

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

Інститут (факультет) Навчально-науковий інженерно-технічний
інститут ім. акад. І.С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

«До захисту в ЕК»

Директор інституту(декан факультету)

_____ Сергій БЛАЖЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

« ____ » _____ 2022 р.

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Сергій БАЛЮТА
(підпис) (ім'я та прізвище)

« ____ » _____ 2022 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Енергетичний менеджмент та технології енергозбереження»

на тему: «Розробка системи електропостачання навчальних майстерень верстатобудівного заводу та розрахунок експлуатаційних характеристик трансформаторів 10/0,4 кВ»

Виконав: здобувач 4 курсу, групи ЕЛ-4-3

_____ Сапунков Георгій Олексійович _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник _____ Мащенко Олег Анатолійович _____
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Консультанти _____ Аліна СІРИК _____
(ім'я та прізвище) (підпис)

Рецензент _____

Я як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2022 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім. акад. І.С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній

ступінь Бакалавр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітньо-професійна програма «Енергетичний менеджмент та технології енергозбереження»
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач

кафедри _____

“ _____ ” _____ 20 _____ року

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Сапунков Георгій Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розробка системи електропостачання навчальних майстерень верстатобудівного заводу та розрахунок експлуатаційних характеристик трансформаторів 10/0,4 кВ»

керівник роботи Мащенко Олег Анатолійович, старший викладач

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “31” Березня 2022 року №167-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 05.06.2022 року.

3. Вихідні дані до роботи Призначення підприємства, розміри цеху, перелік і потужність споживачів, розташування обладнання.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Розрахунок електричних навантажень електроспоживачів цеху. Побудова графіків електричних навантажень. Режим реактивної потужності. Вибір кількості, потужності трансформаторів та місця розташування трансформаторної підстанції. Вибір схеми та розрахунок цехової мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Релейний захист та автоматика. Розгляд питань охорони праці.

5. Перелік графічного матеріалу:

1. План навчальної майстерні з нанесенням технологічного устаткування

2. План навчальної майстерні з нанесенням освітлювальних установок і мережі електричного освітлення цеху.

3. Схема електропостачання навчальної майстерні.

4. Спеціальна частина. Діагностика силового трансформатораю.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
ОП	Сірик А.О., доцент		

7. Дата видачі завдання 31.03.2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломний проект	31.03.2022р.	
2	Коротка характеристика виробництва та споживачів	07.04.2022р.	
3	Розрахунок електричних навантажень електроспоживачів цеху	12.04.2022р.	
4	Побудова графіків електричних навантажень цеху	17.04.2022р.	
5	Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання цеху	22.04.2022р.	
6	Режими реактивної потужності системи електропостачання	27.04.2022р.	
7	Вибір кількості, потужності трансформаторів та місця розташування трансформаторних підстанцій (ТП)	02.05.2022р.	
8	Вибір схеми та розрахунок цехової мережі	04.05.2022р.	
9	Облік та вимірювання режимних параметрів системи електропостачання	07.05.2022р.	
10	Розрахунок струмів короткого замикання та вибір високовольтного обладнання	10.05.2022р.	
11	Релейний захист та автоматика (РЗА)	13.05.2022р.	
12	Охорона праці	20.05.2022р.	
13	Індивідуальне завдання	23.05.2022р.	
14	Здача дипломного проекту на перевірку	20.06.2022р.	

Здобувач _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

Сапунков Г.О.
(прізвище та ініціали)

Мащенко О.А.
(прізвище та ініціали)

Реферат

Ріпа Максим Юрійович. Дипломний проект на тему: «Розробка системи електропостачання ремонтно-механічного цеху машинобудівного заводу та аналіз сучасних тенденцій у проектуванні електричних мереж 0,4 - 10 кВ»

Національний Університет Харчових Технологій, Київ -2022

141. «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Додана пояснювальна записка складається з вступу, 14 розділів, індивідуального завдання, висновку та списку літератури. Обсяг проекту становить 133 сторінка.

До опису надано графічну частину, яка складається із чотирьох креслень: Схема розташування електрообладнання ремонтно-механічного цеху, схема електричного освітлення ремонтно-механічного цеху, схема електропостачання цеху, креслення до індивідуального завдання яке розміщується на трьох аркушах.

У проекті розглянута характеристика виробництва та споживачів. Розраховано електричне навантаження електроспоживачів цеху. На основі розрахунків побудовано графік електричних навантажень цеху. Вибрано напругу і електричну схему електропостачання цеху. Розраховано режим реактивної потужності системи електропостачання. Вибрано кількість, потужність трансформаторів та вибрано місце розташування трансформаторної підстанції. Вибрано схему силової мережі цеху. Розраховано вимірювання режимних параметрів системи. Розраховано струми короткого замикання. Вибрано релейний захист. Розраховано якість електричної енергії в системі. Розглянуто конструктивне виконання цехової мережі. У розділі охорони праці розглянуті засоби безпеки. Розроблено індивідуальне завдання на тему: «Аналіз сучасних тенденцій у проектуванні електричних мереж 0,4 - 10 кВ»

Ключові слова: трансформаторна підстанція, струм короткого замикання, релейний захист, реактивна потужність.

ABSTRACT

Ripa Maksym. Diploma project on the topic: "Development of the power supply system of the repair and mechanical shop of the machine-building plant and analysis of current trends in the design of electrical networks 0.4 - 10 kV"

National University of Food Technologies, Kiev -2022

141. "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

The attached explanatory note consists of an introduction, 14 chapters, an individual task, a conclusion and a list of references. The volume of the project is 133 pages.

The description includes a graphic part consisting of four drawings: Layout of electrical equipment of the repair and mechanical shop, electric lighting scheme of the repair and mechanical shop, power supply scheme of the shop, drawings for individual tasks which is placed on three sheets.

The project considers the characteristics of production and consumers. The electric load of electric consumers of the shop is calculated. On the basis of calculations the schedule of electric loadings of shop is constructed. The voltage and electrical circuit of the shop are selected. The mode of reactive power of the power supply system is calculated. The number and power of transformers are selected and the location of the transformer substation is selected. The scheme of the power network of the shop is selected. Measurement of system parameters is calculated. Short-circuit currents are calculated. Relay protection selected. The quality of electric energy in the system is calculated. The constructive execution of the shop network is considered. In the section of labor protection means of safety are considered. An individual task on the topic: "Analysis of current trends in the design of electrical networks 0.4 - 10 kV".

Key words: transformer substation, short circuit current, relay protection, reactive power.

Зміст

Вступ.....	8
1. Коротка характеристика електроприймачів цеху	10
2. Розрахунок електричних навантажень цехових електроспоживачів.....	13
2.1. Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В.....	13
2.2. Розрахунок освітлювальних навантажень.....	17
3. Побудова графіків електричних навантажень цеху.....	21
4. Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання цеху.....	22
5. Режими реактивної потужності системи електропостачання.....	27
5.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в низьковольтних мережах.....	27
5.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв.....	28
5.3. Вибір закону регулювання і системи автоматичного керування компенсуючих пристроїв.....	28
5.4. Розрахунок фактичного коефіцієнта потужності.....	29
6. Вибір кількості, потужності трансформаторів та місця розташування цехових трансформаторних підстанцій (ТП).....	31
7. Вибір схеми та розрахунок цехової мережі.....	37
7.1. Розрахунок силової мережі цеху.....	37
7.2. Розрахунок освітлювальної мережі цеху.....	49
8. Розрахунок струмів коротких замикань та вибір високовольтного та низьковольтного електрообладнання.....	58
9. Релейний захист та автоматика(РЗА).....	61

					ДП 2022 141							
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Зміст							
Розроб.		Сапунков Г.О								Літ.	Лист	Листів
Перевір.		Мащенко О.А.									6	2
Реценз.										НУХТ ЕЛ-4-3		
Н. Контр.												
Затверд.		Балюта С.М										

ВСТУП

Передача, розподіл і споживання електроенергії на промислових підприємствах повинні проводитися з високою економічністю і надійністю. Так, в системах цехового електропостачання широко використовуються комплектні розподільні пристрої (КРУ) і комплектні трансформаторні підстанції (КТП), а також комплектні силові та освітлювальні струмопроводи.

Все це створює гнучку і надійну систему розподілу електроенергії, що заощаджують велику кількість проводів та кабелів. Значно спростилися схеми підстанцій різних напруг і призначень за рахунок відмови від збірних шин і вимикачів на первинній напрузі і застосування глухого приєднання трансформаторів підстанцій до живильних лінійх і т.д.

Основними визначальними факторами при проектуванні електропостачання повинні бути характеристики джерел живлення і споживачів електроенергії, в першу чергу вимога, щодо безперебійності електропостачання з урахуванням можливості забезпечення резервування в технологічній частині проекту, вимоги електробезпеки.

Підключення систем електропостачання промислових підприємств до мереж енергосистем проводиться відповідно до технічних умов на приєднання, що видаються енергопостачальною організацією відповідно до правил користування електричною енергією.

Рациональні схеми рішення повинні забезпечувати обмеження струмів короткого замикання. У необхідних випадках при проектуванні систем електропостачання повинна бути передбачена компенсація реактивної потужності.

					ДП 2022 141		
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Сапунков Г.О			Літ.	Лист	Листів
Перевір.		Мащенко О.А.				8	2
Реценз.					Вступ		
Н. Контр.							
Затверд.		Балюта С.М					
					НУХТ ЕЛ-4-3		

Заходи щодо забезпечення якості електроенергії повинні вирішуватися комплексно і базуватися на раціональній технології та режимі виробництва, а також на економічних критеріях.

Схеми електропостачання повинні розроблятися з урахуванням наступних основних принципів:

1. джерела живлення повинні бути максимально наближені до споживачів електричної енергії;

2. число ступенів трансформації та розподілу електроенергії на кожному напрузі повинне бути мінімально можливим;

3. розподіл електроенергії рекомендується здійснювати по магістральних схемами. В обґрунтованих випадках можуть застосовуватися радіальні схеми.

4. схеми електропостачання та електричних з'єднань підстанцій повинні бути виконані таким чином, щоб необхідний рівень надійності і резервування був забезпечений при мінімальній кількості електрообладнання та провідників.

Метою даної дипломної роботи є проектування електропостачання електрообладнання ремонтно-механічного цеху.

Дипломний проект складається з вступу, розділів, висновків, списку використаної літератури, додатків та графічної частини, виконанно 4 креслення в АВТОКАД листами формату А1.

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		9

Розділ 1. Коротка характеристика виробництва та споживачів.

Коротка характеристика навчальних майстерень і споживачів електричної енергії. Призначені для практичної підготовки навчаючих. Вони являються невід'ємною частиною навчально-матеріальної бази верстатобудівельного заводу. Крім того, можна використовувати для створення не складних заказів силами навчаючих потрібним організаціям.

В НМ повинно бути в наявності навчальні, службові, побутові і виробничі приміщення, ЕПН майстерень відбувається від ТП, розміщеної на відстані 150 м від приміщення, напруга = 10 кВ. Споживачі електричної енергії відносяться до 2 і 3 категорії надійності ЕПН. Навчально – підготовчий процес – двохнозмінний (зміни по 8 год). Основні споживачі електричної енергії – верстати різного призначення.

Грунт в районі цеху - пісок з температурою +20°C.

Каркас приміщення і ТП збудований блок-секцій довжиною 5 м кожен.

Всі приміщення 2-х поверхові висотою 4 м.

Перелік електричного обладнання НМ представлені в таблиці 1.

Потужність електричного споживача вказана для 1 ЕС.

Розташування основного електричного обладнання НМ показано на плані.

Таблиця 1

Номер на плані	Найменування електроприймача	P _н , кВт
1, 2, 3, 4, 26	Вертикально-свердлувальний верстат	4
5, 25, 28, 29, 32, 33	Токарно-гвинторізний верстат	12
6, 7	Верстат для намотування катушок	5,5
8, 16	Шафа сушильна	40

					ДП 2022 141		
Змн.	Л10ист	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Сапунков Г.О.			Літ.	Лист	Листів
Перевір.		Мащенко О.А.				10	4
Реценз.					НУХТ ЕЛ-3-4		
Н. Контр.							
Затверд.		Балюта С.М					
Розділ 1. Коротка характеристика виробництва та споживачів							

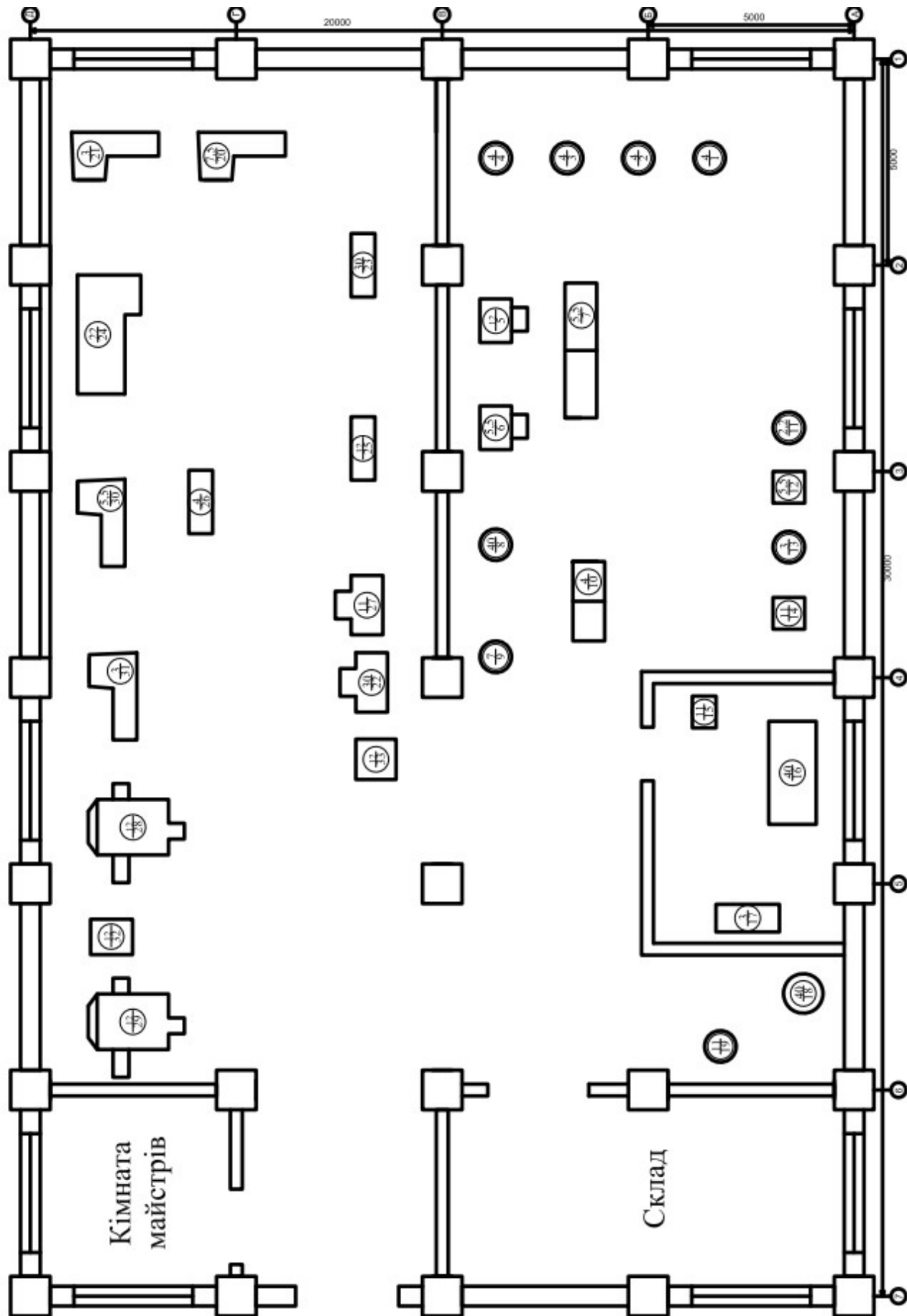
9	Ванна для просочення	7
10	Зигмашина	4
11	Комбіновані пресс-ножиці	2,2
12	Машина листозгинальна	5,5
13, 31	Заточувальний верстат	3
14, 15, 27	Пресс	11
17, 21	Верстат для ізоляції проводів	3
18	Витяжна шафа	40
19	Верстат для стикового зварювання	11
20	Вентилятор	7,5
22, 23	Зварювальний перетворювач	30
24	Трансформатор для печі ОСУ-20	22 кВА
30	Поперечно-стругальний верстат	5,5

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2022 141

Лист

11



Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2022 141

Лист

12

Розділ 2. Розрахунок електричних навантажень цехових електроспоживачів

2.1. Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000В

Розрахунок подамо в табличній формі (таблиця 2.2). Приклад розрахунку покажемо на прикладі токарно-гвинторізного верстата:

У відповідності з режимом роботи всю групу електроприймачів ділимо на 2 підгрупи:

- електроприймачі, що працюють зі сталим графіком;
- електроприймачі, що працюють зі змінним графіком.

1. Знаходимо розрахункову потужність електроприймачів, що працюють зі змінним графіком навантаження:

Для прикладу розрахунок проводимо для токарно-гвинторізного верстата:

Сумарна номінальна потужність токарно-гвинторізного верстата:

$$P_{\Sigma B2} = n_{шт} \cdot P_1 = 6 \cdot 12 = 72 \text{ кВт}$$

де P_1 – одинична номінальна потужність;

$n_{шт}$ – кількість електроприймачів.

Використовуючі вихідні дані - для токарно-гвинторізного:

Коефіцієнт використання $K_B = 0,2$ та $\cos \varphi = 0,4$, знаходимо з табл. 2.1 [1].

$$tg \varphi = \arccos 0,4 = 2,29$$

Визначаємо середню потужність за максимальну завантажену зміну:

$$P_{срB2} = P_{\Sigma 3H} \cdot K_B = 72 \cdot 0,2 = 14,4 \text{ кВт}$$

$$Q_{срB2} = P_{ср3H} \cdot tg \varphi = 14,4 \cdot 2,29 = 32,98 \text{ квар}$$

Для інших споживачів результати розрахунків заносимо в таблицю 2.2.

Сумарна номінальна потужність електроприймачів, що працюють за змінним графіком навантаження беремо з таблиці 2.2:

$$P_{\Sigma}^{\sim} = \sum P_{ном} = 265,7 \text{ кВт}$$

<i>ДП 2022 141</i>				
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Сапунков Г.О.</i>		
<i>Перевір.</i>		<i>Мащенко О.А.</i>		
<i>Реценз.</i>				
<i>Н. Контр.</i>				
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>		
<i>Розділ 2. Розрахунок електричних навантажень цехових електроспоживачів</i>				
		<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
			13	7
<i>НУХТ ЕЛ-4-3</i>				

Сумарна середня активна потужність електроприймачів, що працюють за змінним графіком навантаження беремо з таблиці 2.2.:

$$P_{\Sigma\text{CM}}^{\sim} = \sum P_{\text{CM}}^{\sim} = 66,16 \text{ кВт}$$

Сумарна середня реактивна потужність електроприймачів, що працюють за змінним графіком навантаження беремо з таблиці 2.2.:

$$Q_{\Sigma\text{CM}}^{\sim} = \sum Q_{\text{CM}}^{\sim} = 127,50 \text{ квар}$$

Коефіцієнт використання електросприймачів зі змінним графіком навантаження:

$$K_B^{\sim} = \frac{\sum P_{\text{CM}}}{\sum P_{\text{НОМ}}} = \frac{66,16}{265,70} = 0,23$$

Визначаємо n_e :

$$n_e = \frac{(\sum P_{\text{НОМ}})^2}{\sum P_{\text{НОМ}}^2 \cdot n}$$

$$n_e = \frac{265,7^2}{4^2 \cdot 5 + 12^2 \cdot 6 + 5,5^2 \cdot 2 + 4^2 \cdot 2 + 2,2^2 \cdot 1 + 5,5^2 \cdot 1 + 3^2 \cdot 1 + 2 \cdot 2 + 3^2 \cdot 3 + 11^2 \cdot 2 + 7,5^2 \cdot 1 + 30^2 \cdot 2 + 22^2 \cdot 1 + 5,5^2 \cdot 2} = 17,68$$

По таблиці 2.1., [1] знаходимо коефіцієнт максимуму K_M методом інтерполяції при $n_e = 17,68$:

Знаходимо K_{M1} коли $K_B = 0,2$ та $n_e = 17$ і $n_e = 18$

$$K_{M1} = 1,55 - \frac{1,55 - 1,5}{2} \cdot 0,03 = 1,501$$

Знаходимо K_{M2} коли $K_B = 0,3$ та $n_e = 17$ і $n_e = 18$

$$K_{M2} = 1,37 - \frac{1,37 - 1,34}{2} \cdot 0,03 = 1,34$$

З попередніх результатів знаходимо K_M коли $K_B = 0,23$ та $n_e = 17,68$

$$K_M = 1,501 - \frac{1,501 - 1,501}{0,1} \cdot 0,03 = 1,45$$

Результати розрахунків заносимо в таблиця 2.1.

таблиця 2.1.

$n_e \backslash K_B$	0,3	0,23	0,3
17,68	1,501	1,45	1,34

$$K_M = 1,45$$

Розрахункова активна потужність всіх електроприймачів, що працюють зі змінним графіком навантаження:

$$P_{\text{розр}}^{\sim} = P_{\Sigma\text{см}}^{\sim} \cdot K_{\text{м}} = 66,16 \cdot 1,45 = 95,92 \text{ кВт}$$

Так як $n_e > 10$, то реактивна складова визначається як:

$$Q_{\text{розр}}^{\sim} = Q_{\Sigma\text{см}}^{\sim} = 127,50 \text{ квар}$$

Повна потужність:

$$S_{\text{розр}}^{\sim} = \sqrt{P_{\text{розр}}^{\sim 2} + Q_{\text{розр}}^{\sim 2}} = \sqrt{95,92^2 + 127,50^2} = 159,56 \text{ кВА}$$

Розрахунковий струм всіх електроприймачів, що працюють зі змінним графіком навантаження:

$$I_{\text{розр}}^{\sim} = \frac{S_{\text{розр}}^{\sim}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{159,56}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 230,3 \text{ А}$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю №2.

2. Знаходимо розрахункову потужність електроприймачів, що працюють із постійним графіком навантаження:

Розрахунок проводимо для шафи сушильної:

$$P_{\Sigma\text{Епо}} = n_{\text{шт}} \cdot P_1 = 2 \cdot 40 = 80 \text{ кВт}$$

де P_1 – одинична номінальна потужність;

$n_{\text{шт}}$ – кількість електроприймачів.

Використовуючі вихідні дані - для електричної печі опору:

Коефіцієнт використання $K_{\text{в}} = 0,7$ та $\cos \varphi = 0,95$ знаходимо з табл. 2.1 [1].

$$\text{tg} \varphi = \arccos 0.95 = 0,33$$

Визначаємо середню потужність за максимальну завантажену зміну:

$$P_{\text{смЕпо}} = P_{\Sigma\text{Епо}} \cdot K_{\text{в}} = 80 \cdot 0,7 = 56 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{смЕпо}} = P_{\text{смЕпо}} \cdot \text{tg} \varphi = 56 \cdot 0,48 = 26,88 \text{ квар}$$

Для інших споживачів результати розрахунків заносимо в таблицю 2.2.

Сумарна номінальна потужність електроприймачів, що працюють із постійним графіком навантаження беремо з таблиці 2.2:

$$P_{\Sigma}^{-} = \sum P_{\text{ном}} = 127 \text{ кВт}$$

					ДП 2022 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

Сумарна середня активна потужність електроприймачів, що працюють із постійним графіком навантаження беремо з таблиці 2.2:

$$P_{\Sigma\text{см}}^- = \sum P_{\text{см}}^- = 74,9 \text{ кВт}$$

Сумарна середня реактивна потужність електроприймачів, що працюють із постійним графіком навантаження беремо з таблиці 2.2:

$$Q_{\Sigma\text{см}}^- = \sum Q_{\text{см}}^- = 34 \text{ квар}$$

Розрахункова потужність всіх електросприймачів, що працюють із постійним графіком навантаження:

$$P_{\text{розр}}^- = P_{\Sigma\text{см}}^- = 74,9 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{розр}}^- = Q_{\Sigma\text{см}}^- = 39,73 \text{ квар}$$

Повна потужність:

$$S_{\text{розр}}^- = \sqrt{P_{\text{розр}}^{-2} + Q_{\text{розр}}^{-2}} = \sqrt{74,9^2 + 39,73^2} = 84,79 \text{ кВА}$$

Розрахунковий струм всіх електросприймачів, що працюють із постійним графіком навантаження:

$$I_{\text{розр}}^- = \frac{S_{\text{розр}}^-}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{84,79}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 122,38 \text{ А}$$

Знаходимо розрахункові потужності усіх електросприймачів:

$$P_{\text{розр}} = P_{\text{розр}}^{\sim} + P_{\text{розр}}^- = 95,92 + 74,9 = 170,82 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{розр}} = Q_{\text{розр}}^{\sim} + Q_{\text{розр}}^- = 127,50 + 39,73 = 167,23 \text{ квар}$$

Повна потужність:

$$S_{\text{розр}} = \sqrt{P_{\text{розр}}^2 + Q_{\text{розр}}^2} = \sqrt{170,82^2 + 167,23^2} = 239,06 \text{ кВА}$$

Знаходимо розрахунковий струм усіх електросприймачів:

$$I_{\text{розр}} = \frac{S_{\text{розр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{239,06}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 345,05$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.1.2.

					<i>ДП 2022 141</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

Обчислення пікового струму та пікової потужності

Піковий струм групи споживачів зі змінним графіком навантаження визначається, виходячи з таких умов: всі двигуни крім найпотужнішого працюють в нормальному режимі, а найпотужніший запускається.

Піковий струм групи споживачів що працюють зі змінним графіком навантаження:

$$I_{\text{пik}} \sim = i_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_{\text{розр}} \sim - K_{\text{в}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}})$$

$i_{\text{пуск}}^{\text{max}}$ – пусковий струм найпотужнішого двигуна в групі;

$I_{\text{розр}} \sim$ – розрахунковий струм всіх електросприймачів, що працюють зі змінним графіком навантаження;

$K_{\text{в}}$ – коефіцієнт використання для цього двигуна;

$I_{\text{ном}}^{\text{max}}$ – номінальний струм найпотужнішого двигуна.

$$i_{\text{пуск}}^{\text{max}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}}$$

$K_{\text{пуск}}$ – кратність пускового струму. $K_{\text{пуск}} = 5$

$$I_{\text{ном}}^{\text{max}} = \frac{P_{\text{ном}}^{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{\text{ном}}} = \frac{12}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,9 \cdot 0,95} = 20,26 \text{ A}$$

$P_{\text{ном}}^{\text{max}}$ – потужність найпотужнішого двигуна;

$$i_{\text{пуск}}^{\text{max}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}} = 5 \cdot 20,26 = 101,29 \text{ A}$$

Піковий струм електроприймачів змінного струму:

$$I_{\text{пik}} \sim = i_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_{\text{розр}} \sim - K_{\text{в}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}}) = 101,29 + (230,3 - 0,2 \cdot 20,26) = 327,54 \text{ A}$$

Піковий струм електроприймачів змінного струму та постійного струму:

$$I_{\text{пik}} = I_{\text{пik}} \sim + I_{\text{пik}}^- = 327,54 + 122,38 = 449,91 \text{ A}$$

Визначення пікової потужності:

$$S_{\text{пik}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{пik}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 449,91 = 331,71 \text{ кВА}$$

2.2. Розрахунок освітлюваного навантаження

Розраховуємо площу нашого цеху:

Довжина цеху: $a = 30 \text{ м}$,

Ширина цеху: $b = 20 \text{ м}$,

					ДП 2022 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

Площа цеху: $S = a \cdot b = 30 \cdot 20 = 600 \text{ м}^2$

Питома норма освітлення: $p = 0.015 \text{ кВт} / \text{м}^2$

Тоді, розрахункова потужність

$$P_{po} = p_{нм} \cdot S = 0.015 \cdot 600 = 9 \text{ кВт}$$

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \tan \varphi = 9 \cdot \tan 0,33 = 3,08 \text{ квар}$$

Повна потужність:

$$P_{роз.ц} = P_p + P_{po} = 170,82 + 9 = 179,82 \text{ кВт}$$

$$Q_{роз.ц} = Q_p + Q_{po} = 167,23 + 3,08 = 170,31 \text{ квар}$$

$$S_{розр} = \sqrt{P_{роз.ц}^2 + Q_{роз.ц}^2} = \sqrt{179,82^2 + 170,31^2} = 247,67 \text{ кВА}$$

Розрахунковий струм всіх електросприймачів:

$$I_{розр} = \frac{S_{розр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{247,67}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 357,49 \text{ А}$$

					ДП 2022 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

№	Електроприймач		Коефіцієнт		Потужність		Розрахункове навантаження							
	Назва	п	Р'ном	Рном	кв	cosφ	tgφ	Рсм	Qсм	кВт	кВА	кВт	кВА	кВА
		шт	кВт	кВт	-	-	-	кВт	квар	-	-	кВт	кВА	кВА
Електроприймач зі змінімим графіком навантаження														
1-4, 26	Вертикально-свердлувальний верстат	5	4	20	0,16	0,4	2,29	3,20	7,33					
5, 25, 28, 29, 32, 33	Токарно-гвинтовий верстат	6	12	72	0,2	0,4	2,29	14,40	32,98					
6, 7	Верстат для намотування котушок	2	5,5	11	0,2	0,4	2,29	2,20	5,04					
10	Зигмашина	1	4	4	0,16	0,4	2,29	0,64	1,47					
11	Комбінований пресс-ножиці	1	2,2	2,2	0,2	0,4	2,29	0,44	1,01					
12	Машина листозагінальна	1	5,5	5,5	0,2	0,4	2,29	1,10	2,52					
13, 31	Заточувальний верстат	2	3	6	0,2	0,4	2,29	1,20	2,75					
14, 15, 27	Пресс	3	11	33	0,3	0,4	2,29	9,90	22,67					
17, 21	Верстат для ізоляції проводів	2	3	6	0,16	0,4	2,29	0,96	2,20					
19	Верстат для стискюого зварювання	1	11	11	0,16	0,8	0,75	1,76	1,32					
20	Вентилятор	1	7,5	7,5	0,65	0,8	0,75	4,88	3,66					
22, 23	Зварювальний перетворювач	2	30	60	0,3	0,5	1,73	18,00	31,14					
24	Трансформатор для печі	1	22	22	0,3	0,5	1,73	6,60	11,42					
30	Поперечно-стругальний верстат	1	5,5	5,5	0,16	0,4	2,29	0,88	2,02					
	Сумарне навантаження	29	265,7	265,7	0,23	0,47	2,05	66,16	127,50	17,68	1,45	95,92	127,50	159,56
														230,30
Електроприймачі з постійним графіком навантаження														
8, 16	Шафа сушильна	2	40	80	0,7	0,9	0,48	56,00	26,88					
9	ванна для просочення	1	7	7	0,7	0,9	0,48	4,90	2,35					
18	Витяжна шафа	1	40	40	0,35	0,8	0,75	14,00	10,50					
	Сумарне навантаження	4	127	127	0,63	0,87	0,51	74,90	39,73			74,90	39,73	84,79
														122,38
	Сумарне навантаження	33	392,7	392,7	0,36	0,67	1,186	141,06	167,23			170,82	167,23	239,06
														345,05

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

ДП 2022 141

Арк.

19

Розділ 3. Графіки електричного навантаження цеху.

2 зміни

Таблиця 3.1.

Коефіцієнт завантаження від максимального $m_i = S_i / S_{\Sigma \text{макс}}$	Години доби $\Delta t, \text{год}$	Навантаження обмоток ВН для споживачів II та III категорії надійності, кВА $S_i = m_i \cdot S_{\Sigma \text{макс}}$
0	0...1	0
0	1...5	0
0,6	5...8	148,60
0,7	8...12	173,37
0,4	12...13	99,07
0,6	13...15	148,60
0,65	15...18	160,99
0,8	18...19	198,14
1	19...21	247,67
0	21...22	0
0	22...23	0
0	23...24	0

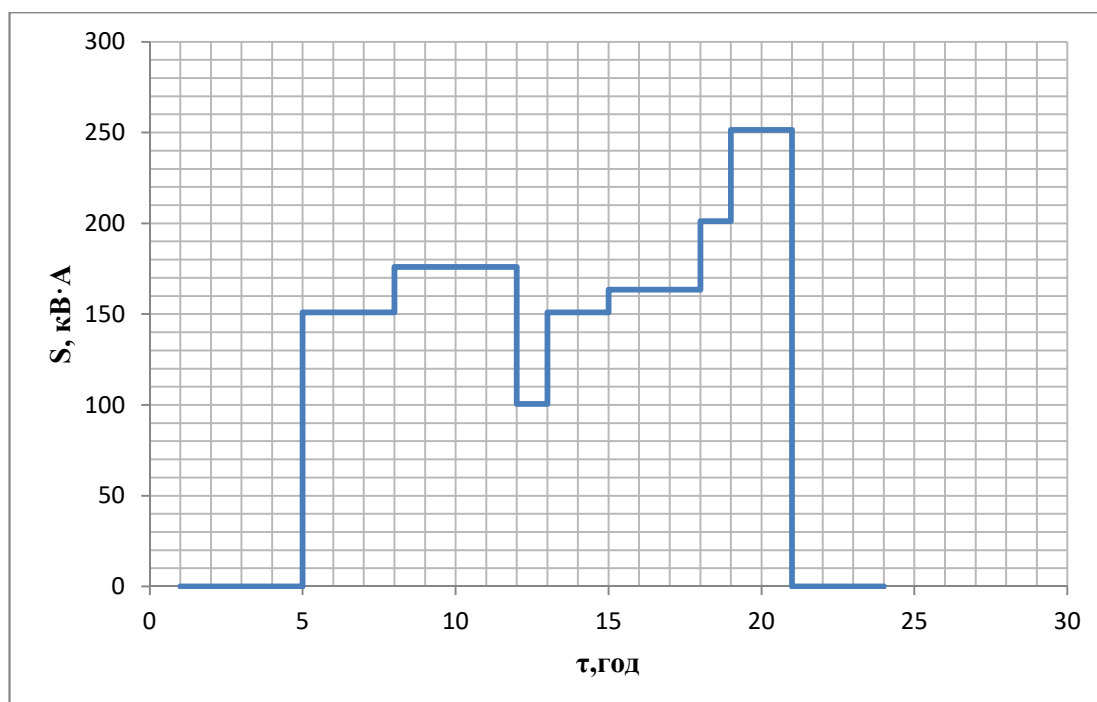


Рис. 3.1. Добовий графік навантаження цеху при двозмінній роботі

						ДП 2022 141		
		№ докум.	Підпис					
Розроб.	Сапунков Г.О.				Розділ 3. Графіки електричних навантажень цеху	Літ.	Лист	Листів
Перевір.	Мащенко О.А.						20	2
Реценз.						НУХТ ЕЛ-4-3		
Н. Контр.								
Затверд.	Балюта С.М.							

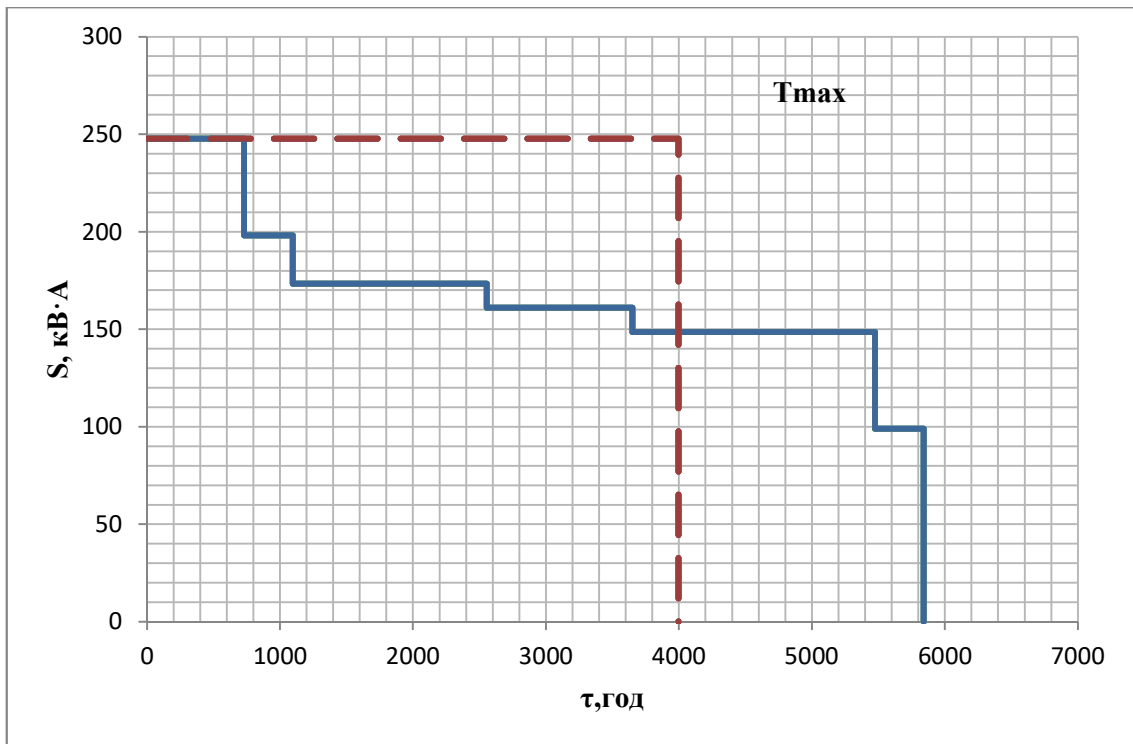


Рис. 3.2. Впорядкований графік навантаження (річний графік споживання потужності)

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2022 141

Лист

21

Розділ 4. Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання цеху.

При проектуванні розподілу електроенергії в цехах головне завдання полягає у виборі раціональної схеми мережі.

Розподіл енергії в цехових мережах може виконуватися за магістральною, радіальною, змішаною чи замкнутою схемою залежно від територіального розміщення навантажень, їх величини, від необхідності високого ступеня надійності живлення та інших характеристик особливостей об'єкта, що проектується.

Радіальні схеми

Такі схеми треба застосовувати при навантаженнях, що розташовані на різних напрямках від джерела живлення.

Радіальні схеми характеризуються тим, що від джерела живлення (наприклад, від розподільчого щита підстанції) відходять лінії, які живлять великі електроприймачі (двигуни) або розподільчі пункти.

Від розподільчих пунктів через установлені в них захисні апарати живляться самостійними лініями інші електроприймачі малої потужності.

Одноступеневі радіальні схеми доцільніше застосовувати для живлення великих конденсаторних навантажень (насосні, компресорні, перетворювальні підстанції, електричні печі та ін.).

Двоступеневі радіальні схеми застосовують на великих і середніх підприємствах для живлення через розподільні підстанції цехових підстанцій та електроприймачів напругою понад 1000 В.

					ДП 2022 141		
		№ докум.	Підпис				
Розроб.	Сапунков Г.О.			<i>Розділ 4. Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання цеху</i>	Літ.	Лист	Листів
Перевір.	Мащенко О.А.					22	5
Реценз.					НУХТ ЕЛ-4-3		
Н. Контр.							
Затверд.	Балюта С.М.						

Допускаються схеми з приєднанням під один вимикач двох ліній, що прокладенні до різних ТП. У цьому випадку живлення останніх повинно передбачатися не менш, ніж по двох лініях, які відгалужуються від різни секцій джерела живлення.

Недоліком радіальних схем є те, що вона вимагає установки на підстанції більшого числа комутаційних апаратів і значних витрат кабелю.

Схема позбавлена гнучкості, притаманної магістральним схемам. При будь яких, навіть не значних, переміщеннях технологічного обладнання відбувається перерозподіл навантажень, який вимагає переробки мереж, що в умовах цехів, що працюють, важко зробити.

Магістральні схеми

Схеми застосовуються в мережах живлення при великій кількості електроприймачів невеликої потужності, які рівномірно розподіленні по площі цеху (металообробні і деревообробні цехи, текстильні фабрики та ін.).

Застосування для цехового електропостачання магістральних схем дозволяє відмовитись від обладнання на ТП і виконати її за більш досконалою схемою блоку трансформатор – магістраль.

Застосовуються магістральні схеми з використанням комплектних шинопроводів: магістральних – серії ШМА та розподільчих – серії ШРА.

Магістральні схеми, виконанні шинопроводами, забезпечують високу надійність, гнучкість і універсальність цехових мереж. У разі їх застосування будь – яке приміщення технологічного обладнання та установка нового обладнання не викликають переробок мереж. Вони відкривають значну можливість впровадження збірних конструкцій шинопроводів, що забезпечують індустріальний швидкісний монтаж мереж. Разом зі схемами блоку трансформатор – магістраль застосовуються схеми з декількома (двома-трьома) магістралями, приєднаними до одного цехового трансформатора. В цих

До недоліків магістральних схем відносять знижену, порівняно з радіальними схемами, надійність, оскільки при ушкодженні магістралі вимикаються всі споживачі, які від неї живляться.

Змішані схеми

Для електропостачання цехових споживачів радіальні або магістральні схеми в чистому вигляді застосовуються рідко. Розповсюдження знаходять так звані змішані схеми електричних мереж, які сполучають в собі елементи радіальних та магістральних схем. Вони більш надійні та прості в експлуатації і мають менші капітальні витрати. Змішані схеми застосовуються в прокатних та мартенівських цехах металургійної промисловості; в ливарних, ковальських та механоскладальних цехах; на збагачувальних фабриках, заводу штучного волокна, в котельнях та ін.

У залежності від характеру середовища виробничих приміщень і розташування приміщень електроприймачів по площі цеху можуть застосовуватися ті чи інші конструкції змішаних схем. У механічних цехах до магістралі приєднуються прокладенні вздовж розташування верстатного обладнання прокладка шино проводів не доцільна, для живлення окремих електроприймачів, які віддаленні від СП або шино проводу, застосовуються не великі магістралі. До них рекомендується приєднувати електроприймачі різних технологічних потоків або різного технологічного призначення.

Замкнуті схеми

Крім незамкнутих магістральних, радіальних і змішаних схем застосовують замкнуті схеми мережі на напругу 1000 В і вище.

Розповсюдження в міських розподільчих мережах мають кільцеві магістралі та багатократно замкнуті схеми з декількома центрами (вузлами) живлення. До переваги замкнутих схем належить віднести менші втрати напруги і потужності, та велику надійність живлення споживачів.

Проте, при замкнених мережах значно підвищується струм КЗ і ускладнюється система захисту; підвищується вартість мережі.

Для нашого складу найкраще підходить змішана схема. Так, як змішані схеми сполучають в собі елементи радіальних та магістральних схем. Схеми застосовуються в мережах живлення при великій кількості електроприймачів невеликої потужності, які рівномірно розподілені по площі цеху. У електромеханічному цеху до магістралі приєднуються прокладенні вздовж розташування верстатного обладнання прокладка шинопроводів, для живлення окремих електроприймачів, які віддалені від шинопроводу застосовуються силові пункти. До них рекомендується приєднувати електроприймачі різних технологічних потоків або різного технологічного призначення. Це більш надійно та просто в експлуатації і мають менші капітальні витрати.

Згідно завдання напруга 10/0,4 кВ.

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		26

5. Режими реактивної потужності системи електропостачання.

5.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в низьковольтних мережах.

Регулювання за реактивною потужністю є ідеальним методом з багатьох точок зору. Регулятор вмикається у вузлів живлення мережі. Конденсаторна установка може бути багатосекційною, а регулювання вестись з достатньою точністю згідно графіком реактивного навантаження.

Для кожної цехової трансформаторної підстанції розглядається можливість розподілу знайденої потужності конденсаторів в її мережі.

Знайдене значення Q_p заокруглюють до найближчого стандартного. Якщо розподільча мережа виконана кабельної лінією, то компенсуючий пристрій треба підключати до шин цехової підстанції

Так, як споживачі відносяться до II та III категорії надійності встановлюємо в цеху двотрансформаторну підстанцію. З урахуванням наявності централізованого резерву трансформаторів приймаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів $K_3 = 0,95$.

1. Визначаємо потужність трансформатора підстанції:

$$S_{н.т.} = \frac{Sp}{N \cdot K_3} = \frac{247,67}{2 \cdot 0,95} = 130,35$$

Враховуючи можливість відключення споживачів 3 категорії (20 %) приймаємо потужність трансформатора:

$$S_{н.т.} = 2 \times 100 \text{ кВА,}$$

2. Згідно чинних нормативних документів по оплаті за реактивну енергію приймаємо КУ потужністю, рівною реактивного навантаження цеху:

$$Q_{нк} = Q_p = 170,31 \text{ квар}$$

					ДП 2022 141			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Сапунков Г.О.</i>			5. Режими реактивної потужності системи електропостачання	<i>Лім.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Мащенко О.А.</i>					27	4
<i>Реценз.</i>						НУХТ ЕЛ-4-3		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						

5.2 Вибір кількості , потужності та місця розташування компенсуючи пристрої.

Виходячи з результатів розрахунків обираємо дві конденсаторні установкун типу 2хУКМ58-0,4-90-18-У3згідно сайту <http://pte-nsk.com> .

Параметри наведемо в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1.

Тип	Кількість та потужність ступенів, квар	Довжина, мм	Ширина, мм	Висота, м	Маса, кг	Тип Конденсатора	ГОСТ, ТУ
2хУКМ58-0,4-90-18-У3	5×18	720	440	1675	290	КЭС1-0,4--18-3У3	ТУ 647 РК- 00213457. 015-97

Враховуючи те, що трансформаторна підстанція розташована в прибудові цеху, немає можливості оптимально і економічно вигідно розташувати компенсуючі пристрої. Отже, розміщуємо компенсуючі пристрої в приміщенні трансформаторної підстанції.

5.3 Вибір закону регулювання і системи автоматичного керування компенсуючих пристроїв

Комбіноване регулювання конденсаторних батарей ґрунтується на поєднанні двох способів регулювання-ступінчатому і плавному. Таке поєднання дозволяє використовувати їхні найкращі якості і діставати нові вищі характеристики регульованого статичного джерела реактивної потужності.

В основу методу покладено поєднання кількох ступенів КБ, керованих тиристорами, зі ступенем, у межах якого реактивна потужність змінюється плавно. Спосіб плавної зміни реактивної потужності може бути різним, або це КБ, що вмикається тиристорним вимикачем і вимикається за допомоги

									Арк.
									28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022 141				

спеціального джерела керування імпульсів струму, або це постійно ввімкнена КБ, потужність якої дорівнює одиничній потужності ступеня, паралельно якої ввімкнений такої само потужності керований тиристорами реактор.

Таке вмикання дозволяє плавно набирати потужність від нуля до границі, що дорівнює потужності ступеня, а потім з допомогою відповідної системи керування та синхронізації вводить перший ступінь, у той самий час знижуючи до нуля потужність плавно регульованого ступеня. У проміжку між ступенями потужність статичного компенсатора дорівнює потужності нижчих ступенів і потужності плавно регульованого ступеня. Так само здійснюється і зниження потужності. У разі форсування вмикаються всі ступені і плавно регульований ступінь на своє максимальне значення. Якщо необхідний повний скид потужності, що видається, система керування та синхронізації вмикає як ступінь статичного компенсатора, так і плавно регульовану секцію.

Варто зазначити, що завдяки такому принципу керування статичний ДРП з комбінованим регулюванням має таку само швидкодію, як і плавний і ступінчатий ДРП, але на відміну від ступінчатого ДРП, дозволяє регулювати реактивну потужність плавно, а на відміну від плавно регульованого ДРП не викликає в мережі значних спотворень форми кривої напруги.

Серед недоліків такого методу можна зазначити необхідність застосування старанно налаштованої системи керування та синхронізації. Для керування потужністю компенсуючих установок обладнуються автоматичними регуляторами потужності ступеневої дії.

5.4. Розрахунок фактичного коефіцієнта потужності.

Визначаємо $tg\varphi$ до компенсації:

$$tg\varphi = \frac{Q_p}{P_p} = \frac{170,31}{179,82} = 0,98$$

Знаходимо $\cos\varphi$:

$$\cos\varphi = arctg(0,98) = 0,71$$

Визначаємо $tg\varphi$ після компенсації реактивної потужності:

					ДП 2022 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{\text{нк}}}{P_p} = \frac{170,31 - 180}{179,82} = -0,054$$

Знаходимо $\cos \varphi$:

$$\cos \varphi = \cos(\operatorname{arctg}(-0,054)) = -0,999$$

З результатів розрахунків видно, що в результаті компенсації реактивної потужності фактичний коефіцієнт потужності зріс з $\cos \varphi = 0,71$ до $\cos \varphi = -0,999$.

					ДП 2022 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

6. Вибір кількості та потужності трансформатора та місця розташування трансформаторних підстанцій (ТП).

При встановленні на знижувальній підстанції двох трансформаторів їх номінальну потужність вибирають такою, щоб у випадку вимкнення одного з них інший міг забезпечити живлення споживачів першої та другої категорій надійності з допустимим перевантаженням. У після режимах допускається перевантаження трансформаторів на 40 % (але не більше 6 год на добу протягом п'яти діб), при цьому в нормальному режимі навантаження трансформаторів складатиме 65 - 70 % від сумарного навантаження споживачів у режимі найбільших навантажень.

Номінальну потужність автотрансформаторів вибирають залежно від максимального перетікання потужності між мережами високої та середньої напруги, а потужність три обмоткових трансформаторів - від максимального навантаження обмотки високої напруги.

Розраховують коефіцієнт завантаження трансформаторів двотрансформаторної підстанції в нормальному режимі.

Максимальне використання перевантажувальної здатності трансформаторів при вимкненні до 15 - 20 % споживачів третьої категорії в аварійних режимах дає можливість забезпечити електропостачання основних споживачів, що принципово допустимо, оскільки надійність роботи трансформаторів є достатньо високою.

6.1 Вибір потужності трансформаторів ТП

$$S_{nn} = \sqrt{\sum P_{nn}^2 + (\sum Q_{nn} - Q_{КП})^2} = \sqrt{179,82^2 + (170,31 - 180)^2} = 180,09 \text{ кВА}$$

ДП 2022 141

Змн.	ЛЗ1ист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Сапунков Г.О			6.Вибір кількості та потужності трансформаторів на ТП.	Лім.	Лист	Листів
Перевір.		Мащенко О.А.					31	6
Реценз.						НУХТ ЕЛ-4-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

Виходячи із забезпеченості надійності живлення, обираємо два трансформатори.

Згідно з ПУЕ коефіцієнт аварійного перевантаження може бути прийнятий рівним 1,4 (з урахуванням сезонних графіків).

$$S_p = \frac{S_{\text{нн}}}{1.4} = \frac{180,09(1-0,15)}{1.4} = 109,34 \text{ кВА}$$

Відокремимо два варіанти трансформаторів:

перший – два трансформатори потужністю 100 кВА;

другий – два трансформатори потужністю 160 кВА.

У нормальному режимі роботи обидва варіанти прийнятні.

Аварійні режими

Перший варіант. У разі вимкнення одного з трансформаторів потужністю 100 кВА той, що залишився у роботі, забезпечуватиме потужність:

$$1,4S_{\text{ном}} = 1,4 \cdot 100 = 140 \text{ кВА},$$

Другий варіант. У разі вимкнення одного з трансформаторів потужністю 160 кВА той, що залишився у роботі, забезпечуватиме потужність:

$$1,4S_{\text{ном}} = 1,4 \cdot 160 = 224 \text{ кВА},$$

У обох випадках, у разі вимкнення одного з трансформаторів, другий зможе забезпечувати необхідну потужність для роботи цеху. Тобто робота підприємства не порушиться.

6.2. Техніко-економічний розрахунок щодо вибору трансформаторів ТП.

Порівняльну характеристику вибору трансформаторів виконаємо зіставленням приведених затрат (3), вибираючи варіант з найменшими

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		32

зведеними затратами. Якщо вважати, що ТП за термін до одного року, а щорічні витрати будуть постійні, то сумарні зведені затрати, грн/рік

$$З = E_n K + C + Y,$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, $E_n = 0,10$; K – одноразові капітальні вкладення за варіантом, що розглядається, грн; C – щорічні поточні витрати виробництва при нормальній роботі ТП за даним варіантом, грн/рік; Y – збитки від недовипуску електроенергії споживачам, грн/рік (не враховуємо).

При порівнянні варіантів проекрованої підстанції, в одноразові капітальні вкладення K можна врахувати лише вартість трансформаторів. Збитки від недовипуску електроенергії вважаємо однаковими для всіх варіантів ТП, а тому їх не враховуємо.

Щорічні поточні витрати:

$$C = E_{пр} K + E_a K + V_e,$$

де $E_{пр}$ – коефіцієнт відрахувань на поточний ремонт та обслуговування. Для установок напругою до 90 кВ включно $E_{пр} = 0,03$; E_a – коефіцієнт відрахувань на амортизацію, який можна прийняти таким, що дорівнює 0,063; V_e – вартість втрат електроенергії в трансформаторах, грн/рік

$$V_e = C_e \cdot \Delta W \cdot 10^{-2},$$

де C_e – середня собівартість 1 кВт · год. електроенергії в електричній системі, коп. Для розрахунків беремо $C_e = 350$ коп/кВт · год.: ΔW – втрати електроенергії в трансформаторах підстанції за рік, кВт · год.

Втрати електроенергії за рік за паралельної роботи n трансформаторів:

$$\Delta W = n \left[P_{xx} T_0 + \frac{P_k 365}{(n S_{ном.тр})^2} \sum_{i=1}^m S_i^2 \Delta \tau_i \right]$$

де P_x , P_k – потужність втрат електроенергії в трансформаторі відповідно в режимі холостого ходу та короткого замикання, кВт; T – кількість годин

приєднання трансформатора до живильної мережі за рік, год., $T = 8760$ год.; m , k , f – кількість ступенів добового графіка навантаження підстанції відповідно на вищій, середній та низькій напругах.; $S_{i\text{ вн}}$, $S_{i\text{ нн1}}$, $S_{i\text{ нн2}}$ – поточне навантаження i -го ступеня добового графіка відповідно на вищій та нижчій напругах, МВ·А; $\Delta\tau_i$ – тривалість i -го ступеня добового навантаження, год; $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВ·А.

Розрахунок ведемо у табличній формі окремо для кожного варіанта (табл. 6.3).

ВАРІАНТ 1

На підстанції встановлено два трансформатора типу ТМ-100 (сайт <http://atrans.in.ua>).

Технічні дані трансформатора наведені в таблиці 6.1.:

Таблиця 6.1.

Тип	Напруга	Потужність т-ра, кВА	Втрати, кВт		Напруга к.з. %	Вартість тис. грн.
			х.х.	к.з.		
ТМ	10/0,4	2x100	0,29	1,97	4,5	2x88000

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах підстанції за рік:

$$\sum_{i=1}^m S_i^2 \Delta\tau_i = 148,60^2 \cdot 3 + 173,37^2 \cdot 4 + 99,07^2 + 148,60^2 \cdot 2 + 160,99^2 \cdot 3 + 198,14^2 + 247,67^2 \cdot 2 = 480146,95$$

$$\Delta W = n \left[P_{\text{xx}} T_0 + \frac{P_k \cdot 365}{(n S_{\text{ном.тр}})^2} \sum_{i=1}^m S_i^2 \Delta\tau_i \right]$$

$$2 \cdot (290 \cdot 8760 + \frac{1970 \cdot 365}{(2 \cdot 100)^2} 480146,95) = 22343,28 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Знайдемо вартість втрат електроенергії в трансформаторі:

$$B_e = C_e \cdot \Delta W \cdot 10^{-2} = 350 \cdot 22343,28 \cdot 10^{-2} = 78201,49 \text{ грн/рік,}$$

де C_e – середня собівартість 1кВт · год електроенергії в електросистемі, коп./кВт.

$$C_e = 350 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		34

Сумарні зведені витрати:

$$Z = E_n K + E_{np} K + E_a K =$$

$$= 0,1 \cdot 176000 + 0,03 \cdot 176000 + 0,063 \cdot 176000 + 78201,49 = 112169,49 \text{ грн/рік}$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень ($E_n = 0,1$).

ВАРІАНТ 2

На підстанції встановлено два трансформатора типу ТМ-160 (сайт <http://atrans.in.ua>).

Технічні дані трансформатора наведені в таблиці 6.1.:

Таблиця 6.1.

Тип	Напруга	Потужність т-ра, кВА	Втрати, кВт		Напруга	Вартість
			х.х.	к.з.	к.з. %	тис. грн.
ТМ	10/0,4	2x160	0,40	2,65	4,5	2x104000

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах підстанції за рік:

$$\Delta W = n \left[P_{xx} T_0 + \frac{P_k \cdot 365}{(n S_{ном.тр})^2} \sum_{i=1}^m S_i^2 \Delta \tau_i \right]$$

$$2 \cdot (400 \cdot 8760 + \frac{2650 \cdot 365}{(2 \cdot 160)^2} 480146,95) = 30229,11 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Знайдемо вартість втрат електроенергії в трансформаторі:

$$B_e = C_e \cdot \Delta W \cdot 10^{-2} = 350 \cdot 30229,11 \cdot 10^{-2} = 105801,87 \text{ грн/рік,}$$

де C_e – середня собівартість 1кВт · год електроенергії в електросистемі, коп./кВт.

$$C_e = 350 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

Сумарні зведені витрати:

$$Z = E_n K + E_{np} K + E_a K =$$

$$= 0,1 \cdot 208000 + 0,03 \cdot 208000 + 0,063 \cdot 208000 + 105801,87 = 145945,87 \text{ грн/рік}$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень ($E_n = 0,1$).

Дані двох варіантів розрахунку заносимо до таблиці 6.3:

Таблиця 6.3

№ по р	Тип трансформаторів на ГПП і їх кількість	2×ТМ-100	2×ТМ- 160
	Складові річних витрат		Сума по варіантах, грн
1	Втрати електроенергії ΔW , кВт · год	22343,28	30229,11
2	Вартість втрат електроенергії W_e	78201,49	105801,87
3	Приведені затрати Z	112169,49	145945,87

Висновок: Використовуємо два трансформатора ТМ 100, так як це економічно вигідно.

7. Вибір схеми та розрахунок цехової мережі

7.1. Розрахунок силової мережі цеху

Цехову електричну мережу виконуємо змішаною. При цій схемі одна або кілька ліній, які відходять від РП низької напруги ТП, живлять розосереджене навантаження у вигляді розподільчих шинопроводів і силових шаф та невеликих ЕП. Приймаємо дану схему, оскільки маємо відносно рівномірне розташування силового та освітлювального навантаження по площині цеха. Схема забезпечить надійність, універсальність і високу гнучкість.

Вибір апаратури розподільчої мережі

Силовий пункт – це закрита металева шафа, в якій вмонтовано апарати захисту, запобіжники або автоматичні вимикачі. Ці апарати з'єднані між собою линами. Силовий пункт має зажими для підключення кабелів або проводів.

Для прийняття та розподілення електроенергії до груп електроспоживачів застосовують СП (силові пункти).

Для апарату захисту автомати.

Використовуються силові пункти типу ПР-8501 із автоматами на підходячих лініях.

Можлива установка на номінальні струми, згідно вимогам замовника.

За сумарним струмом електроспоживачів, які живляться від РП нам найбільш підходить ПР 8501 з номінальним струмом 100 А та 250 А згідно сайту <http://enprom.ru>.

Технічні характеристики та умова вибору наведені в таблиці 7.1.

					<i>ДП 2022 141</i>		
		<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Сапунков Г.О.</i>			<i>7. Вибір схеми та розрахунок цехової мережі</i>	<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Мащенко О.А.</i>					37	21
<i>Реценз.</i>					НУХТ ЕЛ-4-3		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Балюта С.М.</i>						

Таблиця 7.1.

№	Тип СП	Кількість приєднань	$I_{сп}^p$ А	Номер споживача на плані	S_p	I_{Σ} , А
1	ПР 8501-1-055	6×100	160	28, 29, 30, 31, 32	29,61	97,5
2	ПР 8501-1-055	6×100	160	22, 23, 25, 26, 27, 33	50,45	151,1
3	ПР 8501-1-055	6×100	160	5, 6, 7, 8, 9,10	48,32	112,51
4	ПР 8501-1-054	4×100	160	15, 16, 17	42,82	83,71

Вибір автоматичних вимикачів до силових розподільчих пунктів.

Вибір автоматичних вимикачів до силових пунктів і розподільчих пристроїв здійснюється за розрахунковим струмом, який визначається за формулою:

$$I_{роз} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

де S_p - розрахункове значення повної потужності.

Розрахунок розрахункового струму для РП1:

$$I_p = \frac{42,82}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 61,81 \text{ А}$$

Аналогічним чином вибираються інші автоматичні вимикачі, результати розрахунків зводимо в таблицю 7.2.

Таблиця 7.2

№	Тип СП	I_p , А	$I_{пик}$, А	Вимикач	$I_{розч}$	$I_{ном}$, А
1	ПР 8501-1-055	42,74	178,1	ВА 04-36	50	100
2	ПР 8501-1-055	72,82	251,04	ВА 04-36	80	100
3	ПР 8501-1-055	69,74	401,3	ВА 04-36	80	100
4	ПР 8501-1-054	61,81	393,5	ВА 04-36	63	100

Вибір апаратури живлячої мережі

Вибір кабельна лінія від ШРА-1 15×3 до РП1 за таблицею 3.21 [1].

Кабельна лінія від ШРА1 15×3 до ПР 8501-1-055.

$$I_{\Sigma p}=41,2 \text{ А}$$

Приймаємо два кабелі YAKXS з $S_{\text{ном}}=16 \text{ мм}^2$ та $I_{\text{доп}}=55 \text{ А}$

$$I_{\text{доп}}=55 \text{ А} \geq I_{\Sigma p}=41,2 \text{ А}$$

Отже, приймаємо кабель YAKXS-4×16мм²;

Вибір кабельна лінія від ШРА-1 15×3 до РП2 за таблицею 3.21 [1].

Кабельна лінія від ШРА1 15×3 до ПР 8501-1-055.

$$I_{\Sigma p}=71,4 \text{ А}$$

Приймаємо два кабелі YAKXS з $S_{\text{ном}}=35 \text{ мм}^2$ та $I_{\text{доп}}=85 \text{ А}$

$$I_{\text{доп}}=85 \text{ А} \geq I_{\Sigma p}=71,4 \text{ А}$$

Отже, приймаємо кабель YAKXS-4×35мм²;

Вибір кабельна лінія від ШРА-2 20×3 до РП3 за таблицею 3.21 [1].

Кабельна лінія від ШРА-1 30×4 до ПР 8501-1-055.

$$I_{\Sigma p}=68,3 \text{ А}$$

Приймаємо кабель YAKXS з $S_{\text{ном}}=25 \text{ мм}^2$ та $I_{\text{доп}}=70 \text{ А}$

$$I_{\text{доп}}=70 \text{ А} \geq I_{\Sigma p}=68,3 \text{ А}$$

Отже, приймаємо кабель YAKXS-4×25 мм²;

Вибір кабельна лінія від ШРА-2 20×3 до РП4 за таблицею 3.21 [1].

Кабельна лінія від ШРА-1 30×4 до ПР 8501-1-054.

$$I_{\Sigma p}=60,3 \text{ А}$$

Приймаємо кабель YAKS з $S_{\text{ном}}=25 \text{ мм}^2$ та $I_{\text{доп}}=70 \text{ А}$

									Лист
									40
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

$$I_{\text{доп}}=70 \text{ А} \geq I_{\Sigma p}=60,3 \text{ А}$$

Отже, приймаємо кабель УАКХС-4×25 мм²;

Вибір автоматів

Вибір апаратів захисту від ШРА до електроприймачів.

В установках напругою до 1 кВ широко застосовують автоматичні повітряні вимикачі, що випускаються в одно-двох і триполюсному виконанні, постійного і змінного струму.

Автоматичні вимикачі постачають пристроєм релейного захисту, яке в залежності від типу вимикача виконують в реле струмового відсічення, максимального струмового захисту або двоступеневої струмового захисту. Для цього використовують електромагнітні та теплові реле.

Ці реле називають розчеплювачами.

Конструктивно автоматичні вимикачі набагато складніше запобіжників і являють собою поєднання вимикача і розчеплювача. Номінальним струмом автоматичного вимикача $I_{\text{ном.а}}$ називають найбільший струм, при протіканні якого вимикач може тривало працювати без ушкоджень. Номінальною напругою автоматичного вимикача $U_{\text{ном.а}}$ називають вказане в паспорті напруга, рівна напрузі електричної мережі, для роботи в якій цей вимикач призначений. Номінальним струмом розчеплювача $I_{\text{ном.рас}}$ називають зазначений у паспорті струм, тривалий перебіг якого не викликає спрацювання розчеплювача. Струмом уставки розчеплювача називають найменший струм, при протіканні якого розчеплювач спрацює.

При виборі уставок струму спрацювання автоматичних вимикачів необхідно враховувати відмінності в характеристиках і похибки в роботі розчеплювачів вимикачів. Існують наступні вимоги до вибору автоматичних вимикачів:

- Номінальна напруга вимикача не повинно бути нижче напруги мережі;

									Лист
									41
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

- Відключає повинна бути розрахована на максимальні струми КЗ, що проходять по захищасемий елементу:

- Номінальний струм розчеплювача повинен бути не менше найбільшого розрахункового струму навантаження, довго викликаного по захищасемим елементом

Умова вибору АВ:

$$U_{\text{ном}}^{\text{АВ}} \geq U_{\text{ном}}^{\text{мережі}}$$

$$I_{\text{ном розч}} \geq I_{\text{розр}}$$

$$I_{\text{ном}}^{\text{АВ}} \geq I_{\text{ном розч}}$$

$$I_{\text{спрац}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пік}}$$

$I_{\text{ном}}^{\text{АВ}}$ – номінальний струм АВ.

Вибір автоматичного вимикача від ГРЩ до ШРА-1 згідно таблиці 3.8

[1]:

Дані автоматичного вимикача наведені в таблиці 7.3.

Таблиця 7.3.

Паспорт	Умова вибору	Факт	Одиниці
380	$U_{\text{ном}}^{\text{А}} \geq U_{\text{ном}}^{\text{М}}$	380	В
180	$I_{\text{ном}}^{\text{розч}} \geq I_{\text{роз шра1}}$	154,66	А
250	$I_{\text{ном}}^{\text{ав}} \geq I_{\text{ном}}^{\text{розч}}$	180	А
2500	$I_{\text{спр}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пік}}$	$1,25 \cdot 773,3 = 966,6$	А

Отже вибираємо автоматичних вимикача від КТП до ШРА-1 20×3 типу ВА 04-36 з $I_{\text{ном}}=250$ А.

Вибір автоматичного вимикача від КТП до ШРА-2 згідно таблиці 3.8

[1]:

Дані автоматичного вимикача наведені в талиці 7.4.

Таблиця 7.4.

Паспорт	Умова вибору	Факт	Одиниці
380	$U_{\text{НОМ}}^A \geq U_{\text{НОМ}}^M$	380	В
200	$I_{\text{НОМ}}^{\text{розч}} \geq I_{\text{р шра2}}$	180,88	А
250	$I_{\text{НОМ}}^{\text{ав}} \geq I_{\text{НОМ}}^{\text{розч}}$	200	А
2500	$I_{\text{спр}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пік}}$	$1,25 \cdot 904,4 = 1130,5$	А

Отже вибираємо автоматичних вимикача від КТП до ШРА-2 25×3 типу ВА 04-36 з $I_{\text{НОМ}} = 250$ А.

Вибір секційного автоматичного вимикача згідно таблиці 3.7 [1]:

Дані автоматичного вимикача наведені в таблиці 7.5.

Таблиця 7.5.

Паспорт	Умова вибору	Факт	Одиниці
380	$U_{\text{НОМ}}^A \geq U_{\text{НОМ}}^M$	380	В
360	$I_{\text{НОМ}}^{\text{розч}} \geq I_{\text{розр шра}}$	180,88	А
400	$I_{\text{НОМ}}^{\text{ав}} \geq I_{\text{НОМ}}^{\text{розч}}$	360	А
2500	$I_{\text{спр}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пік}}$	$1,25 \cdot 1677 = 2096,25$	А

Вибираємо секційний вимикач типу ВА 08-0405 $I_{\text{НОМ}} = 400$ А.

Вибір автоматичного вимикача до всіх електроспоживачів проводимо за таблицею 3.5 [1].

Для прикладу виберемо АВ в приєднанні токарно-гвинторізного верстата.

Визначаємо номінальний струм:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \phi \cdot \eta} = \frac{12}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8 \cdot 0,95} = 22,79 \text{ А}$$

Умови і вибір автоматичного вимикача наведені в таблиці 7.6.

Таблиця 7.6.

Паспорт	Умова вибору	Факт	Одиниці
380	$U_{\text{НОМ}}^A \geq U_{\text{НОМ}}^M$	380	В
31,5	$I_{\text{НОМ}}^{\text{розч}} \geq I_{\text{НОМ}}$	22,79	А
100	$I_{\text{НОМ}}^{\text{ав}} \geq I_{\text{НОМ}}^{\text{розч}}$	31,5	А
1000	$I_{\text{спр}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пік}}$	$1,25 \cdot 142,5 = 178,3$	А

Вибираємо ВА 04-36.

Вибір автоматичного вимикача до інших електроприймачів наведено в табл.7.7.

Таблиця 7.7.

№	Найменування	Кількість	Електроприймач					Автоматичний вимикач			
			$P_{\text{НОМ}}$ кВт	$I_{\text{НОМ}}$, А	$\cos\varphi$	η	$I_{\text{пік}}$	$I_{\text{НОМ}}^{\text{розч}}$	$I_{\text{НОМ}}^{\text{ав}}$ А	Тип	
1	Вертикально-свердлувальний верстат	5	4	7,60	0,8	0,95	19	10	100	ВА 04-36	
2	Токарно-гвинторізний верстат	6	12	22,79	0,8	0,95	142,5	31,5	100	ВА 04-36	
3	Верстат для намотування котушок	2	5,5	10,45	0,8	0,95	28,5	20	100	ВА 04-36	
4	Шафа сушильна	2	40	62,01	0,95	0,98	62,01	63	100	ВА 04-36	
5	Ванна для просочення	1	7	10,85	0,95	0,98	6,2	20	100	ВА 04-36	
6	Зигмашина	1	4	7,55	0,85	0,9	23,4	10	100	ВА 04-36	

7	Комбіновані пресс-ножиці	1	2,2	4,15	0,85	0,9	20,1	6	100	ВА 04-36
8	Машина листоذجинальна	1	5,5	10,38	0,85	0,9	28,4	20	100	ВА 04-36
9	Заточувальний верстат	2	3	5,70	0,8	0,95	22	6	100	ВА 04-36
10	Пресс	3	11	20,89	0,8	0,95	94,96	31,5	100	ВА 04-36
11	Верстат для ізоляції проводів	2	3	5,70	0,8	0,95	14,2	6	100	ВА 04-36
12	Витяжна шафа	1	40	71,50	0,85	0,95	196,6	80	100	ВА 04-36
13	Верстат для стикового зварювання	1	11	20,89	0,8	0,95	37,9	31,5	100	ВА 04-36
14	Вентилятор	1	7,5	14,24	0,8	0,95	52,2	20	100	ВА 04-36
15	Зварювальний перетворювач	2	30	67,66	0,8	0,8	361	80	100	ВА 04-36
16	Трансформатор для печі ОСУ- 20	1	22	79,39	0,5	0,8	271	80	100	ВА 04-36
17	Поперечно- стругальний верстат	1	5,5	10,45	0,8	0,95	37,9	20	100	ВА 04-36

Вибір проводу від шинопроводу ШРА до електроспоживачів та від силового пункту до електроспоживачів вибираємо за номінальним струмом розчеплювача.

Умови вибору провідників:

$$I_{np} = I_{ном розч} \cdot \frac{K_3}{K_n}$$

де K_3 – кратність струму для провідника відносно струму апарата захисту $K_3 = 1$

K_n – коефіцієнт прокладки $K_n = 1,0$

$$I_{np} \leq I_{np}^{don}$$

Вибір провідників до електроспоживачів згідно таблиці 3.15 [2]

Технічні характеристик провода АПВ наведено в табл. 7.8.

Таблиця 7.8.

№ на плані	Найменування	Автоматичний вимикач				
		$I_{ном}^{розч}$	$I_{пр}$ А	Провід АПВ		
				$I_{пр доп}$, А	S, мм ²	d _ж , мм
1, 2, 3, 4, 26	Вертикально-свердлувальний верстат	10	10	16	1,5	3,6
5, 25, 28, 29, 32, 33	Токарно-гвинторізний верстат	31,5	31,5	39	10	6,8
6, 7	Верстат для намотування катушок	20	20	16	1,5	3,6
8, 16	Шафа сушильна	63	63	70	25	10,7
9	Ванна для просочення	20	20	27	1,5	3,6
10	Зигмашина	10	10	16	1,5	3,6
11	Комбіновані пресс-ножиці	6	6	16	1,5	3,6
12	Машина листозгинальна	20	20	27	1,5	3,6
13, 31	Заточувальний верстат	6	6	16	1,5	3,6
14, 15, 27	Пресс	31,5	31,5	39	5	4,8
17, 21	Верстат для	6	6	16	1,5	3,6

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

ДП 2022 141

Лист

46

	ізоляції проводів					
18	Витяжна шафа	80	80	90	10	6,2
19	Верстат для стикового зварювання	31,5	31,5	39	1,5	3,6
20	Вентилятор	20	20	27	1,5	3,6
22, 23	Зварювальний перетворювач	80	80	90	32	15,4
24	Трансформатор для печі ОСУ-20	80	80	90	25	10,7
30	Поперечно-стругальний верстат	20	20	27	1,5	3,6

Вибір діаметру сталевих труб звичайного виконання

Діаметр розрахунковий внутрішній сталевих труб вибираємо за номограмою (рис. 14.1 [3]), а стандартні значення сталеві труби за табл. 3.34 [1].

Дані вибору сталевих труб представимо в таблиці 7.9.

Таблиця 7.9.

Електроприймач		АПВ		Сталева труба			
№ на плані	Назва	$d_{ж}$, мм	$n_{шт}$	$D_{ві}$, мм	$d_{в}$, мм	$d_{з}$, мм	$d_{у}$, мм
1, 2, 3, 4, 26	Вертикально-свердлувальний верстат	3,6	4	7	13,4	19,2	13
5, 25,	Токарно-гвинторізний верстат	6,8	4	24	27,1	33,5	25

28, 29, 32, 33							
6, 7	Верстат для намотування катушок	3,6	4	7	13,4	19,2	13
8, 16	Шафа сушильна	10,7	4	43	53	60	50
9	Ванна для просочення	3,6	4	7	13,4	19,2	13
10	Зигмашина	3,6	4	7	13,4	19,2	13
11	Комбіновані прес-ножиці	3,6	4	7	13,4	19,2	13
12	Машина листозгинальна	3,6	4	7	13,4	19,2	13
13, 31	Заточувальний верстат	3,6	4	7	13,4	19,2	13
14, 15, 27	Пресс	4,8	4	14,8	15,7	21,3	15
17, 21	Верстат для ізоляції проводів	3,6	4	7	13,4	19,2	13
18	Витяжна шафа	6,2	4	22	27,1	33,5	25
19	Верстат для стикового зварювання	3,6	4	7	13,4	19,2	13
20	Вентилятор	3,6	4	7	13,4	19,2	13
22, 23	Зварювальний перетворювач	15,4	4	58	67,3	80,2	40
24	Трансформатор для печі ОСУ-20	10,7	4	43	53	60	50
30	Поперечно-стругальний верстат	3,6	4	7	13,4	19,2	13

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2022 141

Лист

48

7.2. Розрахунок освітлювальних навантажень

Спроекувати електричне освітлення кожної кімнати цеху . Площа ділянки 600 м^2 ($A=20 \text{ м}$, $B=30 \text{ м}$), висота $H=4 \text{ м}$ (чиста бетонна стеля, бетонні стіни з вікнами, підлога з чавунних плит). Усі приміщення висотою 4 м .

Розраховуємо електричне освітлення на прикладі приміщення склад. Площа ділянки 50 м^2 ($A=5 \text{ м}$, $B=10 \text{ м}$), висота $H=4 \text{ м}$, приймаємо систему загального освітлення для цього приміщення і робочих поверхонь. Нормативна освітленість досить висока $E_n=200 \text{ лк}$ (табл. 13.4 [1]), і не рекомендується брати лампи розжарювання. Тому приймаємо люмінесцентну лампу ЛБ як найбільш економічну, а вимоги до високої кольоропередачі відсутні. Вибираємо світильник типу ЛДОР з двома лампами потужністю 80 Вт .

Відстань від стелі до світильника приймаємо 1 м ($h_c=0 \text{ м}$), $h_p=0,5 \text{ м}$, тоді висота підвісу світильника над робочою поверхнею:

$$h = H - h_p - h_c = 4 - 0,6 - 0 = 3,4 \text{ м}$$

Світильник ЛДОР має криву світлорозподілу типу Д; для нього можна прийняти $L/h = 1,4$, тоді $L = h \cdot 1,4 = 4,9 \text{ м}$. Приймаємо відстань між рядами світильників $L = 5 \text{ м}$. Відстань від крайнього ряду світильників до стін l приймаємо $0,3 \cdot L$, тобто $l = 1,5 \text{ м}$, тоді кількість рядів визначається із залежності:

$$N_p = \frac{A - 2l}{L} + 1 = \frac{5 - 2 \cdot 1,5}{5} + 1 = 1,6 \approx 2$$

Приймаємо число рядів 2 , визначаємо $l=1,5 \text{ м}$.

З характеристики конструкції будови приймаємо $p_n=50\%$, $p_c=30\%$, $p_r=10\%$.

Визначаємо індекс приміщення:

$$i = \frac{AB}{h(A+B)} = \frac{5 \cdot 10}{3,4 \cdot (5+10)} = 0,98$$

З табл. 13.6 для світильників ЛДОР при заданих коефіцієнтах відбиття визначаємо коефіцієнт використання $\eta_v = 0,37$.

Визначаємо необхідний світловий потік одного ряду при $K_3 = 1,8$ і $Z = 1,1$

$$\Phi_{\text{ряд}} = \frac{E_n \cdot K_z \cdot S \cdot Z}{N_p \cdot \eta_{\text{в}}} = \frac{200 \cdot 1,8 \cdot 50 \cdot 1,1}{2 \cdot 0,37} = 38529,73 \text{ лм.}$$

Беремо лампи ЛБ потужністю 80 Вт з розрахунковим потоком $\Phi_{\text{л}} = 5220$ і визначаємо потрібне число світильників в одному ряду:

$$N = \frac{38529,73}{2 \cdot 5220} = 3,7 \approx 4$$

Загальна довжина ряду дорівнює (довжина світильника 1,57 м): $1,57 \cdot 4 = 6,28$ м, що допустимо. Таким чином на складі встановлюють 4 світильники ЛДОР (2x80).

Розрахунки для інших приміщень наведені в таблиці 7.10

Таблиця 7.10

№	Найменування Приміщення	Довжина, м	Ширина, м	Висота, м	Нормоване освітлення, лк	Коефіцієнт запасу	Кількість рядів	Тип світильника	Кількість ствіильників	Коефіцієн використання, %	Загальна довжина ряду
1	Склад	5	10	3,6	200	1,8	2	ЛДОР	4	37	6,28
2	Кімната майстрів	5	5	3,6	200	1,8	2	ЛДОР	2	46	3,2
3	Навчальна майстерня	25	20	3,6	300	1,8	4	ЛДОР	44	37	15,2

Електричний розрахунок освітлювальної установки

Визначаємо розрахунковий струм одного світильника:

$$I_{\text{св1}} = \frac{P_{\text{св}}}{U_{\text{л}} \cdot \cos \varphi} = \frac{80}{220 \cdot 0,95} = 0,383 \text{ А}$$

Знаходимо сумарний розрахунковий струм освітлювальної установки складу та половини навчальної майстерні:

$$I_{\Sigma \text{св.}} = \frac{n \cdot P_{\text{св.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{33 \cdot 80}{\sqrt{3} \cdot 380} = 4,011 \text{ А}$$

Вибираємо ввідний автомат:

Вибір струмів апаратів захисту з урахуванням пускових струмів джерел світла: співвідношення ніж тривалодопустимими струмовими навантаженнями провідників і струмами захисних апаратів в силових і освітлювальних мережах повинні бути не менше зазначених у главі.

При захисті автоматами, які мають тепловий та комбінований розчіплювач струм КЗ повинен бути не менше струму уставки помноженого на коефіцієнт 1,4 для автоматів до 100 А і на 1,25 для інших автоматів.

$$I_{\text{ном.розч.}} \geq 1,4 I_{\Sigma \text{св.}}$$

$$32 \text{ А} > 1,4 \cdot 4,011 = 5,62 \text{ А}$$

Отже, приймаємо до встановлення автоматичний вимикач ВА 04-36 (табл..3.4[1]).

Дані автоматичного вимикача наведені в таблиці 7.11.

Таблиця 7.11.

Тип	Номинальне значення		Число полюсів	Розчеплювач	Номинальний струм розчеплювача
	Напруга, В	Струм, А			
ВА 04-36	380	80	3	комбінований	16

Для захисту освітлювальних мереж слід застосовувати автомати з розчеплювачами, що мають зворотньо залежну від струму характеристику, а саме тепловими нерегульованими або комбінованими (тепловими та електромагнітними), як нерегульованими, так і регульованими.

Знаходимо сумарний розрахунковий струм освітлювальної установки кімнати майстрів та другої половини навчальної майстерні:

$$I_{\Sigma \text{св.}} = \frac{n \cdot P_{\text{св.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{32 \cdot 80}{\sqrt{3} \cdot 380} = 3,89 \text{ А}$$

Вибираємо ввідний автомат:

до 100 А і на 1,25 для інших автоматів.

$$I_{\text{ном.розч.}} \geq 1,4 I_{\Sigma \text{св.}}$$

$$32 \text{ А} > 1,4 \cdot 3,89 = 5,45 \text{ А}$$

Отже, приймаємо до встановлення автоматичний вимикач ВА 04-36 (табл..3.4[1]).

Дані автоматичного вимикача наведені в таблиці 7.12.

Таблиця 7.12

Тип	Номінальне значення		Число полюсів	Розчеплювач	Номінальний струм розчеплювача
	Напруга, В	Струм, А			
ВА 04-36	380	80	3	комбінований	16

Вибираємо щиток освітлення:

Щитки освітлювальні групові одностороннього обслуговування уніфіковані типу ЯОУ призначені для розподілу електроенергії, захисту від перевантажень і струмів короткого замикання освітлювальних мереж змінного струму напругою 380/220 В. Щитки комплектуються вступними пакетними вимикачами на номінальний струм 63 і 100 А або вступними шинами, а на лініях, що відходять - автоматичними вимикачами на номінальний струм 25А і 63А. Кліматичне виконання У, Т, УХЛ.

Щитки освітлювальні типів ОП, ОЦ, ОЦВ (настінні) призначені для розподілу електроенергії, а також для захисту від перевантажень і струмів короткого замикання в освітлювальних групових лініях, в мережах з заземленою нейтраллю напругою до 380 В. Ступінь захисту IP20.

Вибирає три щитка освітлення згідно сайту <http://www.emko.ru> для усіх приміщень, дані щитка наведені в табл. 7.13.

Таблиця 7.13.

Тип щитка	Число однофазних груп	Апарат на вході	Апарат на відходящих лініях	Розміри ОЩ		
				довжина	ширина	висота
ОЩ-6УХЛ4	6	АЕ2056-10	ВА 04-36	400	154	516

Вибираємо кабель від ШРА1 15×3 до ЩО1:

Для живлення освітлювальної установки вибираємо кабель з алюмінієвими жилами типу:

Умови вибору кабеля:

1) на відповідність допустимому струму:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{розч.}}$$

$$19 \text{ A} > 16 \text{ A}$$

2) на відповідність апарату захисту:

$$I_{\text{доп.}} \geq 0,22 \cdot I_{\text{розч.}}$$

$$19 \text{ A} > 0,22 \cdot 16 \text{ A} = 3,52 \text{ A}$$

Отже, приймаємо мідний кабель АВВГ 2×1,5 мм² з $I_{\text{доп.}} = 27 \text{ A}$.

Вибираємо кабель від ШРА2 20×3 до ЩО2:

Для живлення освітлювальної установки вибираємо кабель з алюмінієвими жилами типу:

Умови вибору кабеля:

3) на відповідність допустимому струму:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{розч.}}$$

$$19 \text{ A} > 16 \text{ A}$$

4) на відповідність апарату захисту:

$$I_{\text{доп.}} \geq 0,22 \cdot I_{\text{розч.}}$$

$$19 \text{ A} > 0,22 \cdot 16 \text{ A} = 3,52 \text{ A}$$

Отже, приймаємо мідний кабель АВВГ 2×1,5 мм² з $I_{\text{доп.}} = 19 \text{ A}$.

Вибираємо провідник від ЩО до світильників:

Переріз двох жильних провідників вибираємо з урахуванням міцності і допустимого перегріву, враховуючи коефіцієнт 1,1:

$$I_{\text{пров.}} \geq 1,1 \cdot I_{\text{св.1}}$$

$$19 \text{ A} > 1,1 \cdot 0,383 \text{ A} = 0,21 \text{ A}$$

Отже приймаємо двох жильний провідник АВВГ $2 \times 1,5 \text{ мм}^2$ з $I_{\text{доп.}} = 19 \text{ A}$.

Провідники прокладаємо на підвісних лотках, які кріпимо до стелі на відстані 1м.

Аварійне освітлення.

Аварійне освітлення служить для безпечної евакуації людей з приміщень при аварійному зникненні робочого освітлення. Евакуаційне освітлення повинно забезпечувати освітленість основних проходів не менше 0,5 лк.

Для аварійного та евакуаційного освітлення дозволяється використовувати люмінесцентні лампи і лампи розжарювання. При нормальному режимі вони не беруть участь у створенні нормованої освітленості приміщення і робочої поверхні.

Світильники аварійного та евакуаційного освітлення приєднуються окремими лініями до незалежного джерела живлення, при раптовому відключенні робочого освітлення. Крім того, вони повинні відрізнятися від світильників робочого освітлення типом, розміром або спеціальними знаками.

Кількість світильників аварійного освітлення розраховувалось за допомогою програмного забезпечення DIALux.

					<i>ДП 2022 141</i>	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		54

Таблиця 7.14.

№	Найменування приміщення	Довжина, м	Ширина, м	Висота, м	Коефіцієнт запасу	Кількість рядів	Тип світильника	Загальна кількість світильників	Коефіцієнт використання, %
1	Склад	5	10	3,6	1,8	2	ЛДОР	3	48
2	Кімната майстрів	5	5	3,6	1,8	1	ЛДОР	1	48
3	Навчальна майстерня	25	20	3,6	1,8	5	ЛДОР	19	48

Визначаємо розрахунковий струм одного світильника:

На прикладі кімнати майстрів знаходимо сумарний розрахунковий струм:

$$I_{CB1} = \frac{P_{CB}}{U_{Л} \cdot \cos \varphi} = \frac{120}{220 \cdot 0,91} = 0,599 \text{ А}$$

$$I_{\Sigma CB.} = \frac{n \cdot P_{CB.}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{1 \cdot 120}{\sqrt{3} \cdot 380} = 0,182 \text{ А}$$

Вибираємо ввідний автомат:

$$I_{\text{ном.розч.}} \geq 1,4 I_{\Sigma CB.}$$

$$3 \text{ А} > 1,4 \cdot 0,182 = 0,255 \text{ А}$$

Вибір автоматичного вимикача для інших приміщення проводимо аналогічно і заносимо до таблиці 7.14.

Отже, приймаємо до встановлення автоматичний вимикач АЕ1000 і заносимо до табл.. 7.15.

Таблиця 7.15.

№ щитка	Найменування приміщення	$1,4I_{\Sigma св.}$	Тип автоматичного вимикача	Номинальне значення		Число полюсів	Розчеплювач	Номинальний струм розчеплювача
				Напруга, В	Струм, А			
ЩАО1	Кімната майстрів	0,255	AE1000	380	16	1	комбінований	3
ЩАО1	Навчальна майстерня	2,04	AE1000	380	16	1	комбінований	3
ЩАО2	Склад	0,76	AE1000	380	16	1	комбінований	3
ЩАО2	Навчальна майстерня	3,06	AE1000	380	16	1	комбінований	6

Вибираємо 1 щиток аварійного освітлення:

Таблиця 7.16

Тип щитка	Число однофазних груп	Апарат на вході	Апарат на відходящих лініях	Розміри ОЩ		
				довжина	ширина	висота
ОП-ЗУХЛ4	4	ВА 04-36	AE1000	374	140	252

Вибираємо кабель від ШРА-1 15×3 до ЩАО1:

Для живлення освітлювальної установки вибираємо кабель типу АВВГ:

Умови вибору кабеля:

на відповідність допустимому струму:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{розч.}}$$

									Лист
									56
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022 141				

$$17A > 3A$$

на відповідність апарату захисту:

$$I_{\text{доп.}} \geq 0,22 \cdot I_{\text{розч.}}$$

$$17A > 0,22 \cdot 3A = 0,66 A$$

Отже, приймаємо кабель АВВГ $4 \times 1,5 \text{ мм}^2$ з $I_{\text{доп.}} = 17A$.

Вибираємо провідник від ЩАО до світильників:

Переріз двох жильних провідників вибираємо з урахуванням міцності і допустимого перегріву, враховуючи коефіцієнт 1,1:

$$I_{\text{пров.}} \geq 1,1 \cdot I_{\text{св.1}}$$

$$19 A > 1,1 \cdot 0,383 A = 0,421 A$$

Отже приймаємо двох жильний провідник АПВ $2 \times 1,5 \text{ мм}^2$ з $I_{\text{доп.}} = 19A$.

Провідники прокладаємо на підвісних лотках, які кріпимо до стелі на відстані 1,5 м.

									Лист
									57
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022 141				

8. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір високовольтного обладнання

8.1. Розрахунок струмів короткого замикання

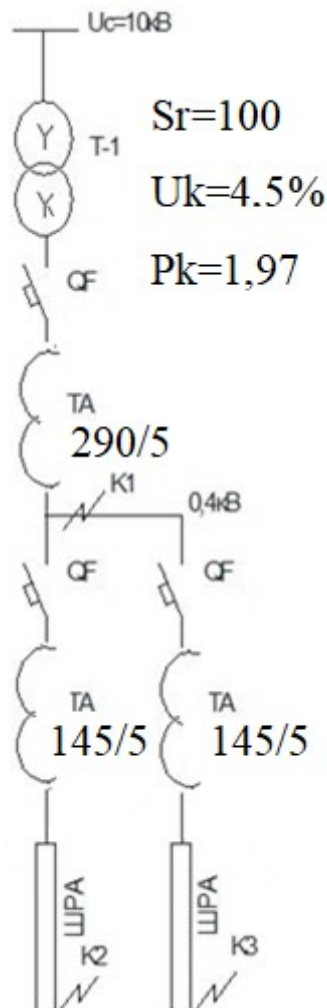


Рис. 8.1 Схема до розрахунків струмів кз в мережі 0,4 кВ.

					ДП 2022 141			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Сапунков Г.О.			8. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір високовольтного обладнання	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Мащенко О.А.					58	4
Реценз.						НУХТ ЕЛ-4-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

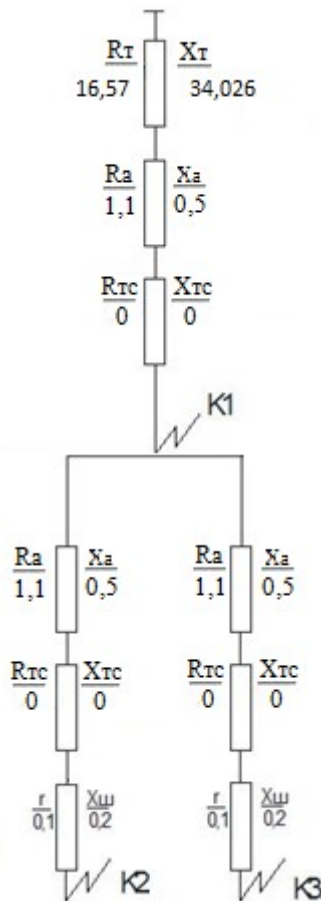


Рис. 8.2 Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в цеховій мережі 0,4 кВ.

1. Приводимо опір системи електропостачання вищої напруги до напруги 0,4 кВ: $X_c=0$
2. Визначаємо опори цехового трансформатора

$$r_T = \frac{\Delta P_K * U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{1,97 \cdot 0,4^2}{100^2} \cdot 10^6 = 16,57$$

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}}\right)^2} \cdot \frac{U_H^2}{S_{НОМ}} \cdot 10^6 = \sqrt{\left(\frac{4,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{1,97}{100}\right)^2} \cdot \frac{0,29^2}{100} \cdot 10^6$$

$$= 34,026 \text{ мОм}$$

Опір автоматичного вимикача складається з опору розчіплювача і опору перехідного контакту. $X_{тс}$

$$r_a = 1,1 \text{ мОм}$$

$$X_a = 0,5 \text{ мОм}$$

Сумарний опір до КЗ в точці К1

$$r_k = r_T + r_a + r_{TC} + r_{K.3} = 16,57 + 1,1 + 0 + 20 = 37,67 \text{ мОм}$$

$$x_k = x_a + x_{TP} + x_{TC} = 0,5 + 34,026 + 0 = 34,53 \text{ мОм}$$

$$Z_k = \sqrt{r_k^2 + x_k^2} = \sqrt{37,67^2 + 34,53^2} = 72,19 \text{ мОм}$$

Точка К1

Трифазний струм кз

$$I_k^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 72,19} = 3,2 \text{ кА}$$

Ударний струм кз

$$T_a = \frac{x_k}{\omega \cdot P_k} = \frac{34,53}{1,41 \cdot 1,97} = 12,43 \text{ с}$$

$$K_y = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 2 \cdot 3,2 = 9,05 \text{ кА}$$

Струм однофазного кз визначається за приблизною формулою

$$I_k^{(1)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \left(Z_{\Pi} + \frac{Z_T^{(1)}}{3} \right)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (86,42 + 100)} = 1,239 \text{ кА}$$

Для трансформатора потужністю 100 кВА з масляним охолодженням і схемою

з'єднання обмоток $\gamma / \gamma 0$, приймаємо $\frac{Z_T^{(1)}}{3} = 100$.

Z_{Π} - повний опір петлі фаза-нуль.

$$r_{\Pi} = r_a + r_{TC} + r_T = 1,1 + 0 + 16,57 = 17,7 \text{ мОм}$$

$$x_{\Pi} = x_a + 2x_{TC} + 2x_T = 0,5 + 0 + 2 \cdot 34,026 = 69,55 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Pi} = \sqrt{r_{\Pi}^2 + x_{\Pi}^2} = \sqrt{17,7^2 + 69,55^2} = 71,77 \text{ мОм}$$

Точка К2= К3

$$r_{K2} = r_a + r_{TC} + r_c + r_{K3} = 1,1 + 0 + 0,1 + 20 = 21,2 \text{ мОм}$$

$$x_{K2} = x_a + x_{TC} + x_{ш} = 1,1 + 0 + 0,2 = 1,3 \text{ мОм}$$

					ДП 2022 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

$$Z_k = \sqrt{r_k^2 + x_k^2} = \sqrt{20^2 + 1,3^2} = 20,042 \text{ мОм}$$

Повний опір

$$Z_{\text{зар}} = \sqrt{Z_1 + Z_2} = \sqrt{72,19^2 + 20,042^2} = 74,92 \text{ мОм}$$

Трифазний струм КЗ в точці К2=К3:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_k} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 74,92} = 3,08$$

Ударний струм кз

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}} = 1,99$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,99 \cdot 3,08 = 8,72 \text{ кА}$$

Струм однофазного кз визначається за приблизною формулою

$$I_k^{(1)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \left(Z_{\Pi} + \frac{Z_T^{(1)}}{3} \right)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (71,77 + 100)} = 1,34 \text{ кА}$$

Струми в точках покажемо в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1.

точка	r_k , мОм	x_k , мОм	Z_k , мОм	$I_k^{(3)}$,кА	i_y ,кА	$I_k^{(1)}$,кА
К1	37,67	34,53	72,19	3,2	9,05	1,239
К2=К3	21,2	1,3	20,042	3,08	8,72	1,34

9. Релейний захист та автоматика (РЗА)

Загальні вимоги до релейного захисту в мережах 10/0,4 кВ

До релейного захисту висувають наступні вимоги:

- **Селективність (вибірковість)** – відключення тільки тієї мінімальної частини або елемента установки, що викликала порушення режиму;
- **Чутливість** – швидка реакція на визначені, заздалегідь задані відхилення від нормальних режимів, іноді самі незначні;
- **Надійність** – безвідмовна робота у випадку від нормального режиму.

Надійність захисту забезпечується як правильним вибором схеми й апаратів, так і правильною експлуатацією, що передбачає періодичні профілактичні перевірки й іспити.

Необхідна швидкість спрацювання реле визначається проектом у залежності від характеру технологічного процесу. Іноді для зведення до мінімуму збитку від виниклих ушкоджень релейний захист повинний забезпечувати повне відключення протягом сотих часток секунди.

По своєму призначенню реле розділяють на реле керування і реле захисту. Реле керування звичайно включають безпосередньо в електричні ланцюги і спрацьовують вони при відхиленнях від технологічного процесу або змінам у роботі механізмів. Реле захисту включають в електричні ланцюги через вимірювальні трансформатори і тільки іноді безпосередньо. Вони спрацьовують при неформальних чи аварійних режимах роботи установки.

					<i>ДП 2022 141</i>		
		<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Сапунков Г.О.</i>			<i>9. Релейний захист та автоматика(РЗА)</i>	<i>Лім.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Мащенко О.А</i>					62	10
<i>Реценз.</i>					НУХТ ЕЛ-4-3		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Балюта С.М.</i>						

Для живлення релейного захисту та автоматики, управління вимикачами, аварійної і попереджувальної сигналізації вибираємо в якості джерела живлення постійний струм на номінальну напругу 220 В. для забезпечення надійного живлення оперативним струмом відповідних пристроїв мережа ділиться на різні ділянки, для того щоб пошкодження на одному з них не порушувало роботу інших категорій. Найбільш відповідальними із споживачів є ланцюги оперативного струму релейного захисту, автоматики та управління вимикачами.

При виборі типів релейного захисту (РЗ) слід керуватися тим, що пристрої РЗ мають забезпечувати автоматичне вимикання елемента, що захищається, на випадок його пошкодження, яке становить безпосередню безпеку для нього чи для всієї установки, а також у разі виникнення умов, що загрожують пошкодженням (різке зниження рівня масла у трансформаторі) або порушення нормального режиму роботи електроустановки.

Якщо порушення нормального режиму роботи чи пошкодження не являють безпосередню безпеку для електроустановки, то пристрої релейного захисту мають забезпечувати сигналізацію, яка вказує на виникнення цих режимів.

При виборі джерел оперативного струму слід враховувати що постійний оперативний струм від акумуляторних батарей використовується на потужних підстанціях при наявності масляних вимикачів великої потужності, а також тоді, коли акумуляторні батареї необхідні крім живлення кіл оперативного струму для інших потреб (наприклад, на заводських ТЕЦ і т. ін.).

Частіше використовується змінний оперативний струм. Як джерела змінного оперативного струму використовуються вимірювальні трансформатори струму, напруги та власних потреб. Трансформатори струму можуть бути надійними джерелами живлення захистів тільки від коротких замикань, що супроводжуються значними струмами пошкодження та

непридатні для живлення оперативних кіл у робочих режимах, також однофазних замиканнях на землю. Трансформатори напруги та власних потреб, навпаки, непридатні для живлення захистів при коротких замиканнях і можуть застосовуватися для керування у нормальних режимах, в також для захисту від пошкоджень, що не супроводжуються значними зниженнями напруги перевантаження, виткові замикання трансформатора, зниження рівня масла. Для живлення кіл захисту у разі відсутності як напруги, так і струму у силових колах (наприклад АПВ) використовують схеми з попередньо зарядженими конденсаторами. Зарядка конденсаторів здійснюється через зарядний пристрій від трансформаторів напруги чи власних потреб. Ці пристрої придатні для вимкнення вимикачів практично а будь-якими приводами. Основним недоліком їх є імпульсність дії що обумовлює неможливість їх застосування для живлення елементів, які працюють зі значним уповільненням. В основному вони використовуються для вимкнення вимикачів і віддільників .

Як джерело випрямного оперативного струму використовуються випрямляючі блоки живлення, що являють собою пристрої, які підключають до трансформаторів струму, напруги чи власних потреб. Вони випрямляють струм і забезпечують постійну напругу, що використовується для живлення оперативних кіл. Бувають випрямлячі блоки живлення струму, напруги та комбіновані. Джерела випрямленого змінного струму можуть використовуватися для живлення захистів, що реагують на будь-які види пошкоджень і ненормальні режими роботи. Недоліками таких блоків є недостатня потужність для живлення котушок вмикання електромагнітних приводів і одночасного вимкнення кількох вимикачів а також неможливість їх використання при вимкненні джерела живлення.

При виборі схеми релейного захисту треба керуватися типовим схемними рішеннями. Проте слід пам'ятати про особливості конкретного РЗ, що накладаються використовуваною комутаційною апаратурою, фактичне

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		64

джерело оперативного струму, віддаленість підстанції від джерела живлення тощо.

Методика вибору струмів спрацьовування захистів визначається типом захистів і вимогами, що ставляться до її чутливості й надійності. Наприклад, для спрацювання вибирається з умов відстроювання від кидків струму намагнічування при вмиканні трансформатора й небалансу за зовнішніх коротких замикань. Струм спрацьовування максимального струмового захисту відстроюється від максимальних струмів навантаження.

Витримка часу максимального струмового захисту вибирається з умови узгодження із захистом попередньої дільниці. При узгодженні із захистом, що має незалежну витримку часу, ступінь часу обирається 0,35...0,6 с при узгодженні із захистом, що має залежну характеристику, - 0,6 ...1 с. При узгодженні зі швидкодіючим захистом ступінь часу обирається 0,35...0,4 с.

Загальні принципи побудови диференційного струмового захисту силових трансформаторів.

Поздовжній диференційний струмовий захист - основний швидкодіючий захист трансформаторів з обмоткою ВН 3 кВ та вище.

Згідно з правилами влаштування електроустановок рекомендується використовувати диференційний захист на поодинокі працюючих трансформаторах потужністю $S_{\text{ном}} \geq 6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ і на трансформаторах потужністю $S_{\text{ном}} \geq 4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, що працюють паралельно, Диференційний захист встановлюється також на трансформаторах потужністю $S_{\text{ном}} = 1...4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. у випадку, якщо більш простий захист (струмова відсічка, максимальний струмовий захист) не задовольняє умовам чутливості або має більшу витримку часу (понад 0,5 с).

Розглянемо більш докладно релейний захист і автоматику знижувального трансформатора. Знижувальний трансформатор повинен мати максимальний

струмовий захист від надструмів, узгоджений за струмом і часом з наступними елементами схеми.

Окрім максимального струмового захисту від надструмів силовий трансформатор, залежно від потужності повинен мати газовий захист, що забезпечує його вмикання при пошкодженні на стороні вищої напруги. Якщо на підстанції передбачене чергування персоналу чи передача попереджувальних і аварійних сигналів на який-небудь черговий пункт, то встановлюють захист трансформатора від перевантаження, який діє на сигнал з витримкою часу більшою за витримку часу інших захистів на об'єкті, як правило, 8...10с.

9.1 Вибір автоматичних вимикачів

Згідно з ПУЕ апарати захисту за своєю вимикаючою здатністю мають відповідати максимальному значенню струму короткого замикання на початку ділянки, що захищається, електричної мережі.

Допускається установка апаратів захисту, якщо найближчий апарат, розташований у напрямі до джерела живлення, забезпечує миттєве вимкнення струму короткого замикання.

Номінальні струми розчеплювачів автоматичних вимикачів слід обирати за розрахунковими струмами ділянок мережі чи за номінальними струмами електроприймачів. При цьому апарати захисту не повинні вимикати електроустановки при короткочасних перевантаженнях (пускові струми, пікові струми тощо).

Автоматичний вимикач призначений для вмикання і вимикання електричних кіл і електрообладнання, а також для захисту від великих струмів, що виникають при короткому замиканні і перевантаженні.

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		66

Умови вибору автоматичного вимикача:

$$U_{\text{НОМ}}^{\text{АВ}} \geq U_{\text{НОМ}}^{\text{мережі}} \quad I_{\text{НОМ розч}} \geq I_{\text{розр}} \quad I_{\text{НОМ}}^{\text{АВ}} \geq I_{\text{НОМ розч}} \quad I_{\text{спрац}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пік}}$$

$I_{\text{НОМ}}^{\text{АВ}}$ – номінальний струм АВ.

Вибір автоматичного вимикача до електроприймачів наведено в таблиці 9.1.

Таблиця 9.1.

№	Найменування	Кількість	Електроприймач					Автоматичний вимикач			
			$P_{\text{НОМ}}$ кВт	$I_{\text{НОМ}}$, А	$\text{Cos}\varphi$	η	$I_{\text{пік}}$	$I_{\text{НОМ}}^{\text{розч}}$	$I_{\text{НОМ}}^{\text{АВ}}$	Тип	
1	Вертикально-свердлувальний верстат	5	4	7,60	0,8	0,95	19	10	100	ВА 04-36	
2	Токарно-гвинторізний верстат	6	12	22,79	0,8	0,95	142,5	31,5	100	ВА 04-36	
3	Верстат для намотування котушок	2	5,5	10,45	0,8	0,95	28,5	20	100	ВА 04-36	
4	Шафа сушильна	2	40	62,01	0,95	0,98	62,01	63	100	ВА 04-36	
5	Ванна для просочення	1	7	10,85	0,95	0,98	6,2	20	100	ВА 04-36	
6	Зигмашина	1	4	7,55	0,85	0,9	23,4	10	100	ВА 04-36	
7	Комбіновані пресс-ножиці	1	2,2	4,15	0,85	0,9	20,1	6	100	ВА 04-36	
8	Машина листозгинальна	1	5,5	10,38	0,85	0,9	28,4	20	100	ВА 04-36	
9	Заточувальний верстат	2	3	5,70	0,8	0,95	22	6	100	ВА 04-36	
10	Пресс	3	11	20,89	0,8	0,95	94,96	31,5	100	ВА 04-36	

11	Верстат для ізоляції проводів	2	3	5,70	0,8	0,95	14,2	6	100	ВА 04-36
12	Витяжна шафа	1	40	71,50	0,85	0,95	196,6	80	100	ВА 04-36
13	Верстат для стикового зварювання	1	11	20,89	0,8	0,95	37,9	31,5	100	ВА 04-36
14	Вентилятор	1	7,5	14,24	0,8	0,95	52,2	20	100	ВА 04-36
15	Зварювальний перетворювач	2	30	67,66	0,8	0,8	361	80	100	ВА 04-36
16	Трансформатор для печі ОСУ-20	1	22	79,39	0,5	0,8	271	80	100	ВА 04-36
17	Поперечно-стругальний верстат	1	5,5	10,45	0,8	0,95	37,9	20	100	ВА 04-36

9.2 РЗА трансформаторів цехових ТП Максимальний струмовий захист

Максимальний струмовий захист (МСЗ)- Найпростіший і надійний захист, що широко застосовується для захисту трансформаторів.

Визначаємо номінальний струм на стороні 10 кВ:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,774 \text{ А.}$$

Трансформатори струму прийняті з коефіцієнтом трансформації 50/5, схема захисту неповна зірка; $K_{сх}=1$.

Струм спрацювання захисту:

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot (I_{ном} \cdot K_{сзп} + I_{ном})}{K_{п}} = \frac{1,2 \cdot (5,774 \cdot 1,5 + 5,774)}{0,85} = 20,4 \text{ А,}$$

де $K_H=1,2$ -коефіцієнт надійності; $K_{\text{цзп}}=1,5$ -коефіцієнт само запуску;
 $K_{\text{п}}=0,85$ -коефіцієнт повернення реле.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{k \min}}{I_{\text{цз}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 175,2}{20,4} = 5,44 > 1,5,$$

де $I_{k \min}$ - мінімально ймовірне значення струму при короткому замиканні на стороні НН трансформатора, приведене до сторони ВН.

$$I_{k \min} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k \max}^{\text{НН}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3200 \cdot \frac{0,4}{10} = 110,85 \text{ A}$$

Уставка реле струму:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{цз}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{т,тс}}} = \frac{20,4 \cdot 1}{10} = 2,04 \text{ A}.$$

Обираємо реле типу Місом.

Установка часу захисту (реле):

$$t_{\text{цз1}} = t_{\text{макс}} + \Delta t.$$

Ступінь селективності.

$$\Delta t = 0,12 + 0,12 + 0,08 + 0,1 = 0,42 \approx 0,4 \text{ с},$$

де 0,12- похибка двох мікропроцесорних реле Місом; 0,08 - час до згасання дуги на контактах вимикача; 0,1- запас часу.

Тоді

$$t_{\text{цз1}} = 1,2 + 0,4 = 1,6 \text{ с};$$

$$t_{\text{цз2}} = 1,6 + 0,4 = 2 \text{ с}.$$

Розрахунок миттєвого діючого струмового захисту

(відсічки)

Максимальний струм на стороні 10 кВ:

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		69

$$I_{MAX} = \frac{K_{пер} \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1,4 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,08 \text{ A}.$$

Відсічка – найбільш простий з диференційних захистів трансформаторів. Вона виконується на базі мікропроцесорних реле Місом. При цьому відстройка захисту від піку струму намагнічування здійснюється за допомогою невеликої витримки. Справа в тому, що пік миттєвого значення струму намагнічення швидко знижується від початкового рівня $(6...8)I_{НОМ}$ до $(2...3)I_{НОМ}$ усього за 0,04...0,06 с. Приблизно такий самий час потрібен для спрацювання реле. В результаті приблизно з запасом 1,5 разів приймається

$$I_{сз}^{нам} = K_{від}^{нам} \cdot I_{MAX} = 5,44 \cdot 8,08 = 43,97 \text{ A}$$

Також відстройка відсічки здійснюється за максимальним значенням струму к.з. на стороні НН трансформатора

$$I_{сз}^{кз} = K_{від}^{кз} \cdot I_{k\max}^{нн} \cdot \frac{U_{ном}^{нн}}{U_{ном}^{вн}} = 1,2 \cdot 3200 \cdot \frac{0,4}{10} = 153,6 \text{ A}$$

З двох значень $I_{сз}^{нам}$ та $I_{сз}^{кз}$ вибираємо найбільше, тобто $I_{сз} = I_{сз}^{кз} = 153,6 \text{ A}$

Перевіримо коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч} = \frac{I_{k\min}^{вн}}{I_{сз}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 830}{153,6} = 4,68 > 1,5.$$

де $I_{k\min}^{вн}$ - мінімально ймовірне значення струму при короткому замиканні на стороні ВН трансформатора.

Знаходимо вторинний струм:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_{Т,ТС}} = \frac{153,6 \cdot 1}{10} = 15,36 \text{ A}.$$

Так як, $K_{ч} > 1,5$ диференційна струмова відсічка прийнята.

									Лист
									70
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

Захист від перевантажень

Струм спрацювання сигналізації:

$$I_{CC} = \frac{K_{ВД} \cdot K_{сзн}}{K_{П}} \cdot I_{ном} = \frac{1,05 \cdot 1,35}{0,85} \cdot 5,774 = 9,63 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{CP} = \frac{I_{CC} \cdot K_{CX}}{K_{T,TC}} = \frac{9,63 \cdot 1}{10} = 0,96 \text{ А.}$$

Час спрацювання сигналізації:

$$t_{cc} = t_{сз}^{МСЗ} + \Delta t = 2 + 0,4 = 2,4 \text{ с,}$$

де $\Delta t = 0,4$ с - ступінь селективності.

Таблиця 9.1 .

Струм спрацювання		Коефіцієнт	Час спрацювання захисту
захисту	реле		
$I_{сз}$	I_{CP}	Кч	$t_{сз}$
А	А	-	с
Відсічка			
43,97	15,36	4,68	-
Максимальний струмовий захист (МСЗ)			
20,4	2,04	5,44	2
Захист від перевантажень (з дією на сигнал)			
54,4	0,96	-	2,4

10. Облік та вимірювання режимних параметрів системи електропостачання

10.1. Обґрунтування систем комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання.

Робота енергетичної галузі висуває підвищені вимоги до систем обліку електроенергії: рівня їх автоматизації, точності, надійності. Основна мета удосконалення системи обліку-створення можливості отримання достовірного балансу виробництва, передачі, розподілення та споживання електричної потужності та енергії як на окремому промисловому підприємстві, так і в державі в цілому. На сьогодні статті балансу складаються на основі даних, отриманих з допомогою індукційних лічильників енергії, встановлених на підстанціях споживачів. Такий баланс суттєво спотворений внаслідок похибок вимірювання приладів обліку на різних рівнях системи електропостачання. А найбільшу похибку вносить несинхронність зняття показаників з лічильників. Підвищення точності вимірювань системи обліку електроенергії можна досягти тільки шляхом пропорційного підвищення точності вимірювань на всіх рівнях системи.

До останнього часу в Україні були відсутні підприємства з виробництва необхідного спектра вимірювальної техніки, засобів збору, передачі та обробки інформації. Відсутні також нормативна база і концепція створення зазначених пристроїв. На цей час багато підприємств країни та зарубіжних фірм пропонують прилади та інформаційно-вимірювальні системи різних типів та рівнів точності.

Оскільки вартість електричної енергії залежить від затрат на її виробництво і передачу, моменту попиту (пори року, днів тижня і години доби),

					ДП 2022 141		
		№ докум.	Підпис				
Розроб.	Сапунков Г.О.			<i>10. Облік та вимірювання режимних параметрів системи електропостачання</i>	Літ.	Лист	Листів
Перевір.	Машенко О.А.					72	5
Реценз.					НУХТ ЕЛ-4-3		
Н. Контр.							
Затверд.	Балюта С.М.						

величини заявленої потужності та часу споживання потужності, то собівартість її є різною для кожної пори року.

Перехід до тарифів реального часу дозволяє вийти на дійсну ціну електричної енергії та оптимізувати виробництво, постачання і споживання електричної енергії.

Це можливо лише при вдосконаленні системи обліку. Ефективність застосування тарифів реального часу значною мірою залежить від дотримання певних умов. Повинна діяти система комерційного обліку і контролю споживання електричної енергії, що функціонує в реальному масштабі часу. Необхідно автоматизувати взаєморозрахунки між учасниками енергоринку. Основними показниками, що характеризують ефективність інформаційно-вимірювальної техніки в системі обліку є точність подання вимірювальної інформації та її достовірність. На додаток до класичного підходу і відповідно до об'єкта, що розглядається, процес отримання достовірної інформації повинен бути автоматизований, щоб забезпечити одночасність надання вимірювальної інформації, яка суттєво впливає на результат вимірювання. Зазначені показники визначаються в системі обліку електроенергії принципами організації вимірювань, якістю системи обліку та зв'язку. Однією із цілей вдосконалення системи обліку електроенергії слід вважати створення умов для забезпечення більш достовірного балансу виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної потужності або енергії в межах держави. На сьогодні статті зазначеного балансу, що складається на основі даних обліку електроенергії, суттєво викривлені через різні похибки вимірювання приладів обліку, що встановлені на різних рівнях системи електропостачання в результаті несинхронності зчитування інформації з лічильників. Ці обставини, в свою чергу, викликають необхідність відносити всі небаланси, що виникають, до втрат електроенергії, що не дозволяє об'єктивно оцінювати рівень технічних втрат в мережах. На даному етапі розвитку техніки для вирішення питання з

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		73

обліку електроенергії є можливість застосувати систему автоматичного контролю електроспоживання.

10.2. Вибір комплексних систем обліку та контролю електроспоживання, багатофункціональних електронних лічильників і т.д.

Автоматизована система контролю та управління електроспоживанням

Дворівнева автоматизована система контролю та управління електроспоживанням (АСКОЕ) побудована на базі використання інтелектуального багатофункціонального мікропроцесорного лічильника електроенергії, сучасної техніки передачі інформації, а також нових розробок програмного забезпечення. На нижньому рівні лічильники об'єднані в інформаційну мережу. На підстанціях підприємства встановлено лічильники та апаратура збирання і первинної обробки вимірних даних. За допомогою програмного забезпечення відбувається обробка інформації та передача її в службу АСО чи на диспетчерський пункт у відділі головного енергетика. Основним елементом такої дворівневої АСКОЕ є електронний мікропроцесорний лічильник електричної енергії класу точності - 0,2S.. ,0,5S. Високоточні лічильники вимірюють активну та реактивну енергію в обох напрямках, реєструють, запам'ятовують та відображають вимірні величини, статичну інформацію, повідомлення тестової самодіагностики і проводять тарифікацію. Обробка миттєвих значень струмів та напруг здійснюється за алгоритмами, які забезпечують практичну незалежність точності вимірювань від випадкових перешкод.

Вибір трансформаторів струму.

В приєднанні НН

Вибираємо трансформатор струму типу ТШ-0,66 згідно сайту <http://www.megommetr.com> :

$$I_{НОМ} = 400 \text{ А} > I_{МАХ} = 202,1 \text{ А};$$

					ДП 2022 141	Лист
						74
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

11. Якість електричної енергії в системі електропостачання

11.1. Характеристика показників якості електричної енергії.

Відхилення напруги, зумовлені повільними процесами зміни навантажень у системі, справляють різний вплив на режим роботи окремих споживачів. Скажімо, тривале підвищення напруги на затискачах електричних двигунів – наймасовіших споживачів енергосистем – призводить до збільшення обертового моменту їх, зменшення ковзання й зростання втрат у сталі двигунів, бо такі втрати пропорційні квадрату підведеної напруги, збільшенню струму холостого ходу і, значить, зменшенню коефіцієнта потужності електродвигунів. Зниження напруги на затискачах електродвигунів призводить до зниження обертового моменту, збільшенню ковзання, зростанню струму статора й зменшенню терміну служби ізоляції електродвигунів. У разі тривалої роботи електродвигунів при зниженій нарузі, зокрема на рівні 90 % номінального значення, строк служби ізоляції двигуна зменшується на 18-20 %, що істотно знижує продуктивність технологічних механізмів, що їх приводить у дію цей електродвигун. Підвищення напруги на затискачах звичайного асинхронного двигуна на 1 % спричиняється до збільшення струму холостого ходу й споживаної двигуном реактивної потужності приблизно на 3 % . Але при цьому має місце перехід на нелінійну частину кривої намагнічення що є джерелом генерації вищих гармонік напруги. Підвищення напруги веде до підвищення запасу статичної стійкості вузла навантаження.

Найбільший вплив відхилення напруги справляє на режими роботи нагрівальних, особливо освітлювальних, приймачів електричної енергії.

Наприклад, зниження напруги на затискувачах плавильних печей всього на 5 % від номінального значення збільшує час плавки в 1.5-2 рази, знижує світловий потік ламп розжарювання на 18-20 %, що може призвести до

					ДП 2022 141		
		№ докум.	Підпис				
Розроб.	Сапунков Г.О.			<i>11. Якість електричної енергії в системі електропостачання</i>	Лім.	Лист	Листів
Перевір.	Мащенко О.А.					77	6
Реценз.					НУХТ ЕЛ-4-3		
Н. Контр.							
Затверд.	Балюта С.М						

збільшення ступеня травматизму працівників. Підвищення напруги на затискачах освітлювальних приладів на 10 % скорочує термін служби ламп розжарювання приблизно в 3 рази. Зменшення напруги призводить до зростання терміну нагріву в електротермічних установках, а при значних відхиленнях напруги процес взагалі не може бути завершено. Особливо чутливі до відхилення напруги такі процеси як вирощування кристалів, скляне виробництво.

Підвищення напруги впливає на режим мережі:
- зменшуються втрати потужності у повздовжніх елементах схем заміщення та зростають втрати потужності неробочого ходу. У мережах напругою 330 кВ і вище зростають втрати активної потужності на корону. Основним засобом забезпечення необхідного рівня напруги є регулювання напруги в електричних системах.

Відхилення частоти. Баланс активних потужностей у мережі визначає рівень частоти. За допомогою систем управління забезпечується баланс активних потужностей при частоті 50 Гц. Якщо баланс потужностей порушується, то змінюється і частота у мережі. Причиною порушення балансу може бути аварійне відключення генераторів на електростанціях, будь якого елемента електричної системи, включення і відключення споживачів. Розподіл потужностей при зміні частоти відрізняється від оптимального, що викликає зростання втрат потужностей та зменшення терміну роботи обладнання із-за перегрівів ізоляції.

Причинами **несиметрії** у мережі є нерівномірний розподіл однофазного навантаження у мережах до 0,4 кВ; потужна з неоднаковими значеннями споживання потужність у мережах 6-10 кВ; несиметричні режими у мережах вище 35 кВ. Розглянемо вплив несиметрії на АД. Відомо що несиметричний режим може бути проаналізовано за допомогою метода симетричних складових. Зворотна складова наводить у роторі ЕДС подвійної частоти. Якщо врахувати що індуктивність зворотної послідовності АД в 5-7 разів менше

індуктивності прямої послідовності, то незначна несиметрія напруги може привести к значному росту несиметрії струму. Зростанні струму призводить до додаткового нагріву обмоток. При роботі з номінальним навантаженням та при $K_{2u} = 4\%$ термін служби ізоляції тільки з причини додаткового нагріву зменшується приблизно у 2 рази. Несиметрія у мережі веде до зменшення потужності що генерує батарея конденсаторів.

Вплив на лінії та трансформатори мережі проявляється у додаткових втратах потужності. Струми I_2 и I_0 викликають зростання втрат у повздовжніх елементах схем заміщення. Напруги U_2 и U_0 викликають зростання у поперечних елементах схем заміщення. Накладання U_2 і U_0 та U_1 призводить до різких додаткових відхилень напруги у різних фазах. Несиметрія може бути причиною помилкової роботи систем автоматики і релейного захисту, телемеханічних пристроїв. Така робота вказаних систем приводить до порушень технологічних процесів.

Гармоніки виникають у мережах як наслідок роботи нелінійних навантажень. Вищі гармоніки виникають при роботі тиристорних перетворювачів; обладнання, яке використовує електричну дугу. Вищі гармоніки викликають не тільки втрати потужностей і енергії, а викликають порушення у роботі релейного захисту, протиаварійної автоматики, пристроїв керування, що приводить до порушень технологічних процесів. Джерела гармонік:

1. Машини змінного струму - генератори і двигуни (магнітне поле не ідеально синусоїдально).
2. Магнітні кола що насиченні.
3. Перетворювачі усіх типів
4. Апарати з електричною дугою чи апарати що використовують електричний розряд: дугові печі, зварювальні машини, люмінесцентні лампи (створюють не стабільні у часі гармоніки).

Дії ударного навантаження викликають швидкі зміни напруги у вузлах мережі. Коливання напруги приводять до флікеру, перешкодам у роботі телебачення, хибній роботі регулюючих пристроїв, порушеннями у роботі рентгенівського обладнання, коливанням моменту на валах двигунів, які приводять до підвищених втрат електроенергії та зносу матеріалів.

11.2. Характеристика методів та технічних заходів по забезпеченню якості електроенергії.

Основним засобом забезпечення необхідного рівня напруги є регулювання напруги в електричних системах.

Заходи щодо зменшення впливу несиметрії називають симетруванням режимів:

1. Забезпечення рівномірного розподілу навантажень по фазам.
2. Зменшення опору нульової послідовності Z_0 в у мережах до 1 кВ за рахунок збільшення перерізу нульового проводу, використання трансформаторів з меншими індуктивностями $X_{0\tau}$ (залежать від схем з'єднання обмоток, схеми вторинної обмотки - зігзах, з'єднання обмоток "трикутник-зірка з нульовим проводом"),

3. Спеціальні пристрої що симетрують.

3. Універсальні симетрируючі пристрої - батареї конденсаторів.

Відомо що за допомогою конденсаторів можливо створювати струми зворотної послідовності за рахунок включення різної кількості конденсаторів між фазами мережі. Треба створити по значенню струм такий як у мережі, але повернутий відносно від струму у мережі на 180°. Але існує проблема. Струм зворотної послідовності у мережі змінюється при зміні навантажень та конфігурації мережі. Виникає необхідність зміни струму що генерують конденсатори, тобто треба перерозподіляти їх між фазами під час зміни режиму мережі.

Слід підкреслити що струм прямої послідовності не залежить від розподілу конденсаторів між фазами, а струм зворотної послідовності залежить.

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		80

Зменшення несинусоїдальності забезпечується наступним чином:

1. Зменшення рівня вищих гармонік від перетворювачів за рахунок збільшення числа фаз і використання спеціальних схем перетворення та керування ними.

2. Раціональної побудови схеми мережі:

- живлення нелінійних навантажень від окремих ліній та трансформаторів;

- використання фільтрів.

Заходи щодо зниження коливань напруги:

1. Пристрої повздовжньої компенсації

2. Синхронні генератори с АРВ

3. Раздільне живлення навантажень (статичної і різко змінної).

11.3. Перевірка цехової мережі на допустиме відхилення напруги.

Довжина шинопроводів $l = 0,08 \text{ км}$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{\sum Q_p}{\sum P_p}$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{170,31}{179,82} = 0,98;$$

$$\cos\varphi = \cos(\operatorname{arctg}(\operatorname{tg}\varphi))$$

$$\cos\varphi = \cos(\operatorname{arctg}(\operatorname{tg}\varphi)) = \cos(\operatorname{arctg}(0,98)) = 0,71$$

$$\sin\varphi = \sin(\operatorname{arctg}(\operatorname{tg}\varphi))$$

$$\sin\varphi = \sin(\operatorname{arctg}(\operatorname{tg}\varphi)) = \sin(\operatorname{arctg}(0,98)) = 0,2$$

Опори шинопровода ШРА1:

$$r_0 = 0,13 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,1 \text{ Ом/км}$$

Втрати напруги:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (\cos\varphi \cdot r_0 + \sin\varphi \cdot x_0)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 154,66 \cdot 0,08 \cdot (0,71 \cdot 0,13 + 0,2 \cdot 0,1) = 2,41 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{2,41 \cdot 100}{380} = 0,63\% < 5\%$$

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		81

Опори шинопровода ШРА2:

$$r_0 = 0,2 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,1 \text{ Ом/км}$$

Втрати напруги:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (\cos\varphi \cdot r_0 + \sin\varphi \cdot x_0)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 180,88 \cdot 0,08 \cdot (0,71 \cdot 0,2 + 0,2 \cdot 0,1) = 4,06 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{4,06 \cdot 100}{380} = 1,07\% < 5\%$$

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		82

12. Охорона праці

Вданому дипломному проєкті проводиться розрахунок такого силового обладнання для ремонтно-механічного цеху заводу по виробництву запасних деталей.

Номер на плані	Найменування електроприймача	P_n , кВт
1, 2, 3, 4, 26	Вертикально-свердлувальний верстат	5,65
5, 25, 28, 29, 32, 33	Токарно-гвинторізний верстат	11,25
6, 7	Верстат для намотування катушок	2,2
8, 16	Шафа сушильна	30
9	Ванна для просочення	3
10	Зигмашина	2,2
11	Комбіновані пресс-ножиці	1,5
12	Машина листозгинальна	4
13, 31	Заточувальний верстат	1,1
14, 15, 27	Пресс	10
17, 21	Верстат для ізоляції проводів	1,1
18	Витяжна шафа	15
19	Верстат для стикового зварювання	3
20	Вентилятор	4
22, 23	Зварювальний перетворювач	18
24	Трансформатор для печі ОСУ-20	15 кВА

					<i>ДП 2022 141</i>		
Змн.	Л83ист	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Сапунков Г.О.			Лім.	Лист	Листів
Перевір.		Мащенко О.А.				83	11
Реценз.					<i>12. Охорона праці</i> <i>НУХТ ЕЛ-3-4</i>		
Н. Контр.							
Затверд.		Балюца С.М.					

30	Поперечно-стругальний верстат	5,5
----	-------------------------------	-----

Коротка характеристика навчальних майстерень і споживачів електричної енергії, Призначені для практичної підготовки навчаючих. Вони являються невід’ємною частиною навчально-матеріальної бази підприємства. Крім того, можна використовувати для створення не складних заказів силами навчаючих потрібним організаціям.

Шкідливі фактори на виробництві

Шкідливі виробничі фактори — фактори середовища і трудового процесу, які можуть викликати професійну патологію, тимчасове або стійке зниження працездатності, підвищити частоту соматичних та інфекційних захворювань, призвести до порушення здоров'я потомства.

Класифікація:

Шкідливими виробничими факторами можуть бути:

- фізичні фактори — температура, вологість і рухливість повітря, неіонізуючі електромагнітні випромінювання (ультрафіолетове, видиме, інфрачервоне, лазерне тощо), статичні, електричні і магнітні поля, іонізуючі випромінювання, виробничий шум, вібрація, ультразвук тощо;
- хімічні фактори, у тому числі деякі речовини біологічної природи (антибіотики, вітамін, гормони, ферменти);
- біологічні чинники (патогенні мікроорганізми, препарати, що містять живі клітини та спори мікроорганізмів, білкові препарати);
- фактори трудового процесу, що характеризують напруженість праці (інтелектуальні, сенсорні та емоційні навантаження, монотонність навантажень, режим роботи);
- фактори трудового процесу, що характеризують тяжкість фізичної праці (фізична динамічне навантаження, маса що піднімається і

									Лист
									84
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022 141				

переміщеного вантажу, стереотипні робочі рухи, статичне навантаження, робоча поза, нахили корпусу, переміщення в просторі).

Норми дії шкідливих факторів

Наявність факторів трудового процесу, які характеризують тяжкість фізичної праці в обсязі, що перевищує припустимі фізичні навантаження, дозволяє говорити про важкість фізичної праці. Наприклад, вимушені нахили корпусу більше 30° 50-100 разів за зміну вважаються допустимим (середньої по тяжкості) фізичним навантаженням. Ті ж самі нахили корпусу понад 300 разів за зміну дозволяють вважати виконується праця фізично важка, що може викликати стійкі функціональні порушення, призводить у більшості до зростання захворюваності з тимчасовою втратою працездатності, до підвищення частоти загальної захворюваності та появи окремих ознак професійної патології. Умови праці, які характеризуються такими рівнями факторів виробничого середовища, вплив яких протягом робочої зміни (або її частини) створює загрозу для життя, високий ризик виникнення важких форм професійних уражень, вважаються небезпечними (екстремальними).

Електробезпека на виробництві

Електробезпека — система організаційних та технічних заходів і засобів, що забезпечують захист людей від шкідливого та небезпечного впливу електричного струму, електричної дуги, електромагнітного поля і статичної електрики. Правила електробезпеки регламентуються правовими і технічними документами, нормативно-технічною базою. Знання основ електробезпеки обов'язкове для персоналу, що обслуговує електроустановки і електроустаткування.

Можливі способи захисту

- електрична ізоляція

									Лист
									85
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2022 141

- захист від випадкового дотику до струмовідних частин
- захисне заземлення, занулення, зрівнювання електричних потенціалів
- захисне відключення
- застосування наднизької (безпечної) напруги
- контроль і профілактика пошкодження ізоляції
- захист від небезпеки при переході з вищої сторони на нижчу
- електричне розділення кіл
- застосування індивідуальних захисних засобів

Безпека напруги

SELV (safety extra-low voltage, мале напруга) — це напруга не більше 48 Вольт, що застосовується в електричних колах для зменшення небезпеки ураження електричним струмом. Найбільший ступінь безпеки досягається при напругах до 12 Вольт. У виробництві частіше використовують мережі напругою 12 Вольт та 36 Вольт. Для створення таких напруг використовують понижувальні трансформатори.

Гальванічне розділення кіл

Розгалужена електрична мережа великої протяжності має значну ємність і невеликий опір фаз відносно землі. У цьому випадку навіть дотик до 1 фази є дуже небезпечним. Якщо єдину мережу розділити на ряд невеликих мереж такої ж напруги, то небезпека ураження різко знижується. Зазвичай поділ мереж здійснюється шляхом підключення окремих електроустановок через розділювальні трансформатори. Захисне розділення мереж допускається лише для мереж до 1000 Вольт.

Електрична ізоляція

Шар діелектрика, яким покривають поверхню струмопровідних елементів, або конструкція з непровідні матеріалу, за допомогою якої струмопровідні частини відокремлюються від інших частин електрообладнання, називається електричною ізоляцією.

Захист від випадкового дотику до струмопровідних частин

					ДП 2022 141	Лист
						86
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Для виключення небезпеки дотику до струмопровідних частин електрообладнання необхідно забезпечити їх недоступність. Це досягається за допомогою розташування струмопровідних частин на недоступній висоті або в недоступному місці, а якщо таке розташування неможливе — застосування огорож і бар'єрів.

ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА НА ВИРОБНИЦТВІ

Об'єкти сучасного виробництва у своїй більшості є пожежонебезпечними. На багатьох із них застосовуються технології з наявністю високих температур, тиску, парів легкозаймистих рідин, горючих газів, пилу тощо. Для сучасних підприємств характерні концентрація на невеликій площі значної кількості обладнання великий об'єм сучасних виробничих будівель, недостатній рівень протипожежного захисту.

Пожежі на промислових об'єктах можуть призводити до загибелі людей, величезних матеріальних втрат, екологічних катастроф. Тому пожежна безпека на підприємствах і в технологічних процесах виробництва має стати одним із пріоритетних завдань менеджменту та персоналу таких об'єктів. Забезпечення пожежної безпеки - це досить складне соціально-економічне завдання, спрямоване на запобігання пожежам та ліквідацію пожеж, у випадку їхнього виникнення, з мінімальними наслідками.

Пожежну безпеку забезпечують системи запобігання пожежі та протипожежного захисту, а також організаційно-технічні заходи. Управління пожежною безпекою передбачає підвищення безпечності стану приміщень, обладнання та виробничих процесів.

Пожежну безпеку забезпечують такі основні компоненти виробництва:

- технічна система, яка передбачає надійність обладнання, використання безпечних технологій, визначає обсяг вибухопожежонебезпечних речовин, проектні рішення, впровадження систем виявлення та гасіння пожеж, розміщення обладнання тощо;

									Лист
									87
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2022 141

пожежонебезпечні властивості мають подаватися для всіх речовин, матеріалів, сумішей тощо, які застосовуються на виробничому об'єкті, з урахуванням особливостей і параметрів технологічних процесів. При відсутності таких параметрів їх визначають дослідним шляхом на установках, які пройшли атестацію на право отримання експериментальних даних, або за допомогою стандартизованих розрахункових методів.

Заходи з попередження пожеж на підприємстві

На основі проведеного аналізу на підприємстві розробляється система заходів щодо попередження пожежі та протипожежного захисту технологічних процесів згідно з вимогами нормативних документів.

Протипожежні заходи базуються на вимогах ГОСТ 12.1.004-91 щодо виключення джерела загоряння. Якщо це джерело не може бути ізольованим за умовами технологічного процесу, то об'єкт (приміщення, устаткування) необхідно забезпечити надійною системою протипожежного захисту.

До заходів зниження наслідків пожежі належать:

- а) обмеження розтікання горючих рідин;
- б) зменшення інтенсивності випаровування горючих рідин;
- в) аварійний злив горючих рідин у аварійні ємності;
- г) установлення вогнеперешкоджувачів;
- д) обмеження маси небезпечних речовин при зберіганні та в технологічних апаратах;
- є) водяне зрошення технологічних апаратів;
- ж) винесення пожежонебезпечного обладнання до ізольованих приміщень;
- з) установлення в технологічному обладнанні швидкодіючих відмикаючих пристроїв;
- і) обмеження розповсюдження пожежі за допомогою протипожежних відстаней і перешкод;
- к) застосування вогнезахисних фарб та покриттів;

									Лист
									89
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022 141				

(людина доторкнулась до фазного провідника в момент, коли інший провідник був замкнений на землю через різні опори замикання на землю $R_{зам}$, Ом).

Показати, в яких випадках доторкання небезпечніше. В розрахунках прийняти опір тіла людини R_l , Ом; опір заземлення нейтралі R_0 , Ом; опір ізоляції провідників $R_A = R_B = R_C = R_N = R$, кОм; ємність провідників $C_A = C_B = C_C = C_N = C$, мкФ. Вихідні дані для розрахунку наведено в Табл.1)

Табл. 1

Варіат	R_l , Ом	R_0 , Ом	R , кОм	C , мкФ	$R_{зам}$, Ом
9	800	3,6	25	0,05	200;40;4;0,5

У нормальному режимі роботи мережі, провідності фазних і нульового проводів відносно землі в порівнянні з провідністю заземлення нейтралі мають значно менші значення, а тому деяким припущенням можуть бути прирівняні до нуля, тобто

$$Y_A = Y_B = Y_C = Y_N = 0.$$

Рівняння для визначення напруги дотику (в дійсній формі) має вигляд

$$U_{дот} = U_{\phi} \frac{R_l}{R_l + R_0} = 220 \frac{800}{800 + 3,6} = 219,014 \text{ В}$$

а струм через людину

$$I_l = \frac{U_{\phi}}{R_l + R_0} = \frac{220}{800 + 3,6} = 0,274 \text{ А}$$

При аварійному режимі, коли одна з фаз мережі, наприклад фаза С замкнута на землю через відносно малий опір провідності двох інших фаз рівняння для визначення напруги дотику має вигляд :

$$U_{дот} = U_{\phi} \cdot R_l \frac{R_{зам1} + R_0 \cdot \sqrt{3}}{R_{зам1} R_0 + R_l \cdot (R_{зам1} + R_0)} = 220 \cdot 800 \frac{200 + 3,6 \cdot \sqrt{3}}{200 \cdot 3,6 + 800 \cdot (200 \cdot 3,6)} = 62,94 \text{ В}$$

$$U_{дот} = U_{\phi} \cdot R_l \frac{R_{зам1} + R_0 \cdot \sqrt{3}}{R_{зам1} R_0 + R_l \cdot (R_{зам1} + R_0)} = 220 \cdot 800 \frac{40 + 3,6 \cdot \sqrt{3}}{40 \cdot 3,6 + 800 \cdot (40 \cdot 3,6)} = 70,55 \text{ В}$$

$$U_{дот} = U_{\phi} \cdot R_l \frac{R_{зам1} + R_0 \cdot \sqrt{3}}{R_{зам1} R_0 + R_l \cdot (R_{зам1} + R_0)} = 220 \cdot 800 \frac{4 + 3,6 \cdot \sqrt{3}}{4 \cdot 3,6 + 800 \cdot (4 \cdot 3,6)} = 156,18 \text{ В}$$

$$U_{\text{dot}} = U_{\phi} \cdot R_l \frac{R_{\text{зам1}} + R_0 \cdot \sqrt{3}}{R_{\text{зам1}} R_0 + R_l \cdot (R_{\text{зам1}} + R_0)} = 220 \cdot 800 \frac{0,5 + 3,6 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 3,6 + 800 \cdot (0,5 + 3,6)} = 822,19 \text{ В}$$

Струм визначається за формулою

$$I_l = U_{\phi} \frac{R_{\text{зам1}} + R_0 \cdot \sqrt{3}}{R_{\text{зам1}} R_0 + R_l \cdot (R_{\text{зам1}} + R_0)} = 220 \cdot \frac{200 + 3,6 \cdot \sqrt{3}}{200 \cdot 3,6 + 800 \cdot (200 + 3,6)} = 0,079 \text{ А}$$

$$I_l = U_{\phi} \frac{R_{\text{зам1}} + R_0 \cdot \sqrt{3}}{R_{\text{зам1}} R_0 + R_l \cdot (R_{\text{зам1}} + R_0)} = 220 \cdot \frac{40 + 3,6 \cdot \sqrt{3}}{40 \cdot 3,6 + 800 \cdot (40 + 3,6)} = 0,088 \text{ А}$$

$$I_l = U_{\phi} \frac{R_{\text{зам1}} + R_0 \cdot \sqrt{3}}{R_{\text{зам1}} R_0 + R_l \cdot (R_{\text{зам1}} + R_0)} = 220 \cdot \frac{4 + 3,6 \cdot \sqrt{3}}{4 \cdot 3,6 + 800 \cdot (4 + 3,6)} = 0,195 \text{ А}$$

$$I_l = U_{\phi} \frac{R_{\text{зам1}} + R_0 \cdot \sqrt{3}}{R_{\text{зам1}} R_0 + R_l \cdot (R_{\text{зам1}} + R_0)} = 220 \cdot \frac{0,5 + 3,6 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 3,6 + 800 \cdot (0,5 + 3,6)} = 1,028 \text{ А}$$

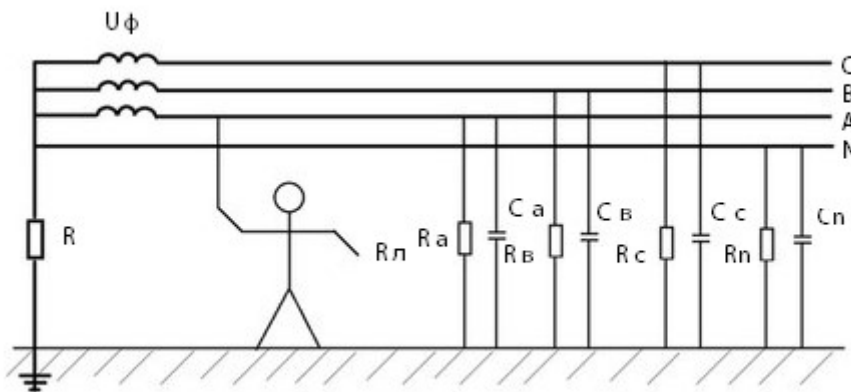


Рис. 1 Однофазний дотик людини до проводу трифазної чотирипровідної мережі з заземленою нейтраллю

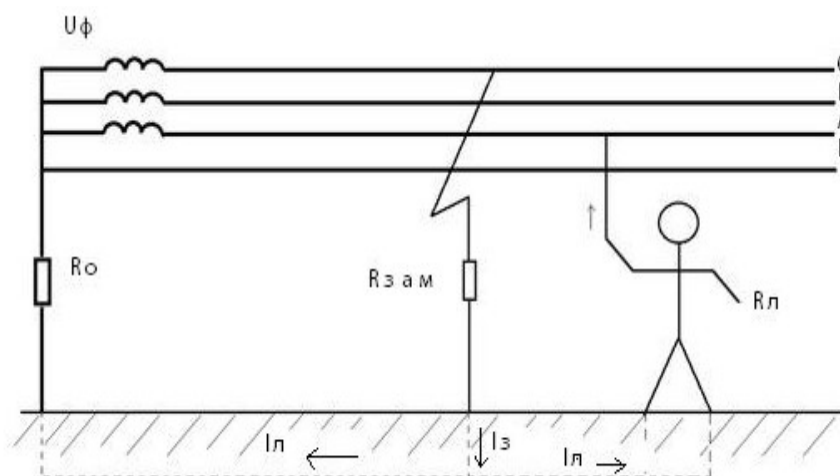


Рис. 2 Однофазний дотик людини до проводу трифазної чотирипровідної мережі з заземленою нейтраллю при аварійному режимі

Результати розрахунків наведено в Таблиці 2

Таблиця 2. Розрахункові значення сили струму та напруги дотику людини при аварійному режимі роботи електроустановки.

Rзам, Ом	Rзам1=200	Rзам2=40	Rзам3=4	Rзам3=0,5
Uдот, В	62,94	70,55	156,18	822,19
Iд, А	0,079	0,088	0,195	1,028

Проаналізувавши отримані дані, робимо висновок, що:

У нормальному режимі роботи електроустановки при торканні до фазного проводу на людину діє смертельне значення струму у поєднанні з високою напругою(>100мА);

У аварійному режимі: чим менший опір замикання на землю, тим більша напруга дотику діє і більший струм протікає через тіло людини.

13. Конструктивне виконання підстанцій

Цехові підстанції обираються, як правило, комплектними типа КТП. Сучасні цехові ТП з боку низької напруги обладнані шафами з автоматичними вимикачами типів АВМ і “Е” (“Електрон”). Для приєднання ввідних ліній застосовуються шафи типів ВВ-1, ВВ-2, а для приєднання ліній, що відходять – шафи типів КН-3, КН-6, ШН-4, ШН-5 та інші з автоматичними вимикачами на струми 250, 400, 600, 1000, 1500 А. На двотрансформаторних ТП між секціями встановлюється спеціальна шафа з секційним вимикачем, який постачається пристроєм автоматичного включення резерву (АВР).

Головними факторами які визначають конструкцію цехової ТП і її принципову схему електричних з'єднань, є схеми силової і освітлювальної мережі, підключення конденсаторних установок.

При конструюванні цехової ТП для кожної живлячої лінії, вказаної на схемі електропостачання, повинна бути передбачена відповідна шафа з автоматичним вимикачем. Номера шаф на схемі електропостачання повинні відповідати номерам на виді спереду креслення конструктивного виконання цехової ТП. При дворядному розташуванні трансформаторів цехової ТП ряди з'єднують шинним містком.

Схема електропостачання цеху є завершаючою ступінню розробки СЕП. На ній зображують всі електроприймачі, розподілені пункти, шинопроводи, силові і освітлювальні мережі, трансформаторні підстанції, кабельні лінії напругою 6...10 кВ і комутаційно-захисна апаратура; тип електрообладнання, марка, переріз, довжина проводів і кабелів, тип автоматів і запобігачів з розрахованими для них номінальними струмами розчеплювачів і плавких вставок та ін.

					ДП 2022 141		
		<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Сапунков Г. О.</i>			<i>13. Конструктивне виконання цехових мереж та підстанцій</i>	<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Мащенко О.А.</i>					94	1
<i>Реценз.</i>					НУХТ ЕЛ-4-3		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Балюта С.М</i>						

14 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

Розрахунок експлуатаційних характеристик трансформаторів 10/0,4 кВ

14.1 Загальні положення

Силкові трифазні двообмоткові трансформатори 10/0,4 кВ загального призначення, потужністю від 25 до 2500 кВА, внутрішньої і зовнішньої установки використовуються в розподільних мережах міст, сільських районів, для потреб народного господарства. Охолодження даних трансформаторів сухого типу або масляне. Трансформатори 10/0,4 кВ з перемиканням без збудження (ПБЗ) мають відгалуження від обмоток вищої напруги, що забезпечують регулювання в межах $\pm 2,5\% U_n$. На рисунку 2.1 приведено загальний вигляд трансформатора 10/0,4 кВ.



Рисунок 14.1 – Загальний вигляд трансформатора 10/0,4 кВ

Дефіцит енергоресурсів, зростання вартості енергії, необхідність покращення показників економічної діяльності вимагають зміни режиму роботи окремих виробництв і роблять доцільною розробку і використання більш надійних, більш економічних трансформаторів 10/0,4 кВ з регулюванням напруги під навантаженням нового покоління.

У цілому від втрат у магнітопроводах втрачається 4% виробленої в країні електроенергії, причому значна частина втрат припадає на розподільні трансформатори.

					ДП 2022 141			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Сапунков Г.О.			Зміст	Літ.	Лист	Листів
Перевір.		Мащенко О.А.					95	33
Реценз.						НУХТ ЕЛ-4-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

Зниження витрат на виробництво та експлуатацію трансформаторів є основним завданням виробників, для вирішення якої необхідно:

- знизити витрату активних матеріалів при використанні найбільш ефективної магнітної системи;
- знизити матеріалоемність при застосуванні гофрованих баків;
- підвищити надійність трансформаторів;
- дослідити реальні умови експлуатації трансформаторів;
- привести у відповідність реальні умови експлуатації та технічні вимоги на виріб.

Технічні резерви зниження втрат далекі від вичерпання і рівень ефективності (зниження втрат) може бути підвищений з використанням вже відомих технологій і принципів.

Втрати навантаження можуть бути і далі знижені в першу чергу шляхом:

- збільшення значень перерізу провідника обмотки, що призведе до зниження опору і, отже, втрат. Реалізація цього методу стримується непропорційним збільшенням витрат (ціни) і габаритів виробу, хоча частково зростання габаритних розмірів компенсується меншим тепловиділенням і, відповідно, меншими розмірами охолоджуючих конструкцій;
- застосування матеріалів підвищеної електропровідності, аж до надпровідників. Дані технології ще не досягли потрібного рівня розвитку і все ще дуже дорогі. Вони використовуються переважно для великих трансформаторів. Невирішеною проблемою для надпровідникових обмоток є вразливість для величин струмів коротких замикань, найбільш часто зустрічаються в мережах середньої напруги.

Втрати холостого ходу принципово можна знизити шляхом:

- збільшення перерізу осердя, що непропорційно збільшує витрати (ціну) і габаритні розміри, хоча і знижує втрати холостого ходу;
- застосування спеціальних марок трансформаторної сталі;
- зменшення товщини пластин осердя;
- застосування аморфних металів в осерді.

14.2 Порівняння сучасних трансформаторів з трансформаторами, що знаходяться в експлуатації

За рахунок покращення технічних характеристик сучасні трансформатори значно економічніші та надійніше за аналоги виробництва СРСР. В таблиці 14.1 приведено порівняння технічних характеристик трансформаторів типу ТМ виробництва до 1991р. та 2009р. виробництва Росії ЗАТ «Трансформер».

										ДП 2022 141	Арк.
											96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Таблиця 14.1- Порівняння технічних характеристик трансформаторів типу ТМ

S_i , кВА	U_{ai} , кВ	U_{ii} , кВ	$P_{\text{до}}$, Вт		$P_{\text{еф}}$, Вт		$U_{\text{еф}}$, %		$I_{\text{до}}$, %	
			до 1991р.	2009р.	до 1991р.	2009р.	до 1991р.	2009р.	до 1991р.	2009р.
630	10,0	0,4	1850	940	7700	7600	5,5	5,5	1,8	1.6
1000	10,0	0,4	2450	1250	11000	10800	5,5	5,5	1,4	1.0
1600	10,0	0,4	3300	1950	16500	16500	6,0	6,0	1,3	1.0
2500	10,0	0,4	3850	3400	23550	23000	6,5	6,0	1,0	0.8

Порівняння технічних характеристик трансформаторів зображено на рисунках 14.2-14.5.

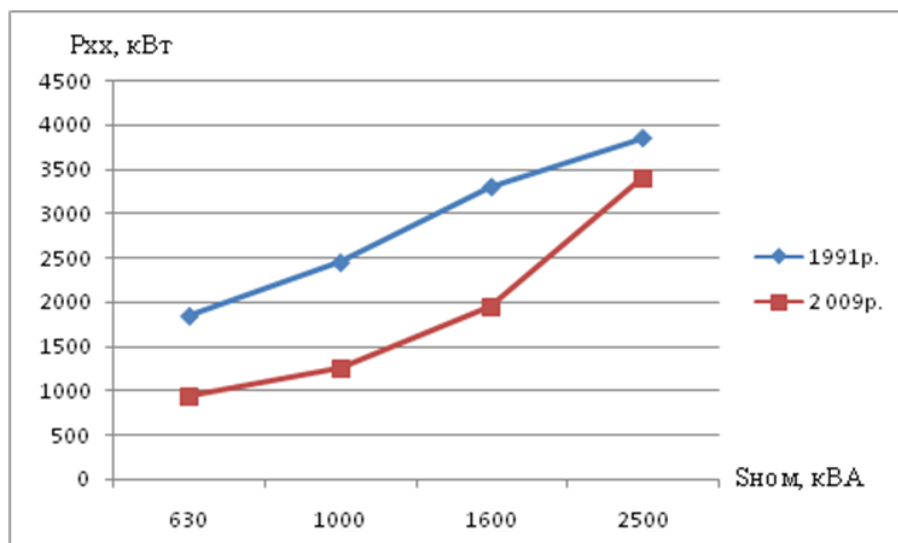


Рисунок 14.2 – Порівняння втрат потужності неробочого ходу

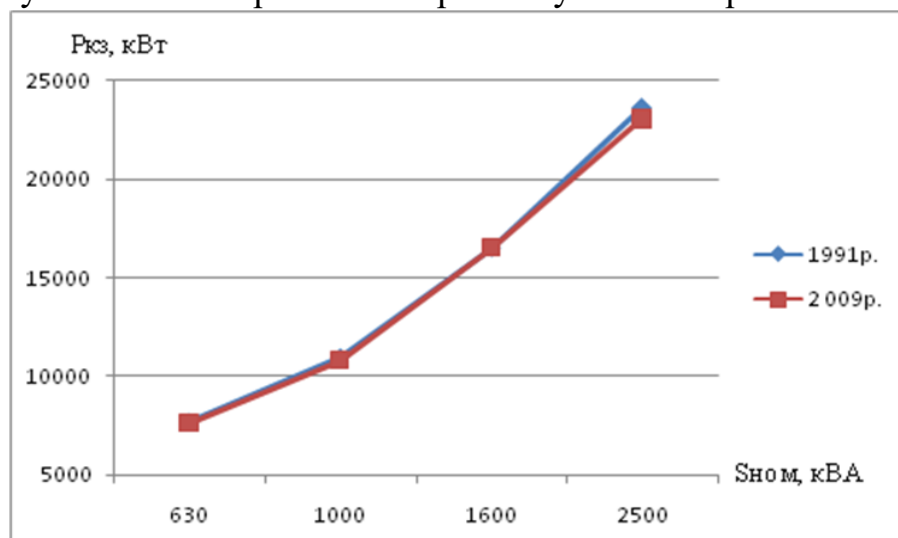


Рисунок 14.3 – Порівняння втрат потужності короткого замикання

З рисунків 14.2-14.3 видно, що в сучасних трансформаторах значно зменшилися втрати неробочого ходу у порівнянні з втратами потужності короткого замикання.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

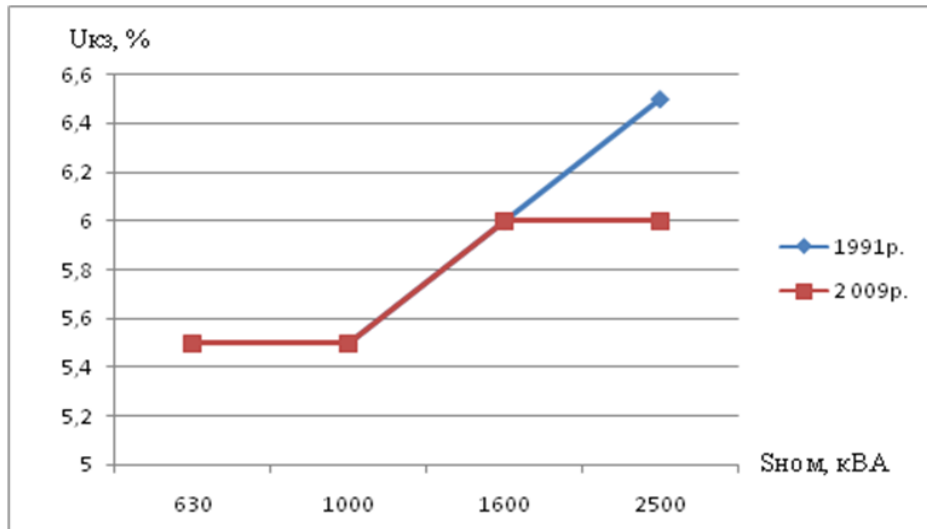


Рисунок 14.4 – Порівняння напруги короткого замикання

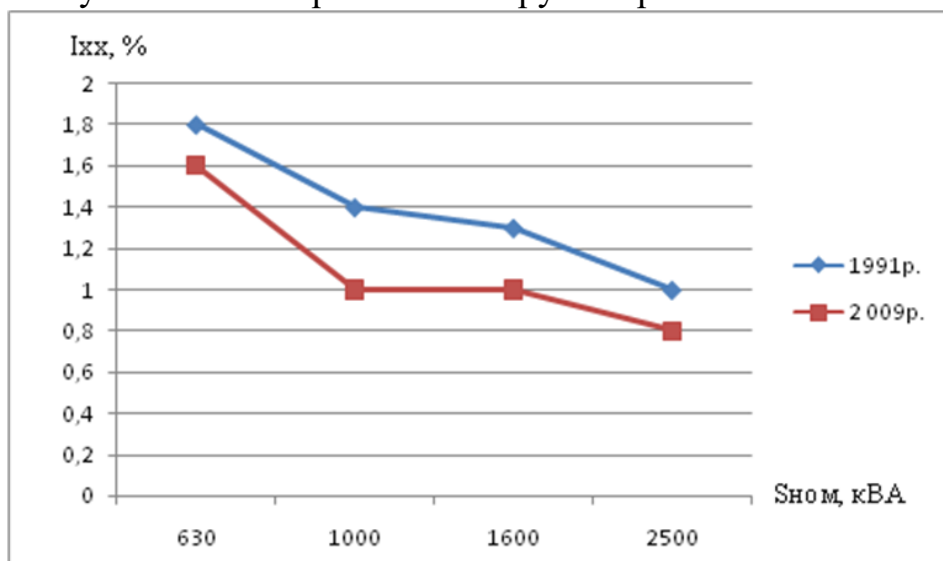


Рисунок 14.5 – Порівняння струму неробочого ходу трансформаторів

14.3 Перевантажувальна здатність трансформатора

При дотриманні певних умов трансформатори 10/0,4кВ можуть короткочасно працювати при перевантаженні без зменшення терміну служби. Перевантаження обмежується тільки перегрівом обмоток. Максимальна надмірна температура в 100°C для класу ізоляції F досягається, тільки якщо навколишня температура становить 40°C і трансформатор працює тривалий час при номінальному навантаженні. Якщо навколишня температура нижче 40°C і (або попередня навантаження менше 100% від номінальної), температури обмоток будуть нижче допустимого максимуму. Ця температурна різниця може бути використана для короткочасного перевантаження. Тривалість можливої перевантаження показана на наступних графіках, як функція попередньої навантаження і величини перевантаження. Підвищення надмірної температури вище 100°C викликає передачу системою контролю температури сигналу

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

тривоги або сигналу відключення трансформатора, якщо трансформатор перевантажений довше допустимого часу.

Розглянемо перевантажувальну здатність трансформатора ТМ-630/10 для зимового добового графіка навантаження. Значення навантаження зведені в таблицю 14.2 та представлено на рисунку 14.6. В таблиці 14.3 приведено коефіцієнти припустимого навантаження трансформаторів.

Таблиця 14.2 – Навантаження трансформатора ТМ-630/10

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$S_{i\dot{a}\dot{a}}$, кВА	345	359	356	370	403	427	587	654	664	538	488	510
Год	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
$S_{i\dot{a}\dot{a}}$, кВА	513	527	535	710	780	824	835	734	487	390	349	337



Рисунок 14.6 – Зимовий графік навантаження

Таблиця 14.3-Коефіцієнти припустимого навантаження трансформаторів

К, год.	Тр-ри серії М і Д								
	$K_{п.доп}$ при $K_{31}=0,25-1,0$								
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
$\theta = -10^{\circ}C$									
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	
1,0	+	+	+	+	+	+	+	1,95	
2,0	1,95	1,92	1,9	1,87	1,83	1,79	1,75	1,69	
4,0	1,62	1,61	1,6	1,58	1,56	1,54	1,52	1,48	
6,0	1,49	1,48	1,47	1,46	1,45	1,44	1,42	1,4	
8,0	1,41	1,41	1,4	1,4	1,39	1,38	1,37	1,36	
12,0	1,34	1,34	1,33	1,33	1,33	1,32	1,31	1,31	
24,0	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	
$\theta = 0^{\circ}C$									
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	

1,0	+	+	+	+	+	1,99	1,91	1,8
2,0	1,86	1,83	1,8	1,77	1,74	1,69	1,64	1,56
4,0	1,54	1,53	1,51	1,5	1,48	1,46	1,43	1,38
6,0	1,41	1,4	1,39	1,38	1,37	1,36	1,34	1,31
8,0	1,34	1,33	1,33	1,32	1,31	1,3	1,29	1,27
12,0	1,27	1,26	1,26	1,26	1,25	1,25	1,24	1,22
24,0	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
$\theta = 10^0 C$								
0,5	+	+	+	+	+	+	+	1,84
1,0	+	+	+	2,0	1,94	1,86	1,76	1,6
2,0	1,76	1,73	1,7	1,67	1,63	1,58	1,51	1,4
4,0	1,46	1,44	1,43	1,41	1,39	1,36	1,32	1,25
6,0	1,33	1,32	1,31	1,3	1,29	1,27	1,24	1,2
8,0	1,26	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,2	1,17
12,0	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,16	1,15	1,13
24,0	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08

					ДП 2022 141	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

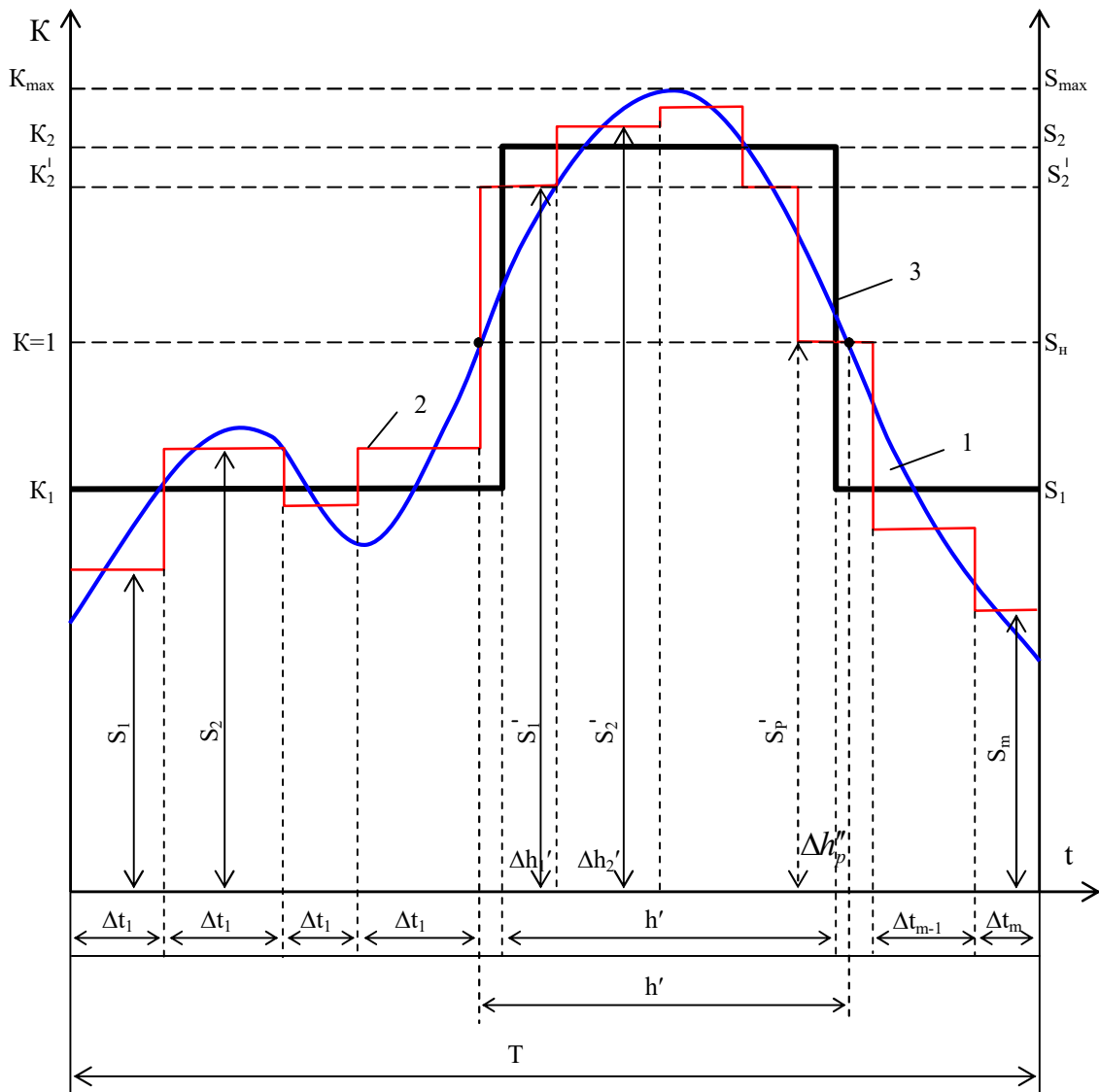


Рисунок 14.4 – Перетворення вихідного графіка навантаження в еквівалентний прямокутний

Обчислюємо коефіцієнт початкового завантаження K_{31} трансформатора за формулою (14.1):

$$K_{31} = \frac{S'}{S_n} = \frac{1}{S_n} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (14.1)$$

де S_i - номінальна потужність трансформатора;

S_m - потужність трансформатора, яка менше номінальної;

Δt_m - час роботи трансформатора при потужності навантаження S_m .

$$K_{31} = \frac{1}{630} \sqrt{\frac{345 \cdot 1 + 359 \cdot 1 + \dots + 337 \cdot 1}{16}} = 0,75$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Обчислюємо коефіцієнт перевантаження трансформатора K'_n за формулою (14.2):

$$K'_n = \frac{1}{S_n} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, \quad (14.2)$$

де S_n - номінальна потужність трансформатора;

S'_p - потужність трансформатора в період перевантаження;

Δh_p - час роботи трансформатора при потужності навантаження S'_p .

$$K'_n = \frac{1}{630} \sqrt{\frac{710 \cdot 1 + 780 \cdot 1 + \dots + 734 \cdot 1}{16}} = 1,19$$

Знаходимо коефіцієнт максимального завантаження трансформатора K_{max} за формулою (14.3)

$$K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном}}, \quad (14.3)$$

де S_{max} - максимальне навантаження трансформатора ТМ-630/10;

$$K_{max} = \frac{835}{630} = 1,33$$

Порівнюємо значення K'_n та $0,9 \cdot K_{max}$.

$$K'_n < 0,9 \cdot K_{max}$$

$$1,19 < 0,9 \cdot 1,33$$

$$1,19 < 1,2$$

Отже приймаємо значення $K_n = 0,9 \cdot K_{max} = 1,2$. В іншому випадку $K_n = K'_n$.

Тривалість перевантаження знаходимо за формулою (2.4):

$$h = \frac{(K'_n)^2 \cdot h'}{(0,9K_{max})^2} \quad (14.4)$$

$$h = \frac{(1,19)^2 \cdot 6}{1,2^2} = 5,9$$

За знайденим значенням K_{31} і h відповідно до таблиць систематичних навантажень (таблиця 14.3), для заданої еквівалентної температури навколишнього середовища, знаходимо коефіцієнт допустимого перевантаження $K_{n.дон}$.

						ДП 2022 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			102

$$K_{31} = 0,75;$$

$$h = 5,9200d; \Rightarrow K_{n.дон} = 1,255.$$

$$\theta = 10^\circ C.$$

$$S_{пер} = K_{n.дон} \cdot S_{ном} = 1,255 \cdot 630 = 790,65 \text{ кВА}.$$

Використання данного трансформатора неможливе, оскільки перевантажувальна здатність $S_{пер} = 790,65 \text{ кВА}$, а $S_{max} = 835 \text{ кВА}$.

14.4 Вибір оптимального завантаження трансформатора

Важливою техніко-економічною характеристикою трансформатора є величина витрат на трансформацію електричної енергії. Витрати включають як вартість трансформатора, так і вартість втрат потужності в ньому. Аналіз складових витрат дозволить встановити оптимальні співвідношення між конструктивними характеристиками трансформатора і його раціональним використанням.

$$Z = (E_H + P_a) \cdot K_T + \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \Delta P'_{кз} \cdot \tau \cdot C_{0,кз} + \Delta P'_{xx} \cdot T_{вкл} \cdot C_{0,xx}, \quad (14.5)$$

де $(E_H + P_a)$ - нормативний коефіцієнт ефективності і відрахування на амортизацію та ремонт;

\hat{E}_0 - вартість трансформатора;

$\frac{S_{max}}{S_{ном}}$ - коефіцієнт завантаження трансформатора;

$T_{вкл}$ - час роботи трансформатора; τ - час максимальних втрат;

$C_{0,кз}$, $C_{0,xx}$ - відповідно вартість змінних і постійних втрат електроенергії;

$\Delta P'_{кз}$, $\Delta P'_{xx}$ - змінні та постійні втрати в трансформаторі з урахуванням їх збільшення в результаті протікання реактивних втрат трансформатора в попередньо включених елементах мережі.

$$\Delta P'_{кз} = K_e \cdot \Delta Q_T + \Delta P_{кз} \quad (14.6)$$

$$\Delta P'_{xx} = K_e \cdot \Delta Q_M + \Delta P_{xx}$$

де K_e - економічний еквівалент реактивної потужності, кВт / квар.

Формула витрат на трансформацію електроенергії представляє рівняння параболи (2.5):

$$Z_T = A + B \cdot S_M^2$$

використовуючи яке можуть бути побудовані залежності витрат Z_T для ряду стандартних потужностей трансформаторів (рисунок 14.7).

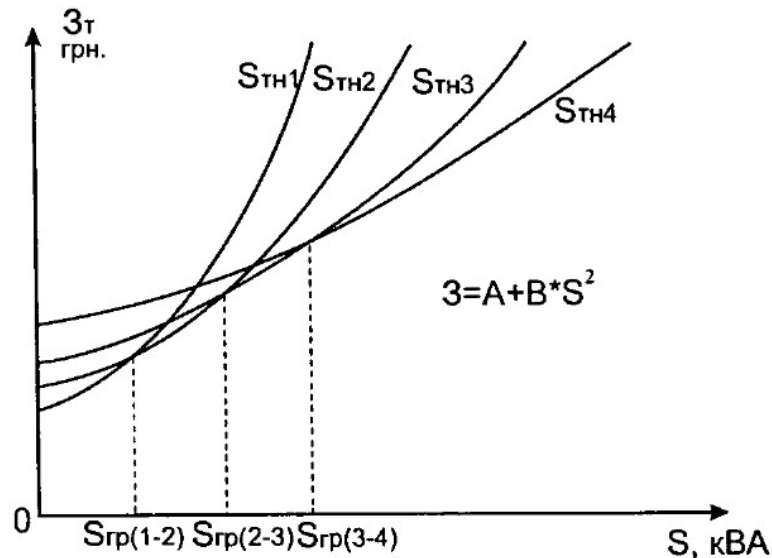


Рисунок 14.5- економічні інтервали потужності трансформаторів

Точка перетину кривих витрат суміжних номінальних потужностей трансформаторів відповідає умові $Z_n = Z_{n+1}$, з якого може бути визначена гранична потужність $S_{зр}$ двох суміжних економічних інтервалів:

$$S_{зр} = \sqrt{\frac{(E_H + P_a) \cdot (K_{T1} - K_{T2}) + T_{вкл} \cdot C_{0.xx} \cdot (\Delta P'_{xx2} - \Delta P'_{xx1})}{\tau \cdot C_{0.кз} \cdot \left(\frac{\Delta P_{кз1}}{S_{н1}^2} - \frac{\Delta P_{кз2}}{S_{н2}^2} \right)}} \quad (14.7)$$

Ділянки між суміжними значеннями $S_{зр}$ і є економічними інтервалами для певної стандартної потужності трансформатора. Аналізуючи цю формулу видно, що зі збільшенням вартості трансформаторів K_T і $C_{0.xx}$ гранична потужність збільшується пересуваючись вправо, тобто розширює економічний інтервал для трансформатора меншої потужності. При збільшенні τ та $C_{0.кз}$ спостерігається зворотна картина, тобто $S_{зр}$ зсувається вліво, даючи перевагу трансформатору більшої потужності.

Розділивши витрати за формулою (14.5) на максимальну потужність S_m одержимо вираз питомих витрат. Взнявши похідну від цього виразу і прирівнявши його до нуля, отримуємо формулу для визначення коефіцієнту економічного завантаження трансформатора $K_{зе}$, при якому питомі витрати на трансформацію будуть мінімальні:

$$K_{зе} = \frac{S_m}{S_{Тн}} = \sqrt{\frac{(E_H + P_a) \cdot K_T + \Delta P'_{xx} \cdot C_{0.xx}}{\Delta P_{кз} \cdot \tau \cdot C_{0.кз}}} \quad (14.8)$$

У таблиці 14.4 наведено техніко-економічні характеристики трансформаторів при певних вихідних даних. Природно, при інших значеннях

Таким чином, оптимальне завантаження трансформатора залежить від співвідношення втрат холостого ходу ΔP_{xx} і короткого замикання $\Delta P_{кз}$, величини часу максимальних втрат τ , вартості навантажувальних $C_{0кз}$ і постійних C_{0xx} втрат електроенергії і прийнятого критерію оптимізації.

При паралельній роботі кількох трансформаторів однакової потужності перехід на $(n+1)$ включений трансформатор при зростанні навантаження, слід проводити в тому випадку, якщо фактичне навантаження перевищить критичну $S_{кр}$.

$$S_{кр} = S_{Тн} \cdot \sqrt{n \cdot (n+1) \cdot \frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}} \quad (14.12)$$

Якщо паралельно працює n трансформаторів, то відключити один з них слід при зниженні навантаження нижче ніж $S_{кр}$:

$$S_{кр} = S_{Тн} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}} \quad (14.13)$$

При цьому забезпечується мінімальне значення сумарних втрат потужності. Можуть бути отримані аналогічні формули і при мінімізації сумарних втрат електроенергії.

При проектній постановці завдання вибір оптимального числа і потужності трансформаторів в ТП можна робити шляхом техніко-економічного порівняння варіантів, як правило, для суміжних стандартних потужностей трансформаторів:

$$Z_{\Sigma} = Z_{ТП} + Z_C + Z_n \quad (14.14)$$

де $Z_{ТП}, Z_C, Z_n$ - відповідно витрати на спорудження ТП, розподільних мережу 6-10кВ та мережу напругою до 1000В.

Як розрахунковий приймається варіант, що забезпечує $Z_{\Sigma} = \min$.

Втрати напруги в трансформаторі знаходимо за формулою (2.15)

$$\Delta U = (P \cdot R_T - Q \cdot X_T) / 10U_H^2 = P \cdot (R_T - tg\varphi \cdot X_T) \cdot 10U_H^2 \quad (14.15)$$

де R_T, X_T - відповідно активний та реактивний опори трансформатора.

Опори трансформатора (Ом) знаходиться за формулою (14.16) та (14.17)

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{вн}^2}{S_n^2} \cdot 10^3 \quad (14.16)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (14.17)$$

де $Z_T = \frac{U_k \cdot U_n^2}{S_n^2} \cdot 10^4$, Ом.

										ДП 2022 141	Арк.
											106
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

14.5 Діагностика силового трансформатора

У зв'язку з реструктуризацією, що відбувається в цей час, енергетичної системи країни, усе більше актуальної стає проблема оперативної оцінки стану високовольтного обладнання. Тільки це може дозволити знову створюваним структурам, на баланс яких переходить трансформаторне встаткування, правильну спланувати свою економічну стратегію.

Для проведення оперативної оцінки технічного стану трансформаторного обладнання передбачається використати методику технічного ранжирування, що дозволяє виділити найбільш зношене й дефектне обладнання. Саме це обладнання має потребу в ремонті й, при необхідності, навіть у заміні.

Найбільш ефективними методиками діагностики трансформаторного обладнання на даний час є:

1. діагностика стану трансформаторного масла;
2. діагностика стану ізоляції трансформатора;
3. діагностика теплових режимів роботи трансформатора.

14.5.1 Діагностика стану трансформаторного масла

14.5.1.1 Фізико-хімічні методи оцінки стану силових трансформаторів в умовах експлуатації

При експлуатації силових трансформаторів трансформаторне масло не тільки виконує функції діелектрика й охолоджуючого середовища, але і є діагностичним середовищем. Більшість дефектів, що розвиваються, можуть бути визначені за допомогою своєчасного контролю стану трансформаторного масла. Це такі дефекти, як: локальні перегріву, розряди в маслі, іскріння, забруднення й зволоження ізоляції, попадання повітря, окислювання й старіння самого масла й твердої ізоляції. Тому вдосконалювання методів оцінки різних показників трансформаторного масла є досить актуальним завданням.

Значна частка існуючих методів оцінки стану трансформаторного масла заснована на контролі його фізико-хімічних показників. Частина з них дозволяє оцінювати стан ізоляції трансформаторів у процесі їхньої експлуатації.

По існуючих вимогах у процесі експлуатації силових трансформаторів передбачений вимір наступних показників масла: пробивна напруга, зміст механічних домішок, тангенс кута діелектричних втрат масла, температура спалаху в закритому тиглі, кислотне число, зміст водорозчинних кислот і лугів, вологовміст, зміст антиокисної присадки, вміст газів масла, хроматографічний аналіз розчинених газів, вміст фуранових похідних.

14.5.1.2 Мінімальна пробивна напруга

Напруга, при якому відбувається перший пробій масла, не приймають до уваги. Пробивну напругу визначають як середнє арифметичне значень напруг.

										ДП 2022 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							108

Масло піддають випробуванню на електричну міцність (на пробій), на діелектричні втрати й хімічний аналіз. Випробування трансформаторного масла на пробій роблять в апараті, представленому на рис. 2.6. У чистий сухий скляний посуд місткістю не менш 0,5 л відбирають пробу масла з нижнього або спеціально передбаченого крана в баці трансформатора. Потім масло заливають до стандартного розрядника маслопробойного апарата, що представляє собою спеціальну порцелянову посудину, у якій вмонтовані два плоских електроди 2 і латунні струмоведучі стрижні 3. До них підводиться висока напруга від вбудованого в апарат підвищувального регульовального трансформатора.

Щоб видалити з масла повітряні залишки, перед пробом йому дають відстоятися в розряднику протягом 20 хв. Потім за допомогою кабелю 8 й рукоятки 9 маслопробійний апарат включають у мережу змінного струму. Плавним рухом рукоятки 4 підвищують напругу на електродах до пробію. Одночасно з цим спостерігають за стрілкою киловольтметра 5, що показує напругу, при якій відбувається пробій.

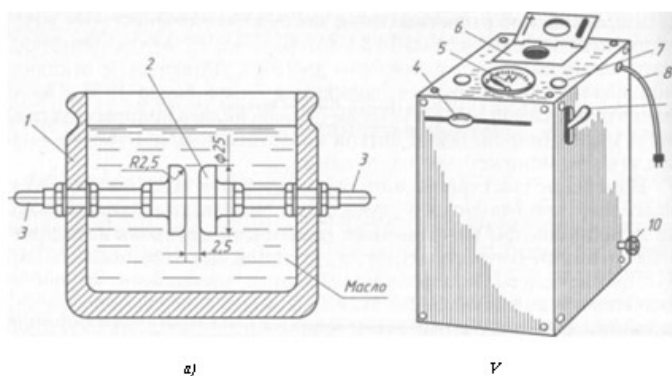


Рисунок 14.6 - Апарат для визначення пробивної напруги масла:

1 - фарфоровий посуд, 2 – плоский електрод, 3 – струмоведучий стержень, 4 – ручка регулюючого трансформатора, 5 – киловольтметр, 6 – отвір з кришкою для розрядника, 7 – сигнальна лампа, 8 – кабель для ввімкнення в мережу, 9 – ручка автоматичного вимикача, 10 – клемма заземлювача)

Усього роблять шість пробіів з інтервалами 10 хв. Перший пробій не враховують. Середнє арифметичне значення пробивної напруги інших п'яти пробіів приймають за пробивну напругу масла. Пробивна напруга повинна відповідати нормам (таблиця 14.6), які залежать від номінальної напруги трансформатора й виду масла.

Таблиця 14.6- Норми пробивної напруги трансформаторного масла

Вид масла	Норми пробивної напруги трансформаторного масла при номінальній напрузі трансформатора, кВ			
	до 15	15...35	60...220	330 і вище
Свіже сухе після заливання в апарат	25	30	40	50
Те що перебуває в експлуатації	20	25	30	35

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Відбирати проби масла із трансформаторів, що перебувають поза приміщенням, потрібно, по можливості, улітку в суху погоду, узимку - у морозну. При внесенні проби в приміщення в зимовий час не слід розкривати посуд, поки масло не нагріється до кімнатної температури, інакше в посуді відбудеться конденсація пару, що знизить електричну міцність масла. Пробу відбирають дуже ретельно, так щоб у масло не потрапили механічні домішки й волога. Перш ніж заповнити посуд для проби, зливають 2...3 л масла й кілька разів обполіскують її. Заповнений посуд щільно закривають притертою пробкою й лише після цього масло відправляють на випробування.

Розкид результатів при визначенні пробивної напруги масла відбувається в основному через наявність механічних домішок у маслі.

14.5.1.3 Температура спалаху

Допускається зниження температури спалаху експлуатаційного масла всіх марок не більш, ніж на 5°C у порівнянні з попереднім аналізом.

Температура спалаху при нормальній роботі трансформатора поступово зростає внаслідок випару легких фракцій. При розвитку дефекту температура спалаху масла різко падає через розчинення в маслі газів, що утворюються в місці дефекту. Зниження температури спалаху більше, чим на 5°C у порівнянні з попереднім випробуванням масла вказує на наявність дефекту й у цьому випадку потрібне комплексне обстеження обладнання. Зниження температури спалаху пар масла вказує також на його розкладання в результаті місцевого перегріву усередині трансформатора.

14.5.1.4 Вміст газів

Згідно у трансформаторів із плівковим захистом масло перевіряється на вміст газів перед заливанням й в експлуатації. У трансформаторів з азотним захистом масло перевіряється на вміст газів тільки перед заливанням.

Вміст газів масла перед заливанням і безпосередньо після заливання повинен бути не більше 0,1% обсягу.

При періодичному контролі в експлуатації змісту в маслі повітря не повинне перевищувати 2%.

Необхідно вказати, що трансформатори із силікагелевим і з азотним захистом не захищені від перенасичення масла повітрям, оскільки вони перебувають в умовах рівноважного розчинення газу в маслі при атмосферному тиску.

Нормування вмісту газу для трансформаторів із плівковим захистом повинне забезпечити достатню електричну міцність і запобігати небезпечне окислювання масла:

- зменшення утворення пухирців, що практично забезпечується при вмісті не більше 8% повітря в маслі; як норма за умовами електричної міцності повинне бути відсутнє перенасичення масла повітрям.

									ДП 2022 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						110

Установлено наступну періодичність випробувань трансформаторного масла: перед включенням у роботу трансформатора на напругу до 35 кВ - скорочений аналіз, на 110 кВ і вище - скорочений аналіз, вимір $tg\delta$ і вологовмісту.

Через 10 й 30 днів після включення в роботу трансформаторів напругою 110-220 кВ випробування масла проводять у такому ж обсязі, як і перед включенням, а при їхній подальшій експлуатації - відповідно до періодичності, установлені для ремонту трансформаторів.

Внутрішні ушкодження в трансформаторі майже завжди супроводжуються виділенням газу, при цьому може виникнути необхідність його негайного відключення. Для одержання інформації з появою газу в газовому реле аналізують обсяг, швидкість виділення газів і склад газової суміші. Швидкість виділення газів й їхній обсяг подають попередню інформацію про розміри, а іноді й про характер ушкоджень, склад газової суміші - про його вид.

Найпростіший спосіб перевірки якості газу в газовому реле - оцінка його запаху, кольору, горючості без спеціального відбору проби. Колір газу визначають через оглядове скло, реле, горючість - підпалюванням вихідної із крана реле газової суміші. Колір газу необхідно визначити якомога швидше, щоб зважені частки, які надають йому фарбування, не осіли або не розчинилися в маслі. Чорне або темно-синє фарбування газу, здатного швидко запалюватися, свідчить про термічне розкладання масла, жовта - про запалення дерева, біла-сіра негорючого газу з гострим запахом - про розкладання паперу. Чітко виражені запах, фарбування й горючість газової суміші підтверджують ушкодження трансформатора, а їхня відсутність - наявність у газовому реле повітря.

Наведений порядок перевірки якості газу не може являтися підставою для встановлення передбачуваного виду пошкодження, у деяких випадках вона може виявитися помилковою, тому використовується тільки для індикації.

14.5.2 Діагностика стану ізоляції трансформатора

14.5.2.1 Основні положення

Найбільш характерним видом ушкоджень в обмотках є замикання між витками. Причиною його може бути руйнування ізоляції через старіння внаслідок природного зношування або тривалих перевантажень при недостатньому охолодженні. Порушення ізоляції витків може відбутися, наприклад, внаслідок механічних ушкоджень при коротких замиканнях.

У зв'язку з розробкою й установкою трансформаторів високого класу напруги й більших потужностей пред'являються підвищені вимоги до їхньої експлуатаційної надійності, якості й методам профілактичного контролю стану ізоляції трансформаторів у процесі експлуатації.

									ДП 2022 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						112

14.5.2.2 Оцінка стану ізоляції

Оцінка стану ізоляції. Для оцінки стану ізоляції трансформатора в процесі монтажу перед пуском, після ремонту й у процесі експлуатації проводяться наступні випробування:

вимір опору ізоляції обмоток через 60 з послу додатка постійної напруги (R_{60});

визначення відносини значень опорів ізоляції, вимірюваних через 60 й 15 з послу додатка до них постійної напруги (визначення коефіцієнта абсорбції $K_{abc} = R_{60} / R_{15}$);

вимір кута діелектричних втрат $tg\delta$ ізоляції обмоток при додатку до них змінної напруги;

вимір ізоляційних характеристик масла: пробивної напруги, кута діелектричних втрат і вологовмісту масла;

визначення вологовмісту встановлених усередині баку трансформатора зразків твердої ізоляції;

визначення відношення ємностей ізоляції обмоток, виміряних при прикладанні напруг частоти 2 й 50 Гц (32/350);

вимір приросту абсорбційної ємності ($\Delta C / C$).

Оцінка стану ізоляції виробляється на підставі комплексу випробувань.

14.5.2.3 Вимірювання опору ізоляції R_{60} і відносини R_{60} / R_{15}

При прикладенні постійної напруги до виводів обмоток їхній вимірюваний опір ізоляції змінюється в часі й, як правило, через 60 з досягає постійного значення, що позначають R_{60} (рис 14.7).

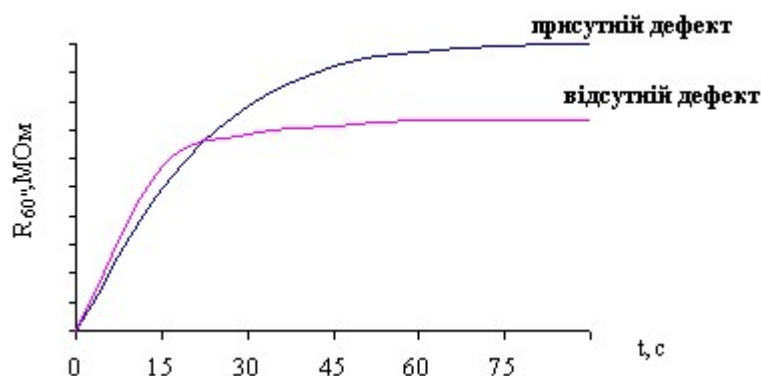


Рисунок 14.7 - Зміна опору ізоляції в часі при прикладанні постійної напруги до виводів обмоток

По методу виміру опору R_{60} найбільше ефективно виявляються дефекти, що приводять до збільшення токи наскрізної провідності ізоляції. Цей струм при додатку постійної напруги до ізоляції встановлюється практично миттєво й у часі не змінюється. Наскрізний струм обумовлюється як підвищенням

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

зовнішньої провідності ізоляції, так і наявністю в ній шляхів наскрізного витоку. дефектами, що виявляють Ефективно, є:

- місцеві зволоження ізоляції;
- забруднення ізоляції;
- ушкодження ізоляції;
- влучення в ізоляційний проміжок струмопровідних елементів (металевої стружки, слідів від графіту олівця й т.д.).

Характерними видами цих дефектів є зволоження й забруднення:

- верхньої й нижньої ярмової ізоляції;
- ізоляційної плити й ізоляційних ділянок приводних валів РПН;
- нижньої порцелянової спідниці уведень й ін.

По методу виміру опору R_{60} недостатньо ефективно виявляються:

- місцеві зволоження й забруднення ділянок ізоляції, розташованих на значній відстані від заземлених частин
- зволоження ізоляції, при якому основна маса вологи зосереджена у внутрішніх шарах ізоляції (краще визначається виміром $tg\delta$ ізоляції обмоток);
- місця неоднорідності ізоляції, наприклад, внаслідок наявності в ній повітряних пухирців (краще визначається методом часткових розрядів).

Таким чином, метод виміру опору R_{60} дозволяє виконати лише грубу оцінку усередненого стану ізоляції, для випадку її зміни, головним чином, під дією зволоження й забруднення. Однак, метод є найбільш простим і доступним. Він знаходить широке застосування при необхідності швидкої оцінки стану ізоляції, наприклад, перед включенням устаткування під напругу.

При оцінці опору R_{60} варто мати на увазі, що воно в значній мірі залежить від факторів, безпосередньо не пов'язаних зі зволоженням і забрудненням ізоляції, таких, наприклад, як властивості залитого при монтажі масла, методу нагрівання трансформатора й розподілу температур усередині бака й ін..

Значення опору R_{60} дає інформацію про середній стан всієї ізоляції, підданої випробуванню (тобто про сумарний опір ізоляції). Виміром опору R_{60} місцеві й зосереджені дефекти в ізоляції великого обсягу виявляються погано. Щодо цього можна розширити можливості методу. На рис. 2.3 показані ділянки ізоляції двох обмоткового трансформатора при вимірі опору R_{60} по схемах, наведених у методиці виміру.

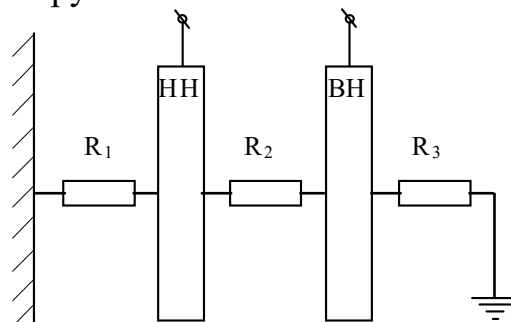


Рисунок 14.8 - Схема ділянок ізоляції трансформатора, що контролюються при вимірі опору ізоляції R_{60} обмоток

За допомогою розрахунків можна визначити ушкоджена ділянка ізоляції, що іноді роблять для уточнення місця погіршення ізоляції.

Абсолютні значення опору ізоляції R_{60} не завжди визначають ступінь зволоження трансформатора, тому додатковою характеристикою служить коефіцієнт абсорбції $K_{абс}$, що являє собою відношення опору ізоляції, вимірюваного за 60 с, до опору, вимірюваного за 15 с:

Значення $K_{абс}$ не залежать від геометричних розмірів ізоляції й характеризують тільки інтенсивність спадання струму абсорбції.

14.5.2.4 Методика виміру опору ізоляції R_{60} і відносини R_{60} / R_{15}

Параметри, що характеризують ізоляцію обмоток, залежать від характеристик масла й температури ізоляції обмоток. Облік зміни характеристик масла за час між послідовними вимірами характеристик ізоляції здійснюється за допомогою виправлень, що враховують зміну $tg\delta$ масла. Застосовувані методи нагрівання трансформатора зобов'язані наблизити температуру ізоляції обмоток при наступних експлуатаційних вимірах до базової температури, тобто до температури, що мала місце при заводських або монтажних випробуваннях. Для зменшення різниці в розподілі температур усередині бака при заводських й експлуатаційних випробуваннях, останні здійснюються лише по закінченні певного часу після прогріву трансформатора. При цьому трансформатор попередньо нагрівається до температури, що трохи перевищує температуру при заводських випробуваннях.

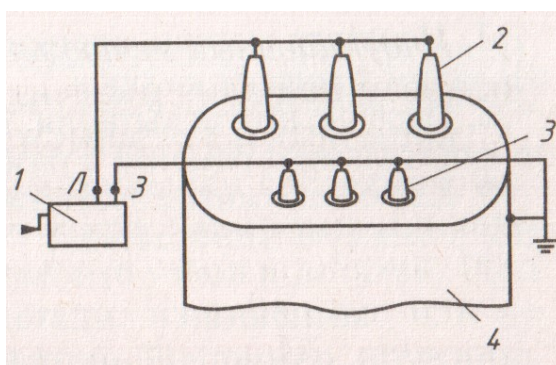


Рисунок 14.9 - Схема виміру опору ізоляції обмоток:

1 – мегаомметр; 2 – вводи ВН; 3 – вводи НН; 4 – бак трансформатора.

Характеристики ізоляції вимірюються при температурі ізоляції не нижче $+10^{\circ}\text{C}$ у трансформаторів на напругу до 150 кВ потужністю до 80 МВА. У трансформаторів на напругу 220-750 кВ і на напругу 110-150 кВ потужністю більше 80 МВА характеристики ізоляції вимірюються при температурі не менш нижнього значення температури, записаної в паспорті. Для її забезпечення трансформатори піддаються нагріванню до температури, що перевищує необхідну на 10°C . Характеристики ізоляції вимірюються на спаді температури при відхиленні її від необхідного значення не більше ніж на 5°C .

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

За температуру ізоляції трансформатора, що не нагрівався, приймають: у трансформаторах на напругу до 35 кВ із маслом - температуру верхніх шарів масла, у трансформаторах на напругу вище 35 кВ із маслом - температуру фази В обмотки ВН, обумовлену по її опорі постійному струму.

При нагріванні трансформатора температура ізоляції приймається рівній середній температурі обмотки ВН фази В, обумовленої по опорі обмотки постійному струму. Рекомендується температуру обмотки розраховувати по формулі:

$$t_x = \frac{R_x - R_o}{R_o} \cdot (235 + t_o) + t_o \quad (14.18)$$

де R_x - вимірюване значення опору обмотки при температурі t_x ;
 R_o - опір обмотки, вимірюваний на заводі при температурі t_o
 (записаний в паспорті трансформатора).

Опір ізоляції виміряється мегомметром на напругу 2500 В з верхньою межею виміру не нижче 10000 МОм.

Оскільки опір R_{60} зменшується з підвищенням температури, то для оцінки ступеня погіршення ізоляції обмоток рекомендуються вимірювані значення опору ізоляції приводяться до температури виміру ізоляції на заводі. Наприклад, якщо опір ізоляції обмоток вимірювався при температурі t_x , відмінної від температури t_o , записаної в паспорті трансформатора, то фактичний (наведене до заводської температури) опір ізоляції обмоток визначається після розподілу вимірювального опору ізоляції на коефіцієнт K_2 (табл.2.7).

З огляду на, що при підвищенні температури на 10°C значення опору R_{60} збільшується в 1,5 рази, можна визначити K_2 по формулі:

$$K_2 = 1,5^{\frac{t_x - t_o}{10}} \quad (14.19)$$

Таблиця 2.7- Значення коефіцієнта K_2 для перерахування значень R_{60}

Різниця температур $t_x - t_o, ^\circ\text{C}$	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30
Значення K_2	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,84	2,25	2,75	3,4

Діелектричними втратами називається потужність P_d , що розсіює в ізоляції при додатку до неї змінної напруги. Однак потужність втрат залежить не тільки від стану ізоляції, але й від її обсягу. Тому для оцінки стану ізоляції звичайно використовується тангенс кута діелектричних втрат:

$$\text{tg } \delta = \frac{P_d}{U \cdot I_p} = \frac{I_a}{I_p}$$

де U -напруга, що прикладає до ізоляції;
 I_a, I_p - активні й реактивна складові струму через ізоляцію.
 У практиці вимірів значення tg виражається у відсотках:

$$\text{tg } \% = 100 \text{ tg} .$$

14.5.2.5 Вимірювання тангенсу кута діелектричних втрат

Тангенс кута діелектричних втрат майже не залежить від розмірів ізоляційної конструкції, тому що при їхній зміні пропорційно змінюються активні й реактивна складові струму, що проходить через діелектрик.

Отже, $tg\delta$ є показником тільки стану ізоляції, але не її геометричних розмірів, що є перевагою методу. Величина $tg\delta$ дає усереднену об'ємну характеристику стану діелектрика, тому що активна складова струму, викликана діелектричними втратами в місцевому дефекті, при вимірі співвідноситься до загального ємнісного струму об'єкта.

Як правило, вимір $tg\delta$ дозволяє виявити загальне (тобто, таке що охоплює більшу частину обсягу) погіршення ізоляції.

Підвищене значення $tg\delta$ свідчить:

- про зволоження ізоляції (головним чином об'ємному);
- про забруднення ізоляції;
- про неоднорідність ізоляції.

Зволоження й інші перераховані вище дефекти ізоляції збільшують активну складову струму I_a , причому вона росте в багато разів швидше, ніж ємнісна складова I_p . Це приводить до збільшення кута δ й відповідно $tg\delta$.

Цінність цього параметра полягає в наступному:

- значення $tg\delta$ істотно менше залежить від впливу сторонніх факторів, чим інші показники стану ізоляції;
- його можна вимірювати в умовах роботи обладнання при напрузі 10 кВ.

Однак, методи виміру $tg\delta$ ізоляції відносні й набагато складніше, ніж методи виміру опору ізоляції й коефіцієнта абсорбції. Тому ізоляція трансформаторів I - III габаритів піддається цьому випробуванню тільки при підозрі на її забруднення, якщо вимір R_{60} і K_{abc} дає сумнівні результати.

Виміром $tg\delta$ місцеві й зосереджені дефекти в ізоляції великого обсягу виявляються погано. Це порозумівається тим, що в цих випадках збільшення активної складової струму в ізоляції викликається погіршенням невеликої частини обсягу ізоляції, а ємнісна складова хоча й залишається практично незмінною, але визначається всім обсягом ізоляції. Тому в ряді випадків, для уточнення місця погіршення ізоляції, навмисно зменшують обсяг випробовуваної ізоляції.

14.5.2.6 Методика виміру $tg\delta$ ізоляції обмоток

Тангенс кута δ діелектричних втрат ізоляції обмоток вимірюють по вищенаведених схемах мостом змінного струму за переверненою схемою.

Виміри на трансформаторах, залитих маслом, допускається робити при напрузі змінного струму частотою 50 ± 5 Гц, що не перевищує $2/3$ заводської іспитової напруги досліджуваної обмотки .

									ДП 2022 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						117

Оскільки $tg\delta$ збільшується з підвищенням температури, то для оцінки ступеня погіршення ізоляції обмоток рекомендуються обмірювані значення $tg\delta$ приводити до температури виміру ізоляції на заводі. Наприклад, якщо $tg\delta$ ізоляції обмоток вимірявся при температурі t_x , відмінної від температури t_0 , записаної в паспорті трансформатора, те фактичний (наведений до заводської температури) $tg\delta$ ізоляції обмоток визначається після розподілу обмірюваного $tg\delta$ на коефіцієнт K_1 (табл. 14.8).

Таблиця 14.8 - Значення коефіцієнта K_1 для перерахування значень $tg\delta$

Різниця температур $t_x - t_0, \text{C}$	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30
Значення K_1	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,31	1,51	1,75	2,0	2,3

З огляду на, що при підвищенні температури на $10 \text{ }^\circ\text{C}$ значення $tg\delta$ збільшується в середньому в 1,26 рази, можна також визначити K_1 по формулі:

$$K_1 = 1,26^{\frac{t_x - t_0}{10}}$$

Таблиця 14.9 - Значення коефіцієнта K_3 для перерахування значень $tg\delta$ масла

Різниця температур $t, \text{ }^\circ\text{C}$	1	2	3	4	5	10	15
Значення K_3	1.04	1.08	1.13	1.17	1.22	1.5	1.84
Різниця температур $t, \text{ }^\circ\text{C}$	20	25	30	35	40	45	50
Значення K_3	2.25	2.75	3.4	4.15	5.1	6.2	7.5

14.5.2.7 Випробування електричної міцності ізоляції.

Складається з комплексу наступних випробувань:

- визначення пробивної напруги масла або іншого рідкого діелектрика, яким заповнений трансформатор;
- вимір опору ізоляції обмоток;
- випробування внутрішньої ізоляції напругою промислової частоти, прикладеним від зовнішнього джерела (протягом однієї хвилини);
- випробування підвищеною напругою, що індукує сам трансформатор.

Дослідні напруги перевищують номінальні й залежать від умов експлуатації. Трансформатори, призначені для експлуатації в електроустановках, що піддаються впливу грозових перенапруг при звичайних мірах грозозахисту, випробовуються по нормах для нормальної ізоляції, а трансформатори, призначені для експлуатації в електроустановках, що не піддаються впливу грозових перенапруг, або при спеціальних мірах грозозахисту - по нормах для полегшеної ізоляції. Ізоляція трансформатора до проведення випробувань піддається обробці відповідно до встановленого технологічного процесу.

При випробуванні ізоляції напругою промислової частоти, прикладеною від зовнішнього джерела, перевіряється електрична міцність головної ізоляції

струмів і напруг по фазах установити дефектну фазу. Потім ця фаза піддається ретельному огляду. Дефектне місце обмотки можна визначити індукційним методом або виміром електричного опору.

14.5.2.8 Вимір опорів обмоток постійному струму

Вимір опору обмоток постійному струму входить в обов'язковий обсяг заводських контрольних випробувань кожного трансформатора. Крім того, при надходженні інформації про несправності трансформатора від засобів безперервного контролю або засобів періодичного контролю, що виконується без відключення трансформатора, у ряді випадків виконують вимір опору обмоток постійному струму для уточнення характеру й місця дефекту.

Ці виміри дозволяють перевірити:

- якість з'єднань і пайок, наявних в обмотках;
- якість контактів у перемикачах;
- відсутність обривів, правильність числа паралелей (відсутність обривів однієї або декількох паралелей в обмотках, намотаних з не-скількох паралельних провідників);
- відповідність розрахунковій записці перетину й питомого опору провідників.

Крім цього, визначення дійсного опору обмоток дає можливість обчислити втрати трансформатора, привести втрати, виміряні при досліді короткого замикання, до номінальної температури обмотки, а також знайти додаткові втрати, які можуть бути визначені тільки обчисленням за умови, якщо відомі опори обмоток.

14.5.2.9 Методика виміру опору обмоток постійному струму

Норми установлюють основні вимоги до виміру опору обмоток постійному струму при прийомних випробуваннях і при випробуваннях після капітального ремонту:

Вимір здійснюється на всіх відгалуженнях, якщо в заводському паспорті немає інших вказівок й якщо для цього не потрібно виймати активної частини. Значення опорів не повинні відрізнятися більш ніж на 2 % від значення опору, отриманого на відповідних відгалуженнях інших фаз, або від значень заводських і попередніх експлуатаційних досліджень, якщо немає особливих застережень у паспорті трансформатора".

Із всіх методів виміру опорів обмоток у практиці вітчизняних досліджуваних станцій при дослідженні потужних трансформаторів знайшли застосування наступні два методи:

- вимір опору методом вольтметра-амперметра;
- мостовий метод виміру опорів.

Оскільки визначаються малі відносні зміни досліджуваного параметра (порядку 2 %), те потрібно звести до мінімуму можливі погрішності методу.

									ДП 2022 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						120

Погрішності викликані:

- впливом внутрішніх опорів приладів й їхніх погрішностей;
- впливом перехідного контакту в місці підключення приладу до обмотки;
- розходженням у температурах опорів обмоток.

При вимірі опору обмоток методом амперметра-вольтметра прилади повинні бути класу точності 0,5 і 0,2. Визначати досить малі опори обмотки НН, коли потрібно забезпечити високу точність вимірів до 0,00001 Ом, можна мостовим методом.

При підключенні проводів до вимірюваного опору повинне бути забезпечена висока якість контактів. Контакти повинні бути надійними, плоскими, а поверхні їх - чистими від жиру, іржі й фарби. Поганий контакт може дати додатковий опір порядку 0,001 Ом. Якщо вимірюваний опір, наприклад обмотки НН потужного трансформатора, становить 0,003 - 0,004 Ом, то наявність такого контакту може спотворити результати вимірів на 25 - 30 %.

За температуру обмотки трансформатора, що перебуває протягом досить тривалого часу у відключеному стані в умовах оточуючого середовища із практично незмінною температурою, пропонується приймати температуру навколишнього середовища - повітря.

За температуру обмотки довгостроково відключеного трансформатора у всіх випадках допускається приймати температуру верхніх шарів масла в трансформаторі.

Перерахування опорів обмоток з однієї температури (t_1) на іншу (t_2) може бути зроблений за допомогою виразів:

$$R_2 = R_1 \cdot \frac{235 + t_2}{235 + t_1} \text{ (для міді);}$$

$$R_2 = R_1 \cdot \frac{245 + t_2}{245 + t_1} \text{ (для алюмінію).}$$

Звичайно опір обмоток приводять до розрахункової температури (75°C або 20°C) або до температури заводських випробувань.

Вимір опорів роблять на всіх обмотках і всіх ступенях регулювання.

Вимірюють лінійні опори (між лінійними уведеннями) для всіх доступних відгалужень обмоток всіх фаз. При наявності нульового вводу вимірюють додатково один з фазних опорів (між нульовим й одним з лінійних введів).

При доступності нульового вводу замість виміру лінійних опорів допускається вимір фазних опорів, але за умови, що опір нульового вводу не перевищує 2 % фазного опору обмотки. У цьому випадку опір ланцюга нульового вводу може бути визначено додатковим виміром одного з лінійних опорів. У трансформаторів з паралельними галузями обмотки ВН, вводами на кришку, варто виміряти опір кожної галузі.

14.5.2.10 Оцінка стану трансформатора за результатами виміру опору обмоток постійному струму

Монтажні випробування й випробування після капітального ремонту

									ДП 2022 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						121

Вимір опору обмоток постійному струму здійснюється в обов'язковому порядку після монтажу й капітального ремонту трансформатора. Найбільш імовірними дефектами є поганий контакт у перемикаючому пристрої й неправильне приєднання відводів до перемикаючого пристрою. У результатах виміру опору обмоток постійному струму при цих дефектах спостерігається значний розкид показань на різних щаблях перемикаючого пристрою.

Найбільш частим дефектом є поганий контакт у переключуючому пристрої. Цей дефект може бути виявлений тільки при вимірі опору. Були випадки, коли при визначенні коефіцієнта трансформації й при ряді інших вимірів цей дефект не був виявлений і тільки вимір опору вдавалося його встановити.

Неправильне приєднання відводів до перемикаючого пристрою спостерігається при випробуваннях після ремонту.

На працюючому трансформаторі такого дефекту не буває.

При відсутності дефекту повинна дотримуватися однакова для всіх фаз і відповідного положень перемикача закономірність зміни опору постійному струму в різних положеннях перемикача. Особливу увагу варто звернути на закономірність зміни опору по відпайках у трансформаторів із РПН, де зустрічаються порушення закономірності через неправильне зчленування валів перемикача й приводу, неправильної роботи приводу, а також помилкового приєднання відпайок обмоток до перемикаючого пристрою.

14.2.5.11 Експлуатаційні випробування

В експлуатації вимір опору обмоток постійному струму здійснюється для уточнення характеру й місця дефекту, виявленого іншими засобами контролю. До них можуть бути віднесені наступні прилади безперервного контролю:

- датчики концентрації характерних газів (водень або сума горючих газів);
- датчики виміру опору КЗ;
- термосигналізатори;
- лічильники КЗ;
- газове реле;
- пристрою контролю перевантаження.

У ряді випадків вимір опору обмоток постійному струму виконують, якщо наявність дефекту вказують наступні засоби періодичного контролю, здійснюваного на працюючому трансформаторі:

- хроматографічний аналіз розчинених у маслі газів;
- фізико-хімічний аналіз масла;
- тепловізійний контроль;
- огляд і перевірка РПН.

Найбільше часто зустрічаються наступні дефекти:

									ДП 2022 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						122

- поганий контакт у місцях з'єднання між собою струмоведучих частин обмоток, відводів, що із пристроїв, уведень;
- погана пайка в місцях з'єднання струмоведучих частин;
- обрив у ланцюзі обмотки, особливо в паралельних проводах обмотки;
- замикання між витками, особливо при перемиканні витків через великий опір.

Результати випробувань указують на наявність дефекту, якщо різниця в показаннях опорів обмоток окремих фаз більше, ніж 2-3 %.

Нижче приводяться деякі рекомендації з уточнення виду дефекту за допомогою виміру опору обмоток постійному струму.

Якщо з'єднання окремих котушок у якій-небудь фазі або якій-небудь пайці виконані погано, то опір вийде вище, ніж на інших фазах.

Поганий контакт у перемикаючому пристрої може бути виявлений, якщо при вимірі опору спостерігаються більші коливання струму, що проходить через амперметр. Опір, обчислений за результатами випробувань, у цьому випадку буде в багато разів перевищувати очікуване.

Якщо вся обмотка намотана проводами іншого перетину, то опір зміниться в ту або іншу сторону залежно від того, збільшене або зменшений перетин проводів.

При виконанні обмотки декількома паралельними проводами, вимір її опору дозволяє встановити наявність обриву в одному з паралельних проводів.

14.5.3 Діагностика теплових режимів роботи трансформаторів

14.5.3.1 Теплопередача в трансформаторі

Теплота, що виділяється в обмотках, магнітопроводі й сталевих деталях конструкції працюючого трансформатора, розсіюється в навколишнім середовищі, при цьому процес передачі теплоти може бути розбитий на два етапи: передача теплоти від обмоток і магнітопроводу охолоджуючому маслу й передача теплоти від масла навколишньому середовищу. На першому етапі передача теплоти визначається перевищенням температури обмоток і магнітопроводі над температурою масла, на другому - перевищенням температури масла над температурою навколишнього середовища.

Прийнято вважати, що охолоджуюче устаткування масляного трансформатора складається із системи внутрішнього охолодження, що забезпечує передачу теплоти на першому етапі охолодження, і системи зовнішнього охолодження, що забезпечує передачу теплоти на другому етапі.

Елементами системи внутрішнього охолодження є горизонтальні й вертикальні канали в обмотках і магнітопроводі, а також спеціальні труби й ізоляційні щити, що створюють спрямовану циркуляцію масла по каналах. Всі елементи системи внутрішнього охолодження перебувають усередині бака трансформатора, тому візуальний контроль за їхнім станом неможливий.

										ДП 2022 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							123

Система зовнішнього охолодження містить у собі маслоохолоджувачі, фільтри, насоси, вентилятори й інше устаткування, розташоване в зовнішній частині трансформатора. За роботою цього устаткування ведеться систематичний контроль.

14.5.3.2 Тепловізійний контроль

Для оцінки стану силових трансформаторів тепловізійний контроль не одержав ще широкого поширення через дорожнечу обладнання й невідпрацьованості технології одержання інформаційних і достовірних результатів. Однак у міру оснащення енергосистем сучасними тепловізорами проведення цього виду випробувань стає виправданим, оскільки не вимагає зупинки й відключення обладнання, є не трудомістким і допомагає виявляти дефекти на ранніх стадіях їхнього розвитку.

Нижче розглядається підхід до формування технології тепловізійного контролю силового трансформатора, проведеного на базі тепловізорів марки Thermovision 470 (AGEMA Infrared Systems AB).

Етапи технології обстеження. Основними етапами пропонованої технології є:

- польові дослідження;
- передача отриманої інформації з тепловізора в персональний комп'ютер;
- структурування термограм, організація їхнього зберігання в спеціалізованих базах;
- попередня обробка результатів й їхній візуальний аналіз;
- математична обробка й зіставлення результатів з обліком реальних фізичних процесів у трансформаторі, автоматизоване формування рекомендацій;
- комплексна обробка отриманої інформації, видача рекомендацій на основі багатоаспектного аналізу.

14.5.3.3 Особливості силового трансформатора

Пропонована технологія повинна будуватися з урахуванням особливостей трансформатора як об'єкта дослідження. Істотним фактором, що утрудняє тепловізійний контроль силового трансформатора, є наявність навісного устаткування на баку, у першу чергу радіаторів, що істотно зменшує площу корисної поверхні, що піддається аналізу. Крім того, примусова циркуляція масла розмиває температурні градієнти, через що утрудняється локалізація дефекту. Зміст тепловізійного обстеження силового трансформатора полягає в проектуванні теплового дефекту в активній частині на поверхню бака, не закриту навісним устаткуванням, і виявленні цієї ділянки при аналізі термограм (рисунок 14.11).

										ДП 2022 141	Арк.
											124
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

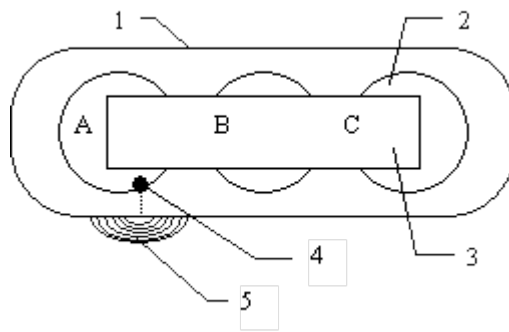


Рисунок 14.11- Теплове проектування дефекту в активній частині трансформатора на поверхню бака трансформатора:
1 - бак; 2 - обмотка; 3 - осердя; 4 - дефект; 5 - тепла проекція на поверхню бака

Поряд з відзначеними вище конструктивними особливостями силових трансформаторів, що утрудняють тепловізійне обстеження, можна також виділити фактори, які сприяють його використанню. Наявність трьох практично рівно завантажених фаз дозволяє проводити зіставлення нагрівів одночасно по трьох складових й кожне істотне відхилення піддавати додатковому аналізу. У тих же цілях доцільно використати й симетричність силових трансформаторів щодо осьових ліній.

14.5.3.4 Польові дослідження

На етапі польових досліджень оператор проводить зйомку поверхні бака трансформатора за допомогою тепловізійної апаратури. Повітря, що нагнітається вентиляторами, проходить крізь радіатори, нагрівається й далі вдаряється в поверхню бака. У результаті чого на його поверхні утвориться зона підвищеного нагрівання, яка є наслідком дефектів в активній частині трансформатора. Тому, доцільно на якийсь час відключити систему, а, у ряді випадків, і систему примусової циркуляції масла.

Виявивши несправності в цих вузлах, оператор може сформувати протокол, користуючись програмним забезпеченням у якому вказується можлива причина підвищеного нагрівання й попередній перелік заходів щодо її усунення. Наявність дефектів в активній частині трансформатора, як правило, вимагає більше точної діагностики. Для цього оператор фіксує окремі області великим планом для їхнього подальшого вбудовування в загальну теплову картину поверхні бака трансформатора. Результати обстеження зберігаються на гнучкому магнітному диску із вказівкою місця й часу зйомок, а також найменування підстанції й обстежуваного трансформатора.

14.5.3.5 Передача інформації в ПК

Як правило, для силового трансформатора одного конструктивного типу інформація про фізичні розміри є однаковою. Тому в експертній системі передбачене попереднє занесення головних розмірів для всіх типів

трансформаторів й автоматичне заповнення подібних форм для конкретних трансформаторів. Адміністратор повинен лише візуально контролювати їхній зміст. Уведена інформація використовується для проектування активної частини СТ на кожну поверхню (передню, задню, ліву, праву) бака. На отриману проекцію далі автоматично накладається рівномірна сітка (рис. 14.8), що потрібно для наступного формування єдиного тепловізійного зображення з декількох термограм. Остання операція обумовлена, як відзначалося вище, неможливістю в більшості випадків одержання однієї термограми для кожного виду через недолік місця поблизу трансформатора. Крім того, подібне єдине зображення виявляється й менш точним.

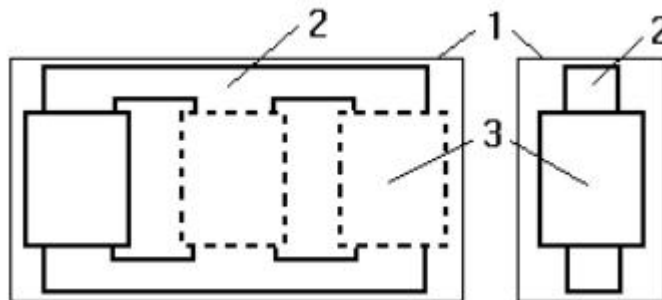


Рисунок 14.11-Вписання активної частини трансформатора в контур бака:

1 - бак; 2 - осердя; 3 - обмотки активної частини

З отриманого набору термограм, що представляють фрагменти зображень, за допомогою спеціальних команд експертної системи формуються температурні картини всіх сторін трансформатора, які є основою для подальшого аналізу стану СТ. Для їхнього зберігання створений спеціальний архів інфрачервоних зображень (рис. 14.12).

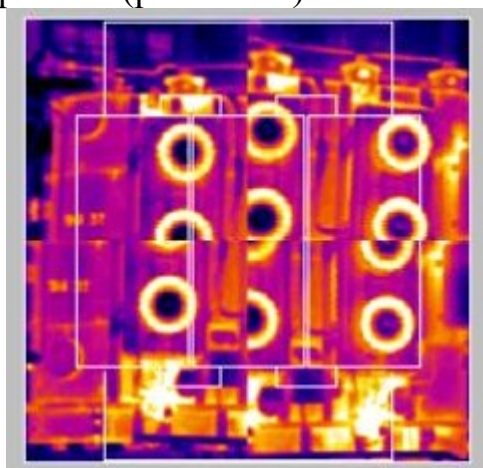


Рисунок 14.12 - Головний інфрачервоне зображення

14.3.6 Попередня обробка результатів

На цьому етапі є можливість візуального аналізу термограм кожного виду. При цьому колірна палітра автоматично обробляється з ілюструванням на екрані комп'ютера максимальної й мінімальної температур для всього зображення або окремого його фрагмента в режимі збільшення (рис. 14.13). Для будь-якого обраного оператором фрагменту видається значення температури

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ВИСНОВКИ

У даній пояснювальній записці зроблено розрахунок СЕП навчальної майстерні верстатобудувального заводу, метою якого є вибір найбільш оптимального варіанта схеми, параметрів електромережі і її елементів, що дозволяють забезпечити необхідну надійність електроживлення та безперебійної роботи цеху.

У ході виконання дипломного проекту зроблено розрахунок електричних навантажень:

- Розрахунок електричних навантажень цеху, а саме навантажень електроприймачів та навантажень освітлювальних приладів;
- Створені графіки електричних навантажень згідно розрахунків;
- Обрано напругу і електричну схему електропостачання цеху;
- Розраховано баланс реактивної потужності та за результатами вибрано компенсуючий пристрій;
- Вибрано трансформаторну підстанцію цеху, а також місце її розміщення;
- За складеною схемою електропостачання здійснено розрахунок струмів короткого замикання;
- Проведена перевірка електромережі цеху на допустиме відхилення напруги.
- Визначили потужність компенсуючих пристроїв.

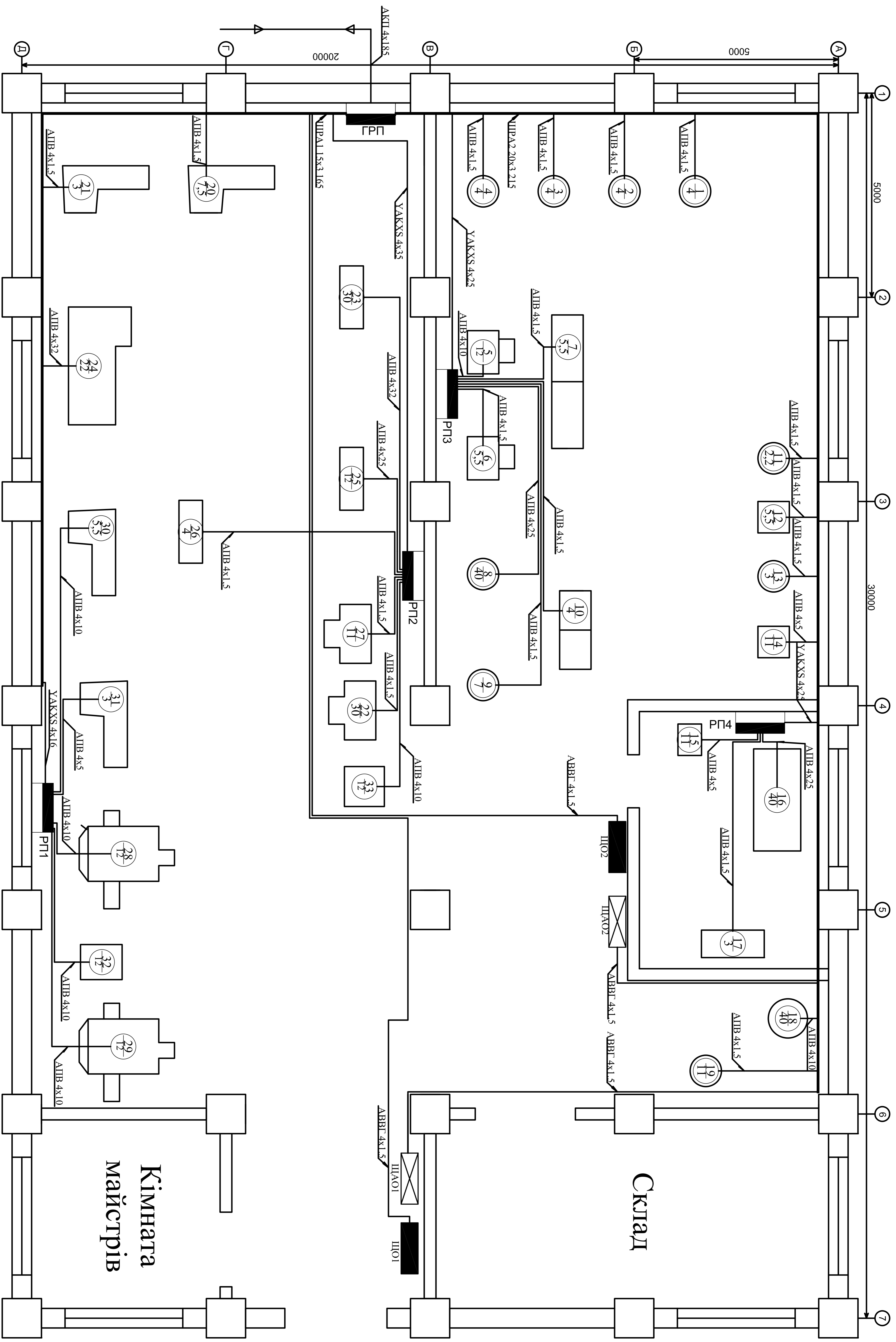
На основі проведених розрахунків можна зробити висновок, що це є оптимальний і раціональний варіант електропостачання.

					ДП 2022 144		
		<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Сапунков Г.О.</i>			<i>Висновки</i>	<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Мащенко О.А.</i>					128	1
<i>Реценз.</i>					НУХТ ЕЛ-4-3		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Балюта С.М</i>						

Список літератури

1. В. Є. Шестеренко, О. В. Шестеренко «Електропостачання промислових підприємств» Київ-2013.
2. Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков «Электрическая часть станций и подстанций» Москва 1989.
3. О. М. Сірий, В. Є. Шестеренко «Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств», Київ-2013.
4. Трансформаторы. Технический каталог ПАО «Укрелектроаппарат», 2013, с. 160
5. <http://atrans.in.ua/harakteristeka-transformatora>.
6. <http://www.mecelctrica.ru>.
7. <http://www.emko.ru>.

					<i>ДП 2022 141</i>					
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						
Розроб.		<i>Сапунков Г.О</i>			<i>Список літератури.</i>			Літ.	Лист	Листів
Перевір.		<i>Мащенко О.А.</i>							129	1
Реценз.								<i>НУХТ ЕЛ-4-3</i>		
Н. Контр.										
Затверд.		<i>Балюта С. М.</i>								

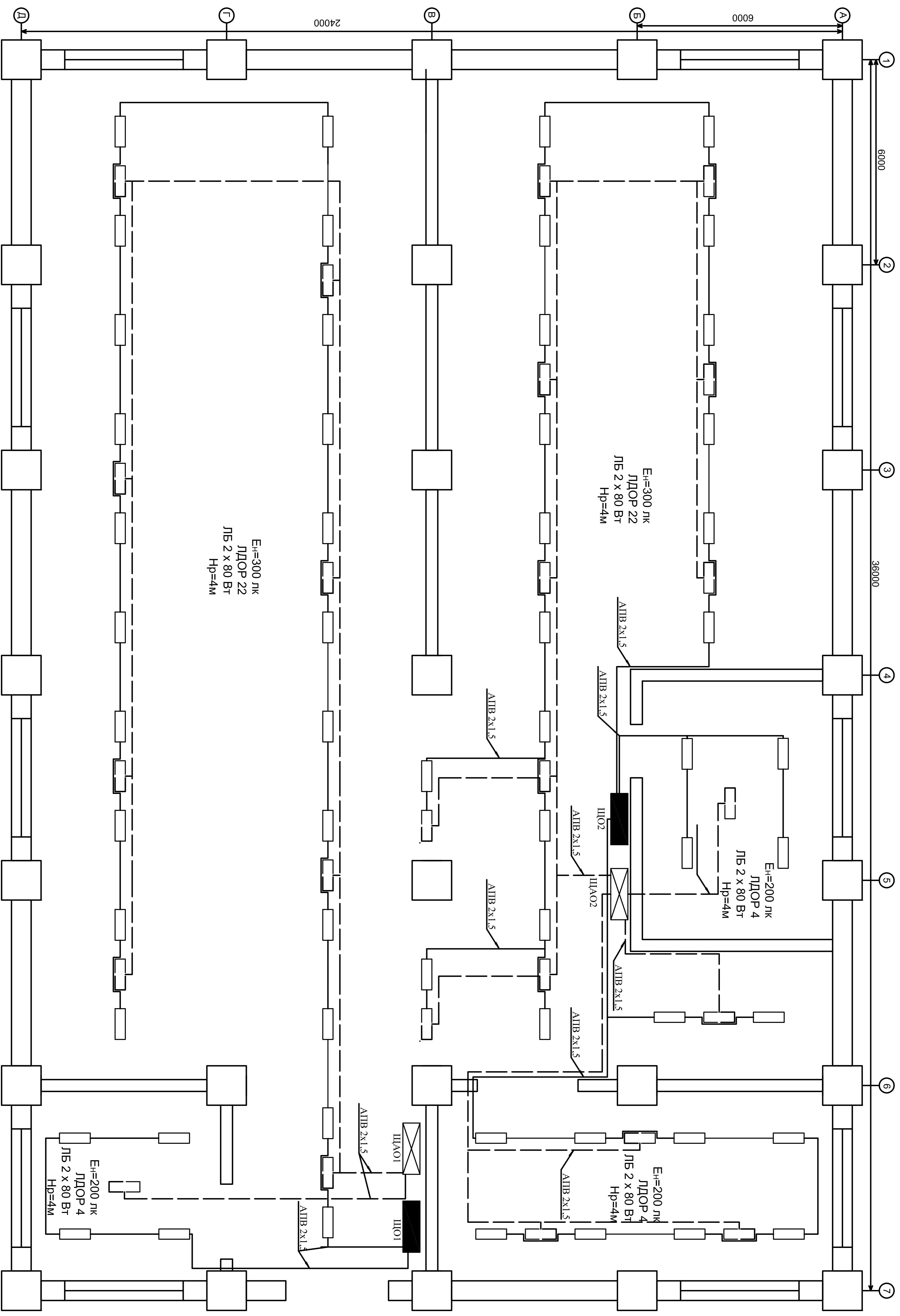


Кімната майстрів

Склад

ДП 2022 141

Знач. Док.	№ докум.	Листок	Дата	План навчальної майстерні з нанесенням технологічного устаткування	Лист	Кресло	Рисунки
Розроб.	Сторож Г.О.						
Г. комп.	Машиню О.А.						
Н. комп.							
Замбвд.	Богдан С.М.						
				Док. 1	Архив 4	НХУТ ЕП-4-3	



ДП 2022 141

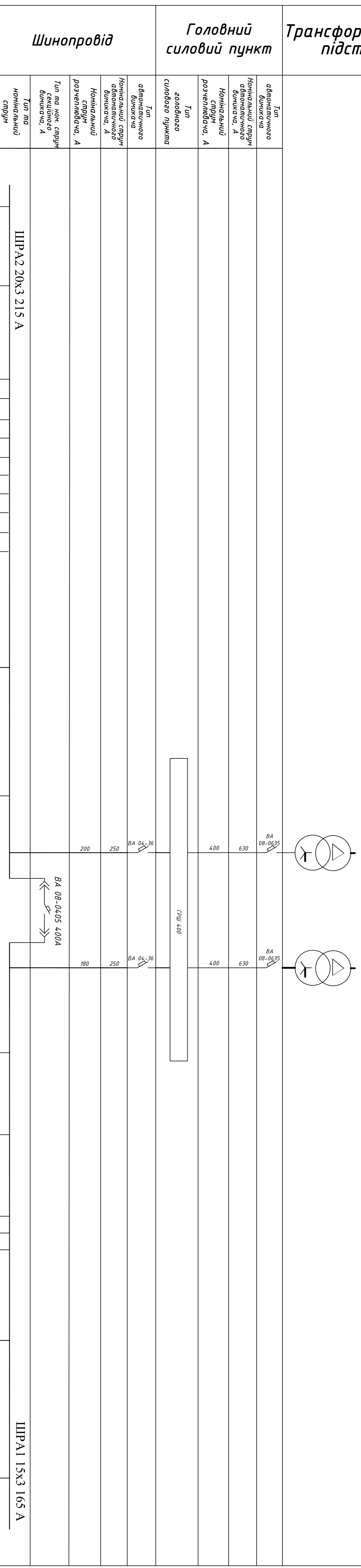
Знач. Док.	№ докум.	Подпис.	Дата.	Лист	Масштаб
Розроб.	Сторожук Г.О.				
Г. комп.	Мельниченко О.А.				
Н. комп.					
Замовник	Бюро СМ				

Лист навчальної майстерні з навчальних освітлювальних установок і мережі електричного освітлювання

Док. 2 4

НХУТ ЕП-4-3

2ХТМ-100 10/0,4



Механізм	Електро-приймач	Провід	Силовий пункт		Автоматичний вимикач	Шинопровід	Головний силовий пункт		Трансформаторна підстанція
			Тип	Номинальний струм			Тип	Номинальний струм	
Назва електроприймача	Кнопка управління	Номинальний струм, А	Номинальна потужність, кВт	Номер по плану	Число жил, проводів, мм ²	Марка	Тип	Номинальний струм	Тип
Аварійне освітлення					2x1,5	АПВ	16	80	ШРА2 20x3 215 А
Аварійне освітлення					2x1,5	АПВ	16	80	
Аварійне освітлення					2x1,5	АПВ	16	80	
Аварійне освітлення					2x1,5	АПВ	16	80	
Вертикально-свердлувальний верстат	Станція управління	7,6	4	1	13	4x1,5	АПВ	10	100
Вертикально-свердлувальний верстат	Станція управління	7,6	4	2	13	4x1,5	АПВ	10	100
Вертикально-свердлувальний верстат	Станція управління	7,6	4	3	13	4x1,5	АПВ	10	100
Вертикально-свердлувальний верстат	Станція управління	7,6	4	4	13	4x1,5	АПВ	10	100
Вертикально-свердлувальний верстат	Станція управління	7,6	4	11	13	4x1,5	АПВ	10	100
Машина листовна	Станція управління	10,38	5,5	12	13	4x1,5	АПВ	10	100
Заточувальний верстат	Станція управління	5,7	3	13	13	4x1,5	АПВ	6	315
Пресс	Станція управління	20,89	11	14	15	4x5	АПВ	315	100
Витяжна шафа	Станція управління	71,5	40	18	25	4x10	АПВ	80	315
Верстат для стикового зварювання	Станція управління	20,89	11	19	13	4x1,5	АПВ	315	100
Токарно-гвинторізний верстат	Станція управління	22,79	12	5	25	4x10	АПВ	315	100
Верстат для намотування котушок	Станція управління	10,45	5,5	6	13	4x1,5	АПВ	20	20
Верстат для намотування котушок	Станція управління	10,45	5,5	7	13	4x1,5	АПВ	20	20
Шафа сушильна	Станція управління	62,01	40	8	50	4x25	АПВ	63	100
Ванна для просочення	Станція управління	10,85	7	9	13	4x1,5	АПВ	20	10
Земляшина	Станція управління	7,55	4	10	13	4x1,5	АПВ	315	100
Пресс	Станція управління	20,89	11	15	15	4x5	АПВ	315	100
Шафа сушильна	Станція управління	62,01	40	16	50	4x25	АПВ	63	100
Верстат для ізоляції проводів	Станція управління	5,7	3	17	13	4x1,5	АПВ	6	100
Резерв	Станція управління								
Освітлення					2x1,5	АПВ	3	16	ОП-ЗУХЛ/4
Освітлення					2x1,5	АПВ	3	16	ОП-ЗУХЛ/4
Освітлення					2x1,5	АПВ	3	16	ОП-ЗУХЛ/4
Освітлення					2x1,5	АПВ	3	16	ОП-ЗУХЛ/4
Вентилятор	Станція управління	14,24	7,5	20	13	4x1,5	АПВ	20	100
Верстат для ізоляції проводів	Станція управління	5,7	3	21	13	4x1,5	АПВ	6	100
Трансформатор для печі ОСУ-20	Станція управління	79,39	22	24	50	4x25	АПВ	80	100
Зварювальний перетворювач	Станція управління	67,66	30	22	32	4x40	АПВ	80	100
Зварювальний перетворювач	Станція управління	67,66	30	23	32	4x40	АПВ	80	100
Токарно-гвинторізний верстат	Станція управління	22,79	12	25	25	4x10	АПВ	315	100
Вертикально-свердлувальний верстат	Станція управління	7,6	4	26	13	4x1,5	АПВ	10	100
Пресс	Станція управління	20,89	11	27	15	4x5	АПВ	315	100
Токарно-гвинторізний верстат	Станція управління	22,79	12	33	25	4x10	АПВ	315	100
Токарно-гвинторізний верстат	Станція управління	22,79	12	28	25	4x10	АПВ	315	100
Токарно-гвинторізний верстат	Станція управління	22,79	12	29	25	4x10	АПВ	315	100
Поперечно-стругальний верстат	Станція управління	10,45	5,5	30	13	4x1,5	АПВ	20	100
Заточувальний верстат	Станція управління	5,7	3	31	13	4x1,5	АПВ	6	315
Токарно-гвинторізний верстат	Станція управління	22,79	12	32	25	4x10	АПВ	315	100
Резерв	Станція управління								

Зміст

№ документа	№ документа	Листів	Датум
Розробив	Схемувано		
Т. Комар	Мельниченко О.А.		
Н. Копица			
Замовив	Белішев С.М.		

Схема електропостачання
начальної магістерії.

Лист 141

ДП 2022

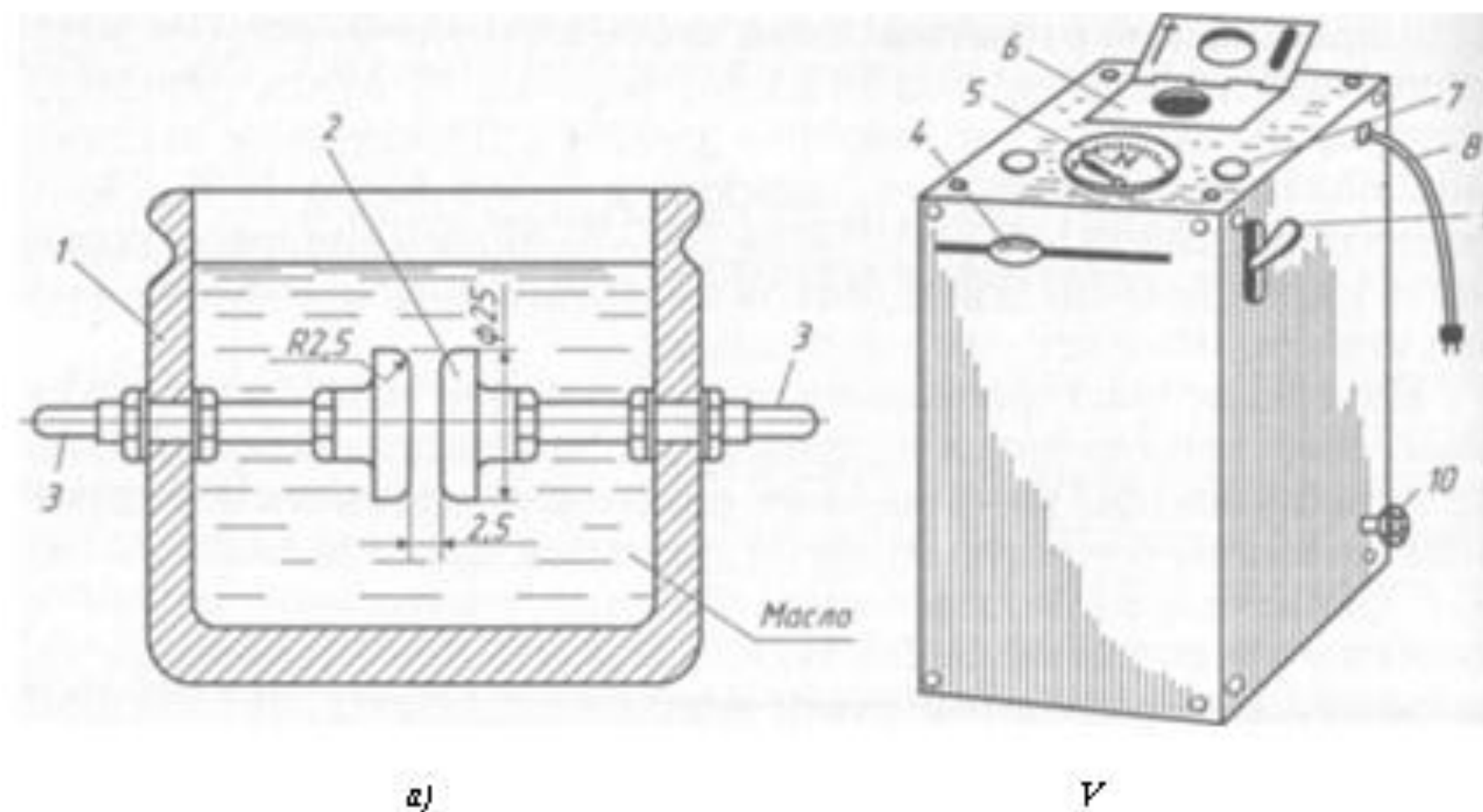
НХУТ ЕП-4-3

Найбільш ефективні методики діагностики трансформаторного обладнання:

1. діагностика стану трансформаторного масла;
2. діагностика стану ізоляції трансформатора;
3. діагностика теплових режимів роботи трансформатора.

Норми пробивної напруги трансформаторного масла

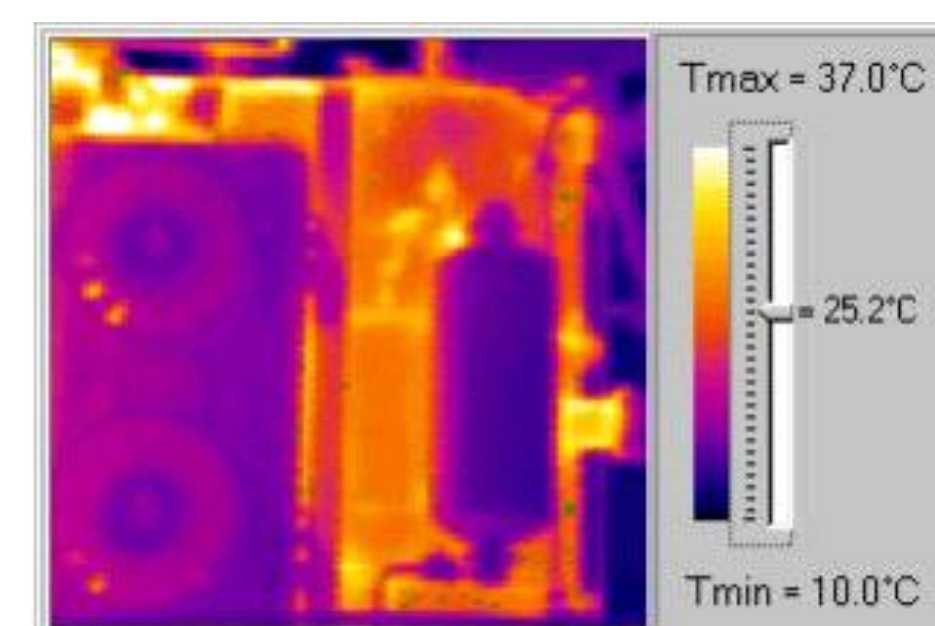
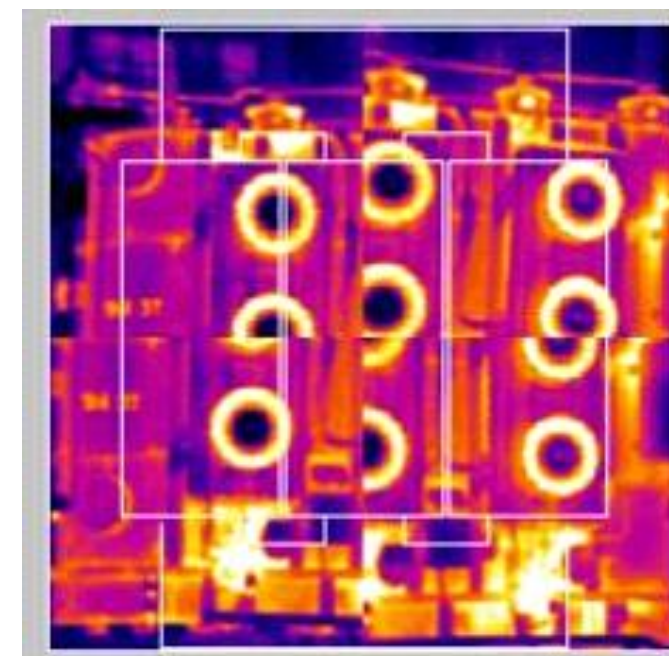
Вид масла	Норми пробивної напруги трансформаторного масла при номінальній напрузі трансформатора, кВ			
	до 15	15...35	60...220	330 і вище
Свіже сухе після заливання в апарат	25	30	40	50
Те що перебуває в експлуатації	20	25	30	35



Апарат для визначення пробивної напруги масла

Вимір опорів обмоток постійного струму дозволяє:

- якість з'єднань і пайок, наявних в обмотках;
- якість контактів у перемикачах;
- відсутність обривів, правильність числа паралелей (відсутність обривів однієї або декількох паралелей в обмотках, намотаних з не-скільких паралельних провідників);
- відповідність розрахунковій записці перетину й питомого опору про-водників.



Термограми трансформатора

Зміна опору ізоляції в часі при прикладанні постійної напруги до виводів обмоток

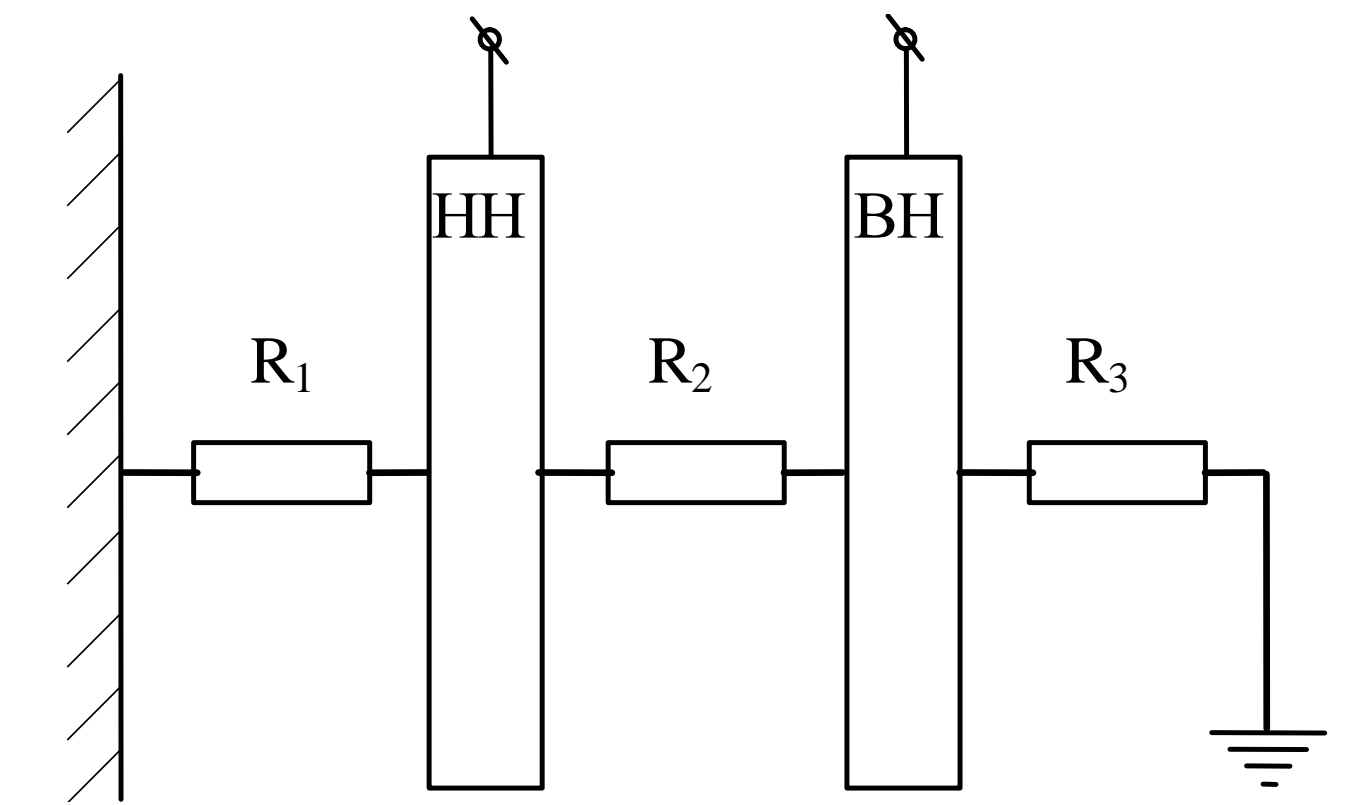
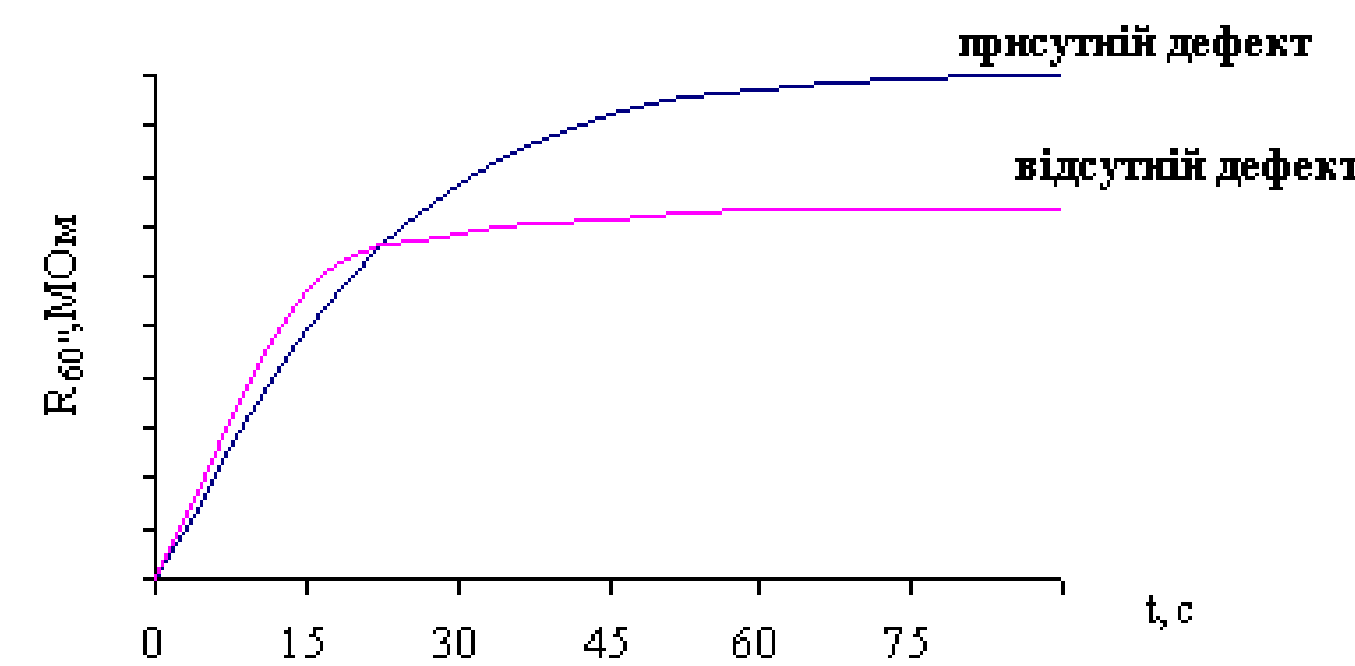


Схема ділянок ізоляції трансформатора, що контролюються при вимірі опору ізоляції R_{60} обмоток

Випробування електричної міцності ізоляції:

Складається з комплексу наступних випробувань:

- визначення пробивної напруги масла або іншого рідкого діелектрика, яким заповнений трансформатор;
- вимір опору ізоляції обмоток;
- випробування внутрішньої ізоляції напругою промислової частоти, прикладеною від зовнішнього джерела (протягом однієї хвилини);
- випробування підвищеною напругою, що індукує сам трансформатор.

Основні етапи тепловізійного контролю:

- польові дослідження;
- передача отриманої інформації з тепловізора в персональний комп'ютер;
- структурування термограм, організація їхнього зберігання в спеціалізованих базах;
- попередня обробка результатів й їхній візуальний аналіз;
- математична обробка й зіставлення результатів з обліком реальних фізичних процесів у трансформаторі, автоматизоване формування рекомендацій;
- комплексна обробка отриманої інформації, видача рекомендацій на основі багатоаспектного аналізу.

				ДП 2022 141		
№ Докум.	Підпис	Дата	Спеціальна частина. Діагностика силового трансформатора			
Розроб	Салунков Г.О.		Літ.	Маса	Масшт.	
Перевір	Мащенко О.А.		Аркуш 4	Аркушів 4		
Т.Контр						
Н.Контр						
Затвер	Балюта С.М.		НУХТ ЕЛ-4-3			