округлити до 0,3 с, можна прийняти рекомендовані 0,4 с, хоча такі рекомендації поширюються на релейний захист і захист об'єктів напругою 110 кВ і вище.

Параметри другого ступеню захисту МСЗ терміналу РЗЛ-05.ВХ подані у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Параметри другого ступеню захисту МСЗ терміналу РЗЛ-05.ВХ

| Уставки 2 ступеня МСЗ      | Значення       |
|----------------------------|----------------|
| Експлуатація МТЗ-2         | Забезпечує     |
| Струм спрацьовування МТЗ-2 | 4.23 А         |
| Час спрацьовування МТЗ-2   | 0,5 сек        |
| Круговий контроль МТЗ-2    | передбачено    |
| Напруга пуску МТЗ-2        | не передбачено |
| Розгін МТЗ-2               | передбачено    |

### 3.4 Захист трансформатора від перевантаження

Розрахуємо параметри захисту трансформатора від перевантаження. Струм спрацьовування захисту від перевантаження:

$$I_{с.з.п.} = \frac{k_{відст}}{k_B} \cdot I_{Т.ном.} \quad (3.16)$$

де  $k_{відст}$ - коефіцієнт відстоювання, дорівнює 1,05;

$k_B$ - коефіцієнт повернення;

$I_{Т.ном.}$ - це номінальний струм трансформатора.

Коефіцієнт повернення третього ступеня МСЗ, на якому реалізований захист від перевантаження встановлюється  $k_B = 0,94$ .

Номінальний струм трансформатора:

$$I_{Т.ном.} = \frac{S_{Т.ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.ном.ВН}} \quad (3.17)$$
$$I_{Т.ном.} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ A}$$

Струм спрацьовування захисту від перевантаження:

$$I_{с.з.п.} = \frac{1,05}{0,94} \cdot 36,4 = 36,4 \text{ A}$$

Вторинне значення струму спрацьовування захисту від перевантаження:

$$I_{с.з.п.2} = \frac{I_{с.з.п.}}{n_T} \cdot k_{сх} \quad (3.18)$$
$$I_{Т.ном.} = \frac{40,6 \cdot 5}{100} = 2,03 \text{ A}$$

Хоча поточні налаштування каскадів МСЗ клеми РЗЛ-05.ВХ регулюються в амперах, їх можливий діапазон встановлюється в частках номінального вторинного струму ТС,  $I_{2.ном.ТС}$  дорівнює 5 А:

$$I_{\text{с.з.п.о.е.}} = \frac{I_{\text{с.з.п.2}}}{I_{\text{2.ном.тс}}} = \frac{2,03}{5} = 0,41 \text{ А} \quad (3.19)$$

Струм вторинного спрацьовування знаходиться в межах допустимого діапазону (0,08... 20,0)  $I_n$ .

За умови регулювання режимів короточасних перевантажень рекомендується брати тимчасову витримку захисту від перевантаження з діапазону 9... 10 с. Приймаємо  $t_{\text{п.т}}$  рівним 10 с.

Настройки третього ступеня МСЗ, що працює в якості захисту від перевантажень, наведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Потреби в ресурсах за компонентами

| Уставки 3 ступеня МСЗ       | Значення       |
|-----------------------------|----------------|
| Експлуатація МТЗ-3          | передбачено    |
| Струм спрацьовування МТЗ-3  | 2,03 А         |
| Час спрацьовування МТЗ-3    | 10 сек         |
| Спрямоване управління МТЗ-3 | не передбачено |
| Напруга пуску МТЗ-3         | не передбачено |
| Дія МТЗ-3 при відключенні   | не передбачено |
| Прискорення МТЗ-3           | не передбачено |
| Вибір функції               | Незалежний     |
| Базисний струм              | 5 А            |

### **3.5 Захист від однофазних коротких замикань на стороні 0,4 кВ трансформатора**

Струм спрацьовування захисту від однофазних КЗ вибирається за умови налаштування від найбільшого струму небалансу в нульовому проводі трансформатора у звичайному режимі:

$$I_{с.з.о} = k_H I_{нб.макс.} = 0,5 \cdot I_{т.роб.макс.нн.} \quad (3.20)$$

де  $k_H$  - коефіцієнт надійності, що дорівнює 2;

$I_{нб.макс.}$  - максимальний струм несиметрії в нульовому проводі трансформатора при схемі з'єднання обмотки зірка/зірка в нормальному режимі, дорівнює  $0,25 \cdot I_{т.роб.макс.нн.}$ ;

$I_{т.роб.макс.нн.}$  - максимальний робочий струм з боку НН трансформатора.

Робочий максимальний струм на стороні НН:

$$I_{т.роб.макс.нн.} = \frac{k_{\Pi} \cdot S_{т.ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{т.ном.нн.}} \quad (3.21)$$

де  $k_{\Pi}$  - коефіцієнт перевантаження, приймається рівним 1,4.

$$I_{т.роб.макс.нн.} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273 \text{ A}$$

Перетин провідників визначають виходячи з номінальної потужності трансформатора:

Так як  $S_{т.ном.} = 0,63 \text{ МВА}$ , то вибираємо мідні провідники з перетином 16 мм<sup>2</sup>

Струм спрацьовування захисту:

$$I_{с.з.о} = 0,5 \cdot 1273 = 636,5 \text{ A}$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{кз.мін.нн.0,4}}{I_{с.з.о}} \quad (3.22)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{5474}{636,5} = 8,6 \geq 2$$

Первинний трансформатор номінального струму в нейтралі вибирається з максимального струму небалансу:

$$I_{нб.макс} = 0,25 \cdot I_{т.роб.макс.нн.} = 0,25 \cdot 1273 = 318 \text{ A} \quad (3.23)$$

Для ТТ ТНШЛ-0,66 вибираємо  $I_{1\text{ном.тс.о}}$  рівним 400 А, а  $I_{2\text{ном.тс.о}}$  рівним 1 А (так як вхід для підключення ТСП зазначеного БЕ2502А01 розрахований на номінальний струм 1 А).

Вторинне значення струму спрацьовування захисту:

$$I_{\text{с.з.о.2}} = \frac{I_{\text{с.з.о}}}{n_{\text{т.о}}} = \frac{635,5}{400} = 1,59 \text{ А} \quad (3.24)$$

Хоча поточні налаштування клеми РЗЛ-05.ВХ регулюються в амперах, їх можливий діапазон встановлюється в частках номінального вторинного струму ТТС,  $I_{2\text{ном.тс}}$  дорівнює 1 А:

$$I_{\text{с.з.о.о.е.}} = \frac{I_{\text{с.з.о.2}}}{I_{2\text{ном.тс.о}}} = \frac{1,59}{1} = 0,59 \text{ А} \quad (3.25)$$

Вторинний струм захисту від однофазних коротких замикань знаходиться в межах допустимого діапазону  $(0,01 \dots 2,0) I_{\text{н}}$ .

Витримка часу захисту повинна бути відрегульована від дії однофазного захисту від короткого замикання ввідних автоматичних вимикачів 0,4 кВ, 0,2 с:

$$t_{\text{з.о.т}} = t_{\text{з.о.вв0,4}} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с} \quad (3.26)$$

Ступінь селективності між клемою РЗЛ-05.ВХ і автоматичним вимикачем  $\Delta t$  входу був визначений раніше.

Параметри однофазного захисту від замикань представлені в таблиці 3.5.

Розглянемо схему підключення підстанції «Власівка».

Для розрахунку активно (Р) та реактивної (Q) потужностей задамося значенням  $\text{tg}\phi=0.56$ .

Активна потужність дорівнює:

$$P = \frac{S_H}{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \phi}} \quad (3.27)$$

де  $S_H$  – кВА – сумарне навантаження.

$$P = \frac{13,8}{\sqrt{1 + 0,56^2}} = 12 \text{ МВт}$$

Таблиця 3.5 – Потреби в ресурсах за компонентами

| Налаштування ступеня захисту від короткого замикання на землю (ТЗНП) | Значення       |
|----------------------------------------------------------------------|----------------|
| Струм спрацьовування ЗОЗЗ-1                                          | 1,59 А         |
| Час спрацьовування ЗОЗЗ-1                                            | 0,5 с          |
| Робота лише з напругою $U_0$                                         | не передбачено |
| Поточна робота лише $I_0$                                            | передбачено    |
| Робота на струмі $I_0$ і мережі S0                                   | не передбачено |
| Вплив ЗОЗЗ-1 на відключення                                          | передбачено    |

Реактивна потужність дорівнює:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \phi \quad (3.28)$$

$$Q = 12 \cdot 0,56 = 6,72 \text{ Мвар}$$

Сумарний перетин складає:

$$P = \frac{I_P}{\sqrt{1 + J_E n}} \quad (3.29)$$

де  $I_P$  – розрахунковий струм;

$J_E$  – нормована щільність струму,  $J_E=1$ ;

$n$  – кількість ліній.

Визначимо розрахунковий струм:

$$P = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot 110} \quad (3.30)$$

$$P = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 72,5 \text{ A}$$

Сумарне значення перетину дорівнює:

$$P = \frac{72,5}{1 \cdot 2} = 36,5 \text{ мм}^2$$

Округлимо значення перетину проводу до найближчого стандартного: провід 2 х АС-70/11 [20].

Розглянемо схему підключення підстанції у мережу (рис. 3.3).

Рисунок 3.3 – Схема підключення підстанції у мережу.

### **Висновок до розділу 3**

Виконано комплексний розрахунок параметрів релейного захисту та автоматики (РЗА) трансформатора 10/0,4 кВ. Розглянуто різні види захисту: від струмів короткого замикання, перевантажень та однофазних КЗ на стороні 0,4 кВ. Проведено розрахунок струмів КЗ, визначено уставки струмової відсічки, максимального струмового захисту (МСЗ) і захисту від перевантаження. Усі уставки перевірені на відповідність умовам чутливості, селективності та допустимих діапазонів. Забезпечено узгодження дій захисту з характеристиками автоматичних вимикачів низьковольтного устаткування. У результаті отримані параметри забезпечують надійний та селективний захист трансформатора.

## 4 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ТЕХНІЧНА БЕЗПЕКА

### 4.1 Економічна ефективність

Розрахунок економічних показників проведемо у вигляді кошторису витрат на основні технічні засоби, запропоновані у роботі (табл 4.1).

Таблиця 4.1. – Вартість технічних засобів для встановлення на станції.

| №            | Найменування         | Вартість       |
|--------------|----------------------|----------------|
| 1.           | ВРП-0,4              | 40000          |
| 2.           | РГТ-80               | 8600           |
| 3.           | РСТ-25               | 7500           |
| 4.           | ТОЛ-10               | 8400           |
| 5.           | РЗЛ-05.BX            | 25000          |
| 6.           | НКУ 0,4 кВ           | 839375         |
| 7.           | ABB з Ekip Dip L SIG | 1028815        |
| <b>Разом</b> |                      | <b>1957690</b> |

Отже на модернізацію релейного захисту приладової частини прохідної електричної підстанції без урахування кабельної продукції та вартості виконаних робіт потрібно **1 957 690** грн.

### 4.2 Технічна безпека

Робота з електроустановками високої напруги (понад 1000 В) пов'язана з підвищеним ризиком для життя та здоров'я персоналу, а також із потенційною загрозою для обладнання та навколишнього середовища. Забезпечення технічної безпеки під час виконання робіт у таких умовах вимагає суворого дотримання нормативних вимог, використання відповідних засобів індивідуального та

колективного захисту, а також чітко регламентованої організації робочого процесу.

Перед початком будь-яких робіт з електроустановками високої напруги необхідно виконати підготовчі заходи, зокрема: оформлення наряду-допуску, перевірку наявності та справності засобів захисту, інструктаж персоналу, визначення меж робочого місця та забезпечення фізичного відокремлення небезпечних ділянок. Наряд-допуск є основним документом, що дозволяє виконання робіт в електроустановках і містить всю необхідну інформацію: місце, обсяг і характер робіт, склад бригади, відповідальних осіб та перелік заходів безпеки.

Обов'язковим є застосування засобів індивідуального захисту (ЗІЗ): діелектричних рукавиць, ботів, килимків, інструменту з ізоляційним покриттям, захисних окулярів, касок, а також спецодягу з електроізоляційними властивостями. Для роботи в електроустановках застосовуються й колективні засоби захисту: переносні заземлення, огороження, знаки безпеки, блокувальні пристрої. Усі ЗІЗ мають проходити періодичні перевірки та випробування згідно з технічними вимогами та інструкціями виробника.

Особливу увагу слід приділити процесу зняття напруги. Відключення ділянок електромережі повинно супроводжуватись перевіркою відсутності напруги за допомогою справного показчика напруги, після чого обов'язково накладається переносне заземлення. Це дозволяє запобігти ураженню електричним струмом у разі випадкової подачі напруги або появи наведеної напруги. Забороняється проводити роботи на обладнанні, яке перебуває під напругою, за винятком спеціальних випадків, коли це передбачено регламентом і виконується виключно під контролем досвідченого персоналу із застосуванням спеціалізованих методик та ЗІЗ.

Бригада, яка виконує роботи, повинна складатися з осіб, що пройшли навчання, перевірку знань з правил безпечної експлуатації електроустановок та мають відповідну групу з електробезпеки (не нижче III для членів бригади і IV–V для відповідального керівника). Категорично заборонено допускати до роботи сторонніх осіб або співробітників без належної кваліфікації.

Під час виконання робіт обов'язковим є постійне контролювання стану обладнання, напруги в мережі, а також умов навколишнього середовища (наявність вологи, пилу, хімічно активних речовин, підвищеної температури тощо), що можуть впливати на електроізоляційні властивості матеріалів. Роботи у несприятливих умовах дозволені лише за спеціальними приписами і з посиленими заходами безпеки.

У разі аварійної ситуації або виявлення несправностей персонал повинен негайно припинити роботи, залишити небезпечну зону та повідомити відповідального за електрогосподарство. Подальші дії виконуються відповідно до інструкцій з ліквідації аварійних ситуацій. Забороняється самостійно усувати несправності без належного дозволу та підготовки.

Технічна безпека при роботі з високими напругами передбачає не лише дотримання правил та процедур, а й постійну увагу, дисциплінованість, чітку взаємодію між членами бригади, а також культуру безпеки на підприємстві в цілому. Регулярне навчання, тренування з дій у надзвичайних ситуаціях, оновлення інструкцій та контроль їх виконання є запорукою збереження життя та здоров'я працівників, надійної роботи обладнання та енергетичної безпеки об'єкта.

#### **Висновок до розділу 4**

Розглянуто економічну доцільність та вимоги технічної безпеки при модернізації електропідстанції. Загальна вартість технічних засобів становить 1957690 грн, без урахування кабелів і робіт. Технічна безпека робіт з електроустановками понад 1000 В потребує суворого дотримання нормативів, використання індивідуальних і колективних засобів захисту, високої кваліфікації персоналу, а також чіткої організації робочого процесу. Це забезпечує захист життя, надійність обладнання та стабільність енергопостачання.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Розглянуто реалізацію прохідної двотрансформаторної підстанції з використанням схеми 4Н-місток на високій стороні та шинної системи з автоматичним вимикачем на низькій. У мережах 6–35 кВ застосовується ізольована нейтраль або нейтраль з дугогасним реактором, а компенсація ємнісного струму необхідна лише при перевищенні встановлених значень.

2. Релейний захист виконує критичну роль у забезпеченні стабільності та безпеки енергосистеми. Перевага надається мікропроцесорним пристроям третього покоління, які поєднують високу надійність, адаптивність, функціональність і можливість інтеграції в автоматизовані системи керування. Їх впровадження є ключовим для підвищення ефективності, швидкодії та зниження експлуатаційних витрат.

3. Розрахунок струмів короткого замикання (СКЗ) є критично важливим для проектування релейного захисту електричних мереж. У розділі детально розглянуто методику обчислення СКЗ згідно з чинними стандартами (ДСТУ EN 61660-1:2022, ДСТУ 30323-95, СОУ-Н ЕЕ 40.11-21677681-48:2011). Наведено приклад розрахунку струмів для різних точок короткого замикання, включаючи перерахунок параметрів системи до нижчої напруги. Розглянуто як максимальні, так і мінімальні режими роботи, необхідні для визначення параметрів захисту і коефіцієнтів чутливості.

4. Виконано комплексний розрахунок параметрів релейного захисту та автоматики (РЗА) трансформатора 10/0,4 кВ. Розглянуто різні види захисту: від струмів короткого замикання, перевантажень та однофазних КЗ на стороні 0,4 кВ.

5. Проведено розрахунок струмів КЗ, визначено уставки струмової відсічки, максимального струмового захисту (МСЗ) і захисту від перевантаження. Усі уставки перевірені на відповідність умовам чутливості, селективності та допустимих діапазонів.

6. Розглянуто економічну доцільність та вимоги технічної безпеки при модернізації електропідстанції. Загальна вартість технічних засобів становить

1957690 грн, без урахування кабелів і робіт.

7. Технічна безпека робіт з електроустановками понад 1000 В потребує суворого дотримання нормативів, використання індивідуальних і колективних засобів захисту, високої кваліфікації персоналу, а також чіткої організації робочого процесу. Це забезпечує захист життя, надійність обладнання та стабільність енергопостачання.