

Національний університет «Полтавська політехніка  
імені Юрія Кондратюка»

(повне найменування вищого навчального закладу)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і механотроніки

(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

## **Пояснювальна записка**

до магістерської роботи

магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему:

**«Дослідження та оптимізація режиму роботи трансформаторної підстанції»**

Виконав: студент 6 курсу, групи 601МЕ  
спеціальності

141 – Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Бородай Денис Дмитрович

(прізвище та ініціали)

Керівник Галай В.М.

(прізвище та ініціали)

Рецензент Кислиця С.Г.

(прізвище та ініціали)

Полтава - 2021 року

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»  
( повне найменування вищого навчального закладу )

Інститут, факультет, відділення Навчально-науковий інститут інформаційних технологій та робототехніки

Кафедра, циклова комісія автоматики, електроніки та телекомунікацій

Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр

Напрямок підготовки \_\_\_\_\_

(шифр і назва)

Спеціальність 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**завідувач кафедри автоматки,  
електроніки та телекомунікацій**

\_\_\_\_\_ О.В. Шефер

“01” вересня 2021 року

**З А В Д А Н Н Я  
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Бородаю Денису Дмитровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

**1. Тема проекту (роботи)** Дослідження та оптимізація режиму роботи трансформаторної підстанції.

керівник проекту (роботи) Галай Василь Миколайович, к.т.н., доцент \_\_\_\_\_,

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від № 688фа від 25.08.2021р.

**2. Строк подання студентом проекту (роботи)** 15.12.21

**3. Вихідні дані до проекту (роботи)** передбачити живлення I, II, III категорій; потужність трансформаторів розрахувати на основі техніко-економічних показників; Зв'язок з енергосистемою здійснити по ВЛ – 110 кВ. Максимальна потужність на шинах: 110 кВ – 30 МВт; 35 кВ – 12 МВт; 10 кВ – 18 МВт.

**4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)** Характеристика споживачів електроенергії; Вибір схеми розподілу електроенергії; Розрахунок електричного навантаження; Компенсація реактивної потужності; Розрахунок струмі КЗ; Вибір схеми керування; Дослідження шляхів оптимізації режиму; Якість електропостачання; Показники економічної ефективності.

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

Структурна схема підстанції; розрахункова схема підстанції; розрахункова схема коротких замикань в мережі; техніко-економічні показники.

## 6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада Консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Економіка	Григор'єва Олеся Володимирівна		

## 7. Дата видачі завдання 01.09.21

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Характеристика споживачів електроенергії; Вибір схеми розподілу електроенергії; Розрахунок електричного навантаження; Слайд 1, 2, 3.	27.10.21	30%
2	Компенсація реактивної потужності; Розрахунок струмі КЗ; Вибір схеми керування; Дослідження шляхів оптимізації режиму; Слайд 4, 5, 6.	24.11.21	60%
3	Якість електропостачання; Показники економічної ефективності. Слайд 7, 8.	15.12.21	100%

Студент \_\_\_\_\_ Бородай Д.Д.  
( підпис ) ( прізвище та ініціали )

Керівник проекту (роботи) \_\_\_\_\_ Галай В.М.  
( підпис ) ( прізвище та ініціали )

# ЗМІСТ

с.

<b>ВСТУП</b> .....	13
<b>1 РОЗРАХУНКОВО–ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА</b> .....	15
1.1 Характеристика споживачів електроенергії.....	15
1.2 Відомість споживачів електроенергії .....	16
1.3 Вибір схеми розподілу електроенергії.....	16
1.4 Розрахунок електричного навантаження.....	17
1.5 Компенсація реактивної енергії.....	19
1.6 Вибір числа і потужності силових трансформаторів .....	20
1.8 Вибір електрообладнання підстанції .....	31
1.9 Вибір схеми керування електрообладнання.....	43
<b>2 ОРГАНІЗАЦІЙНО–ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА</b> .....	46
2.1 Підвищення надійності електродвигунів .....	46
2.2 Організація технічного обслуговування електрообладнання підстанції ...	46
2.3 Технологія ремонту комутаційної апаратури .....	48
2.4 Організація ремонту підстанції .....	49
<b>3 РОЗРОБКА ШЛЯХІВ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМУ</b> .....	56
<b>3.1 Розробка шляхів оптимізації режиму</b> .....	56
<b>3.2 Розрахунок облаштувань компенсації реактивної потужності</b> .....	61
<b>4 ПИТАННЯ СТАНДАРТИЗАЦІЇ ТА ЯКОСТІ</b> .....	63
4.1 Використання Європейських стандартів при проектуванні трансформаторної підстанцій 110/35/10 кВ «Конденсатна» .....	63
4.2 Досвід організації стандартизації у країнах Європи .....	65
<b>5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА</b> .....	68
5.1 Методи нормування енергоспоживання .....	68
5.2 Побудова структури ремонтного циклу і міжремонтного періоду електрообладнання підстанції. ....	70
5.3 Визначення трудомісткості ремонтів.....	73
5.4 Розрахунок собівартості ремонтів за базовим та проектним варіантами ..	76
<b>5.5 ТЕП і висновки</b> .....	83

<b>ВИСНОВОК .....</b>	<b>84</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>85</b>
<b>ДОДАТОК.....</b>	<b>87</b>
5.1 Methods of energy consumption rationing .....	87
5.2 Construction of the structure of the repair cycle and the overhaul period of the substation's electrical equipment.....	89
5.3 Determining the complexity of repairs .....	92
5.4 Calculation of the cost of repairs on the base and design options .....	94
<b>5.5 TEP and conclusions .....</b>	<b>101</b>

## ВСТУП

Проектування електроенергетичних систем вимагає комплексного підходу до вибору і оптимізації схем електричних мереж та техніко–економічного обґрунтування рішень, що визначають склад, структуру, зовнішні і внутрішні зв'язки, динаміку розвитку, параметри і надійність роботи системи в цілому і її окремих елементів. Вирішення цих завдань вимагає використання великого обсягу інформації, розміщеної в різних літературних джерелах, нормативних документах, відомчих інструкціях, а так же накопиченого десятиліттями вітчизняного і зарубіжного досвіду.

За минулі 20 років в країні відбулися істотні соціально–економічні зміни, а перехід до ринкової економіки докорінно відбився на електроенергетиці. Значна частина власності в галузі акціонована і приватизована зі збереженням контрольного пакету акцій у держави. Створено ринок електроенергії.

При проектуванні підстанції (далі – ПС) має бути забезпечено:

- а) надійне і якісне електропостачання споживачів;
- б) впровадження передових проектних рішень, що забезпечують відповідність всього комплексу показників підстанцій сучасному світовому технічному рівню;
- в) високий рівень технологічних процесів і якості будівельних і монтажних робіт;
- г) економічна ефективність, обумовлена оптимальним обсягом залучених інвестицій і ресурсів, використовуваної землі і зниженням експлуатаційних витрат;
- д) дотримання вимог екологічної безпеки та охорони навколишнього середовища;
- е) ремонтпридатність застосовуваного устаткування і конструкцій;
- ж) передові методи експлуатації, безпечні та зручні умови праці експлуатаційного персоналу.

Основні вимоги до ПС нового покоління:

- а) компактність, комплектність і високий ступінь заводської готовності;
- б) надійність роботи ПС за допомогою застосування електроустаткування сучасного технічного рівня;
- в) зручність проведення огляду, технічного обслуговування і ремонту;
- г) безпеку експлуатації і обслуговування;
- д) створення ПС без обслуговуючого персоналу з дистанційним управлінням;
- е) комплексна автоматизація, що забезпечує створення інтегрованої системи управління технологічними процесами з підсистемами релейного захисту та автоматики, комерційного обліку електроенергії, моніторингу стану обладнання, діагностики та управління обладнанням;
- ж) забезпечення резервуються цифровими каналами зв'язку для передачі сигналів управління і інформації про стан електрообладнання на диспетчерський пункт, в тому числі, диспетчерськими голосовими каналами;
- і) екологічна безпека.

Термін служби устаткування, яке застосовується при новому будівництві та реконструкції підстанцій, повинен бути не менше 25 років (силових трансформаторів не менше 30 років, акумуляторів не менше 20 років)

Для досягнення мети магістерської роботи поставлено такі завдання :

- Виконання розрахунків в розрахунково–технічній частині
- Розглядання організаційно–технологічної частини
- Розрахунок економічної частини
- Розглядання охорони праці на підстанції
- Питання стандартизації

# 1 РОЗРАХУНКОВО–ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

## 1.1 Характеристика споживачів електроенергії

Підстанція 110/35/10 кВ “Конденсатна” живиться за кільцевою схемою 110 кВ (має дві лінії живлення 110кВ: “Пишненки – Конденсатна” та “Солоха – Конденсатна”), що значно підвищує надійність електропостачання споживачів.

Підстанція 110/35/10 кВ Конденсатна – на даний час являється діючою. На підстанції в даний встановлено два силових трансформатори: 1Т та 2Т типу з пристроями РПН.

Споживачі власних потреб підстанції живляться від щита змінного струму 0,4 кВ, що підключений до існуючих трансформаторів власних потреб.

Підстанція використовує та перетворює змінний струм промислової частоти, що є най розповсюдженими способом передачі електроенергії. Це пояснюється мінімальними втратами при передачі змінного струму. Так як підстанція планувалася для живлення цивільних та споживачів з загальними вимогами до електроенергії вона повинна мати уніфіковані параметри. Саме тому застосовується струм промислової частоти 50 Гц. Та відповідні класи напруг. 35кВ – для передачі електроенергії на великі відстані при середніх потужностях, 10кВ – для передачі на місцях та невеликі відстані.

## 1.2 Відомість споживачів електроенергії

Зв'язок з енергосистемою здійснюється по ВЛ – 110 кВ. Максимальна потужність на шинах:

110 кВ – 30 МВт;

35 кВ – 12 МВт;

10 кВ – 18 МВт.

Номинальний коефіцієнт потужності:

$$\cos \varphi = 0,9.$$

Число часу використання максимальної потужності:

$$T_{max} = 4500 \text{ час.}$$

Параметри ЕС, підключених до РУ 110 кВ:

$$S_{н1с110} = 2700 \text{ МВА};$$

$$x_{н1с110} = 2;$$

$$l_{лэн110} = 28 \text{ км.}$$

## 1.3 Вибір схеми розподілу електроенергії

Схеми електричних з'єднань існуючих розподільчих пристроїв такі:

- на напрузі 110 кВ – “Місток з вимикачем в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку ліній електропередавання”.
- на напрузі 35 кВ – “Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин”.
- на напрузі 10 кВ – “Одна секціонова вимикачем система шин”.

Структурна схема підстанції представлена на рисунку 1.1

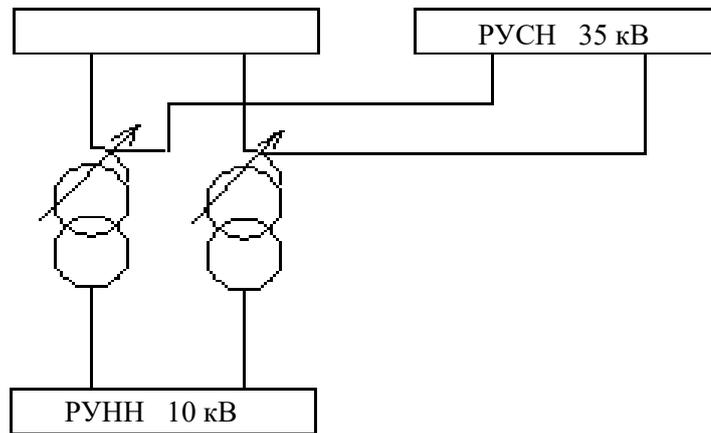


Рисунок 1.1 – Структурна схема підстанції

Основні переваги установок з однією системою збірних шин: простота і невелика вартість виконання розподільного пристрою, роз'єднувачі у всіх ланцюгах призначені тільки для забезпечення безпеки виконання ремонтних робіт, що відповідає їх головному призначенню. Одну систему збірних шин можна виконати несекціонованою або секціонованою.

Секціонування збірних шин збільшує надійність роботи електроустановок з однією системою збірних шин, а тим самим і надійність живлення їх споживачів при порівняно невеликому ускладненні і подорожчанні установок.

Отже приймаю систему збірних шин секціоновану вимикачем.

#### 1.4 Розрахунок електричного навантаження

Вибір оперативного струму

Згідно з науково-технічним прогресом рекомендується використовувати оперативний постійний струм на ПС 110–220 кВ з числом вимикачів три та більше на стороні ВН.

Вибір приймачів власних потреб 1.4.2

Розрахунок навантажень СН підстанції зведений в таблицю 1.1

Таблиця 1.1 – Розрахунок навантажень власних потреб

Найменування приймача	Встановлена потужність		$\cos \varphi$	$tg \varphi$	$k_c$	Розрахункове навантаження			
	Ед. кол.	Всього кВт				Літом		Взимку	
						P, кВт	Q, кВАр	P, кВт	Q, кВАр
Охолодження трансформаторів	2*14*0,25	7	0,85	0,62	0,8	5,6	3,47	5,6	3,47
Електропідігрів та сушка трансформаторів	–	100	1	0	0,1	–	–	10	–
Маслоочистна установка	–	28	0,85	0,62	0,3	8,4	5,21	8,4	5,21
Фільтрпрес	–	4	0,85	0,62	0,1	0,4	0,248	0,4	0,248
Насоси	–	4	0,85	0,62	0,1	0,4	0,248	0,4	0,248
Підзарядний агрегат	23*2	46	1	0	0,12	5,52	–	5,52	–
Сигнальні лампи	0,5*2	1	1	0	1	1	–	1	–
Підігрів вимикачів	1,4*3 1,8*8	4,2 14,4	1	0	1	–	–	18,6	–
Опалення		18	1	0	1	–	–	18	–
Освітлення		2,2	1	0	0,6	1,32	–	1,32	–
Всього						22,64	9,176	69,24	9,176

### Розрахунок навантажень власних потреб ПС

При підрахунку навантажень слід врахувати, що приймачі собствених потреб можуть мати неповну загрузку и працювати неодноразово. Це враховується коефіцієнтом спросу  $K_c$ , який визначається по [1]

Визначив за [12, таблиця 6.2 – 6.12] встановлену потужність приймачів даної групи  $P_{уст}$ , вираховуємо розрахунок навантаження.

Розрахунок активного навантаження здійснюється згідно формулі (1.1) за [12, с.152]:

$$P_{РАСЧ} = k_C \cdot P_{УСТ}, \quad (1.1)$$

де  $k_C$  – коефіцієнт спросу;

$P_{УСТ}$  – встановлена потужність приймача, кВт.

Реактивна потужність розраховується за формулою (1.2) за [12, с. 153]:

$$Q_{PACЧ} = P_{PACЧ} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{кВАр} . \quad (1.2)$$

Розрахункове навантаження влітку розраховується згідно формулі (1.3) за, [12, с. 153] :

$$S_{Л} = \sqrt{\sum P_{Л}^2 + \sum Q_{Л}^2}; \quad (1.13)$$
$$S_{Л} = \sqrt{22,64^2 + 9,176^2} = 24,43 \text{кВА} .$$

Розрахункове навантаження взимку розраховується згідно формулі (1.4) за [12, с. 154] :

$$S_{З} = \sqrt{\sum P_{З}^2 + \sum Q_{З}^2}; \quad (1.14)$$
$$S_{З} = \sqrt{69,24^2 + 9,176^2} = 69,85 \text{кВА} .$$

Аварійні та ремонтні навантаження:

Ремонтне навантаження: 23 кВт;

Аварійна вентиляція :  $0,18 \cdot 2 = 0,36$  кВт;

Всього: 23,36 кВт.

### 1.5 Компенсація реактивної енергії

Розрахунок середньозваженого коефіцієнта потужності  $\cos \varphi$  здійснюють відповідно формули (1.7) за [1, с. 95]:

$$\cos \varphi = \frac{P_{\text{заг}}}{S_{\text{заг}}}, \quad (1.7)$$

$$\cos\varphi = \frac{41,9}{45,5} = 0,9208.$$

$$\operatorname{tg}\varphi=1,3421$$

Так як, середньозважений коефіцієнт потужності по підстанції склав 0,9208, а нормативна величини згідно ПУЕ складає 0,92, то компенсація реактивної потужності дорівнює нормі.

### 1.6 Вибір числа і потужності силових трансформаторів

Так як підстанція живить споживачі I, II та III категорії необхідно передбачити два силових трансформатора.

Вибір потужності трансформаторів здійснюється на основі техніко–економічних показників, параметри яких наведені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.2 – Дані силових трансформаторів.

Тип	$S_H$ , кВА	$\Delta P_{XX}$ , кВт	$\Delta P_{K3}$ , кВт	$U_K$ , %	$\Delta I_{XX}$ , %	Ціна, грн.
ТДТН–40000/110–У1	40000	30	200	17,5	0,23	1800000
ТДТН–40000/110–У1	40000	30	200	17,5	0,23	1800000

[2, с. 146, табл. 3.6]

Розрахунок ТДТН–40000/110–У1

Коефіцієнт завантаження трансформатора  $K_3$  визначаю відповідно формули (1.13) за [2,с. 50]:

$$K_3 = \frac{S'_{\text{заг}}}{S_{\text{НОМ}} \cdot n'} \quad (1.13)$$

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

$n$  – кількість трансформаторів, шт.;

$$K_{з1} = \frac{50000}{40000 \cdot 2} = 0,6.$$

Втрата реактивної потужності в трансформаторів, в режимі холостого ходу  $Q_{xx}$ , квар, визначаю відповідно формули (1.14) за [2,с. 55]:

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{\text{н}}, \quad (1.14)$$

де  $I_{xx}$  — струм холостого ходу трансформатора, %;

$$\Delta Q_{xx1} = \frac{0,23}{100} \cdot 40000 = 92 \text{ квар.}$$

Втрата реактивної потужності в режимі короткого замикання  $\Delta Q_{кз}$ , квар визначаю відповідно формули (1.15) за [2,с. 56]:

$$\Delta Q_{кз} = \frac{U_{к}}{100} \cdot S_{\text{н}}, \quad (1.15)$$

де  $U_{к}$  – напруга короткого замкнення, %;

$$\Delta Q_{кз1} = \frac{17,5}{100} \cdot 40000 = 7 \text{ квар.}$$

Приведені втрати реактивної потужності в силовому трансформаторі,  $\Delta P'$ , кВт визначаю згідно формули (1.16) за [2, с. 58]:

$$\Delta P' = \Delta P_{XX} + K_{II} \cdot \Delta Q_{XX} + K_3^2 \cdot (\Delta P_{K3} + K_{II} \cdot \Delta Q_{K3}), \quad (1.16)$$

де  $\Delta P_{XX}$  – втрата потужності холостого ходу в трансформаторі, кВт;

$K_{II}$  – коефіцієнт втрат, 5% [2, с. 60];

$\Delta P_{K3}$  – втрати потужності в режимі короткого замикання, кВт;

$$\Delta P'_1 = 30 + 0,05 \cdot 92 + 0,6^2 \cdot (200 + 0,05 \cdot 7) = 24,5 \text{ кВт.}$$

Приведені втрати енергії в силовому трансформаторі  $\Delta W'$ , кВт·г, визначаю згідно формули (1.17) за [2, с.58]:

$$\Delta W' = \Delta P' \cdot T_{и}, \quad (1.17)$$

де  $T_{и}$  – час використання максимального навантаження, для регіону з двозмінною роботою 4500 год. [1, с. 30];

$$\Delta W'_1 = 24,5 \cdot 4500 = 110250 \text{ кВт} \cdot \text{г.}$$

Вартість втраченої електроенергії в силовому трансформаторі  $C$ , грн. визначаю згідно формули (1.18) за [2, с. 60]:

$$C = \Delta W' \cdot \text{Ц}, \quad (1.18)$$

де  $\text{Ц}$  – вартість однієї втраченої кВт·год електроенергії, 2.01 грн. [2, с. 70];

$$C_1 = 110250 \cdot 2.01 = 221602 \text{ грн.}$$

Капітальні витрати по трансформаторах,  $K$ , грн. визначаю згідно формули (1.19) за [2, с. 60]:

$$K = n \cdot C_T, \quad (1.19)$$

де  $C_T$  – ціна одного трансформатора, тис.грн.;

$$K_1 = 2 \cdot 1800000 = 3600000 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунок за другим варіантом ТДТН–40000/110–У1 такий же як і для першого трансформатора.

Отже розрахувавши та порівнявши обидва варіанти ґрунтуючись на техніко–економічних показниках, вартості втраченої енергії та капітальних витратах приймаю трансформатор за першим варіантом ТДТН–40000/110–У1.

### **1.7 Розрахунок струмів короткого замкнення**

Струми К.З. необхідно знати для вибору електрообладнання, апаратів, шин, кабелів. Допущення при розрахунках струмів К.З. .:

а) відсутність хитань генераторів (приймається, що в процесі К.З. генератори обертаються синхронно);

б) лінійність всіх елементів схеми (неврахування насичення магнітних систем);

в) наближений облік навантажень (все навантаження представляються у вигляді постійних за величиною індуктивних опорів);

г) зневага активними опорами елементів схеми при розрахунку струмів К.З. і облік активних опорів тільки при визначенні ступеня загасання аперіодичних складових струмів К.З. .;

д) зневага розподіленої ємністю ліній, за винятком випадків довгих ліній і ліній в мережах з малим струмом замикання на землю;

е) симетричність всіх елементів системи, за винятком місця К.З.;

ж) зневага струмом намагнічування трансформаторів.

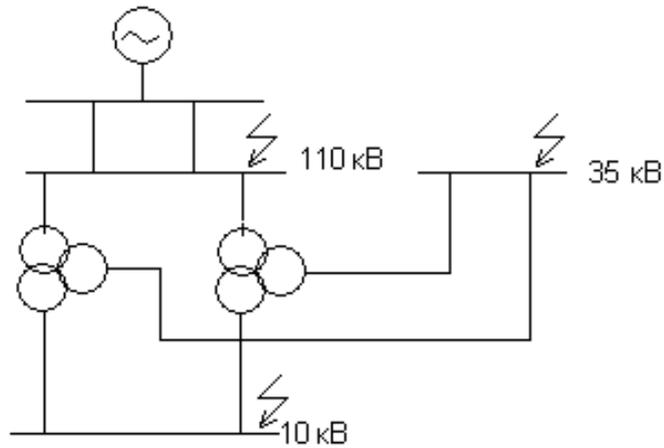


Рисунок 1.4 – Розрахункова схема підстанції

Розраховуємо всі опори в відносних одиницях

Приймаємо базову потужність  $S_{\delta} = 1000$  МВА .

Визначаємо опір системи по формулі:

$$X_1 = X_{нлс.} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{H.C}}, \quad (1.20)$$

$$X_1 = 2 \cdot \frac{1000}{2700} = 0,74.$$

Опір ЛЕП:

$$X_2 = X_3 = X_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}, \quad (1.21)$$

де  $X_{y\partial} = 0,4$  Ом/км [5] – питомий опір ЛЕП;

$l$  – довжина ЛЕП;

$U_{cp} = 115$  кВ – середня напруга.

$$X_2 = X_3 = 0,4 \cdot 28 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,85.$$

Визначаємо опір трансформаторів:

$$X_4 = X_5 = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{H,m}} = \frac{0,5 \cdot (U_{bc} + U_{bh} - U_{ch})}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{H,m}}; \quad (1.22)$$

$$X_4 = X_5 = \frac{0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6)}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,4;$$

$$X_6 = X_7 = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{H,m}} = \frac{0,5 \cdot (U_{bc} + U_{ch} - U_{bh})}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{H,m}}; \quad (1.23)$$

$$X_6 = X_7 = \frac{0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17,5)}{100} \cdot \frac{1000}{25} = -0,2 \approx 0;$$

$$X_8 = X_9 = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{H,T}} = \frac{0,5 \cdot (U_{bh} + U_{ch} - U_{bc})}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{H,T}}; \quad (1.24)$$

$$X_8 = X_9 = \frac{0,5 \cdot (17,5 + 6 - 10,5)}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,6.$$

Розрахунок струму К.З в точці К1

Складаємо схему заміщення, не враховуючи ті опори, по яким струм в точку К.З. не протікає.

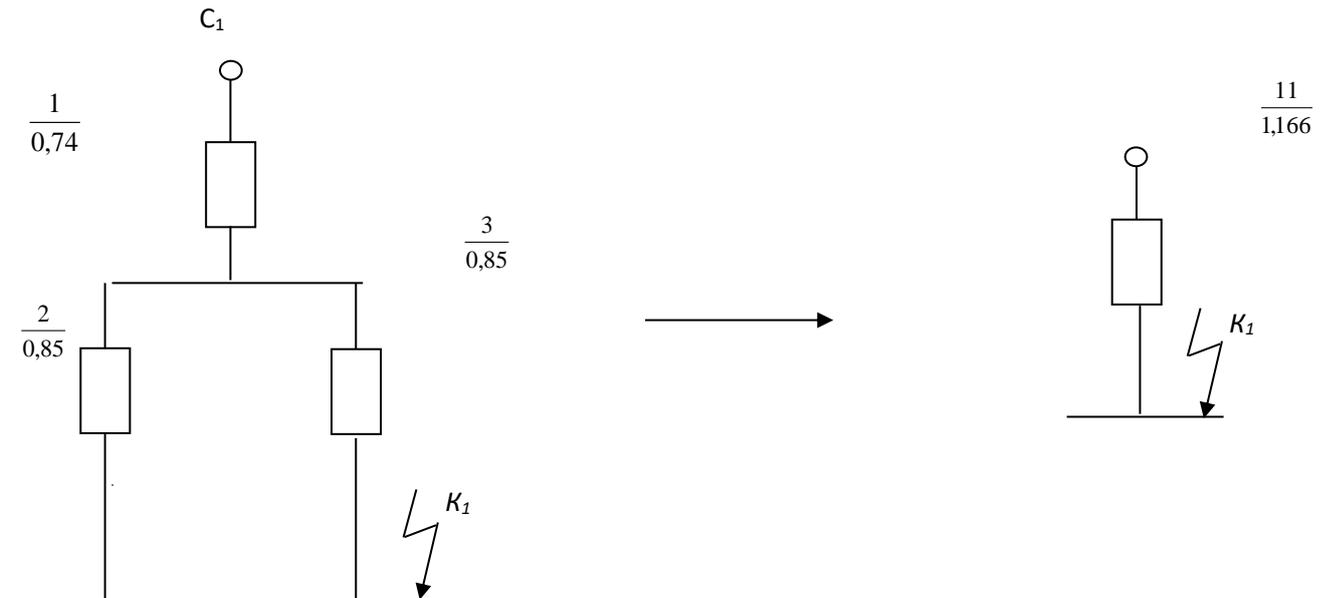


Рисунок 1.6 – Схема заміщення для К<sub>1</sub>

Розраховуємо опір схеми заміщення:

$$X_{10} = X_2 // X_3 = \frac{X_2}{2} = \frac{0,85}{2} = 0,425;$$

$$X_{11} = X_1 + X_{10} = 0,74 + 0,425 = 1,166.$$

Знаходимо періодичну складову струму К.З. в момент К.З за формулою (1.25):

$$I_{n,o} = \frac{E_*'' \cdot I_{\bar{o}}}{X_{11}} \quad (1.25)$$

де  $E_*'' = 1$  – середнє значеннє сверхперехідної ЕДС при номінальних умовах (для енергосистеми);

$I_{\bar{o}}$  – базовий струм, кА.

Розраховуємо базовий струм за формулою (1.26)

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (1.26)$$

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

$$I_{n,o} = \frac{1 \cdot 5,02}{1,166} = 4,31 \text{ кА}.$$

Для перевірки шин та апаратів на динамічну стійкість визначаємо ударний струм КЗ розраховується за формулою (1.27):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot \kappa_y, \quad (1.27)$$

де  $\kappa_y$  – ударний коефіцієнт,  $\kappa_y = 1,608$  – для РУ–110 кВ

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 4,31 \cdot 1,608 = 9,79 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму К.З. в момент розведення контактів вимикача розраховується за формулою (1.28):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (1.28)$$

де  $\tau = 0,1$  с – час розмикання ланцюга К.З. дугогасительними контактами вимикача

$T_a = 0,02$  с – постійна часова затухання аперіодично складаюча струму К.З

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,31 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,02}} = 0,041 \text{ кА}$$

Періодична складова струму К.З. в момент розмикання контактів розраховується за формулою (1.29):

$$I_{n,\tau} = I_{n,o} = 4,31 \text{ кА} . \quad (1.29)$$

Розраховуємо струми К.З. у точці К<sub>2</sub>

При вмиканні вимикача QВ

Схема заміщення зображена на рисунку 1.7

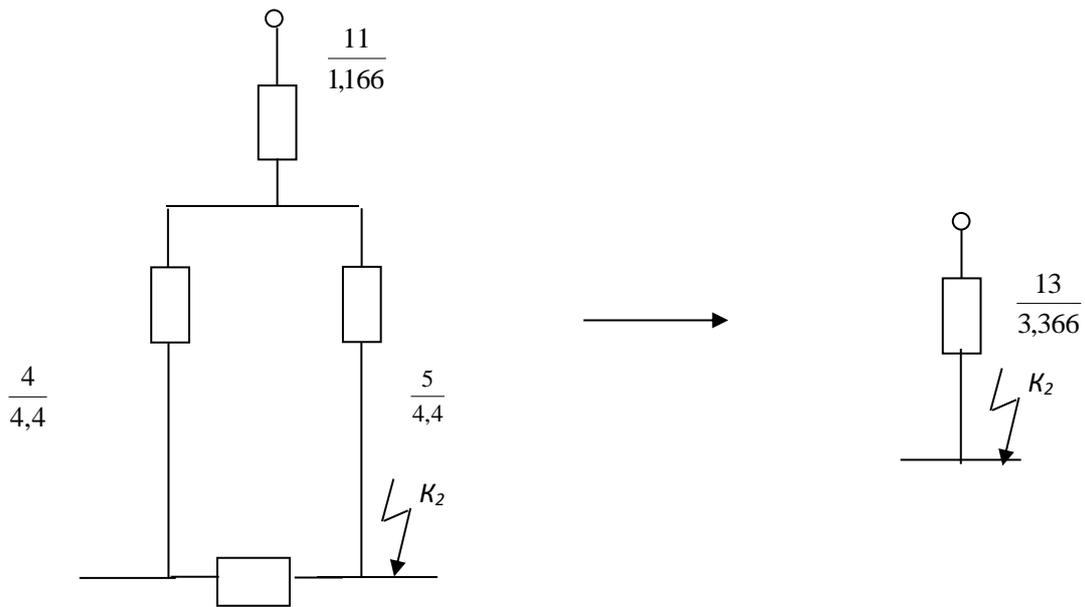


Рисунок 1.7 – Схема заміщення для  $K_2$

Визначаємо опір схеми заміщення:

$$X_{12} = X_4 // X_5 = \frac{X_4}{2} = \frac{4,4}{2} = 2,2$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{12} = 1,166 + 2,2 = 3,366$$

Періодична складова струму в момент К.З. за формулою (1.30):

$$I_{n,o} = \frac{E_*'' \cdot I_6}{X_{13}}, \text{ кА} \quad (1.30)$$

де  $I_6$  – базовий струм, кА;

$U_{cp} = 37$  кВ – середня напруга.

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА};$$

$$I_{п,о} = \frac{1 \cdot 15,6}{3,366} = 4,63 \text{ кА}.$$

Ударний струм визначається в співвідношенні з формулою (1.27):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 4,63 \cdot 1,608 = 10,53 \text{ кА}.$$

Аперіодична складова струму К.З. в момент розмикання контактів вимикача знаходиться у відповідності з формулою (1.24):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,63 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,02}} = 0,044 \text{ кА},$$

$$I_{n,\tau} = I_{n,о} = 4,63 \text{ кА}.$$

## 1.8 Вибір електрообладнання підстанції

Під вибором електрообладнання підстанції слід розуміти вибір вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму та напруги, а також силових кабелів.

Вибір вимикачів

Визначаємо найбільш потужне підключення на РП:

РУ–110 кВ – 63,7 МВА – ланцюг лінії;

РУ–35 кВ – 13,33 МВА – ланцюг трансформатора;

РУ–10 кВ – 20 МВА – ланцюг трансформатора.

Визначаємо струм в ланцюгу лінії ВН:

$$I_{норм} = \frac{S_{нагр}}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (1.31)$$

$$I_{норм} = \frac{63,7}{2\sqrt{3} \cdot 115} = 0,16 \text{ кА},$$

де  $U_{ном}$  – номінальне навантаження РП, в ланцюгу якого вибирається вимикач, кВ.

$$I_{max} = 2 \cdot I_{норм} = 2 \cdot 0,16 = 0,32 \text{ кА}, \quad (1.32)$$

де  $I_{max}$  – найбільший струм ремонтного або після аварійного режиму.

Визначаємо струм на СН в ланцюгу трансформатора за формулою (1.33):

$$I_{\text{норм}} = \frac{S'_{\text{нг}}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (1.33)$$

де  $S'_{\text{нг}}$  – перспективне навантаження на СН, МВА.

$$I_{\text{норм}} = \frac{13,33}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 0,11 \text{ кА};$$

Визначаємо максимальний струм за формулою (1.34)

$$I_{\text{max}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}; \quad (1.34)$$

$$I_{\text{max}} = 2 \cdot 0,11 = 0,22 \text{ кА}.$$

Визначаємо струм на НН в ланцюгу лінії за формулою (1.35):

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (1.35)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{20}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,144 \text{ кА},$$

де  $n = 8$  – кількість ліній, відходячих від НН.

Визначаємо максимальний струм за формулою (1.36):

$$I_{\text{max}} = \frac{n}{n-1} I_{\text{норм}}; \quad (1.36)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{8}{8-1} \cdot 0,144 = 0,165 \text{ кА}.$$

Визначаємо струм на НН в ланцюгу трансформатора:

$$I_{норм} = \frac{S_{нагр}}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{20}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 0,58 \text{ кА};$$

$$I_{max} = 2 \cdot I_{норм} = 2 \cdot 0,58 = 1,16 \text{ кА}.$$

На ВН вибираємо вимикач елегазовий – ВГБ–110–40/2000У1 за умовами:

$$U_{н,выкл} \geq U_{уст} \quad (1.37)$$

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{н,выкл} \geq I_{н,ц}; \quad (1.38)$$

$$2000 \text{ А} > 160 \text{ А};$$

$$I_{н,выкл} \geq I_{max,ц}; \quad (1.39)$$

$$2000 \text{ А} > 320 \text{ А}.$$

де  $U_{н,выкл}$ ,  $I_{н,выкл}$  – паспортні данні вимикача.

Вибраній вимикач перевіряємо по токам К.З.

1) По струму відключення за формулою (1.39):

$$I_{н,откл} \geq I_{н,\tau}; \quad (1.40)$$

$$40 \text{ кА} > 4,305 \text{ кА}.$$

2) На можливість відключення аперіодичної складової:

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n \%}{100\%} \cdot I_{н,откл} \geq i_{a,\tau} \quad (1.41)$$

де  $\beta_H$  – нормативна процентна складова аперіодичної складової в повному струмі К.З.

$$\tau = t_{з\ min} + t_{с.в}; \quad (1.42)$$

$$\tau = 0,01 + 0,055 = 0,065,$$

де  $t_{з\ min} = 0,01$  с;

$t_{с.в} = 0,055$  с – із паспортних даних вимикача.

$$\tau = 0,01 + 0,055 = 0,065.$$

Отже,  $\beta_H = 25\%$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{25\%}{100\%} \cdot 40 = 14,14 \text{ кА};$$

$$14,14 \text{ кА} > 0,041 \text{ кА}.$$

3) на термічну стійкість

$$B_{к\ доп} = I_T^2 \cdot t_T \geq B_{к\ расч} = I_{п,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (1.43)$$

де  $t_T = 3$  с – із паспортних даних вимикача;

$$t_{откл} = t_{с.з} + t_{о.в};$$

$t_{с.з} = 0,1$  с – час спрацювання захисту;

$t_{о.в}$  – час відключення вимикача;

$T_a$  – постійна часу вимикача

$$B_{k\partial on} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{кА}^2 \text{с};$$

$$t_{откл} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с}, T_a = 0,02 \text{ с};$$

$$B_{к расч} = 4,305^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 3,24 \text{кА}^2 \text{с};$$

$$4800 \text{кА}^2 \text{с} > 4,58 \text{кА}^2 \text{с}.$$

4) На електродинамічну стійкість

$$i_{дин} \geq i_y; \quad (1.44)$$

$$40 \text{кА} > 9,79 \text{кА},$$

де  $i_{дин}$  – гранично наскрізний струм, із паспортних даних

Даний вимикач підходить по всім параметрам.

На СН вибираємо елегазовий вимикач ВГБЭ–35–12,5. Умови вибору і перевірки аналогічні вимикачу на ВН. Данні вимикача та результати перевірки по струмам КЗ представлені в таблиці 1.3

Таблиця 1.3 – Розрахункові та каталожні данні вимикача СН

Розрахункові данні	Каталожні данні
$U_{уст}=35 \text{кВ}$	$U_{ном}=35 \text{кВ}$
$I_{max}=220 \text{А}$	$I_{ном}=630 \text{А}$
$I_n, \tau=4,63 \text{кА}$	$I_{ном.откл}=12,5 \text{кА}$
$i_a, \tau=0,044 \text{кА}$	$i_{аном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{ном.откл}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 32 \cdot 12,5}{100} = 5,66 \text{кА}$

$i_{y\partial}=10,53 \text{ кА}$	$I_{\partialиn}=51 \text{ кА}$
$B_{к.расч} = I^2_{п.о}(t_{откл} + T_a) =$ $= 4,63^2(0,108 + 0,02) = 2,73 \text{ кА}^2 \cdot c$	$B_{к.доп} = I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot c$

Даний вимикач підходить по всім параметрам.

На лінії НН вибираємо вакуумний вимикач ВБТЭ–10/20/630 по [2, таблиця 3.2].

Всі інші умови вибору та перевірки аналогічні вимикачу на ВН.

Данні вимикача та результати перевірки по струмам КЗ представлені в таблиці 1.4

Таблиця 1.4 – Розрахункові та каталожні данні вимикача НН

Розрахункові данні	Каталожні данні
$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
$I_{max}=165 \text{ А}$	$I_{ном}=630 \text{ А}$
$I_n, \tau=11,78 \text{ кА}$	$I_{ном.откл}=20 \text{ кА}$
$i_a, \tau=1,37 \text{ кА}$	$i_{аном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{ном.откл}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 20}{100} = 11,31 \text{ кА}$
$i_{y\partial}=28,32 \text{ кА}$	$i_{\partialиn}=52 \text{ кА}$
$B_{к.расч} = I^2_{п.о}(t_{откл} + T_a) =$ $= 11,78^2(0,108 + 0,02) = 17,76 \text{ кА}^2 \cdot c$	$B_{к.доп} = I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot c$

Даний вимикач підходить по всім параметрам.

Вибираємо вхідний вимикач на НН – ВБТЭ–10/20/1600 [2, таблиця 3.2]

Результати вибору та перевірки зводимо в таблицю 1.5.

Таблиця 1.5 – Розрахункові та каталожні данні вимикача

Розрахункові данні	Каталожні данні
$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
$I_{max}=1160 \text{ А}$	$I_{ном}=1600 \text{ А}$
$I_n, \tau=11,78 \text{ кА}$	$I_{ном.откл}=20 \text{ кА}$

$i_a, \tau = 1,37 \text{ кА}$	$i_{аном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{ном.откл}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 20}{100} = 11,31 \text{ кА}$
$B_{к.расч} = I^2_{п.о} (t_{откл} + T_a) =$ $= 11,78^2 (0,1 + 0,04) = 19,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.дон} = I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вимикач підходить по всім параметрам.

Вибираємо КРУ серії К-104 М (К-104 ММС1)

Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачі вибираються в тих же ланцюгах та по тій же умовам, а перевіряються тільки на термічну та динамічну стійкість.

В ланцюг лінії 110 кВ. вибираємо роз'єднувач РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 по

Вибір роз'єднувач проводимо по умовам:

$$U_{н,раз} \geq U_{уст}$$

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ.}$$

$$I_{н,раз} \geq I_{н,ц}$$

$$1000 \text{ А} > 160 \text{ А}$$

$$I_{н,раз} \geq I_{\max, ц}$$

$$1000 \text{ А} > 320 \text{ А.}$$

Вибраний роз'єднувач перевіряємо на термічну та динамічну стійкість.

1) Перевірка на термічну стійкість. Згідно формули (1.42):

$$B_{к\dot{д}он} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$t_{откл} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с}, T_a = 0,02 \text{ с}.$$

$$B_{к расч} = 4,305^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 3,24 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

$$2976 \text{ кА}^2 \text{ с} > 3,24 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

3) Перевірка на електродинамічну стійкість згідно формулі (1.43):

$$63 \text{ кА} > 9,79 \text{ кА}.$$

Даний роз'єднувач підходить по всім параметрам.

В ланцюг трансформатора на лінії 35 кВ. вибираємо роз'єднувач РДЗ–35–1000 У1 [2, таблиця 4.2] по умовам та розрахунковим даним, які представлені в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Розрахункові та каталожні дані роз'єднувача на СН.

Розрахункові данні	Каталожні данні
$U_{уст}=35 \text{ кВ};$	$U_{ном}=35 \text{ кВ};$
$I_{max}=220 \text{ А};$	$I_{ном}=1000 \text{ А};$
$i_{уд}=10,53 \text{ кА};$	$i_{дин}=63 \text{ кА};$
$B_{к.расч}=I_{н.о}^2(t_{откл}+T_a)=4.63^2(0,108+0,02)=2,74 \text{ кА}^2 \text{ с}.$	$B_{к.дон}=I_t^2 t_T=25^2 \cdot 3=1875 \text{ кА}^2 \text{ с}.$

Вибір роз'єднувачів низької сторони 10 кВ.

Попередньо приймаю роз'єднувач РВЗ–10–630 з приводом ПР–10, за [2, с. 255, табл. 5.3] дані перевірки якого наведені в таблиці 1.10

Таблиця 1.10 – Перевірка обраного роз'єднувача РВЗ–10–630.

Умова вибору	Розрахункові дані	Довідкові дані
$U_H \leq U_{дов}$	10 кВ	10 кВ

$I_H \leq I_{\text{дов}}$	259,16 А	630 А
$I_{\text{п.о.}} \leq I_{\text{п.о.дов}}$	3,48 кА	35,5 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{уд,дов}}$	8,33 кА	52 кА
$B_k \leq B_{\text{к,дов}}$	1,81 кА <sup>2</sup> · с	1600 кА <sup>2</sup> · с

[2, с. 255, табл. 5.3]

Роз'єднувач задовольняє усі умови отже приймаю РВЗ–10–630

Вибір шин

Шини розподільчих пристрої обираються за номінальними параметрами, відповідно нормальному режиму роботи і умова навколишнього середовища, і перевіряються на режими К.З.

Для розподілу електроенергії на низькій стороні попередньо приймаю алюмінієву шину 30/4 мм з допустимим струмом 365 А за [1, с. 395,табл. 7.2.8]

Перевірка шин за умовою нагрівання відповідно нерівності (1.45) за [1, с. 190]:

$$365 \text{ А} > 247,8 \text{ А.} \quad (1.45)$$

Отже шина буде термічно стійкою.

Перевірка шин на динамічну стійкість.

Сила, що діє на шину F, Н визначаю відповідно формули (1.46) за [1, с. 87]:

$$F=0,17 \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot l, \quad (1.46)$$

де l– відстань між опорами ізоляторів однієї фази, приймається в межах 0,8–1,2 м за [1, с. 88];

а– між осьові відстань між ізоляторами однієї фази, приймається в межах 0,2–0,4 за [1, с. 88];

$$F=0,17 \cdot 8,3302 \cdot 0,90,3=107,8 \text{ Н.}$$

Гнучкий момент для шини  $M$ ,  $\text{Н} \cdot \text{м}$  визначаю відповідно формули (1.47) за [1, с. 88]:

$$M = \frac{F \cdot l}{10}, \quad (1.47)$$

$$M = \frac{107,8 \cdot 0,9}{10} = 9,702 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Момент опору шини яка кріпиться до ізолятора плисок  $W_{\text{п}}$ ,  $\text{кг} \cdot \text{м}$  визначаю відповідно формули (1.48) за [1, с. 89]:

$$W_{\text{п}} = \frac{h^2 \cdot b}{6}, \quad (1.48)$$

де  $h$ – більша сторона шини,  $\text{м}$ ;

$b$ – менша сторона шини,  $\text{м}$ ;

$$W_{\text{п}} = \frac{0,03^2 \cdot 0,004}{6} = 6 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3.$$

Момент опору шини яка кріпиться до ізолятора ребром  $W_{\text{р}}$ ,  $\text{кг} \cdot \text{м}$  визначаю відповідно формули (1.49) за [1, с. 89]:

$$W_{\text{р}} = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (1.49)$$

$$W_p = \frac{0,03 \cdot 0,004^2}{6} = 8 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2.$$

Механічна напруга в шині яка кріпиться до ізолятора плисок  $\sigma_{\Pi}$ , МПа визначаю відповідно формули (1.50) за [1, с. 91]:

$$\sigma_{\Pi} = \frac{M}{W_{\Pi}}, \quad (1.50)$$

$$\sigma_{\Pi} = \frac{9,702}{6 \cdot 10^{-7}} = 16,17 \text{ МПа.}$$

Механічна напруга в шині яка кріпиться до ізолятора ребром  $\sigma_p$ , МПа визначається відповідно формули (1.51) за [1, с. 91]:

$$\sigma_p = \frac{M}{W_p}, \quad (1.51)$$

$$\sigma_p = \frac{9,702}{8 \cdot 10^{-8}} = 77,61 \text{ МПа.}$$

Шина буде динамічно стійкою за умови виконання нерівності (1.52) відповідно [1, с. 92]:

$$\sigma \leq [\sigma_M], \quad (1.52)$$

де  $\sigma_M$  – максимальна допустима напруга в шині 68 МПа, відповідно [1, с. 92];

$$16,17 \text{ МПа} < 68 \text{ МПа.}$$

Отже шина буде динамічно стійкою у випадку кріплення пліском.

Перевірка шини на термічну стійкість.

Температура шини в нормальному режимі роботи  $t_n$ , °C визначається відповідно формули (1.53) за [1, с. 95]:

$$t_n = t_0 + (t_{\text{доп}} - t_0) \cdot \left( \frac{I_{\text{роб}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2, \quad (1.53)$$

де  $t_0$  – початкова температура навколишнього середовища  $-25^\circ\text{C}$  за [1, с. 96];

$t_{\text{доп}}$  – допустима робоча температура шини, для алюмінію  $75^\circ\text{C}$  за [2, с. 208];

$I_{\text{доп}}$  – максимальний допустимий робочий струм для шини,  $365\text{ A}$  за [2, с. 210];

$$t_n = 25 + (70 - 25) \cdot \left( \frac{259,16}{365} \right)^2 = 47,7^\circ\text{C}.$$

За цим показником необхідно визначити квадрат щільності струму в часі  $A_n, \frac{\text{A}^2}{\text{мм}^4} \cdot \text{с}$  при нормальному навантаженні за [1, с. 86, рис 4.3]:

$$A_n = 0,54 \cdot 10^4 \frac{\text{A}^2}{\text{мм}^4} \cdot \text{с}.$$

Квадрат щільності струму в часі  $A_k, \frac{\text{A}^2}{\text{мм}^4} \cdot \text{с}$  при К.З визначається відповідно формули (1.54) за [1, с. 97]:

$$A_k = A_n + \left(\frac{I_{п.о}}{s}\right) \cdot t, \quad (1.54)$$

де  $s$  – поперечний переріз шини  $\text{мм}^2$ ;

$$A_k = 5400 + \left(\frac{3609}{120}\right)^2 \cdot 0,115 = 0,65 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2}{\text{мм}^4} \cdot \text{с}.$$

За цим показником визначаю температуру шини  $t_k, ^\circ\text{C}$  в режимі К.3 за [1, с. 86, рис 4.3]:

$$t_k = 74 ^\circ\text{C}.$$

Тоді шина буде термічно стійкою за умови виконання нерівності (1.55) відповідно [1, с. 99]:

$$t_k \leq [t_{ка}] \quad (1.55)$$

де  $[t_{ка}]$  – максимальна допустима температура шини  $^\circ\text{C}$  для алюмінію  $150^\circ\text{C}$  за [2, с. 208];

$$74^\circ\text{C} < 150^\circ\text{C}.$$

Отже шина буде термічно стійкою.

Так як усі умови вибору задовольняються остаточно приймаю алюмінієву шину прямокутного перерізу 30/4 мм.

## **1.9 Вибір схеми керування електрообладнання**

Схема керування та захисту вимикача Q1, що наведена на форматі А1 третьому аркуші графічної частини володіє наступними показниками та характеристиками.

Схема призначена для керування вимикачем ВММ–10А–400–У2 з приводом ПВП. І забезпечує наступні функції захист від усіх видів К.З., віддалене керування, відімкнення у випадку несправності на високій стороні, контроль газового захисту трансформатора.

Система має наступні конструктивні елементи. Трансформатори А1, А2, А3 та КА, що призначені для контролю параметрів та з допомогою них реалізований максимальний струмовий захист, живлення УЗА–10В, що являє собою мікропроцесорну систему релейного захисту автоматики і керування апаратами 6– 35кВ., та контроль перевантаження в силових ланцюгах.

Також передбачені струмові ланцюги обчислення та вимірювання струмів, що реалізовані на двох трансформаторах струму, амперметрі та трифазному лічильнику. Зняття параметрів обліку електроенергії відбувається на шинках відповідних фаз.

Схема керування, сигналізації вимикача працює наступним чином. Після подачі електроенергії з шинок через автоматичний вимикач та перетворення напругу, в необхідний клас, що використовується для живлення системи. Тут реалізовані функції оперативного включення через реле УАТ, відключення з допомогою кнопки SB1 і реле УАС в цих ланцюгах включені система відключення АВР, що здійснюється через контроль ланцюгів секційного вимикача і вимикача на високій стороні. Подальше керування системою реалізоване на мікропроцесорній системі УЗА–10В, що здійснює функції контролю та сигналізації положення вимикача. Керування електромагнітами вимикача через контакти УАТ. Система автоматичного повторного включення (АПВ) через елемент А1 для повторного включення вимикача у випадку короткочасного замикання чи перевантаження системи без виходу з роботи секції і включення АВР. Ланцюг блокування вимикача у випадку ввімкнення

АВР, К.З. чи інших факторів під впливом яких не допускається ввімкнення відповідного вимикача. Для захисту елементів від К.З через контактори RL1 та РП передбачений максимальний струмовий захист та струмова відсічка, ця система відключає вимикач у випадку різкого зростання струму, замикання на лінії, шині або на якомусь з споживачів та відключення під впливом газового захисту трансформатора і вимикача на високій стороні.

В схемі сигналізації встановлені наступні елементи. З допомогою реле РУ1 відбувається сигналізація аварійного відключення вимикача. На реле РУ2 газових захист трансформатора першого рівня, РУ3– відображає перегрів трансформатора і РУ4 – перевантаження трансформатора. У випадку несправності блока живлення автоматики, сигналізації її відключення. А також сигнальні лампи положення вимикача для контролю його стану та уникнення недоцільних перемикачів.

Система передбачає взємозв'язок усіх елементів релейного захисту з метою запобігання помилкового спрацювання або аварії у випадку відмов одного з елементів захисту, а також даткові ланцюги контролю положення вимикача.

Отже схема забезпечує усі умови необхідні для роботи релейного захисту.

## **2 ОРГАНІЗАЦІЙНО–ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА**

### **2.1 Підвищення надійності електродвигунів**

Надійність роботи електродвигуна в цілому залежить від надійності роботи його окремих вузлів; в тепловому режимі залежить від нагрівання окремих частин як під час роботи, так і в момент пуску, і якщо температура тій чи іншої частини буде перевершувати допустиму, то внаслідок значного ослаблення ізоляції на даній ділянці настане її місцеве руйнування і пробоя, який призведе до повного руйнування ізоляційного шару.

Слід зазначити, що надійність електродвигунів залежить не тільки від ресурсу, закладеного заводом–виробником, але істотно визначається також умовами експлуатації, рівнем технічного обслуговування, ступенем використання електрообладнання, що також вказує на необхідність подальшого проведення досліджень надійності роботи електродвигунів.

В той же час досвід експлуатації показує, що при правильному догляді за електроустаткуванням у багатьох випадках і відкриті електродвигуни можуть працювати досить надійно навіть у атмосфері, що містить їдкі домішки. Надійність роботи електродвигунів в цих випадках може бути забезпечена покриттям їх обмоток спеціальними лаками.

### **2.2 Організація технічного обслуговування електрообладнання підстанції**

Своєчасно і регулярно виконується обслуговування підстанції дозволяє значно продовжити термін служби, а відповідно, і тривалість експлуатації техніки. Роботи даного типу, так само як і виконання ремонту, включають в себе довгий перелік необхідних маніпуляцій, а по закінченні виконується приймання електроустановки відповідно до інструкцій.

Обладнання, яке є основною частиною системи енергопостачання, під назвою електроустановка або підстанція, виконує кілька головних функцій. У першу чергу – це прийом електроенергії, а додатково ще і її перетворення: підвищення або зниження, а також випрямлення, що визначається потребами споживача.

Ремонт трансформаторної перетворювальної підстанції може знадобитися і з природних причин, наприклад, якщо чагарники або дерева безконтрольно виростають поруч з електроустановкою або високовольтними лініями. Тому дуже рекомендується в міру необхідності розчищати зарості природних або штучних насаджень поблизу ЛЕП. Ще слід регулярно міняти (оновлювати) попереджувальні таблички і плакати, особливо, якщо вони встановлюються на обладнання, яке розташовується під відкритим небом.

Підготовчі роботи перед виконанням монтажу

Перше, що слід зробити – вивчити інструкцію і додаткову документацію, яку докладає до обладнання проектна організація. Там повинно бути вказано, де рекомендується встановлювати електроустановку, викладена інформація про харчування, контурі заземлення, сталевих конструкціях, відвідних лініях.

На кінцевому етапі перевірку результату ремонтних робіт виконує комісія, до якої повинен входити головний інженер РЕМ, а також старший майстер мережевого дільниці, майстер цієї ж ділянки. На огляд і перевірку обладнання дається 10 днів. Протягом цього терміну повинен складатися АКТ, який буде включати в себе оцінку рівня надійності та якості виконання ремонту.

Таким чином, крім правильно підбраного виконання обладнання даного виду слід уважно поставитися до виконання підготовчих робіт перед монтажем, а також регулярно виконувати обслуговування техніки, перевіряючи її наявність зовнішніх пошкоджень, роблячи вимірювання окремих параметрів.

## 2.3 Технологія ремонту комутаційної апаратури

Комутаційний апарат — електричний апарат, який призначено для комутації електричного кола та проведення струму шляхом подачі або зняття напруги з електроустановки або її частини.

Розглянемо технологію ремонту комутаційного апарату на прикладі вимикача.

Згідно системи планово–попереджувальних ремонтів електрообладнання розрізняють два види ремонтів вимикачів:

- плановий;
- неплановий;

Основним видом планового ремонту вимикачів являється профілактичне (попереджувальний) ремонт який включає в себе наступні вид обслуговування і ремонту:

- технічне обслуговування;
- поточний ремонт;
- капітальний ремонт.

Основним видом непланового ремонту вимикачів є ревізія, яка виконується на працюванні гарантійного комутаційного ресурсу. При оглядах з відключенням вимикача (під час перерв в роботі електрообладнання) необхідно з дотриманням вимог ПТБ виконувати усунення дрібних несправностей, підтяжку контактних з'єднань, очищення ізоляційних частин вимикача від пилу, бруду, мастил, тощо. Поточний ремонт вимикача виконується в міру необхідності в терміни встановлені відповідальним лицем. При поточному ремонті вимикача повинні проводитися роботи по його огляду, очищенню мастил, регулюванню, ремонту окремих вузлів і деталей з усуненням дефектів, що виникли в процесі експлуатації.

Капітальний ремонт повинен проводитися один раз 4 роки при умові контролю характеристик вимикача з приводом в міжремонтний період, також при використанні вимикачем механічного ресурсу (2500 операцій включення і 2500 операцій відключення). Необхідні для проведення кап. ремонту деталі і складальні одиниці повинні бути своєчасно замовлені на підприємстві – виробнику.

## **2.4 Організація ремонту підстанції**

Організація ремонту трансформаторів.

Ремонт трансформаторів відповідно до Державного стандарту підрозділяється на три види: поточний, середній і капітальний.

Поточний ремонт виконується на місці установки трансформатора, без його розтину і демонтажу ошиновки, під'єднують його до зовнішньої електромережі, є чисто профілактичним ремонтом. Його виконує ремонтний персонал служби експлуатації електроустановки. В обсяг поточного ремонту входять: зовнішній огляд; виявлення та усунення дрібних дефектів в арматурі, системі охолодження, навісних пристроях; підтяжка кріплень, усунення течі масла і доливання масла; заміна сорбенту в термосифонного фільтрі; протирання зовнішніх поверхонь від забруднень; вимір опору ізоляції обмоток і інші дрібні роботи. Тривалість такого ремонту в залежності від потужності трансформатора становить від декількох годин до 1–2 діб.

Середній ремонт крім робіт, що входять в поточний ремонт, включає розтин трансформатора з підйомом активної частини (або знімною частини бака, якщо бак має нижній роз'єм), дрібний ремонт або заміну (при необхідності) введів, відводів, перемикаючих пристроїв, охолоджувачів, маслозапорної арматури, масляних насосів, вентиляторів і т. д. Його виконують з відключенням і доставкою трансформатора на ремонтну площадку.

Капітальний ремонт крім робіт, які виконуються при середньому ремонті, включає ремонт активної частини з її розбиранням і відновленням або заміною обмоток і головною ізоляції, іноді ремонт магнітної системи з переізолюванням пластин. Капітальні ремонти викликані в окремих випадках пошкодженням остова, обмоток та ізоляції в результаті аварій, зносом ізоляції. Разом з тим в енергетичному господарстві є ще порівняно багато вітчизняних і зарубіжних трансформаторів застарілих конструкцій, які підлягають капітальному ремонту та реконструкції для підвищення їх надійності та приведення параметрів у відповідність з новими стандартами. Для визначення технічного стану і попередження аварій «Правила технічної експлуатації» (ПТЕ) Міністерства енергетики та електрифікації передбачають для трансформаторів, що живлять найбільш відповідальних споживачів, планово-попереджувальний ремонт. За традицією в ПТЕ цей вид ремонту називають капітальним. Планово-попереджувального ремонту підлягають трансформатори напругою 110 кВ і вище та потужністю 80 мВ-А і більш і основні трансформатори власних потреб перший раз через 12 років після включення в експлуатацію, а в подальшому – у міру необхідності в залежності від стану трансформаторів і результатів випробувань, що проводяться під час поточних ремонтів. Всі інші трансформатори виводять в ремонт в залежності від їх технічного стану і результатів випробування. В обсяг планово-попереджувального ремонту входить розтин трансформатора, огляд і дрібний ремонт активної частини і окремих його пристроїв, в основному: підтяжка кріплень, перевірка ізоляції окремих частин кістяка, заміна при необхідності ущільнюючих прокладок, протирання, чистка.

Капітальні ремонти трансформаторів I–III, частково IV габаритів, як правило, виробляють в трансформаторних майстернях ремонтних підприємств (заводів). Спеціалізовані майстерні і заводи у своєму розпорядженні необхідні виробничі площі, вантажопідйомними пристроями, технологічним обладнанням, інструментами, пристосуваннями та іншими матеріальними і

енергетичними ресурсами. Відповідно до технологічного процесу в майстернях є виробничі ділянки, на яких виготовляють і ремонтують окремі складальні одиниці і частини трансформаторів.

На кожен трансформатор, що надійшов в ремонт, складають дефектну відомість і відомість обсягу робіт з переліком необхідних запасних частин і матеріалів. На підставі цих документів і нормативів трудовитрат заповнюють маршрутну карту, яка є основним регламентує документом всього технологічного процесу ремонту. Труднощі організації ремонту в умовах майстерень і заводів полягає в тому, що надходять в ремонт трансформатори досить різноманітні по габариту, призначенням, потужності, напрузі, конструкції і масі. Це ускладнює організацію поточного методу ремонту. Однак заводський метод ремонту є передовою формою, забезпечує високу продуктивність праці і якість ремонту, підвищує культуру ремонтних робіт. При цьому витрати, пов'язані з доставкою трансформаторів I–III габаритів в майстерню (на завод) і назад, цілком окупаються. Складнощі виникають при організації та виконанні капітальних ремонтів трансформаторів, що мають великі маси і розміри. Витрати, пов'язані з їх доставкою в майстерні (навантаження, транспортування, розвантаження), розташовані на десятки, а іноді сотні і більше кілометрів від місця їх установки, часто значно перевищують вартість ремонту. Крім того, для цих цілей необхідні хороші під'їзні шосейні і залізні дороги, спеціальні залізничні платформи, трайлери (спеціальні автопричепи). Тому питання про місце ремонту таких трансформаторів в кожному конкретному випадку вирішується розрахунком – техніко–економічним обґрунтуванням. Найчастіше капітальні ремонти таких трансформаторів виконують безпосередньо на підстанціях, що мають вежі з підйомним пристроєм, а на електричних станціях – в машинних залах, обладнаних мостовим краном. Як правило, ремонт трансформаторів виробляють індивідуальним способом на ремонтних площадках, які намагаються максимально оснастити технологічним обладнанням, більш

досконалыми пристосуваннями з максимально можливою механізацією трудомістких операцій. Роботи, пов'язані з ремонтом трансформаторів невеликих розмірів і мас, легше можуть бути механізовані, а великих розмірів – важче, тому потрібна велика витрата ручної праці. При індивідуальному ремонті трансформатори I– III габаритів в процесі робіт в залежності від виду технологічного процесу переміщують з одного робочого місця на інше (їх може бути від чотирьох до п'яти). Зі збільшенням габаритів і мас трансформаторів кількість робочих місць і відповідно ремонтних майданчиків зменшують. Так, наприклад, для трансформаторів четвертого габариту і вище, що мають «великі розміри і маси, вимірювані десятками і сотнями тонн, з метою скорочення трудомістких операцій з переміщення складальних одиниць і особливо активних частин, кількість ремонтних майданчиків скорочують до двох–трьох. Ремонтні майданчики і робочі місця тут є комплексними і оснащені механізованими універсальними стелажми, комплектами пристосувань, обладнання, інструментів, приладами та апаратурою та іншого технологічним оснащенням, зазначеної в технологічних картах. На них виробляється весь комплекс розбірно–складальних робіт.

При організації комплексних робочих місць і ремонтних майданчиків виключається ряд трудомістких вантажно–розвантажувальних робіт, підйом і переміщення остова, активної частини, потім все трансформатора з одного майданчика на інший, кілька разів на випробувальну станцію і назад для подальших складально–ремонтних операцій і т.д. Крім того, полегшує бригаді збирачів виконання робіт комплексно, по бригадному підряду.

Спосіб ремонту і його організація в кожному конкретному випадку обґрунтовуються науковою організацією праці, що забезпечує найвищу продуктивність і високу якість випущених з ремонту трансформаторів. При індивідуальному ремонті великих трансформаторів в умовах експлуатації весь комплекс ремонтних робіт виробляють практично на одній ремонтній майданчику, рідко на двох. Ремонти з розкриттям трансформаторів без

розбирання активної частини іноді доводиться виконувати в тимчасово що споруджуються приміщеннях, а у виняткових випадках навіть поза приміщеннями – під порталом, із застосуванням автокранів, електричних лебідок та інших вантажопідйомних пристроїв. Капітальні ремонти, коли потрібне розбирання активної частини, перемотування або заміна обмоток та ізоляції, розбирання магнітної системи, виробляють тільки в закритих приміщеннях, обладнаних вантажопідйомальними установками, при цьому ремонт організують так, щоб він був максимально наближений до заводських (індустріальним) умовам. Однак перемотування і виготовлення обмоток головною ізоляції, переізолювку пластин магнітної системи, ремонт вводів напругою 110 кВ і вище і в цьому випадку виконують в спеціалізованих майстернях.

Ремонт в умовах експлуатації здійснюють виїзні бригади електрослюсарів ремонтних підприємств. Початку проведення індивідуального ремонту в умовах експлуатації передує велика організаційна і підготовча робота. До виведення трансформатора в ремонт складають відомість обсягу робіт, вона містить перелік і обсяг ремонтних робіт і служить вихідним документом для визначення трудовитрат, терміну ремонту, необхідного технологічного обладнання, запасних частин, пристосувань і матеріалів. У процесі розбирання трансформатора уточнюють дефектну відомість і обсяг робіт, що входять в ремонт. Користуючись цими документами, при індивідуальному ремонті трансформаторів великої потужності розробляють проект організації робіт (ПОР). Поряд з організаційно–технічними питаннями в ньому відбивається потреба в трудових і матеріальних ресурсах, питання підготовки до ремонту, охорони праці та техніки безпеки, міститься графік ремонту. Обиране для індивідуального ремонту приміщення має бути захищене від попадання пилу і атмосферних опадів, мати підйомні механізми або дозволяти їх підвіску. У приміщенні повинні розміщуватися бак трансформатора, його активна частина, стелажі для демонтованих частин і деталей, слюсарний верстак,

маслоочищувальної апаратура, матеріали, пристосування, ліси, сходи та ін. Приміщення повинно бути обладнане електроцитом з підведенням електроенергії, мати освітлення, вентиляцію та відповідати всім протипожежним і санітарним вимогам. Особливе значення надається підйомних механізмів і споруд. Вони повинні забезпечувати безпеку робіт і полегшувати трудомісткі операції. Підйомні механізми (електрична лебідка, мостовий кран, таль) до початку ремонту потрібно змонтувати і перевірити, а якщо термін їх випробування закінчився – випробувати відповідно до вимог безпеки праці. Вантажопідйомність механізмів, стропів, тросів вибирають в залежності від маси трансформатора, яка вказана на його табличці і в технічному паспорті.

Значний обсяг підготовчих робіт займає підготовка трансформаторного масла. Так як при ремонті масло доводиться замінювати новим або очищати старе, його і маслоочищувальної апаратуру доставляють ближче до ремонтної майданчику, прокладають мастилопроводи, підготовляють ємність для зливу масла, колишнього в роботі, встановлюють і підключають маслоочищувальної апаратуру (центрифугу, фільтр–прес, цеолітову установку). При цьому особливу увагу приділяють заходам пожежної безпеки і забезпечення робочого місця протипожежним інвентарем. Від правильності організації електрослюсарем робочого місця залежить якість ремонту і продуктивність праці. При раціональному розміщенні на ремонтної майданчику обладнання, пристосувань, інструментів і матеріалів досягається найменша витрата сил, усуваються непродуктивні витрати часу, забезпечується безпека робіт. При правильній організації робочого місця на ньому знаходяться тільки ті матеріали і інструменти, які потрібні для виконання даного виду робіт; інструменти, матеріали і пристосування знаходяться на робочому місці на відстані, зручному для користування; при цьому ті, які вживаються більш часто, розташовують ближче, а ті, якими користуються рідше, – далі. Інструменти і пристосування розміщують в різних ящиках верстата: дрібні і часто використовувані – у

верхніх, а більш важкі і рідко застосовуються – в нижніх; великі пристосування розміщують на стелажах і в спеціально відведених місцях. Вимірювальні інструменти зберігають в спеціальному ящику в коробках або футлярах і після вживання протирають, злегка змащують і акуратно укладають на своє місце. На робочому місці інструменти мають у своєму розпорядженні в строгому порядку, не кладуть один на одного і на сторонні предмети, оберігають від ударів і бруду. Після закінчення роботи інструменти, пристосування і матеріали прибирають. Слюсарний верстак повинен бути обладнаний настільно–свердлильним верстатом, електроточільним, лещатами і містити необхідний для ремонту комплект інструментів і пристосувань. Матеріали розміщують в окремих шафах, ящиках, запасні частини – на стелажах; технічна документація зберігається в столі або в книжковій шафі. На робочому місці близько активної частини і бака повинні бути встановлені штепсельні розетки малого (безпечного) напруги для включення переносних освітлювальних ламп.

## 3 РОЗРОБКА ШЛЯХІВ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМУ

### 3.1 Розробка шляхів оптимізації режиму

Для зниження втрат у мережі пропонується будівництво нової повітряної лінії електропередачі 35 кВ, що зв'язує підстанцію 35/10 кВ та підстанцію 110/35/10 кВ. Проектована лінія електропередачі відходить від збірної шини 35 кВ № 2 підстанції. Для приєднання повітряної лінії до підстанції та забезпечення роздільної роботи трансформаторів Т1 та Т2 даної підстанції необхідно передбачити реконструкцію відкритого розподільчого пристрою 35 кВ. Реконструкція має передбачати поділ шини 35 кВ на дві секції та утворення збірної шини №1 та збірної шини №2.

Нова схема відкритого розподільного пристрою з двома збірними шинами 35 кВ є схемою 4Н. Повітряна лінія електропередачі, що проектується, приєднується до збірної шини 35 кВ № 2 для живлення трансформатора Т1 потужність 6300 кВА, оскільки дана повітряна лінія скорочує шлях потоку потужності найпотужнішого трансформатора (44,79 км до 34,73 км), отже, мають зменшитися втрати активно та реактивної потужності в мережі, також зменшуватися відхилення напруги на шинах підстанції. Повітряна лінія, що проектується W13 вибирається з таким розрахунком, щоб забезпечити харчування всі підстанції 35 кВ у разі аварії на повітряній лінії W7. Схема підстанції 35/10 кВ з реконструйованим відкритим розподільним пристроєм має вигляд відповідно до малюнку 3.1

Для вибору перерізу повітряної лінії необхідно знати економічну густину струму  $j$ , А/мм<sup>2</sup>. Щоб знайти економічну щільність струму, потрібен година використання максимальної електричної навантаження  $T_m$ , рік. Максимальна активна  $\sum P_{T1}$ , МВт та реактивна  $\sum Q_{T1}$ , Мвар, потужності, що споживаються на проектованій збірній шині 35 кВ № 2 підстанції з урахуванням втрат у

трансформаторі Т1, розраховані за формулами відповідно :

$$\sum P_{T1} = P_{1T1} + \Delta P_{1T1}, \quad (3.1)$$

$$\sum Q_{T1} = Q_{1T1} + \Delta Q_{1T1}, \quad (3.2)$$

$$\sum P_{T1} = 6,2 + 0,05316736 = 6,25316736 \text{ МВт},$$

$$\sum P_{T1} = 2,64 + 0,594176 = 3,234176 \text{ МВт},$$

де  $P_{1T1} = 6,2$  МВт – максимальне активне навантаження трансформатора Т1 на першому ступені графіку навантаження трансформатора Т1, узятая з таблиці 1.1;  $\Delta P_{1T1} = 0,05316736$  МВт – втрати в трансформаторі Т1 на першому ступені графіку навантаження, узяті з таблиці 1.1;

$Q_{1T1} = 2,64$  Мвар – максимальне активне навантаження трансформатора Т1 на першому ступені графіку навантаження трансформатора Т1, узятая з таблиці 1.2;  $\Delta Q_{1T1} = 0,594176$  Мвар – втрати в трансформаторі Т1 на першому ступені графіку навантаження, узяті з таблиці 1.2.

Споживання активної складової електричної енергії  $W_i$ , МВт·ч, на проєктованій збірній шині 35 кВ №1 підстанції складає  $W = 38451,707$  МВт·ч (взято з таблиці 1.3). Годинник використання максимального навантаження  $T_m$ , ч, на шині 35 №2 кВ підстанції розраховано по формулі:

$$T_m = W / \sum P_i \quad (3.3)$$

$$T_m = 38451,707 / 6,25316736 = 6149 \text{ ч}.$$

При відомому числі використання максимуму активної потужності вибраний економічний переріз дроту  $j_{ек} = 1$  А/мм. Максимальна повна потужність  $S_{ПС}$ , МВА, споживана на шинах 35 кВ підстанції розраховано по формулі:

$$S_{ПС} = \sqrt{\sum P_{T1} + \sum Q_{T1}^2} \quad (3.4)$$

$$S_{ПС} = \sqrt{6,25316736^2 + 3,234176^2} = 7,04$$

Необхідно вибрати переріз провідника, близький до 109 мм<sup>2</sup>, тобто 120 мм<sup>2</sup>. Вибрана марка дроту АС-120/19. При нормальному режимі роботи по дроту протікатиме струм, обумовлений навантаженням трансформатора Т1. Максимальний допустимий струм по умові нагріву дорівнює 390 А. При аварійному режимі необхідно забезпечити головним чином безперебійне живлення споживачів, підключених до підстанції, тому в аварійному режимі протікає струм менший, або наближений розрахованому в програмному комплексі RastrWin3 237 А, який менше тривало допустимого по умові нагріву. Отже, дріт АС-120/19 вибраний коректно.

Вибрана траса проектованої повітряної лінії (має вигляд у відповідності з малюнком 2.2). Траса лінії W13 буде побудована паралельно ділянці існуючої траси W7.

Таблиця 3.1 - Параметри опор

Марка опори	Тип опори	Схема розташування дротів	Висота підвіски траверси	
			нижньої $h_n$ , м	верхньої $h_v$ , м
1	2	3	4	5
У35-1	анкерно-кутова (стальная)	Трикутником	10	13
ПБ-35-3.1	Проміжна (залізобетонна)	Трикутником	14,5	18,5

Таблиця 3.2 - Параметри дротів АС-120/19

Параметр	Значення параметра
Розрахунковий переріз, F, мм <sup>2</sup>	136,8
Маса дроту на 1 м, G <sub>0</sub> , кг/м	0,471
Діаметр дроту d, мм	15,2
Відношення перерізів алюмінію до сталі А/С	6,36
Модуль пружності E, Н/мм <sup>2</sup>	82500
Температурний коефіцієнт лінійного подовження α, град <sup>-1</sup>	19,2·10 <sup>-6</sup>
Напруга при найбільшому допустимому навантаженню σ <sub>r</sub> , Н/мм <sup>2</sup>	135
Допустима напруга при нижчій температурі σ <sub>min</sub> , Н/мм <sup>2</sup>	135
Допустима напруга при середньорічній температурі σ <sub>s</sub> , Н/мм <sup>2</sup>	90
Погонний реактивний опір X <sub>0 w13</sub> , Ом/км	0,441

Виконаний розрахунок струмів короткого замикання за методикою. Розрахунок струмів коротких замикань потрібний для оцінки електродинамічної дії струмів. Якщо струм короткого замикання менше 50 кА, то електродинамічний розрахунок дротів повітряної лінії не потрібно [3]. Розрахунок робиться у відносних одиницях, які приведені до базисної потужності S<sub>б</sub>=1000 МВА і до базисної напруги U<sub>б</sub>=115 кВ. В якості системи вибрані шини 110 кВ підстанції 500/220/110/10 кВ. Ці шини комутуються вимикачем з номінальним струмом відключення 25 кА. Потужність короткого замикання системи S<sub>к</sub>=4980 МВА. ЕДС системи при базисній потужності і напрузі рівна  $\sum_* c(b) = 1$ . Схема з точками короткого замикання має вигляд відповідно до малюнка 3.1.

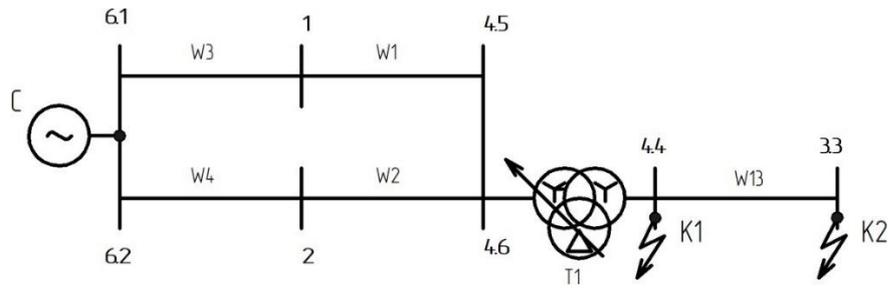


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема коротких замикань в мережі

Схема заміщення ланцюга для розрахунку струмів короткого замикання в точках K1 і K2 має вигляд відповідно до малюнка 3.5. Розрахунок вироблений для найбільш важкого режиму – коли вимикач в містку підстанції 110/35/10 кВ "Висілки" включений, трансформатор T2 виведений в ремонт і відключений. При цьому режимі лінії, відповідні до трансформатора T1 працюють паралельно, отже, сумарний опір буде мінімальним, а струм короткого замикання найбільшим.

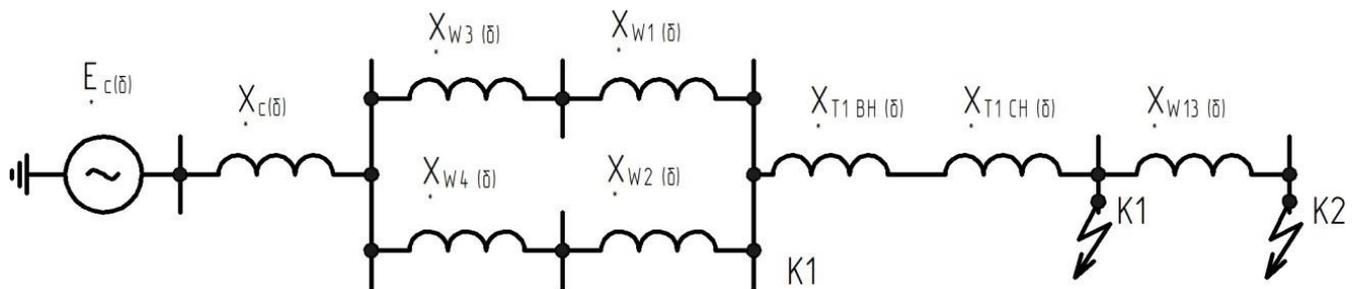


Рисунок 3.2 - Схема заміщення ланцюга для розрахунку коротких замикань

Опір системи  $X_{*C(6)}$  повітряних ліній W1, W2, W3, W4, W13  $X_{*W(6)}$  обмотки високої напруги, середньої напруги середнього силового трансформатора T1  $X_{*T1(6)}$  при базисній потужності розраховані по формулам відповідно :

$$X_{*C(6)} = \frac{S_6}{S_K}, \quad (3.6)$$

$$X_{*T1(6)} = \frac{u_{K3}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМТ}} \quad (3.7)$$

$$X_{*W(6)} = X \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{CP\ NOМ}^2} \quad (3.8)$$

$$X_{*C(6)} = \frac{1000}{4980} = 0,201$$

$$X_{*W3(6)} = 0,405 \cdot 29 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,888$$

$$X_{*W4(6)} = 0,405 \cdot 29 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,888$$

$$X_{*W1(6)} = 0,42 \cdot 3,6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,114$$

$$X_{*W2(6)} = 0,42 \cdot 3,6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,114$$

$$X_{*W13(6)} = 0,441 \cdot 2,13 \cdot \frac{1000}{37^2} = 0,644$$

$$X_{*T1B(6)} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{20} = 5,375$$

$$X_{*T1H(6)} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{20} = 3,125$$

де  $U_{\text{ср. ном}}$  – середня номінальна напруга ліній W1, W2, W3, W4, W13, кВ.

### 3.2 Розрахунок облаштувань компенсації реактивної потужності

Для зменшення втрат потужності і напруги можливо використати компенсуючі установки, для компенсації реактивної потужності. 86 Оптимальна максимальна потужність навантажень, приєднаних до шин понизительных підстанцій 35 кВ  $Q_{\text{эф}}$ , Мвар, розраховуються по формулі відповідно:

$$Q_{\text{эф}} = P \cdot \text{tg}_{\text{эф}}$$

де  $P$  – активна потужність навантаження, МВт;  $\text{tg}_{\text{эф}}=0,4$  найбільш оптимальний тангенс кута, відповідає коефіцієнту потужності  $\cos\varphi=0,928$ .

Розрахункова потужність компенсуючих облаштувань  $Q_{\text{ку}}$ , Мвар, з урахуванням 15% запасу розрахована по формулі:

$$Q_{\text{ку}} = 1,15 \cdot Q - Q_{\text{эф}}$$

де  $Q$  – реактивна потужність навантаження, Мвар.

Розрахункова реактивна потужність з урахуванням компенсації  $Q'$ , Мвар, розраховується по формулі:

$$Q = Q - Q_{\text{ку}}$$

Розрахунок величин  $Q_{\text{еф}}$ , Мвар,  $Q_{\text{ку}}$ , Мвар, ' $Q_{\text{ку}}$ ', Мвар,  $Q'$ , Мвар, для вузла 1.3 (відповідно до малюнка 2.3):

$$Q_{\text{еф}1,3} = 2,85 \cdot 0,4 = 1,14 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{ку}} = 1,15 \cdot 1,365 - 1,14 = 0,3615 \text{ Мвар}$$

$$Q = 1,365 - 0,375 = 0,99 \text{ Мвар}$$

Потужності компенсуючих пристроїв розраховані аналогічно вузлу 1.3 за допомогою математичного пакету MathCAD і MS Excel. Таблиця 3.4 містить результати розрахунків.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунків облаштувань компенсації реактивної потужності.

№ вузла	Тип компенсуючого пристрою	$Q_{\text{еф}}$ , Мвар	$Q_{\text{ку}}$ , Мвар	$Q'_{\text{ку}}$ , Мвар	$Q_{\text{ку}}$ ', Мвар
1	2	3	4	5	6
1.3	УКРЛ56-6,3-150-50 У3	1,14	0,362	0,375	0,99
1.1	УКРЛ56-6,3-225-75 У3	1,14	0,362	0,375	0,99
2.2	3xУКРЛ56-6,3-150-50 У3	0,92	0,444	0,45	0,79
2.1	УКРЛ56-6,3-1350-450 У3 УКРЛ56-6,3-150-50 У3	2	1,476	1,5	1,66
3.1	УКРЛ56-10,5-225-75 У3	2,48	0,424	0,45	2,19
3.2	УКРЛ56-10,5-225-75 У3	1,6	0,27	0,225	1,475
4.1	УКРЛ56-6,3-150-50 У3	0,8	0,135	0,15	0,7
4.2	УКРЛ56-6,3-150-50 У3	0,8	0,135	0,15	0,7
5.3	УКРЛ56-6,3-150-50 У3, УКРЛ56-6,3-225-75 У3	0,632	0,358	0,75	0,525
5.4	УКРЛ56-6,3-450-150 У3	0,92	0,466	0,45	0,81

## **4 ПИТАННЯ СТАНДАРТИЗАЦІЇ ТА ЯКОСТІ**

### **4.1 Використання Європейських стандартів при проектуванні трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ «Конденсатна»**

Підвищення технічного рівня і якості виробів є головним джерелом розширення експортних можливостей, збільшення національного багатства країни і росту життєвого рівня суспільства.

В умовах науково–технічного процесу прогресу різко зростає роль стандартизації в системі управління технічним рівнем і якістю випускаючої продукції. Саме стандартизація встановлює технічний рівень і необхідну єдність виробів, без яких не можливий технічний прогрес. На базі та галузями промисловості. Саме стандартизація забезпечує підвищення продуктивності праці за рахунок взаємозамінності деталей і виробів.

Таким чином, стандартизація встановлює умови і закони отримання високоякісної і взаємозамінної продукції.

Важлива роль стандартизації є її багатогранність напрямлень в діяльності. Стандартизація встановлює вимоги до якості готової продукції, технічного рівня надійності і довговічності, методів і засобів випробувань і контролю. Це забезпечує виготовлення виробів високої якості, які відповідають останнім досягненням технічного прогресу.

На базі стандартизації розвивається уніфікація і агрегування промислових виробів, що є важливою умовою широкого розвитку спеціалізації автоматизації виробництва.

Стандартизація встановлює: єдині величини, позначення, терміни у всіх важливих областях науки і техніки; єдність і правильність вимірів у країни, забезпечуючи широке виготовлення взаємозамінних деталей і виробів.

Завдяки стандартизації створюються благодатні умови для розширення зовнішньої торгівлі і міжнародної спеціалізації виробництва.

Стандартизація є основним і активним засобом впровадження досягнень науково-технічного прогресу і суттєво впливає на підвищення темпів росту продуктивності праці.

Важко переоцінити роль стандартизації в підвищенні технічного рівня якості випускаючої продукції. Сучасне обладнання є складним комплексом машин, механізмів і приладів.

Вироби електро – і радіотехніки, електродвигуни, електроапарати мають систему взаємопов'язаних елементів, кожний із яких визначає якість і надійність всього виробу.

Якість виробів в кінцевому результаті визначають і комплектуючі вироби, і матеріали і напівфабрикати, тому тільки стандартизація може пов'язати між собою показники якості різних виробів, які дуже часто є предметом виробництва різних галузей промисловості.

Завдяки стандартизації створюється комплексна система керування якістю.

Підвищення вимог до якості продукції і необхідність її подальшого покращення визначають рівень і ступінь складності проведення робіт по стандартизації, пошуку і вдосконаленню нових ефективних форм розробки стандартів.

В магістерській роботі мною вибрано електротехнічне обладнання, яке випускають заводи вітчизняної промисловості у відповідності з діючими ДСТУ:

1. Встановочні провідники – ГОСТ – 6323–69;
2. Апарати напругою до 1000В – ГОСТ 14.225–89;
3. Електроізоляційні матеріали – ГОСТ 8865–70.

При виконанні графічної частини проекту використані позначення умовні графічні електричних схем відповідно до ГОСТ 2.710–81 і ГОСТ 2.710–84.

1. Експлуатаційні документи – ГОСТ 2.601–89;
2. Ремонтні документи – ГОСТ 2.602–89;
3. Пояснювальна записка оформлена у відповідності до діючих ДСТУ 1.5–93 та ГОСТ 2.105–95 (загальні вимоги до побудови, викладу, оформлення та змісту текстових документів).

## **4.2 Досвід організації стандартизації у країнах Європи**

Стандартизація – діяльність, що полягає у розробці положень для загального та багаторазового застосування щодо наявних чи можливих завдань з метою досягнення оптимального ступеня впорядкування у певній сфері, результатом якої є підвищення ступеня відповідності продукції, процесів та послуг їх функціональному призначенню, усунення бар'єрів у торгівлі, сприяння науково–технічній співпраці.

Державна система стандартизації (ДСС) в Україні регламентована в основних стандартах:

- ДСТУ 1.0–93 "ДСС. Основні положення";
- ДСТУ 1.2–93 "ДСС. Порядок розробки державних (національних) стандартів";
- ДСТУ 1.3–93 "ДСС. Порядок розробки, побудови, викладу, оформлення, узгодження, затвердження, позначення та реєстрації ТУ";
- ДСТУ 1.4–93 "ДСС. Стандарти підприємства. Основні положення";
- ДСТУ 1.5–93 "ДСС. Загальні положення щодо побудови, викладу, оформлення та змісту стандартів";
- ДСТУ 1.6–93 "ДСС. Порядок державної реєстрації галузевих стандартів, стандартів науково–технічних та інженерних товариств і спілок";
- ДСТУ 1.7–2000 "ДСС. Правила її методи прийняття та застосування міжнародних і регіональних стандартів".

Будова незалежності України та одночасний перехід на ринкову економіку поставили нові завдання перед державною системою стандартизації, які успішно здійснюються. Сьогодні в Україні чинними є понад п'ять тисяч державних стандартів України (ДСТУ), з яких понад 500 реїламентують терміни й визначення, понад 60 ДСТУ та понад 20 керівних нормативних документів (КНД) – положення з метрології, понад 120 ДСТУ – вимоги безпеки (промислової, побутової, сільськогосподарської тощо), понад 20 ДСТУ – вимоги до твердих викидів, понад 20 ДСТУ – показники якості води, водних джерел, водозаборів тощо.

Значну увагу приділено узгодженню ДСТУ зі стандартами міжнародних організацій. З чинних в Україні стандартів понад 620 ДСТУ – гармонізовані, з них 245 – зі стандартами ISO, 140 – зі стандартами IEC, понад 25 – зі стандартами ISO/IEC, 7 – зі стандартами ЄС (EN).

Окрім державних стандартів України в статусі національних прийняті стандарти міжнародних організацій, міждержавні стандарти Співдружності незалежних держав. Розроблено та прийнято й чимало керівних нормативних документів, рекомендацій (Р), галузевих стандартів (ГС), технічних умов (ТУ) тощо.

Керівні нормативні документи та рекомендації є інструкціями, методичними вказівками, нормативами, типовими положеннями, які доповнюють документи державної системи стандартизації. Всі вони розроблені та гармонізовані з відповідними нормативними документами та рекомендаціями міжнародних організацій, що забезпечує розвиток стандартизації в Україні, зближення та гармонізацію основних положень стандартизації у світі, сприяє вступу України до Світової організації торгівлі (WTO).

Обов'язкові вимоги підлягають безумовному виконанню всіма суб'єктами, на яких поширюється чинність стандартів.

Україна має понад двохсотрічний досвід роботи зі стандартизації. За цим показником наша держава не відставала від розвинених країн світу, але за роки незалежності на деякий час втратила передові позиції.

З 1993 р. Україна стала повноважним членом міжнародної організації зі стандартизації (ISO) та Міжнародної електротехнічної комісії (IEC), членом – кореспондентом Міжнародної організації законодавчої метрології, Європейського комітету зі стандартизації, членом Міжнародної інформаційної мережі, приєдналася до Кодексу добросовісної практики щодо розробки та використання стандартів Європейського комітету зі стандартизації тощо. Україна взяла на себе зобов'язання щодо узгодження законодавства, стандартів, норм, правил і сертифікації з європейськими у рамках договору з Європейським Союзом. Для цього розробляється та реалізується чимало державних і галузевих програм зі стандартизації, які стимулюють іноземні інвестиції, підвищують конкурентноспроможність української продукції. Для координації цих робіт при Президентові України створена Національна Рада з питань якості продукції, головним завданням якої є участь України у міжнародній торгівлі. Органами стандартизації є:

- центральний орган виконавчої влади у сфері стандартизації;
- рада стандартизації;
- технічні комітети стандартизації;
- інші суб'єкти, що займаються стандартизацією. Центральний орган виконавчої влади у сфері стандартизації організовує, координує та проводить діяльність щодо розробки, схвалення, прийняття, перегляду, зміни, розповсюдження національних стандартів відповідно до цього закону і як національний орган стандартизації представляє Україну в міжнародних і регіональних організаціях зі стандартизації.

## 5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

### 5.1 Методи нормування енергоспоживання

У забезпеченні роботи енергетичного господарства підприємства важливе значення має нормування енергоспоживання. Основна мета енергетичного нормування полягає в економії енергії, зниженні частки енергетичних витрат у собівартості продукції, що випускається, і в поліпшенні використання основних фондів енергогосподарства.

Для крупних енергетичних агрегатів складаються енергетичні баланси і встановлюються залежності, що показують вплив окремих чинників на величину питомої витрати енергії. Ці залежності отримали назву енергетичних характеристик. Зокрема вони служать для встановлення величини витрати енергії при зміні продуктивності агрегату. В основі цієї залежності лежить ділення сумарної витрати енергії на дві складові: постійну частину, не залежну від розмірів випуску продукції агрегату, і змінну – пропорційну цій величині.

Ці характеристики використовуються при аналітичному нормуванні питомих витрат енергоресурсів, тобто при встановленні технічно обґрунтованих норм для енергоємних агрегатів (печей, компресорів, насосів і так далі) та великих верстатів.

Використання цього методу для нормування витрати енергії верстатного парку ускладнюється великим числом одиниць встановленого устаткування з невеликою одиничною ємкістю, різноманіттям оброблюваних деталей і технологічних операцій, а також різкою нерівномірністю режимів роботи. Внаслідок цього в механічних цехах до цих пір переважає дослідно-статистичний метод нормування, заснований на фактичних питомих нормах, досягнутих за минулий період.

Питомі норми витрати енергоресурсів можуть бути розраховані дослідно-статистичним методом шляхом побудови багатofакторних статистичних моделей.

Найбільше впливають на питомі норми витрати енергоресурсів такі чинники: кількість продукції, що випускається, зміна встановленої потужності устаткування і зміни у складі (кваліфікації і плинності) основних робочих.

Питомі норми витрати енергії повинні періодично переглядатися, оскільки збільшення випуску продукції і поліпшення організації виробництва призводить до їх зменшення, а механізація і автоматизація виробництва – до збільшення.

Розрізняють операційні та сумарні питомі норми. Операційні норми встановлюються на операцію – деталь – виріб і з їх допомогою враховується витрата енергії тільки на технологічні процеси виготовлення продукції, що випускається. Сумарні норми визначаються для ділянки — цехи — підприємства і включають також витрату енергії на допоміжні потреби технологічних процесів і виробництва.

Сумарні питомі норми крім витрат на основні технологічні процеси включають витрати енергії на:

- а) допоміжні потреби основного технологічного процесу (наприклад, на воду для охолодження);
- б) привід допоміжних механізмів (транспортних засобів – рольгангів, поворотних кранів та ін.);
- в) допоміжні потреби цехів і підприємства (на освітлення, опалювання, вентиляцію, гаряче водопостачання, господарське і питне водопостачання).

Норми витрати енергії на ці потреби встановлюються у вигляді місячних лімітів, залежних від пори року, і включаються в питомі норми витрат.

Велике значення для нормування витрат енергії має вибір одиниці продукції, до якої відносяться витрати енергії. Найточніше відображають витрату енергії натуральні одиниці продукції: операція, деталь, виріб, а також  $1\text{м}$ ,  $1\text{м}^2$ ,  $1\text{м}^3$ ,  $1\text{т}$ ,  $1\text{кг}$ . При виготовленні різномірної продукції доводиться використовувати інші одиниці вимірювання кількості продукції, які не залежать

від її виду (типорозміру): нормо–години, верстато–години, 1000 грн. випуску продукції.

Для диференціації питомих норм по виробничих ділянках можливе нормування енергії на верстато – і нормо–години. Укрупнені норми по цеху бажано встановлювати не за ціннісними, а за натуральними показниками (зокрема, на умовний комплект). У цьому випадку продукція цеху вимірюється числом цілих комплектів з перерахунком по коефіцієнтах енергоємності незавершеного виробництва і неповних комплектів.

Обов'язковою умовою є встановлення взаємозв'язку системи нормування із системою виробничого обліку (облік готової продукції) і з системою енергетичного обліку. Це слід особливо відзначити, оскільки часто на підприємствах система нормування, досить детально розроблена для всіх агрегатів цеху, практично не контролюється, оскільки облік енергії або палива ведеться тільки загальний, тобто для всього цеху.

## **5.2 Побудова структури ремонтного циклу і міжремонтного періоду електрообладнання підстанції.**

Групую все обладнання згідно нормативів системи ТОРЕО і заносу до таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані розрахунку

Найменування обладнання	Номінальні величини	Кількість, шт.
Трансформатори силові	4 МВ·А	2
Трансформатори власних потреб	10 кВ·А	2
Вимикач вхідний НН	1600 А	1
Вимикач 110кВ	2000 А	7
Вимикач 35кВ	630 А	4
Вимикач 10кВ	630 А	10
Роз'єднувач 35 кВ	1000 А	10

Роз'єднувачі 10 кВ	630 А	10
Роз'єднувачі 110 кВ	1000 А	24
Кабелі 100 м	140 А	1
Шини 10 м	365 А	2

Згідно з нормативними даними визначається періодичність ремонтів для електрообладнання, вказаного у таблиці 5.2. Нормативні дані будуть вважатися базовими варіантом (Б) розрахунку. Проектний варіант (П) розробляю самостійно. Його сутність полягає у збільшенні тривалості ремонтного циклу завдяки покращенню системи технічних оглядів і покращенню умов утримання і експлуатації обладнання.

Періодичність ремонтів (базовий та проектний варіант) заводу в таблиці 5.2 і 5.3.

Таблиця 5.2 – Періодичність ремонтів

Найменування обладнання	Тривалість ремонтного циклу, роки.		Тривалість міжремонтного періоду, міс.	
	Б	П	Б	П
Трансформатори силові	12	15	36	36
Трансформатори власних потреб	12	15	36	36
Вимикачі 35 кВ	3	4	12	12
Вимикачі 10 кВ	3	4	12	12
Вимикачі 110 кВ	3	4	12	12
Вимикач НН	3	4	12	12
Роз'єднувачі 10 кВ	4	5	12	12
Роз'єднувачі 35 кВ	4	5	12	12
Роз'єднувачі 110/122 кВ	4	5	12	12
Кабелі 100 м	20	24	12	12
Шини 10 м	14	17	12	12

[6, с.91, табл.4–1],[6, с.138],[6, с.174,табл.11–1]

Базовий варіант.

1) Будує структуру міжремонтного циклу для силових трансформаторів.

П1–П2–П3–К1

Коефіцієнт циклічності  $k_{ц}$  визначаю згідно формули (5.1) за [8, с.9]:

$$k_{ц} = \frac{n}{T}, \quad (5.1)$$

де  $n$  – кiсть ремонтiв вiдповiдного циклу, шт;

$T$  – тривалiсть ремонтного циклу, роки;

Коефіцієнт циклічності для поточного ремонту:

$$k_{ц.п.т.с} = \frac{3}{12} = 0,25.$$

Коефіцієнт циклічності для капітального ремонту:

$$k_{ц.к.т.с} = \frac{1}{12} = 0,08.$$

Подальші розрахунки базового варіанту аналогічні.

Проектний варіант.

1) Будує структуру міжремонтного циклу для силових трансформаторів.

П1–П2–П3–П4–К1

$$k_{ц.п.т.с} = \frac{4}{15} = 0,27.$$

Коефіцієнт циклічності для капітального ремонту:

$$K_{ц.к.т.с} = \frac{1}{15} = 0,07.$$

Подальші розрахунки проектного варіанту аналогічні.

Для спрощення подальшого розрахунку вношу отримані дані в таблицю 5.3.

Таблиця 5.3 – Структура міжремонтних циклів та періодів.

Найменування обладнання	Кількість ремонтних циклів				Коефіцієнт циклічності			
	Поточний		Капітальний		Поточний		Капітальний	
	Б	П	Б	П	Б	П	Б	П
Трансформатори силові	3	4	1	1	0,25	0,27	0,08	0,07
Трансформатори власних потреб	3	4	1	1	0,25	0,27	0,08	0,07
Вимикачі 35 кВ	2	3	1	1	0,7	0,75	0,3	0,25
Вимикачі 10 кВ	2	3	1	1	0,7	0,75	0,3	0,25
Вимикачі 110 кВ	2	3	1	1	0,7	0,75	0,3	0,25
Вимикачі НН	2	3	1	1	0,7	0,75	0,3	0,25
Роз'єднувачі 110 кВ	3	5	1	1	0,75	0,83	0,25	0,17
Роз'єднувачі 35 кВ	3	5	1	1	0,75	0,83	0,25	0,17
Роз'єднувачі 10 кВ	3	5	1	1	0,75	0,83	0,25	0,17
Кабелі	19	23	1	1	0,95	0,96	0,05	0,04
Шини	13	16	1	1	0,93	0,94	0,07	0,06

### 5.3 Визначення трудомісткості ремонтів

Трудомісткість ремонту показує витрати праці для проведення того чи іншого виду ремонту, оглядів, перевірок, випробовувань, для здійснення технічного обслуговування кожної одиниці обладнання, кожної ділянки мереж.

В таблиці 5.4 наведені нормативи трудомісткості по різних видах ремонту.

Таблиця 5.4 – Норми трудомісткості ремонту.

Найменування обладнання	Номінальні величини	Трудомісткість одиниці обладнання люд.-год	
		П	К
Трансформатори силові	4 МВ·А	110	520
Трансформатори власних потреб	10 кВ·А	25	130
Вимикач вхідний НН	1600 А	12	40
Вимикач 110кВ	2000 А	12	40
Вимикач 35кВ	630 А	8	24
Вимикач 10кВ	630 А	8	24
Роз'єднувач 35 кВ	1000 А	6	20
Роз'єднувачі 10 кВ	630 А	7	25
Роз'єднувачі 110 кВ	1000 А	6	20
Кабелі 100 м	140 А	4,2	14
Шини 10 м	365 А	4	14

[Зс.74, табл. 5–3], [3, с 106, табл. 5–3]

На основі отриманих норм трудомісткості розраховується сумарна трудомісткість по базовим і проектному варіантах. Результати розрахунку зводиться до таблиць 5.5 та 5.6

Таблиця 5.5 – Сумарна трудомісткість по базовому варіанту

Найменування обладнання	Номинальні величини	Кіл.,шт.	Трудомісткість одиниці обладнання		Загальну трудомісткість		Коефіцієнт циклічності		Трудомісткість за рік		Всього трудомісткість
			П	К	П	К	П	К	П	К	
Т-ри силові	4 МВ·А	2	110	20	20	1040	0,25	0,08	55	83,2	118,2
Т-ри власних потреб	10 кВ·А	2	25	30	50	260	0,25	0,08	12,5	20,8	33,3
Вим. НН	1600 А	1	12	0	12	40	0,7	0,3	8,4	12	20,4
Вим. 110кВ	2000 А	7	12	0	84	280	0,7	0,3	58,8	84	144,8
Вим. 35 кВ	630 А	4	8	4	32	96	0,7	0,3	22,4	28,8	51,2
Вим 10 кВ	630 А	10	8	4	80	240	0,7	0,3	56	72	128
Роз'єднувачі 35 кВ	1000 А	10	6	0	60	200	0,75	0,25	45	50	95
Роз'єднувачі 10 кВ	630 А	10	7	5	70	250	0,75	0,25	52,5	62,5	115
Роз'єднувачі 110 кВ	1000 А	24	6	0	44	480	0,75	0,25	108	120	228
Кабелі 100 м	140 А	1	4,2	4	4,2	14	0,96	0,04	3,99	0,70	4,69
Шини 10 м	365 А	2	4	4	8	28	0,94	0,06	7,43	2	9,43
Всього	–	–	–	–	–	–	–	–	423,09	562,2	985,29

Таблиця 5.6 – Сумарна трудомісткість по проектному варіанту

Найменування обладнання	Номинальні величини	Кіл.,шт.	Трудомісткість одиниці обладнання		Загальну трудомісткість		Коефіцієнт циклічності		Трудомісткість за рік		Всього трудомісткість
			П	К	П	К	П	К	П	К	
Т-ри силові	4 МВ·А	2	110	520	220	1040	0,27	0,07	59,4	72,8	132,2
Т-ри власних потреб	10 кВ·А	2	25	130	50	260	0,27	0,07	13,5	18,2	31,7
Вим. НН	1600 А	1	12	40	12	40	0,75	0,25	9	10	19
Вим. 110кВ	2000 А	7	12	40	84	280	0,75	0,25	63	70	133

Вим. 35 кВ	630 А	4	8	24	32	96	0,75	0,25	24	24	48
Вим 10 кВ	630 А	10	8	24	80	240	0,75	0,25	60	60	120
Роз'єднувачі 35 кВ	1000 А	10	6	20	60	200	0,83	0,17	49,8	34	83,8
Роз'єднувачі 10 кВ	630 А	10	7	25	70	250	0,83	0,17	58,1	42,5	100,6
Роз'єднувачі 110 кВ	1000 А	24	6	20	144	480	0,83	0,17	119,52	81,6	201,12
Кабелі 100 м	140А	1	4,2	14	4,2	14	0,96	0,04	4,03	0,58	4,61
Шини 10 м	360 А	2	4	14	8	28	0,94	0,06	7,53	1,65	9,18
Всього	–	–	–	–	–	–	–	–	458,75	438,9	897,65

#### 5.4 Розрахунок собівартості ремонтів за базовим та проектним варіантами

Розрахунок собівартості ремонтних робіт виконується по двом видам ремонту і двома варіантами ( базовому і проектному) і включає так витрати:

- 1) Пряма заробітна плата (ЗП);
- 2) Преміальні та інші доплати;
- 3) Основна заробітна плата;
- 4) Додаткова заробітна плата;
- 5) Єдиний соціальний внесок;
- 6) Витрати на матеріали;
- 7) Витрати на утримання та експлуатацію устаткування;
- 8) Цехові витрати;
- 9) Загально заводські витрати.

Базовий варіант.

Пряма заробітна палат  $Z$  визначається згідно формули (5.2) за [8, с. 17]:

$$Z = C_{IV} \cdot T_i, \quad (5.2)$$

де  $C_{IV}$ – година тарифна ставка, для робітника четвертого розряду 33,45 грн. за [8., с. 9];

$T_i$  – трудомісткість відповідного виду ремонту, люд·год;

$$Z_{\text{п}} = 33,45 \cdot 423,09 = 14152 \text{ грн.}$$

$$Z_{\text{к}} = 33,45 \cdot 562,2 = 18806 \text{ грн.}$$

Визначаємо преміальні та інші доплати  $Z_{\text{допл}}$  визначається згідно формули (5.3) за [8, с. 17]:

$$Z_{\text{допл}} = 0,6 \cdot Z, \quad (5.3)$$

$$Z_{\text{допл.п}} = 0,6 \cdot 14152 = 8491,3 \text{ грн.}$$

$$Z_{\text{допл.к}} = 0,6 \cdot 18806 = 11283 \text{ грн.}$$

Визначаємо основну заробітну плати  $Z_{\text{осн}}$  визначається згідно формули (5.4) за [8, с. 17]:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{допл}} + Z, \quad (5.4)$$

$$Z_{\text{осн.п}} = 14152 + 8491,3 = 22643,3 \text{ грн.}$$

$$Z_{\text{осн.к}} = 11283 + 18806 = 30089 \text{ грн.}$$

Визначаємо додаткову заробітну плати  $Z_{\text{дод}}$  визначається згідно формули (5.5) за [8, с. 17]:

$$Z_{\text{дод}} = Z_{\text{осн}} \cdot 0,1, \quad (5.5)$$

$$Z_{\text{дод.п}} = 22643,47 \cdot 0,1 = 2264,33 \text{ грн.}$$

$$Z_{\text{дод.к}} = 30089 \cdot 0,1 = 3008,9 \text{ грн.}$$

Єдиний соціальний внесок ,ЄСВ визначається згідно формули (5.6) за [8, с. 17]:

$$\text{ЄСВ} = (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{дод}}) \cdot \% \text{ЄСВ}, \quad (5.6)$$

де ЄСВ – єдиний соціальний внесок 22% за [8, с. 17];

$$\text{ЄСВ}_{\text{п}} = (22644 + 8491,3) \cdot 22\% = 5479,7 \text{ грн.}$$

$$\text{ЄСВ}_{\text{к}} = (30089 + 11283) \cdot 22\% = 7281,5 \text{ грн.}$$

Визначаємо вартість виконання ремонтних робіт  $M$ , грн. визначається згідно формули (5.7) за [8, с. 17]:

$$M = Z \cdot \Pi, \quad (5.7)$$

де  $\Pi$  – відсоток вартості ремонтних робіт 75% – для поточного ремонту, 110% для капітального ремонту за [8, с. 17];

$$M_{\text{п}} = 14512 \cdot 0,75 = 10614 \text{ грн.}$$

$$M_{\text{к}} = 18806 \cdot 1,1 = 20686 \text{ грн.}$$

Визначаємо витрати на утримання та експлуатацію устаткування  $P_e$  визначається згідно формули (5.8) за [8, с. 18]:

$$P_e = Z_{\text{осн}} \cdot 6,17, \quad (5.8)$$

$$P_{e,\text{п}} = 22644 \cdot 6,17 = 139711 \text{ грн.}$$

$$P_{e,\text{к}} = 30089 \cdot 6,17 = 185649 \text{ грн.}$$

Цехові витрати Ц, грн визначаю згідно формули (5.9) за [8, с. 18]:

$$Ц = (З_{\text{осн}} + P_e) \cdot 1,08, \quad (5.9)$$

$$Ц_{\text{п}} = (22644 + 139711) \cdot 1,08 = 175342 \text{ грн.}$$

$$Ц_{\text{к}} = (30089 + 185649) \cdot 1,08 = 232997 \text{ грн.}$$

Загальнозаводські витрати В<sub>з</sub>, грн визначаю згідно формули (5.10) за [8, с. 18]:

$$В_z = (З_{\text{осн}} + P_e) \cdot 5,14, \quad (5.10)$$

$$В_{\text{п}} = (22644 + 139711) \cdot 5,14 = 834500 \text{ грн.}$$

$$В_{\text{к}} = (30089 + 185649) \cdot 5,14 = 1108893,3 \text{ грн.}$$

Дані базового варіанту заносу в таблицю 5.7

Таблиця 5.7 – Дані базового варіанта

Стаття витрат	Поточний ремонт		Капітальний ремонт	
	Норматив	Сума грн.	Норматив	Сума грн.
Основна ЗП	–	22644	–	30089
Додаткова ЗП	10%	2264,4	10%	3008,9
Єдиний соціальний внесок	22%	5479,7	22%	7281,5
Матеріали	75%	10614	110%	20686
Витрати на утримання і експлуатацію устаткування	617%	139711	617%	185649
Цехові витрати	108%	175342	108%	232997
Загальнозаводські витрати	514%	834500	514%	1108893,3
Повна вартість	–	1190558,1	–	590300,7

Проектний варіант

Пряма заробітна плата  $Z$  визначаю згідно формули (5.11) за [8, с. 17]:

$$Z_{\text{п}} = 33,45 \cdot 458,75 = 15345 \text{ грн.} \quad (5.11)$$

$$Z_{\text{к}} = 33,45 \cdot 438,9 = 14681 \text{ грн.}$$

Визначаємо преміальні та інші доплати  $Z_{\text{допл}}$  визначається згідно формули (5.12) за [8, с.17]:

$$Z_{\text{допл.п}} = 0,6 \cdot 15345 = 9207,2 \text{ грн,} \quad (5.12)$$

$$Z_{\text{допл.к}} = 0,6 \cdot 14681 = 8808,7 \text{ грн.}$$

Визначаємо основну заробітну плати  $Z_{\text{осн}}$  визначається згідно формули (5.13) за [8, с. 17]:

$$Z_{\text{осн.п}} = 9207,2 + 15345 = 24553 \text{ грн.} \quad (5.13)$$

$$Z_{\text{осн.к}} = 8808,7 + 14681 = 23490 \text{ грн.}$$

Визначаємо додаткову заробітну плати  $Z_{\text{дод}}$  визначається згідно формули (5.14) за [8, с. 17]:

$$Z_{\text{дод.п}} = 24553 \cdot 0,1 = 2455,3 \text{ грн.} \quad (5.14)$$

$$Z_{\text{дод.к}} = 23490 \cdot 0,1 = 2349 \text{ грн.}$$

Єдиний соціальний внесок ЄСВ ,визначається згідно формули (5.15) за [8, с. 17]:

$$\text{ЄCB}_{\text{п}} = (24553 + 2455,3) \cdot 22\% = 5941,7 \text{ грн}, \quad (5.15)$$

$$\text{ЄCB}_{\text{к}} = (23490 + 2349) \cdot 22\% = 5684,5 \text{ грн.}$$

Визначаю вартість виконання ремонтних робіт  $M$ , грн. визначається згідно формули (5.16) за [8, с. 17]:

$$M_{\text{п}} = 15345 \cdot 0,75 = 11509 \text{ грн}, \quad (5.16)$$

$$M_{\text{к}} = 14681 \cdot 1,1 = 16149 \text{ грн.}$$

Визначаю витрати на утримання та експлуатацію устаткування  $P_e$  визначається згідно формули (5.17) за [8, с. 18]:

$$P_{e.\text{п.}} = 24553 \cdot 6,17 = 151489 \text{ грн.} \quad (5.17)$$

$$P_{e.\text{к.}} = 23490 \cdot 6,17 = 144932 \text{ грн.}$$

Цехові витрати  $\text{Ц}$ , грн визначаю згідно формули (5.18) за [8, с.18]:

$$\text{Ц}_{\text{п}} = (224553 + 151489) \cdot 1,08 = 190125 \text{ грн.} \quad (5.18)$$

$$\text{Ц}_{\text{к}} = (23490 + 144932) \cdot 1,08 = 181895 \text{ грн.}$$

Загальнозаводські витрати  $V_z$ , грн визначається згідно формули (5.19) за [8, с.18]:

$$V_{\text{п}} = (24553 + 151489) \cdot 5,14 = 904854 \text{ грн.} \quad (5.19)$$

$$V_{\text{к}} = (23490 + 144932) \cdot 5,14 = 865687 \text{ грн.}$$

Дані проектного варіанта заносу в таблицю 5.8

Таблиця 5.8 – Дані проектного варіанта

Стаття витрат	Поточний ремонт		Капітальний ремонт	
	Норматив	Сума грн.	Норматив	Сума грн.
Основна ЗП	–	24552,53	–	23489,77
Додаткова ЗП	10%	2455,25	10%	2348,97
ЄСВ	22 %	5941,71	22 %	5684,52
Матеріали	75%	11509,00	110%	16149,21
Витрати на утримання і експлуатацію устаткування	617%	151489,14	617%	144931,88
Цехові витрати	108%	190125,019	108%	181895,38
Загальнозаводські витрати	514%	904854,25	514%	865687,30
Повна вартість	–	1290926,9	–	1240187,06

## 5.5 ТЕП і висновки

Техніко–економічні показники заносу в таблицю 5.9.

Таблиця 5.9 – Техніко–економічні показники.

Показники	Одиниці вимірювання	Величини	
		Базовий	Проектний
Річний обсяг ремонтних робіт	люд.–год	985,28	897,65
- поточний ремонт	люд.–год	423,08	458,75
- капітальний ремонт	люд.–год	562,20	438,89
Вартість ремонтних робіт	грн.	2779157,46	2531113,99
- поточний ремонт	грн.	1190554,49	1290926,92
- капітальний ремонт	грн.	1588602,96	1240187,06
Вартість однієї нормо години	грн.	2820,67	2820,67
- поточний ремонт	грн.	2813,983	2813,983
- капітальний ремонт	грн.	2825,690	2825,690

Висновок: розрахувавши усі показники, було встановлено, що за базовим варіантом витрати на капітальний ремонт склали 1588602,96 грн., а на поточний 1190554,49 грн. та сумарні витрати на обслуговування склали 2779157,46 грн. За проектним варіантом було змінено ремонтний цикл обладнання. Це можливо здійснити за рахунок проведення якісних дій по технічному обслуговування на поточний ремонт. Завдяки цьому кількість поточних ремонтів зростає, а кількість капітальних, зменшилась відповідно витрати на капітальний ремонт склали 1240187,06 грн., а на поточний 1290926,92 грн. та сумарні витрати на обслуговування склали 2531113,99 грн. Тобто економія коштів по підстанції склала 248043,47 грн. Отже врахувавши ці показники необхідно прийняти проектний варіант.

## **ВИСНОВОК**

Відповідно до завдання на магістерську роботу розроблені питання експлуатації та ремонту електрообладнання підстанції «Конденсатна» в умовах АТ «Полтаваобленерго». В розрахунково–технічній частині проекту був проведений повний розрахунок та вибір електрообладнання підстанції, визначене конструктивне виконання підстанції, проведена компенсація реактивної енергії, а також вибір схем керування електрообладнання .

З питань охорони праці встановлені норми випробування та експлуатації засобів індивідуального захисту під час роботи в умовах високих напруг небезпечних для життя.

Провівши розрахунок економічно частини вдалося покращити показники ефективної роботи електроремонтного персоналу, а також зменшити витрати на утримання та експлуатацію підстанції за рахунок зміни циклів обслуговування обладнання, а також компенсації реактивної енергії.

### 5 ECONOMIC PART

#### **5.1 Methods of energy consumption rationing**

In ensuring the operation of the energy sector of the enterprise is important rationing of energy consumption. The main purpose of energy regulation is to save energy, reduce the share of energy costs in the cost of output, and to improve the use of fixed assets of energy.

For large energy units, energy balances are compiled and dependencies are established that show the influence of individual factors on the value of specific energy consumption. These dependencies are called energy characteristics. In particular, they serve to establish the amount of energy consumption when changing the performance of the unit. The basis of this dependence is the division of the total energy consumption into two components: a constant part, independent of the size of the output of the unit, and a variable - proportional to this value.

These characteristics are used in the analytical rationing of specific energy costs, ie in the establishment of technically sound standards for energy-intensive units (furnaces, compressors, pumps, etc.) and large machines.

The use of this method to normalize the energy consumption of the machine park is complicated by the large number of units of installed equipment with a small unit capacity, a variety of machined parts and technological operations, as well as a sharp uneven operation. As a result, the experimental-statistical method of rationing based on the actual specific norms achieved in the past period still prevails in mechanical shops.

Specific norms of energy consumption can be calculated by experimental method by building multifactor statistical models.

The following factors have the greatest impact on the specific norms of energy consumption: the number of products, changes in the installed capacity of equipment and changes in the composition (skills and turnover) of the main workers.

Specific norms of energy consumption should be periodically revised, as increasing production and improving the organization of production leads to their reduction, and mechanization and automation of production - to increase.

There are operational and total specific rates. Operating standards are set for the operation - part - product and with their help takes into account energy consumption only for the technological processes of manufacturing products. The total norms are determined for the site — shops — of the enterprise and also include energy consumption for auxiliary needs of technological processes and production.

Total specific rates in addition to the cost of basic technological processes include energy costs for:

- a) ancillary needs of the main technological process (for example, for cooling water);
- b) drive auxiliary mechanisms (vehicles - roller conveyors, rotary cranes, etc.);
- c) auxiliary needs of shops and enterprises (for lighting, heating, ventilation, hot water supply, domestic and drinking water supply).

Energy consumption rates for these needs are set in the form of monthly limits, depending on the season, and are included in the specific cost rates.

Of great importance for the rationing of energy costs is the choice of unit of production, which includes energy costs. Natural units of production most accurately reflect energy consumption: operation, part, product, as well as 1m, 1m<sup>2</sup>, 1m<sup>3</sup>, 1t, 1kg. In the manufacture of heterogeneous products have to use other units of measurement of the number of products that do not depend on its type (size): standard hours, machine hours, 1000 UAH. production.

For differentiation of specific norms on production sites normalization of energy on machine tools and normative hours is possible. It is desirable to establish the enlarged norms on shop not on value, and on natural indicators (in particular, on a

conditional set). In this case, the products of the shop are measured by the number of whole sets, recalculated by the coefficients of energy intensity of work in progress and incomplete sets.

A prerequisite is the establishment of the relationship of the rationing system with the system of production accounting (accounting for finished products) and with the system of energy accounting. This should be especially noted, because often in enterprises the rationing system, developed in sufficient detail for all units of the shop, is practically not controlled, because the accounting of energy or fuel is only general, ie for the whole shop.

## **5.2 Construction of the structure of the repair cycle and the overhaul period of the substation's electrical equipment.**

I group all the equipment according to the standards of the TOREO system and enter it in table 5.1.

Table 5.1 - Initial calculation data

Name of equipment	Nominal values	Quantity, items.
Power transformers	4 MB · A	2
Transformers of own needs	10 kV · A	2
LV input switch	1600 A	1
110kV switch	2000 A	7
35kV switch	630 A	4
10kV switch	630 A	10
35 kV disconnecter	1000 A	10
10 kV disconnectors	630 A	10
110 kV disconnectors	1000 A	24
Cables 100 m	140 A	1
Tires 10 m	365 A	2

According to the normative data, the frequency of repairs for electrical equipment specified in Table 5.1 is determined. Regulatory data will be considered the basic option (B) of the calculation. I develop the project variant (P) independently. Its essence is to increase the duration of the repair cycle by improving

the system of technical inspections and improving the conditions of maintenance and operation of equipment.

Periodicity of repairs (basic and design option) I bring in tables 5.2 and 5.3.

Table 5.2 - Frequency of repairs

Name of equipment	The duration of the repair cycle. years.		Duration of the repair period, months	
	B	P	B	P
Power transformers	12	15	36	36
Transformers of own needs	12	15	36	36
35 kV switches	3	4	12	12
10 kV switches	3	4	12	12
110 kV switches	3	4	12	12
LV switch	3	4	12	12
10 kV disconnectors	4	5	12	12
35 kV disconnectors	4	5	12	12
110/122 kV disconnectors	4	5	12	12
Cables 100 m	20	24	12	12
Tires 10 m	14	17	12	12

[6, p.91, tables 4–1], [6, p.138], [6, p.174, table 11–1]

Basic option.

1) Build the structure of the overhaul cycle for power transformers.

P1 – P2 – P3 – K1

Cyclicality coefficient  $\kappa_{\text{ц}}$  determine according to formula (5.1) by [8, p.9]:

$$\kappa_{\text{ц}} = \frac{n}{T}, \quad (5.1)$$

where n is the cost of repairs of the corresponding cycle, pcs;

T– duration of the repair cycle, years;

Cyclicality factor for current repairs:

$$K_{ц.п.т.с} = \frac{3}{12} = 0,25.$$

Cyclicality factor for overhaul:

$$K_{ц.к.т.с} = \frac{1}{12} = 0,08.$$

Further calculations of the basic version are similar.

Project option.

1) Build the structure of the overhaul cycle for power transformers.

P1 – P2 – P3 – P4 – K1

$$K_{ц.п.т.с} = \frac{4}{15} = 0,27.$$

Cyclicality factor for overhaul:

$$K_{ц.к.т.с} = \frac{1}{15} = 0,07.$$

Further calculations of the project option are similar.

To simplify the further calculation, I enter the data obtained in table 5.3.

Table 5.3 - Structure of maintenance cycles and periods.

Name of equipment	Number of repair cycles				Cyclicality coefficient			
	Current		Capital		Current		Capital	
	B	P	B	P	B	P	B	P
Power transformers	3	4	1	1	0.25	0.27	0.08	0.07
Transformers of own needs	3	4	1	1	0.25	0.27	0.08	0.07
35 kV switches	2	3	1	1	0.7	0.75	0.3	0.25
10 kV switches	2	3	1	1	0.7	0.75	0.3	0.25
110 kV switches	2	3	1	1	0.7	0.75	0.3	0.25
LV switches	2	3	1	1	0.7	0.75	0.3	0.25
110 kV disconnectors	3	5	1	1	0.75	0.83	0.25	0.17
35 kV disconnectors	3	5	1	1	0.75	0.83	0.25	0.17
10 kV disconnectors	3	5	1	1	0.75	0.83	0.25	0.17
Cables	19	23	1	1	0.95	0.96	0.05	0.04
Tires	13	16	1	1	0.93	0.94	0.07	0.06

### 5.3 Determining the complexity of repairs

The complexity of repair shows the cost of labor for a particular type of repair, inspections, tests, for the maintenance of each unit of equipment, each section of the network.

Table 5.4 shows the standards of complexity for different types of repairs.

Table 5.4 - Standards of labor intensity of repair.

Name of equipment	Nominal values	The complexity of the unit of equipment man-year	
		P	K
Power transformers	4 MB · A	110	520
Transformers of own needs	10 kV · A	25	130
LV input switch	1600 A	12	40
110kV switch	2000 A	12	40
35kV switch	630 A	8	24

10kV switch	630 A	8	24
35 kV disconnecter	1000 A	6	20
10 kV disconnectors	630 A	7	25
110 kV disconnectors	1000 A	6	20
Cables 100 m	140 A	4.2	14
Tires 10 m	365 A	4	14

[3p.74, table. 3–3], [3, p. 106, table. 5–3]

On the basis of the received norms of labor intensity the total labor intensity on basic and design variants is calculated. The results of the calculation are summarized in tables 5.5 and 5.6

Table 5.5 - Total complexity of the basic option

Name of equipment	Nominal values	Qty. , Pcs.	The complexity of the unit of equipment		Total complexity		Cyclicity coefficient		Labor intensity for the year		Total complexity
			P	K	P	K	P	K	P	K	
T-ry power	4 MB · A	2	110	520	220	1040	0.25	0.08	55	83.2	118.2
Three own needs	10 kV · A	2	25	130	50	260	0.25	0.08	12.5	20.8	33.3
Wim. NN	1600 A	1	12	40	12	40	0.7	0.3	8.4	12	20.4
Wim. 110kV	2000 A	7	12	40	84	280	0.7	0.3	58.8	84	144.8
Wim. 35 kV	630 A	4	8	24	32	96	0.7	0.3	22.4	28.8	51.2
Wim 10 kV	630 A	10	8	24	80	240	0.7	0.3	56	72	128
35 kV disconnectors	1000 A	10	6	20	60	200	0.75	0.25	45	50	95
10 kV disconnectors	630 A	10	7	25	70	250	0.75	0.25	52.5	62.5	115
110 kV disconnectors	1000 A	24	6	20	144	480	0.75	0.25	108	120	228
Cables 100 m	140 A	1	42	14	4.2	14	0.96	0.04	3.99	0.70	4.69
Tires 10 m	365 A	2	4	14	8	28	0.94	0.06	7.43	2	9.43
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	423,09	562.2	985,29

Table 5.6 - Total complexity of the project option

Name of equipment	Nominal values	Qty. , Pcs.	The complexity of the unit of equipment		Total complexity		Cyclicity coefficient		Labor intensity for the year		Total complexity
			P	K	P	K	P	K	P	K	
T-ry power	4 MB · A	2	110	520	220	1040	0.27	0.07	59.4	72.8	132.2
Three own needs	10 kV · A	2	25	130	50	260	0.27	0.07	13.5	18.2	31.7
Wim. NN	1600 A	1	12	40	12	40	0.75	0.25	9	10	19
Wim. 110kV	2000 A	7	12	40	84	280	0.75	0.25	63	70	133
Wim. 35 kV	630 A	4	8	24	32	96	0.75	0.25	24	24	48
Wim 10 kV	630 A	10	8	24	80	240	0.75	0.25	60	60	120
35 kV disconnectors	1000 A	10	6	20	60	200	0.83	0.17	49.8	34	83.8
10 kV disconnectors	630 A	10	7	25	70	250	0.83	0.17	58.1	42.5	100.6
110 kV disconnectors	1000 A	24	6	20	144	480	0.83	0.17	119.52	81.6	201,12
Cables 100 m	140 A	1	4.2	14	4.2	14	0.96	0.04	4.03	0.58	4.61
Tires 10 m	360 A	2	4	14	8	28	0.94	0.06	7.53	1.65	9.18
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	458,75	438.9	897,65

#### 5.4 Calculation of the cost of repairs on the base and design options

The calculation of the cost of repair work is performed on two types of repairs and two options (basic and design) and includes the following costs:

- 10) Direct wages (Wages);
- 11) Premium and other surcharges;
- 12) Basic salary;
- 13) Additional salary;
- 14) Single social contribution;
- 15) Costs of materials;
- 16) Costs for maintenance and operation of equipment;
- 17) Shop costs;
- 18) Total factory costs.

Basic option.

Direct wages of chambers C are determined according to formula (5.2) for [8, p. 17]:

$$C = C_{IV} \cdot T_{\text{those}} \quad (5.2)$$

where  $C_{IV}$ - hourly tariff rate, for a worker of the fourth category UAH 33.45.  
by [8., p. 9];

$T_i$  - complexity of the corresponding type of repair, people · hours;

$$Z_{\Pi} = 33,45 \cdot 423,09 = 14152 \text{ грн.}$$

$$Z_{\text{K}} = 33,45 \cdot 562,2 = 18806 \text{ грн.}$$

We determine bonuses and other surcharges  $Z_{\text{допл}}$  determined according to formula (5.3) for [8, p. 17]:

$$Z_{\text{допл}} = 0,6 \cdot Z \quad (5.3)$$

$$Z_{\text{допл.}\Pi} = 0,6 \cdot 14152 = 8491,3 \text{ грн.}$$

$$Z_{\text{допл.}\text{K}} = 0,6 \cdot 18806 = 11283 \text{ грн.}$$

Determine the basic salary determined according to formula (5.4)  $Z_{\text{осн}}$  for [8, p. 17]:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{допл}} + Z, \quad (5.4)$$

$$Z_{\text{осн.}\Pi} = 14152 + 8491,3 = 22643,3 \text{ грн.}$$

$$Z_{\text{осн.}\text{K}} = 11283 + 18806 = 30089 \text{ грн.}$$

Determine the additional salary determined according to formula (5.5)  $З_{\text{дод}}$  for [8, p. 17]:

$$З_{\text{дод}} = З_{\text{осн}} \cdot 0,1 \quad (5.5)$$

$$З_{\text{дод.п}} = 22643,47 \cdot 0,1 = 2264,33 \text{ грн.}$$

$$З_{\text{дод.к}} = 30089 \cdot 0,1 = 3008,9 \text{ грн.}$$

Single social contribution, SSC is determined according to formula (5.6) for [8, p. 17]:

$$\text{€CB} = (З_{\text{осн}} + З_{\text{дод}}) \cdot \% \text{€CB}, \quad (5.6)$$

where the SSC is the only social contribution of 22% for [8, p. 17];

$$\text{€CB}_{\text{п}} = (22644 + 8491,3) \cdot 22\% = 5479,7 \text{ грн.}$$

$$\text{€CB}_{\text{к}} = (30089 + 11283) \cdot 22\% = 7281,5 \text{ грн.}$$

Determine the cost of repair work  $M$ , UAH determined according to formula (5.7) for [8, p. 17]:

$$M = З \cdot П, \quad (5.7)$$

where  $P$  is the percentage of the cost of repair work 75% - for current repairs, 110% for capital belt for [8, p. 17];

$$M_{\text{п}} = 14512 \cdot 0,75 = 10614 \text{ грн.}$$

$$M_{\text{к}} = 18806 \cdot 1,1 = 20686 \text{ грн.}$$

Determine the cost of maintenance and operation of equipment is determined  $P_e$  according to formula (5.8) for [8, p. 18]:

$$P_e = 3_{\text{оч}} \cdot 6,17, \quad (5.8)$$

$$P_{e.\Pi} = 22644 \cdot 6,17 = 139711 \text{ грн.}$$

$$P_{e.K} = 30089 \cdot 6,17 = 185649 \text{ грн.}$$

I determine the shop costs Ц, грн according to formula (5.9) for [8, p. 18]:

$$\text{Ц} = (3_{\text{оч}} + P_e) \cdot 1,08, \quad (5.9)$$

$$\text{Ц}_{\Pi} = (22644 + 139711) \cdot 1,08 = 175342 \text{ грн.}$$

$$\text{Ц}_K = (30089 + 185649) \cdot 1,08 = 232997 \text{ грн.}$$

I determine the general factory costs B<sub>з</sub>, грн according to formula (3.10) for [8, p. 18]:

$$B_з = (3_{\text{оч}} + P_e) \cdot 5,14, \quad (5.10)$$

$$B_{\Pi} = (22644 + 139711) \cdot 5,14 = 834500 \text{ грн.}$$

$$B_K = (30089 + 185649) \cdot 5,14 = 1108893,3 \text{ грн.}$$

I enter the data of the basic variant in table 5.7

Table 5.7 - Baseline data

cost item	Current repair		Overhaul	
	Standard	Amount UAH	Standard	Amount UAH
Basic PA	-	22644	-	30089
Additional PA	10%	2264,4	10%	3008.9

Single social contribution	22%	5479,7	22%	7281,5
Materials	75%	10614	110%	20686
Costs for maintenance and operation of equipment	617%	139711	617%	185649
Shop costs	108%	175342	108%	232997
General factory costs	514%	834500	514%	1108893,3
Total cost	-	1190558.1	-	590300.7

Project option

Direct wage C is determined according to formula (5.11) for [8, p. 17]:

$$З_{\Pi} = 33,45 \cdot 458,75 = 15345 \text{ грн.} \quad (5.11)$$

$$З_{\text{К}} = 33,45 \cdot 438,9 = 14681 \text{ грн.}$$

Determine the premium and other surcharges determined according to formula (5.12)  $З_{\text{допл}}$  for [8, p.17]:

$$З_{\text{допл.}\Pi} = 0,6 \cdot 15345 = 9207,2 \text{ грн,} \quad (5.12)$$

$$З_{\text{допл.}\text{К}} = 0,6 \cdot 14681 = 8808,7 \text{ грн.}$$

Determine the basic salary determined according to the formula (5.13)  $З_{\text{осн}}$  for [8, p. 17]:

$$З_{\text{осн.}\Pi} = 9207,2 + 15345 = 24553 \text{ грн.} \quad (5.13)$$

$$З_{\text{осн.}\text{К}} = 8808,7 + 14681 = 23490 \text{ грн.}$$

Determine the additional salary determined according to the formula (5.14)  $З_{\text{доп}}$  for [8, p. 17]:

$$З_{\text{доп,п}} = 24553 \cdot 0,1 = 2455,3 \text{ грн.} \quad (5.14)$$

$$З_{\text{доп,к}} = 23490 \cdot 0,1 = 2349 \text{ грн.}$$

Single social contribution ECB ,determined according to formula (5.15) for [8, p. 17]:

$$ECB_{\text{п}} = (24553 + 2455,3) \cdot 22\% = 5941,7 \text{ грн,} \quad (5.15)$$

$$ECB_{\text{к}} = (23490 + 2349) \cdot 22\% = 5684,5 \text{ грн.}$$

Determine the cost of repair work M, UAH determined according to formula (5.16) for [8, p. 17]:

$$M_{\text{п}} = 15345 \cdot 0,75 = 11509 \text{ грн,} \quad (5.16)$$

$$M_{\text{к}} = 14681 \cdot 1,1 = 16149 \text{ грн.}$$

Determine the cost of maintenance and operation of equipment is determined  $P_e$  according to formula (3.17) for [8, p. 18]:

$$P_{e,\text{п}} = 24553 \cdot 6,17 = 151489 \text{ грн.} \quad (5.17)$$

$$P_{e,\text{к}} = 23490 \cdot 6,17 = 144932 \text{ грн.}$$

I determine the shop costs  $\Pi$ , грн according to formula (5.18) for [8, p.18]:

$$\Pi_{\text{п}} = (224553 + 151489) \cdot 1,08 = 190125 \text{ грн.} \quad (5.18)$$

$$\Pi_k = (23490 + 144932) \cdot 1,08 = 181895 \text{ грн.}$$

Factory costs are determined  $B_3$ , грн according to formula (5.19) for [8, p.18]:

$$B_{\Pi} = (24553 + 151489) \cdot 5,14 = 904854 \text{ грн.} \quad (5.19)$$

$$B_k = (23490 + 144932) \cdot 5,14 = 865687 \text{ грн.}$$

I enter the data of the project variant in table 5.8

Table 5.8 - Data of the project variant

cost item	Current repair		Overhaul	
	Standard	Amount UAH	Standard	Amount UAH
Basic PA	-	24552.53	-	23489.77
Additional PA	10%	2455,25	10%	2348,97
SSC	22%	5941.71	22%	5684.52
Materials	75%	11509.00	110%	16149.21
Costs for maintenance and operation of equipment	617%	151489,14	617%	144931,88
Shop costs	108%	190125,019	108%	181895,38
General factory costs	514%	904854.25	514%	865687.30
Total cost	-	1290926.9	-	1240187.06

## 5.5 TEP and conclusions

Technical and economic indicators are listed in table 5.9.

Table 5.9 - Technical and economic indicators.

Indexes	Unit of measurement	Sizes	
		Base	Design
Annual volume of repair work	man-year	985,28	897,65
- current repair	man-year	423,08	458,75
- overhaul	man-year	562,20	438,89
The cost of repair work	UAH	2779157.46	2531113.99
- current repair	UAH	1190554,49	1290926.92
- overhaul	UAH	1588602,96	1240187.06
The cost of one norm hour	UAH	2820,67	2820,67
- current repair	UAH	2813,983	2813,983
- overhaul	UAH	2825,690	2825,690

Conclusion: after calculating all the indicators, it was found that the basic option of overhaul costs amounted to 1588602,96 UAH, and for the current 1190554,49UAH and total maintenance costs amounted to 2779157.46 UAH. According to the design option, the repair cycle of the equipment was changed. This can be done by carrying out quality maintenance actions for current repairs. Due to this, the number of current repairs increased, and the number of capital, decreased, respectively, the cost of capital repairs amounted to 1240187.06 UAH, and for the current 1290926.92 UAH and total maintenance costs amounted to 2531113.99 UAH. That is, the savings on the substation amounted to 248043.47 UAH. Therefore, taking into account these indicators, it is necessary to accept the project option.

