

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Костирі Владислава Сергійовича
(ПІБ)

академічної групи ЕЕ-15-2
(шифр)

спеціальності 6.05070108 Енергетичний менеджмент
(код і назва спеціальності)

спеціалізації

за освітньо-професійною програмою

—
(офіційна назва)
на тему
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинг овою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Олішевський Г.С.			
розділів:	Олішевський Г.С.			
Вступна частина	Олішевський Г.С.			
Основна частина:	Олішевський Г.С.			
Економічний	Тимошенко Л.В.			
Охорона праці	Лутс І.О.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			

Дніпро

2019

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедрисистем електропостачання

_____ (повна назва)
 _____ Випанасенко С.І.
 (підпис) (прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню _____
 (бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Костирі В.С. _____ академічної групи ЕЕ-15-2
 (прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 6.05070108 Енергетичний менеджмент

спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою _____

—

(офіційна назва)

на тему Реконструкція електричної частини трансформаторної підстанції житлового району
напругою 6/0.4 кВ

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступна частина	Виконати аналіз поточного об'єкту	15.05.19
Основна частина	Виконати обґрунтований вибір основного електрообладнання ...	31.05.19
Економічний	Визначити техніко-економічні показники проекту: капітальні та експлуатаційні витрати, термін окупності проекту.	05.06.19
Охорона праці	Розробка інженерно-технічних заходів з охорони праці	10.06.19

Завдання видано

_____ (підпис керівника)

Луценко І.М.
(прізвище, ініціали)Дата видачі 26.04.2019

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

Прийнято до виконання

_____ (підпис студента)

_____ (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 95 стор., 7 рис., 20 табл., 1 додаток., 16 джерел.

Об'єкт дипломного проекту: Підстанція “Міська” 6/0.4кВ

Мета дипломного проекту: Реконструкція трансформаторної підстанції 6/0.4кВ

У вступній частині приведено аналіз існуючих вхідних даних підстанції, розробка плану виконання роботи по робочій схемі.

В основній частині виконані опис методу рішення проблем на підстанції, головні розрахунки та вибір обладнання

Економічне обґрунтування проекту виконано шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат на реалізацію проекту, а також визначені фонд заробітної плати персоналу і термін окупності проектного рішення.

Щодо охорони праці, обґрунтовані заходи безпеки при експлуатації об'єкту, розраховано заземлення.

Розроблене технічне рішення може бути реалізовано найближчим часом

КЛЮЧОВІ СЛОВА: Реконструкція Розрахунок Опір Обмотка Підстанція Коротке замикання Захист Обладнання Фаза Споживачі Параметри Постійний струм

Зміст

1. Вступ	5
1.1. Вступна частина	6
1.2. Електричні навантаження і існуюча мережа 6/04 кВ в районі розміщення ПС 6/04 кВ.....	6
1.3. Схема підстанції.....	9
2. Технічні рішення по реконструкції ПС 6/0.	10
2.1. Варіанти схеми зовнішнього електропостачання.....	10
2.2. Вибір силових трансформаторів	10
2.3. Вибір схеми підстанції	12
2.4. Технічні рішення по реконструкції ПЛ 6/0.4 кВ	14
2.5. Вибір перетину дротів	15
3. Розрахунок струмів короткого замикання	16
3.1. Вибір і складання розрахункової схеми електричної мережі і схеми заміщення	18
3.2. Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення	22
3.3. Визначення струмів при симетричному трифазному КЗ	22
4. Вибір високовольтної апаратури	27
4.1. Вибір трансформаторів власних потреб підстанції	28
4.2. Вибір шаф	30
4.3. Вибір вимикачів і роз'єднувачів	31
4.4. Вибір обмежувачів перенапружень	34
4.5. Вибір шин та ізоляторів	35
4.6. Вибір вимірювальних трансформаторів	37
5. Релейний захист і автоматика	41
...41	
5.1. Джерела оперативного струму	42
5.2. Захист і автоматика трансформаторів	43
5.5. Захист і автоматика ліній 10 кВ	47
6. Економічна частина	57
7. Охорона праці	63
Висновки	72
Список використаних джерел	73

Вступ

Необхідність реконструкції ПС 6/0.4 кВ «ЦРП» з розташуванням майданчика на околиці міста Дніпро поблизу від центру навантажень диктується наступними обставинами:

- низькою надійністю електропостачання споживачів західної частини міста, зони історичної забудови;
- високими втратами електричної енергії в розподільних мережах 10кВ із-за віддаленості від центру живлення
- низькими рівнями напруги на виводах електроприймачів споживачів.
- поганим технічним станом устаткування ПС 6/0.4кВ «ЦРП» (побудована за тимчасовою схемою з одним трансформатором і однією секцією шин 10кВ);
- необхідністю захисту устаткування ПС 6/0.4кВ «ЦРП»
- відсутністю можливості резервного електропостачання споживачів західної частини міста;
- відсутністю можливості резервного електропостачання споживачів, що живлять з шин ПС 6/0.4кВ «ЦРП», від інших джерел по мережі 10кВ;

Вступна частина

1. Електричні навантаження і існуюча мережа 6/04 кВ в районі розміщення ПС 6/04 кВ.

1.1. Електричні навантаження споживачів ПС 6/04 кВ.

Електричні навантаження є вихідними даними для вирішення складного комплексу технічних і економічних завдань. Визначення електричних навантажень складає перший етап проектування будь-якої системи електропостачання і проводиться з метою вибору і перевірки струмоведучих елементів (шин, кабелів, дротів), силових трансформаторів і перетворювачів по пропускну здатності (нагріву) і економічними параметрами, розрахунку втрат, відхилень і коливань напруги, вибору компенсуючих установок, захисних пристроїв і так далі. Від правильної оцінки очікуваних електричних навантажень залежить раціональність вибору схеми і всіх елементів системи електропостачання і її техніко-економічні показники.

Електричні навантаження за даними «Схеми розвитку електричних мереж 10 кВ м. Дніпроа на розрахунковий термін на шинах 10 кВ складуть: активна потужність $P_p = 9.1$ МВт, повна потужність $S_p = 15$ МВА.

Очікувані навантаження для вибору потужності трансформаторів ПС 6/0.4кВ «Міська» складають:

- переклад фактичного навантаження 6,9МВт перспективного розвитку;
- система водопостачання західної частини м. Дніпроа 2.8 МВт;
- система тепlopостачання західної частини міста 0,5 МВт;
- відновлення об'єктів промисловості 0,6 МВт;
- відродження житлового будівництва 0.2МВт;
- резервування навантаження ПС «Міська» 5 МВт.

Разом з врахуванням резервування: 9.1 МВт.

1.2. Існуюча мережа електропостачання споживачів в районі ПС 6/04 кВ.

Майданчик проектованої підстанції розташований в м. Дніпрі. Генеральний план розроблений з врахуванням рішень, що забезпечують максимальну щільність забудови в цілях найбільшого збереження прилеглих споруд.

Вертикальне планування забезпечує відведення поверхневих вод з майданчика підстанції.

На території підстанції запроектована внутрішньо майданчикова дорога шириною 4,0м з покриттям з плит, що забезпечує під'їзд автотранспорту, ремонтної техніки до трансформаторів, модульної будівлі, маслозбірника.

Територія підстанції облаштовується, вільна від споруд територія засівається багатолітніми травами. Проектом передбачено спорудження під'їзної автомобільної дороги протяжністю 100.0 м з покриттям з плит.

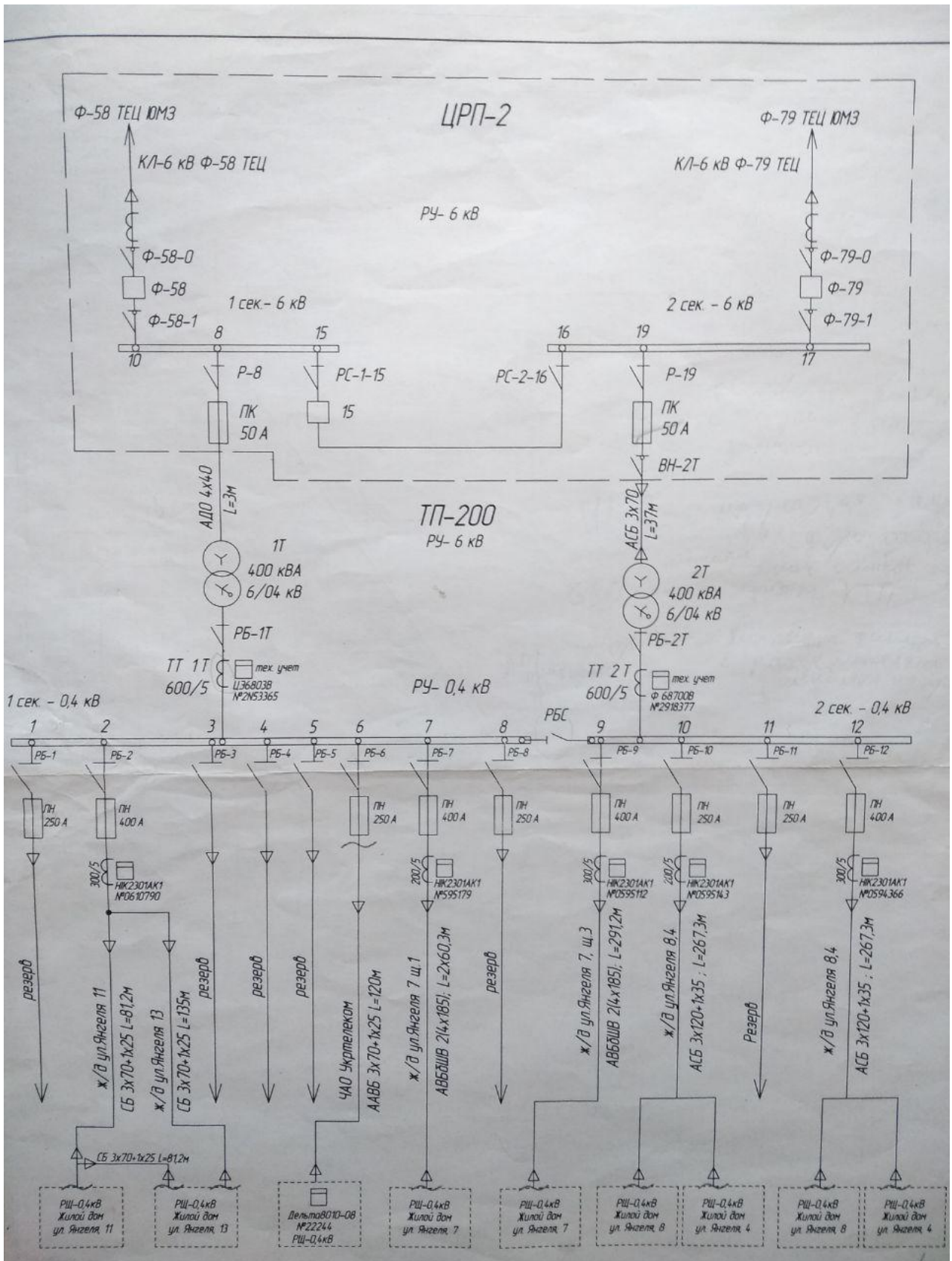


Схема трансформаторної підстанції 6/0.4кВ

2. Технічні рішення по будівництву ПС 6/0.4 кВ і живлячих ПЛ 6/0.4 кВ.

2.1. Варіанти схеми зовнішнього електропостачання.

Підключення ПС «ЦРП» до мережі 6кВ в продовження діючої ПЛ-6кВ «ЮМЗ», 1-е і 2-е кола із спорудженням двох кіл ПЛ-6кВ завдовжки біля 10 км на залізобетонних опорах з перезаведенням живлення 1-го кола по одному з даних варіантів.

Варіант №1. Шляхом будівництва заходу на ПС 10/6/0.4/10кВ «ЮМЗ» завдовжки біля 4,3км в одноланцюгового виконання на залізобетонних опорах з підключенням в розтин ПЛ-6кВ «ЮМЗ» (1-е коло). Потрібна установка шафи 6кВ з елегазовим вимикачем на ПС «ЮМЗ».

Варіант №2. Шляхом реконструкції відгалуження від ПЛ-6кВ «ЮМЗ» (3 коло) завдовжки біля 0,2км в одинланцюгового виконання з підключенням в розтин ПЛ-6/0.4кВ «ЮМЗ» (1 коло).

Варіант вимагає серйозного опрацювання в частині релейного захисту, можливі значні обмеження за умовами роботи пристроїв РЗА.

2.2. Вибір силових трансформаторів.

Відповідно до приведених навантажень споживачів, враховуючи вимоги до надійності електропостачання споживачів I, II і III категорій і до якості електроенергії, а також зважаючи на неможливість подальшого розширення і реконструкції проектованої підстанції надалі із-за міської забудови, на підстанції встановлюються два трансформатори напругою 6/0.4 кВ.

Номінальна потужність трансформаторів вибирається по розрахунковій максимальній потужності споживачів. В двохтрансформаторній підстанції потужність кожного з трансформаторів вибирається з умови:

$$S_{ном.т} = \frac{S_p}{2 * 0,7}, \quad (2.1)$$

де $S_{ном.т}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

S_p – розрахункове навантаження підстанції (повне максимальне навантаження підстанції), МВА.

При такому виборі в аварійному режимі що залишився в роботі один трансформатор повинен забезпечити нормальне електропостачання всіх споживачів I і II категорій надійності, перевантажуючись при цьому не більше ніж на 40 %. Отже:

$$S_{ном.т} \geq 16 = 32 \text{ МВА}$$

Для двохтрансформаторних підстанцій рекомендується вибирати однотипні трансформатори. Приймаємо до установки трансформатори номінальною потужністю 16 МВА типу ТДН–16000/6/0.4. Регулювання на підстанції передбачено за допомогою РПН на ВН в межах 9 на 1,78. Пристрій регулювання повинен забезпечувати підтримку напруга на шинах 6 кВ підстанції в межах не нижче 105% номінального, в період великих навантажень 100% номінального в період найменших навантажень.

Силові трансформатори перевіряються по коефіцієнту завантаження. У нормальному режимі коефіцієнт завантаження визначається по формулі:

$$k_3 = \frac{S_p}{n * S_{ном.т}} \quad (2.2)$$

де n – кількість трансформаторів.

Завантаження трансформаторів в нормальному режимі складе 62% від номінальної. У післяаварійному режимі коефіцієнт завантаження визначається по формулі:

$$k_{з.ав} = \frac{S_p}{(n-1) * S_{ном.т}} \quad (2.3)$$

При відключенні одного трансформатора що залишився в роботі покриває 100 % навантаження, при цьому його завантаження зростає до 124% від номінальної. Таке перевантаження допустиме для трансформаторів протягом 6 годин на добу терміном не більше ніж на 5 діб. Вважають, що цього часу вистачає для усунення аварії, ремонту або заміни пошкодженого елемента.

Остаточо вибираємо до установки силові трансформатори типа ТДН – 16000/6/0.4 В 1 напругою 6/0.4 кВ. Заміна трансформаторів в перспективі на потужніші не передбачається.

Параметри трансформатора приведені в табл.2.1.

Таблиця 2.1

Параметри трансформатора

Параметр трансформатора	Значення параметра
Тип трансформатора	ТДН–16000/6/0.4
Номінальна потужність трансформаторів $S_{ном.т}$, МВА	16
Номінальна напруга обмотки ВН $U_{вн}$, кВ	115
Номінальна напруга обмотки НН1 $U_{нн1}$, кВ	10,5
Номінальна напруга обмотки НН2 $U_{нн2}$, кВ	10,5
Втрати холостого ходу ΔP_0 , кВт	19
Втрати короткого замикання ΔP_k , кВт	89,59

Напруга короткого замикання U_k %	10,22
Струм холостого ходу I_0 %	0,48

2.3. Вибір схеми підстанції.

Споживачі, що одержують живлення від ПС 100 кВ «ЦРП», відносяться до I, II і III категоріям по надійності електропостачання. Це, відповідно до ПУЕ пред'являє до системи електропостачання наступні вимоги:

- електропостачання здійснюється від двох незалежних взаємно резервованих джерел живлення;
- живлення споживачів повинне проводитися від двохтрансформаторної підстанції;
- перерва в електропостачанні споживачів при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення може бути допущена лише на час автоматичного відновлення живлення.

Устаовим блокову трансформаторну підстанцію типу КТПБ–6/0.4–4Н–1/10–2 на 16000–63–А–2–85 У1.

ВРП 6/0.4 кВ передбачено за схемою 6/0.4 – 4Н з елегазовими вимикачами 1ТВ – 14501/В з приводом В1К – 222, роз'єднувачами 8СР 123п з приводами на 31-80 на головних і заміщаючих ножах, трансформаторами напруги СРВ – 123, трансформаторами струму ТС – 145 і обмежувачами напруги ЕХМ.

На стороні 6 кВ передбачений комплектний розподільний пристрій внутрішньої установки, що складається з шаф типа К – 63 УЗ в кількості 26 шт., у тому числі 18 ліній, що відходять. Шафи прийняті з вакуумними вимикачами типа ВВ/TEL – 20/630 (100, 1600) УХЛ1.

Шафи К– 63 УЗ розміщуються в модульній будівлі, що складаються з 9 транспортних блоків кліматичного виконання УХЛ1. В межах кожного

транспортного блоку повністю здійснений монтаж устаткування (шаф КРП, шинних перемичок, шинопроводів, панелей, лотків).

Живлення власних потреб підстанції передбачене від трансформаторів ТМ – 6/0.4/10 У1, напругою 10/0.4 кВ, встановлених в шафах типа К–59 УХЛ1 (ТСН №1робочий, ТСН №2 резервний). Трансформатори підключені до введення 10 кВ.

Оперативний струм на підстанції постійний, напругою 220В. Джерелом постійного струму є апарат управління оперативним струмом з шафою акумуляторною типу АУОТ-16/20-6/0.4/220-УХЛ1, встановленому в модульній будівлі.

Згідно проведеним розрахунком, устаткування підстанції стійке до дії струмів КЗ. Для запобігання помилковим діям при оперативному перемикання передбачається електромагнітна і механічні блокування заводського постачання.

Захист устаткування підстанції від перенапружень, що набігають з ліній, виконуються за допомогою обмежувачів перенапруження, що приєднуються до шин 6/0.4 і 10 кВ.

2.4. Технічні рішення по будівництву ПЛ 6/0.4 кВ.

Проектовану ПС «ЦРП» живити в продовження ПЛ-6/0.4 кВ «ЮМЗ» 1-е і 2-е коло із спорудженням двох кіл ПЛ-6/0.4 кВ завдовжки біля 10 км..

2.5. Вибір перетину дротів.

Перетин дротів і кабелів вибирають по технічних і економічних міркуваннях. Вибір перетину по нагріву проводять по розрахунковому струму. За розрахункові струми (I_p) беруться значення, визначувані по формулі:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} * U_{ном}} \quad (2.4)$$

Вибір перетину дротів повітряних ліній напругою 6/0.4 кВ по економічній щільності струму проводиться таким чином. Економічно доцільний перетин ($F_{\text{ек}}$):

$$F_{\text{ек}} = \frac{I_p}{j_{\text{ек}}} \quad (2.5)$$

де $j_{\text{ек}}$ – нормоване значення економічної щільності струму, для заданих умов роботи.

Потім необхідно виконати перевірку по допустимому струмовому навантаженню по нагріву:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} \quad (2.6)$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустимий тривалий струм для дротів по ПУЕ.

Відповідно до формул (2.4 – 2.6) знаходиться перетин дротів відгалужень від ПЛ 6/0.4 кВ «Дніпро-Коломия» 1-а і 2-а:

Число годин використання максимального перетікання потужності по ПЛ складе 5500 год, тоді економічна щільність струму по ПУЕ рівна $j_{\text{ек}} = 1 \text{ А/мм}^2$.

Найближчий нормований перетин для одного дроту 90 мм².

Зважаючи на проходження проєктованих відгалужень ПЛ 6/0.4 кВ по території міської забудови, враховуючи можливість надалі приєднання нових споживачів, а також відповідно до рекомендацій по проєктуванню міських електричних мереж для проєктованих відгалужень від ПЛ 6/0.4 кВ приймається дріт АС – 150 / 24. Даний перетин задовольняє умови корони.

Перевіряємо вибраний перетин по допустимому струмовому навантаженню по нагріву:

$$I_p \leq I_{доп},$$

$$163 < 450 \text{ А.}$$

Захист лінії від прямих ударів блискавки здійснюється підвіскою одного грозозахисного троса – дроти АЖС 70 – 39 по всій довжині ПЛ. Перетин троса задовольняє умовам термічної стійкості при однофазних коротких замиканнях.

3. Розрахунок струмів короткого замикання.

Коротким замиканням (КЗ) є збій нормальної роботи кола (через дуже малий опір). Коротке замикання виникає в наслідок механічних пошкоджень ізоляції, її пробій через перенапруження і старіння, обриви, наброси і схльостування дротів повітряних ліній (ПЛ), помилку персоналу та т.д.. Через КЗ в колах виникають небезпечні струми, які можуть вивести з ладу електричну апаратуру. Для захисту від КЗ проводять роботи для захисту автоматики та релейне устаткування.

У трифазних мережах і пристроях розрізняють трифазні (симетричні), двофазні і однофазні (не симетричні) КЗ. Можуть мати місце також двофазні КЗ на землю, КЗ з одночасним обривом фаз. Найбільш частими є однофазні КЗ на землю (до 65% від загального числа КЗ), значно рідше трапляються двофазні КЗ на землю (до 20% від загальної кількості КЗ), двофазні КЗ (до 0.4% від загальної кількості КЗ) і трифазні КЗ (до 5% від загальної кількості КЗ) [2].

При розрахунках струмів КЗ для полегшення обчислення приймаються наступні допущення:

- всі джерела, що беруть участь в живленні даної точки КЗ, працюють одночасно і з номінальним навантаженням;

- ЕДС всіх джерел вважаються співпадаючими по фазі;
- напруга джерел живлення при короткому замиканні залишаються незмінними;
- розрахункова напруга кожного рівня схеми електропостачання приймається на 5 % вище за номінальне значення;
- коротке замикання настає в той момент часу, при якому ударний струм КЗ матиме найбільше значення;
- опір місця КЗ вважається рівним нулю;
- не враховуються ємності, а, отже, і ємкісні струми в повітряних і кабельних мережах;
- не враховуються струми намагнічування трансформаторів;
- не враховуються активні опори елементів колу, якщо їх сумарний опір до точки КЗ не перевищують $1 / 3$ сумарні індуктивні опори [1].

3.1. Вибір і складання розрахункової схеми електричної мережі і схеми заміщення.

Схема розрахунку це однолінійна схема об'єкта на якій вказують паспортні дані всіх елементів таких як: генераторів трансформаторів ЛЕП, споживачів и т.д.

На підставі електричної схеми електричних мереж складається розрахункова схема електричної мережі.

Джерелами для живлення підстанції 6/0.4 кВ «ЦРП» є шини високої напруги підстанції 6/0.4 кВ. Електроенергія від джерел живлення до підстанції передається по двох одинланцюгових повітряних ЛЕП. На підстанції встановлено два трансформатори ТДН – 16000 /6.

По однолінійній схемі складаються схемі заміщення для розрахунку системи.

Місця розташування точок КЗ вибираються так, щоб електроустаткування, що перевіряється, у момент КЗ знаходилося в найбільш несприятливих умовах. Отже, точки КЗ розташовуються на шинах 6 і 0.4 кВ.

Рис.3.1. Схема заміщення: X_{C1}, X_{C2} – реактивні опори системи; $R_{Л1}, R_{Л2}$ – активні опори ПЛ; $X_{Л1}, X_{Л2}$ – індуктивні опори ПЛ; $R_{ТР.В}, R_{ТР.Н}$ – активні опори трансформатора високої, низької обмотки; $X_{ТР.В}, X_{ТР.Н}$ – реактивний опір трансформатора високої, низької обмотки.

3.2. Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення.

Параметри, що входять в розрахункову схему елементів, в довідковій літературі вказують в різних одиницях, віднесених до номінальних умов роботи. Розрахунок опорів елементів схеми заміщення проводиться в іменованих одиницях.

Опір системи визначається виходячи із заданих струмів короткого замикання системи в мінімальному і максимальному режимах роботи електричної мережі.

При заданому струмі КЗ системи $I''_{кз}$ опір системи визначається по формулі:

$$X_c = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} * I''_{кз}} \quad (3.1)$$

По даній формулі нижче проведений розрахунок опорів системи з боку високої лінії

$$X_{c1max} = \frac{115000}{\sqrt{3} * 19400} = 3,422 Ом$$

$$X_{c1min} = \frac{115000}{\sqrt{3} * 6000} = 11,066 Ом$$

Аналогічно розраховуються опори системи з боку низької лінії. Результати розрахунку опорів Системи представлені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Опори системи в максимальному і мінімальному режимах роботи системи

Режим роботи	$X_{c1}, Ом$	$X_{c2}, Ом$
Максимальний режим роботи системи	3,422	3,689
Мінімальний режим роботи системи	11,066	11,253

Вихідні параметри ПЛ представлені в табл.3.2. Питомі опори узяті з характеристик існуючих ПЛ.

Таблиця 3.2

Исходные параметры відгалужень від ПЛ

Назва лінії	Марка дроту	Протяжність ПЛ, км.	Питомі опори, Ом/км	
			r_0	x_0
«Дніпро-Коломия-1»	АС-150	0,17	0,21	0,458
«Дніпро-Коломия-2»	АС-150	0,18	0,21	0,458

Опір ПЛ розраховуються по наступних формулах:

$$R_l = r_0 * l, \quad (3.2)$$

де R_l – активний опір ПЛ, Ом;

r_0 – питомий активний опір ПЛ, Ом/км;

l – довжина ділянки ПЛ, км.;

$$X_l = x_0 * l, \quad (3.3)$$

де X_l – реактивний опір ПЛ, Ом;

x_0 – питомий реактивний опір ПЛ, Ом/км;

По наведених вище формулах проводиться розрахунок активних і реактивних опорів відгалуження від ПЛ «ЮМЗ-1»:

$$R_{л1} = 0,21 * 0,17 = 0,036 \text{ Ом},$$

$$X_{л1} = 0,458 * 0,17 = 0,078 \text{ Ом}.$$

Аналогічно розраховуються параметри відгалуження від другої ПЛ «ЮМЗ-2». Результати розрахунку опорів ПЛ представлені в табл.3.3.

Таблиця 3.3

Розрахункові параметри ПЛ

Назва лінії	$R_{ли}, \text{ Ом}$	$X_{ли}, \text{ Ом}$
«Дніпро-Коломия-1»	0,036	0,078

«Дніпро-Коломия-2»	0,038	0,082
--------------------	-------	-------

Перетворення електроенергії напругою 6 кВ в електроенергію напруги – 0.4 кВ проводиться силовими трансформаторами.

Розрахунковими параметрами трансформаторів є реактивні опори обмоток. Сучасні трансформатори розподільних мереж напругою 6 кВ і вище має автоматичних регулювальників напруги (РПН), вони підтримують напругу на нижній стороні . Для таких трансформаторів додатково необхідно мати значення діапазону регулювання напруги відповідне крайнім положенням РПН. Ці дані для трансформатора ТДН – 16000 / 6 рівні:

$$U_{B_{\min}} = 4.8 \text{ кВ},$$

$$U_{B_{\text{ном}}} = 6 \text{ кВ},$$

$$U_{B_{\max}} = 10 \text{ кВ}.$$

У трансформаторах для знаходження опорів обмоток високої і низької напруги спочатку знаходяться загальні активний ($R_{\text{общ}}$) і реактивний ($X_{\text{общ}}$) опори обмоток:

$$R_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} * U_{\text{в.ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}, \quad (3.4)$$

$$X_{\text{общ}} = \frac{U_{\text{к}} * U_{\text{в.ном}}^2}{100 * S_{\text{ном}}}, \quad (3.5)$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$\Delta P_{\text{к}}$ – втрати трансформатора при короткому замиканні, кВт;

$U_{\text{к}}$ – напруга короткого замикання, в % від номінального.

Після обчислення загального активного і реактивного опору обмоток визначають опори обмоток високої і низької напруги по формулах:

$$R_{\text{в}} = 0,5 R_{\text{общ}}, \quad (3.6)$$

$$R_{\text{н}} = R_{\text{н1}} = R_{\text{н2}} = R_{\text{общ}}, \quad (3.7)$$

$$X_{\text{в}} = 0,125 X_{\text{общ}}, \quad (3.8)$$

$$X_H = X_{H1} = X_{H2} = 1,8 X_{\text{общ.}} \quad (3.9)$$

Розрахунок активних реактивних опорів високої обмотки трансформатора в номінальному режимі по формулах (3.4) – (3.9) виглядає таким чином:

$$R_{\text{общ}} = \frac{307000 * 115000^2}{40000000^2} = 2,538 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{общ}} = \frac{16,8 * 115000^2}{100 * 40000000} = 55,545 \text{ Ом},$$

$$R_B = 0,5 * 2,538 = 1,269 \text{ Ом}$$

$$R_H = 2,538 \text{ Ом},$$

$$X_B = 0,125 * 55,545 = 6,943 \text{ Ом},$$

$$X_H = 1,8 * 55,545 = 99,981 \text{ Ом}.$$

Розрахунок опорів трансформаторів при мінімальному і максимальному регулюванні напруги трансформаторів проводиться аналогічно. Результати обчислень заносяться в табл.3.4. Активні опори трансформаторів значно менше реактивних і тому при розрахунках струмів КЗ не враховуються.

Таблиця 3.4

Розрахункові параметри трансформаторів

Режим регулювання напруги трансформатора	Параметри схеми заміщення			
	$R_B, \text{ Ом}$	$X_B, \text{ Ом}$	$R_H, \text{ Ом}$	$X_H, \text{ Ом}$
$U_{\text{вmin}} = 96,6 \text{ кВ}$	0,895	4,899	1,79	70,547
$U_{\text{вном}} = 115 \text{ кВ}$	1,269	6,943	2,538	99,981
$U_{\text{вmax}} = 126 \text{ кВ}$	1,523	8,335	3,046	120,023

3.3. Визначення струмів при симетричному трифазному КЗ.

Схема заміщення для симетричного КЗ представлена на рис. 3.2.

Перетворення схеми заміщення відносно заданих точок КЗ – К1 і К2 – здійснюється по наступних правилах.

- При послідовному з'єднанні опорів загальний опір визначається як сума послідовних опорів.

- При паралельному з'єднанні опорів загальний опір в -1 мірі визначається як сума паралельних опорів, кожне з яких заздалегідь зведене в -1 міра.

Рис. 3.2. Схема заміщення при симетричному КЗ.

Етапи перетворення схеми заміщення відносно точки КЗ К1 представлені на рис.3.3. Розрахунок опорів при перетворенні схеми проводиться по описаних вище правилах. Розрахунок загального опору послідовних елементів:

$$X_{13} = X_1 + X_3; \quad (3.0.4)$$

$$X_{24} = X_2 + X_4; \quad (3.11)$$

де X_{13} , X_{24} – загальний реактивний опір послідовно сполучених елементів;

X_1 , X_2 , X_3 , X_4 – реактивні опори послідовно сполучених елементів.

Розрахунок загального опору паралельних елементів:

$$X_{1234} = \frac{1}{\frac{1}{X_{13}} + \frac{1}{X_{24}}} \quad (3.12)$$

$$R_{12} = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}} \quad (3.13)$$

де X_{1234} – загальний реактивний опір паралельно сполучених елементів;

R_{12} – загальний активний опір паралельно сполучених елементів;

R_1 , R_2 – активні опори послідовно сполучених елементів.

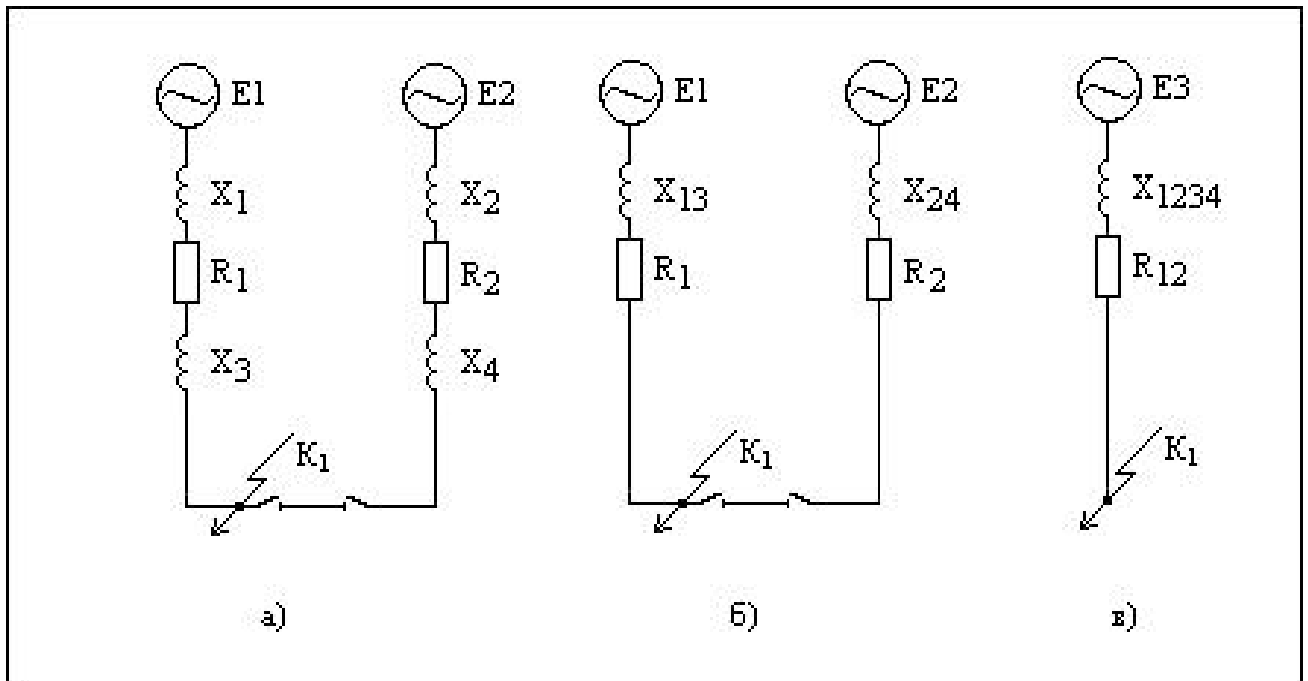


Рис. 3.3. Етапи перетворення схеми заміщення:

а) – вихідна схема; б) – перетворення з виключенням послідовних опорів;

в) – перетворення з виключенням паралельних опорів.

Нижче приведений розрахунок опорів перетвореної схеми заміщення відносно точки КЗ К1.

Максимальний режим роботи електричної мережі, мінімальне регулювання трансформатора:

$$X_{13} = 3,422 + 0,078 = 3,5 \text{ Ом};$$

$$X_{24} = 3,689 + 0,082 = 3,771 \text{ Ом};$$

$$X_{1234} = \frac{1}{\frac{1}{3,5} + \frac{1}{3,771}} = 1,875 \text{ Ом}$$

$$R_{12} = \frac{1}{\frac{1}{0,036} + \frac{1}{0,038}} = 0,018 \text{ Ом}$$

Мінімальний режим роботи електричної мережі, максимальне регулювання трансформатора:

$$X_{13} = 11,066 + 0,078 = 11,144 \text{ Ом};$$

$$X_{24} = 11,253 + 0,082 = 11,335 \text{ Ом};$$

$$X_{1234} = \frac{1}{\frac{1}{11,144} + \frac{1}{11,335}} = 5,619 \text{ Ом}$$

$$R_{12} = \frac{1}{\frac{1}{0,036} + \frac{1}{0,038}} = 0,018 \text{ Ом}$$

Перетворення схеми заміщення відносно точок КЗ – К1 і К2 – представлені на рис. 3.4.

а) - КЗ в точці К1 (на шинах 6 кВ); б) - КЗ в точці К2 (на шинах 6 кВ);

в) - КЗ в точці К3 (на шинах 6 кВ); г) - КЗ в точці К4 (на шинах 0.4 кВ).

Розрахунок опорів схем заміщення перетворених відносно точки К2 проводиться так само, як при КЗ в точці К1. Результат розрахунку приведений в табл.3.5. У цій же таблиці приведені значення повного опору елементів мережі до точки КЗ – Z_{Σ} , яке визначається по формулі:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma} + X_{\Sigma}^2} \quad (3.14)$$

де R_{Σ} – загальний активний опір елементів мережі;

X_{Σ} – загальний реактивний опір елементів мережі.

Таблиця 3.5

Сумарні опори перетворених схем заміщення.

Точка КЗ	Сумарні опори, Ом					
	Максимальний режим			Мінімальний режим		
	R_{Σ}	X_{Σ}	Z_{Σ}	R_{Σ}	X_{Σ}	Z_{Σ}
К1	0,018	1,815	1,815	0,018	5,619	5,61
К2	0,036	3,5	3,5	0,036	11,14	11,1
К3	0,038	3,771	3,771	0,038	11,33	11,3
К4	0,018	39,53	39,53	0,018	69,79	69,7

Періодична складова струму трифазного КЗ (I_{κ}^3) визначається по наступній формулі:

$$I_{\kappa}^3 = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} * Z_{\Sigma}} \quad (3.15)$$

де U_{δ} – базова напруга відповідного режиму роботи електричної мережі, кВ;
 Z_{Σ} – повний сумарний опір відповідного режиму роботи електричної мережі, Ом.

Ударний струм КЗ ($I_{уд}$) визначається з наступного вираження:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * k_{уд} * I_{\kappa}^3 \quad (3.16)$$

де $K_{уд}$ – ударний коефіцієнт струму КЗ відповідного режиму роботи електричної мережі.

Ударний коефіцієнт струму КЗ визначається по формулі:

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (3.17)$$

де T_a – постійна часу загасання струму КЗ відповідного режиму роботи електричної мережі.

Постійна часу загасання визначається з вираження:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{314 * R_{\Sigma}} \quad (3.18)$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К1 з використанням формул (3.15) – (3.18).

Максимальний режим роботи електричної мережі, мінімальне регулювання трансформаторів:

$$I_{\kappa\kappa1}^3 = \frac{115}{\sqrt{3} * 1,875} = 36,58 \text{ кА},$$

$$T_a = \frac{1,815}{314 * 0,01} = 0,321 \text{ с},$$

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,321}} = 1,969,$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} * 1,969 * 36,58 = 110,86 \text{кА}$$

Мінімальний режим роботи електричної мережі, максимальне регулювання трансформаторів:

$$I_{\kappa\kappa 1}^3 = \frac{115}{\sqrt{3} * 5,619} = 11,82 \text{кА},$$

$$T_a = \frac{5,619}{314 * 0,018} = 0,994 \text{с},$$

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,994}} = 1,99,$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} * 1,99 * 11,862 = 33,35 \text{кА}.$$

Аналогічно проводиться розрахунок струмів КЗ в інших точках. Результати розрахунку струмів КЗ в крапках приведені в табл. 3.6.

Таблиця 3.6

Розрахунок струмів трифазного КЗ.

Режим КЗ	Напруга, кВ U_b	Опори, Ом			$T_a, \text{с}$	$K_{y\delta}$	$I_{\kappa\kappa 3}, \text{кА}$	$i_{y\delta}, \text{кА}$
		R_{Σ}	X_{Σ}	Z_{Σ}				
КЗ в точці К1								
Макс.	115	0,018	1,815	1,815	0,321	1,969	36,58	0.41,8 6
Мин.	126	0,018	5,619	5,619	0,994	1,99	11,82	36,44
КЗ в точці К2								
Макс.	115	0,036	3,5	3,5	0,31	1,968	18,97	52,8
Мин.	115	0,036	11,144	11,144	0,989	1,99	5,96	16,77
КЗ в точці К3								
Макс.	115	0,038	3,771	3,771	0,316	1,969	17,61	49,04

Мин.	115	0,038	11,335	11,335	0,95	1,99	5,86	15,99
КЗ в точці К4								
Макс.	0.4,5	0,018	39,536	39,536	6,995	1,998	1,45	4,1
Мин.	0.4,5	0,018	69,799	69,799	12,349	1,999	1,04	2,94

4. Вибір високовольтної апаратури.

Можно вибрати таке високовольтне устаткування : високовольтні вимикачі, шини, роз'єднувачі, ізолятори, трансформатори струму і напруги, обмежувачі напруги, трансформатори власних потреб, дугогасильні котушки.

Основні умови вибору і перевірки високовольтних електричних апаратів наступні:

- 1) Вибір по номінальній напрузі:

$$U_c \leq U_n; \quad (4.1)$$

де U_c – напруга мережі, кВ;

U_n – номінальна напруга апарату, кВ.

- 2) Вибір по номінальному струму:

$$I_{роб} \leq I_n; \quad (4.2)$$

де $I_{роб}$ – найбільший струм в мережі, А;

I_n – номінальний струм апарату, А.

- 3) Перевірка по струму відключення:

$$I_{кз} \leq I_{отк.н}, \quad (4.3)$$

де $I_{кз}$ – періодична складова струму трифазного КЗ, кА;

$I_{отк.н}$ – номінальний струм відключення апарату, кА.

- 4) Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_{уд} \leq I_{дин}, \quad (4.4)$$

де $i_{уд}$ – ударний струм трифазного КЗ, кА;

$I_{дин}$ – струм електродинамічної стійкості апарату, кА.

5) Перевірка на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_{отк.н}^2 * t_m, \quad (4.5)$$

де B_k – інтеграл Джоуля при КЗ, $кА^2 * с$;

t_m – допустимий час дії струму термічної стійкості, с.

Розрахунок інтеграла Джоуля при КЗ (теплого імпульсу струму) можна виконати таким чином:

$$B_k = B_{к.п} + B_{к.а} = (I_k^3)^2 * t_{откл} + (I_k^3)^2 * T_a \left(1 - e^{-\frac{-2t_{откл}}{T_a}} \right) \quad (4.6)$$

де $B_{к.п}$, $B_{к.а}$ – відповідно періодична і аперіодична складові імпульсу струму;

$I_{кз}$ – значення періодичної складової діючого струму КЗ, кА;

$t_{откл}$ – час від початку КЗ до його відключення, з;

$$t_{откл} = t_з + t_{вим},$$

$t_з$ – час дії релейного захисту, для МСЗ $t_з = 0,5 \text{ } 1,0 \text{ з}$, прийmemo $t_з = 1,0 \text{ с}$;

$t_{вим}$ – повний час відключення апарату, с.

4.1. Вибір трансформаторів власних потреб підстанції.

Максимальне навантаження споживачів власних потреб підстанції складає 0.48,6 кВА.

Вибір потужності трансформаторів власних потреб проводиться по формулі (2.1). До установки приймаються два трансформатори 6 / 0,4 кВ потужністю по 0.40 кВА типа ТМ – 0.40/0.4.

Коефіцієнт завантаження визначається по формулі (2.2) і рівний 0,55. Коефіцієнт завантаження в післяаварійному режимі визначається по формулі (2.3) і складе 1,01.

Параметри трансформаторів власних потреб приведені в табл.4.1.

Щит власних потреб розміщується в ОПУ, поєднаному із ЗРП 0.4 кВ. Схема власних потреб складається з двох секцій з АВР.

Таблиця 4.1

Параметри трансформатора власних потреб

Параметр трансформатора	Значення параметра
Тип трансформатора	ТМ–0.40/0.4
Номінальна потужність, кВА	0.40
Номінальна напруга ВН, кВ	0.4
Номінальна напруга НН, кВ	0,4
Потужність втрат ХХ, кВт	0,365
Потужність втрат КЗ, кВт	1,97
Напруга КЗ%	4,5
Струм холостого ходу%	2,6

4.2. Вибір шкафів РП – 6 і РП – 0.4.

Відкритий розподільний пристрій 6 кВ трансформаторів зроблений у вигляді комплектної двохтрансформаторної підстанції КТПБ–6–4Н–1/0.4–2 і складаються з окремих блоків, що є металевою конструкцією із змонтованим устаткуванням, апаратурою і внутрішніми з'єднаннями, що встановлюються на палях.

При напрузі 0.4 кВ в даний час найбільшого поширення набули комплектні розподільні пристрої (КРП) з вакуумними вимикачами, завдяки наступним їх достоїнствам:

- велика зносостійкість при комутації номінальних струмів і номінальних струмів відключення;
- різке зниження експлуатаційних витрат;

- вибухо- і пожежебезпечність і можливість роботи в агресивних середовищах;
- широкий діапазон температур, в якому можлива робота вакуумної дугогасильної камери;
- підвищена стійкість до ударних унаслідок малої маси і компактної конструкції апарату;
- довільне робоче положення і малі габарити, щоб створювати різні компоновки розподільних пристроїв (РП);
- чистота, зручність обслуговування, безшумність обумовлені малими виділеннями енергії в дузі і відсутність витіку масла, газів при відключенні КЗ;
- відносно малий час монтажу;
- Екологічно чистий .

Недоліки-це підвищений рівень комутаційних перенапружень, також висока ціна.

Як розподільний пристрій 0.4 кВ доцільно застосувати закриті КРП заводського виготовлення, що складається з окремих шаф різного призначення.

Для комплектування ЗРП-0.4 кВ виберемо малогабаритні шафи К-63, які виготовляються заводом «Електрощит» і відповідають сучасним вимогам експлуатації, мають двосторонній коридор обслуговування, візки викочувань з вакуумними вимикачами, безпечний доступ до будь-якого елемента КРП-0.4.

У складі КРП сери К-63 входять вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL–20/630 (0.40, 1600) УХЛ1, трансформатори струму, трансформатори напруги, розрядники, заземляючі ножі, збірні і сполучні шини, опорні і перехідні ізолятори.

4.3. Вибір вимикачів.

Основним комутаційним апаратом в електричних установках є вимикачі, вони служать для відключення і включення кола в будь-яких режимах. Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення струмів короткого замикання.

Високовольтні вимикачі можна вибрати по номінальній напрузі, номінальному струму, конструктивному виконанню, місцю установки і перевіряються по параметрах відключення, а також на електродинамічну і термічну стійкість.

Вибір високовольтних вимикачів розглянутий на прикладі вимикача Q1, встановленого в ланцюзі ВРП-6 кВ.

Параметри мережі: $U_c = 6$ кВ, $I_{раб} = 163$ А, $I_{к3} = 18,97$ кА, $i_{уд} = 52,8$ кА.

Вибраний елегазовий вимикач типа ЛТВ-145D1/В з приводом ВЛК-222.

Параметри: $U_H = 6$ кВ, $I_H = 1250$ А, $I_{вickl.H} = 25$ кА, $I_{дин} = 65$ кА, $I_T = 25$ кА, при $t_T = 3$ с, $t_{вим} = 0,06$ с ($t_{вickl} = 1 + 0,06 = 1,06$ с).

Вибір по номінальній напрузі: $U_c \leq U_H$;
 $6 \leq 6$ (кВ).

Вибір по номінальному струму: $I_{раб} \leq I_H$;
 $163 \leq 1250$ (А).

Перевірка по струму відключення: $I_{к3} \leq I_{вickl.H}$;
 $18,97 \leq 25$ (кА).

Перевірка на електродинамічну стійкість: $i_{уд} \leq I_{дин}$;
 $52,8 \leq 65$ (кА).

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_k = B_{к.н} + B_{к.а} = (I_k^3)^2 * t_{откл} + (I_k^3)^2 * T_a \left(1 - e^{\frac{-2t_{откл}}{T_a}} \right) =$$

$$= 18,97^2 * 1,06 + 18,97^2 * 0,31 \left(1 + e^{\frac{-2*1,06}{0,31}} \right) = 492,9 (\text{кА}^2 * \text{с});$$

$$I_{вickl.H}^2 * t_m = 25^2 * 3 = 1875 (\text{кА}^2 * \text{с});$$

$$B_k \leq I_{отк.H}^2 * t_m ;$$

$$492,9 \leq 1875 (\text{кА}^2 * \text{с}).$$

Аналогічно проводиться вибір і перевірка для інших вимикачів. Результат вибору і перевірки розрахунку приведений в табл.4.2.

Таблиця 4.2

Вибір високовольтних вимикачів.

Місце установки вимикача по рис. 2.1	Умови вибору і перевірки	Параметри вимикача
Q1, Q2	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{викл.н}$ $i_{y\delta} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{отк.н}^2 * t_m$	6 кВ 1250 А 25 кА 65 кА 1875 кА ² *с
Q3–Q8.	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{викл.н}$ $i_{y\delta} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{отк.н}^2 * t_m$	0.4 кВ 1250 А 20 кА 52 кА 1200 кА ² *с
9–Q30	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{викл.н}$ $i_{y\delta} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{отк.н}^2 * t_m$	0.4 кВ 630 А 20 кА 52 кА 1200 кА ² *с

4.4. Вибір роз'єднувачів.

Вибрати Роз'єднувач можна по роду установки ,по конструктивному виконанню, і номінальним характеристикам: напрузі, тривалому струму, електродинамічній і термічній стійкості при КЗ.

На напругу 6 кВ вибрані роз'єднувачі зовнішньої установки типу SGF123n-0.40+1E з механічним блокуванням із заземлювачами типу ЗОН-6М-ІІУ1 з ПРН-11У1 в однополюсного виконання. На напругу 0.4 кВ роз'єднувачі зовнішньої установки в триполюсного виконання РЛНД-0.4/630 У1 (QS7 – QS0.4 по кресленню 1).

Перевірка виконується аналогічно перевірці вимикачів (4.1) – (4.6) і зведена в табл.4.3

Таблиця 4.3

Вибір роз'єднувачів.

Місце установки роз'єднувача по рис.1.1	Тип роз'єднувача	Умови вибору і перевірки	Параметри системи	Параметри роз'єднувача
QS1–QS4	SGF123n-0.40+1E	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{вickl.n}$ $i_{y\delta} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{отк.n}^2 * t_m$	6 кВ; 163 А; 36,58 кА; 0.41,86 кА; 30.45,1 кА ² *с	6 кВ; 3200 А; 50 кА; 125 кА; 7500 кА ² *с
QS5, QS6	SGF123n-0.40+1E	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{вickl.n}$ $i_{y\delta} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{отк.n}^2 * t_m$	6 кВ 163 А 18,97(17,61) кА 52,8(49,04) кА 492,9 (426,6)кА ² *с	6 кВ; 0.400 А; 31,5 кА; 80 кА; 2976,75 кА ² *с

4.5. Вибір обмежувачів перенапруги.

Перенапруження виникають через комутації вимикачами з малим часом на відключення. Це небезпечно для ізоляції установок.

Фахівцями науково-дослідного підприємства «Таврида-електрик» було встановлено що комутаційні перенапруження можуть виникати лише при певному співвідношенні параметрів мережі і параметрів вимикача.

Щоб запобігти комутаційним і інших перенапруженням необхідно встановити спеціальні пристрої для обмеження і усунення шкідливого впливу перенапружень на ізоляцію устаткування. Як такі пристрої можуть бути вибрані обмежувачі перенапружень (ОПН). Вони встановлюються між фазою і землею, а також між різними фазами мережі.

Їх основні переваги перед вентиляними розрядниками наступні:

- глибокий рівень обмеження;
- стабільні характеристики;
- надійні в експлуатації;
- їм не потрібне технічне обслуговування;
- можливість установки в підвісного і опорного виконання;
- мала вага і малі габарити.

ОПН без іскрових проміжків виготовляються на основі оксидно-цинкових варисторів. ОПН призначені для захисту двигунів, трансформаторів, повітряних і кабельних ліній від атмосферних і комутаційних перенапружень.

Для захисту устаткування напругою 6 кВ вибираються обмежувачі перенапруги типу EXLIM R 072-CN-123. Для захисту електрообладнання на стороні 0.4 кВ вибираємо обмежувачі перенапруги типу ОПН T/TEL-0.4/11,5.

4.6. Вибір шин.

Для вибору шин РУ потрібно виміряти тривалий допустимий струм навантаження і проводять перевірку на електродинамічну і термічну стійкість струмів КЗ.

Як шини ЗРП-0.4 доцільно вибрати алюмінієві шини прямокутного перетину $50 \times 6 \text{ мм}^2$. $I_{\text{доп}} = 870 \text{ А}$; $I_p = 304,4 \text{ А}$.

Перевірка на електродинамічну стійкість при дії струму КЗ:

$$\sigma_p \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (4.0.4)$$

де σ_p – розрахункова механічна напруга шини, Па;

$\sigma_{\text{доп}}$ – розрахункова механічна напруга шини, Па (для алюмінієвих шин $\sigma_{\text{доп}}=65 \text{ МПа}$).

$$\sigma_p = \frac{F * l}{10 * W} \quad (4.11)$$

де F – зусилля від динамічної дії струмів КЗ;

l – довжина прольоту між ізоляторами, м;

W – момент опору, м^3 .

$$F = 1,76 * i_{\text{уд}}^2 * \frac{l}{a} * 10^{-7}, \quad (4.12)$$

де a – відстань між струмоведучими шинами, м.

Момент опору для прямокутних шин:

$$W = \frac{b * h^2}{6}, \quad (4.13)$$

де b і h – відповідно вузька і широка сторони перетину шини, м.

Перевірка по термічній стійкості:

$$S_{\text{ш}} \leq S_{\text{т}}, \quad (4.14)$$

де $S_{\text{ш}}$ - перетин шин, мм^2 ;

$S_{\text{т}}$ – термічно стійкий перетин, мм^2 .

$$S_{\text{т}} = \frac{I_{\text{к}}^3 * \sqrt{t_{\text{откл}}}}{\alpha}, \quad (4.15)$$

де α – коефіцієнт термічної стійкості (для алюмінію $\alpha=95$).

Перевірка шинЗРП–0.4. Відстань між ізоляторами однієї фази, тобто проліт $l = 1,1$ м, відстань між фазами $a = 0,35$ м.

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$W = \frac{0,05 * 0,006^2}{6} = 30 * 10^{-8} (\text{мм}^2),$$

$$F = 1,76 * 4100^2 * \frac{1,1}{0,35} * 10^{-7} = 9,3 (\text{Н}),$$

$$\sigma_p = \frac{9,3 * 1,1}{10 * 30 * 10^{-8}} = 3,41 * 10^6 (\text{Па}),$$

$$\sigma_p \leq \sigma_{\text{доп}},$$

$$3,41 \leq 65.$$

Отже, можна зробити вивід, що вибрані шини задовольняють умові електродинамічної стійкості.

Перевірка на термічну стійкість:

$$S_m = \frac{1450 * \sqrt{1,06}}{95} = 15,71 (\text{мм}^2),$$

$$S_{\text{ш}} \leq S_m,$$

Ми бачимо що, вибрані шини задовольняють умові термічної стійкості.

4.7. Вибір ізоляторів.

Ізолятори вибирають по номінальній напрузі і перевіряють на механічне навантаження при коротких замиканнях.

Умова перевірки на механічне навантаження при КЗ:

$$F \leq 0,6 F_{\text{доп}}, \quad (4.16)$$

де 0,6 – коефіцієнт запасу;

$F_{\text{доп}}$ – допустиме зусилля на ізолятор.

В ЗРП–0.4 для кріплення шин використовуються опорні ізолятори ІО–0.4–3,75 УЗ з параметрами: номінальна напруга 0.4 кВ, мінімальна руйнівна сила на вигин 3,75 кН.

Проводимо перевірку ізоляторів по формулах (4.12) (4.16):

$$F = 1,76 * 40.402 * \frac{1,1}{0,35} * 0.4-7 = 9,3 (H),$$

$$F \leq 0,6 F_{дон},$$

$$9,3 \leq 2250 (H).$$

Отже, ізолятор задовольняє вимоги механічної міцності при струмах КЗ.

4.8. Вибір вимірювальних трансформаторів струму.

Трансформатор струму (ТС) має функцію зменшення первичного струму до величин найбільш зручних для вимірювання реле і приладів. Також для захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Вибір трансформаторів струму (ТС) проводять: по номінальній напрузі; первинному струму; навантаженню вторинного ланцюга, який забезпечує погрішність в межах паспортного класу точності; по роду установки; конструкції; класу точності. Також їх перевіряють на термічну і електродинамічну стійкість при КЗ.

Основні умови вибору ТС наступні:

- 1) по номінальній напрузі здійснюється по формулі (4.1).
- 2) по номінальному струму здійснюється по формулі (4.2).
- 3) по навантаженню вторинного кола для забезпечення його роботи в необхідному класі точності полягає в дотриманні умови:

$$S_{2ном} \leq S_{2р}, \quad (4.17)$$

де $S_{2ном}$ – номінальне вторинне навантаження в класі точності, ВА;

$S_{2р}$ – розрахункове навантаження підключена до вторинної обмотки ТС, ВА.

Фактичне (розрахункова) навантаження підключене до вторинної обмотки ТС визначається з наступного виразу:

$$S_{2p} = I_{2ном}^2 * Z_{2ном}, \quad (4.18)$$

де $I_{2ном}$ – номінальний струм вторинної обмотки ТС, А;

$Z_{2ном}$ – опір кола включеного у вторинну обмотку, Ом.

Опір кола включеного у вторинну обмотку складається з трьох складових: суми опорів приладів ($r_{прил}$), допустимого опору дротів ($r_{доп}$) і перехідного опору контактів ($r_{конт}$) (приймаємо $r_{конт} = 0,1$).

$$Z_{2ном} = \sum r_{прил} + r_{доп} + r_{конт}. \quad (4.19)$$

Виходячи з цього, розрахункове навантаження можна представити таким чином:

$$S_{2p} = \sum S_{приб} + I_{2ном}^2 * (r_{доп} + r_{конт}), \quad (4.20)$$

де $\sum S_{прил}$ – сумарна потужність всіх приладів підключених до вторинної обмотки ТС, ВА.

До установки на напругу 6 кВ приймаються ТГ-145 з коефіцієнтом трансформації 600/5; на стороні 0.4 кВ – ТЛК–0.4 1500/5 і 300/5; у нейтралі силових трансформаторів ТДН–16000/6 встановлюються ТВТ–35–І 300/5. Все ці ТС мають дві обмотки і забезпечують можливість послідовного або паралельного їх підключення. При паралельному підключенні і класі точності 1, достатньому для підключення вимірювальних приладів мають потужність вторинного ланцюга 40 ВА. При класі точності 0.4Р, забезпечують потужність 20 ВА.

Вимірювальні прилади, що підключаються до вимірювальних трансформаторів і їх потужність, приведена в табл. 4.4.

Для прикладу проводиться вибір і перевірка ТС на 6 кВ. До установки прийнятий ТГ-145 600/5.

Перевірка по номінальному струму: $I_{роб} \leq I_n$,

$$163 < 600 \text{ (А)}.$$

По номінальній напрузі: $U_c \leq U_n$.

$$6 \leq 6 \text{ (кВ)}.$$

Вибір ТС по навантаженню вторинного кола: $S_{2ном} \leq S_{2p}$.

Таблиця 4.4.

Прилади, що підключені до вимірювальних трансформаторів

Напруга	Прилад	Потужність, ВА
6 кВ	E309	5
	A1d	0,7
0,4 кВ	E309	5
	A1d	0,7

Потужність приладів підключених до ТС на 6 кВ складає 5,7 ВА (один E309 і один A1d-3-00-C2-T на кожну фазу). Струм вторинного кола 5 А. Перехідний опір контактів 0,1 Ом. Опір дротів розраховується по формулі:

$$r_{\text{дон}} = \rho * \frac{l_{\text{пр}}}{S_{\text{пр}}}, \quad (4.21)$$

де ρ – питомий електричний опір (для міді 0,018);

$l_{\text{пр}}$ – довжина кабелю, м (в даному випадку довжина не перевищує 120 м);

$S_{\text{пр}}$ – перетин кабелю, мм² (технічно перетин мідного кабелю не має бути менше 1,5 мм² і приблизно складе 2,5 мм²).

Отже:

$$r_{\text{дон}} = 0,018 * \frac{120}{2,5} = 0,864 \text{ Ом},$$

$$S_{2p} = 5,7 + 52 * (0,864 + 0,1) = 29,8 \text{ ВА}$$

$$S_{2\text{ном}} > S_{2p},$$

$$40 > 29,8 \text{ (ВА)}.$$

Аналогічно проводиться перевірка і останніх ТС, результат зведений в табл.4.5

Таблиця 4.5

Вибір і перевірка трансформаторів струму.

Трансформатор струму	Умови вибору і перевірки	Параметри ТС	Параметри мережі
TG-145 600/5	$I_{раб} \leq I_n$ $U_c \leq U_n$ $S_{2ном} > S_{2р}$	600 А 6 кВ 40 ВА	163 А 6 кВ 29,8 ВА
ТЛК–0.4–1500/5	$I_{раб} \leq I_n$ $U_c \leq U_n$ $S_{2ном} > S_{2р}$	1500А 0.4кВ 0.4 ВА	895 А 0.4кВ 8,9 ВА
ТЛК– 0.4–300/5	$I_{раб} \leq I_n$ $U_c \leq U_n$ $S_{2ном} > S_{2р}$	300 А 0.4кВ 0.4 ВА	22 А 0.4кВ 8,9 ВА

4.9. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.

Трансформатори напруги ТН призначені для перетворення напруги до значень зручних для вимірювань

Трансформатори напруги для живлення вимірювальних приладів і реле вибирають по номінальній напрузі первинної обмотки, класу точності, схемі з'єднання обмоток і конструктивному виконанню.

Відповідно класу точності слід перевірити зіставленням номінального навантаження вторинного ланцюга з фактичним навантаженням від підключених приладів.

Перевірка по номінальній напрузі первинної обмотки здійснюється по формулі (4.1).

Перевірка по класу точності здійснюється по наступній формулі:

$$S_{2ном} > S_{2р}, \quad (4.22)$$

де $S_{2ном}$ – номінальне вторинне навантаження в класі точності, ВА;

$S_{2р}$ – розрахункове навантаження підключена до вторинної обмотки ТН, ВА.

Для установки на підстанції на 0.4 кВ приймаємо трансформатор НАМИТ–0.4–66 У1 з потужністю вторинної обмотки 120 ВА в класі точності 0,5.

Потужність приладів що підключаються до ТН складає 2,5 ВА (один Е377).
Проведемо перевірку ТН.

Перевірка по номінальній напрузі первинної обмотки:

$$U_c \leq U_{ном},$$

$$0.4 \leq 0.4 \text{ (кВ)}.$$

Перевірка по класу точності:

$$S_{2ном} > S_{2р},$$

$$120 > 2,5 \text{ (ВА)}.$$

5. Релейний захист і автоматика.

В процесі своєї роботи системи електропостачання можуть виникати пошкодження окремих її елементів і ненормальні режими.

Щоб забезпечити надійність і зменшити розміри пошкодження системи встановлюють релейний захист (РЗ), який є сукупністю автоматичних пристроїв, котрі фіксують пошкодження частини мережі або електроустановки.

Пристрої РЗ мають мати такі вимоги як: висока надійність, селективність, тобто відключення лише пошкодженої ділянки, швидкодія, висока чутливість, простота, наявність сигналізації про пошкодження.

5.1. Джерела оперативного струму.

Струм, що живить кола дистанційного керування комутаційної апаратури, ланцюги релейного захисту, автоматики, телемеханіки і сигналізації називається

оперативним. Отже, рід оперативного струму визначається РЗ, автоматикою, приводами вживаних вимикачів і іншими пристроями.

При КЗ і ненормальних режимах роботи мережі напруга джерела оперативного струму і його потужність повинні мати достатні значення для надійного відключення і включення відповідних вимикачів і для спрацьовування допоміжних реле захисту і автоматики. Слід враховувати і той факт, що існуюча апаратура захисту і управління на постійному оперативному струмі є досконалішою, ніж така ж апаратура на змінному струмі.

Унаслідок наявності на підстанції великої кількості комутаційної апаратури слід використовувати постійний оперативний струм.

Як джерела оперативного струму використовуються шафи управління оперативним струмом (ШУОТ) серії ШУОТ-2403.

5.2. Захист і автоматика трансформаторів

На трансформаторах 16 МВА передбачаються наступні пристрої захисту і автоматики:

- Подовжній диференціальний струмовий захист від пошкоджень усередині бака трансформатора і на виводах, виконано на мікропроцесорному пристрої захисту МРЗС-05-05;
- Газовий захист трансформатора і пристрою РПН від пошкоджень усередині кожуха трансформатора і від пониження рівня масла;

- Максимальний струмовий захист трансформатора на стороні 6 кВ, з пуском мінімальної напруги, що діє на вихідні реле захисту трансформатора. Пуск мінімальної напруги виконується від ТН – 0.4 кВ, встановлених на секціях шин 0.4 кВ;
- Максимальний струмовий захист з пуском мінімальної напруги на вводах 0.4 кВ трансформатора, що діє з першою витримкою часу на відключення вимикачів вводу, з другою – на вихідні реле захисту трансформатора;
- Максимальний струмовий захист від перевантаження на вводах 0.4 кВ трансформатора з дією на сигнал;
- Пристрій автоматичного повторного включення однократної дії на вимикачах 0.4 кВ вводів трансформаторів;
- Для відновлення живлення споживачів 0.4 кВ при стійкому КЗ на живлячих ВЛ 6 кВ на кожній секції шин 0.4 кВ ПС 6 кВ «ЦРП» передбачається захист мінімальної напруги, включений на ТН шин 0.4 кВ і що діє на відключення вводу 0.4 кВ.

5.3. Захист і автоматика секційних вимикачів 0.4 кВ.

На секційних вимикачах 0.4 кВ типу ВВ/TEL–20/630 (0.40, 1600) УХЛ1 відповідно до заводської схеми вічка К-63 передбачені:

- Максимальний струмовий захист від міжфазних КЗ;
- АВР. Пуск АВР здійснюється при відключенні вимикача введення трансформатора від вихідних реле захисту трансформатора і від захисту мінімальної напруги.

5.4. Захист трансформаторів власних потреб і трансформаторів дугогасильних котушок.

На трансформаторах передбачається фазне струмове відсічення і максимальний струмовий захист від міжфазних КЗ.

На трансформаторах власних потреб, крім того, передбачається захист від замикань на землю в мережі 0,4 кВ з дією на відключення вимикача 0.4 кВ ТВП.

5.5. Захист і автоматика ліній 0.4 кВ.

На кожній лінії 0.4 кВ передбачаються наступні пристрої, розміщені у шафі КРП типу К-63:

- Максимальне струмове відсічення;
- Максимальний струмовий захист з витримкою часу;
- Автоматичне повторне включення однократної дії;
- Передбачається відключення частини ліній 0.4 кВ від пристрою автоматичного частотного розвантаження (АЧР) і подальше автоматичне повторне включення при відновленні частоти (ЧАПВ).

5.5.1. Максимальний струмовий захист.

На мікропроцесорному пристрої МРЗС-05-01 можемо побудувати схему. За умовами селективності максимальний струмовий захист (МСЗ) повинен діяти за

умови:

$$I_{cз} \geq \frac{k_{отс} * k_з * I_{p.max}}{k_в} \quad (5.1)$$

де $I_{cз}$ – струм спрацьовування захисту;

$I_{p.max}$ – максимально можливий струм навантаження, $I_{p.max} = 300$ А;

$k_{отс}$ – коефіцієнт налагодження, що враховує погрішності визначення струмів КЗ і струмів спрацьовування реле, для захистів з реле МРЗС $k_{отс} = 1,2$;

$k_з$ – коефіцієнт запуску, що враховує самозапуск двигунів, для змішаного навантаження $k_з = 2$;

$k_в$ – коефіцієнт повернення, для захистів з реле МРЗС $k_в = 0,8$.

Після вибору струму спрацьовування проводиться перевірка чутливості захисту. Для основних захистів:

$$k_ч = \frac{I_{к.min}}{I_{cз}} > 1,5 \quad (5.2)$$

де $I_{к.min}$ – мінімальний струм короткого замикання в кінці ділянки, що захищається, узятий з «Схеми розвитку електричних мереж 0.4 кВ м.Івано-Франківська» $I_{к}^3=444A$.

Далі визначається струм спрацьовування реле:

$$I_{cp} = k_{cx} * \frac{I_{cз}}{n_{тт}} \quad (5.3)$$

де $n_{тт}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

k_{cx} – коефіцієнт схеми, що характеризує схему включення реле.

Проводимо вибір струму спрацьовування МСЗ на одній з тих, що відходять від ПС ліній. Прийmemo, що лінії йдуть до ТП 400 кВА:

$$I_{p.max} = \frac{400}{\sqrt{3} * 10,5} = 22(A)$$

Прийmemo струм уставки $I_{cз} = 70 A$. Видержка часу захисту $t_b = 1 c$.

Розрахункове двофазне КЗ на шинах 0,4 кВ ТП:

$$k_v = \frac{385}{70} = 5,5 > 1,5$$

Отже захист по чутливості нас задовольняє.

Визначуваний струм спрацьовування реле:

$$I_{cp} = 1 * \frac{70}{60} = 1,17(A)$$

Вибираємо до установки реле РТ – 40 / 2.

5.5.2. Максимальне струмове відсічення.

Вибираємо струмове відсічення.

Струмове відсічення (СВ) це різновид МСЗ, яке забезпечує швидке відключення ушкодженої ділянки. За рахунок обмеження зони їх дії досягається Селективність СВ. Для цього струм спрацьовування відсічення I_{co} вибирається

більше максимально можливого струму КЗ на початку ділянки електричної мережі ($I_{к.мах}$):

$$I_{co} = k_n * I_{к.мах}. \quad (5.4)$$

Отже це основна умова вибору струму спрацьовування відсічення.

Де k_n – коефіцієнт надійності, що враховує погрішності визначення струмів КЗ і струмів спрацьовування реле, для захистів з реле МРЗС-05 $k_n = 1,2$;

Для чутливості відсічення використовують коефіцієнт чутливості:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{к.мін}}{I_{co}} > 2 \quad (5.5)$$

де $I_{к.мін}$ – це мінімальний струм КЗ на початку ділянки, що захищається.

Побудуємо схему на реле МРЗС-05-01.

$$I_{co} = 1,2 * 444 = 533 \text{ (A)}.$$

Приймаємо струм уставки $I_{co} = 540 \text{ A}$.

Для розрахунку приймаємо двофазне КЗ на шинах 0.4 кВ ПС «ЦРП»:

$$k_{\text{ч}} = \frac{1256}{533} = 2,35 > 2$$

Робимо висновок ,що захист по чутливості нас задовольняє.

Визначуваний струм спрацьовування реле:

$$I_{cp} = 1 * \frac{540}{60} = 9 \text{ (A)}$$

Вибираємо до установки реле МРЗС-05-01.

5.5.3. Автоматичне повторне включення.

Автоматичне повторне включення елементів електропостачання ,які були відключені є ефективним заходом для надійності живлення споживачів

Практика експлуатації енергосистем показала, що значне число коротких замикань в повітряних і кабельних електричних мережах має нестійкий характер.

При знятті напруги з пошкодженого ланцюга електрична міцність ізоляції в місці

пошкодження швидко відновлюється, і ланцюг може бути знов включений в роботу .

Пристрої АВР працює в комплекті з релейним захистом. При виникненні КЗ на лінії спрацьовує релейний захист цієї лінії і відключає відповідний вимикач. Через проміжок часу $t_{АПВ}$ пристрій знов включає лінію. Якщо коротке замикання самоусунулось, то включення лінії буде успішним, і вона залишиться в роботі. Якщо ж коротке замикання виявилось стійким, то після включення вимикача лінія знов відключається релейним захистом і залишається у відключеному стані до усунення пошкодження ремонтним персоналом.

Дію пристроїв АПВ і АВР необхідно погоджувати таким чином- при КЗ на одній з ліній пошкоджена, лінія відключається релейним захистом. Пристрої автоматики повинні спробувати відновити електропостачання споживачів від свого джерела живлення шляхом АПВ. В разі успішного АВР електропостачання споживачів відновлюється. Якщо ж АПВ не спрацював, то повинен спрацювати пристрій АВР і підключити споживачів до резервного джерела живлення. З цього випливає що, витримка часу в АПВ має бути менше, ніж в АВР. Прийmemo $t_{АПВ}=1с$.

5.5.4. Захист від замикань на землю.

Однофазні замикання на землю мають найбільший відсоток пошкоджень в місцях з ізолюваною нейтраллю і складають 70 – 80 % всіх пошкоджень ліній. Струми замикання не перевищують 20 – 30 А, тому замикання на землю не є короткими замиканнями. Відповідно ПУЕ такий режим допускається протягом 2 ч, для того ,щоб виявити пошкоджений елемент і перевести споживачів на інше джерело живлення.

5.5.5. Автоматичне частотне розвантаження.

Згідно ГОСТ – 130.49 – 87 відхилення частоти в нормальному режимі не повинне перевищувати $\pm 0,1$ Гц. Допускається короткочасне відхилення частоти не більше ніж на $\pm 0,2$ Гц.

Якщо в енергосистемі буде дефіцит активної потужності то може настати надмірне зниження частоти струму, а це велика загроза через яку може виникнути порушення статичної стійкості системи. Також дефіцит потужності може привести до лавиноподібного зниження напруги.

Якщо так сталося , то для відновлення нормального режиму роботи автоматично відключають частину 3ї категорії споживачів ,а у важких випадках навіть частину 2ї категорії .Це робиться за допомогою пристроїв автоматичного частотного розвантаження(АЧР). Виконання АЧР має бути таким, щоб не допустити навіть короткочасного зниження частоти нижче 45 Гц. Робота енергосистеми з частотою менше 47 Гц допускається протягом 20 с, а з частотою 48,5 Гц – 60 с.

АЧР відключає споживачів невеликими долями у міру зниження частоти (АЧРІ) або для збільшення тривалості існування зниженої частоти (АЧРІІ).

АЧР І Найбільш ефективною є.

Зараз використовують аналого-цифрове вимірювальне реле частоти типа РСГ – 11, яке спрацьовує при зниженні частоти і застосовується в схемах АЧР.

Коли частота дійшла до нормального значення, аби скоротити перерву в електропостачанні споживачів, відключених АЧР, застосовують автоматичне повторне включення (частотне АПВ).

Дія АЧР має бути погоджена з роботою пристроїв АПВ і АВР.

5.6. Характеристика мікропроцесорного пристрою захисту МРЗС-05-05.

Пристрій мікропроцесорного захисту, автоматики, контролю й управління МРЗС-05-05, призначено для виконання функцій диференційно-фазового захисту двухобмоткового трансформатора і складається із:

- основного захисту від к.з. з абсолютної селективністю (ОЗТ);
- захисту від перевантаження (ЗП);

- газового захисту (ГЗ);
- теплового захисту, що реагує на температуру масла зсередині бака трансформатора (ТЗ).

Загальні технічні характеристики.

Номінальні вхідні аналогові сигнали:

- змінний фазний струм I_n - 5 А;
- напруга змінного струму фазна $I, I_{нф}$ - $0.40/\sqrt{3}$ В;
- частота змінного струму - 50 Гц.

Електроживлення:

- напруга оперативного постійного струму 220 («+30», «- 65») У;
- споживана потужність по колу електроживлення в черговому режимі не більш 6 Вт і в режимі видачі команд не більш 12 Вт при одночасному включенні всіх командних реле;
- функціонування пристрою не порушується при короткочасних, до 50 мс, провалах напруги живлення до нуля.

Потужність, споживана по колах перемінного струму при номінальному струмі $I_n=5$ А не більш 0,5 ВА на фазу.

Припустиме перевантаження по колах вхідних струмів і напруг:

- тривалий режим роботи - $3 \cdot I_n$, $1,5 \cdot I_n$;
- струм односекундної термічної стійкості $50 I_n$;

Комутаційна здатність контактів реле кіл відключення і включення вимикачів:

- при замиканні і розмиканні кіл змінного струму не більш 250 В, 8А, 0.400 ВА;
- при замиканні кіл постійного струму не більш - 250 В, 5 А, 0.400 Вт;
- при розмиканні кіл постійного струму з індуктивним навантаженням і постійною часу, що не перевищує 0,02 с при напрузі до 250 В не більш 30 Вт;
- припустимий струм через контакти реле - 8 А довгостроково.

Технічні можливості МРЗС

Вимірюються наступні величини:

- три фазних струми низької сторони;
- три фазних струми високої сторони;
- три фази напруги.

За обмірюваним значенням обчислюються наступні величини:

- розрахунковий струм нульовий високої сторони;
- розрахунковий струм нульовий низької сторони;
- струм зворотної послідовності високої сторони;
- струм зворотної послідовності низької сторони;
- три фази струму гальмування;
- три фази струму спрацювання першої ступені;
- три фази струму спрацювання другої ступені;
- активна і реактивна потужності низької сторони.

Всі виміряні і обчислені величини виводяться на мінідисплей пристрою.

У пристрої крім захистів реалізовані ряд інших функцій.

Діагностика

- МРЗС забезпечує самодіагностику з виявленням несправності з точністю до знімного блоку з контролем вхідних аналогових кіл і вихідних кіл;
- впливів (включаючи обмотки реле).

Будова.

МРЗС являє собою мікропроцесорну систему на базі сигнального процесора ADSP2189 (структурна схема МРЗС-05-05 наведена на рис.5.1).

- Блок датчиків струму і напруги БДТН1 ДЗТ РСГИ.468171.019 призначений для гальванічної розв'язки від вторинних кіл вимірювальних трансформаторів струму і напруги, для узгодження рівнів струмів $i(t)$, напруг $u(t)$ з рівнями вхідних аналогових сигналів вузла аналого-цифрового перетворювача (АЦП) блока БВ1-МРЗС.

- Блок обчислювача БВ1-МРЗС (РСГИ.467444.027) призначений для виконання аналого-цифрового перетворення вхідних аналогових сигналів $i(t)$, $u(t)$ у цифрові сигнали $i(n)$, $u(n)$; виконання усіх функцій виміру, захистів, автоматики, діагностики, реєстрації аварійних подій із прив'язкою до реального часу; настроювання МРЗС; керування всіма програмно-доступними блоками (БДВВ1-МРЗС, ЗБД-МРЗС, БИ-МРЗС); робить обмін інформацією з зовнішніми пристроями і користувачем.

- Блок інтерфейсний БИ-МРЗС РСГИ.467119.006 призначений для підключення МРЗС до комп'ютера через інтерфейс RS232, а також у локальну мережу через інтерфейс RS485. За допомогою комп'ютера є можливість зробити налагодження МРЗС, записати уставки, вважати зареєстровані аварійні події.

- Блоки дискретних входів виходів БДВВ1-МРЗС РСГИ.467119.014 призначені для гальванічної розв'язки МРЗС, узгодження за рівнем і зчитування в обчислювач шістнадцяти вхідних дискретних сигналів, і вихід на 14 реле.

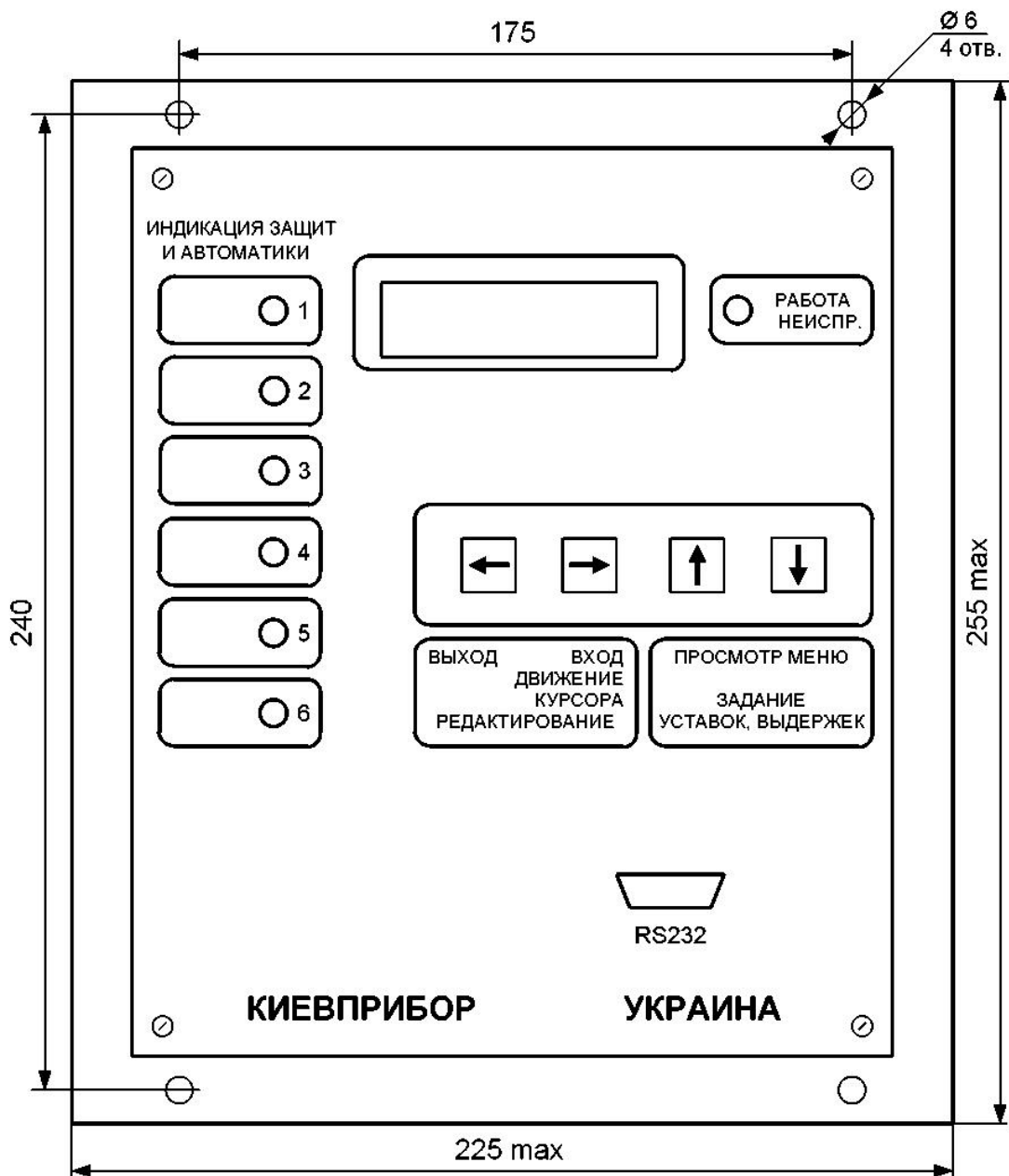


Рис. 5.1. Вид перед.

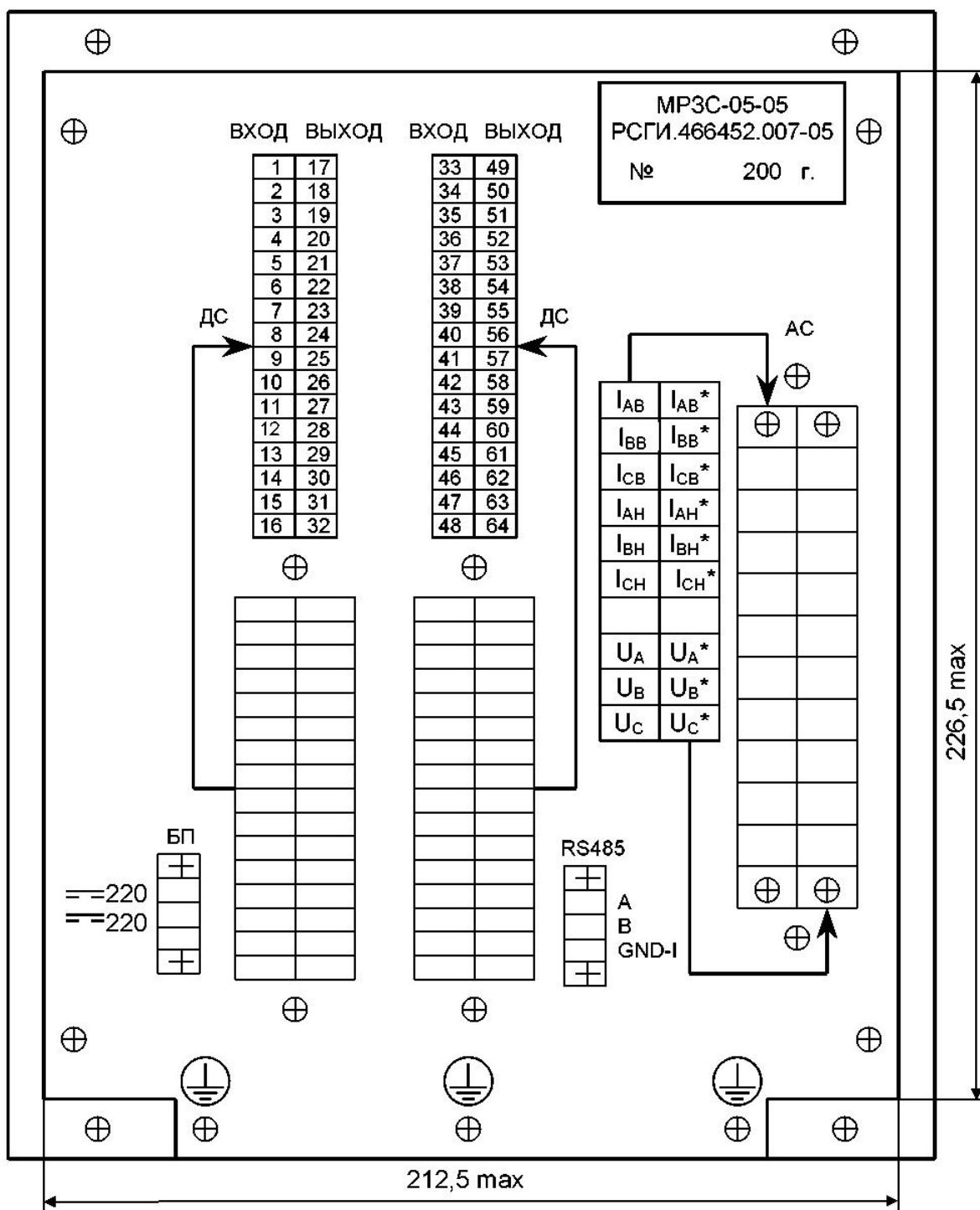
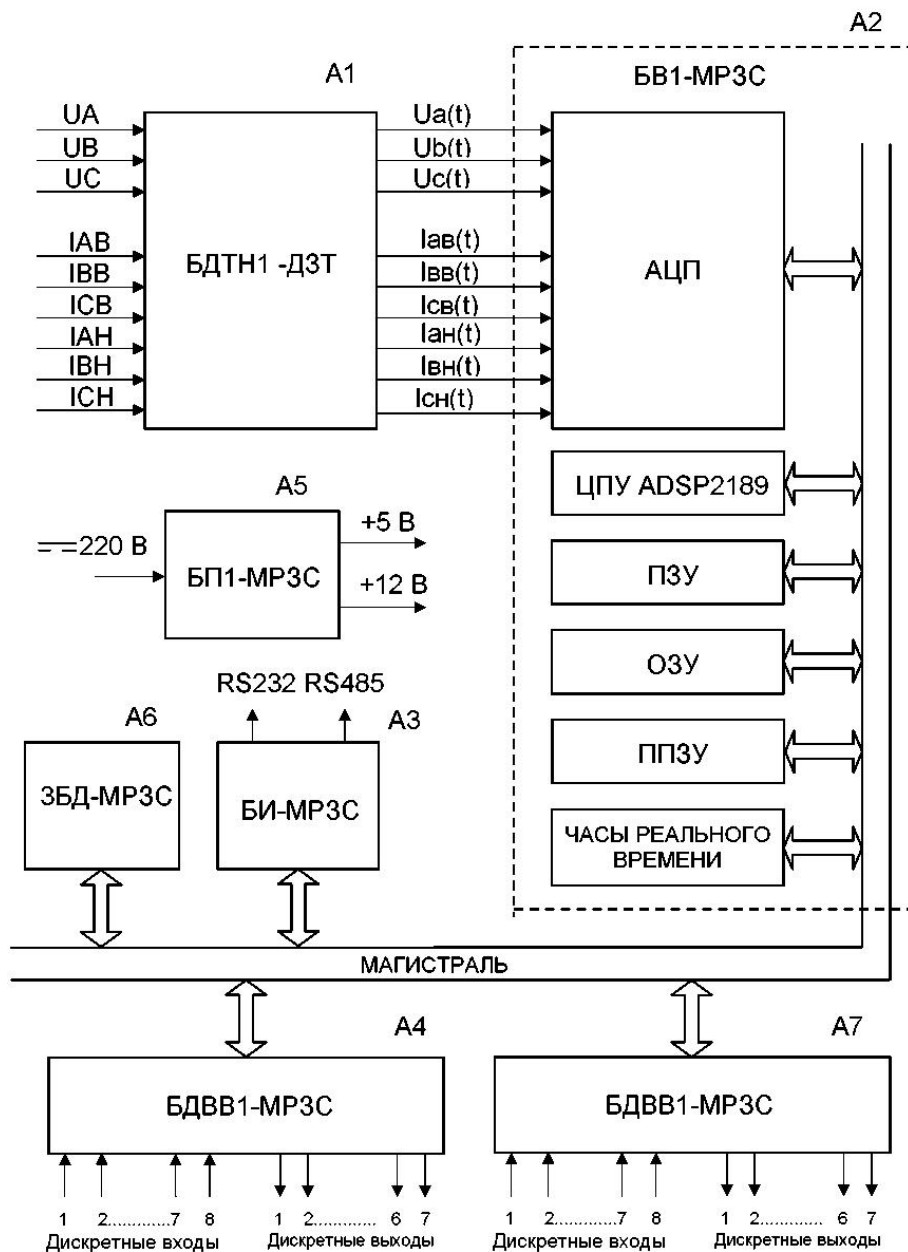


Рис.5.2. Вид ззаду.

Блок дисплейний ЗБД-МРЗС РСГИ.467846.007 містить рідинно-кристальний індикатор (два рядки по 16 символів у рядку), чотири клавіші, сім світлодіодів і призначений для організації взаємодії користувача з МРЗС:

- настроювання і конфігурування;
- введення уставок;

- установки часу;
- виведення на індикатор поточної інформації про аварійні події;
- сигналізації про всі спрацювання систем захисту через світлодіоди.



A1...A7-позиційні позначення блоків у відповідності зі схемою електричною принциповою

Рис.5.3. Структурна схема МРЗС-05-05.

Живлення МРЗС здійснюється постійною напругою оперативного постійного струму 220 (+30, мінус 65) В. Напруга живлення надходить на блок живлення БП1-МРЗС. У блоці БП1-МРЗС виробляються вторинні напруги

живлення "5V" і "12V". Кола вторинних напруг гальванічно розв'язані з кола напруги 220 В. Напруга живлення "5V" використовується для живлення всіх цифрових і аналогових вузлів МРЗС, напруга "12V" - для живлення обмоток сигнальних і командних реле.

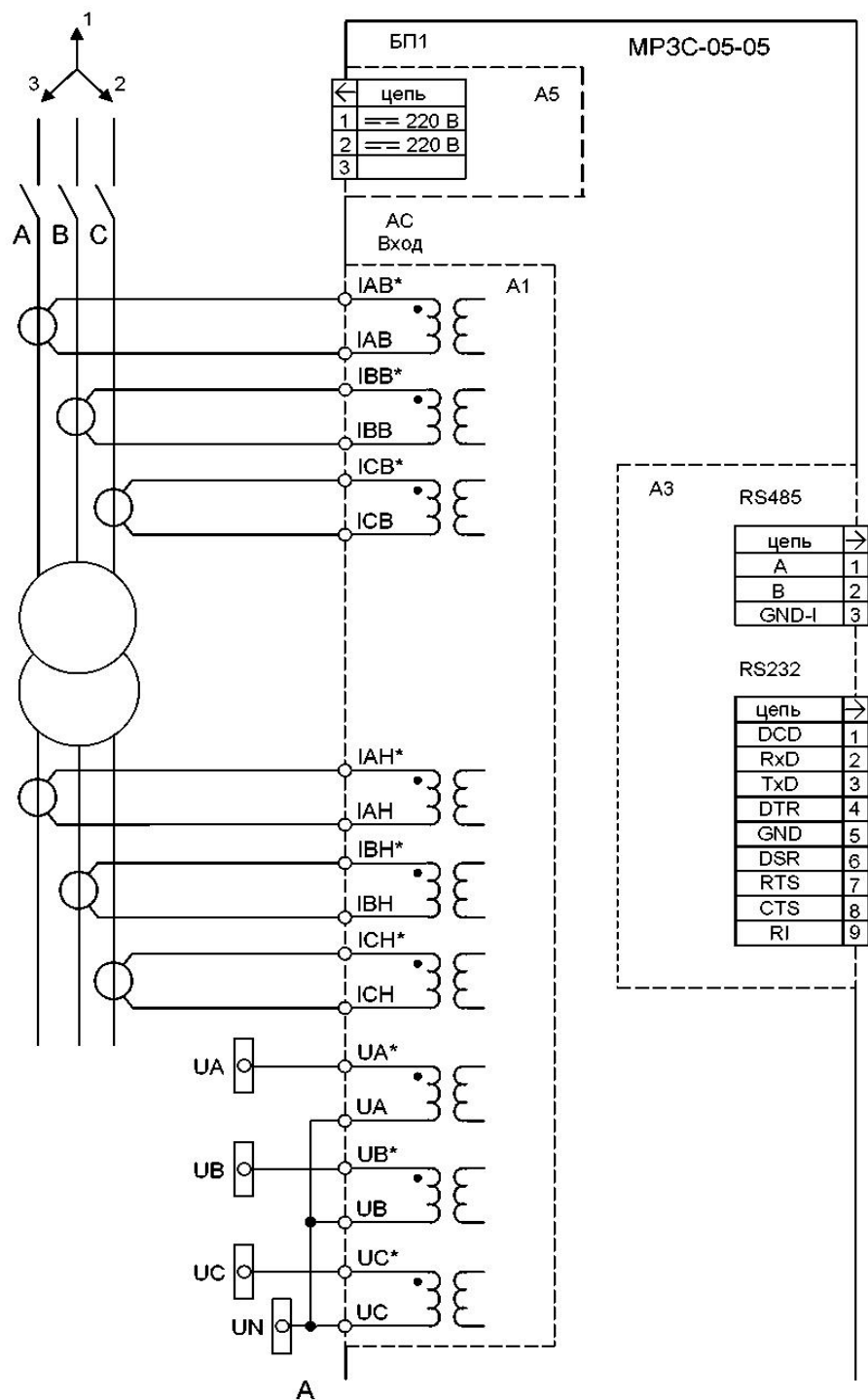


Рис.5.4. Схема підключення МРЗС-05-05.

Уставки, витримки і керування.

Уставки ОЗТ: Диференціальний струм

- Вирівнювання В - уставка вирівнювання високої сторони - від 2,5 А до 0.4,0 А.
Крок 0,01 А;
- Вирівнювання Н - уставка вирівнювання низької сторони - від 2,5 А до 0.4,0 А.
Крок 0,01 А;
- Група з'єднання - уставка групи з'єднання трансформатора - від 0 до 11. Крок 1;
- Початковий струм - уставка початкового диференціального струму - від 0,5 А до 0.4,0 А. Крок 0,01 А;
- Збільшення - уставка збільшення диференціального струму - від 2,0 А до 25,0 А.
Крок 0,01 А.
- Гальмування - уставка коефіцієнта гальмування - від 30,0 % до 90,0 %. Крок 0,1 %;
- Розподіл - уставка коефіцієнта розподілу струму - від 0 % до 0.40, %. Крок 0,1 %;
- Обмеження - уставка обмеження струму гальмування - від 20,0 А до 80,0 А.
Крок 0,01 А.

Аперіодична

- Розбаланс - уставка коефіцієнта відносини позитивних і негативних площ напівхвиль - від 2,0 до 0.4,0. Крок 0,1;
- Блокування - уставка часу блокування захисту при фіксуванні аперіодичної складовий - від 0,05 с до 1,- с. Крок 0,01 с.

Намагнічування

- Розбаланс - уставка коефіцієнта відносини рівня другої гармоніки диференціального струму до рівня першої гармоніки-від 0%до 50,0 %.Крок 0,1 %.

Модуль КВ

- Модуль КВ - уставка коефіцієнта повернення диференціального струму – від 90,0 % до 50,0 %. Крок 0,1 %.

Витримки ОЗТ: - Витримка ОЗТ1 - витримка першої ступені ОЗТ - від 0,0 с до 32,0 с. Крок 0,01 с;

- Витримка ОЗТ2 - витримка другої ступені ОЗТ - від 0,0 з до 32,0 с. Крок 0,01 с.

Керування ОЗТ: - 1 ступінь ОЗТ - уключити (ВКЛ) у роботу чи виключити (ОТКЛ) з роботи ОЗТ1;

- 2 ступінь ОЗТ - включити (ВКЛ) у роботу чи виключити (ОТКЛ) з роботи ОЗТ2;

Гальмування: включити (ВКЛ) в роботу чи виключити (ОТКЛ) з роботи гальмування.

7. Економічна частина

Вступ

При реконструкції підстанції ЦРП необхідно замінити обладнання для забезпечення її подальшої роботи . Реконструкція трансформаторних підстанцій на даний момент є дуже актуальною темою, адже більша частина таких підстанцій працює уже більш ніж 30 років . Без заміни старих електричних елементів на нові підстанція може вийти з ладу і повліяє на систему в цілому.

У даній роботі я вибирав таке нове електротехнічне обладнання : шкафи РП – 6 і РП – 0.4., обмежувачі перенапруги, роз'єднувачі, вимикачі, захист і автоматику. Нове обладнання повинне захистити підстанцію від перенавантажень, КЗ.

Оцінка ефективності проекту реконструкції трансформаторної підстанції 6/0.4 кВ.

Метою проведення техніко-економічного розрахунку є визначення економічної доцільності – вигод від реалізації проекту реконструкції трансформаторної підстанції 6/0.4 кВ в порівнянні їх з затратами, які необхідні на її проведення, із застосуванням дисконтних методів оцінки. Тобто врахування часу отримання вигод і зменшення їх під впливом факторів часу.

Послідовність розрахунку наступна:

- визначення загальної суми інвестиційних витрат, яка необхідна для реалізації проекту;
- розрахунок зміни загальної суми річних експлуатаційних витрат;
- розрахунок додаткового прибутку, що очікується;
- визначення результатів (вигод), що очікуються, в якості яких виступають чисті грошові потоки;
- розрахунок оціночних показників (порівняння витрат та вигод);
- висновки про ефективність (збитковість).

В якості базового приймається проект, кошторисна вартість якого оцінюється в 6802 тис. грн.

Таблиця 7.1.

Зведена кошторисна вартість проекту (основних фондів)
модернізації підстанції 6/0.4 кВ

Найменування устаткування	Кількість одиниць устаткува ння	Вартість За одиницю тис. грн.	Сума, тис. грн.
Комірка К– 63 УЗ	14.	60.5	847
Кабель ААШВУ- 10 (3х240)	0.2км	33.49	7
Лічильники електроенергії «Каскад»	10	2.437	24.37
Мікропроцесорний пристрій захисту	16	7.09	113.44
Кабель ААШВУ- 10 (3х70)	0.87км	16,17	14
Газовий захист ВФ -80/Q	4	7,2	28.8
Диференційний захист ДЗТ-11	2	14,5	29
Шини (10х400)	0.2 км	8,08	1.6
Силовий трансформатор ТДН-16	2	354,0	708
Котушки ДГК	6	294,9	1769.4
Заземлювальний пристрій	1	48,00	48
Комплект блискавкозахисту	1	23	23
Регулятор потужності ДГК	6	48,5	291
Трансформатор ТПОЛ-10-0,5	42	4,5	189
Трансформатор НТМИ-10-66УЗ	2	15,0	30
Вимикач типу 1ТВ – 14501/В	3	68,86	206.58
Вакуумний вимикач ВВ/TEL-10	7	39,95	279.65
Роз'єднувачі типу 8СР 123п	6	0,9	5.4
Регулятор потужності КУ	10	18,083	180.83
Регулятор напруги РПН	2	24	48
ВСЬОГО			4844.07

7.2. Розрахунок загальної суми річних експлуатаційних витрат.

Річні витрати на заробітну плату розраховані виходячи з середньомісячної заробітної плати 4133 грн. та обслуговуючого персоналу чисельністю 6 працівників та 22% ЕСВ :

$$4133 * 6 * 12 * 1.22 = 363 \text{ тис. грн.}$$

Витрати на амортизацію обладнання:

$$(1,97+5653,86)/5 = 1256,15 \text{ тис. грн./рік}$$

Витрати на амортизацію будівель розраховуються виходячи з встановленої законодавством норми амортизації для першої групи фондів підприємств (згідно Закону України "Про оподаткування прибутку підприємств" з 01.01.20019 квартальна норма амортизації складає для цієї групи фондів 2%, що в перерахунку на рік буде становити 7,763% від балансової вартості будівлі):

$$14,5/20 = 1,116 \text{ тис. грн.}$$

Сума амортизаційних відрахувань

$$(1256,15+1,116)=1257,266 \text{ тис.грн.}$$

Витрати на утримання розраховані виходячи з 14% вартості проекту (без ПДВ):

$$(5653,86+ 14,5) * 0,14 = 842,15 \text{ тис. грн./рік}$$

Інші витрати розраховані виходячи з 30% від витрат на заробітну плату:

$$4879,2 * 0,3 = 1463,76 \text{ тис. грн./рік}$$

Сумарні витрати на споживану електроенергію:

$$79640,000 * 0,06 = 4778,4 \text{ тис. грн.,}$$

де 79640000 – енергія, що передається через підстанцію протягом року за даними проекту, кВт/год;

0,06 – собівартість передачі одиниці електроенергії, що приймається в розрахунках, грн. за 1 кВт/год.

Втрати електроенергії:

$$3082,1 * 0,306 = 924,54 \text{ тис. грн.,}$$

де 3082,1 – втрати активної електроенергії в трансформаторах, кВт/год.

Залишкова вартість демонтованого і заміненого електрообладнання:

$$1150 \text{ тис. грн.,}$$

Сумарні експлуатаційні витрати складатимуть:

$$4879,2 + 1256 + 1,116 + 842,28 + 1463,76 + 4778,496 + 924,54 - \\ - 1150 = 54676,8 \text{ тис. грн./рік.}$$

7.3. Розрахунок прибутку від реконструкції підстанції.

Розрахунок прибутку від впровадження проекту реконструкції підстанції ($\Delta \Pi$) здійснено нормативним методом – від прийнятого відсотка рентабельності системи, який приймається на рівні 11%, а саме:

$$\Delta \Pi = \text{Витрати} * \text{рентабельність, \%}$$

Додатковий прибуток буде складати:

$$54676,8 * 0,11 = 5927,5 \text{ тис. грн./рік.}$$

7.4. Визначення результатів, що очікуються, в якості яких виступають чисті грошові потоки (ЧГП).

де $\Delta \Pi_{\text{заг}}$ – загальна сума додаткового прибутку, що очікується, грн.;

0,77 – коефіцієнт, що враховує сплату податку на прибуток при ставці податку згідно законодавства – 23%;

ΔA_m – приріст амортизації (зміна загальної суми амортизації) у зв'язку зі зміною вартості основних фондів під впливом заходів, що очікуються.

7.5. Розрахунок оціночних показників.

Чистий приведений дохід (ЧПД)

Під чистим приведеним доходом розуміється різниця між приведеними до теперішньої (дійсної) вартості сумою чистого грошового потоку за період експлуатації нового обладнання і сумою інвестиційних витрат на реалізацію проекту. Чистий приведений дохід розрахований так:

$$\text{ЧПД} = \sum_{t=1}^n \frac{\text{ЧГП}_t}{(1+p)^t} - I_{\text{взаг}}, \quad (7.3)$$

де $\sum_{t=1}^n ЧП_t$ – сума чистого грошового потоку за окремі інтервали загального періоду експлуатації проекту;

t – період життєвого циклу проекту 5 років.

n – кількість періодів в загальному розрахунковому періоді t ;

p – ставка дисконту (в частках одиниці), яка характеризує можливий рівень втрат чистих грошових потоків під впливом різних чинників протягом періоду t .

Величина, що підлягає обґрунтуванню і прийнята на

рівні ставки середнього позичкового відсотка комерційних банків України за 2007-2009 рр. – $p = 25\%$ (0,25 в частках одиниці).

Нормативне значення $ЧПД \geq 0$.

Індекс доходності (ІД)

Індекс (коефіцієнт) доходності дозволяє співвіднести об'єм інвестиційних витрат з майбутнім чистим грошовим потоком по проекту, а також може бути використаний не тільки для порівняльної оцінки, але й в якості критеріального при прийнятті інвестиційного рішення про можливість реалізації заходу. Якщо значення індексу доходності менше одиниці або дорівнює їй, проект повинний бути відхилений в зв'язку з тим, що він не принесе додаткового прибутку на інвестовані засоби.

Індекс доходності розрахований так:

$$ІД = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{ЧП_t}{(1+p)^t}}{I_{в\text{заг}}}, \quad (7.4)$$

Нормативне значення $ІД \geq 1$

Індекс рентабельності (ІР)

Індекс рентабельності характеризує прибутковість проекту.

Розрахунок цього показника здійснено так:

$$ІР = \frac{\bar{ЧП}_i}{I_{в\text{заг}}}, \quad (7.5)$$

де $\bar{ЧП}_i$ – середньорічна сума чистого інвестиційного прибутку за період експлуатації проекту.

$$IP = \frac{5927 * 0,75}{6802} = 0,73,$$

Період окупності (ПО)

Показник "періоду окупності" використаний для порівняльної оцінки ефективності.

Недисконтований показник періоду окупності визначається статичним методом і розрахований так:

$$ПО_n = \frac{I_{в\ заг}}{ЧГП_{сер}}, \quad (7.6)$$

де $ЧГП_{сер}$ – середньорічна сума чистого грошового потоку за період експлуатації проекту (при короткострокових реальних вкладеннях цей показник розраховується як середньомісячний).

$$ПО_n = \frac{6082}{4678} = 1,35 \text{ року}$$

Дисконтований показник періоду окупності визначений так:

$$ПО_d = \frac{I_{в\ заг}}{\left[\sum_{t=1}^n \frac{ЧГП_t}{(1+p)^t} \right] \div n} \quad (7.7)$$

Таблиця 7.2

Показники ефективності проекту

Показники	Одиниця виміру	Значення показника
1. Загальна сума інвестицій	тис. грн.	6802
2. Додатковий прибуток	тис. грн.	5414,5
3. Чистий грошовий потік	тис. грн.	4467,9
4. Чистий приведений дохід	тис. грн.	5122
5. Індекс доходності	х	1,85
6. Індекс рентабельності	х	0,73
7. Дисконтований показник періоду окупності	років	2,85
8. Недисконтований показник періоду окупності	років	1,35

Висновки: розрахований чистий приведений дохід – величина позитивна і означає, що реальна (дисконтована) віддача від впровадження проекту системи електропостачання на цю величину перевищує інвестиційні вкладення, що становлять з урахуванням податку на додану вартість 6802 тис. грн.

Індекс доходності складає 1,85. Тобто віддача від впровадження проекту в 1,39 рази перевищує інвестиційні вкладання. Інакше кажучи, з кожної гривні вкладень очікується отримувати в результаті реалізації проекту 1,81 гривні віддачі.

Реальний (дисконтований) період повернення інвестицій – в межах життєвого циклу проекту і складає 2,85 року. При швидкій реалізації проекту, коли фактори часу майже не впливатимуть на знецінення грошових потоків, що очікуються, цей термін може скоротитися до 1,35 року.

Таким чином, порівняння розрахованих показників з нормативними значеннями та аналіз їх дає змогу зробити висновок про доцільність реалізації проекту.

8. Охорона праці.

Основною метою дипломного проекту є реконструкція трансформаторної підстанції напругою 6/0.4 кВ «Міська» ПАТ «Прикарпаттяобленерго». З точки зору охорони праці така реконструкція призведе до покращення умов роботи обслуговуючого персоналу, зниження виникнення на підстанції небезпечних ситуацій пов'язаних з її експлуатацією.

До потенційно–небезпечних частин електроустановок відносяться неструмовідні частини , на яких може з'явитися напруга внаслідок пошкодження ізоляції. Ці частини електроустановок підлягають захисному заземленню або зануленню в мережах напругою до 0.400 В із глухо заземленою нейтраллю.

Для реконструйованої підстанції напругою 6/0.4 кВ потенційно небезпечними частинами є:

- металеві корпуси силових трансформаторів (також зварювальних), шафи РЗА, металоконструкції комірок , корпуси обладнання конденсаторних установок;
- рами і приводи масляних вимикачів та інших комутаційних апаратів;
- вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів, окрім трансформаторів струму, що живлять лічильники електроенергії, розраховані на напругу 380/220 В;
- каркаси розподільчих щитів керування, шафи з електрообладнанням;
- металеві оболонки та броня кабелів і проводів;

8.1. Організаційні заходи з охорони праці.

Розробку і проведення заходів з охорони праці, контроль за дотриманням трудового законодавства про режим роботи та відпочинку, проводить інженер з охорони праці. Його обов'язки забезпечити належну організацію роботи по здійсненню здорових і безпечних умов праці, попередженню виробничого травматизму, професійних захворювань, аварій та пожеж на підприємстві.

Навчання безпеці праці проводять при підготовці нових робітників, проведення різного роду інструктажу, підвищенні кваліфікації. Заняття з охорони праці при підготовці нових працівників проводяться під час професійно – технічного навчання. Знання перевіряють під час здачі екзамену кваліфікаційній комісії. За характером і часом проведення інструктажі бувають вступні, первинні, повторні, позапланові й цільові.

Заходи з виробничої санітарії:

- на підприємстві забезпечено нормовані значення освітленості приміщень і робочих місць у світлу і темну пору доби;
- влаштування системи опалення (з урахуванням призначення будівель і споруд та економічності);
- виробничі приміщення обладнані вентиляцією, а адміністративне приміщення – кондиціонерами.

З метою запобігання травматизму та нещасних випадків в електрообладнанні встановлені механічні та електромагнітні блокувальні пристрої в модернізованих комірках розподільчого пристрою 0.4 кВ. При проведенні демонтажних, монтажних робіт слід дотримуватись правил техніки безпеки.

Заходи щодо захисту персоналу від травмування та професійних захворювань.

Можливі нещасні випадки, пов'язані із дією на працюючого одного чи кількох шкідливих виробничих чинників. Також ці випадки бувають і за виною працюючого, наприклад: нетверезий стан на робочому місці, халатне відношення до роботи та інше.

Серед причин нещасних випадків можна виділити:

- технічні, викликані переважно конструктивними недоліками інженерних рішень стосовно безпечності виробничого устаткування, а також не досконалість технологічних процесів, несправності обладнання, приладів, інструментів та пристосувань;
- організаційні, що пов'язані із недостатнім наглядом за проведенням робіт, незадовільною організацією праці, низькою культурою виробництва, низькою обізнаністю працюючих з безпеки праці;
- психофізіологічні – недостатня увага на робочому місці, ослаблення самоконтролю працюючих, порушення вимог економії при компонуванні робочого місця.

Одним із важливих заходів у боротьбі з виробничим травматизмом є ведення належного обліку та розслідування нещасних випадків, професійних захворювань і аварій, зокрема в електроустановках, що сталися внаслідок порушення правил безпечної експлуатації електроустановок, виробничих інструкцій та інструкцій з ТБ.

З метою попередження професійних захворювань мають здійснюватися попередні та періодичні медогляди працюючих із шкідливими речовинами, впроваджуватися диспансерний нагляд, санітарне лікування, дієтичне

харчування і надання спеціальних відпусток вказаним категоріям виробничого персоналу.

Класифікація умов праці за ступенем електробезпеки.

Вимоги щодо охорони праці, виробничої санітарії, пожежної безпеки та електробезпеки на підприємстві виконуються згідно з нормативними документами.

Таблиця 8.3. Перелік та розташування джерел підвищеної небезпеки на об'єкті проектування.

Вид джерела небезпеки	Об'єкт — джерело небезпеки	
	Назва	Місце розташування
1. Джерело електромагнітного випромінювання	силовий трансформатор,	ВРП-6 кВ
2. Джерело пожежної небезпеки	трансформаторне масло, горючі конструкції	ВРП-6 кВ (силові трансформатори, вимикачі)
3. Вибухонебезпечне джерело	трансформаторне масло, вакуумні вимикачі	ВРП-6 кВ (силові трансформатори, вимикачі), РП-0.4 кВ
4. Джерело шуму	силовий трансформатор	ВРП-6 кВ

8.4. Заходи пожежної безпеки.

Причиною виникнення пожеж на підстанції може бути: неполадки обладнання, порушення правил протипожежної безпеки грозові розряди.

Для запобігання виникнення пожежі на підстанції запроваджено ряд заходів: встановлені маслоприймачі на відстані 1 метр від трансформатора, маслозбирачі виконані закритого типу з незгорюваних матеріалів, кабельні канали закриті незгорюваними плитами, встановлення протипожежного щита комплектація якого наведена в табл.8.4. При виникненні пожежі ВРП обладнання необхідно знеструмити, а потім починати гасити пожежу. Основними засобами гасіння пожеж у силових трансформаторах та

розподільних пристроях є повітряно–механічна піна, розпилена вода та порошоків суміші.

У всіх випадках при горінні масла на трансформаторі чи під ним необхідно відключити його від мережі зі сторони високої і низької напруг, зняти залишкову напругу та заземлити. Після зняття напруги тушіння пожежі можна проводити будь-якими засобами.

Таблиця 8.4. Комплектація протипожежного щита.

№ п\п	Найменування	Кількість	Місце знаходження
1	Вогнегасники вуглекислотні	2 шт.	Протипожежний щит ---«---- ---«---- ---«---- ---«---- ---«---- ---«----
2	Багор	2 шт.	
3	Лопата	2 шт.	
4	Кирка	2 шт.	
5	Лом	1 шт.	
6	Відро	2 шт.	
7	Вогнегасник хімічний ОХП –0.4	1 шт.	
8	Ящик з піском	2 шт.	Біля трансформатора

При горінні масла зверху на трансформаторі біля прохідних ізоляторів його необхідно ліквідувати розпиленою водою, низьократною повітряно–механічною піною чи порошковим розчином. Якщо пошкоджений корпус трансформатора в нижній частині і там виникла пожежа, її ліквідовують піною, а масло потрібно злити в аварійний резервуар. Злив масла із сусідніх трансформаторів не проводять, так як порожній корпус більш вибухо – небезпечніший ніж повний.

Пожежі трансформаторів в закритих комірках ліквідують аналогічно, крім того, ще є можливість заповнення їх піною або інертним газом. При цьому комірki не відкривають, а піногенератор вводять через попередньо відкриті вентиляційні решітки.

При внутрішньому пошкодженні трансформатора з викидом масла через вихлопну трубу і виникненні пожежі всередині, засоби пожежогасіння потрібно подавати через верхні люки, а в разі зрізу болтів чи деформації фланцевого з'єднання – через деформований роз'єм.

При пожежі на трансформаторі, потрібно «відгороджувати» її і від іншого обладнання.

Розпорядження на гасіння пожежі мають право надавати особи із адміністративно – технічного персоналу з кваліфікаційною групою не нижче 5, або з оперативного персоналу із групою не нижче 4.

З метою безпечного виконання робіт, пов'язаним із безпечним гасінням пожеж, необхідно виконати такі умови:

- 1) дії з гасіння пожежі мають здійснювати не менше, ніж дві особи;
- 2) до початку гасіння пожежі повинні бути виконані належні технічні та організаційні заходи безпеки.

8.5. Розрахунок контуру заземлюючого пристрою.

Вихідні дані:

- струм однофазного замикання на землю на стороні 6 кВ і $I_3 = 2,687$ кА;
- ґрунт одношарний, шар чорнозему $h = 0,5$ м, питомий опір ґрунту $\rho = 50$ Ом·м;
- територія ТП $S_1 = 54 \times 68 = 3672$ м².

В якості природного заземлювача можна використовувати систему трос – опори двох підходящих до підстанції ПЛ напругою 6 кВ на металевих опорах з довжиною прольоту $l = 300$ м.

Кожна лінія має сталевий грозозахисний трос ТК – 50 перерізом $S = 50$ мм², опір заземлення однієї опори $r = 0,4$ Ом при питомому еквівалентному опорі землі до $0,40$ Ом·м [8].

Також у якості природного заземлювача можна використовувати залізобетонну конструкцію фундаменту ЗРП – 0,4 кВ площею $S_2 = 500$ м².

Згідно ПУЕ допустимий опір заземлювача не більше $R_d = 0,5$ Ом для електроустановок напругою 6 кВ і струмах замикання на землю більше 500 А.

Визначаємо опір природного заземлювача трос-опора ПЛ:

$$R_{e1} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{r \cdot 0,15 \cdot l}{n \cdot S}} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{10 \cdot 0,15 \cdot 300}{1 \cdot 50}} = 1,5 \text{ Ом.}$$

Опір фундаментального поля будівлі ЗРУ-0.4 кВ:

$$R_{e2} = \frac{0,5 \cdot \rho}{\sqrt{S_2}} = \frac{0,5 \cdot 50}{\sqrt{500}} = 1,12 \quad \text{Ом.}$$

Загальний опір дорівнює:

$$R_e = \frac{R_{e1} \cdot R_{e2}}{R_{e1} + R_{e2}} = \frac{1,5 \cdot 1,12}{1,5 + 1,12} = 0,64 \quad \text{Ом.}$$

Так як $R_e > R_d$, то необхідно використовувати штучний заземлювач:

$$R_{ш.з} = \frac{R_e \cdot R_d}{R_e - R_d} = \frac{0,64 \cdot 0,5}{0,64 - 0,5} = 2,286 \quad \text{Ом.}$$

Тип і розміри визначаємо згідно ПУЕ. Приймаємо контурний тип заземлювача: сітка із горизонтальних смуг перерізом 4x40 мм², зі змінним кроком горизонтальних елементів (у відповідності з [8]), розташована на глибині $h=0,5$ (рис. 7.1).

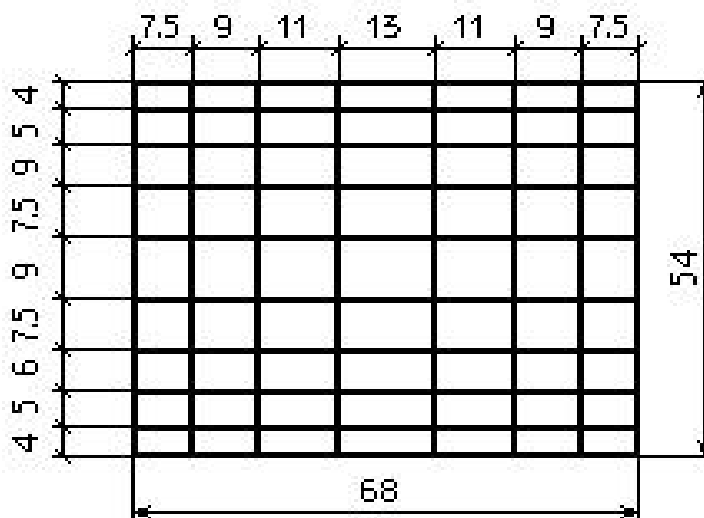


Рис. 8.1 Розташування заземлюючої сітки ГПП

Загальна довжина горизонтальних смуг заземлювача:

$$L = n_1 \cdot l_1 + n_2 \cdot l_2 = 8 \cdot 54 + 0,4 \cdot 68 = 1112 \text{ м,}$$

де n_1, n_2 – кількість повздовжніх і поперечних смуг (згідно [8]);

l_1, l_2 – довжини повздовжніх і поперечних смуг відповідно.

Вибираємо для розрахунку метод узагальнених параметрів. Так як в даному розрахунку постійно використовується відношення ρ_1 / ρ_2 при

двохшарному ґрунті, приймаємо відношення в даному випадку $\rho_1/\rho_2=1$. Тому узагальнений параметр Q знаходимо згідно [8]:

$$Q = \frac{L}{\sqrt{S_1}} = \frac{1112}{\sqrt{3672}} = 18,35$$

Знаходимо значення опору сітки згідно:

$$R_{34} = \frac{\rho_2 B_3}{Q^{\beta_p} \cdot \sqrt{S_1}} = \frac{50 \cdot 0,74}{18,35^{0,16} \cdot \sqrt{3672}} = 0,383 \text{ Ом.}$$

де B_3, β_3 – параметри згідно [8].

Значення $R_{34}=0,383$ Ом менше $R_{ш.з}=2,286$ Ом, що задовольняє умові.

Тоді загальний опір заземлювача буде:

Визначаємо потенціал заземлюючого пристрою в аварійному режимі:

$$\varphi_3 = I_3 \cdot R_3 = 2,687 \cdot 0,24 = 0,645 \text{ кВ.}$$

Цей потенціал допустимий, так як згідно ПУЕ напруга дотику:

$$U_{\text{дот}} = I_3 \cdot R_3 \cdot \alpha = 2,687 \cdot 0,24 \cdot 0,15 = 0,097 \text{ кВ.}$$

Перевірка заземлювача на термічну стійкість:

$$S_{\text{БП}} \geq 0,00012 \cdot I_3 \cdot \sqrt{\rho_2 \cdot t_{\text{П}}} \\ 97,86 \geq 0,00012 \cdot 2687 \cdot \sqrt{50 \cdot 1,8} = 3,059,$$

де $S_{\text{БП}}$ – площа бічної поверхні заземлювача

$$S_{\text{БП}} = L \cdot 2 \cdot (a + b) = 1112 \cdot 2 \cdot (40 + 4) \cdot 0,001 = 97,86 \text{ м}^2;$$

$t_{\text{П}}=1,8$ с - тривалість проходження струму замикання на землю.

Перевіряємо термічну стійкість смуги 40×4 мм²:

мінімальний переріз смуги за умовою термічної стійкості при к.з. на землю при часу проходження струму к.з. $t_{\text{П}}=1,8$ с

де S - постійна для сталі.

$$S'' = a \cdot b = 4 \cdot 40 = 160 \text{ мм}^2 \quad S'' \geq S'; \quad 160 > 48,7.$$

Таким чином, смуга 40×4 мм² задовільняє умові термічної стійкості. Відповідно штучний заземлювач повинен бути виконаний із горизонтальних смугових електродів перерізом 40×4 мм² загальною довжиною 1112м, глибина занурення електродів в землю 0,5 м.

Висновки.

1. Для підвищення надійності електропостачання споживачів міста Дніпро ПС «ЦРП» доцільно розмістити в західній частині міста ближче до центру навантажень історичної забудови міста.
2. Варіант №2 схеми підключення ПС 6/0.4 кВ «ЦРП» до мережі 6 кВ, що передбачає підключення відгалуженням від ПЛ-6 кВ «ЮМЗ» (3-є коло), дешевший, але значно поступається варіанту №1 з підключенням одного кола у шафу 6 кВ на ПС «ЮМЗ», як в частині релейного захисту і ремонтпридатності, так і в частині забезпечення надійності електропостачання споживачів міста.
У зв'язку з цим рекомендуємо прийняти як пріоритетний варіант №1: підключення ПС «ЦРП» до мережі 6 кВ в продовження діючої ПЛ-6 кВ «ЮМЗ», 1-е і 2-е кола з перезаведенням живлення 1-го кола від шин 6 кВ ПС 10/6/0.4кВ «ЮМЗ» з установкою нового шкафа 6 кВ на ВРП-6 кВ ПС «ЮМЗ».
3. З врахуванням очікуваного навантаження, рекомендувати до установки на ПС 6/0.4кВ «ЦРП» двох трансформаторів потужністю по 16 МВА і елегазових вимикачах на стороні 6кВ.
4. Для підвищення надійності електропостачання споживачів міста від ПС «ЦРП» провести заміну ОД і КЗ 6 кВ на ПС «ЮМЗ» на елегазові вимикачі.

Перелік посилань

- 1.Вакуленко С.С., Мозирський В.І. До питання регулювання реактивної потужності за мінімумом плати за спожиту електроенергію. – Промислова електроенергетика та електротехніка. – 2005. - №4. – с.42-45.
- 2.ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі. -К.: Міненерго України, 1997.-54 с.
- 3.Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України №19 від 17.01.2002.- Офіційний вісник України.- 2002.- №48.-с.71-147.
- 4.Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломного проекту – К.: УДУХТ, 2002. – 15 с.
- 5.Методичні вказівки з комплектування технічної документації для дипломного проектування та програма переддипломної практики – К.: УДУХТ, 1994. – 10 с.
6. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник. – 3-е изд.-М.:”Академия”, 2006. - 448 с.
- 7.Сірий О.М., Шестеренко В.Є. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств: Навч. посібник– К.:І СДОУ, 1993 – 592 с.
8. СОУ–Н МПЕ 40.1.20.510.:2006. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача).
- 9.Перехідні процеси в системах електропостачання : Учебник для вузов. 3-изд., перераб. и доп./ Г.Г.Пивняк, В.Н. Винославкий, А.Я. Рыбалко, Л.И. Несен; Под ред. акад. НАН Украины Г.Г. Пивняка. - Москва: Энергоатомиздат; Днепропетровск Национальный горный университет, 2003. – 548 с.: ил.
10. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 11.ГОСТ 14209-85. Трансформатори силові масляні загального призначення допустимі нагрівки.
- 12.Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ. ГКД 341.004.001-94. МИНЭНЕРГО УКРАИНЫ—Х. : Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2011. —76 с.
13. Типовые материалы для проектирования 407-03-456.87 схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6...750 кВ подстанций.

