

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОНІКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

" ____ " _____ 2021 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему:

«Проектування системи електропостачання компресорної станції»

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТМ-01 _____ І.О. Крамський

Керівник, к.ф.-м.н, доцент _____ М. В. Петровський

Консультант

з економічної частини, к.е.н., доцент _____ О. М. Маценко

Нормоконтроль _____ М. А. Никифоров

Суми – 2021

Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

” ___ ” _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську роботу студента
Крамського Ігоря Олександровича

- 1.Тема дипломної роботи: «Проектування системи електропостачання компресорної станції»
затверджена наказом по університету № _____ від _____
2. Термін здачі студентом завершеної роботи 03.12.2021 р.
3. Вихідні дані до роботи: план розміщення електроприймачів у цеху, перелік електроприймачів, номінальні напруги мережі, категорія надійності.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити, основні розділи зі змісту): загальні відомості про підприємство, розрахунок електричного освітлення цеху, розрахунок електричних навантажень цеху, вибір кількості та потужності трансформаторів цехової підстанції, вибір перерізу провідників, розрахунок струмів короткого замикання, вибір електричних апаратів, наукова частина, охорона праці, економічна частина
- 5.Перелік графічного матеріалу: план цеху, схема електрична принципова, розрахункова схема освітлювальної мережі для робочого та аварійного освітлення.

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
Економічна частина	Маценко О. М.		

7. Дата видачі завдання 13.09.2021 р.

Керівник роботи _____ М. В. Петровський

Завдання прийняв до виконання _____ І.О. Крамський

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи
1.	Підготовка вихідних даних та огляд літератури	27.09.2021
2.	Розрахунок електричного освітлення цеху	04.10.2021
3.	Розрахунок електричних навантажень цеху	11.10.2021
4.	Вибір кількості та потужності трансформаторів цехової підстанції	18.10.2021
5.	Вибір перерізу провідників	27.10.2021
6.	Розрахунок струмів короткого замикання	01.11.2021
7.	Вибір електричних апаратів	08.11.2021
8.	Наукова частина	15.11.2021
9.	Охорона праці	22.11.2021
10.	Економічна частина	29.11.2021
11.	Оформлення креслень та пояснювальної записки	03.12.2021

Студент-дипломник _____ І.О. Крамський

Керівник роботи _____ М. В. Петровський

РЕФЕРАТ

с. 156, рис. 32, табл. 25, додатків 6, джерел 12.

Бібліографічний опис: Крамський І.О. Проектування системи електропостачання компресорної станції [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / І.О. Крамський; наук. керівник М. В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2021. – 156 с.

Ключові слова: компресорна станція, система електропостачання, електроприймач, дистанційний захист, реле РБМ-178, віртуальний стенд, система заземлення цеху.

компрессорная станция, система электроснабжения, электроприемники, дистанционная защита, реле РБМ-178, виртуальный стенд, система заземления цеха.

compressor station, power supply system, electrical consumers, remote protection, RBM-178 relay, virtual bench, shop grounding system.

Короткий огляд:

Проведено розрахунок силової мережі. Розрахунок освітлювальної установки було проведено за допомогою програми DiaLux. Обрано кількість та потужність трансформаторів цехової підстанції. Для підвищення коефіцієнта потужності передбачено встановлення конденсаторних установок, розрахункової потужності. Обрано кабельні лінії напругою 6 та 0,4 кВ. Для забезпечення захисту кабельних ліній від струмів короткого замикання, обрано автоматичні вимикачі необхідного номіналу. Узгоджено обраний апарат захисту з вибраним перерізом кабельної лінії. Для забезпечення захисту персоналу, що обслуговує електроустановки від ураженням електричним струм розраховане захисне заземлення цеху.

Створено віртуальні стенди для дослідження дистанційного захисту та реле напрямку потужності РБМ-178.

У економічній частині проведено розрахунок, щодо витрат на реалізацію проекту електропостачання компресорної станції та економічний ефект від встановлення конденсаторних установок.

Перелік умовних скорочень

АВР – шафа автоматичного вводу резерва;

СРШ – силова розподільна шафа;

СЕП – система електропостачання;

ЕП – електроприймач;

ГПП – головна понижуюча підстанція;

ТП – трансформаторна підстанція;

КЗ – коротке замикання;

РУ – розподільча установка;

ТВ – тривалість вмикання;

ЩАО – щиток аварійного освітлення;

ЩРО – щиток робочого освітлення;

ПЗ – пристрій заземлення;

ДБН – державні будівельні норми.

Зміст

Вступ.....	8
1. Загальні відомості про підприємство	9
1.1 Короткий опис технологічних процесів.....	9
1.2 Опис схеми електропостачання підприємства	10
1.3 Загальні відомості про цехові навантаження	11
2. Розрахунок електричного освітлення цеху	15
2.1 Вибір типів джерел світла, виду та системи освітлення	15
2.2 Розрахунок освітлювальної установки в програмі DiaLux	16
3. Розрахунок електричних навантажень цеху.....	21
3.1 Визначення розрахункового силового навантаження на першому рівні електропостачання	23
3.2 Визначення розрахункового силового навантаження на другому рівні електропостачання	28
3.3 Визначення розрахункового силового навантаження на третьому рівні електропостачання	34
3.4 Визначення розрахункового навантаження цехової трансформаторної підстанції	38
3.5 Розрахунок пікових струмів.....	41
4. Вибір кількості та потужності трансформаторів цехової підстанції	44
4.1 Вибір кількості трансформаторів цехової підстанції	44
4.2. Вибір коефіцієнта завантаження трансформаторів	45
4.3 Вибір номінальної потужності трансформаторів цехової підстанції ...	46
4.4 Вибір силового трансформатора для компресорної	47
4.5 Визначення потужності конденсаторних установок з номінальною напругою конденсаторів 0,4 кВ	47

					<i>МР 3.8.14.1.4.03 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>	<i>Проектування системи електропостачання компресорної станції</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>	<i>Крамський</i>						<i>5</i>	<i>156</i>
<i>Керівник</i>	<i>Петровський</i>					<i>СумДУ, ЕТ.м-01</i>		
<i>Консульт.</i>								
<i>Н.контроль</i>	<i>Никифоров</i>							
<i>Зав.каф.</i>	<i>Лебединський</i>							

5. Вибір перерізу провідників	50
5.1 Вибір перерізу кабельної лінії напругою 6 кВ	50
5.1.1 Вибір перерізу кабелю за нормальним режимом	51
5.1.2 Перевірка перерізу кабелю за максимальним режимом.....	52
5.1.3 Перевірка перерізу кабелю на термічну стійкість.....	54
5.2 Вибір перерізу провідників живильної мережі напругою до 1 кВ	58
5.3 Вибір перерізу провідників розподільної мережі напругою до 1 кВ....	62
5.4 Електротехнічний розрахунок освітлювальної мережі робочого та аварійного освітлення за втратою напруги.....	66
5.4.1 Електротехнічний розрахунок освітлювальної мережі робочого освітлення	73
5.4.2 Електротехнічний розрахунок освітлювальної мережі аварійного освітлення	78
6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	79
6.1 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання	80
6.2 Розрахунок струмів однофазного короткого замикання.....	97
7 Вибір електричних апаратів	105
7.1 Вибір автоматичних вимикачів.....	105
7.1.1 Вибір автоматів живильної мережі цеху	109
7.2 Узгодження вибраного перерізу провідників електричної мережі з вибраними апаратами захисту	114
8. Наукова частина	118
8.1 Дослідження роботи дистанційного релейного захисту	118
8.1.2 Опис віртуального стенда та проведення досліду.....	124
8.2 Дослідження характеристик реле напрямку потужності РБМ-178.....	128
8.2.1 Алгоритм роботи реле РБМ-178.....	128
8.2.2 Схеми ввімкнення реле напрямку потужності	130
8.2.3 Опис віртуальної установки	132
8.2.4 Виконання досліду	133
9. Охорона праці	140

9.1 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів в компресорній станції	140
9.2 Заходи зниження негативного впливу небезпечних та шкідливих виробничих факторів	141
9.3 Розрахунок заземлюючого пристрою цеху	142
10. Економічна частина	149
10.1 Розрахунок економічного ефекту від впровадження конденсаторних установок компенсації реактивної потужності	149
Висновки	153
Література	155
Додаток А (План компресорної станції)	157
Додаток Б (План розташування кабельних ліній)	158
Додаток В (Схема принципова СРШ 1)	159
Додаток Г (Схема принципова СРШ 2)	160
Додаток Д (Схема освітлювальної мережі робочого освітлення)	161
Додаток Е (Схема освітлювальної мережі аварійного освітлення)	162

Вступ

Система електропостачання створена для забезпечення живлення електричною енергією промислових споживачів і приймачів. Це комплекс пристроїв для виробництва, передачі і розподілу електричної енергії. Він складається з джерел електричної енергії, ліній електропередач, трансформаторних, перетворювальних і розподільних підстанцій. До цього комплексу також належить вимірювальне і захисне обладнання, що обслуговує керування пристроїв комплексу.

Проектування систем електропостачання промислових підприємств є складною і відповідальною задачею. Прийняття проектних рішень безпосередньо впливає на об'єм і трудомісткість монтажних робіт, зручність та безпечність експлуатації електротехнічних установок систем електропостачання.

Основною вимогою, що висувається до проектів систем електропостачання, є надійність електропостачання споживачів. Надійність електропостачання забезпечується вибором найбільш досконалих електричних апаратів, силових трансформаторів, кабельно-провідникової продукції, відповідністю електричних навантажень в нормальних і аварійних режимах номінальним навантаженням цих елементів, використанням структурного резервування, пристроїв автоматики і релейного захист.

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. Загальні відомості про підприємство

1.1 Короткий опис технологічних процесів

Публічне акціонерне товариство «СУМИХІМПРОМ» – великий енергохімічний комплекс, промисловий майданчик якого займає 226 га.

Підприємство розташоване на північному сході України. До його складу входять 11 основних цехів, 20 допоміжних цехів, 7 підрозділів непромислової групи (комбінат громадського харчування, санаторій - профілакторій та ін.).

ПАТ « СУМИХІМПРОМ » має статус базового підприємства хімічної галузі промисловості України з виробництва фосфорних мінеральних добрив.

Основні сфери діяльності ПАТ «СУМИХІМПРОМ»:

– виробництво комплексних мінеральних добрив, діоксиду титану та іншої продукції великотоннажної неорганічної хімії;

– оптова та роздрібна торгівля.

Асортимент основних видів продукції:

– титану діоксид пігментний чотирьох марок - «SumTitan»;

– широкий асортимент вискоєфективних гранульованих N:P:K та N:P – добрив, що містять всі основні живильні елементи, необхідні для росту і розвитку рослин: азот, фосфор, калій, сірку, а також мікроелементи: бор, цинк, марганець, залізо, молібден – «SuperAgro» та ін.;

– сульфат заліза;

– пігмент жовтий залізоокисний;

– технічна сірчана кислота, олеум, реактивна сірчана кислота;

– сульфат алюмінію - коагулянт для очищення питної води та стоків.

					<i>MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Крамський</i>			<i>Проектування системи електропостачання компресерної станції</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Петровський</i>					<i>9</i>	<i>156</i>
<i>Консульт.</i>						<i>СумДУ, ЕТ.м-01</i>		
<i>Н.контроль</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Зав.каф.</i>		<i>Лебединський</i>						

1.2 Опис схеми електропостачання підприємства

Для електропостачання виробничих цехів підприємство має три головні понижувальної підстанції (ГПП-1, ГПП-3, ГПП-4) 110/6 кВ. Живлення ГПП-1 і ГПП-3 відбувається від підстанцій (ПС) «Суми» і «Суми - Північна» 330/110 кВ, ГПП-4 живиться тільки від ПС «Суми» двома тупиковими лініями. У кожній ГПП встановлено два трансформатора повною потужністю 40 МВА з розщепленими обмотками по низькій стороні на 6 кВ. Лінії електропередачі (ЛЕП) від ПС «Суми» належать ПАТ «Сумиобленерго», а ЛЕП від ПС «Суми - Північна» до ГПП-1 і ГПП-3 належать ПАТ «СУМИХІМПРОМ». Відомості про ЛЕП наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Відомості про ЛЕП 110 кВ

Назва лінії	Марка дроту	Довжина лінії, км
ПС «Суми»-ГПП-1	АС240	3,4
ПС «Суми-Північна» - ГПП-1	АС 185	16,9
ПС «Суми» - ГПП-3	АС240	4,6
ПС «Суми-Північна» - ГПП-3	АС240	16,3
ПС «Суми» - ГПП-4 коло № 1	АС 150/19	3,5
ПС «Суми» - ГПП-4 коло №2	АС 150/19	3,5

Усі виробничі цехи живляться по кабельних лініях 6 кВ, загальна протяжність яких близько 95 км. Від ГПП також запитані ряд підприємств – субабонентів (субспоживачів).

Так як підприємство має безперервний технологічний процес, складне і небезпечне виробництво, то електропостачання здійснюється за першою

категорією надійності. Перерва в електропостачанні допускається тільки на час роботи пристроїв АВР.

Мережі 110 кВ працюють в режимі з ефективно заземленою нейтраллю, при цьому нейтраль всіх трансформаторів 110/6 кВ, встановлених на ПАТ «СУМИХІМПРОМ» розщеплені, і можуть заземлюватися через заземлювачі ЗОН по команді диспетчера ПАТ «Сумиобленерго».

Мережі 6 кВ підприємства працюють з ізольованою нейтраллю. При цьому при замиканні однієї фази на землю не відбувається відключення електропостачання, а спрацьовує попереджувальна сигналізація для сповіщення оперативного персоналу.

Мережі 380/220 В працюють в режимі з глухозаземленою нейтраллю. Однак на ГПП-3 і ЦРП мережі власних потреб 3х220 В виконані з ізольованою нейтраллю.

1.3 Загальні відомості про цехові навантаження

Для розрахунку в магістерській роботі обираю компресорну станцію, тому будемо розглядати відомості про електроспоживачів, специфіку та цехові навантаження даного об'єкта.

Для забезпечення необхідного об'єму стисненого повітря в компресорній встановлено 4 компресори ТК 250 на синхронних двигунах СТМ-1500-2, потужністю 1500 кВт, напруга статора 6 кВ, струм статора 168 А, число обертів 3000 об/хв, напруга збудження 42 В, коефіцієнт потужності 0,9.

Для керування роботою компресорів передбачено наявність шаф керувань компресорами. Кожний компресор має свою шафу. Номінальна потужність однієї шафи складає 11,67 кВт.

Для видалення повітря з приміщення, щоб забезпечити відтік відпрацьованого кисню або шкідливих часток передбачена, витяжна

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

вентиляція. Дана системи оснащені витяжними вентиляторами типу А02-51-86, потужністю 4 кВт, та типу А02Л-2-21-6 потужністю 0,8 кВт.

Для подачі свіжого повітря в приміщення замість повітря, виведеного за допомогою витяжної системи використовується припливна вентиляція. Дана системи вентиляторами типу А0Л2-22-4, потужністю 1,5 кВт.

Для забезпечення примусового змазування підшипників синхронного двигуна встановлено спеціальні маслостанції типу ЛОЛ2-31-4 з потужністю двигуна 2,2 кВт.

Для керування режимом роботи двигуна компресора передбачено використання тиристорного збуджувача типу ВТЕ-320/75-1УХЛ4, номінальна потужність 23 кВт.

Тиристорний збуджувач необхідний для:

- пуску синхронного двигуна з автоматичною подачею збудження;
- плавного регулювання струму збудження від 0,3 до 1,4 номінального струму з можливістю визначення граничних значень по максимуму та мінімуму;
- обмеження напруги збудження по мінімуму значення, регулювання в межах 0-0,5 номінального;
- обмеження струму збудження по максимуму, регулювання в межах 0,8-1,75 номінального;
- захисту ротора від перевантаження;
- форсування по напрузі 1,75 номінальної при номінальній напрузі мережі, що живить збуджувач. Форсування напруги збуджувача спрацьовує при падінні напруги мережі статора на 15-20 % від номінального значення.

Для виконання ремонтних робіт в машинному залі передбачено кран мостовий однобалковий.

Розташування електричного обладнання в компресорній станції зображено в Додатку А. Споживані потужності, найменування обладнання, коефіцієнт корисної дії, кількість електроприймачів та деякі розрахункові

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

коефіцієнти електроприймачів (ЕП) зведені до таблиці 1.2 – Паспортні дані силових електроприймачів компресорної.

Основними споживачами електроенергії являються електродвигуни, але в цеху також є мережа освітлення (робоче та аварійне), яка споживає невелику кількість електроенергій.

Таблиця 1.2 – Паспортні дані силових ЕП компресорної станції

Поз.	Назва електроприймача	Тип	$U_{ном},$ кВ	$P_{ном},$ кВт	$\cos \varphi$
1	Синхронний двигун компресора №1	СТМ-1500-2	6	1500	0,9
2	Синхронний двигун компресора №2	СТМ-1500-2	6	1500	0,9
3	Синхронний двигун компресора №3	СТМ-1500-2	6	1500	0,9
4	Синхронний двигун компресора №4	СТМ-1500-2	6	1500	0,9
5	Двигун компресор №1	SAV300/220-7	0,38	37	0,85
6	Двигун компресора №2	SAV300/220-7	0,38	37	0,85
7	Двигун компресора №3	SAV300/220-7	0,38	37	0,85
8	Осушувач повітря	-	0,38	22	0,91
9	Шафа керування компресором №1	-	0,38	11,67	0,85
10	Шафа керування компресором №2	-	0,38	11,67	0,85
11	Шафа керування компресором №3	-	0,38	11,67	0,85
12	Шафа керування компресором №1	-	0,38	11,67	0,85
13	Вентилятор витяжний	A02-51-86	0,38	4	0,8
14	Вентилятор витяжний	A02-51-86	0,38	4	0,8
15	Вентилятор витяжний	A02Л-2-21-6	0,38	0,8	0,8
16	Комплекти випрямний пристрій	-	0,38	20	0,85
17	Приточний вентилятор	АОЛ2-22-4	0,38	1,5	0,8
18	Приточний вентилятор	АОЛ2-22-4	0,38	1,5	0,8
19	Маслостанція синхронного двигуна СД1	ЛОЛ2-31-4	0,38	2,2	0,85
20	Маслостанція синхронного двигуна СД2	ЛОЛ2-31-4	0,38	2,2	0,85

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

MP 3.8.14.1.403 ПЗ

Аркуш

13

21	Маслостанція синхронного двигуна СД3	ЛОЛ2-31-4	0,38	2,2	0,85
22	Маслостанція синхронного двигуна СД4	ЛОЛ2-31-4	0,38	2,2	0,85
23	Кран мостовий	–	0,38	6,4	0,81
24	Тиристорний збуджувач синхронного двигуна СД1	ВТЕ-320/75-1УХЛ4	0,38	23	0,8
25	Тиристорний збуджувач синхронного двигуна СД2	ВТЕ-320/75-1УХЛ4	0,38	23	0,8
26	Тиристорний збуджувач синхронного двигуна СД3	ВТЕ-320/75-1УХЛ4	0,38	23	0,8
27	Тиристорний збуджувач синхронного двигуна СД4	ВТЕ-320/75-1УХЛ4	0,38	23	0,8

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. Розрахунок електричного освітлення цеху

Електричне освітлення виробничих приміщень є загальним рівномірним освітленням і виконується світильниками, які розподіляють рівномірно між окремими фазами трифазної електричної мережі. Тому електричне освітлення можна розглядати як трифазне навантаження.

Розрахункове навантаження загального освітлення цеху визначаються методом коефіцієнта попиту [2]. Для цього слід розрахувати встановлене (номінальне) навантаження загального освітлення цеху $P_{уст.з.}$.

Розрахуємо електроосвітлення цеху, розміри якого становлять: довжина – 84 м., ширина – 18 м., висота – 4 м.

2.1 Вибір типів джерел світла, виду та системи освітлення

Відповідно до ДБН В. 2.5-28-2018 «Природне і штучне освітлення» для освітлення приміщення компресорної станції застосуємо систему загального рівномірного освітлення.

При системі загального рівномірного освітлення світильники встановлюються лише у верхній зоні приміщення – на стелі, на фермах, іноді на стінах, колонах або на технологічному устаткуванні. Ці світильники називаються світильниками загального освітлення та служать для освітлення всієї площі приміщення, як зайнятої устаткуванням і робочими місцями, так і допоміжної. Вони встановлюються рівномірно, на однакових відстанях один від одного.

					<i>MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Крамський</i>			<i>Проектування системи електропостачання компресорної станції</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Петровський</i>					<i>15</i>	<i>156</i>
<i>Консульт.</i>						<i>СумДУ, ЕТ.м-01</i>		
<i>Н.контроль</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Зав.каф.</i>		<i>Лебединський</i>						

Видами освітлення називаються різні за функціональним призначенням частини освітлювальної установки. Можна виділити чотири види освітлення – робоче, аварійне, охоронне, чергове. Робоче освітлення створює необхідну за нормами освітленість, забезпечуючи тим самим необхідні умови роботи при нормальному режимі експлуатації будинку. При загасанні з тих чи інших причин робочого освітлення аварійне освітлення повинне давати можливість в одних приміщеннях продовжувати роботу при зниженій освітленості – аварійне освітлення безпеки, в інших – безпечно вийти людям із приміщення – евакуаційне аварійне освітлення.

Враховуючи світлотехнічні характеристики та економічність існуючих джерел світла та згідно рекомендації діючих нормативних актів у галузі будівництва, використовуємо світлодіодні лампи.

Величину нормованої освітленості для цеху залежить від призначення виробничого приміщення та типу прийнятого джерела світла, вибираємо за ДНБ В.2.5–28–2018 [2]. Нормоване значення освітлення для виробничого приміщення при загальному освітленні – 300 Лк.

При проектуванні електроосвітлювальних установок враховуємо, що число, розміщення і спосіб установки світильників повинен забезпечувати нормальні умови освітлення при найменших приведених затратах, лінії електроосвітлення повинні мати найменшу довжину і бути зручними у монтажі мережі.

2.2 Розрахунок освітлювальної установки в програмі DiaLux

Розрахунок освітлення проводився в програмі DiaLux. Програма Dialux робить світлотехнічні розрахунки, враховуючи безліч факторів, які не враховуються при проектуванні освітленості з табличних методів. Це найбільш точний інструмент світлотехнічного проектування.

Перелік світильників використаних для забезпечення необхідної освітленості в табл. 2.1

					<i>MP 3.8.14.1.403 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		16

Таблиця 2.1 – Перелік світильників та технічні характеристики

Назва	Кільк., шт	$P, Вт$	$\Phi, Лм$	Світловіддача $Лм / Вт$
LODESTAR LED 120 D120 5000K	7	118,0	15000	127,1
LODESTAR LED 200 D120 5000K	23	175,0	22500	128,6
SLICK.PRS ECO LED 60 EM 5000K (U)	4	59,0	7650	129,7

Розміщення світильників в приміщенні компресорної станції розраховано за допомогою програми Dialux на рис. 2.2.

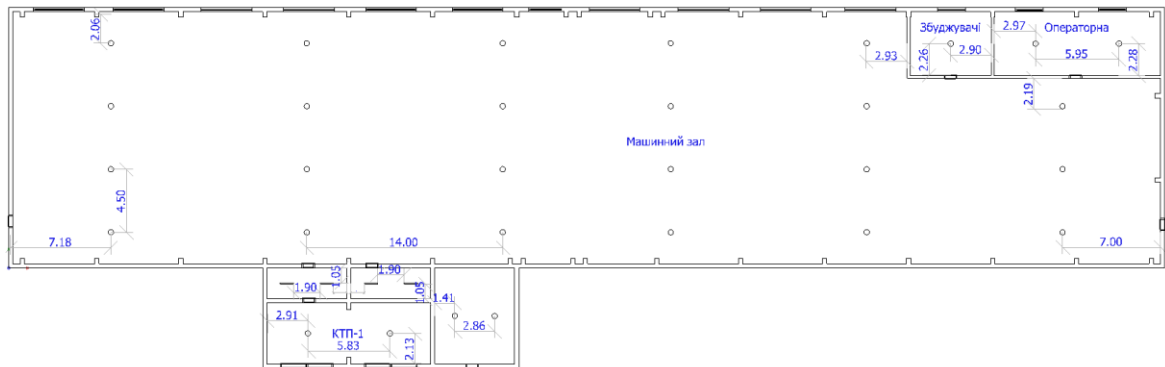


Рисунок 2.1 – Розміщення світильників

У DiaLux вбудований візуалізатор Pov-ray, що дозволяє отримати фото-реалістичне тривимірне зображення рис.2.2.

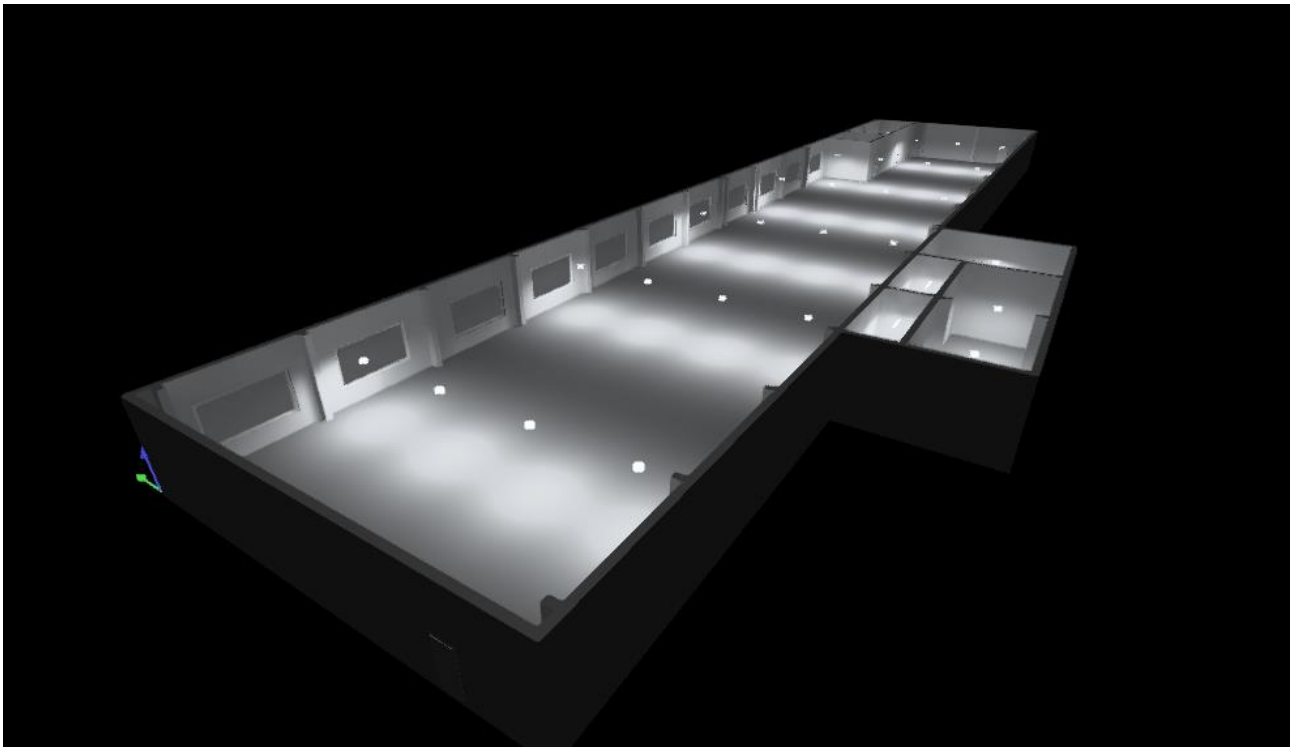


Рисунок 2.2 – Приміщення компресорної в тривимірному зображенні

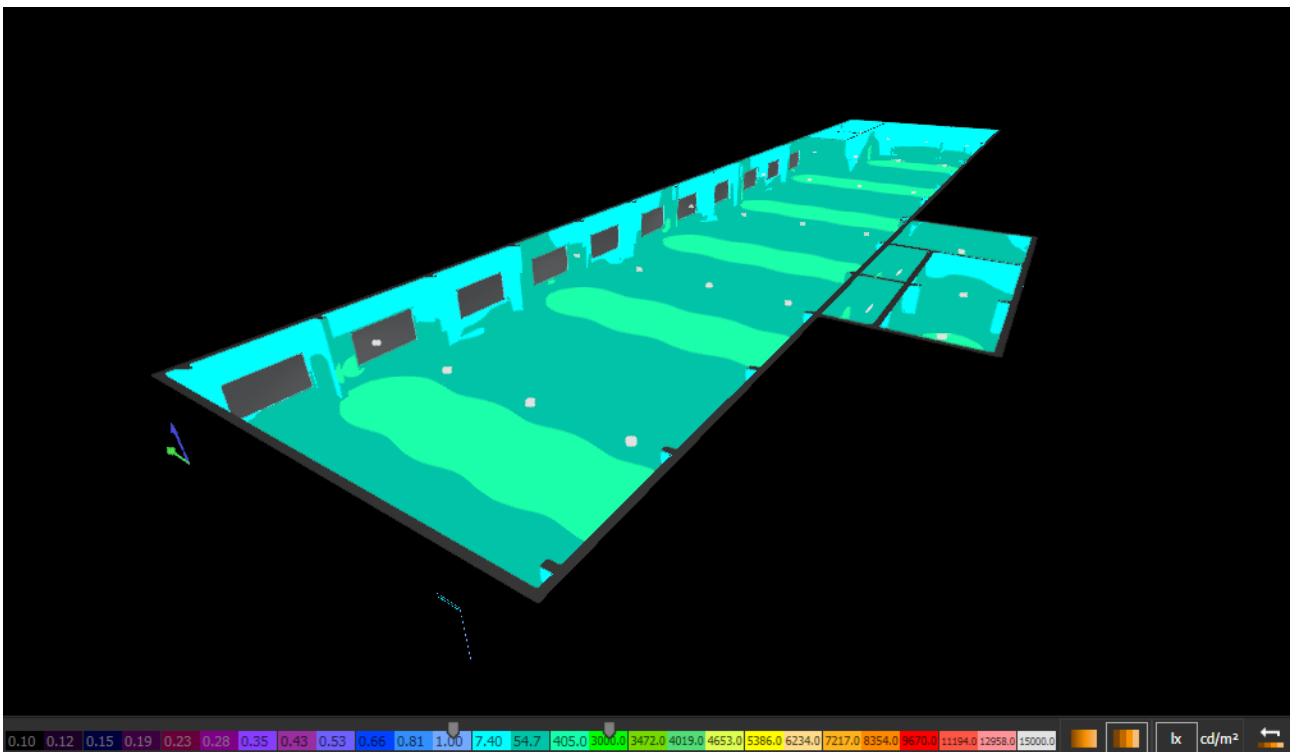


Рисунок 2.3 – Фіктивні кольори

					МР 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш 18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відповідно до звіту сформованого в програмі DiaLux, встановлена потужність для робочого освітлення складає $P_{уст.о} = 5,09 \text{ кВт}$.

Розрахункове активне навантаження загального освітлення цеху:

$$P_{p.o.} = k_{n.o.} \cdot P_{уст.о}, \quad (2.1)$$

де $k_{n.o.}$ – коефіцієнт попиту загального освітлення.

Для виробничих будівель, приймається коефіцієнт попиту освітлення $k_{n.o.} = 0,85$.

$$P_{p.o.} = 0,85 \cdot 5,09 = 4,32 \text{ кВт}$$

Розрахункове реактивне навантаження загального освітлення цеху:

$$Q_{p.o.} = P_{p.o.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_o, \quad (2.2)$$

де $\operatorname{tg} \varphi_o$ – відповідає значенню коефіцієнта потужності $\cos \varphi_o$ залежно, від виду джерела світла. Для світлодіодних ламп приймаємо коефіцієнт активної потужності $\cos \varphi_o = 0,95$, якому відповідає $\operatorname{tg} \varphi_o = 0,33$.

$$Q_{p.o.} = 4,32 \cdot 0,33 = 1,42 \text{ кВАр}$$

Розрахункове повне навантаження загального освітлення цеху визначається за формулою:

$$S_{p.o.} = \sqrt{P_{p.o.}^2 + Q_{p.o.}^2} \quad (2.3)$$
$$S_{p.o.} = \sqrt{5,09^2 + 1,42^2} = 4,55 \text{ кВА}$$

Тоді розрахунковий струм буде дорівнювати:

					<i>MP 3.8.14.1.403 ПЗ</i>	Аркуш
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{p.o.} = \frac{S_{p.o.}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} \quad (2.4)$$

$$I_{p.o.} = \frac{4,55}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 6,92 \text{ A}$$

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

3. Розрахунок електричних навантажень цеху

Розрахункове навантаження споживача або елемента мережі (активне P_p , реактивне Q_p , повне S_p , струм I_p) необхідне: для вибору перерізу струмопровідних частин (кабелів, шинопроводів, проводів, тощо), номінального струму електроапаратів, потужності силових трансформаторів, пристроїв компенсації реактивної потужності і перетворювачів, для визначення втрат і відхилень напруги, втрат потужності та електроенергії.

Піковий струм – це максимальний короткочасний струм тривалістю в кілька секунд. Піковий струм для одного ЕП є пусковий струм ($I_{пуск}$), який виникає при вмиканні одного електродвигуна.

Пусковий та піковий струми необхідні для вибору уставок розчеплювачів автоматів та плавких вставок запобіжників, визначення розмаху зміни напруги для оцінки допустимості коливань напруги та перевірки можливості самозапуску ЕД.

Кожен ЕП характеризується номінальними параметрами, які забезпечують йому найбільший коефіцієнт корисної дії (ККД) та гарантують безвідмовну його роботу протягом гарантованого строку. Основною характеристикою кожного ЕП є його номінальна потужність (указана в паспорті), на яку він розрахований при тривалому режимі роботи і за інших номінальних параметрів, як: напруга; частота струму; коефіцієнт потужності.

Установлену (номінальну) потужність ЕП приймаємо для рівною:

– для ЕД тривалого режиму роботи – паспортній потужності:

$$P_{ном} = P_{пасп} \quad (3.1)$$

де $P_{пасп}$ – номінальна потужність на валу електродвигуна, кВт;

					<i>МР 3.8.14.1.4.03 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Крамський</i>			<i>Проектування системи електропостачання компресерної станції</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Петровський</i>					<i>21</i>	<i>156</i>
<i>Консульт.</i>						<i>СумДУ, ЕТ.м-01</i>		
<i>Н.контроль</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Зав.каф.</i>		<i>Лебединський</i>						

– для ЕД повторно-короткочасного режиму роботи – паспортній потужності (кВт), приведеній до відносної $TB=1$,

$$P_{ном} = P_{пасп} \sqrt{TB_n}, \quad (3.2)$$

де TB_n – паспортна тривалість вмикання, в.о.

– для кранів номінальна активна та реактивна потужність визначається як для одного ЕП з сумарною номінальною потужністю:

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{ном.i}, \quad (3.3)$$

$$Q_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{ном.i} \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (3.4)$$

де n – кількість ЕД крана;

$P_{ном.i}$ – номінальна активна потужність i -го ЕП;

$\operatorname{tg} \varphi_i$ – відповідає значенню коефіцієнта потужності $\cos \varphi_i$, i -го ЕП.

У проєктованій внутрішньоцеховій системі електропостачання, при розрахунку навантаження виділяють три рівні за характером формування навантаження: перший, другий та третій.

Перший рівень електропостачання – це електричні мережі напругою 380 В, які приєднують окремих силових споживачів до розподільчих шаф.

Другий рівень електропостачання – це електричні мережі напругою 380 В, які живлять розподільчі шафи від ввідного пристрою

Третій рівень – це кабельна лінія, що живить ввідний розподільчий пристрій РП.

Рівні визначення розрахункових навантажень наведені на рисунку 3.1.

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

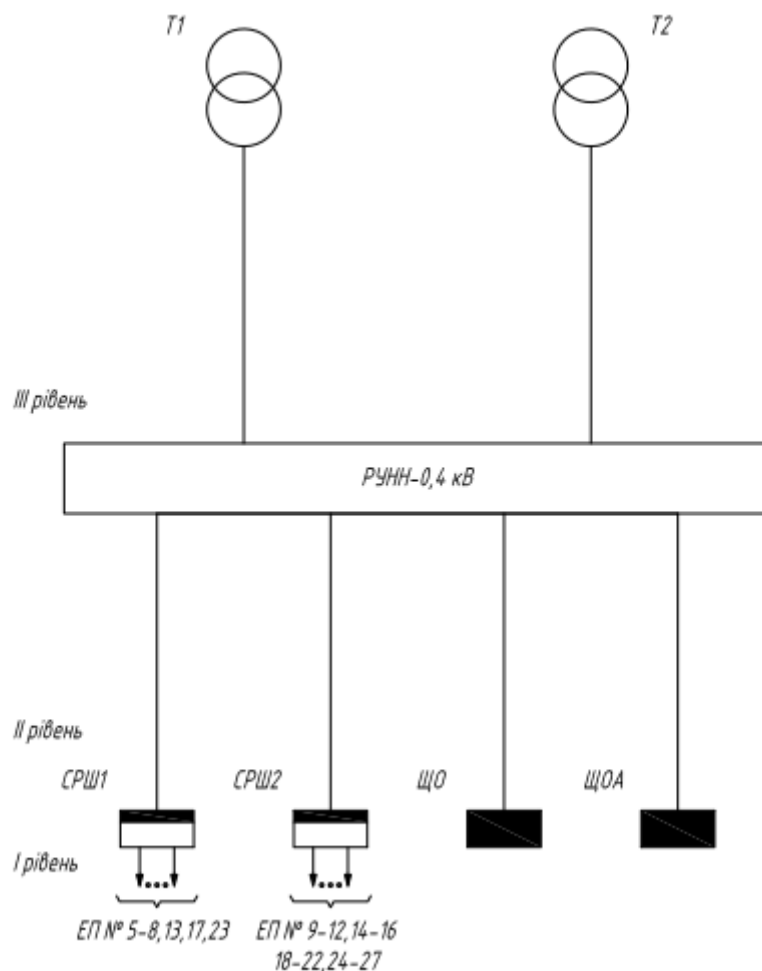


Рисунок 3.1 – Рівні розрахункових навантажень

3.1 Визначення розрахункового силового навантаження на першому рівні електропостачання

На першому рівні електропостачання навантаження на лінія (провід, кабель) створюється одним електроприймачем. Так як фактичний коефіцієнт завантаження k_z невідомий, то при проектуванні приймаємо $k_z = 1$. Таким чином, за розрахункове активне навантаження приймається номінальна потужність електроприймача при $TB = 1$.

Розрахункові активні та реактивні навантаження першого рівня електропостачання визначаємо за формулами:

$$p_{p.1} = k_3 \cdot p_{ном}, \quad (3.5)$$

$$g_{p.1} = p_{p.1} \cdot tg\varphi, \quad (3.6)$$

$$S_{p.1} = \sqrt{p_{p.1}^2 + g_{p.1}^2}, \quad (3.7)$$

$$I_{p.1} = \frac{S_{p.1}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \quad (3.8)$$

де $tg\varphi$ – відповідає паспортному значенню коефіцієнта потужності $cos\varphi$, яке характерне для даного електроприймача.

$U_{ном}$ – номінальна напруга електричної мережі.

Для асинхронного двигуна (ЕП № 5) за формулою (3.5) при прийнятому $k_3 = 1$ розрахункове активне навантаження на першому рівні електропостачання:

$$p_{p.1} = 1 \cdot 37 = 37 \text{ кВт}$$

За формулою (3.5) при прийнятому коефіцієнті реактивної потужності $tg\varphi = 0,48$, який відповідає заданому коефіцієнту активної потужності $cos\varphi = 0,9$, розрахункове реактивне навантаження на першому рівні електропостачання для ЕП № 5, 6, 7:

$$q_{p.1} = 37 \cdot 0,62 = 22,94 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

Для ЕП №5, 6, 7 за формулою (3.7) розрахункове повне навантаження на першому рівні електропостачання:

$$S_{p.1} = \sqrt{37^2 + 22,94^2} = 43,5 \text{ кВА}$$

Для даного електроприймача за формулою (3.8) розрахунковий струм першого рівня електропостачання:

					<i>MP 3.8.141.403 ПЗ</i>	Аркуш
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{p.1} = \frac{43,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 66,1 \text{ A}$$

Номинальний струм електроприймача визначається як:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном.д.}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{ном.д} \cdot \eta_{ном.д}} \quad (3.9)$$

де $P_{ном.д}$ – номінальна активна потужність ЕД;

$\cos \varphi_{ном.д}$ – номінальний коефіцієнт потужності ЕД;

$\eta_{ном.д}$ – номінальний коефіцієнт корисної дії (ККД) ЕД.

Величини $\cos \varphi_{ном.д}$ і $\eta_{ном.д}$ приймаються з каталогів заводів-виготовлювачів та довідників [2].

Доцільно також для кожного ЕП обчислити його пусковий струм:

$$I_{пуск} = k_{пуск} \cdot I_{ном} \quad (3.10)$$

де $k_{пуск}$ – коефіцієнт пуску,

$I_{пуск}$ – номінальний струм ЕП.

Для конкретних ЕП коефіцієнти пуску приймають за паспортними даними. Якщо вони відсутні, то щодо номінального струму ЕП величина пускового струму приймається:

- 5 - кратною для асинхронних двигунів (АД) з короткозамкненим ротором та синхронних двигунів (СД);
- 2,5 - кратною для двигунів постійного струму та АД з фазним ротором;
- 3 - кратною для зварювальних і пічних трансформаторів, машин контактного зварювання при максимальній вторинній напрузі. [2]

При проектуванні для ЕП приймаємо $k_{пуск} = 5$

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо пусковий струм за формулою (3.10):

$$I_{\text{пуск}} = 5 \cdot 66,1 = 330,5 \text{ A}$$

Отримані за формулами (3.5) – (3.10) результати розрахунків для асинхронного двигуна компресора №1, а також для інших ЕП цеху заносимо до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункове силове навантаження на першому рівні електропостачання.

№	Найменування ЕП	$U_{\text{ном}},$ кВ	$P_{\text{ном}},$ кВт	$\frac{\cos \varphi}{\text{tg} \varphi}$	Розрахункові дані				
					$P_{p.1},$ кВт	$Q_{p.1},$ кВАр	$S_{p.1},$ кВА	$I_{p.1},$ А	$I_{\text{пуск}},$ А
1	Синхронний двигун компресора №1	6	1500	$\frac{0,9}{0,48}$	1500	726,5	1667	160,4	801,9
2	Синхронний двигун компресора №2	6	1500	$\frac{0,9}{0,48}$	1500	726,5	1667	160,4	801,9
3	Синхронний двигун компресора №3	6	1500	$\frac{0,9}{0,48}$	1500	726,5	1667	160,4	801,9
4	Синхронний двигун компресора №4	6	1500	$\frac{0,9}{0,48}$	1500	726,5	1667	160,4	801,9
5	Двигун компресора №1	0,38	37	$\frac{0,85}{0,62}$	37	22,9	43,5	66,1	330,7
6	Двигун компресора №2	0,38	37	$\frac{0,85}{0,62}$	37	22,9	43,5	66,1	330,7
7	Двигун компресора №3	0,38	37	$\frac{0,85}{0,62}$	37	22,9	43,5	66,1	330,7

8	Осушувач повітря	0,38	22	$\frac{0,91}{0,46}$	22	10	24,2	36,7	183,7
9	Шафа керування №1	0,38	11,67	$\frac{0,85}{0,62}$	11,67	7,2	13,7	20,9	–
10	Шафа керування №2	0,38	11,67	$\frac{0,85}{0,62}$	11,67	7,2	13,7	20,9	–
11	Шафа керування №3	0,38	11,67	$\frac{0,85}{0,62}$	11,67	7,2	13,7	20,9	–
12	Шафа керування №4	0,38	11,67	$\frac{0,85}{0,62}$	11,67	7,2	13,7	20,9	–
13	Вентилятор витяжний	0,38	4	$\frac{0,8}{0,75}$	4	3,0	5,0	7,6	38,0
14	Вентилятор витяжний	0,38	4	$\frac{0,8}{0,75}$	4	3,0	5,0	7,6	38,0
15	Вентилятор витяжний	0,38	0,8	$\frac{0,8}{0,75}$	0,8	0,6	1,0	1,5	7,6
16	Комплекти випрямний пристрій	0,38	20,0	$\frac{0,9}{0,48}$	20,0	9,7	22,2	33,8	–
17	Приточний вентилятор	0,38	1,5	$\frac{0,8}{0,75}$	1,5	1,1	1,9	2,8	14,2
18	Приточний вентилятор	0,38	1,5	$\frac{0,8}{0,75}$	1,5	1,1	1,9	2,8	14,2
19	Маслостанція синхронного двигуна СД1	0,38	2,2	$\frac{0,85}{0,62}$	2,2	1,4	2,6	3,9	19,7
20	Маслостанція синхронного двигуна СД2	0,38	2,2	$\frac{0,85}{0,62}$	2,2	1,4	2,6	3,9	19,7
21	Маслостанція синхронного двигуна СД3	0,38	2,2	$\frac{0,85}{0,62}$	2,2	1,4	2,6	3,9	19,7
22	Маслостанція синхронного двигуна СД4	0,38	2,2	$\frac{0,85}{0,62}$	2,2	1,4	2,6	3,9	19,7
23	Кран мостовий	0,38	6,4	$\frac{0,5}{1,73}$	6,4	11,1	12,8	18,5	92,4
24	Тиристорний збуджувач	0,38	23	$\frac{0,9}{0,48}$	23	11,1	25,6	38,8	-

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.14.1.403 ПЗ

Аркуш

27

	синхронного двигуна СД1								
25	Тиристорний збуджувач синхронного двигуна СД2	0,38	23	$\frac{0,9}{0,48}$	23	11,1	25,6	38,8	-
26	Тиристорний збуджувач синхронного двигуна СД3	0,38	23	$\frac{0,9}{0,48}$	23	11,1	25,6	38,8	-
27	Тиристорний збуджувач синхронного двигуна СД4	0,38	23	$\frac{0,9}{0,48}$	23	11,1	25,6	38,8	-

3.2 Визначення розрахункового силового навантаження на другому рівні електропостачання

На другому рівні електропостачання навантаження на живильну лінію створюється групою ЕП, які приєднані до розподільчої шафи. Оскільки одночасно з максимальним навантаженням усі ЕП не працюють, то результуюче навантаження завжди менше від суми їх номінальних потужностей і буде більшим від середнього навантаження за максимально завантаженою зміну (за малої кількості ЕП) або дорівнювати йому (за значної кількості ЕП), що характеризується коефіцієнтами розрахункових активних навантажень $K_{p,a}$ і розрахункових реактивних навантажень $K_{p,p}$. Коефіцієнт розрахункових активних навантажень $K_{p,a}$ залежить від ефективного числа ЕП n_e , середньовиваженого коефіцієнта використання активної потужності $K_{e,св}$ та сталої часу нагрівання мережі T_o , яка на другому рівні електропостачання приймається $T_o = 10$ хв (розрахунковий інтервал часу $3T_o = 30$ хв.).

Схема живлення електроприймачів компресорної станції рис. 3.1. Згідно із схемою електропостачання цеху здійснюється від ТП, яка знаходиться біля компресорної. Від РП-0,4 кВ кабельною лінією отримують живлення

розподільчі шафи СРШ1, СРШ2, освітлювальний щиток ЩО та щиток аварійного освітлення.

За формулою (3.12) визначаємо сумарну активну номінальну потужність ЕП:

$$P_{\text{ном.СРШ1}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном},i} \quad (3.12)$$

$$P_{\text{ном СРШ1}} = 37 + 37 + 37 + 22 + 4 + 6,4 + 1,5 = 144,9 \text{ кВт}$$

Коефіцієнт використання активної потужності приймаємо за технічною та довідковою літературою [2], $K_g = 0,15 - 0,35$ для електроприводів кранів мостових, кран-балок; та $K_g = 0,65 - 0,8$ для вентиляторів приточних витяжних; $K_g = 0,65 - 0,8$ для компресорів.

Для розподільчої шафи СРШ1 середньовиважений коефіцієнт використання активної потужності:

$$K_{\text{в.св}} = \sum_i^k k_{\text{в.и.}} \cdot P_{\text{ном},i} / \sum_i^n P_{\text{ном},i} \quad (3.13)$$

$$K_{\text{в.св.СРШ1}} = \frac{0,8 \cdot (37 + 37 + 37) + 0,8 \cdot 22 + 0,8 \cdot 4 + 0,35 \cdot 6,4 + 0,8 \cdot 1,5}{144,9} = 0,78$$

Групові коефіцієнти потужності визначаємо за формулами:

$$\cos \varphi_{\text{гр}} = \sum_i^n \cos \varphi_i \cdot P_{\text{ном},i} / \sum_i^n P_{\text{ном},i} \quad (3.14)$$

$$\text{tg} \varphi_{\text{гр}} = \sum_i^n k_{\text{в.и.}} \cdot P_{\text{н},i} \cdot \text{tg} \varphi_i / \sum_i^n k_{\text{н},i} \cdot P_{\text{н}} \quad (3.15)$$

					МР 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $\cos\varphi_i, \operatorname{tg}\varphi_i$ – індивідуальні коефіцієнти потужності окремих електроприймачів.

Для розподільчої шафи СРШ1 розрахуємо групові коефіцієнти потужності:

$$\cos\varphi_{СРШ1} = \frac{0,85 \cdot (37 + 37 + 37) + 0,91 \cdot 22 + 0,8 \cdot 4 + 0,5 \cdot 6,4 + 0,8 \cdot 1,5}{144,9} = 0,82$$

$$\begin{aligned} \operatorname{tg}\varphi_{СРШ2} &= \frac{0,85 \cdot 0,62 \cdot (37 + 37 + 37 + 22) + 0,8 \cdot 4 \cdot 0,75 + 0,35 \cdot 6,4 \cdot 1,73}{0,85 \cdot (37 + 37 + 37 + 22) + 0,8 \cdot 4 + 0,35 \cdot 6,4 + 0,8 \cdot 1,5} = \\ &= \frac{0,8 \cdot 1,5 \cdot 0,75}{0,85 \cdot (37 + 37 + 37 + 22) + 0,8 \cdot 4 + 0,35 \cdot 6,4 + 0,8 \cdot 1,5} = 0,62 \end{aligned}$$

Аналогічно розраховуємо коефіцієнт потужності для інших груп споживачів цеху, результати розрахунку заносимо до таблиці 3.2.

Середні за максимально завантажену зміну навантаження являє собою можливий нижній рівень групового навантаження, обумовлений неоднаковим завантаженням у даний момент часу окремих споживачів. Фактичне значення розрахункового навантаження залежно від кількості споживачів у групі та їх режиму роботи перевищує середнє, якщо розглядаються лише електроприймачі, або буде нижчим від середнього, якщо враховуємо ймовірність одночасної роботи всього технологічного устаткування, тобто залежить від рівня в СЕП, на якому визначається навантаження. Тому величину середнього навантаження за максимально завантажену зміну використовують для визначення розрахункового навантаження.

Групове середнє активне навантаження за максимально завантажену зміну i -ї групи електроприймачів визначається за формулою:

$$P_{см.i} = \sum_{i=1}^n k_{в.i} \cdot P_{ном.i}, \quad (3.16)$$

					МР 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де n – кількість електроприймачів в групі;

$k_{e.i.}$ – коефіцієнт використання активної потужності i -го ЕП;

$P_{ном}$ – номінальна активна потужність i -го електроприймача при $TB=1$.

Для розподільчої шафи СРШ1 групове середнє активне навантаження:

$$P_{см.СРШ1} = 0,8 \cdot 3 \cdot 37 + 0,8 \cdot 22 + 0,8 \cdot (4 + 1,5) + 0,35 \cdot 6,4 = 113,04 \text{ кВт}$$

Сумарне середньозмінне реактивне навантаження для всіх електроприймачів СРШ1 визначається як:

$$Q_{см.СРШ1} = P_{см.СРШ1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{СРШ1} \quad (3.17)$$

$$Q_{см.СРШ2} = 113,04 \cdot 0,62 = 70,2 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

Ефективне число електроприймачів n_e – це така умовна кількість однорідних за режимом роботи споживачів однакової потужності яка обумовлює те саме значення розрахункового навантаження, як і група споживачів різних за режимом роботи та потужністю.

Величина ефективного числа споживачів n_e визначається:

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ном.i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P^2_{ном.i}}, \quad (3.18)$$

де n – кількість працюючих ЕП в групі;

$P_{ном i.}$ – номінальна активна потужність i -го ЕП при $TB = 1$.

Знайдені за формулою (3.18) значення n_e округляються до найближчого меншого цілого числа. Число ефективних ЕП n_e приймається рівним дійсному

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

числу ЕП n , якщо відношення потужностей найбільшого до найменшого ЕП групи не перевищує 3.

$$P_{\text{ном.макс}} / P_{\text{ном.мін}} \leq 3 \quad (3.17)$$

$$37 / 1,5 = 24,7 > 3$$

Умова не виконується, тому ефективне число споживачів для СРШ1 визначається за формулою (3.18):

$$n_e = \frac{144,9^2}{37^2 \cdot 3 + 22^2 + 4^2 + 6,4^2 + 1,5^2} = 4,52 \text{ шт.}$$

Знайдене значення округляємо до найближчого меншого цілого числа $n_e = 4 \text{ шт.}$ Для наведених вище СРШ1 $n_e = 4 \text{ шт.}$ і $K_{\text{в.св.}} = 0,78$ з табл. К.2. додатка К [2], коефіцієнт розрахункового активного навантаження $K_{\text{р.а.}} = 1,012$, коефіцієнт розрахункового реактивного навантаження $K_{\text{р.р.}} = 1,1$, так як $n_e = 3 < 10 \text{ шт.}$

На другому рівні електропостачання розрахункове силове активне навантаження $P_{\text{р.2}}$ і розрахункове силове реактивне навантаження $Q_{\text{р.2}}$ для n споживачів в групі визначається формулою:

$$P_{\text{р.2}} = K_{\text{р.а.}} \sum_{i=1}^n k_{\text{в.і.}} P_{\text{ном.і.}} = K_{\text{р.а.}} \sum_{i=1}^n P_{\text{см.і.}} \quad (3.18)$$

$$Q_{\text{р.2}} = K_{\text{р.р.}} \sum_{i=1}^n k_{\text{в.і.}} P_{\text{ном.і.}} \text{tg} \varphi_{\text{ном.і.}} = K_{\text{р.р.}} \sum_{i=1}^n g_{\text{см.і.}}, \quad (3.19)$$

де $P_{\text{см.і.}}$, $g_{\text{см.і.}}$ - середні активна та реактивна потужності за максимально завантаженою зміну i -го ЕП відповідно;

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ном.і}}$ - відповідає номінальному значенню коефіцієнта потужності $\cos \varphi_{\text{ном.і}}$, яке характерне для даного виду ЕП.

Визначаємо розрахункове силове активне та реактивне навантаження електроприймачів СРШ1 за формулами (3.18), (3.19):

$$P_{p.2} = 1,012 \cdot 144,9 = 114,4 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.2} = 1,1 \cdot 70,23 = 77,3 \text{ кВАр}$$

Розрахункове силове повне навантаження на другому рівні електропостачання визначається:

$$S_{p.2} = \sqrt{P_{p.2}^2 + Q_{p.2}^2} \quad (3.20)$$

Розрахунковий струм:

$$I_{p.2} = \frac{S_{p.2}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (3.21)$$

Розрахункове числове повне навантаження електроприймачів СРШ1:

$$S_{p.2} = \sqrt{114,4^2 + 77,3^2} = 138,04 \text{ кВАр}$$

Розрахунковий струм споживачів СРШ1:

$$I_{p.2} = \frac{138,04}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 209,7 \text{ А}$$

Навантаження на іншій СРШ2 визначається аналогічно. Результати розрахунків наводяться в таблиці 3.2.

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.3 Визначення розрахункового силового навантаження на третьому рівні електропостачання

На третьому рівні електропостачання кількість ЕП ще більша, ніж на другому рівні електропостачання. Результуюче навантаження завжди менше від суми їх номінальних потужностей і буде або більше (у разі малої кількості ЕП), або менше (у разі значної кількості ЕП) середнього навантаження за максимально завантаженою зміну, що характеризується коефіцієнтами розрахункових активних навантажень $K'_{p.a}$ і розрахункових реактивних навантажень $K'_{p.p}$ [2].

На цьому рівні електропостачання коефіцієнт розрахункових активних навантажень $K'_{p.a}$ також залежить від ефективного числа ЕП n_e , середньовиваженого коефіцієнта використання активної потужності $K_{в.ср}$ та сталої часу нагрівання мережі T_o , яка приймається $T_o = 2,5 год$.

На третьому рівні електропостачання через значну кількість ЕП допускається величину ефективного числа ЕП n_e визначати за спрощеною формулою:

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^m P_{ном.i}}{P_{ном.макс.}} \quad (3.22)$$

де m – усі ЕП (без резервних), які живляться від шин ТП або ШМА;

$P_{ном.макс}$ – номінальна активна потужність найбільш потужного ЕП усієї групи.

Якщо знайдене за формулою (3.22) значення $n_e > n$, то приймається $n_e > n$. Значення n_e округляється до найближчого меншого цілого числа. Середньовиважений коефіцієнт використання активної потужності визначається за формулою (2.22), але для всіх працюючих ЕП кількістю m .

$$K_{в.св.} = \frac{\sum_{i=1}^{\kappa} P_{см.i.}}{\sum_{i=1}^{\kappa} P_{ном.i.}}, \quad (3.23)$$

Числові значення коефіцієнтів розрахункових активних навантажень $K'_{p.a}$ наводяться у відповідній довідковій технічній літературі [2]. На третьому рівні електропостачання розрахункове силове активне навантаження $P_{p.3}$ визначається за формулою:

$$P_{p.3} = K'_{p.a} \cdot \sum_{i=1}^m k_{в.i.} \cdot P_{ном.i} = K'_{p.a} \cdot \sum_{i=1}^m P_{зм.i} \quad (3.24)$$

На третьому рівні електропостачання коефіцієнт розрахункових активних навантажень $K'_{p.a}$ та коефіцієнт розрахункових реактивних навантажень $K'_{p.p}$ приймаються рівними ($K'_{p.a} = K'_{p.p}$), тому розрахункове силове реактивне навантаження $Q_{p.3}$ визначається як:

$$Q_{p.3} = K'_{p.p} \cdot \sum_{i=1}^m k_{в.i.} \cdot P_{ном.i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ном.i} = P_{p.3} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{см} \quad (3.25)$$

де $\operatorname{tg} \varphi_{св}$ – відповідає середньовиваженому значенню коефіцієнта потужності $\cos \varphi_{св}$.

Розрахункове силове повне навантаження цеху на третьому рівні електропостачання можна визначити так:

$$S_{p.3} = \sqrt{P_{p.3}^2 + Q_{p.3}^2} \quad (3.26)$$

При цьому розрахунковий струм:

$$I_{p.3.} = \frac{S_{p.3.}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \quad (3.27)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга електричної мережі до 1 кВ.

Величина ефективного числа n_e визначається за спрощеною формулою (3.20):

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^m p_{срш1} + p_{срш2}}{P_{ном.макс.}},$$
$$n_e = \frac{2 \cdot (144,9 + 173,8)}{37} = 17,2 \text{ шт.}$$

Приймається найближче менше ціле число $n_e = 17 \text{ шт.}$

Середньовиважений коефіцієнт використання активної потужності для всіх ЕП цеху розраховується за формулою (3.23):

$$K_{в.св.} = \frac{\sum_{i=1}^k P_{сшв1} + P_{сшв2}}{\sum_{i=1}^k P_{ном.i.}},$$
$$K_{в.св.} = \frac{144,9 + 173,8}{318,68} = 0,79$$

З таблиці джерела [2] $n_e = 17 \text{ шт.}$ і $K_{в.св.} = 0,79$ коефіцієнт розрахункового активного навантаження $K'_{p.a} = 1,0$. Коефіцієнт розрахункових реактивних навантажень приймається рівним $K'_{p.p} = K'_{p.a} = 1,0$

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За формулою (2.23) розрахункове силове активне навантаження на третьому рівні електропостачання:

$$P_{p.3} = 1,0 \cdot 252,1 = 252,1 \text{ кВт}$$

Розрахункове силове реактивне навантаження визначається за формулою (2.24), ураховуючи, що $K'_{p.a.} = K'_{p.p.} = 1,0$:

$$Q_{p.3} = K_{p.p.} \cdot (Q_{см.СРШ1} + Q_{см.СРШ2})$$
$$Q_{p.3} = 1,0 \cdot (80,4 + 78,5) = 144,5 \text{ кВАр}$$

Розрахункове силове повне навантаження визначається за формулою (3.26):

$$S = \sqrt{252,1^2 + 144,5^2} = 290,5 \text{ кВА}$$

Розрахунковий струм на третьому рівні електропостачання визначається за формулою (3.27):

$$I_{p.3} = \frac{290,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 441,4 \text{ А}$$

Розрахункові величини та розрахункові навантаження силових ЕП на третьому рівні електропостачання наводяться в таблиці 3.2.

					<i>MP 3.8.141.403 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

3.4 Визначення розрахункового навантаження цехової трансформаторної підстанції

Розрахункове навантаження на шинах ТП (третій рівень електропостачання) необхідне для вибору номінальної потужності трансформаторів і розрахунку потужності пристроїв компенсації реактивної потужності споживача. До розрахункових активного $P_{p.3}$ і реактивного $P_{p.3}$ навантажень силових ЕП слід додати розрахункові активне $P_{p.0}$ і реактивне $Q_{p.0}$ навантаження загального робочого освітлення та аварійного освітлення ($P_{p.a.o.}, Q_{p.a.o.}$). При обчисленні загального розрахункового навантаження ТП з урахуванням розрахункового навантаження загального електричного освітлення цеху приймається коефіцієнт одночасності збігання максимумів навантаження $K_0 = 1,0$. Необхідні розрахункові дані беруться з таблиці 3.2.

Загальне розрахункове активне навантаження ТП визначається за формулою:

$$P_{p.ТП} = P_{p.3} + P_{p.0} + P_{p.a.o.} \quad (3.28)$$

Загальне розрахункове реактивне навантаження ТП можна визначити:

$$Q_{p.ТП} = Q_{p.3} + Q_{p.0} + Q_{p.a.o.} \quad (3.29)$$

Таким чином, загальне розрахункове повне навантаження ТП можна визначити як:

$$S_{p.ТП} = \sqrt{P_{p.ТП}^2 + Q_{p.ТП}^2} \quad (3.30)$$

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тоді розрахунковий струм буде дорівнювати:

$$I_{p.ТП} = \frac{S_{p.ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3.31)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга електричної мережі до або понад 1 кВ.

Визначення розрахункового навантаження на стороні НН ТП.

Розрахуємо загальне активне навантаження ТП, використовуючи формулу (3.28):

$$P_{p.ТП} = 252,1 + 5,09 + 1,82 = 257,9 \text{ кВт}$$

Загальне розрахункове реактивне навантаження ТП визначаємо за формулою (3.29):

$$Q_{p.ТП} = 144,5 + 1,42 + 0,507 = 146,8 \text{ кВАр}$$

Загальне розрахункове повне навантаження ТП визначається за формулою (3.30):

$$S_{p.ТП} = \sqrt{257,9^2 + 146,8^2} = 296,8 \text{ кВт}$$

Розрахунковий струм з боку НН ТП визначаємо за формулою (3.31):

$$I_{p.ТП} = \frac{296,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 450,9 \text{ А}$$

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку електричних навантажень

Найменування вузла номер ЕП	Найменування ЕП	Кількість ЕП, <i>n</i>	Номинальна потужність, кВт		К-т використання <i>K_в</i>	Коефіцієнти потужності	
			Одного	Загальна		$\cos \varphi$	$tg \varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8
5-7	Двигун компресора №1-3	3	37	111	0,8	0,85	0,62
8	Осушувач повітря	1	22	22	0,8	0,91	0,46
13	Вентилятор витяжний	1	4	4	0,8	0,8	0,75
17	Приточний вентилятор	1	1,5	1,5	0,8	0,8	0,75
23	Кран мостовий	1	6,4	6,4	0,35	0,5	1,73
Всього по СРШ1		7		144,9	0,78	0,82	1,65
9-12	Шафа керування компресором №1-4	4	11,67	46,68	0,8	0,85	0,62
14	Вентилятор витяжний	1	4	4	0,8	0,8	0,75
15	Вентилятор витяжний	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,75
16	Комплектний випрямний пристрій	1	20	20	0,8	0,9	0,48
18	Приточний вентилятор	1	1,5	1,5	0,8	0,8	0,75
19- 22	Маслостанція синхронного двигуна	4	2,2	8,8	0,8	0,8	0,75
24- 27	Тиристорний збуджувач синхронного двигуна	4	23	92	0,8	0,9	0,48
Всього по СРШ2		16		173,8	0,8	0,88	0,54
3 – й рівень		23		318,7	0,79		
Робоче освітлення				5,09	0,85	0,95	0,32
Аварійне освітлення				1,82	0,85	0,95	0,32
Всього				325,6		0,86	0,57

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МР 3.8.14.1.403 ПЗ

Аркуш

40

Продовження таблиці 3.2

$K_{\epsilon} P_n$	$K_{\epsilon} P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi$	Ефективна кількість ЕП, n_e	К-трозрахункового	Розрахункова потужність, кВт			Розрахунковий струм, А
				Активна	Реактивна	Повна	
9	10	11	12	13	14	15	16
88,8	55,1						
17,6	8,1						
3,2	2,4						
1,2	0,9						
2,24	3,9						
113,0	70,2	4	1,012	114,4	77,3	138,04	209,7
37,34	23,2						
3,2	2,4						
0,64	0,48						
16	7,74						
1,2	0,9						
7,04	4,36						
73,6	35,6						
139,0	74,7	9	1	139,0	82,2	161,2	245,3
252,0	145,1	17	1	252,1	144,9	290,8	441,8
4,32	1,42			4,32	1,42	4,55	6,9
1,54	0,51			1,54	0,51	1,62	2,5
				257,9	146,8	296,8	450,9

3.5 Розрахунок пікових струмів

Піковий струм групи ЕП напругою до 1 кВ визначається як [5]:

$$I_{\text{пik}} = I_{\text{пуск.макс}} + \sum_1^{n-1} I'_{\text{ном}} \quad (3.32)$$

де $I_{\text{пуск.макс}}$ – найбільший з пускових струмів ЕД у групі за паспортними даними;

$\sum_1^{n-1} I'_{ном}$ – сумарний номінальний струм групи ЕП без урахування номінального струму найбільшого за потужністю ЕД.

Піковий струм від групи більше п'яти ЕП до 1 кВ, при активно – індуктивному навантаженні з достатньою точністю можна визначити як арифметичну сумму всіх ЕП групи без номінального струму ЕД з найбільшим пусковим струмом при $TB = 1$ [2]:

$$I_{нік} = I_{пуск.макс} + (I_{p.2} - k_{\epsilon} \cdot I_{ном.макс}) \quad (3.33)$$

де $I_{p.2}$ – розрахунковий струм усіх ЕП групи;

k_{ϵ} – коефіцієнт використання ЕД з найбільшим пусковим струмом;

$I_{ном.макс}$ – номінальний струм ЕД з найбільшим пусковим струмом при $TB = 1$.

Найбільший пусковий струм ЕД $I_{пуск.макс}$ для даної групи вибираємо з таблиці 3.1.

Пікова (пускова) потужність визначається як:

$$S_{нік(пуск)} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{нік(пуск)} \quad (3.34)$$

де $I_{нік}$ – піковий струм, який визначається за формулою (3.33), (2.47), а пусковий струм $I_{пуск}$ за формулою (3.10).

Від СРШ1 живляться: чотири компресора, осушувач повітря, витяжний та приточний вентилятори, кран мостовий. Найпотужніший електроприймач цієї групи ЕП – двигун компресора $P_{ном} = 37 \text{ кВт}$, коефіцієнт активної потужності $\cos\varphi = 0,85$, коефіцієнт використання $\cos\varphi = 0,8$.

Номінальний струм ЕД з найбільшим пусковим струмом при $TB = 1$ і за відсутності паспортних даних ЕД для цієї групи ЕП визначаються за формулою (2.9):

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{ном.макс} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,85 \cdot 1} = 66,1 \text{ A}$$

а його пусковий струм за формулою (3.10):

$$I_{пуск.макс} = 5 \cdot 66,1 = 330,7 \text{ A}$$

З табл 3.2 розрахунковий струм для другого рівня електропостачання для СРШ1 $I_{p.2.} = 209,7 \text{ A}$.

Піковий струм від групи більше п'яти ЕП визначається за формулою (3.33):

$$I_{пик} = 330,7 + (290,7 - 0,8 \cdot 66,1) = 487,5 \text{ A}$$

Аналогічно розраховуємо пікові струми інших груп ЕП.

Отримані результати зводимо до таблиці 3.3 і використовуємо для вибору уставок розщерлювачів автоматів та плавких вставок запобіжників.

Найменування	Дані найпотужнішого ЕП		Розрахунковий струм $I_{p.2.}$, А	Коефіцієнт використання k_B ,	Піковий струм $I_{пик}$, А
	номінальний струм $I_{ном.макс}$, А	пусковий струм $I_{пуск.макс}$, А			
СРШ1	66,1	330,7	209,7	0,8	487,5
СРШ2	7,6	38	245,3	0,8	280,7

4. Вибір кількості та потужності трансформаторів цехової підстанції

4.1 Вибір кількості трансформаторів цехової підстанції

Кількість трансформаторів для однієї ЦТП визначається:

- заданим рівнем надійності ЕП;
- потужністю ЕП.

Однотрансформаторні цехові ПС, як правило, застосовують:

- у разі навантажень, які допускають перерви живлення на час доставки складського резерву (ЕП 3-ї категорії надійності);
- за можливості резервування на вторинній напрузі.

В останньому випадку, коли переважають ЕП 3-ї категорії та є ЕП 2-ї категорії, доцільно здійснювати взаємне резервування на стороні НН між найближчими сусідніми ЦТП (15-30 % від $S_{ном.т}$ при резервуванні кабельною перемичкою та 35-40 % від $S_{ном.т}$ при резервуванні шинною перемичкою між кінцями двох магістралей НН у разі схеми БТМ).

Двотрансформаторні цехові ПС застосовують у разі:

- наявності більшості ЕП 1 та 2-ї категорій надійності, а також ЕП особливої групи;
- великого навантаження (великої питомої густини навантаження більше $0,5-0,7 \text{ кВА} / \text{м}^2$);
- нерівномірних добових графіках навантаження;
- розширення ПС;
- економічних перевагах порівняно з однотрансформаторними.

					<i>МР 3.8.14.1.4.03 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Крамський</i>			<i>Проектування системи електропостачання компресерної станції</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Петровський</i>					<i>44</i>	<i>156</i>
<i>Консульт.</i>						<i>СумДУ, ЕТ.М-01</i>		
<i>Н.контроль</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Зав.каф.</i>		<i>Лебединський</i>						

Для двотрансформаторних цехових ПС також потрібен складський резерв на випадок тривалого ремонту одного з трансформаторів.

Цехові ПС з кількістю трансформаторів більше ніж два застосовують у разі:

- потужних зосереджених навантажень;
- установлення окремих трансформаторів для силових та освітлювальних навантажень;
- належного техніко-економічного обґрунтування (ТЕО).

4.2. Вибір коефіцієнта завантаження трансформаторів

Коефіцієнт завантаження треба вибирати відповідно до умов необхідного резервування з урахуванням перевантажувальної спроможності.

У практичних розрахунках рекомендується приймати такі коефіцієнти завантаження трансформаторів:

а) для двотрансформаторних ПС, які живлять переважно ЕП 1-ї категорії надійності $\beta_m = 0,65 - 0,7$;

б) для однострансформаторних ПС, які живлять переважно ЕП 2-ї категорії надійності, при взаємному резервуванні трансформаторів на стороні НН – $\beta_m = 0,7 - 0,8$;

в) для однострансформаторних ПС, які живлять переважно ЕП 2-ї категорії надійності, за наявності складського резерву, а також для ЕП 3-ї категорії надійності – $\beta_m = 0,9 - 0,95$.

Крім того, нині для живлення ЕП 2-ї категорії надійності або ЕП 2 та 3-ї категорій надійності застосовують двотрансформаторні ПС. При коефіцієнтах завантаження цих трансформаторів $\beta_m > 0,7$ у випадку вимикання одного з трансформаторів з урахуванням допустимого перевантаження трансформаторів вимикають частину ЕП 3-ї категорії.

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

4.3 Вибір номінальної потужності трансформаторів цехової підстанції

При виборі потужності ТП слід враховувати їх навантажувальну здатність.

Потужність трансформаторів ТП вибирають за розрахунковим навантаженням. Оскільки воно на шинах 0,38 кВ належить до 3-го рівня електропостачання і визначається за середньозмінним навантаженням за найбільш завантажену зміну, то ця умова виконується, тому що потроєна постійна часу трансформатора ($3T_0 = 3 \cdot 2,5 = 7,5 \text{ год}$) порівняна з тривалістю зміна.

Потужність трансформатора вибирають з урахуванням основних ЕП 2-ї категорії. Мінімальна потужність трансформаторів буде в тому випадку, коли через них реактивна потужність не передається, а повністю компенсуються на стороні до 1 кВ. Це базовий варіант, при якому розрахункове реактивне навантаження ТП $Q_{p.mn}$ дорівнює встановленню всієї потужності низьковольтних конденсаторів (НК) $Q_{н.к.}$.

При трьох і менше трансформаторах їх номінальну потужність вибирають за розрахунковим активним навантаженням з урахуванням прийнятого коефіцієнта завантаження трансформатора β_m за емпіричною формулою [2]:

$$S_{ном.Т} \geq S_{ном.Т.p} = \frac{P_{p.ТП}}{N \cdot \beta} \quad (4.1)$$

де $S_{ном.Т.p}$ – повна номінальна розрахункова потужність трансформатора;

$P_{p.ТП}$ – сумарне розрахункове активне навантаження ТП;

N – кількість трансформаторів ТП.

Вибирається найближча більша стандартна номінальна потужність трансформатор.

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.4 Вибір силового трансформатора для компресорної

Первинна напруга трансформатора 6 кВ. Через те що ЕП належать до 2-ї категорії надійності, приймається двотрансформаторна ТП з коефіцієнтом завантаження трансформатора $\beta_m = 0,7$ [2].

За формулою (4.1):

$$S_{ном.Т} \geq S_{ном.Т.р} = \frac{296,8}{2 \cdot 0,7} = 212,0 \text{ кВА}$$

Вибираємо два трансформатора трансформатор з номінальною потужністю $S_{ном.Т} = 250 \text{ кВА}$ типу.

4.5 Визначення потужності конденсаторних установок з номінальною напругою конденсаторів 0,4 кВ

Для вибору компенсуючого пристрою (КУ) необхідно знати:

- розрахункову реактивну потужність КУ;
- тип компенсуючого пристрою;
- напруга КУ.

Розрахункову реактивну потужність КУ можна визначити за формулою:

$$Q_{к.р} = \alpha P_m (tg\varphi - tg\varphi_k) \quad (4.2)$$

де $Q_{к.р}$ – розрахункова потужність КУ, кВАр;

α – коефіцієнт, що враховує підвищення $\cos\varphi$ природним способом, приймається $\alpha = 0,9$;

$tg\varphi, tg\varphi_k$ – коефіцієнти реактивної потужності до і після компенсації.

Компенсацію реактивної потужності з досвіду експлуатації виконують для отримання значення коефіцієнта потужності в межах $\cos\varphi = 0,92...0,95$.

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Обравши значення бажаного коефіцієнта визначаємо $tg\varphi_k$.

Значення P_m , $tg\varphi$ обираємо по результату розрахунку навантажень.

Визначивши з типом КУ, знаючи $Q_{к.р}$ і напругу, вибираємо стандартну компенсуючу установку, близьку за потужністю.

Застосовуються комплектні конденсаторні установки (ККУ) або конденсатори, перед призначені для цієї мети.

Після вибору КУ визначається фактичне значення $\cos\varphi_\phi$:

$$tg\varphi_\phi = tg\varphi - \frac{Q_{к.ст}}{\alpha P_m} \quad (4.3)$$

де $Q_{к.ст}$ – стандартне значення потужності обраної КУ, кВАр.

За значенням $tg\varphi_\phi$ визначаємо $\cos\varphi_\phi$ за формулою:

$$\cos\varphi_\phi = \cos(\arctg\varphi_\phi) \quad (4.4)$$

Визначаємо розрахункову потужність КУ для I с.ш. від якої живиться СРШ1 за формулою 4.1:

$$Q_{к.р} = 0,9 \cdot 114,9 \cdot (0,68 - 0,95) = 35,7 \text{ кВАр}$$

Приймаємо $\cos\varphi_k = 0,95$, тоді $tg\varphi_k = 0,33$

Обираємо КУ з додатка Л [2] УКРП-0,4-35-5У3 із ступінчатим регулюванням 5 кВАр.

Визначаємо фактичне значення $tg\varphi_\phi$ та $\cos\varphi_\phi$ після компенсації реактивної потужності за формулою 4.3:

$$tg\varphi_\phi = 0,68 - \frac{35}{0,9 \cdot 114,9} = 0,34 \Rightarrow \cos\varphi_\phi = 0,95$$

					MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Аналогічно проводимо розрахунок для II с.ш. від якої живиться СРШ2 і обираємо КУ УКРП-0,4-25-5У3 із ступінчатим регулюванням 5 кВАр. Фактичне значення $tg\varphi_\phi$ та $\cos\varphi_\phi$ після компенсації реактивної потужності $tg\varphi_\phi = 0,39$, $\cos\varphi_\phi = 0,93$.

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

5. Вибір перерізу провідників

У даній магістерській роботі вибору підлягають перерізи таких провідників:

- кабельні лінії напругою 6 кВ, які з'єднують трансформатор цехових ПС з шинами РП;
- усієї силової живильної мережі до 1 кВ;
- розподільної мережі від СРШ до ЕП;

Вибір перерізу провідників, як і параметрів інших елементів силової мережі, має відповідати їх роботі в нормальному, форсованому (перевантаження) і аварійному (КЗ) режимах СЕП.

Вибір перерізу провідників у загальному випадку визначається за:

- економічною густиною струму;
- нагріванням;
- втратами;
- відхиленнями напруги;
- електродинамічною стійкістю й механічною міцністю (природно, що ізоляція провідників має відповідати класу напруги) [1,6].

5.1 Вибір перерізу кабельної лінії напругою 6 кВ

Вибір перерізу кабельної лінії напругою 6 кВ здійснюється за нормальним режимом навантаження, а перевірка вибраного перерізу – за максимальним режимом навантаження і на стійкість за аварійним режимом.

					<i>МР 3.8.14.1.4.03 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Крамський</i>				<i>Проектування системи електропостачання компресерної станції</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>	<i>Петровський</i>						<i>50</i>	<i>156</i>
<i>Консульт.</i>						<i>СумДУ, ЕТ.м-01</i>		
<i>Н.контроль</i>	<i>Никифоров</i>							
<i>Зав.каф.</i>	<i>Лебединський</i>							

Перевірку за умовами корони, а також на механічну міцність жил кабелів робити не потрібно, бо мінімальний переріз алюмінієвої жили для кабелів становить 2,5 мм², мідної — 1,5 мм², що відповідає мініимальному перерізу провідника

5.1.1 Вибір перерізу кабелю за нормальним режимом

При виборі перерізу кабелю, який живить ТП з трансформатором (трансформаторами) 6/0,4 кВ, як струм нормального режиму $I_{норм}$ при радіальній схемі незалежно від числа трансформаторів ТП (один або два) приймається номінальний первинний струм трансформатора, який визначається за паспортними даними трансформатора за формулою:

$$I_{норм.} = I_{ном.Т.1} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.Т.1}} \quad (5.1)$$

де $S_{ном.Т}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_{ном.Т.1}$ – номінальна первинна напруга трансформатора, кВ.

Економічно вигідний переріз кабелів визначається як:

$$S_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}} \quad (4.2)$$

де $I_{норм}$ – струм нормального режиму, А;

$J_{ек}$ – нормоване значення економічно вигідної густини струму, А/мм².

Розрахунковий економічно вигідний переріз $S_{ек}$ округляється до найближчого більшого або меншого стандартного перерізу $S_{ст}$, мм².

5.1.2 Перевірка перерізу кабелю за максимальним режимом

У режимі максимального навантаження кабелів допустимий для даного кабелю струм з урахуванням умови прокладки та відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов $I_{дон}$ та коефіцієнтів допустимого перевантаження $K_{пер}$, які наводяться в таблицях М2 і М3 додатка М [2], порівнюють зі струмом його форсованого режиму $I_{ф}$ з урахуванням коефіцієнта резервування $K_{рез}$:

$$K_{пер} \cdot I'_{дон} \geq I_{ф} = K_{рез} \cdot I_{норм} \quad (5.3)$$

При проектуванні у вихідних даних не задається графік навантаження ЕП цеху, тому ми приймаємо коефіцієнт допустимого перевантаження $K_{пер} = 1$.

Допустимий тривалий струм для кабелів напругою 6 кВ з урахуванням умов прокладки та відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов при їх тривалому характері визначається так:

$$I'_{дон} = K_{сер} \cdot K_{пр} \cdot I_{дон} \quad (5.4)$$

де $K_{сер}$ – поправочний коефіцієнт на температуру навколишнього середовища, якщо вона відмінна від стандартної (таблиця 1.3.3 ПУЕ [4] або таблиця М4, додатка М [2]);

$K_{пр}$ – поправковий коефіцієнт на кількість кабелів, що лежать поруч у землі (таблиця 1.3.26 ПУЕ [4] або таблиця М5, додатка М [2]);

$I_{дон}$ – допустимий тривалий струм провідника стандартного перерізу для стандартних умов (для однієї окремої лінії; стандартних температур для землі

					MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

та води +15°C і +25°C для повітря) залежно від матеріалу жил, їх ізоляції, способу прокладання, (таблиця М6, М7, додатка М [2]).

Поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища $K_{сер}$ можна також обчислити за формулою:

$$K_{сер} = \sqrt{\frac{T_{ж.н.} - T_{сер.}}{T_{ж.н.} - T_{сер.н}}} \quad (5.5)$$

де $T_{ж.н.}$ – нормовані тривало допустимі температури жили та середовища відповідно;

$T_{сер.}$ – фактична температура навколишнього середовища (у даному дипломному проекті приймається залежно від реальних даних).

Допустимі температури нагрівання провідників залежать від їх конструкції та режиму (таблиця 5.1) [3].

Струм форсованого режиму I_{ϕ} для двотрансформаторних ПС виникає через аварію в одному з трансформаторів або кабелів, які їх живлять, а також під час ремонту одного з трансформаторів у цьому випадку приймається коефіцієнт резервування $K_{рез} = 1,4$.

У разі невиконання умови за формулою (5.3) необхідно прийняти нове значення найближчого більшого стандартного перерізу кабелю, щоб вона виконувалась.

Таблиця 5.1 - Допустимі температури провідників у нормальному, форсованому та аварійному режимах.

Вид провідника	Допустима температура жили $T_{ж.н.}, ^\circ\text{C}$		
	тривала за нормами	короткотривала при перевантаженнях	гранична при коротких замиканнях
Кабелі з паперовою просоченою ізоляцією:			
- до 1 кВ	80	125	200
- 6 кВ	65	100	200
- 10 кВ	60	90	200
Кабелі і проводи з ізоляцією:			
- гумовою звичайною	55	100	150
- гумовою теплостійкою	65	110	150
- полівінілхлоридною	70	90	150
- поліетиленовою	70	80	120

5.1.3 Перевірка перерізу кабелю на термічну стійкість

При напрузі понад 1 кВ кабелі, які захищаються запобіжниками, на термічну стійкість при КЗ не перевіряються.

Термічна здатність може бути оцінена найменшим перерізом кабелю (мм^2), термостійким до струмів КЗ, як:

$$S_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{I_{\text{к}}^2 t}}{C} = \frac{I_{\text{к}} \sqrt{t}}{C} \quad (5.6)$$

де $B_{\text{к}}$ – тепловий імпульс струму КЗ, $A^2\text{с}$;

C – температурний коефіцієнт, який враховує обмеження допустимої температури кабелю (наводиться в таблиця М8, додатка М [2]), $A\text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$;

$I_{\text{к}} = I_{\text{п.о.}}$ – початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ, А;

t – дійсний час вимикання КЗ, с.

Величина дійсного часу вимикання КЗ t складається з часу дії основного релейного захисту (РЗ) $t_{зах}$, часу вимикання вимикача $t_{вимик.в.}$ (можна прийняти $t_{вимик.в.} = 0,05$ с) і сталої часу аперіодичної складової струму КЗ ($T_a = 0,05$ с).

$$t = t_{зах} + t_{вимик.в.} + T_a \quad (5.7)$$

На лініях до ТП, які відходять від шин РП, застосовується двоступеневий струмовий РЗ, який складається зі струмової відсічки (СВ) і максимального струмового захисту (МСЗ).

Основним захистом для магістральних схем живлення ЦТП без ЕА є МСЗ. Для одноступеневої схеми при магістральному живленні ЦТП від шин ДЖ дійсний час вимикання КЗ можна прийняти $t = 0,2$ с.

Якщо після розрахунку за формулою (5.6) виконується умова $S_{ст} > S_{мін}$, то залишається стандартний переріз кабелю. Якщо в результаті розрахунку $S_{ст} < S_{мін}$, то необхідно прийняти нове найближче більше значення стандартного перерізу кабелю $S_{ст} > S_{мін}$. Кабель марки ААШв застосовують досить часто. Він має алюмінієві жили, паперову просочену масло - каніфольну та нестікаючою масами ізоляцію, алюмінієву оболонку, шланг поверхневий полівінілхлоридний.

Вибір перерізу кабелю напругою 6 кВ

Живлення споживачів 380/220 В у компресорній станції передбачено від 2-х трансформаторів ТП-1.

Вибираємо переріз кабелю напругою до 6 кВ для ТП-1, номінальна потужність трансформатора $S_{ном.Т.} = 250$ кВА. Трансформаторна підстанція ТП-1 є прибудованою до будівлі. Від шин РП-6 кВ живляться ЕП 2-ї категорії. Тому приймається кількість годин використання максимуму навантаження за

					MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

рік $T_{\max} = 4500 \text{ год} / \text{рік}$, коефіцієнт допустимого перевантаження кабелю $K_{\text{пер}} = 1$, марка кабелю – ААШв, температура навколишнього середовища (землі) $T_{\text{сер}} = 20^\circ\text{C}$, початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ у максимальному режимі на шинах РП $I_{\text{н.о.}} = 6 \text{ кА}$.

Так, як

За формулою (5.1) визначається номінальний первинний струм трансформатора:

$$I_{\text{ном.Т.1}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6} = 24,05$$

Для кабелів із паперовою ізоляцією з алюмінієвими жилами при $T_{\max} = 4500 \text{ год} / \text{рік}$ економічна густина струму $J_{\text{ек}} = 1,4 \text{ А} / \text{мм}^2$. За формулою (5.2) економічно вигідний переріз кабелю в нормальному режимі роботи:

$$S_{\text{ек}} = \frac{24,05}{1,4} = 17,2 \text{ мм}^2$$

Вибирається найближчий більший стандартний переріз кабелю $S_{\text{ст.}} = 25 \text{ мм}^2$.

При нормованій тривало допустимій температурі кабелю марки ААШв напругою 6 кВ $T_{\text{ж.н}} = 70^\circ\text{C}$, нормованій тривало допустимій температурі середовища $T_{\text{сер н}} = 15^\circ\text{C}$ і фактичній температурі навколишнього середовища $T_{\text{сер}} = 20^\circ\text{C}$ поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища за формулою (5.5):

					MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

$$K_{cep} = \sqrt{\frac{65 - 20}{65 - 15}} = 0,95$$

Поправковий коефіцієнт на кількість кабелів при прокладці кабелю всередині приміщення цеху приймається $K_{np} = 1$.

При прокладці в землі для трижильних кабелів марки ААШв напругою 6 кВ і перерізом жили 25 мм^2 допустимий тривалий струм $I_{дон} = 90 \text{ А}$. За формулою (5.4):

$$I'_{дон} = 0,95 \cdot 1 \cdot 90 = 77,2 \text{ АА.}$$

За вихідними даними передбачено втсановлення двотрансформаторної підстанції, тому приймаємо коефіцієнт допустимого резервування $K_{рез} = 1,4$.

Умова перевірки перерізу кабелю в режимі максимального навантаження за формулою (5.3) виконується:

$$1 \cdot 77,2 > 1,4 \cdot 24,05 \text{ А}$$

$$1 \cdot 77,2 > 24,05 \text{ А}$$

Для кабелів з алюмінієвими та ПВХ ізоляції при напрузі 6 кВ приймається температурний коефіцієнт $C = 75 \text{ Ас}^{1/2} / \text{мм}^2$.

Для радіальної схеми живлення ТП без ЕА на ввіді до трансформатора (глухий ввід) при коротких лініях дійсний час вимикання КЗ приймається $t = 0,2 \text{ с}$. Найменший переріз кабелю, який є термостійким до струмів КЗ, визначається за формулою (4.6):

$$S_{min} = \frac{6000 \sqrt{0,2}}{75} = 35,8 \text{ мм}^2$$

					MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таким чином, $S_{ст.} = 25 \text{ мм}^2 < S_{мін} = 35,8 \text{ мм}^2$, тому вибираємо нове найближче більше значення стандартного перерізу кабелю $S_{ст.} = 50 \text{ мм}^2$. Отже, обираємо кабель ААШв 3х50–6.

5.2 Вибір перерізу провідників живильної мережі напругою до 1 кВ

В електричних мережах напругою до 1 кВ переріз живильних мереж в основному вибирають за умовами нагрівання або за економічною густиною струму лише в разі досить великої кількості годин використання максимуму навантаження (понад 4000 – 5000 год), яка в цехових електричних мережах буває досить рідко.

Основною умовою вибору перерізу провідників є величина нагрівання їх електричним струмом у нормальному, форсованому та аварійному режимах. Якщо температура нагрівання перевищить допустиму, то залежно від величини перевищення й тривалості часу елемент може бути пошкоджений, що спричинить порушення нормальної роботи системи, а в гіршому випадку (загорання ізоляції) може призвести до пожежі. Тому для всіх видів провідників та умов їх застосування головним у виборі перерізу є нагрівання, яке визначається двома ефектами теплового впливу: максимально допустимою температурою та тепловим зносом ізоляції для даного режиму й класу ізоляції.

Як критерій допустимості того чи іншого режиму за нагріванням використовують сумарний вплив на строк служби провідника максимальної температури й тривалості зносу ізоляції за розглянутий період. При різких піках навантаження більшу небезпеку становить можливість перевищення максимально допустимої температури, якщо графік навантаження рівномірний, більшу вагу має складова теплового зносу ізоляції. Гранично допустима температура нагрівання провідників наведена в таблиці 5.1.

					MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір перерізу кабелю при нагріванні в нормальному режимі полягає у визначенні такого мінімального перерізу, який допускає струм не менше розрахункового:

$$I'_{\text{доп}} \geq I_{p.2} \quad (5.8)$$

де $I_{p.2}$ – розрахунковий струм 2-го рівня електропостачання.

Допустимий тривалий струм для кабелів з врахуванням умов прокладення та відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов при їх довготривалому характері визначається з урахуванням поправкового коефіцієнта $K_{\text{нопр}}$ так:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{сер}} \cdot K_{\text{пр}} \cdot K_{\text{нопр}} \cdot I_{\text{доп}} \quad (5.9)$$

де $K_{\text{нопр}} = 0,92$ (поправковий коефіцієнт $K_{\text{нопр}}$ уводиться при визначенні $I_{\text{доп}}$ для чотирижильних кабелів з пластмасовою ізоляцією напругою до 1 кВ, якщо допустимі тривалі струми взяті з таблиці 1.3.7 ПУЕ [4] або додатка М, таблиці М9 [2], як для трижильних кабелів.

Для кабелів, прокладених у повітрі всередині або поза цехом, за будь-якої їх кількості поправковий коефіцієнт $K_{\text{пр}} = 1$, нормована температура середовища $T_{\text{сер}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Вибір перерізу лише за умов допустимого нагрівання призводить до великих втрат активної потужності та значних втрат напруги. Для остаточного вибору перерізу кабелю слід провести всі перевірки відповідно до вимог ПУЕ: за умов допустимої втрати напруги та відповідності до захисного апарата.

Форсований режим в електричних мережах напругою до 1 кВ буває досить рідко.

Втрата напруги в кабелях у відсотках визначається як:

$$\Delta U_{\text{кб}} = \frac{P_{p.2} \cdot R_{\text{кб}} + Q_{p.2} \cdot X_{\text{кб}}}{10 \cdot U_{\text{ном}}^2}, \quad (5.10)$$

де $P_{p.2}$ і $Q_{p.2}$ – максимальні розрахункові активне і реактивне навантаження 2-го рівня електропостачання відповідно, кВт і квар;

$R_{\text{кб}}$ і $X_{\text{кб}}$ – активний і реактивний опори кабелю відповідно, Ом;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга електричної мережі, кВ.

Активний і реактивний опори кабелю обчислюють за формулами:

$$R_{\text{кб}} = r_n \cdot l_{\text{кб}} \quad (5.11)$$

$$X_{\text{кб}} = x_n \cdot l_{\text{кб}} \quad (5.12)$$

де r_n і x_n – активний і реактивний питомі опори кабелю відповідно, Ом/км (наводяться в довідниках);

$l_{\text{кб}}$ – довжина кабелю, км.

Таким чином, остаточно за умовами нагрівання вибирається лише той переріз кабелю, для якого тривалий допустимий струм буде більший у формулі (5.9), а також виконуються умови допустимої втрати напруги й відповідності до захисного апарата.

При виборі перерізу кабелів іноді замість одного кабелю більшого перерізу доцільно вибрати два (навіть три) кабелі меншого перерізу, що полегшує умови прокладення. Крім того, допустимий струм кабелю більшого перерізу менше ніж у двох (трьох) кабелів такого самого сумарного перерізу [2].

Для кабелю марки АВВГнг з полівінілхлоридною ізоляцією зниженої горючості з таблиці 4.1 нормована тривало допустима температура жили $T_{\text{жс.н}} = 70 \text{ } ^\circ\text{C}$, нормована температура середовища при прокладці в повітрі

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$T_{сер.н} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$. Тоді за формулою (5.5) поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища:

$$K_{сер} = \sqrt{\frac{70 - 20}{70 - 25}} = 1,05$$

При прокладці кабелю всередині приміщення цеху поправковий коефіцієнт $K_{пр} = 1$.

З таблиці 3.2 розрахунковий струм 2-го рівня електропостачання лінії, яка живить СРШ1, $I_{р.2} = 209,7 \text{ A}$.

За довідковою літературою для чотирижильного кабелю при прокладенні в повітрі зі стандартним перерізом струмопровідної жили $S_{см} = 150 \text{ мм}^2$ допустимий струм $I_{доп} = 242 \text{ A}$. За формулою (5.9):

$$I'_{доп} = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,92 \cdot 242 = 234,7 \text{ A}$$

Таким чином,

$$I'_{доп} = 234,7 \geq I_{р.1} = 209,7 \text{ A} \text{ – умова виконується.}$$

З таблиці 3.2 розрахункове активне навантаження 2-го рівня електропостачання $P_{р.2} = 114,4 \text{ кВт}$, розрахункове реактивне навантаження 2-го рівня електропостачання $Q_{р.2} = 77,3 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$.

З таблиці М11, додатка М [2] для кабелю з стандартним перерізом струмопровідної жили $S_{см} = 150 \text{ мм}^2$ приймаються такі питомі опори кабелю:

$r_n = 0,208 \text{ мОм/м}$, $x_n = 0,079 \text{ мОм/м}$. Довжина кабелю за планом розташування кабельних ліній Додаток Б $l_{к6} = 28 \text{ м}$. Розрахуємо тоді за формулами (5.11) і (5.12) $R_{к6}$, $X_{к6}$:

					<i>MP 3.8.14.1.403 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
						61
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

$$R_{кб} = 0,208 \cdot 28 \cdot 10^{-3} = 0,006 \text{ Ом.}$$

$$X_{кб} = 0,078 \cdot 28 \cdot 10^{-3} = 0,002 \text{ Ом.}$$

За формулою (5.10):

$$\Delta U_{кб} = \frac{114,4 \cdot 0,0058 + 77,3 \cdot 0,002}{10 \cdot 0,38^2} = 0,58 \%$$

Оскільки величина втрати напруги в кабелі не перевищує допустимої (5 %), то переріз кабелю вибраний правильно.

Таким чином, вибирається чотирижильний кабель АВВГ (4x150). Переріз кабелів живильної мережі до РП цеху (ЩРО, СРШ2), вибирається аналогічно, як і до СРШ1. Розрахунок втрат напруги також проводиться аналогічно. Результати розрахунків наводяться в таблиці 5.2.

Таблиці 5.2 – Вибір перерізу кабелів живильної мережі

Кабель до ПРЕ	$S_{ст}, \text{мм}^2$	$I'_{дон}, \text{А}$	$I_{р.2}, \text{А}$	$\Delta U_{кб}, \%$	Тип кабелю	$l, \text{м}$
До ЩРО	1,5	18,4	6,9	0,85	ВВГнг 4x1,5	23
До СРШ1	150	234,7	209,7	0,588	АВВГнг 4x150	28
До СРШ2	185	271,5	245,3	1,8	АВВГнг 4x185	86

5.3 Вибір перерізу провідників розподільної мережі напругою до 1 кВ

В електричних мережах напругою до 1 кВ переріз проводу (кабелю) розподільних мереж завжди вибирають за умовою нагрівання в нормальному режимі за формулою:

$$I'_{\text{доп}} \geq I_{p.1} \quad (5.13)$$

де $I_{p.1}$ – розрахунковий струм 1-го рівня електропостачання (номінальний струм ЕП).

Допустимий тривалий струм для проводів $I_{\text{доп}}$ з полівінілхлоридною ізоляцією з алюмінієвими жилами залежно від перерізу, способу прокладання, кількості проводів у трубі наводиться в таблиці 1.3.5 ПУЕ [4] та в таблиці М10, додатка М [2]. Для остаточного вибору перерізу проводу слід провести всі перевірки відповідно до вимог ПУЕ: за механічною міцністю, допустимою втратою напруги. Переріз провідників приймається найбільшим за вище наведеними вимогами.

За умовою механічної міцності мінімальний переріз алюмінієвих проводів – $2,5 \text{ мм}^2$, мідних – $1,5 \text{ мм}^2$.

Втрата напруги в проводах у відсотках визначається як:

$$\Delta U_{np} = \frac{p_{p.1} \cdot R_{np} + q_{p.1} \cdot X_{np}}{10 \cdot U_{np}^2} \quad (5.14)$$

де $p_{p.1}$ і $q_{p.1}$ – розрахункові активне і реактивне навантаження 1-го рівня електропостачання ЕП відповідно, кВт і кВАр ;

R_{np} і X_{np} – активний і реактивний опори проводів відповідно, Ом;

$U_{ном}$ – номінальна напруга електричної мережі, кВ.

Активний і реактивний опори проводів обчислюють за формулами:

$$R_{np} = r_n \cdot l_{np} \quad (5.15)$$

$$X_{np} = x_n \cdot l_{np} \quad (5.16)$$

де r_n і x_n – активний і реактивний питомі опори кабелю відповідно, Ом/км (наводяться в довідниках);

					MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

l_{np} – довжина кабелю, км.

Приймаємо марку одножильного проводу АВВГнг, фактичну температуру навколишнього середовища $T_{сер} = 20^{\circ}C$.

Для проводу марки АВВГнг з ПВХ ізоляцією зниженої горючості з таблиці 5.1 нормована тривало допустима температура жили $T_{ж.н} = 70^{\circ}C$, нормована температура середовища при прокладенні в повітрі $T_{сер.н} = 25^{\circ}C$. Тоді за формулою (5.5) поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища $K_{сер} = 1,05$.

При прокладенні проводу всередині приміщення цеху поправковий коефіцієнт $K_{np} = 1$, бо в довідкових таблицях ураховуються умови прокладки залежно від кількості проводів у трубі.

Для двигунів компресорів (ЕП № 5,6,7) з таблиці 3.1 розрахункове значення струму $I_{p.1} = 66,1 A$.

З таблиці М10, додатка М [2] для чотирьох одножильних проводів, які прокладені в одній трубі, для стандартного перерізу $S_{СТ} = 25 \text{ мм}^2$ допустимий струм для стандартних умов $I_{дон} = 80 A$. Допустимий струм з урахуванням умов навколишнього середовища й умов прокладення визначається за формулою (5.4):

$$I'_{дон} = 1,05 \cdot 1 \cdot 80 = 84 A$$

За формулою (5.13):

$$I'_{дон} = 84 \geq I_{p.1} = 66,1 \text{ – умова виконується.}$$

Умова механічної міцності також виконується ($25 \text{ мм}^2 > 2,5 \text{ мм}^2$).

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

З таблиці М 11, додатка М [2] для проводу зі стандартним перерізом струмопровідної жили $S_{CT} = 25 \text{ мм}^2$ приймаються такі питомі опори: $r_n = 1,25 \text{ мОм} / \text{м}$, $x_n = 0,091 \text{ мОм} / \text{м}$.

Довжина проводу до двигуна компресора №3 ЕП № 7 $l_{np} = 45 \text{ м}$. Тоді за формулами (5.15) і (5.16):

$$R_{np} = 1,25 \cdot 45 \cdot 10^{-3} = 0,056 \text{ Ом}$$

$$X_{np} = 0,091 \cdot 45 \cdot 10^{-3} = 0,0041 \text{ Ом}$$

Відповідно до табл. 3.1 розрахункове реактивне навантаження першого рівня електропостачання $q_{p,1} = 22,9 \text{ кВАр}$

Вибраний стандартний переріз проводу перевіряється на втрату напруги за формулою (5.14):

$$\Delta U_{кб} = \frac{37 \cdot 0,056 + 22,93 \cdot 0,0041}{10 \cdot 0,38^2} = 1,51 \%$$

Оскільки величина втрат напруги в проводі не перевищує допустимо (5%), то переріз проводу вибраний правильно, отже обираємо кабель марки АВВГнг перерізом $S_{CT} = 25 \text{ мм}^2$

Результати розрахунків та довжина проводу до ЕП, наводяться в таблиці 5.3 – Вибір перерізу проводів розподільної мережі від СРШ до ЕП. Принципова схема розподільчої мережі цеху наведений у Додатку В та Додатку Г.

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.3 - Вибір перерізу проводів розподільної мережі від СРШ до

ЕП

Кабель до ЕП №	$S_{см}$	$I'_{доп}$	$l_{каб.}, м$	$\Delta U_{пр}, \%$	Тип кабелю
1	2	3	4	5	6
5	25	84,3	38	1,27	АВВГнг-4х25(ож)-1
6	25	84,3	42	1,41	АВВГнг-4х25(ож)-1
7	25	84,3	45	1,51	АВВГнг-4х25(ож)-1
8	10	48,5	29	1,39	АВВГ-4х10(ож)-1
9	4	27,4	27	1,61	АВВГнг-4х4(ож)-1
10	4	27,4	26	1,58	АВВГнг-4х4(ож)-1
11	4	27,4	26	1,55	АВВГнг-4х4(ож)-1
12	4	27,4	25	1,52	АВВГнг-4х4(ож)-1
13	2,5	20,03	46	1,61	АВВГнг-4х2,5(ож)-1
14	2,5	20,03	40	1,43	АВВГнг-4х2,5(ож)-1
15	2,5	20,03	28	0,2	АВВГнг-4х2,5(ож)-1
16	10	48,5	35	1,57	АВВГнг-4х10(ож)-1
17	2,5	20,03	8	0,1	АВВГнг-4х2,5(ож)-1
18	2,5	20,03	40	0,53	АВВГ-4х2,5(ож)-1
19	2,5	20,03	40	0,78	АВВГнг-4х2,5(ож)-1
20	2,5	20,03	32	0,63	АВВГнг-4х2,5(ож)-1
21	2,5	20,03	25	0,49	АВВГнг-4х2,5(ож)-1
22	2,5	20,03	18	0,35	АВВГнг-4х2,5(ож)-1
23	4	27,4	36	1,17	АВВГнг-4х4(ож)-1
24	10	48,5	34	1,78	АВВГнг-4х10(ож)-1
25	10	48,5	34	1,75	АВВГнг-4х10(ож)-1
26	10	48,5	33	1,73	АВВГнг-4х10(ож)-1
27	10	48,5	33	1,70	АВВГнг-4х10(ож)-1

5.4 Електротехнічний розрахунок освітлювальної мережі робочого та аварійного освітлення за втратою напруги

Провідники освітлювальних мереж, обрані за конструктивним виконанням, повинні задовольняти вимогам механічної міцності, умовам нагрівання і допустимих втрат напруги.

З огляду на велику довжину мереж електричного освітлення і незначного струмового навантаження на них відносно довгостроково

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш 66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

припустимого струму, основним при виборі перетинів провідників є розрахунок їх за втратами напруги.

Допустимі втрати напруги в освітлювальних мережах визначаються, виходячи з необхідності мати у джерел світла величини напруги не нижче певних значень.

Згідно ПУЕ зниження напруги в найбільш віддалених ламп повинно бути не більше 5 %. Підвищення напруги у ламп повинно бути не більше 105 % від номінального. Таким чином, перетини проводів освітлювальної мережі повинні бути вибрані з урахуванням вищесказаного.

Існує метод розрахунку перетинів на мінімум провідникового матеріалу, що одночасно враховує як умови втрат напруги, так і умови мінімуму наведених витрат на створення мережі освітлення.

Величина передбачених (допустимих) втрат напруги в мережі визначається з виразу [5]:

$$\Delta U_o = \Delta U_{x.x} - \Delta U_m - U_{\min} \quad (5.17)$$

де $\Delta U_{x.x}$ – максимально допустиме значення напруги при холостому ході трансформатора у відсотках від номінального, приймається таким, що дорівнює 105 %;

U_{\min} – мінімальне допустиме значення напруги у самого віддаленого світильника у відсотках від номінального, приймається таким, що дорівнює 97.5 %;

ΔU_m – втрата напруги у трансформатора, що живить мережу, приведена до вторинної напруги, %.

Втрата напруги ΔU_m залежить від потужності трансформатора, його завантаження, коефіцієнта потужності електроприймачів живлення і визначається з достатнім наближенням за формулою [5]:

					MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

$$\Delta U_m = \beta (U_{a.m} \cos \varphi + U_{p.m} \sin \varphi) \quad (5.18)$$

де β – коефіцієнт завантаження трансформатора;

$U_{a.m}$ і $U_{p.m}$ – активна й реактивна складові напруги короткого замикання трансформатора, %;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності на затискачах вторинної обмотки трансформатора.

Значення $U_{a.m}$ і $U_{p.m}$ визначаються такими рівняннями [5]:

$$U_{a.m} = \frac{P_k}{S_n} \cdot 100\% \quad (5.19)$$

$$U_{p.m} = \sqrt{U_k^2 - U_{a.m}^2} \quad (5.20)$$

де P_k – втрати короткого замикання, кВт;

S_n – номінальна потужність трансформатора, $kB \cdot A$;

U_k – напруга короткого замикання, %.

Визначивши допустиму втрату напруги в мережі, подальший розрахунок може здійснюватися двома шляхами:

а) по заданій втраті напруги за методикою мінімуму витрат провідникового матеріалу визначають перетин проводів;

б) задаючись заздалегідь перетином (на практиці часто буває необхідно використати існуючі мережі або дроти, що є в наявності, і кабелі певного перетину), підраховують втрату напруги в мережі і, порівнявши її з допустимою, вирішують, чи можливе використання даного перетину дроту.

І в першому і у другому випадках необхідні розрахунок і перевірка перетинів ділянок мережі по допустимому нагріву.

Відомо, що освітлювальні мережі можуть бути дво-, три-, і чотирипровідними.

Втрата напруги в освітлювальних мережах [5]:

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

а) двопровідних

$$\Delta U = \frac{2 \cdot 10^{11}}{\gamma \cdot S \cdot U_{\phi}^2} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i, \% \quad (5.21)$$

б) трипровідних, при рівномірному навантаженні фаз

$$\Delta U = \frac{2,25 \cdot 10^{11}}{\gamma \cdot S \cdot 3 \cdot U_{\phi}^2} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i, \% \quad (5.22)$$

в) чотирипровідних, при рівномірному навантаженні фаз

$$\Delta U = \frac{10^{11}}{\gamma \cdot S \cdot 3 \cdot U_{\phi}^2} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i, \% \quad (5.23)$$

де γ – питома провідність провідника, $См/м$;

S – перетин дроту, $мм^2$;

U_{ϕ} – фазна напруга, В;

P_i – розрахункове навантаження i -го споживача (одного або групи електроприймачів), кВт;

l_i – довжина лінії від джерела живлення до i -го споживача, м.

Значення γ з урахуванням середньої експлуатаційної температури освітлювальних провідників $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ можуть бути прийняті:

– для алюмінієвих провідників

$$\gamma = 30,303 \cdot 10^6 \text{ } См / м \quad (5.24)$$

для мідних провідників

$$\gamma = 50 \cdot 10^6 \text{ } См / м \quad (5.25)$$

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рівняння (5.21), (5.22), (5.23) отримані при таких допущеннях:

- а) активний опір проводів дорівнює їхньому опору при постійному струмі;
- б) не врахований індуктивний опір мережі;
- в) напруги в точках прикладання навантажень дорівнюють номінальній напрузі мережі.

Розрахункове навантаження в загальному випадку визначається за формулою:

$$P_p = k_n \left(\sum P_{\text{ном.л.н.}} + k_{\text{пра.дрл}} \sum P_{\text{ном.дрл.}} + k_{\text{пра.л.л}} \sum P_{\text{ном.л.л}} \right) \quad (5.26)$$

де k_n – коефіцієнт попиту (для групової лінії приймається таким, що дорівнює 1);

$k_{\text{пра.дрл}}, k_{\text{пра.л.л}}$ – коефіцієнти, що враховують втрати в пускорегулювальній апаратурі газорозрядних ламп високого й низького тиску відповідно, приймаються такі, що дорівнюють 1,12 для ламп високого тиску та 1,25 для люмінесцентних ламп;

$P_{\text{ном.л.н.}}, P_{\text{ном.дрл.}}, P_{\text{ном.л.л}}$ – установлена потужність ламп накаливання, газорозрядних ламп високого і низького тиску відповідно.

Враховуючи, що для певних умов розрахунку напруга мережі, кількість проводів на ділянках мережі та матеріал проводу є заданими, рівняння (5.21), (5.22), (5.23) можна записати у вигляді

$$\Delta U = \frac{M}{C \cdot S}, \% \quad (5.27)$$

$$S = \frac{M}{C \cdot \Delta U \%}, \quad (5.28)$$

де M – момент навантаження, дорівнює добутку навантаження P на довжину лінії l , $кВт \cdot м$;

C – коефіцієнт, що залежить від матеріалу провідника, номінальної напруги і кількості проводів на ділянці мережі.

При розрахунку перетинів проводів розгалужених освітлювальних мереж необхідно прагнути до їх оптимальних техніко-економічних показників. Оптимальна за економічними показниками мережа – це мережа, витрата провідникового матеріалу в якій мінімальна.

Для практичних розрахунків розгалужених мереж на мінімум провідникового матеріалу звичайно користуються рівнянням, аналогічним розглянутому вище, але розв'язаним щодо перетину проводів ділянки, електричної мережі, що розраховується:

$$S = \frac{M_{np}}{C \cdot \Delta U}, \quad (5.29)$$

де M_{np} – приведений момент ділянки, що враховує момент (M) як розглянутої, так і наступних ділянок мережі, що живляться від неї.

Приведений момент розраховується за формулою:

$$M_{np} = \sum M + \alpha \sum m \quad (5.30)$$

де $\sum M$ – сума моментів розрахункової і всіх наступних ділянок з такою самою кількістю проводів, як у розрахункової, $кВт \cdot м$;

$\sum m$ – сума моментів наступних ділянок з іншою кількістю проводів, $кВт \cdot м$

;

α – коефіцієнт приведення моментів.

Користуючись наведеним рівнянням, спочатку визначається перетин головної ділянки. Розрахований перетин округляється до найближчого більшого за стандартом, визначається фактична втрата напруги на головній

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ділянці за величиною моменту навантаження на головній ділянці (M), тобто добуток розрахункового навантаження на довжину головної ділянки. Перетини подальших ділянок і всіх відгалужень визначаються в тій же послідовності, але в кожному випадку розрахунок ведуть за величиною передбаченої втрати напруги за вирахуванням втрати напруги на всіх ділянках мережі, які передують розрахунковій, що забезпечує такий розподіл втрат напруги по окремих ділянках, при якому сумарна витрата провідникового матеріалу у всій мережі стає мінімальною.

Як було сказано вище, обрані перетини провідників повинні бути перевірені за допустимим нагріванням робочим струмом, виходячи з умови:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad (5.31)$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустимий струм провідника обраного перетину, А;

I_p – розрахунковий струм навантаження, А.

Розрахунковий (робочий) струм визначається за такими формулами:

– для чотирипровідної мережі:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi}, \quad A \quad (5.32)$$

– трипровідної мережі:

$$I_p = \frac{P}{2 \cdot U_\phi \cdot \cos \varphi}, \quad A \quad (5.33)$$

– двопровідної мережі:

$$I_p = \frac{P}{U_\phi \cdot \cos \varphi}, \quad A \quad (5.34)$$

					<i>MP 3.8.141.403 ПЗ</i>	Аркуш
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.4.1 Електротехнічний розрахунок освітлювальної мережі робочого освітлення

1. Визначимо допустиму втрату напруги в мережі:

$$U_{\max} = 105 \% ; \quad U_{\min} = 97,5 \% ; \quad \beta = 0,65; \quad \cos \varphi = 0,93; \quad \sin \varphi = 0,13;$$

$$U_{\kappa} = 4,7 \%$$

$$U_{a.m} = (4,2 / 250) \cdot 100 = 1,68 \%$$

$$U_{p.m} = \sqrt{4,7^2 - 1,68^2} = 4,4 \%$$

Тоді

– втрати напруги в трансформаторі:

$$\Delta U_T = 0,65(1,68 \cdot 0,93 + 4,4 \cdot 0,13) = 1,39 \%$$

– допустимі втрати напруги в мережі:

$$\Delta U_{\text{м}} = 105 - 97,5 - 1,39 = 6,1 \%$$

2. Для кожної ділянки мережі розраховуємо момент навантаження у $\text{кВт} \cdot \text{м}$.

Результати розрахунків заносимо до таблиці 5.4.

3. Приведений момент навантаження для головної ділянки (АВ):

$$M_{npAB} = M_{AB} + \alpha_1(M_{BC} + \dots + M_{UV} + M_1 + \dots + M_{26}) = 100,7 +$$

$$+ 1,85 \cdot (29,4 + \dots + 0,708 + 0,35 + \dots + 0,236) = 385,3 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. Потрібний переріз мідних жил провідників головної ділянки:

$$S'_{AB} = M_{npAB} / (C \cdot \Delta U_m) = 385,3 / (72 \cdot 6,1) = 0,87 \text{ мм}^2$$

5. Стандартна величина перерізу жил головної ділянки:

$$S_{AB} = 1,5 \text{ мм}^2$$

6. Дійсна втрата напруги на головній ділянці:

$$\Delta U_{AB} = M_{AB} / (C \cdot S_{AB}) = 100,7 / (72 \cdot 1,5) \approx 0,93 \%$$

7. Розрахункові втрати напруги для наступних ділянок:

$$\Delta U_1 = \Delta U_m - \Delta U_{AB} = 6,1 - 0,93 = 5,2 \%$$

8. Переріз жил провідників інших ділянок освітлювальної мережі розрахуємо аналогічно. Результати наведено в таблиці 5.4.

9. Розрахункові значення струмів окремих ділянок:

9.1. Для визначення розрахункових струмів окремих використаємо формули (5.32-5.34):

– для ділянки АВ:

$$I_p = \frac{4,379}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,93} = 7,14 \text{ А}$$

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– для ділянок ВС:

$$I_p = \frac{3,41}{220 \cdot 0,93} = 3,41 \text{ A}$$

Аналогічні розрахунки проводимо для інших ділянок мережі результати розрахунків заносимо до таблиці 5.4.

10. Вибір виду провідника та перевірка вибраних перерізів провідників за допустимим нагріванням формула 5.31

$$18,4 \geq 7,14,$$

Умова виконується, отже переріз обрано вірно. Аналогічні розрахунки проводимо для інших ділянок мережі результати розрахунків заносимо до таблиці 5.4.

Схема освітлювальної мережі робочого освітлення в Додатку Д.

Таблиця 5.4 – Результати розрахунків робочого освітлення

<i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$P_i, \text{кВт}$	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
	5	5	5	5	5	5	5	5	5
$L_i, \text{м}$	2	2	2	7	2	2	2	7	2
$M_i, \text{кВт} \cdot \text{м}$	0,35	0,35	0,35	1,23	0,35	0,35	0,35	1,23	0,35
$I_p, \text{А}$	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
$I_{дон}, \text{А}$	17	17	17	17	17	17	17	17	17
$M_{пр}, \text{кВт} \cdot \text{м}$	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
$S, \text{мм}^2$	0,01	0,01	0,2	0,04	0,03	0,01	0,2	0,03	0,01
$S_{см}, \text{мм}^2$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
$\Delta U, \%$	0,03	0,03	0,03	0,1	0,03	0,02	0,03	0,1	0,03

Продовження таблиці 5.4

<i>i</i>	10	11	12	13	14	15	16	17	18
$P_i, \text{кВт}$	0,17 5	0,17 5	0,17 5	0,17 5	0,17 5	0,17 5	0,17 5	0,17 5	0,17 5
$L_i, \text{м}$	2	2	7	2	2	2	7	2	2
$M_i, \text{кВт} \cdot \text{м}$	0,35	0,35	1,23	0,35	0,35	0,35	1,23	0,35	0,35
$I_p, \text{А}$	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
$I_{\text{дон}}, \text{А}$	17	17	17	17	17	17	17	17	17
$M_{\text{пр}}, \text{кВт} \cdot \text{м}$	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
$S, \text{мм}^2$	0,03	0,2	0,02	0,01	0,01	0,2	0,02	0,01	0,01
$S_{\text{см}}, \text{мм}^2$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
$\Delta U, \%$	0,03	0,03	0,01	0,03	0,03	0,1	0,03	0,03	0,03

Продовження таблиці 5.4

<i>i</i>	19	20	21	22	23	24	25	26	AB
$P_i, \text{кВт}$	0,17 5	0,17 5	0,17 5	0,17 5	0,17 5	0,11 8	0,11 8	0,11 8	4,37 9
$L_i, \text{м}$	7	2	2	2	2	6	5	2	23
$M_i, \text{кВт} \cdot \text{м}$	1,23	0,35	0,35	0,35	0,35	0,71	0,59	0,24	101
$I_p, \text{А}$	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,58	0,58	0,58	7,14
$I_{\text{дон}}, \text{А}$	17	17	17	17	17	17	17	17	18
$M_{\text{пр}}, \text{кВт} \cdot \text{м}$	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	385
$S, \text{мм}^2$	0,08	0,01	0,01	0,01	0,1	0,03	0,03	0,01	0,9
$S_{\text{см}}, \text{мм}^2$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5
$\Delta U, \%$	0,14	0,1	0,04	0,02	0,02	0,02	0,03	0,01	0,93

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.141.403 ПЗ

Аркуш

76

Продовження таблиці 5.4

<i>i</i>	BC	CD	DE	BF	FG	GH	BI	IJ	JK	BL
$P_i, \text{кВт}$	0,7	0,525	0,35	0,7	0,525	0,35	0,525	0,525	0,35	0,7
$L_i, \text{м}$	42	5	5	30	5	5	14	5	5	8
$M_i, \text{кВт} \cdot \text{м}$	29,4	2,63	1,8	21	2,63	1,8	7,35	2,63	1,8	5,6
$I_p, \text{А}$	3,4	2,56	1,7	3,4	2,56	1,7	2,56	2,56	1,7	3,4
$I_{дон}, \text{А}$	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
$M_{np}, \text{кВт} \cdot \text{м}$	32	4,7	3,3	25	4,72	3,3	10,3	4,73	8,9	8,6
$S, \text{мм}^2$	0,5	0,14	0,1	0,4	0,1	0,09	0,2	0,08	0,17	0,14
$S_{cm}, \text{мм}^2$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5	1,0
$\Delta U, \%$	2,5	0,22	0,15	1,75	0,22	0,15	0,61	0,22	0,15	0,47

Продовження таблиці 5.4

<i>i</i>	LM	MN	BO	OP	PQ	BR	RS	ST	TU	UV
$P_i, \text{кВт}$	0,52 5	0,3 5	0,3 5	0,7	0,52 5	0,3 5	0,87 9	0,70 4	0,52 9	0,35 4
$L_i, \text{м}$	5	5	5	21	5	5	36	5	5	4
$M_i, \text{кВт} \cdot \text{м}$	2,6	1,8	1,8	14,7	2,6	1,8	31,6	3,5	2,7	1,42
$I_p, \text{А}$	2,56	1,7	1,7	3,4	2,56	1,7	4,29	3,43	2,58	1,73
$I_{дон}, \text{А}$	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
$M_{np}, \text{кВт} \cdot \text{м}$	4,72	3,3	17,7	4,7	34,9	35,5	6,5	4,4	2,8	1,53
$S, \text{мм}^2$	0,08	0,1	0,3	0,1	0,7	0,6	0,16	0,11	0,08	1,63
$S_{cm}, \text{мм}^2$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5	1,0
$\Delta U, \%$	0,22	0,1 5	0,8 2	0,2 2	0,15	2,6 4	0,29	0,22	0,12	0,06

5.4.2 Електротехнічний розрахунок освітлювальної мережі аварійного освітлення

Розрахунок проводиться за п. 5.4. Результати розрахунків заносимо до табл. 5.5. Схема освітлювальної мережі в Схема освітлювальної мережі робочого освітлення в Додатку Е.

Таблиця 5.5 – Результати розрахунків аварійного освітлення

<i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$P_i, \text{кВт}$	0,175	0,175	0,175	0,175	0,175	0,175	0,175	0,118	0,118
$L_i, \text{м}$	10	2	23	2	2	2	2	7	8
$M_i, \text{кВт} \cdot \text{м}$	1,75	0,35	4,025	0,35	0,35	0,35	0,35	0,826	0,944
$I_p, \text{А}$	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,58	0,58
$I_{\text{дон}}, \text{А}$	17	11	11	11	11	11	11	11	11
$M_{\text{пр}}, \text{кВт} \cdot \text{м}$	0,175	0,175	0,175	0,175	0,175	0,175	0,175	0,118	0,118
$S, \text{мм}^2$	0,12	0,01	0,08	0,01	0,01	0,03	0,01	0,03	0,03
$S_{\text{см}}, \text{мм}^2$	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
$\Delta U, \%$	0,29	0,06	0,06	0,67	0,06	0,06	0,06	0,14	0,35

Продовження таблиці 5.5

<i>i</i>	AB	BC	CD	BE	EF	BG	GH
$P_i, \text{кВт}$	1,461	0,525	0,35	0,525	0,35	0,411	0,236
$L_i, \text{м}$	36	27	21	10	9	28	9
$M_i, \text{кВт} \cdot \text{м}$	52,596	14,175	7,35	5,25	3,15	11,508	2,124
$I_p, \text{А}$	2,38	2,56	1,71	2,56	1,71	2,00	1,15
$I_{\text{дон}}, \text{А}$	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4
$M_{\text{пр}}, \text{кВт} \cdot \text{м}$	150,4	23,98	9,45	13,13	7,52	15,8	3,89
$S, \text{мм}^2$	0,34	0,37	0,26	0,2	0,12	0,23	0,07
$S_{\text{см}}, \text{мм}^2$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
$\Delta U, \%$	0,73	2,36	0,88	0,87	0,53	1,92	0,35

6 Розрахунок струмів короткого замикання

Елементи СЕП, які потрапили в короткозамкнутий ланцюг, зазнають термічного й електродинамічного впливу струмів. Якщо величина цього впливу перевищує допустиму, елемент ушкоджується і завдає СЕП збитків.

Щоб запобігти цьому, треба:

- а) визначити величину струмів КЗ;
- б) перевірити допустимість цих струмів для вибраних ЕА і струмопровідних частин (якщо струми виявляться більші за допустимі, то потрібно вибрати елемент, що має більшу стійкість або обмежити струми шляхом збільшення індуктивного опору ланцюга);
- в) розрахувати захист для селективного вимикання пошкодженої ділянки.

Відповідно до вимог ПУЕ щодо режиму КЗ на стійкість до впливу струмів КЗ в ЕУ до 1 кВ повинні перевірятися розподільні щити, струмопроводи та силові шафи.

Для вибору і перевірки стійкості ЕА і струмопровідних частин до струмів КЗ розрахунку підлягають:

- найбільше початкове діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ $I_{n(0)}$;
- ударний струм i_y трифазного КЗ.

При виборі й перевірці апаратури щодо її стійкості до струмів КЗ розрахунковим вважається максимальний режим, за якого струми КЗ мають максимальні значення.

При розв'язанні завдань захисту розрахункові умови залежать від цілей розрахунку, яких існує дві: вибір параметрів спрацьовування захистів, перевірка чутливості.

					<i>МР 3.8.14.1.4.03 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Крамський</i>				<i>Проектування системи електропостачання компресерної станції</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>	<i>Петровський</i>						<i>79</i>	<i>156</i>
<i>Консульт.</i>						<i>СумДУ, ЕТ.М-01</i>		
<i>Н.контроль</i>	<i>Никифоров</i>							
<i>Зав.каф.</i>	<i>Лебединський</i>							

Для перевірки чутливості розрахункові умови відповідають найменшим значенням струмів КЗ у місці установлення захисту (мінімальний режим роботи живильної енергосистеми, найбільша кількість послідовно ввімкнених елементів між джерелами генерації і точкою КЗ).

Унаслідок цього для цілей вибору параметрів спрацьовування захисту визначають найбільші $I_{к.макс}$ і для перевірки чутливості найменші $I_{к.мін}$ значення періодичної складової струму в місці КЗ в елементах мережі, для якої проектується захист. Розрахунок здійснюється для початкового моменту часу.

Таким чином, розрахунковим видом КЗ є:

- при виборі ЕА і провідників за їх стійкістю до дії струмів КЗ – трифазне КЗ;
- при виборі захисту – трьох – і однофазні КЗ [2].

6.1 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання

Значення струмів КЗ в електричних мережах напругою до 1 кВ впливають на вибір перерізу проводів і жил кабелів, конструкцію струмопроводів, характеристики комутаційних і захисних апаратів. Тому для забезпечення раціонального проектування внутрішньоцехового електропостачання слід виконати достовірний розрахунок струмів КЗ.

Для вибору апаратури і захистів, перевірки селективності їх дії визначають максимальний струм трифазного металевого КЗ, у цьому випадку перехідні опори дуги не враховують. Для перевірки чутливості захистів знаходять мінімальний струм КЗ; при цьому враховують усі перехідні опори контактів (рубильників, автоматів, уставних контактів, болтових з'єднань) і опір дуги в місці пошкодження шляхом введення в схему заміщення активного опору.

При розрахунках струмів КЗ в ЕУ змінного струму напругою до 1 кВ допускається:

					<i>MP 3.8.14.1.403 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>80</i>

1) застосовувати спрощені методи розрахунків, якщо їх погрішність не перевищує 10 %;

2) максимально спрощувати та еквівалентувати всю зовнішню мережу щодо місця КЗ, індивідуально враховувати лише автономні джерела та ЕД, які безпосередньо приєднані до місця КЗ;

3) не враховувати струми намагнічування трансформаторів;

4) не враховувати насичення магнітних систем електричних машин;

5) приймати коефіцієнти трансформації трансформаторів, що дорівнюють відношенню середніх номінальних напруг (37; 20; 10,5, 6,3; 3,15; 0,69; 0,4; 0,23 кВ) тих ступенів мережі, які зв'язують трансформатори;

6) не враховувати СД, АД або комплексне навантаження, якщо їх сумарний номінальний струм не перевищує 1,0 % від початкового діючого значення періодичної складової струму трифазного КЗ без урахування підживлення від ЕД або комплексного навантаження.

До особливостей розрахунку струмів КЗ в електричних мережах напругою до 1 кВ можна віднести таке:

– розрахунки доцільно проводити в іменованих одиницях;

– початкове діюче значення періодичної складової струму трифазного

КЗ можна вважати незмінним $I_{n(0)} = I_{\kappa}^{(3)}$

– активні опори елементів ланцюга КЗ мають суттєве значення і можуть навіть перевершувати реактивні.

Методика розрахунку початкового діючого значення періодичної складової струму КЗ залежить від способу електропостачання – від енергосистеми чи від автономного ДЖ.

Розрахунок струмів КЗ починається зі складання розрахункової схеми, схеми заміщення й вибору точок КЗ. При складанні еквівалентних схем заміщення параметри елементів вихідної розрахункової схеми слід приводити до ступеня напруги мережі, на якому знаходиться точка КЗ.

					MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

Початкове діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ $I_{n(0)}$ без урахування підживлення від ЕД визначається з обов'язковим урахуванням величини активного опору

$$I_{n(0)} = \frac{U_{ном.сер}}{\sqrt{3}\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (6.1)$$

де $U_{ном.сер}$ – середня номінальна напруга ступеня мережі, де відбулося КЗ, В (400 В або 690 В);

$R_{1\Sigma}$ і $X_{1\Sigma}$ – сумарні активні й індуктивні опори прямої послідовності відповідно, мОм, усіх елементів мережі, якими протікає струм КЗ.

При визначенні максимального струму трифазного КЗ $I_{n(0)}$ у значення $R_{1\Sigma}$ і $X_{1\Sigma}$ вводяться опори живильної енергосистеми в максимальному режимі. Сумарні активний і реактивний опори прямої послідовності ланцюга КЗ обчислюють за формулами

$$R_{1\Sigma} = R_T + R_p + R_a + R_{ma} + R_{ui} + R_{кб} + R_{np} + R_k + R_o \quad (6.2)$$

$$X_{1\Sigma} = X_c + X_T + X_p + X_a + X_{ma} + X_{ui} + X_{кб} + X_{np} \quad (6.3)$$

де X_c – еквівалентний індуктивний опір системи до знижувального трансформатора, мОм, який приведений до ступеня НН;

R_T, X_T – активний та індуктивний опори прямої послідовності трансформатора, мОм, які приведені до ступеня НН;

R_p, X_p – активний та індуктивний опори реактора, мОм;

R_a, X_a – активний та індуктивний опори струмових котушок і перехідних опорів рухомих контактів автоматів, мОм, значення яких наведені в таблиці Н.1 додатка Н [2];

R_{ma}, X_{ma} – активний та індуктивний опори первинних обмоток трансформаторів струму (ТС), мОм, значення яких наведені в таблиці Н.2 додатка Н;

$R_{ш}, X_{ш}$ – активний та індуктивний опори шинопроводів, мОм, значення питомих опорів яких наведені в таблицях Ж .6 – Ж .11 додатка Ж [2];

$R_{кб}, X_{кб}$ – активний та індуктивний опори прямої послідовності кабелів, мОм, значення питомих опорів яких наведені в таблиці М .11 додатка М [2];

$R_{пр}, X_{пр}$ – активний та індуктивний опори прямої послідовності проводів, мОм, значення питомих опорів яких наведені в таблиці М Л I додатка М [2];

R_k – сумарний активний опір різних контактів і контактних з'єднань, мОм;

R_d - активний опір дуги в місці КЗ, мОм, який розраховується залежно від умов КЗ.

При розрахунку струмів КЗ в ЕУ підприємств напругою до 1 кВ, які живляться безпосередньо від мереж енергосистеми, припустимо вважати, що знижувальні трансформатори потужністю від 25 до 2500 кВ А (найчастіше потужністю 630, 1000, 1600 кВА) приєднані до джерела, незмінного за амплітудою напруги через еквівалентний індуктивний опір (X_c), значення якого в мОм, що приведене до ступеня НН, розраховується як

$$X_c = \frac{U_{ном.серНН}^2}{\sqrt{3}I_{к.ВН}U_{ном.серВН}} = \frac{U_{ном.серНН}^2}{S_k} 10^{-3}, \quad (6.4)$$

де $U_{ном.серНН}$ середня номінальна напруга мережі, яка приєднана до обмотки НН трансформатора, В;

$U_{ном.серВН}$ – середня номінальна напруга мережі, до якої приєднана обмотка ВН трансформатора, В;

$I_{к.ВН} = I_{n(0)ВН}$ – діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ у виводів обмотки ВН трансформатора, кА;

					МР 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

S_k – потужність КЗ у виводів обмотки ВН трансформатора, МВА.

За відсутності вказаних вище даних еквівалентний індуктивний опір системи можна визначати так:

$$X_c = \frac{U_{ном.серНН}^2}{\sqrt{3}I_{ном.вим} U_{ном.серВН}}, \quad (6.5)$$

де $I_{ном.вим}$ – номінальний струм вимикання вимикача, який встановлено на стороні ВН знижувального трансформатора, кА.

Якщо потужність трифазного КЗ S_k на шинах ВН $S_k \geq 50S_{ном.т}$ або $S_k / S_{ном.т} \geq 1000 / u_k (\%)$, то опором системи і живильних високовольтних ліній електропередач (ЛЕП) можна знехтувати. У цьому випадку початкове діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ буде незмінним $I_{n(0)} = I_k^{(3)}$, що відповідає живленню від системи необмеженої потужності ($X_c=0$), тоді у формулі (5.1) замість $U_{ном.сер}$ підставляють $U_{ном}$. У більшості випадків це співвідношення має місце в СЕП промислових підприємств.

Активний та індуктивний опори прямої послідовності трансформатора, мОм, які приведені до ступеня НН, розраховують за формулами:

$$R_m = \frac{P_{к.ном} U_{ном.НН}^2}{S_{ном.т}^2} 10^6 \quad (6.6)$$

$$X_m = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100P_{к.ном}}{S_{ном.т}} \right) \frac{U_{ном.НН}^2}{S_{ном.т}}} 10^4 \quad (6.7)$$

де $P_{к.ном}$ – номінальні втрати КЗ у трансформаторі, кВт;

$U_{ном.НН}$ – номінальна напруга обмотки НН трансформатора, кВ;

$S_{ном.т}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

Якщо в електричній мережі застосовується струмообмежувальний реактор, то слід враховувати його активний та реактивний опори в мОм.

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Активний опір струмообмежувального реактора розраховується як

$$R_p = \frac{\Delta P_{ном.р}}{I_{ном.р}^2} 10^3 \quad (6.8)$$

де $\Delta P_{ном.р}$ – втрати активної потужності у фазі реактора при номінальному струмі, Вт;

$I_{ном.р}$ – номінальний струм реактора, А .

Індуктивний опір реактора слід приймати за даними виготовлювача або визначити так:

$$X_p = \omega_c (L - M) \cdot 10^3 \quad (6.9)$$

де $\omega_c = 2\pi f$ – кутова частота напруги мережі, рад/с;

L - індуктивність котушки реактора, Гн;

M – взаємна індуктивність між фазами реактора, Гн.

При розрахунку $I_{n(0)}$ за формулою (5.4) підживлення від ЕД напругою до 1 кВ, які живляться від розподільних пристроїв НН трансформаторів, враховується лише при їх потужності не меншій ніж 20 % від потужності трансформатора 10(6)/0,4 кВ і тільки на розподільному пристрої НН ЦТП, тому що для інших точок значення перехідних опорів контактів і кабелів істотно знижують величину струму КЗ.

Періодичну складову струму підживлення від АД визначають за формулою

$$I_{n(0)АД} = \frac{0,9U_{ном}}{\sqrt{(X_{АД}'' + X_{вш})^2 + (R_{АД}'' + R_{вш})^2}} \quad (6.10)$$

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

де R_{AD}'' , X_{AD}'' – надперехідний індуктивний та активний опори двигуна відповідно, мОм;

$R_{ви}$, $X_{ви}$ – індуктивний та активний опори, якими АД пов'язаний з точкою КЗ відповідно, мОм.

У разі відсутності каталожних даних надперехідний індуктивний та активний опори АД, мОм, відповідно можна обчислити за формулами

$$X_{AD}'' = \frac{5,86 P_{ном.д} \cdot 10^6}{(k_{пуск} I_{ном.д})^2} \quad (6.11)$$

$$R_{AD}'' = \frac{0,63 P_{ном.д} \cdot 10^6}{(k_{пуск} I_{ном.д})^2} \quad (6.12)$$

де $P_{ном.д}$ – номінальна потужність АД, кВт;

$k_{пуск}$ – коефіцієнт пуску, в.о;

$I_{ном.д}$ – номінальний струм АД, кА.

З урахуванням підживлення від ЕД періодична складова струму визначається так:

$$I_{\kappa} = I_{n(0)} + I_{n(0)AD} \quad (6.13)$$

При розрахунках потрібно враховувати активний опір усіх перехідних контактів R_{κ} в ланцюзі КЗ: на шинах, виводах апаратів і в місці КЗ, бо реальні величини струмів КЗ значно менші, ніж розрахункові, які визначені без урахування всіх контактних з'єднань. Приблизні значення активних опорів рознімних контактів комутаційних апаратів напругою до 1 кВ наводяться в таблиці Н.4 додатка Н [2], значення активних перехідних опорів нерухомих контактних з'єднань – у таблиці Н.5 додатка Н [2].

У при приблизному врахуванні опорів контактів слід приймати:

а) $R_{\kappa} = 0,1 \text{ мОм}$ – для контактних з'єднань кабелів;

					<i>MP 3.8.14.1.403 ПЗ</i>	Аркуш
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

б) $R_{\kappa} = 0,01 \text{ мОм}$ – для шинопроводів;

в) $R_{\kappa} = 1 \text{ мОм}$ – для комутаційних апаратів.

Якщо відсутні достовірні дані щодо контактів і їх перехідних опорів, то при обчисленні струмів КЗ ураховують їх умовний сумарний опір у мережах, які живляться від трансформаторів потужністю до 1600 кВА включно, згідно з такими рекомендаціями [1, 6]:

а) на розподільних пристроях НН трансформаторів ПС – $R_{\kappa 1} = 15 \text{ мОм}$;

б) на первинних цехових розподільних пунктах (СРШ, збірках) і на затискачах ЕА, які живляться радіальними лініями від розподільних пристроїв НН ПС або головних магістралей (ШМА) – $R_{\kappa 2} = 20 \text{ мОм}$;

в) на вторинних цехових розподільних пунктах і затискачах ЕА, які живляться від первинних розподільних пунктів – $R_{\kappa 3} = 25 \text{ мОм}$;

г) на затискачах ЕА, установлених безпосередньо у ЕП, які живляться від вторинних розподільних пунктів – $R_{\kappa 3} = 30 \text{ мОм}$.

В ЕУ з автономними джерелами електроенергії початкове діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ $I_{n(0)}$ без урахування підживлення від ЕД в кА визначається за формулою

$$I_{n(0)} = \frac{E_{\phi}''}{\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (6.14)$$

де E_{ϕ}'' – надперехідна ЕРС (фазне значення) автономного джерела, В (значення цієї ЕРС розраховується як для СД);

$R_{1\Sigma}$ і $X_{1\Sigma}$ – сумарні активні й індуктивні опори прямої послідовності ланцюга КЗ відповідно, мОм.

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ці опори визначають так:

$$R_{1\Sigma} = R_{cm} + R_a + R_{ma} + R_p + R_{ui} + R_{к\delta} + R_{np} + R_{к} + R_{\delta} \quad (6.15)$$

$$X_{1\Sigma} = X_d'' + X_a + X_{ma} + X_p + X_{ui} + X_{к\delta} + X_{np}, \quad (6.16)$$

де R_{cm} – активний опір обмотки статора автономного джерела;

X_d'' – надперехідний опір за поздовжньою віссю ротора.

Ударний струм КЗ визначається для моменту часу $t = 0,01$ с. У радіальній лінії при $i_{n(0,01)} = \sqrt{2}I_{n(0)}$ ударний струм дорівнює

$$i_y = k_y \sqrt{2}I_{n(0)}, \quad (6.17)$$

де k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу T_a .

Для практичних розрахунків в електричних мережах напругою до 1 кВ приймаються такі значення ударного коефіцієнта k_y : при потужності трансформатора 2500-1600 кВА $k_y = 1,6 - 1,55$; 1000-250 кВА $k_y = 1,5 - 1,35$; 160-25 кВА $k_y = 1,3 - 1,15$; при значеннях $x_{1e} / r_{1e} < 0,6$ (віддалена точка) – $k_y = 1$. Допускається приймати значення ударного коефіцієнта $k_y = 1,3$ при КЗ у розподільних пристроях НН КТП та в місцях приєднання кабелів і шинопроводів до них і $k_y = 1$ для всіх інших випадків.

Струми КЗ від АД, які безпосередньо приєднані до місця КЗ короткими відгалуженнями (3-5 м), ураховують лише при визначенні ударного струму КЗ і визначають як

$$i_{y,\delta} = \sqrt{2}k_{пуск} I_{ном.\delta.\Sigma}, \quad (6.18)$$

де $k_{пуск}$ – коефіцієнт пуску;

$I_{ном.\delta.\Sigma}$ – номінальний струм одночасно працюючих ЕД.

					МР 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результуюче значення ударного струму визначають як суму ударного струмів від енергосистеми і від ЕД за формулою

$$i_y = i_{y.c} + i_{y.d} = k_y \sqrt{2} I_k + \sqrt{2} K_{пуск} I_{ном.д.Σ} \quad (6.19)$$

Визначаємо струм трифазного КЗ у початковий момент часу в електричній мережі напругою цеху в точках $K1, K1', K2, K2'$ і $K3$ для схеми на рисунку 6.1.

Схема заміщення при радіальній і магістральній схемах живлення на стороні 10(6) кВ для однострансформаторної або двотрансформаторної ПС однакова (рисунок 6.1, б), бо проектувана ЦТП є першою в магістральній схемі та в нормальному режимі роботи трансформатори двотрансформаторної ПС працюють роздільно.

					<i>MP 3.8.141.403 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

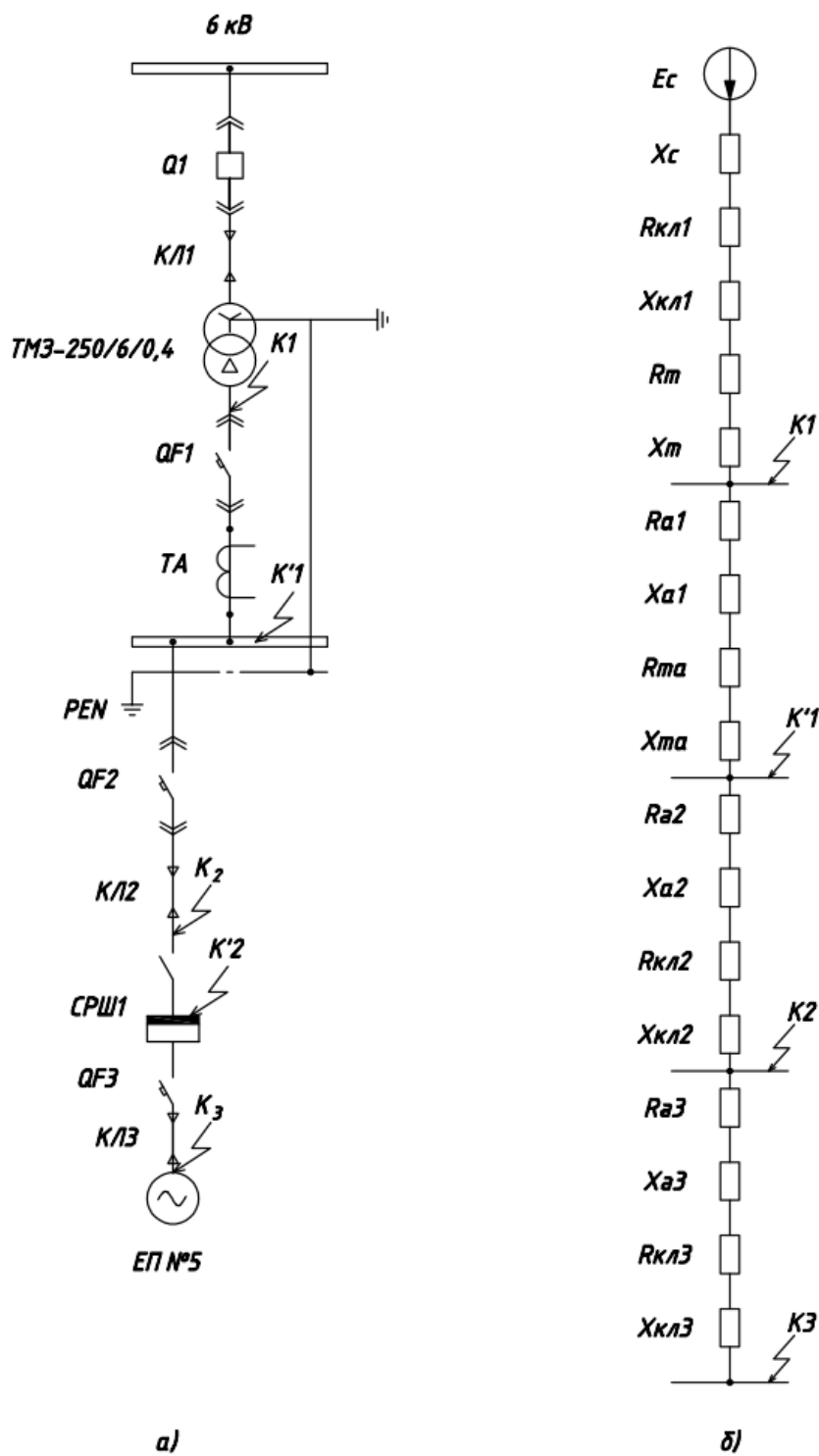


Рисунок 6.1 – Розрахункова схема (а) і схема заміщення (б) для розрахунку струмів трифазного короткого замикання

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Вихідні дані взяті з попередніх результатів розрахунків:

Система: $I_{n(0)} = 6 \text{ кА}$, $U_{\text{ном.вн}} = 10,5 \text{ кВ}$.

Трансформатор типу: ТМЗ–250/6; $S_{\text{ном.т}} = 250 \text{ кВА}$; $U_{\text{ном.вн}} = 6 \text{ кВ}$;
 $U_{\text{ном.нн}} = 0,4 \text{ кВ}$.

Автомати струм уставки яких:

$QF1: I_{\text{ном а}} = 630 \text{ А}$;

$QF2: I_{\text{ном а}} = 250 \text{ А}$;

$QF3: I_{\text{ном а}} = 80 \text{ А}$.

Трансформатори струму: ТА1 з коефіцієнтом трансформації 300/5;

Кабельні лінії:

$КЛ1: ААШВ - 3 \times 50$; $l_{\text{кб1}} = 1150 \text{ м}$;

$КЛ2: АВВГнг(4 \times 150)$; $l_{\text{кб2}} = 28 \text{ м}$;

$КЛ3: АВВГнг 4 \times 25$; $l_{\text{пр}} = 45 \text{ м}$.

Базисна напруга ступеня в електричній мережі напругою до 1 кВ:

$$U_{\text{г}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном.нн.}} = 1,05 \cdot 380 = 400 \text{ В}$$

1 етап: Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення.

Індуктивний опір системи, який приведений до ступеня НН, визначається за формулою 6.5:

$$X_c = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 6300} = 2,44 \text{ мОм}$$

У таблиці М.11 додатка М [2] для кабельної лінії напругою 6 кВ ($КЛ1$) питомі опори такі: $r_n = 0,894 \text{ мОм/м}$; $x_n = 0,088 \text{ мОм/м}$. Активний та індуктивний опори кабельної лінії, які приведені до ступеня НН, визначаються за формулами:

					MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{кб.1} = r_n \cdot l_{кб1} \cdot \frac{U_{ном.серНН}}{U_{ном.серВН}} \quad (6.20)$$

$$X_{кб.1} = x_n \cdot l_{кб1} \cdot \frac{U_{ном.серНН}}{U_{ном.серВН}} \quad (6.21)$$

Використовуємо формулу (6.20), (6.21):

$$R_{кб.1} = 0,894 \cdot 1150 \cdot \frac{400}{6300} = 65,3 \text{ мОм}$$

$$X_{кб.1} = 0,088 \cdot 1150 \cdot \frac{400}{6300} = 6,43 \text{ мОм}$$

З таблиці Л.1 додатка Л [2] приймаються втрати КЗ $P_{к.ном} = 3,7 \text{ кВт}$, напруга КЗ $u_k = 4,5 \%$. Активний та індуктивний опори прямої послідовності трансформатора, які приведені до ступеня НН, визначаються за формулами 6.6 та 6.7:

$$R_T = \frac{3,7 \cdot 0,4^2}{250^2} \cdot 10^6 = 9,47 \text{ мОм}$$

$$X_T = \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 3,7}{250}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{250} \cdot 10^4 = 27,19 \text{ мОм}$$

4) З таблиці Н.1 додатка Н [2] для автомата QF1 630 А приймається $R_{a.1} = 0,41 \text{ мОм}$; $X_{a.1} = 0,13 \text{ мОм}$.

5) З таблиці Н.2 додатка Н [2] для ТС (ТА1) з коефіцієнтом трансформації 300/5 для класу точності 1 приймається $R_{ma1} = 0,2 \text{ мОм}$; $X_{ma1} = 0,3 \text{ мОм}$.

6) З таблиці Н.1 додатка Н [2] для автомата QF2 250А приймається $R_{a.2} = 1,1 \text{ мОм}$; $X_{a.2} = 0,5 \text{ мОм}$.

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7) З таблиці М.11 додатка М [2] для кабельної лінії напругою до 1 кВ (КЛ2) з однаковим перерізом питомі опори такі: $r_n = 0,208 \text{ мОм/м}$; $x_n = 0,079 \text{ мОм/м}$. Активний та індуктивний опори кабельної лінії КЛ2 визначаються за формулами (6.201) і (6.21):

$$R_{кб2} = r_n \cdot l_{кб2} = 0,208 \cdot 28 = 5,824 \text{ мОм}$$

$$X_{кб2} = x_n \cdot l_{кб2} = 0,079 \cdot 28 = 2,212 \text{ мОм}$$

8) З таблиці Н.1 додатка Н [2] для автомата QF3 80А приймається $R_{a.3} = 2,6 \text{ мОм}$; $X_{a.3} = 1,47 \text{ мОм}$.

9) У таблиці М.11 додатка М [2] для КЛ3 до ЕП №3 питомі опори такі: $r_n = 1,25 \text{ мОм/м}$; $x_n = 0,091 \text{ мОм/м}$. За формулами (6.201) і (6.21): визначаються активний та індуктивний опори:

$$R_{np} = r_n \cdot l_{np} = 1,25 \cdot 45 = 55,6 \text{ мОм}$$

$$X_{np} = x_n \cdot l_{np} = 0,091 \cdot 45 = 4,05 \text{ мОм}$$

2 етап: Визначення діючого значення періодичної складової струму трифазного КЗ у початковий момент (початкового надперехідного струму) у різних точках схеми.

1) Визначення струму трифазного КЗ у точці К1. Сумарні опори щодо точки К1 визначаються так:

$$R_{\sum K1} = R_{кб1} + R_T = 65,3 + 9,47 = 74,7 \text{ мОм}$$

$$X_{\sum K1} = X_c + X_{кб1} + X_T = 2,44 + 6,43 + 27,19 = 36,1 \text{ мОм}$$

$$Z_{\sum K1} = \sqrt{R_{\sum K1}^2 + X_{\sum K1}^2} = \sqrt{74,4^2 + 36,1^2} = 83,0 \text{ мОм}$$

					МР 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Початкове діюче значення періодичної складової трифазного струму при металевому КЗ визначається за формулою 6.1:

$$I_{K1(0)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 83,0} = 2,78 \text{ кА}$$

2) Визначення струму трифазного КЗ у точці K_1' . Сумарні опори щодо точки K_1' визначаються так:

$$R_{\Sigma K_1'} = R_{\Sigma K_1} + R_{a1} + R_{ma1} + R_{k1} = 74,74 + 0,41 + 0,2 + 15 = 90,4 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma K_1'} = X_{\Sigma K_1} + X_{a1} + X_{ma1} = 36,07 + 0,13 + 0,3 = 36,5 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma K_1'} = \sqrt{R_{\Sigma K_1'}^2 + X_{\Sigma K_1'}^2} = \sqrt{90,4^2 + 36,5^2} = 97,5 \text{ мОм}$$

Початкове діюче значення періодичної складової трифазного струму при металевому КЗ визначається за формулою:

$$I_{K1'(0)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K_1'}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 97,5} = 2,36 \text{ кА}$$

3) Визначення струму трифазного КЗ у точці K_2 . Сумарні опори щодо точки K_2 визначаються так:

$$R_{\Sigma K_2} = R_{\Sigma K_1'} + R_{a2} + R_{кб2} + R_{k2} = 90,4 + 1,1 + 5,8 + 20 = 117,3 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma K_2} = X_{\Sigma K_1'} + X_{a2} + X_{кб2} = 36,5 + 0,5 + 2,2 = 39,2 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma K_2} = \sqrt{R_{\Sigma K_2}^2 + X_{\Sigma K_2}^2} = \sqrt{117,3^2 + 39,2^2} = 123,7 \text{ мОм}$$

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Початкове діюче значення періодичної складової трифазного струму при металевому КЗ визначається за формулою:

$$I_{K_2(0)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K_2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 123,7} = 1,87 \text{ кА}$$

4) Визначення струму трифазного КЗ у точці К₂'. Сумарні опори щодо точки К₂' визначаються так:

$$R_{\Sigma K_2'} = R_{\Sigma K_1'} + R_{a2} + R_{\kappa\phi 2} + R_{\kappa 3} = 117,3 + 1,1 + 5,8 + 25 = 142,3 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma K_2'} = X_{\Sigma K_2} = 39,2 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma K_2'} = \sqrt{R_{\Sigma K_2'}^2 + X_{\Sigma K_2'}^2} = \sqrt{131,2^2 + 43,7^2} = 147,6 \text{ мОм}$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму при металевому КЗ визначається за формулою:

$$I_{K_2'(0)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K_2'}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 147,6} = 1,56 \text{ кА}$$

5) Визначення струму трифазного КЗ у точці К₃. Сумарні опори щодо точки К₃ визначаються так:

$$R_{\Sigma K_3} = R_{\Sigma K_2'} + R_{a3} + R_{\kappa\phi 3} + R_{\kappa 4} = 142,3 + 2,6 + 55,6 + 30 = 230,5 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma K_3} = X_{\Sigma K_2'} + X_{a3} + X_{\kappa\phi 3} = 39,2 + 1,47 + 4,05 = 44,7 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma K_3} = \sqrt{R_{\Sigma K_3}^2 + X_{\Sigma K_3}^2} = \sqrt{230,5^2 + 44,7^2} = 234,8 \text{ мОм}$$

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Початкове діюче значення періодичної складової трифазного струму при металевому КЗ визначається за формулою:

$$I_{K3(0)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K3}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 234,8} = 0,984 \text{ кА}$$

Результати розрахунку струмів трифазних КЗ у початковий момент часу в електричній мережі цеху в точках K_1 , K_1' , K_2 , K_2' і K_3 наводяться в таблиці 6.1.

3 етап. Визначення ударних струмів у різних точках схеми.

1) За формулою (6.17) ударний струм у точці K_1 :

$$i_{yK1} = k_{yK1} \sqrt{2} I_{K1(0)} = 1,35 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,78 = 5,3 \text{ кА}$$

У формулі приймається $k_{yK1} = 1,35$ для номінальної потужності трансформатора 250 кВА.

2) Ударний струм у точці K_1'

$$i_{yK1'} = k_{yK1'} \sqrt{2} I_{K1'(0)} = 1,35 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,37 = 4,52 \text{ кА}$$

3) Ударний струм в точці K_2 від енергосистеми

$$i_{yK2} = k_{yK2} \sqrt{2} I_{K2(0)} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,87 = 2,64 \text{ кА}$$

У формулі приймається $k_{yK2} = 1,0$.

4) Ударний струм в точці K_2' від енергосистеми

$$i_{yK_2'} = k_{yK_2'} \sqrt{2} I_{K2(0)} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,56 = 2,21 \text{ кА}$$

5) Ударний струм в точці K_2 від енергосистеми

$$i_{yK_2} = k_{yK_2} \sqrt{2} I_{K2(0)} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,87 = 2,64 \text{ кА}$$

6) Ударний струм в точці K_3 від енергосистеми

$$i_{yK_3} = k_{yK_3} \sqrt{2} I_{K3(0)} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,984 = 1,39 \text{ кА}$$

6.2 Розрахунок струмів однофазного короткого замикання

Однофазні КЗ розраховують для перевірки надійності вимикання лінії в разі пробою ізоляції та появи на корпусі устаткування потенціалу, величина якого небезпечна для життя персоналу. Тому інтерес становить мінімально можлива величина струму однофазного КЗ, яка буде наприкінці ділянки, що захищається, тому що цей струм має бути достатнім для спрацьовування захисту (запобіжника, розчеплювача автомата або вимикача чи запобіжника в ланцюзі 6 кВ, якщо захист у ланцюзі 0,38 кВ нечутливий).

Якщо потужність живильної енергосистеми значна ($X_c < 0,1X_T$), початкове діюче значення періодичної складової струму однофазного металевого КЗ в електричній мережі напругою до 1 кВ визначаємо за формулою:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{z_T^{(1)}}{3} + z_{IT}} \quad (6.22)$$

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де U_ϕ – фазна напруга мережі, В;

Z_{HT} – повний опір петлі "фаза - нуль" від трансформатора до точки КЗ, обмірюваний при іспитах або знайдений із розрахунків, мОм;

$Z_T^{(1)}$ – повний опір знижувального трансформатора струмам однофазного КЗ, значення якого залежно від потужності та схеми з'єднання трансформаторів приймається з таблиці Н.3 додатка Н [2] або визначається як:

$$Z_T^{(1)} = \sqrt{(R_{1T} + R_{2T} + R_{0T})^2 + (X_{1T} + X_{2T} + X_{0T})^2} \quad (6.23)$$

де R_{1T} і X_{1T} – активний та індуктивний опори трансформатора струмам прямої послідовності, мОм;

$R_{2T} = R_{1T}$ і $X_{2T} = X_{1T}$ – те саме зворотної послідовності, мОм;

R_{0T} і X_{0T} – те саме нульової послідовності, мОм.

Опори трансформатора струмам нульової послідовності значною мірою залежать від схеми з'єднання обмоток трансформатора, тому рекомендується схема "трикутник - зірка з нейтраллю" (Δ / Y_H), у якій порівняно зі схемою "зірка-зірка з нейтраллю" (Y/Y_H) струм однофазного КЗ на шинах НН (до 1 кВ) у 3 рази більший, що сприяє надійному спрацюванню захисних апаратів (автоматів).

Якщо живильна енергосистема має обмежену потужність, то значення $Z_T^{(1)}$ збільшується з урахуванням опору енергосистеми [2].

$$Z_T^{(1)} = \sqrt{(R_{1T} + R_{2T} + R_{0T} + 2 \cdot R_C)^2 + (X_{1T} + X_{2T} + X_{0T} + 2 \cdot X_C)^2} \quad (6.24)$$

Опір петлі "фаза-нуль" для ланцюга з n послідовно з'єднаних ділянок визначається за формулою:

					<i>MP 3.8.141.403 ПЗ</i>	Аркуш
						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_{IT} = \sum_{i=1}^n z_{n.nm.i} \cdot l_i \quad (6.25)$$

де $Z_{n.nm.i}$ – питомий опір петлі "фаза - нуль" кожної наступної ділянки від трансформатора до точки КЗ, (величини $Z_{n.nm.i}$ наведені в таблицях Н.6 [2]);
 l_i – довжина і-ї ділянки, м.

Свинцеві оболонки кабелів як заземлюючі провідники використовувати не дозволяється. Для вибухонебезпечних приміщень на допоміжні провідники занулення (алюмінієві оболонки кабелів, сталеві смуги) у розрахунковій схемі не зважають.

Для більш точного визначення струмів однофазних КЗ, крім опорів трансформатора й зовнішньої живильної мережі, ураховують сумарний активний і індуктивний опори петлі "фаза - нуль", що містять опори шинопроводів, апаратів і перехідних опорів, починаючи від нейтралі знижувального трансформатора, а також опір дуги.

З урахуванням опору мережі понад 1 кВ (опорів трансформатора і живильної мережі X_c і R_c), перехідних активних опорів контактів і опору дуги фактичне значення струму однофазного КЗ буде меншим, тому в разі необхідності більш точного визначення струму (наприклад, якщо його величина близька до уставок спрацьовування захисту) за будь-якої потужності живильної енергосистеми користуються формулою [2].

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{z_\Sigma^{(1)}}{3} + z_{IT}} \quad (6.26)$$

Величина $Z_S^{(1)}$ з урахуванням перехідних активних опорів контактів $R_k = 15 \text{ мОм}$ обчислюється як [2].

$$Z_\Sigma^{(1)} = \sqrt{(R_{1T} + R_{2T} + R_{0T} + 2 \cdot R_c + 3 \cdot R_{IT})^2 + (X_{1T} + X_{2T} + X_{0T} + 2 \cdot X_c)^2} \quad (6.27)$$

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначити струм однофазного КЗ у точках K_1 , K_2 і K_3 . Визначаємо струм однофазного КЗ у точках K_1 , K_2 і K_3 для схеми на рисунку 6.2.

Трансформатор типу ТМЗ – 250/6, схема з'єднання обмоток трансформатора "трикутник - зірка з нейтраллю" (Δ / Y_H).

Кабельні лінії: КЛ2: АВВГнг (4×150); $l_{кб2} = 28$ м;

Кабель до ЕП № 3: АВВГнг (4×25); $l_{кб3} = 45$ м.

З таблиці Н3 додатка Н [2] для трансформатора з номінальною потужністю 250 кВА і схемою з'єднання обмоток трансформатора "трикутник - зірка з нейтраллю" (Δ/Y_H) повний опір струму однофазного КЗ $Z_T^{(1)} = 86,3$ мОм. За формулою (6.22) струм однофазного металевого КЗ в т. K_1 :

$$I_K^{(1)} = \frac{220}{\frac{135}{3}} = 4,889 \text{ кА}$$

З таблиці Н7 додатка Н [2] повні питомі опори $z_{n.nm}$ ланцюга "фаза - нуль" для чотирижильних кабелів та проводів з алюмінієвими жилами такі: $Z_{n.nm.кб2} = 0,52$ мОм / м; $Z_{n.nm.пр.} = 2,96$ мОм / м.

Повний опір петлі "фаза - нуль" до точки K_2 , за формулою (6.25):

$$Z_{nm,2} = Z_{nm.кб1} \cdot l = 0,52 \cdot 28 = 14,56 \text{ мОм}$$

За формулою (6.22) струм однофазного металевого КЗ у точці K_2 :

$$I_K^{(1)} = \frac{220}{\frac{86,3}{3} + 14,56} = 5,08 \text{ кА}$$

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Повний опір петлі "фаза - нуль" до точки КЗ визначається за формулою:

$$Z_{nm.3} = Z_{nm.кб.2} + Z_{nm.нр}$$

$$Z_{nm.3} = 14,56 + 2,96 \cdot 45 = 146,28 \text{ мОм}$$

За формулою (6.22) струм однофазного металевого КЗ у точці К₃:

$$I_K^{(1)} = \frac{220}{\frac{86,3}{3} + 146,28} = 1,26 \text{ кА}$$

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
						101
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

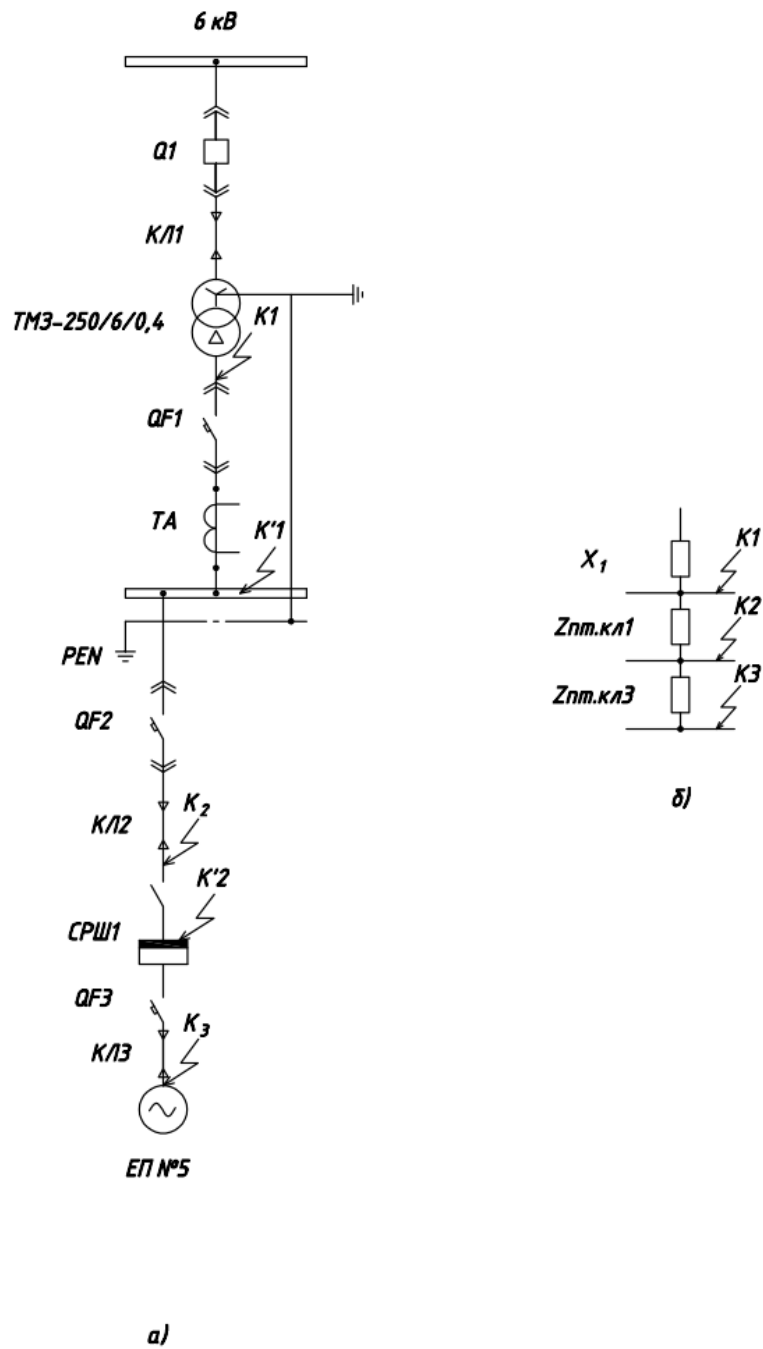


Рисунок 6.2 – Розрахункова схема (а) і схема заміщення (б) для розрахунку струмів однофазного короткого замикання

Результати розрахунку струмів однофазного КЗ в електричній мережі напругою до 1 кВ у точках K_1 , K_2 і K_3 наводяться в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Результати розрахунку струмів КЗ у різних точках електричної мережі цеху

Назва	№ ЕП	Струм трифазного КЗ/ударний струм, кА					Струм однофазного КЗ, кА		
		K_3	K_2'	K_2	K_1'	K_1	K_3	K_2	K_1
СРШ1	5	1,02	1,56	1,87	2,37	2,78	1,42	5,07	7,65
	6	1,0					1,32		
	7	0,983					1,25		
	8	0,848					0,86		
	13	0,311					0,158		
	17	0,828					0,83		
	23	0,314					0,314		
СРШ2	9	0,617	1,47	1,73	2,36	2,78	0,390	3,01	7,65
	10	0,622					0,396		
	11	0,629					0,403		
	12	0,636					0,410		
	14	0,341					0,177		
	15	0,446					0,248		
	16	0,792					0,669		
	18	0,341					0,177		
	19	0,341					0,177		
	20	0,400					0,218		
	21	0,472					0,275		
	22	0,574					0,372		
	24	0,773					0,676		
	25	0,777					0,684		
	26	0,781					0,693		
27	0,785	0,7							

Таблиця 6.2 – Результати розрахунку ударного струму у різних точках електричної мережі цеху

Назва	№ ЕП	Ударний струм, кА				
		K_3	K_2'	K_2	K_1'	K_1
СРШ1	5	1,44	2,64	2,64	4,52	5,3
	6	1,41				
	7	1,39				
	8	1,2				
	13	0,44				
	17	1,213				
	23	0,76				
СРШ2	9	0,872	2,44	2,44	4,51	5,3
	10	0,881				
	11	0,889				
	12	0,9				
	14	0,483				
	15	0,630				
	16	1,12				
	18	1,213				
	19	0,482				
	20	0,566				
	21	0,67				
	22	0,811				
	24	1,093				
	25	1,098				
	26	1,1				
27	1,11					

7 Вибір електричних апаратів

7.1 Вибір автоматичних вимикачів

Вибір і перевірка всіх ЕА напругою до і понад 1 кВ мають відповідати таким умовам:

1) міцності ізоляції для роботи в тривалому режимі та при короткочасних перенапругах:

$$U_{ном.е.а.} \geq U_{ном.м.} \quad (7.1)$$

де $U_{ном.е.а.}$ і $U_{ном.м.}$ – номінальна напруга ЕА і номінальна напруга електричної мережі (установки) відповідно, у якій застосовується ЕА;

2) допустимого нагрівання струмами в тривалому режимі:

$$I_{ном.е.а.} \geq I_{ф.} \quad (7.2)$$

де $I_{ном.е.а.}$ і $I_{ф.}$ – номінальний струм ЕА і струм форсованого режиму відповідно, тобто тривалий максимальний робочий струм, який може через нього протікати;

3) відповідності навколишньому середовищу (нормальне, пожежонебезпечне, вибухонебезпечне та ін.), роду установки (внутрішня, зовнішня) і конструктивному виконанню (висувна, стаціонарна) та ін.;

4) параметрам основної функціональної характеристики: комутаційні ЕА – струм вимикання (вмикання) при КЗ (комутаційна здатність), ЕА захисту – номінальний струм плавкої вставки запобіжника чи уставки розчеплювача автомата.

Перевірку вибраних ЕА проводять за їх стійкістю та працездатністю при наскрізних струмах КЗ. Мають виконуватися такі умови:

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		105

5) струм електродинамічної стійкості ЕАД:

$$i_{дин} \geq i_y \quad (7.3)$$

де i_y – розрахунковий ударний струм;

б) допустимий струм термічної стійкості апарата I_τ з допустимий час термічної стійкості t_τ :

$$I_\tau^2 \cdot t_\tau \geq I_K^2 \cdot t \quad (7.4)$$

де I_K і t – розрахункові параметри струму КЗ і дійсного часу вимикання КЗ відповідно.

Таким чином, номінальна напруга цих автоматів вибирається як:

$$U_{ном.а} \geq U_{ном.м} \quad (7.5)$$

Номінальний струм автоматів і номінальні струми розчеплювачів не повинні бути меншими за струм форсованого режиму:

$$I_{ном.а} \geq I_\phi \quad (7.6)$$

$$I_{ном.р} \geq I_\phi \quad (7.7)$$

У формулах (7.6) і (7.7) беруться найближчі значення номінальних струмів автоматів і розчеплювачів. Автомати звичайно мають кілька номінальних струмів розчеплювача. Найбільше значення номінального струму розчеплювача дорівнює номінальному струму автомата, тому .

Струм форсованого режиму визначається за формулою:

$$I_\phi = K_{рез} \cdot I_p \quad (7.8)$$

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						106
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $K_{рез}$ – коефіцієнт резервування;

I_p – розрахунковий струм (береться залежно від місця знаходження ЕА в схемі електропостачання).

Уставка струму спрацювання від перевантаження $I_{c.n}$ (уставка струму теплового розчеплювача $I_{y.m.p}$) вибирається за умови:

$$I_{c.n} = I_{y.m.p} \geq K \cdot I_p \quad (7.9)$$

де K – коефіцієнт, який приймається 1,1 для автомата вводу $QF1$ і для автомата $QF2$, 1,25 – для автомата $QF3$ або 1,0 на лініях до силових ЕП, які не мають у своєму складі ЕД.

У формулі (7.9) для автомата вводу $QF1$ як розрахунковий струм приймається струм форсованого режиму трансформатора I_ϕ ; для автомата $QF2$ – розрахунковий струм другого рівня електропостачання $I_{p.2}$; для автомата $QF3$ – розрахунковий струм першого рівня електропостачання одного ЕП $I_{p.1}$ (номінальний струм ЕП $I_{ном.}$ ЕП при $k_3 = 1$).

Для автомата вводу $QF1$ спрацювання відсічки розчеплювач миттєвої дії $I_{c.в}$ визначається за формулою:

$$I_{c.в} \geq (6-10) \cdot I_{ном.Т} \quad (7.11)$$

де $I_{ном.Т}$ – номінальний струм трансформатора на стороні НН.

У формулі (7.11) більші кратності приймаються для трансформаторів з малою номінальною потужністю ($S_{ном.Т} \leq 400$ кВА), які мають більші опори та відповідно менші струми КЗ.

Умова перевірки від пікових струмів для групи ЕП (автомат $QF2$) і від пускових струмів для одного ЕП (автомат $QF3$) полягає у виборі уставки струму спрацювання відсічки розчеплювача миттєвої дії $I_{c.в}$ (уставки

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						107
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

струму електромагнітного розчеплювача $I_{y.e.p}$) більше цих струмів відповідно не менш ніж на 25 %, тому що похибка від розкиду характеристик може досягати до 15 %.

$$I_{c.v.} = I_{y.e.p} \geq 1,25 \cdot I_{пик} \quad (7.12)$$

$$I_{c.v.} = I_{y.e.p} \geq 1,25 \cdot I_{пуск} \quad (7.13)$$

де $I_{пик}$ і $I_{пуск}$ – піковий струм групи ЕП за формулами (3.32), (3.10) відповідно (дані пускових і пікових струмів беруться з результатів розрахунків розділу 3).

У лініях з ККУ струм спрацьовування відсічки (електромагнітного розчеплювача) вибирається за формулою:

$$I_{c.v.} = I_{y.e.p} \geq 1,3 \cdot I_{ном.ККУ} \quad (7.14)$$

де $I_{ном.ККУ}$ – номінальний струм ККУ.

Як комутаційний апарат автомати перевіряють щодо здатності вимикання за умови:

$$I_{ном.в.а.} \geq I_{п.о} = I_{к}^{(3)} \quad (7.15)$$

де $I_{ном.в.а.}$ – номінальний струм вимикання автомата при нормованих умовах роботи;

$I_{п.о} = I_{к}^{(3)}$ – початкове діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ, до того ж для автоматів вводу й секційних автоматів цей струм визначають для металевого КЗ без перехідних опорів, а для інших (автоматів QF2 і QF3) – з урахуванням опору контактів $R_{к}$.

Відповідно до пункту 4 (функціональне призначення) для чутливості захисту (надійного його спрацювання) мінімальний струм КЗ (звичайно це струм однофазного КЗ у найбільш віддаленій точці лінії, яка захищається) має

перевищувати уставки розчеплювачів залежно від їх типів у таких співвідношеннях.

Для розчеплювача миттєвої дії (електромагнітного або напівпровідникового) з номінальним струмом більше 100 А:

$$I_{\kappa}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{c.в} \quad (7.16)$$

При струмі до 100 А включно:

$$I_{\kappa}^{(1)} \geq 1,4 \cdot I_{c.в} \quad (7.17)$$

Для розчеплювача уповільненої дії:

$$I_{\kappa}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{c.в} \quad (7.18)$$

Вибірковість дії послідовно встановлених автоматів забезпечується за умови, що їх захисні характеристики на карті селективності не повинні перетинатися, до того ж уставки струму розчеплювачів уповільненої й миттєвої дії в автомата, розташованого ближче до ЕП, мають бути в 1,5 рази менші, ніж у більш віддаленого автомата [2].

7.1.1 Вибір автоматів живильної мережі цеху

Вибір автомата вводу *QF1 QF2* та для $S_{ном.Т} = 250 \text{ кВА}$, вибираємо автомат Eaton PDE33G0630TAAS 3TP, 630А, 36кА: струмообмежувальний з тепловим і електромагнітним розчеплювачами.

За формулою (7.5) номінальна напруга автомата обирається як:

$$440 \geq 380 \text{ В}$$

					MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
						109
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За формулою (4.15) визначимо номінальний вторинний струм трансформатора:

$$I_{ном.т} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 379,836 \text{ A}$$

Для двотрансформаторної ПС і за відсутності даних про систематичне перевантаження коефіцієнт резервування приймається $K_{рез} = 1,4$ тому струм перевантаження трансформатора за формулою (7.8) дорівнює:

$$I_{\phi} = 1,4 \cdot 379,836 = 531,7 \text{ A}$$

Тоді за формулою (7.6) номінальний струм автомата: Eaton PDE33G0630TAAS 3TP, 630A, 36кА:

$$I_{ном.а} = 630 \text{ A} > I_{\phi} = 531,7$$

За формулою (7.7) номінальний струм теплового розчеплювача:

$$I_{ном.т.р} = 630 \text{ A} > I_{пер} = 531,7$$

Для автомату Eaton PDE33G0630TAAS 3TP, 630A, 36кА кратність струму спрацювання (уставки) теплового розчеплювача до номінального струму теплового розчеплювача становить 1,25. Таким чином, уставка струму теплового розчеплювача:

$$I_{у.т.р} = 1,25 \cdot I_{ном.т.р} = 1,25 \cdot 630 = 787,5 \text{ A}$$

					MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
						110
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За формулою (7.9):

$$I_{y.t.p.} = 787,5 \text{ A} > 1,1 \cdot 531,7 = 584,87$$

Для автомату Eaton PDE33G0630TAAS ЗТР у разі наявності теплового розчеплювача відношення струму спрацювання відсічки $I_{c.в.}$ (електромагнітного розчеплювача) до номінального струму теплового розчеплювача $I_{ном.т.р.}$ ($I_{y.t.p.} / I_{ном.т.р.}$) становить 8. Таким чином, струм спрацювання відсічки (електромагнітного розчеплювача):

$$I_{c.в.} = I_{y.e.p.} = 8 \cdot I_{ном.т.р.} = 8 \cdot 630 = 5040 \text{ A}$$

За формулою (7.12):

$$I_{c.в.} = 5040 \text{ A} > 8 \cdot 531,7 = 4253,6 \text{ A}$$

При перевірці вимикання струму трифазного КЗ автоматом вводу беремо струм трифазного КЗ в точці К1 (без урахування R_K) з табл.6.1 $I_{K1(0)} = 2,78 \text{ кА}$. Для автоматів Eaton PDE33G0630TAAS ЗТР, 630А, 36кА вимикаюча гранична комутаційна здатність (ВГКЗ) при $I_{ном.а} = 630 \text{ A}$ становить $I_{ном.в.а} = 36 \text{ кА}$. За формулою (7.16):

$$36 \text{ кА} > 2,78 \text{ кА}$$

Для перевірки чутливості захисту з табл.6.1 струм однофазного КЗ на шинах НН ТП кА. За формулою (7.17) для електромагнітного розчеплювача з номінальним струмом більше 100А:

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		111

$$I_{\kappa}^{(1)} = 7,65 > 1,4 \cdot 4,25 = 5,95 \text{ кА}$$

Остаточню обираємо вимикача автоматичний Eaton PDE33G0630TAAS 3ТР, 630А, 36кА з такими параметрами: $U_{ном.а} = 440 \text{ В}$, $I_{ном.а} = 630 \text{ А}$, $I_{у.т.р.} = 787,5 \text{ А}$, $I_{у.е.р.} = 5040 \text{ А}$, $I_{ном.в.а} = 36 \text{ кА}$. Дані цього автомату наводяться в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Каталожні та розрахункові дані автомата QF1 типу Eaton PDE33G0630TAAS 3ТР, 630А, 36кА

Умова вибору	Каталожні дані	Розрахункові дані
За номінальною напругою $U_{ном.а} \geq U_{ном.м}$	$U_{ном.а} = 440 \text{ В}$	$U_{ном.а} = 380 \text{ В}$
За номінальним струмом автомата $I_{ном.а} \geq I_{пер}$	$I_{ном.а} = 630 \text{ А}$	$I_{пер} = K_{рез} \cdot I_{ном.Т} = 1,4 \cdot 379,836 = 531,7 \text{ А}$
За номінальним струмом розчеплювача $I_{ном.р} \geq I_{пер}$	$I_{ном.т.р.} = 630 \text{ А}$	$I_{пер} = K_{рез} \cdot I_{ном.Т} = 1,4 \cdot 379,836 = 531,7 \text{ А}$
За номінальними струмом автомата та його розчеплювачів $I_{ном.а} \geq I_{ном.р}$	$I_{ном.а} = 630 \text{ А}$	$I_{ном.р} = 531,7 \text{ А}$
За струмом уставки теплового розчеплювача $I_{с.п} = I_{у.т.р} \geq 1,1 \cdot I_{пер}$	$I_{у.т.р.} = 1,25 \cdot 630 = 787,5 \text{ А}$	$1,1 \cdot I_{пер} = 1,1 \cdot 531,7 = 584,87 \text{ А}$
За умови відбудови від пікових струмів $I_{у.е.р} \geq (6-10) \cdot I_{ном.Т}$	$I_{у.е.р} = 8 \cdot I_{ном.т.р.} = 8 \cdot 630 = 5040 \text{ А}$	$I_{с.в.} = 8 \cdot I_{ном.Т} = 8 \cdot 531,7 = 4253,6 \text{ А}$
За номінальним струмом вимикання автомата $I_{ном.в.а} = I_{п.(0)} = I_{\kappa}^{(3)}$	$I_{ном.в.а} = 36 \text{ кА}$	$I_{\kappa 1(0)} = 2,78 \text{ кА}$
За умовою чутливості $I_{\kappa}^{(1)} \geq 1,4 \cdot I_{с.в}$	$I_{\kappa}^{(1)} = 7,65 \text{ кА}$	$1,4 \cdot I_{с.в} = 1,4 \cdot 4,25 = 5,95 \text{ кА}$

Аналогічно проводимо розрахунок для вибору лінійних автоматів і автоматів до ЕП. Результати записуємо до табл.6.2 та 6.3 відповідно.

Таблиця 7.2 – Результати вибору лінійних автоматів QF2 – QF4

Живильна лінія	Тип автомата	$U_{ном.}$, В	$I_{ном.а}$, А	$I_{ном.т.р.}$, А	$I_{у.т.р.}$, А	$I_{у.е.р.}$, А	$I_{ном.в.а.}$, кА
До СРШ1	Eaton PDE23F0250TAA S	440	250	250	312	2000	25
До СРШ1	Eaton PDE23F0250TAA S	440	250	250	312	2000	25
До ЩРО	Eaton HL-C10/3	440	10	10	12,5	80	4,5

Таблиця 7.3 – Результати вибору автоматів до ЕП

Живильна лінія	Тип автомата	$U_{ном.}$, В	$I_{ном.а}$, А	$I_{ном.т.р.}$, А	$I_{у.т.р.}$, А	$I_{у.е.р.}$, А	$I_{ном.в.а.}$, кА
5	Eaton PDE13F0080TAAJ	440	80	80	100	1600	25
6	Eaton PDE13F0080TAAJ	440	80	80	100	1600	25
7	Eaton PDE13F0080TAAJ	440	80	80	100	1600	25
8	Eaton PDE13F0040TAAJ	440	40	40	50	320	25
9	Eaton PDE13F0025TAAJ	440	25	25	31,25	200	25
10	Eaton PDE13F0025TAAJ	440	25	25	31,25	200	25
11	Eaton PDE13F0025TAAJ	440	25	25	31,25	200	25
12	Eaton PDE13F0025TAAJ	440	25	25	31,25	200	25
13	Eaton HL-C10/3	440	10	10	12,5	80	4,5
14	Eaton HL-C10/3	440	10	10	12,5	80	4,5
15	Eaton HL-C4/3	440	4	4	5	32	4,5

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.14.1.403 ПЗ

Аркуш

113

Продовження таблиці 7.3

16	Eaton PDE13F0040TAAJ	440	40	40	50	320	25
17	Eaton HL-C6/3	440	6	6	7,5	48	4,5
18	Eaton HL-C6/3	440	6	6	7,5	48	4,5
19	Eaton HL-C6/3	440	6	6	7,5	48	4,5
20	Eaton HL-C6/3	440	6	6	7,5	48	4,5
21	Eaton HL-C6/3	440	6	6	7,5	48	4,5
22	Eaton HL-C6/3	440	6	6	7,5	48	4,5
23	Eaton PDE13F0020TAAJ	440	20	20	25	160	25
24	Eaton PDE13F0040TAAJ	440	40	40	50	320	25
25	Eaton PDE13F0040TAAJ	440	40	40	50	320	25
26	Eaton PDE13F0040TAAJ	440	40	40	50	320	25
27	Eaton PDE13F0040TAAJ	440	40	40	50	320	25

7.2 Узгодження вибраного перерізу провідників електричної мережі з вибраними апаратами захисту

Переріз проводів та кабелів, які було обрані за умовами нагрівання та допустимим тривалим струмом з урахуванням умов прокладки та відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов перевіряємо за умовою узгодження відповідності обраним апаратам захисту за формулою:

$$I'_{\text{доп}} \geq K_{\text{зах}} \cdot I_{\text{зах}}, \quad (7.19)$$

де $K_{\text{зах}}$ – нормована ПУЕ кратність допустимого струмового навантаження на провідники щодо параметрів захисних апаратів;

$I_{\text{зах}}$ – струм апарату захисту.

Згідно з ПУЕ [4] для електричних мереж, які обов'язково повинні мати захист від перевантаження, умова узгодження для автоматів з тепловим

розчеплювачем з нерегульованою обернено залежною від струму характеристикою для провідників усіх марок наступна:

$$I'_{доп} \geq I_{ном.т.р}, \quad (7.20)$$

де $I_{ном.т.р}$ – номінальний струм нерегульованого теплового розчеплювача.

Проводимо узгодження обраного перерізу кабелів живильної мережі компресорної для ЩРО, СРШ1, СРШ2, а також перерізу проводів розподільної мережі до електроприймачів. Відповідно до обраних автоматів для схеми електропостачання.

У схемі електропостачання цеху захист живильної та розподільної мережі здійснюється автоматами з тепловими та електромагнітними розчеплювачами.

За даними пункту 5.2.1 до СРШ1 обраний для прокладення кабель АВВГнг (4х150) з $I'_{доп} = 234,7 \text{ А}$ Для захисту даного кабелю обраний автомат Eaton PDE33G0630TAAS 3TP з номінальним струмом теплового розчеплювача $I_{ном.т.р} = 250 \text{ А}$. За формулою (7.25):

$$234,7 \text{ А} > 250 \text{ А}.$$

Умова не виконується. Отже остаточно обираємо кабель АВВГнг (4х185). Аналогічно узгоджуються перерізи обраних кабелів живильної мережі з іншими автоматами. Результати узгоджень наведені в таблиці 7.4.

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
						115
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.4 – Результати узгодження перерізу кабелів живильної мережі з апаратами захисту

Живильна лінія	Обраний переріз кабелю, мм ²	$I'_{дон}$, А	$I_{ном.т.р}$, А	Остаточний обраний кабель	$I'_{дон}$, А
До СРШ1	150	234,7	630	АВВГнг 4х185	271,5
До СРШ2	185	271,5	630	АВВГнг 4х185	271,5
До ЩРО	1,5	18,4	10	ВВГнг 4х1,5	18,4

2) Для розподільної мережі аналогічно узгоджуються перерізи обраних проводів.

За даними пункту 5.3 до ЕП №5 обраний для прокладення провід з $I'_{дон} = 84,3$ А. Для захисту даного проводу обраний автомат Eaton PDE13F0080TAAJ з номінальним струмом теплового розчеплювача $I_{ном.т.р} = 80$ А. За формулою (7.20):

$$84,3 \text{ А} > 80 \text{ А}.$$

Умова виконується. Аналогічно узгоджуються перерізи обраних проводів розподільної мережі з іншими автоматами. Результати узгоджень наведені в таблиці 7.5.

Таблиця 7.5 – Результати узгодження перерізу кабелів розподільної мережі з апаратами захисту

Живильна лінія	Обраний переріз проводу, мм ² .	$I'_{дон}$	$I_{ном.т.р}$, А	Тип кабелю	$I'_{дон}$, А
До ЕП №5	25	84,3	80	АВВГнг-4х25	84,3
До ЕП №6	25	84,3	80	АВВГнг-4х25	84,3
До ЕП №7	25	84,3	80	АВВГнг-4х25	84,3
До ЕП №8	10	48,5	40	АВВГнг-4х10	48,5
До ЕП №9	4	27,4	25	АВВГнг-4х4	27,4
До ЕП №10	4	27,4	25	АВВГнг-4х4	27,4
До ЕП №11	4	27,4	25	АВВГнг-4х4	27,4

До ЕП №12	4	27,4	25	АВВГ _{нг} -4х4	27,4
До ЕП №13	2,5	20,03	10	АВВГ _{нг} -4х2,5	20,03
До ЕП №14	2,5	20,03	10	АВВГ _{нг} -4х2,5	20,03
До ЕП №15	2,5	20,03	4	АВВГ _{нг} -4х2,5	20,03
До ЕП №16	10	48,5	40	АВВГ _{нг} -4х10	48,5
До ЕП №17	2,5	20,03	6	АВВГ _{нг} -4х2,5	20,03
До ЕП №18	2,5	20,03	6	АВВГ _{нг} -4х2,5	20,03
До ЕП №19	2,5	20,03	6	АВВГ _{нг} -4х2,5	20,03
До ЕП №20	2,5	20,03	6	АВВГ _{нг} -4х2,5	20,03
До ЕП №21	2,5	20,03	6	АВВГ _{нг} -4х2,5	20,03
До ЕП №22	2,5	20,03	6	АВВГ _{нг} -4х2,5	20,03
До ЕП №23	10	48,5	40	АВВГ _{нг} -4х10	48,5
До ЕП №24	10	48,5	40	АВВГ _{нг} -4х10	48,5
До ЕП №25	10	48,5	40	АВВГ _{нг} -4х10	48,5
До ЕП №26	10	48,5	40	АВВГ _{нг} -4х10	48,5
До ЕП №27	10	48,5	40	АВВГ _{нг} -4х10	48,5

Аналіз результатів показує, що перерізи всіх проводів розподільної мережі задовольняють вимогам узгодження з апаратами захисту.

8. Наукова частина

8.1 Дослідження роботи дистанційного релейного захисту

Дистанційний захист – це захист із відносною селективністю, вимірний орган якого реагує на величину, що визначається відношенням комплексу напруги до комплексу струму. Ця величина, здебільшого, не залежить від режиму роботи енергосистеми і пропорційна комплексному імпедансу ланки, що захищають, від місця встановлення захисту до місця пошкодження. Цей імпеданс для ліній електропередавання, своєю чергою, пропорційний відстані ("дистанції") від місця встановлення захисту до місця пошкодження, що надало відповідну назву захисту.

Відношення комплексу напруги до комплексу струму, що підводять до реле, називають комплексним опором \underline{Z}_p на затискачах вимірювального органа. Як вимірний орган застосовують, зазвичай, реле мінімального опору.

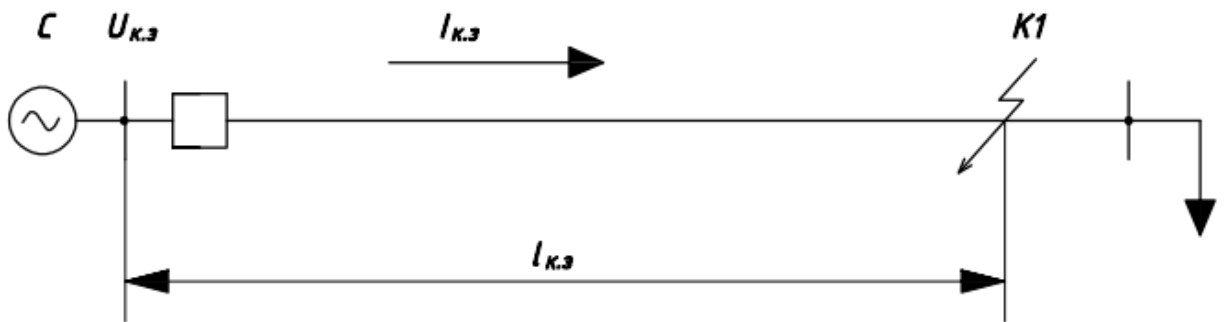


Рисунок 8.1 – Зона дії дистанційного захисту

					МР 3.8.14.1.4.03 ПЗ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата				
Розроб.		Крамський			Проектування системи електропостачання компресорної станції	Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник		Петровський					118	156
Консульт.						СумДУ, ЕТ.м-01		
Н.контроль		Никифоров						
Зав.каф.		Лебединський						

До реле мінімального опору дистанційного захисту лінії Л підводять величини, пропорційні напрузі $\dot{U}_{к.з.}$ в місці встановлення захисту (залишкова напруга на шинах джерела живлення С за короткого замикання на лінії Л у точці К1) та струму в лінії $\dot{I}_{к.з.}$.

Реле мінімального опору за означенням вимірює величину, пропорційну відношенню вектора напруги до вектора струму [6]

$$\underline{Z}_p = \frac{\dot{U}_{к.з.}}{\dot{I}_{к.з.}} = \underline{Z}_{к.з.} = \underline{Z}_0 \dot{l}_{к.з.}, \quad (8.1)$$

де \underline{Z}_0 – питомий комплексний опір лінії;

$\dot{l}_{к.з.}$ – відстань від місця встановлення захисту до місця пошкодження.

З (8.1) видно, що реле мінімального опору вимірює величину, пропорційну відстані до місця пошкодження $-l_{к.з.}$.

Дистанційний захист, як і струмовий, виконують переважно триступеневим з відносною селективністю.

Параметрами спрацювання кожного ступеня є довжина ділянки лінії, що охоплюється цим ступенем та час його спрацювання.

На рис. 8.2 показані зони дії та витримки часу спрацювання кожного ступеня дистанційних захистів ліній Л1 та Л2. За короткого замикання в зоні дії першого ступеня захист діє з мінімально можливим часом спрацювання t^I . Цей час визначають як суму власного часу спрацювання захисту та часу вимкнення вимикача. Власний час спрацювання захисту залежить від технічних характеристик захисту – часу вимірювання та перетворення контрольованих напруг та струмів лінії, – роботи логічної частини захисту, – роботи вихідних кіл захисту тощо. Для цифрових захистів цей час у сумі становить 0,02–0,04 с. Другий ступінь призначений для захисту кінця лінії і діє з витримкою часу t^{II} . Він охоплює першу лінію та початок другої. Отже, перші два ступені повністю захищають лінію. Для резервування їх дії призначений

третьої ступінь. Він охоплює першу та другу лінії і діє з витримкою часу t^{III} . Тобто здійснює ближнє та дальнє резервування. Обґрунтованість саме таких зон дії окремих ступенів захисту буде показано нижче в розрахунках параметрів спрацювання окремих ступенів.

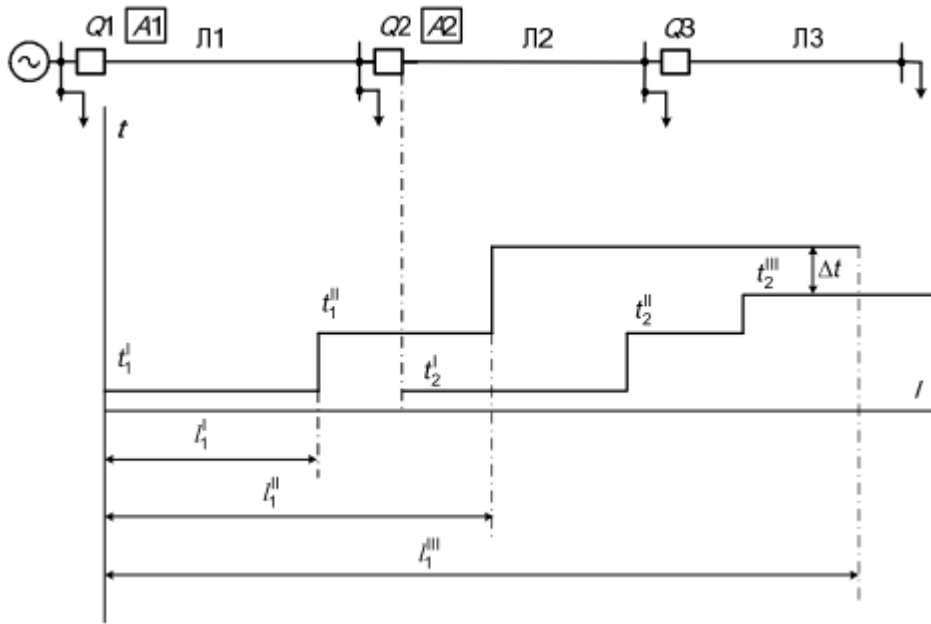


Рисунок 8.2 – Зона дії дистанційного захисту

Розглянемо роботу дистанційних захистів для мережі з двостороннім живленням (рис. 8.3).

Попередньо приймемо, що всі захисти спрямовані – вони спрацьовують за спрямування потужності від шин у лінію.

Триступеневий захист А1 призначений для захисту лінії Л1. Перший ступінь захисту А1 діє без витримки часу за короткого замикання на ділянці лінії l_1' . Другий ступінь охоплює повністю лінію Л1 та початок другої лінії Л2, тобто, він резервує дію першого ступеня за короткого замикання на ділянці l_1' та є основним за короткого замикання в кінці лінії Л1 і діє з витримкою часу t_1'' . Третій ступінь резервує роботу першого та другого ступенів дистанційного захисту і діє з витримкою часу t_1''' .

Спрощена структурна схема дистанційного захисту наведена на рис. 8.3.

Здебільшого дистанційний захист виконують триступеневим. Для кільцевих мереж можливе виконання чотириступеневого дистанційного захисту. Винятком також є виконання резервних дистанційних захистів, а також дистанційних захистів, що виконують для ліній низького класу напруг – до 35 кВ. Ці захисти виконують за спрощеними схемами – з двома або одним ступенем. Кожний ступінь захисту має три вимірні органи, до яких від трансформаторів напруги підводять лінійні (міжфазні) напруги \dot{U}_{ab} , \dot{U}_{bc} , \dot{U}_{ca} , а від трансформаторів струмів, що увімкнені до фазних струмів, – відповідні різниці струмів $\dot{I}_a - \dot{I}_b$, $\dot{I}_b - \dot{I}_c$, $\dot{I}_c - \dot{I}_a$. Такий триступеневий дистанційний захист має дев'ять вимірних органів (на рис. 8.3 структурна схема показана в однолінійному виконанні – вимірні органи KZI, KZII, KZIII еквівалентують вимірні органи відповідно I, II, III ступеня). За такого увімкнення вимірних органів дистанційний захист реагує на міжфазні к.з.

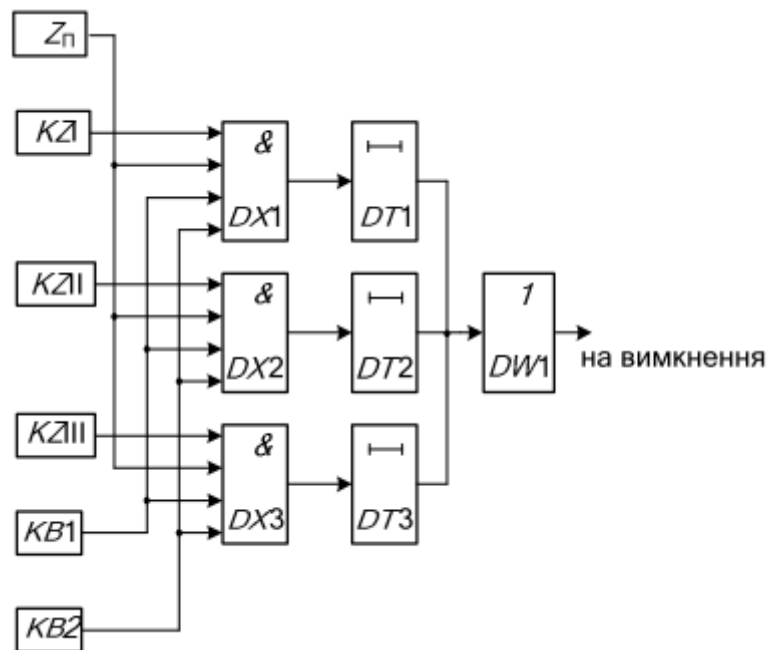


Рисунок 8.3 – Зона дії дистанційного захисту

Виникнення к.з. в зоні дії I – го ступеня дистанційного захисту призводить до спрацювання вимірних органів всіх ступенів захисту – KZI, KZII, KZIII. За наявності сигналів на всіх чотирьох входах кожного з трьох

DX1, DX2, DX3 логічних елементів & (елемент логічного множення – "і") ці елементи спрацюють і на їх виходах з'являться сигнали (зазвичай, логічна одиниця "1"). Якщо хоча б на одному з входів сигналу немає, логічний елемент & не спрацює – на його виході сигнал відсутній. За наявності сигналів на виходах елементів DX1, DX2, DX3 спрацьовують реле витримок часу DT1 ÷ DT3, але реле DT1 має мінімальну витримку часу і воно спрацює раніше від решти реле, подасть сигнал на логічний елемент 1 (логічне додавання "або"), який, спрацьовуючи, подіє на вимкнення лінії.

У разі виникнення к.з. в зоні дії II ступеня спрацьовують вимірні органи KZ2 і KZ3 та логічні елементи відповідно DX2 і DX3, що пускають реле часу відповідно DT2 і DT3. Однак, DT2 – реле з меншою витримкою часу, спрацює швидше та подасть сигнал на вимкнення лінії.

Подібним чином працює і третій ступінь захисту.

У схемі дистанційного захисту є пристрій блокування дистанційного захисту від хитань KB1. У режимі хитань опір на затискачах вимірних органів KZ1–KZ3 може змінюватись аналогічно як і під час к.з. Захист в цьому разі може хибно спрацювати – тобто він може сприйняти хитання, як к.з. Пристрій блокування KB1 розрізняє режим хитань від режиму к.з. і коли виявляє режим хитань, та блокує (тоді на виході елемента KB1 – логічний "0") роботу логічних елементів DX1, DX2, DX3, унеможливаючи хибну роботу дистанційного захисту (рис. 8.4). За зникнення напруги від трансформаторів напруги, або за її спотворення, що може відбуватись у разі обривів у вторинних колах трансформаторів напруги, дистанційні органи KZ1–KZ3 можуть це сприйняти як к.з. в енергосистемі і хибно спрацювати. Тому передбачено пристрій блокування KB2, що виявляє пошкодження в колах напруги і у цьому разі блокує роботу захисту.

До вимірного органа дистанційного захисту – реле мінімального опору підводять струм лінії та напругу шин, від яких відходить лінія, що захищають.

У дистанційному реле реалізується співвідношення $\frac{\dot{U}_p}{\dot{I}_p}$, що визначає деякий

					MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ	Аркуш
						122
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

комплексний опір (імпеданс) $\underline{Z}_p = R + jX$. Тому характеристика реле може бути побудована в фазовій системі координат або в комплексній (імпедансній) площині. У фазовій системі координат відкладають максимальне значення цього імпеданса, за якого реле спрацює: модуль $|\underline{Z}_p|$ відкладають під кутом φ_p . Модуль $|\underline{Z}_p|$ і кут φ_p визначають відповідно як модуль і аргумент співвідношення $\frac{\dot{U}_p}{\dot{I}_p}$. У комплексній площині відкладають по осях абсцис та ординат відповідно активну R та реактивну X складові імпеданса \underline{Z}_p . На рис. 8.4 наведено характеристику вимірних органів дистанційного захисту – реле мінімального опору. Це реле спрацюватиме, коли вимірюваний імпеданс буде перебувати у площині, обмеженій кривою, що відповідає максимальному імпедансу спрацювання. Кут $\varphi_{p.m.ч}$, що відповідає аргументу максимального імпеданса спрацювання, називають кутом максимальної чутливості. За такого імпеданса реле матиме максимальну чутливість.

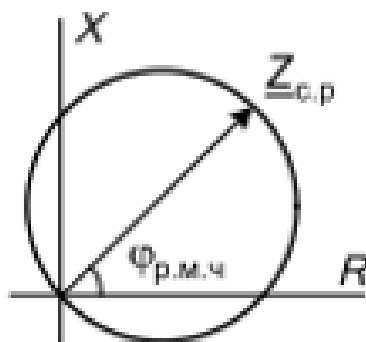


Рисунок 8.4 – Характеристики реле опору – вимірних органів дистанційного захисту

8.1.2 Опис віртуального стенда та проведення досліду

У даній віртуальній лабораторній роботі моделюємо в програмному комплексі MATLAB роботу дистанційного триступеневого релейного захисту з круговими характеристиками, що проходять через початок координат, в мережі напругою 110 кВ.

У лабораторній роботі розглядається електромережа 110 кВ (рис. 8.5) із глухозаземленою нейтраллю, яка включає: джерело, до якого під'єднано навантаження RL1 та до якої, за допомогою вакуумного вимикача Q1, під'єднано лінію електропередач W1. Ця лінія з'єднує першу підстанцію з другою підстанцією, яка живить навантаження RL2. До другої підстанції лінією W2 під'єднано третю підстанцію, що живить навантаження RL3.

Вимірювальні трансформатори TV1-TV3 вимірюють фазні напруги мережі на шинах першої підстанції. Трансформатори струму ТА1-ТА3 вимірюють струми приєднання лінії W1 першої підстанції. Сигнали з вимірювальних трансформаторів передаються у блок дистанційного захисту, який при виникненні КЗ в зоні дії захисту, подає команду на електромагніт УАТ відключення вимикача Q1.

Блок дистанційного захисту включає реле мінімального опору з круговими характеристиками рис. 8.6 та забезпечує триступеневу характеристику спрацювання.

Основні параметри дистанційного захисту:

- кут максимальної чутливості реле опору – $\varphi_{p.m.ч} = 65^\circ$;
- модуль максимального імпедансу спрацювання реле опору першого ступеня – $|Z_{c.p}^I| = 13,28 \text{ Ом}$;
- модуль максимального імпедансу спрацювання реле опору другого ступеня – $|Z_{c.p}^{II}| = 20,19 \text{ Ом}$;
- модуль максимального імпедансу спрацювання реле опору другого ступеня – $|Z_{c.p}^{III}| = 28,51 \text{ Ом}$;

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						124
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- витримка часу спрацювання першого ступеня – без витримки;
- витримка часу спрацювання другого ступеня – 1 с;
- витримка часу спрацювання третього ступеня – 2,5 с.

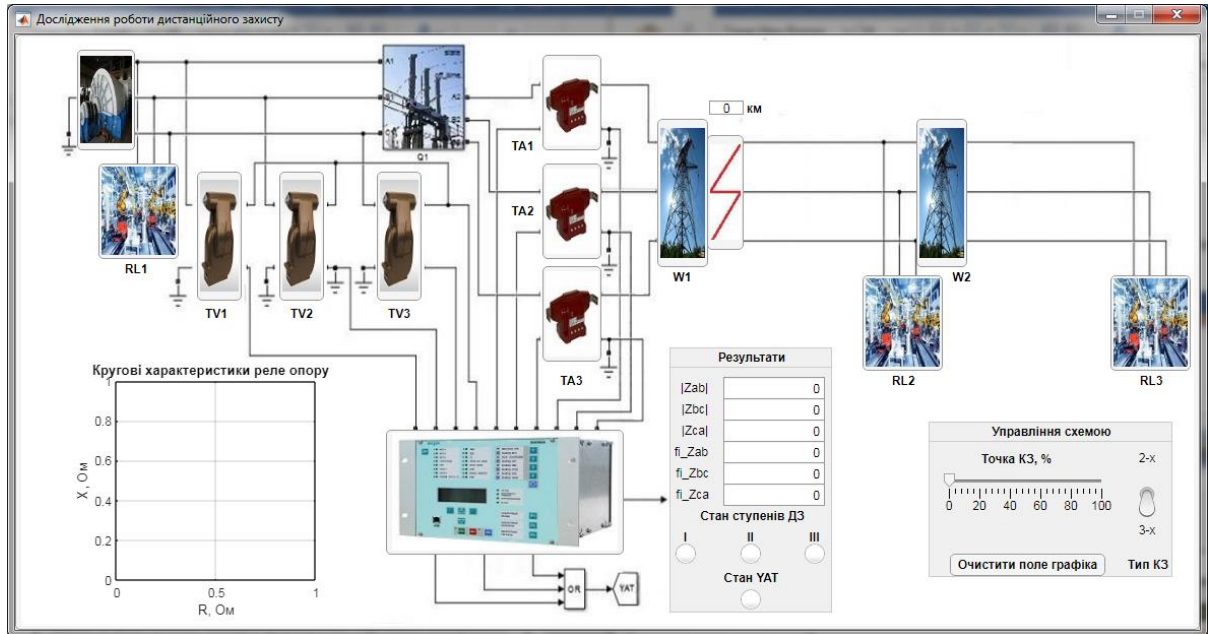


Рисунок 8.5 – Інтерфейс віртуального стенда «Дослідження роботи дистанційного захисту»

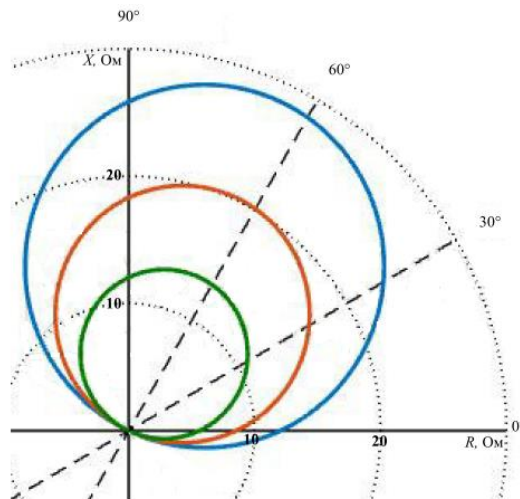


Рисунок 8.6 – Кругові характеристики реле опорів для трьох ступенів дистанційного захисту

Даний стенд дозволяє досліджувати параметри захисту при різних характеристиках елементів навантаження RL1- RL3, трансформаторів струму

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ТА1-ТА3, трансформаторів напруги TV1-TV3. Для вводу даних характеристик необхідно натиснути безпосередньо на елемент рис. 8.5, після чого з'явиться вікно для вводу параметрів рис. 8.7.

Для керування схемою дослідження дистанційного захисту передбачено панель «Управління схемою» (рис. 8.5). На даній панелі можна змінювати точку КЗ за допомогою бігунка. При пересуванні даного бігунка змінюється положення точки КЗ, що відображається на схемі. Також на панелі можна змінити тип КЗ (двофазне або трифазне КЗ).

Під час моделювання для спостереження результатів та їх фіксування передбачено панель «Результати», де вказано основні характеристики реле. На графіку відображаються кутові характеристики та значення опорів.

Після введення всіх параметрів було проведено дослід та продемонстровано результати рис. 8.8. З рисунку видно, що при 60 % від загальної довжини лінії електропередач II та III ступені дистанційного захисту в очікуванні спрацювання, натомість для першого ступеня відсутній сигнал так як КЗ поза межею спрацювання. Наглядно можна побачити на графіку (рис. 8.8)

Модель активно-індуктивного навантаження

Параметри

Номінальна напруга, кВ

Номінальна активна потужність, кВт

Номінальний коефіцієнт потужності

ОК

а)

Модель трансформатора нап...

Параметри

Номінальна напруга первинної обмотки, В

Номінальна напруга вторинної обмотки, В

ОК

б)

Модель трансформатора струму

Параметри

Номінальний первинний струм, А

Номінальний вторинний струм, А

ОК

в)

Лінія електропередач

Параметри

Питомий активний опір, Ом/км

Питомий реактивний опір, Ом/км

Довжина лінії, км

ОК

г)

Рисунок 8.7 – Параметри елементів схеми: а) активно-індуктивного навантаження; б) трансформаторів напруги; в) трансформаторів струму; г) лінії електропередач

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

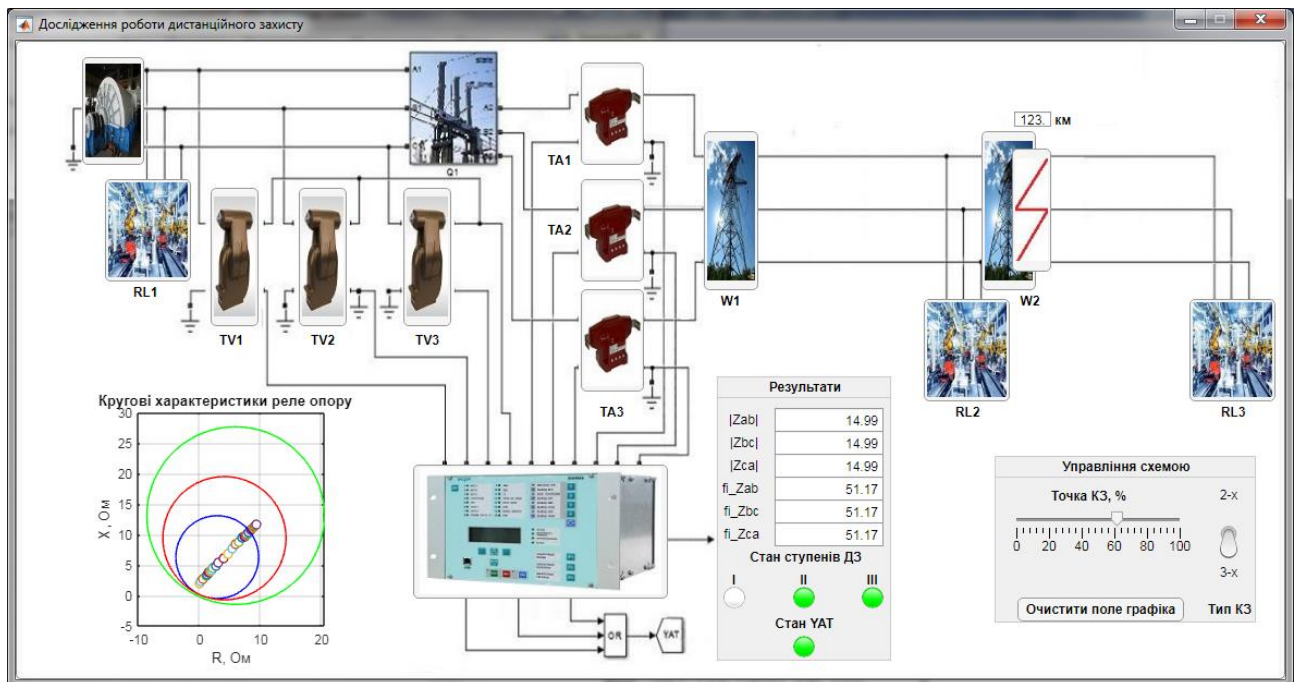


Рисунок 8.8 – Результати дослідження

8.2 Дослідження характеристик реле напрямку потужності РБМ-178

8.2.1 Алгоритм роботи реле РБМ-178

Це індукційне реле з циліндричним ротором. Реле призначене для визначення напрямку потужності в силовій мережі в місці встановлення захисту.

Реле виготовляють у двох модифікаціях: реле з одним контактом – для визначення напрямку потужності під час к.з. (реле типів РБМ-171, РБМ-178) та реле з двома контактами – для двосторонньої дії, коли під час спрямування потужності в одному напрямку замикаються одна пара контактів, а під час спрямування потужності в протилежному напрямку замикається інша пара контактів (реле типів РБМ-271, РБМ-277, РБМ-278).

Конструкція реле наведена на рис. 8.9.

На квадратному магнітопроводі 1, набраному з шихтованої сталі є чотири виступаючі полюси. Між полюсами розміщене нерухоме сталеве осердя 6, призначене для зменшення опору магнітному потоку. У повітряному

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.14.1.403 ПЗ

Аркуш

128

проміжку між виступаючими полюсами та сталевим осердям розміщений рухомий елемент реле – пустотілий алюмінієвий циліндр 3, який закріплений з віссю 5. Рухома конструкція розташована на осі 5 і утримується між нижнім підп'ятником 10 та верхнім підп'ятником 11. Рухомий циліндр утримується пружиною 8. На цій осі також розміщений рухомий контакт 7 та спіральна пружина 9, яка є струмопроводом рухомого контакту 7 і тому ізолювана від корпусу реле. Після спрацювання реле, рухомий контакт обертається разом з віссю та замикається з нерухомим контактом 13.

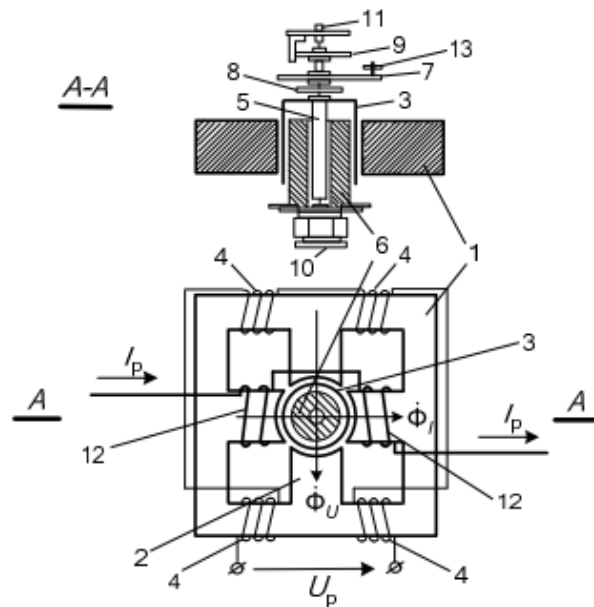


Рисунок 8.9 – Конструкція індукційного реле типу РБМ

На магнітопроводі є дві струмові обмотки 12, які приєднуються до струмових кіл та чотири обмотки 4, які приєднуються до кіл напруги. На струмові обмотки подається струм I_p , до напругових обмоток підводиться напруга.

8.2.2 Схеми ввімкнення реле напрямку потужності

У спрямованих МТЗ від замикань на землю для мереж з великими струмами однофазного КЗ (приєднання з глухозаземленою нейтраллю 110 кВ і вище) як орган, що фіксує напрямок потужності в аварійному режимі, використовуються індукційні швидкодіючі реле РБМ-178, які мають кут максимальної чутливості $\varphi_{мч} = +70^\circ$.

Реле напрямку потужності вмикається на струм і напруга нульової послідовності; щоб забезпечити таке підключення реле, його включають у сумі фазних струмів і напруг (рис. 8.10). Трансформатори струму та напруги, включені на суму фазних струмів і напруг, утворюють фільтри струму та напруги нульової послідовності та реле включається на $3I_0$ та $3U_0$. При такому включенні в нормальному режимі і при всіх видах симетричних дво- і трифазних КЗ реле не спрацьовує, оскільки значення $3I_0$ та $3U_0$, зумовлені в цих випадках лише небалансами, малі. При однофазних КЗ по пошкодженій фазі протікає струм КЗ і сума струмів трьох фаз у нульовому дроті, до якого підключена струмова обмотка реле потужності, дорівнює цьому фазному струму, напруга на пошкодженій фазі знижується. Щоб виконати фільтр $3U_0$, вторинні обмотки трансформаторів напруги TV підключаються за схемою розімкнутого трикутника, сума трьох фазних напруг у цьому випадку дорівнює зниженню 3 і розвернутий на 180° по відношенню до вектора напруги пошкодженої фази $3U_0$.

Із векторних діаграм, наведених на рис. 8.11 видно, що при однофазному КЗ в зоні дії захисту кут φ_p між струмом у пошкодженій фазі $3I_0$ і напругою розімкнутого трикутника $3U_0$ при пошкодженні на будь-якій із фаз становить $-100^\circ \div -120^\circ$. Так як крутний момент цих реле дорівнює

$$M_{кр} = kU_p I_p \sin(\varphi_p + \alpha),$$

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						130
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $\sin(\varphi_p + \alpha)$ при $\varphi_p = -100 \div -120^\circ$ є величиною від'ємною момент на реле негативний у бік заклинювання, тому для забезпечення правильної роботи реле напрямку потужності нульової послідовності струм або напруга на реле необхідно подавати зі зворотною полярністю.

На рис. 8.10 наведена найбільш широко поширена схема підключення реле, полярні виводи струмової обмотки реле 5 підключений до полярних виводів трансформаторів струму І1, полярний вивод обмотки напруги реле 7 підключений до неполярного вивода розімкнутого трикутника.

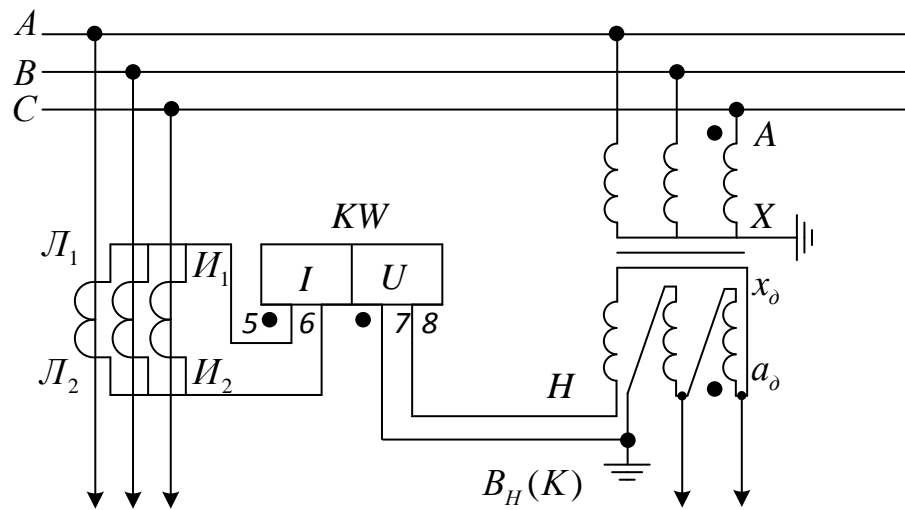


Рисунок 8.10 – Схема вмикання реле потужності захисту від замикань на
землю

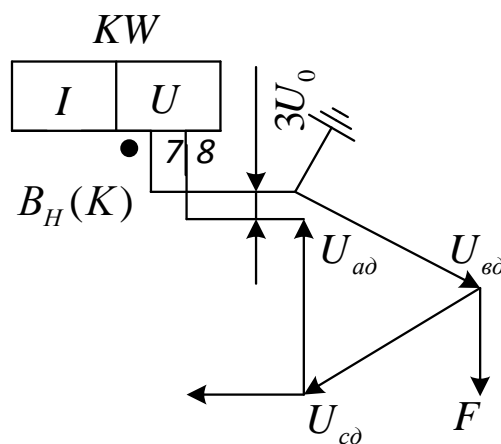


Рисунок 8.11 – Векторна діаграма

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

8.2.3 Опис віртуальної установки

Головною метою стенда є дослідити основні характеристики реле РБМ – 17.

Стенд складається з двох симетричних джерел живлення 1, 2 (рис.8.12) G1 та G2 напругою 10 кВ, що з'єднані із лінією електропередач W1 вимикачами, Q1 та Q2, що входять до складу ПС1 та ПС2. До підстанції ПС1 також входять вимикачі Q3. За допомогою інтерактивного повзунка 5 або поля для вводу, можна встановити значення струма КЗ, а за допомогою регулятора 6 можна встановити фазовий зсув. Аналогічно можна встановити струм КЗ в іншому напрямку за допомогою елементів 4, 7. Встановити необхідне значення напруги на виході трансформатора напруги, треба ввести значення в полі або за допомогою бігунка 3.

Керування роботою схеми відбувається за рахунок групи вимикачів 9. Під час вмикання одного із джерел залишається лише один активний вимикач, що відповідає струму КЗ яке необхідно промоделювати. Усі значення виводяться на панель «Результати дослідів», де можна спостерігати, такі параметри реле, як: струм, напругу, кут реле.

Для підключення реле РБМ–178 до електричної мережі схему ввімкнення реле напряму потужності на фільтри струму та напруги нульової послідовності. Обмотка напруги реле підключена через трансформатор напруги нульової послідовності, а струмові через трансформатори струма.

Для спостерігання за станом контакту реле в схемі передбачено лампа-індикатор 8 та контакт 10.

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		132

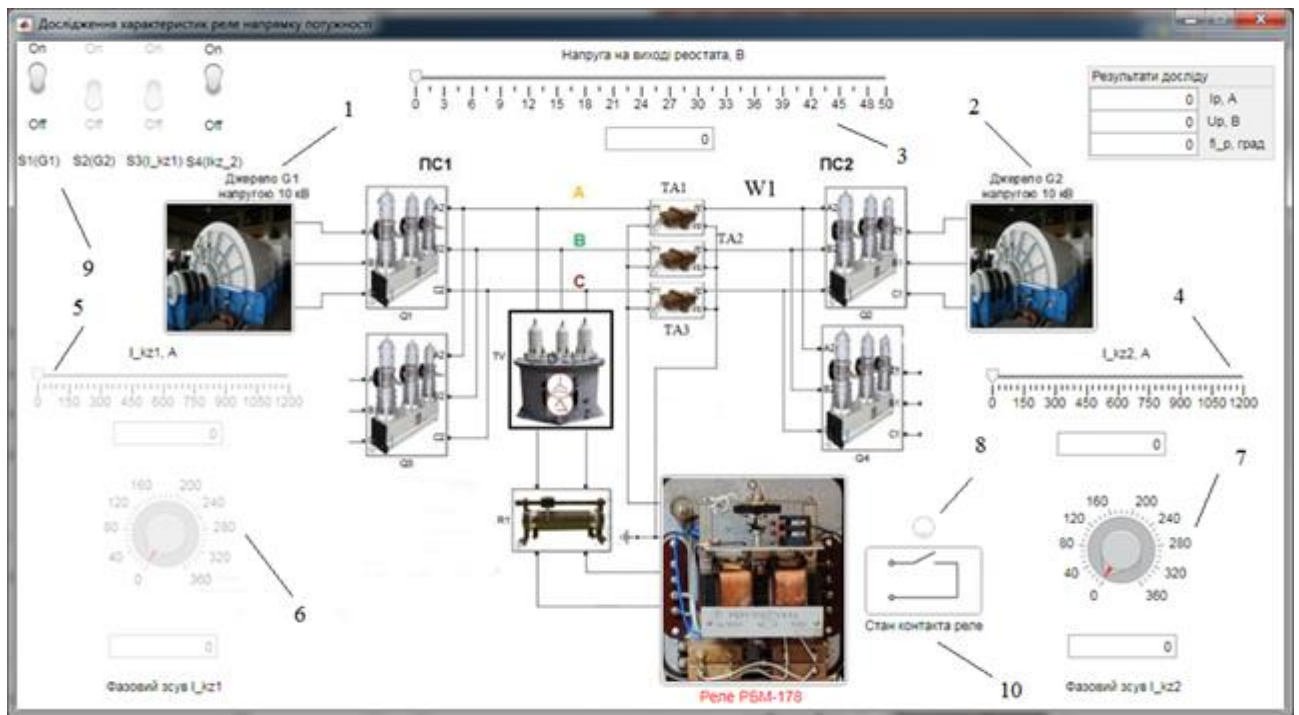


Рисунок 8.12 – Інтерфейс програми «Дослідження характеристик реле напрямку потужності»

8.2.4 Виконання досліду

1. Ввімкнемо вимикачі S1(G1) та S4(S_2).
2. Перевіримо відсутність самоходу по струму. Регулятором 3 перевести в ліве положення (0 В). За допомогою повзунка 4 збільшуємо значення струма КЗ, щоб досягти значення струму реле 5 А. Повзунком 3 встановимо напругу 20 В. Фазорегулятором 7, встановлюємо кут, що відповідає куту максимальної чутливості реле $\varphi_p = \varphi_{мч} = 70^\circ$ (на панелі «Результати досліджу»). Напругу встановлюємо 0 В.
3. Перевіримо відсутність самоходу по напрузі. Регулятором 3 перевести в ліве положення (0 В). За допомогою повзунка 4 встановлюємо значення КЗ, щоб досягти значення струму реле 0 А. Повзунком 3 встановити напругу 20 В. Фазорегулятором 7, встановлюємо кут, що відповідає куту максимальної чутливості реле $\varphi_p = \varphi_{мч} = 70^\circ$ (на панелі «Результати досліджу»). Перевести повзунок 7 в крайнє ліве положення.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.14.1.403 ПЗ

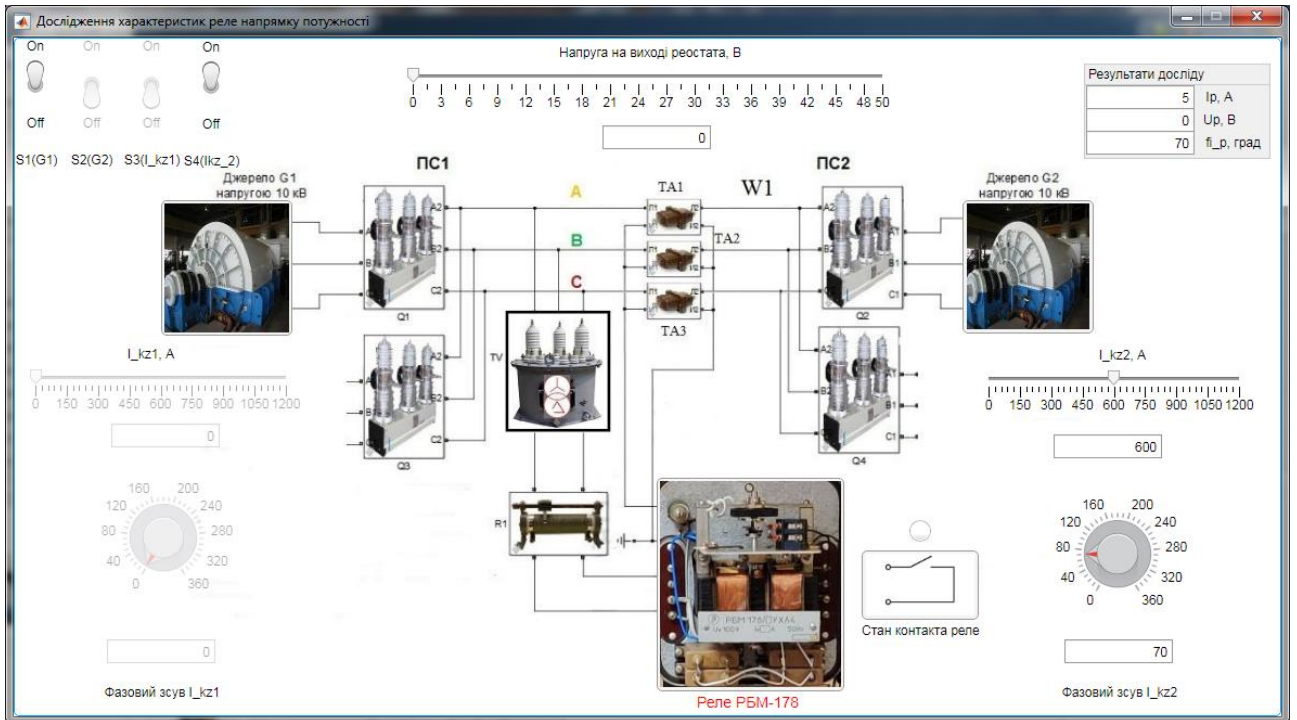


Рисунок 8.13 – Перевірка відсутності самоходу по струму

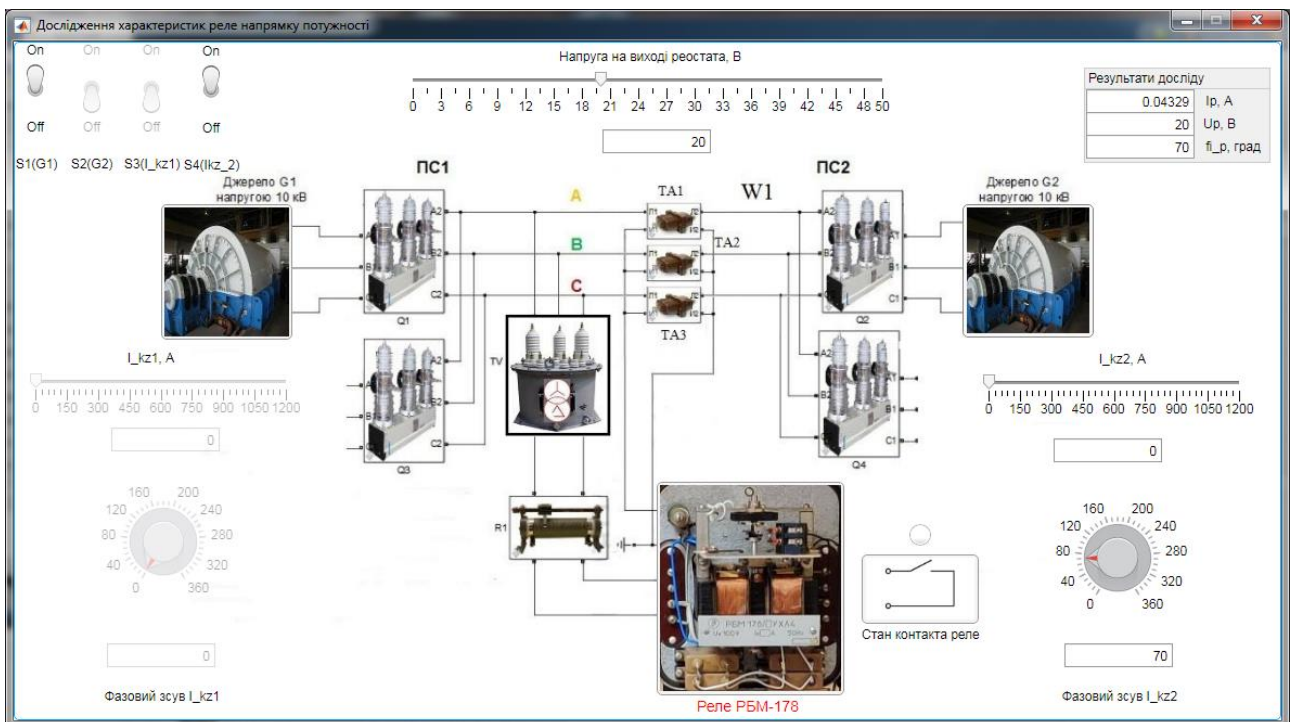


Рисунок 8.14 – Перевірка відсутності самоходу по напрузі

4. Знімемо куту характеристику та порівняємо її з реальною характеристикою. Зніматимемо характеристику при струмі реле

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.14.1.403 ПЗ

рівному 0,5 А та 5 А та побудуємо графіки. Для виконання досліду необхідно ввімкнути вимикачі S1(G1) та S1(S_2). За допомогою повзунка встановити значення потужності, щоб струм реле мало значення реле $I_p = 0,5 \text{ А}$. Змінюємо значення регулятора фазного зсуву навантаження, та напругу на виході реостата, та фіксуємо значення необхідних параметрів для побудови кутової характеристики.

Таблиця 8.1 – Кутові характеристики отримані в досліді

φ_p , град	-17	-0	20	40	60	80	90	110	130
$S_p, B \cdot A$, при $I_p = 0,5 \text{ А}$	15,53	4,93	2,87	2,3	2,29	2,18	2,29	4,48	15,73
$S_p, B \cdot A$, при $I_p = 5 \text{ А}$	24,25	6,45	4,04	2,85	2,7	2,65	2,75	4,3	17,5

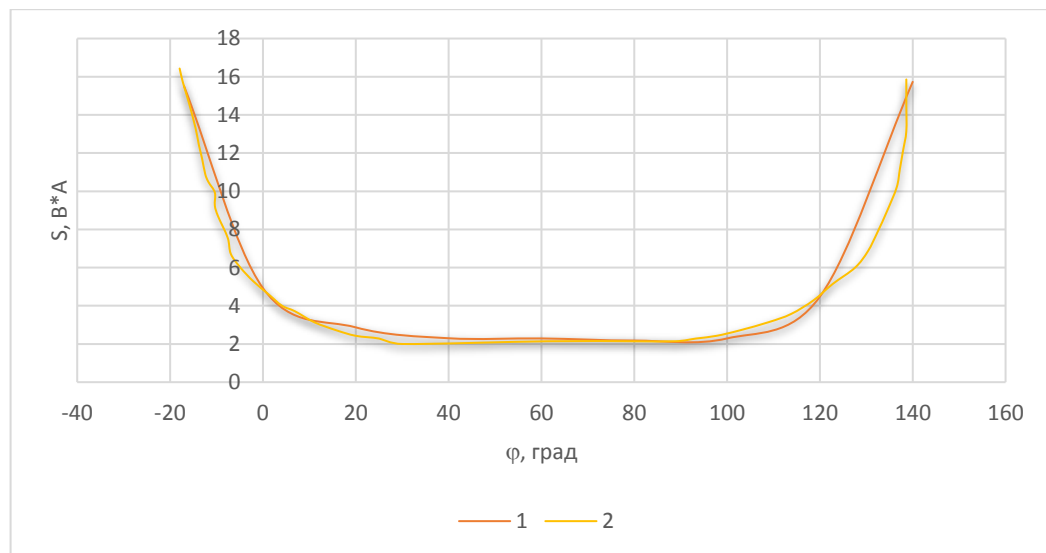


Рисунок 8.15 – Кутова характеристика при $I_p = 0,5 \text{ А}$:

1 – характеристика знята під час досліду;

2 – реальна характеристика

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

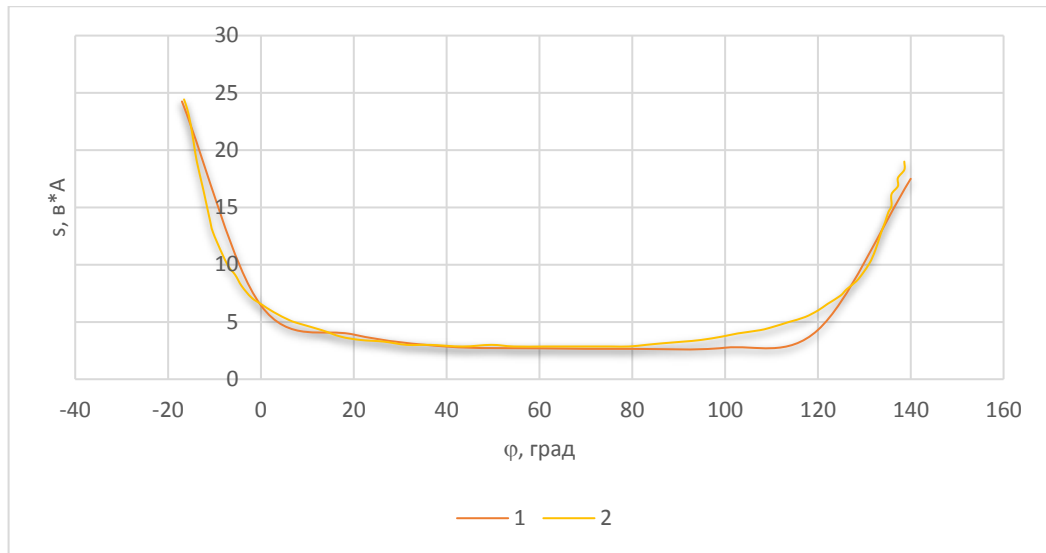


Рисунок 8.16 – Кутова характеристика при $I_p = 5 A$:

1 – характеристика знята під час дослідів;

2 – реальна характеристика

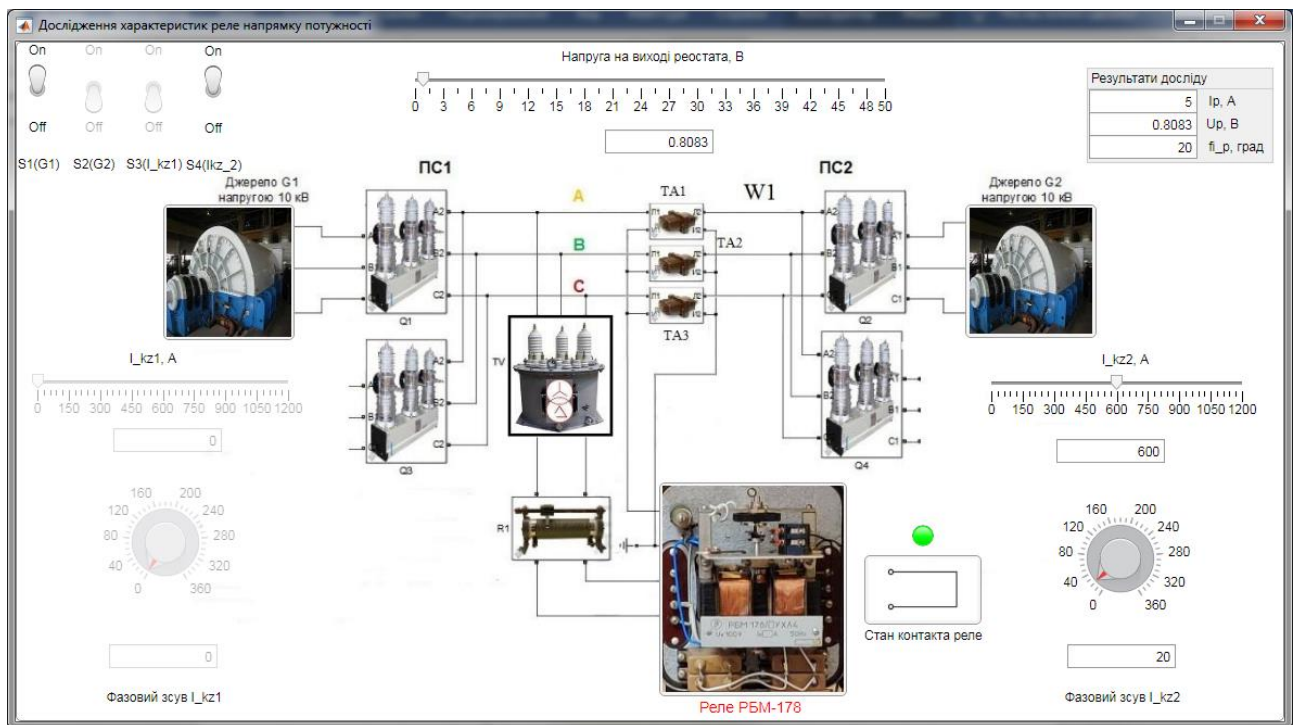


Рисунок 8.17 – Виконання дослідів для встановлення кутової характеристики

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

5. Порівняємо характеристику чутливості отриману в досліді з характеристикою реле РБМ–178 із $\varphi_{мч} = -70^\circ$ зазначеною в технічному документі. Повзунок, що регулює фазний зсув встановити в таке положення, щоб кут φ_p , відповідав значенню куту максимальної чутливості $\varphi_{мч} = 70^\circ$. За допомогою повзунків замінюємо величини навантаження та напруги, фіксуємо їх значення у випадку спрацювання. Будуємо залежність (рис. 8.21).

Таблиця 8.2 – Характеристика чутливості

$U_{c.p}, B$	2,403	2,61	2,835	2,99	3,33	3,55	3,9	4,286	4,524
$I_{c.p}, A$	0,988	0,866	0,85	0,807	0,733	0,696	0,637	0,592	0,562

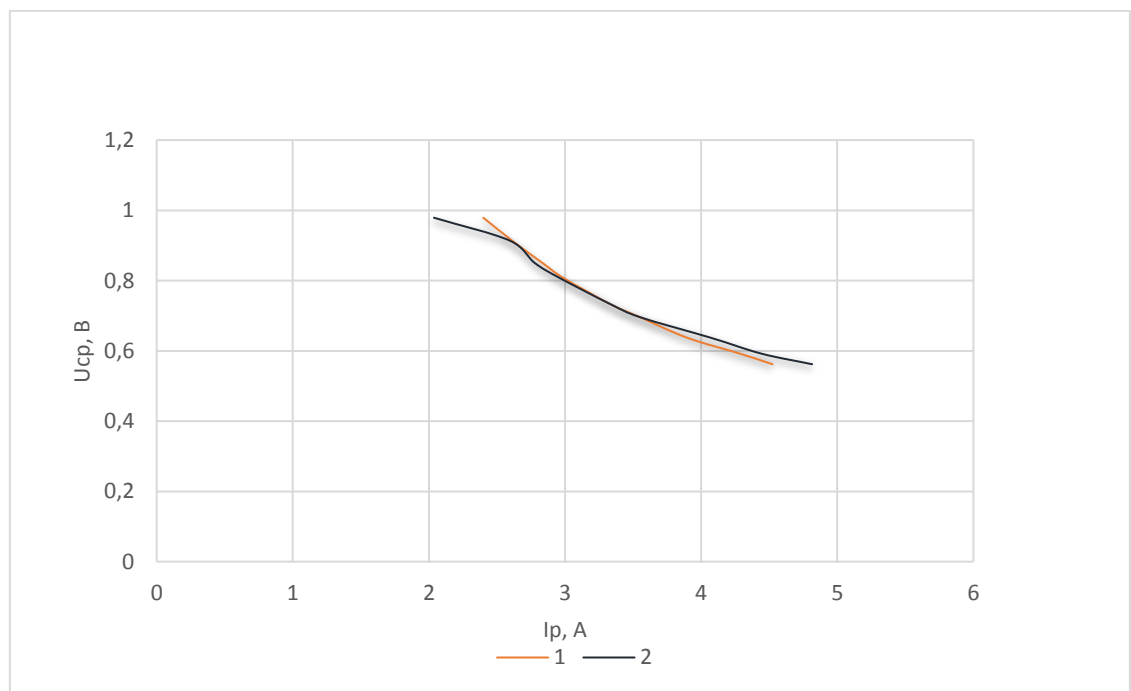


Рисунок 8.18 – Характеристика чутливості:

1 – характеристика знята під час досліді;

2 – реальна характеристика

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

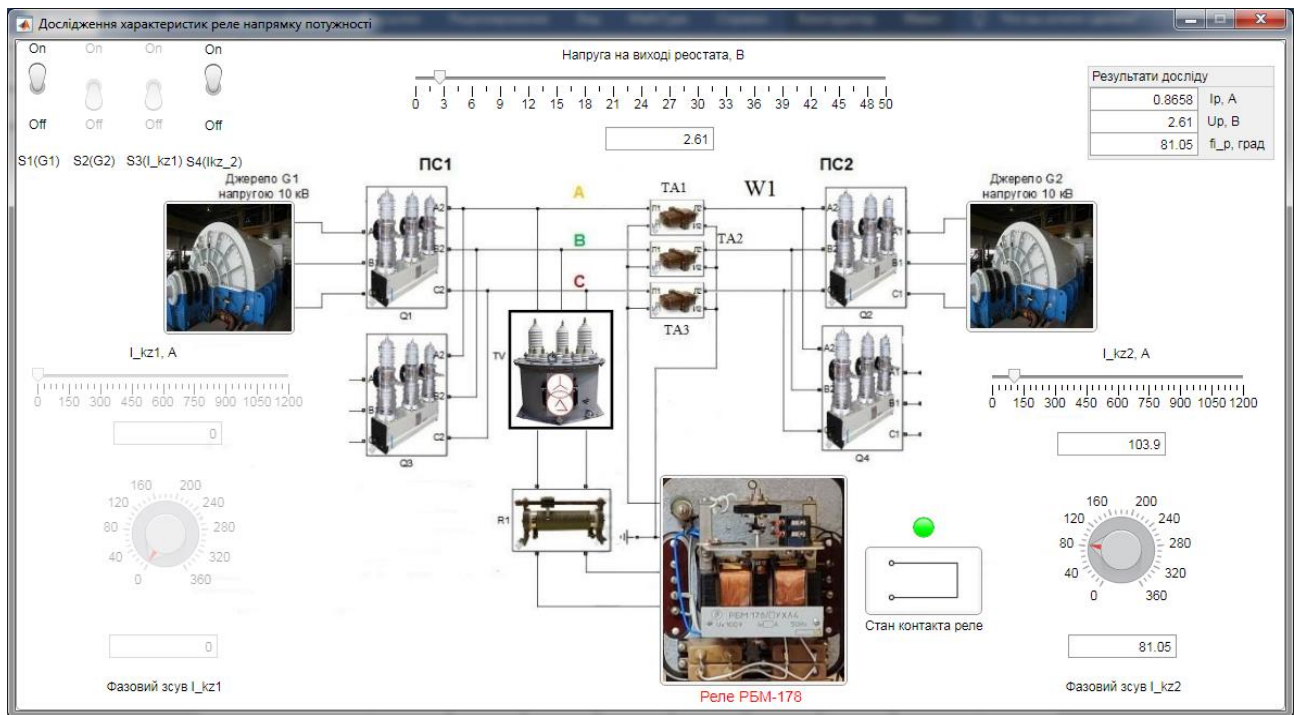


Рисунок 8.18 – Виконання досліду для знімання характеристики чутливості

6. Визначимо коефіцієнт повернення. Повзунок реостата перевести в нульове положення (0 В). Підключити джерело тумблером S1 та навантаження – S4. Регулятором фазового зсуву навантаження встановити значення 70° , за допомогою повзунка встановити значення потужності таким щоб струм реле мало значення 0,5 А. Плавню підвищуємо напругу на виході реостата до спрацювання реле. Фіксуємо значення напруги спрацювання $U_{c.p.}$. Після спрацювання реле повільно зменшуємо напругу до моменту, коли контакти реле розімкнуться та фіксуємо напругу $U_{нов.}$.

Таблиця 8.3 – Визначення коефіцієнта повернення

$U_{c.p.}, B$	4,619	4,503	4,503	4,501	4,506
$U_{нов.}, B$	4,042	4,042	4,042	4,043	4,042
$k_{нов.} = U_{нов.} / U_{c.p.}$	0,88	0,897	0,897	0,898	0,897

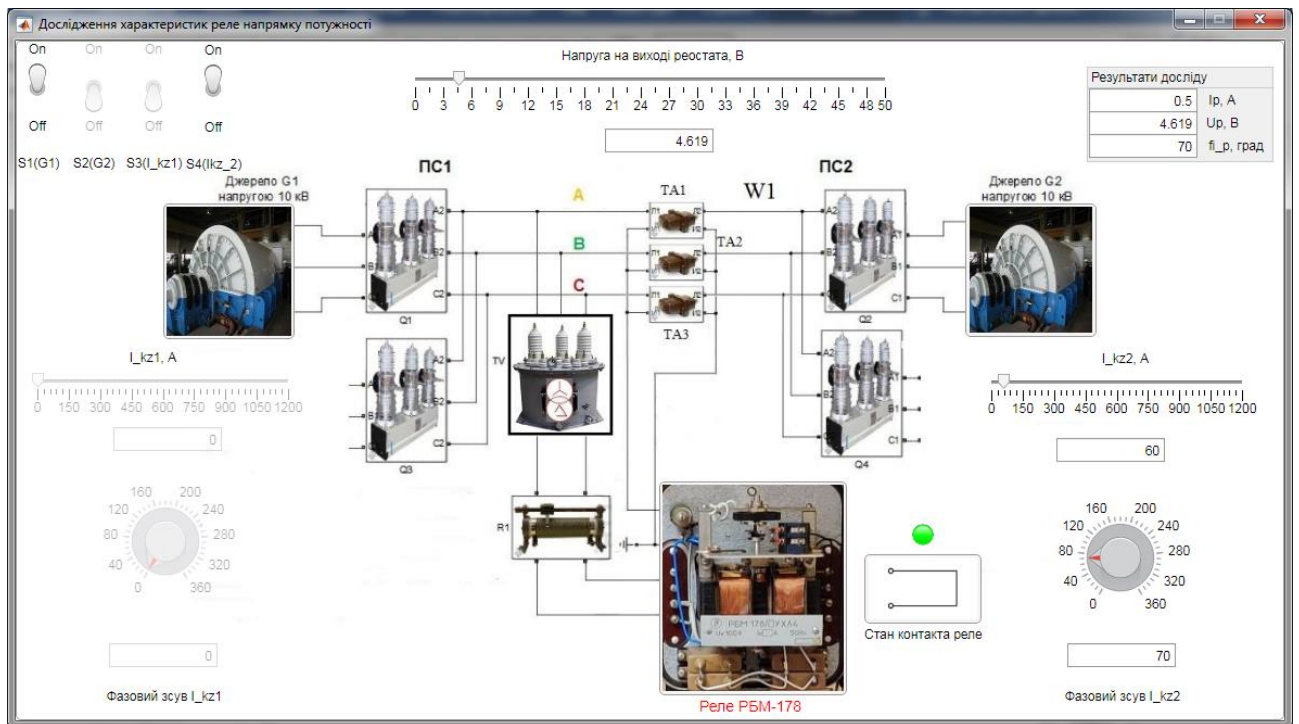


Рисунок 8.19 – Виконання досліду для визначення коефіцієнту повернення

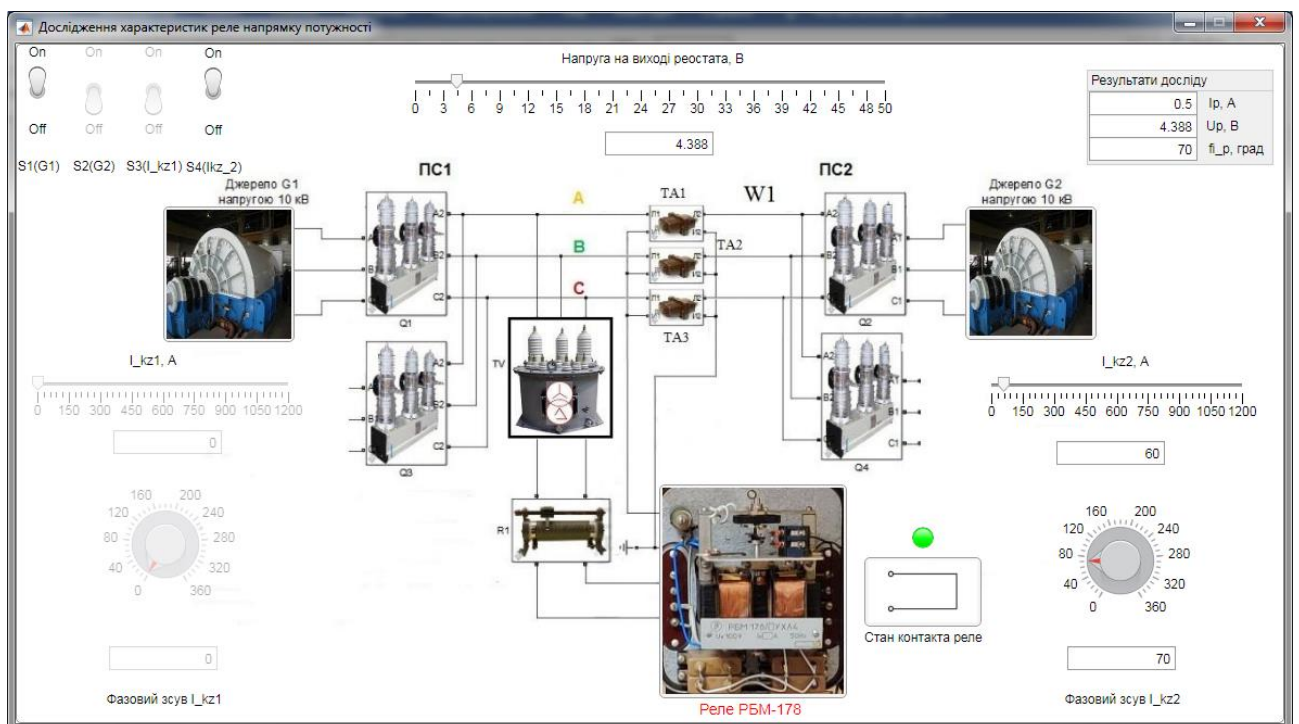


Рисунок 8.20 – Виконання досліду для визначення коефіцієнту повернення

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

9. Охорона праці

9.1 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів в компресорній станції

Відповідно до ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ «Небезпечні та шкідливі виробничі фактори» основними характерними небезпечними чинниками для компресорної станції є такі групи: фізичні та хімічні, які можуть призвести до травм і профзахворювань.

Фізичні фактори [7]: шум, вібрація, підвищена або знижена вологість повітря робочої зони, підвищена або знижена температура поверхні обладнання, машини, що рухаються, і механізми (кран-балки).

Шум і вібрація створюється при роботі компресорів а також при роботі охолоджувачів повітря. Вони також передаються під час руху кран-балки, розташованої під перекриттям компресорного цеху, по підкранових коліях.

Поверхня обладнання в результаті роботи нагрівається, звідси підвищується температура повітря в цеху.

Всі ці фактори впливають на здоров'я, самопочуття та працездатність людини.

Хімічні фактори: на обраному об'єкті до хімічно шкідливих факторів відносяться – компресорне масло, пари якого через дихальні шляхи проникають в організм, надаючи канцерогенну дію.

Аналіз можливості виникнення надзвичайних ситуацій:

- підвищена температура повітря, обладнання тощо;
- відкритий вогонь, іскри;
- ударна хвиля;
- крокова напруга;

					<i>МР 3.8.14.1.4.03 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Крамський</i>			<i>Проектування системи електропостачання компресорної станції</i>	<i>Лім.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Петровський</i>					<i>140</i>	<i>156</i>
<i>Консульт.</i>						<i>СумДУ, ЕТ.м-01</i>		
<i>Н.контроль</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Зав.каф.</i>		<i>Лебединський</i>						

– обвалення та пошкодження обладнання, конструкцій будівель, комунікацій, установок.

Причиною пожеж та вибухів на вибраному об'єкті можуть бути:

- порушення правил пожежної безпеки;
- порушення правил експлуатації електроустановок.

9.2 Заходи зниження негативного впливу небезпечних та шкідливих виробничих факторів

Мікроклімат у виробничих приміщеннях визначаються температурою за відносної вологості повітря, швидкістю руху повітря. Ці чинники істотно впливають на здоров'я людини. Одним із основних заходів у цьому напрямі є паспортизація санітарно-технічного стану умов праці на конкретних робочих місцях.

Для поліпшення санітарно-технічних умов та гігієни праці робітників на обраному об'єкті створено санітарно-побутові приміщення: роздягальні, душові, умивальні, туалети, кімнати відпочинку, приміщення для сушіння одягу та взуття, приміщення для обігріву працюючих та курильні.

Виробниче освітлення

Безпека праці значною мірою залежить від правильно організованого природного та штучного освітлення.

Освітлення у цьому проекті обрано відповідно до ДНБ В.2.5–28–2018. Проектом передбачено загальне освітлення всіх приміщень, ремонтне та аварійне там, де це необхідно за умовами експлуатації.

Управління освітленням - місцеве за допомогою вимикачів, які встановлюються у приміщеннях із нормальним середовищем.

Забезпечення електробезпеки

Проектом передбачаються такі заходи щодо електробезпеки:

- заземлення металевих частин електроустаткування через контури заземлення;

					<i>MP 3.8.14.1.403 ПЗ</i>	Аркуш
						141
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– захист від статичної електрики у вибухо- та пожежонебезпечних виробництвах шляхом заземлення технологічного обладнання;

– захист від електростатичної індукції забезпечується шляхом приєднання обладнання до захисного заземлення електрообладнання;

– захисні пристрої та знаки безпеки.

На компресорній станції використовуються такі захисні пристрої:

– екрани;

– запобіжні клапани;

– кінцеві вимикачі;

– механічні та електричні блокування

Безпечна робота з вантажопідійомними механізмами регламентується Правилами будови та безпечної експлуатації вантажопідіймальних кранів. Вантажопідійомні машини та механізми для надійності та безпеки робіт проходять огляд. У забезпеченні безпеки робіт з вантажопідійомними механізмами важливе значення має також правильний підбір вантажозахоплювальних пристроїв. Кран-балки забезпечені пристроями безпеки: кінцеві вимикачі для автоматичної зупинки механізмів пересування крана, ходового візка та підйому вантажозахоплювальних органів; блокуванням для автоматичного зняття напруги, дзвінковою сигналізацією.

9.3 Розрахунок заземлюючого пристрою цеху

Розрахунок заземлення виконується наступним чином: за експериментальними даними визначаємо характер ґрунту, в якому передбачається закласти заземлюючий пристрій, і питомий опір ґрунту (табл. 9.1).

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
						142
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 9.1 – Електричний опір ґрунтів

Вид ґрунта	Питомий електричний опір, Ом·м	
	Межі коливань	При вологості 10-20%
Глина	8-70	40
Суглинок	40-150	100
Пісок	400-700	700
Супісок	150-400	300
Торф	10-30	20
Чорнозем	9-53	20
Кам'янистий	500-800	–

Опір ґрунту з урахуванням коефіцієнта сезонності (табл. 9.2, 9.3) для вертикальних стрижнів, Ом·м:

$$\rho_{o.c.} = \psi_s \cdot \rho_o, \quad (9.1)$$

де ψ_s – коефіцієнт сезонності;

ρ_o – питомий опір ґрунта.

Довжина вертикальних електродів (стрижнів) з умови: для ручної забивки до 3 м, для віброзабивки 5 м.

Опір розтіканню струму одиночного стрижня, Ом,

$$R_c = \left(\frac{\rho_{o.c.}}{2\pi l_c} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{2l_c}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4t + l_c}{4t - l_c} \right) \right) \quad (9.2)$$

де l_c – довжина стержня, м;

d – діаметр стержня з труби, м.

$t = H + (1/2) \cdot l_c$ – відстань від поверхні землі до середини стрижня, м;

H – відстань від поверхні землі до верху стрижня (глибина закладання стрижня), м;

Попередня кількість заземлювачів, шт.,

$$n_{np} \cdot \eta_c = R_c / R_3 \quad (9.3)$$

де R_3 – опір розтікання струму заземлюючого пристрою у відповідності до ПУЕ;

η_c – коефіцієнт використання вертикальних стержнів.

виходячи з умови закладання заземлювального пристрою (розміри площадки, розміщення стрижнів за контуром або в ряд) знаходимо довжину сполучної смуги, м.:

– при розташуванні в ряд:

$$l_n = 1,05 \cdot (n - 1) \cdot \alpha \quad (9.4)$$

– при розташуванні по контуру:

$$l_n = 1,5 \cdot n \cdot \alpha \quad (9.5)$$

де α - відстань між стрижнями;

питомий опір ґрунту з урахуванням сезонності для сполучної смуги (табл. 9.2),

Ом·м,

$$\rho_{c.n.} = \psi_z \cdot \rho_0 \quad (9.6)$$

Опір розтіканню струму сполучної смуги, Ом,

$$R_n = \left(\frac{\rho_{c.n.}}{2\pi l_n} \right) \ln \left(\frac{2l_n^2}{b \cdot H} \right) \quad (9.7)$$

де l_n - довжина смуги, м;

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						144
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

b – ширина лінії, м;

Таблиця 9.2 – Коефіцієнт сезонності

Кліматична зона	Значення коефіцієнта сезонності при вологості		
	підвищеній	нормальній	зниженої
Вертикальний електрод довжиною до 3 м			
1	1,9	1,7	1,5
2	1,7	1,5	1,3
3	1,5	1,3	1,2
4	1,3	1,1	1,0
Вертикальний електрод довжиною 4-5 м			
1	1,5	1,4	1,3
2	1,4	1,3	1,2
3	1,3	1,2	1,1
4	1,2	1,1	1,0
Горизонтальний електрод довжиною до 50 м			
1	7,2	4,5	3,6
2	4,8	3,0	2,4
3	3,2	2,0	1,6
4	2,2	1,4	1,12

З табл.9.3 визначимо коефіцієнт використання (взаємного екранування) вертикальних стержнів (n_c) та по табл. 9.4 – коефіцієнт використання сполучної смуги (n_n);

Таблиця 9.3 – Коефіцієнт використання вертикальних стержнем

Число стержнів	Відношення відстані між заземлювачами до їх довжини α / l_c при розміщенні					
	1	2	3	1	2	3
	в ряд			по контуру		
2	0,85	0,91	0,94	-	-	-
4	0,73	0,83	0,89	0,69	0,78	0,85
6	0,65	0,77	0,85	0,61	0,73	0,8
10	0,59	0,74	0,81	0,55	0,68	0,76
20	0,48	0,67	0,76	0,47	0,63	0,71
40				0,41	0,58	0,66
60				0,39	0,55	0,64
100				0,36	0,52	0,621

Результуючий опір заземлюючого пристрою, Ом

$$R_{з.у.} = (R_c \cdot R_n) / (R_c n_n + R_n n_{np} n_c) \quad (9.8)$$

Таблиця 9.4 – Коефіцієнт використання горизонтальних смуг заземлювача

Відношення α / l_c	Число стрижневих заземлювачів							
	2	4	6	10	20	40	60	100
Стержні розміщені в ряд								
1	0,85	0,77	0,72	0,62	0,42			
2	0,94	0,89	0,84	0,75	0,56			
3	0,96	0,92	0,88	0,82	0,68			
Стержні розміщені по контурі								
1	0,85	0,77	0,72	0,62	0,42			
2	0,94	0,89	0,84	0,75	0,56			
3	0,96	0,92	0,88	0,82	0,68			

Якщо ця умова дотримується, то уточнимо кількість стрижнів.

$$n = (n_{np} \cdot n_c) / n_c, \quad (9.9)$$

коефіцієнти використання стрижнів та смуги остаточно визначимо результуючий опір заземлюючого

Відстань від системи заземлення до будівлі

$$L = 0,6R_{з.у.} \quad (9.10)$$

Розрахунок заземлюючого пристрою цеху.

Здійснимо розрахунок заземлювального пристрою для електроустановок напругою 380 В. Ґрунт – суглинок. Стрижні можна розмістити за контуром цеху, що має у плані розміри 18 х 84 м. Глибина закладення стрижнів від поверхні землі Н = 0,5 м.

1. Прийємо як заземлювачі стрижні довжиною $l_c = 3 \text{ м}$ із сталевих $d = 50 \text{ мм}$. З'єднання заземлювачів зробимо на зварюванні сталевій полосі шириною $b = 40 \text{ мм}$.

2. Питомий опір ґрунту з урахуванням сезонних коливань вологості для вертикальних стрижнів за формулою 9.1, $\text{Ом} \cdot \text{м}$

$$\rho_{o.c.} = 1,3 \cdot 100 = 130 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

3. Опір розтіканню струму одиночного стрижня, за формулою 9.2 Ом ,

$$R_c = \left(\frac{130}{2 \cdot \pi \cdot 3} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,05} \right) + 0,5 \ln \left(\frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) \right) = 35,7 \text{ Ом}$$

4. Попередня кількість заземлювачів за формулою 9.3

$$\eta_{np} \eta_c = 35,7 / 4 = 8,9 \approx 9 \text{ шт.}$$

5. Довжина сполучної смуги по довжині контуру цеху, м,

$$l_n = 2 \cdot 18 + 2 \cdot 84 = 204 \text{ м}$$

$$\alpha = 204 / 9 = 22,7$$

$$\alpha / l_c = 204 / 22,7 = 7,6$$

6. Питомий опір ґрунту для сполучної смуги, $\text{Ом} \cdot \text{м}$,

$$\rho_{c.n.} = 2 \cdot 100 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

7. Опір розтіканню струму сполучної смуги, Ом ,

					<i>MP 3.8.14.1.403 ПЗ</i>	Аркуш
						147
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_n = \left(\frac{200}{2 \cdot \pi \cdot 204} \right) \ln \left(\frac{2 \cdot 204^2}{0,04 \cdot 0,5} \right) = 2,37 \text{ Ом}$$

8. По табл.9.3 приймаємо $\eta_c = 0,76$ по табл.9.4 $\eta_n = 0,55$.

9. Результуюче опори заземлюючого пристрою, Ом,

$$R_{з.у.} = (35,7 / 2,38) / ((35,7 \cdot 0,55) + (2,38 \cdot 0,55 \cdot 0,76)) = 2,37 \text{ Ом}$$

10. Уточнимо кількість стержнів, шт.:

$$n = 9 / 0,76 = 12 \text{ шт}$$

11. Відстань від системи заземлення до будівлі:

$$L = 0,6 \cdot 2,37 = 1,42 \text{ м}$$

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						148
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. Економічна частина

10.1 Розрахунок економічного ефекту від впровадження конденсаторних установок компенсації реактивної потужності

У п.4.2 було встановлено конденсаторні установки на РП-0,4 кВ УКРП-0,4-35-5У3 та УКРП-0,4-25-5У3. Також згідно з даними про структуру мережі живлення та річні споживані потужності було розраховано річну економію від впровадження установок компенсації реактивної потужності.

Нижче наведено розрахунок передбачуваної економії електроенергії від заходів компенсації реактивної потужності, а також необхідні для розрахунку дані.

Навантаження:

– $W_e = 2937,3 \text{ MВт} \cdot \text{год}$ – річне споживання електроенергії;

– $\cos \varphi_{cp} = 0,86$ – середньорічний коефіцієнт потужності;

Кабельні лінії:

КЛ1: ААШв 3х50: $R_k = 0,894 \text{ Ом} / \text{км}$, $R_k = 0,087 \text{ Ом} / \text{км}$, $l_k = 1150 \text{ м}$

КЛ2: ААШв 3х50: $R_k = 0,894 \text{ Ом} / \text{км}$, $R_k = 0,087 \text{ Ом} / \text{км}$, $l_k = 1150 \text{ м}$

Економія електроенергії досягається за рахунок зниження повного струму, що протікає по провідних елементах мережі, і як наслідок зниження активних втрат.

Зниження втрат у провідних елементах мережі визначається шляхом розрахунку повного струму до і після компенсації, що протікає по ділянках лінії живлення на стороні 6 кВ.

					МР 3.8.14.1.4.03 ПЗ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата				
Розроб.		Крамський			Проектування системи електропостачання компресорної станції	Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник		Петровський					149	156
Консульт.						СумДУ, ЕТ.м-01		
Н.контроль		Никифоров						
Зав.каф.		Лебединський						

Знайдемо значення активної потужності навантаження та активної складової повного струму, усереднені на інтервалі 1 рік:

$$P_{cp} = \frac{W_e}{8760} = \frac{2937,3}{8760} = 335,3 \text{ кВт}$$

$$I_{a.cp} = \frac{P_{cp}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{335,3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 32,3 \text{ А}$$

Знайдемо середню реактивну потужність навантаження та середню реактивну складову повного струму за рік:

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi)) = 335,3 \cdot 0,59 = 198,96 \text{ кВт} \cdot \text{А}$$

$$I_{p.cp} = \frac{Q_{cp}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{198,96}{\sqrt{3} \cdot 6} = 19,14 \text{ А}$$

Знайдемо середню повну потужність навантаження та середній повний струм:

$$S_{cp.} = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2} = \sqrt{335,3^2 + 198,96^2} = 389,89 \text{ кВт} \cdot \text{А}$$

$$I_1 = \frac{S_{cp.}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{389,89}{\sqrt{3} \cdot 6} = 37,51 \text{ А}$$

Знайдемо реактивну складову повного струму навантаження до та після компенсації

$$I_{p1} = I_{p.cp.} = 19,14 \text{ А}$$

$$I_{p.cp2} = \frac{P_{cp.} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi))}{\sqrt{3}U_n} = \frac{335,3 \cdot 0,33}{\sqrt{3} \cdot 6} = 10,86 \text{ А}$$

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						150
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Повний струм, який споживає підприємство, після компенсації дорівнюватиме:

$$I_2 = \sqrt{I_{a.c.p2}^2 + I_{p.c.p2}^2} = \sqrt{32,3^2 + 10,86} = 34,04 \text{ A}$$

Розрахувавши повний струм до та після компенсації, можна знайти потужність активних втрат у лінії до компенсації та їх зниження після.

$$P_{K1} = 3 \cdot R_k \cdot \frac{l_k}{1000} \cdot I_1^2 = 3 \cdot 0,089 \cdot \frac{1150}{2 \cdot 1000} \cdot 37,51^2 = 2,17 \text{ кВт}$$

$$P_{K1} = 3 \cdot R_k \cdot \frac{l_k}{1000} \cdot (I_1^2 - I_2^2) = 3 \cdot 0,089 \cdot \frac{1150}{1000} \cdot (37,51^2 - 34,04^2) = 0,383 \text{ кВт}$$

Втрати у силовому трансформаторі ТМЗ-250 ($\Delta P_K = 3,7 \text{ кВт}$) рівні:

$$P_T = \frac{3 \cdot \Delta P_{к.з} \cdot U_{нв}^2}{2 \cdot S_H^2} I_1^2 = \frac{3 \cdot 3,7 \cdot 6^2}{2 \cdot 250} 37,51^2 = 4,49 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_T = \frac{3 \cdot \Delta P_{к.з} \cdot U_{нв}^2}{2 \cdot S_H^2} (I_1^2 - I_2^2) = \frac{3 \cdot 3,7 \cdot 6^2}{2 \cdot 250} (37,51^2 - 34,04^2) = 0,79 \text{ кВт}$$

Сумарна потужність втрат у лінії до компенсації:

$$P = P_{K1} + P_T = 2,17 + 4,49 = 6,67 \text{ кВт}$$

Сумарна потужність втрат у лінії після компенсації:

$$\Delta P = \Delta P_{K1} + \Delta P_T = 0,383 + 0,79 = 1,18 \text{ кВт}$$

Втрати електроенергії до компенсації:

					<i>MP 3.8.14.1.4.03 ПЗ</i>	Аркуш
						151
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta W_1 = P \cdot T = 6,67 \cdot 8760 = 58433,02 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Економія електроенергії від компенсації реактивної потужності протягом року

$$\Delta W_2 = \Delta P \cdot T = 1,18 \cdot 8760 = 10316,9 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

При тарифі, що дорівнює 3,168 грн / кВт · год, річна економія складе:

$$10316,9 \cdot 3,168 = 32684,02 \text{ грн}$$

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		152

Висновки

У результаті виконання магістерської роботи розроблено проект системи електропостачання компресорної станції відповідно до завдання на дипломну роботу.

Електроприймачі, що знаходяться в приміщенні компресорної належать до II категорії, тому проектом передбачено технічне рішення, щодо встановлення двохтрансформаторної підстанції з трансформаторами типу – ТМЗ-250/6/0,4, що живиться кабельною лінією від ГПП підприємства.

Для підвищення коефіцієнта потужності $\cos \varphi$ на стороні 0,4 кВ встановлено конденсаторну установки, розрахункової потужності.

Для забезпечення живлення електричною енергією ЕП обрано кабельні лінії марки АВВГнг, так як прокладка відбувається в приміщенні компресорної. Обрані кабельні лінії перевірено: за максимальним режимом, на термічну стійкість. Умови виконуються, отже перетин обрано вірно.

Щоб забезпечити необхідний рівень освітленості розраховано кількість світильників та розташування в програмному комплексі Dialux. Обрано світлодіодні світильники з точки зору зменшення спожитої електричної енергії.

В якості захисту від струмів КЗ та струмів перевантаження вибрано автоматичні вимикачі виробника «Eaton Moeller», що відрізняються високою якістю та надійністю роботи.

У розділі охорони праці проведений аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів в приміщенні компресорної станції та заходи зниження негативного впливу небезпечних та шкідливих факторів. Проведено розрахунок заземлення цеху, що складається з вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальною половою та має загальний опір, що не перевищує 4 Ом.

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
						153
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В економічній частині було розраховано витрати на систему електропостачання та її монтаж, а також економічний ефект від встановлення компенсаційних пристроїв.

У науковій частині роботі створено віртуальні лабораторні роботи які моделюють роботи релейних пристроїв при різних режимах, що виникають в мережі. Перша модель створена для дослідження дистанційного захисту при одно- та двофазному режимі. Модель надає змогу в інтерактивному режимі змінювати параметри схеми та відслідковувати роботу захисту. Наступна модель призначена для дослідження роботи та характеристик реле РБМ-178. Усі характеристики використані для побудови схем взяті з реальних параметрів.

					<i>MP 3.8.141.403 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		154

Література

1. ДБН В.2.5.–28–2018 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення. – Київ: Мінрегіон Україна, 2018.
2. Рудницький В.Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. – Суми: ВТД "Університетська книга", 2007. – 280 с.
3. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М.:ФОРУМ:ИНФА-М, 2005. – 214 с.
4. Правила улаштування електроустановок – Київ: Міненерговугілля Україна, 2017. – 617 с.
5. Методичні вказівки і завдання до розрахунково- графічних робіт з курсу «Освітлення промислових споруд та житлових будинків» / Укладач М.В. Петровський. – Суми: Видво СумДУ, 2021. – 29 с.
6. Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ/Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро: НГУ, 2016. – 600 с.
7. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ «Небезпечні та шкідливі виробничі фактори. Класифікація».
8. Охорона праці: Методичні вказівки до виконання розрахунків з використанням пер ЕОМ IBM сумісного типу (Частина 1. Захисне заземлення)/Укладачі: О.В. Оришака, Є.К. Солових, В.О. Оришака. – Кіровоград: КІСМ, 1997.– 20 с.
9. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з навчальної дисципліни «Основи релейного захисту та автоматизації електричних систем» для студентів за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» деної та заочної форми навчання/Василець С. В, – Рівне: НУВГП, 2017. – 40с.

					MP 3.8.14.1.403 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		155

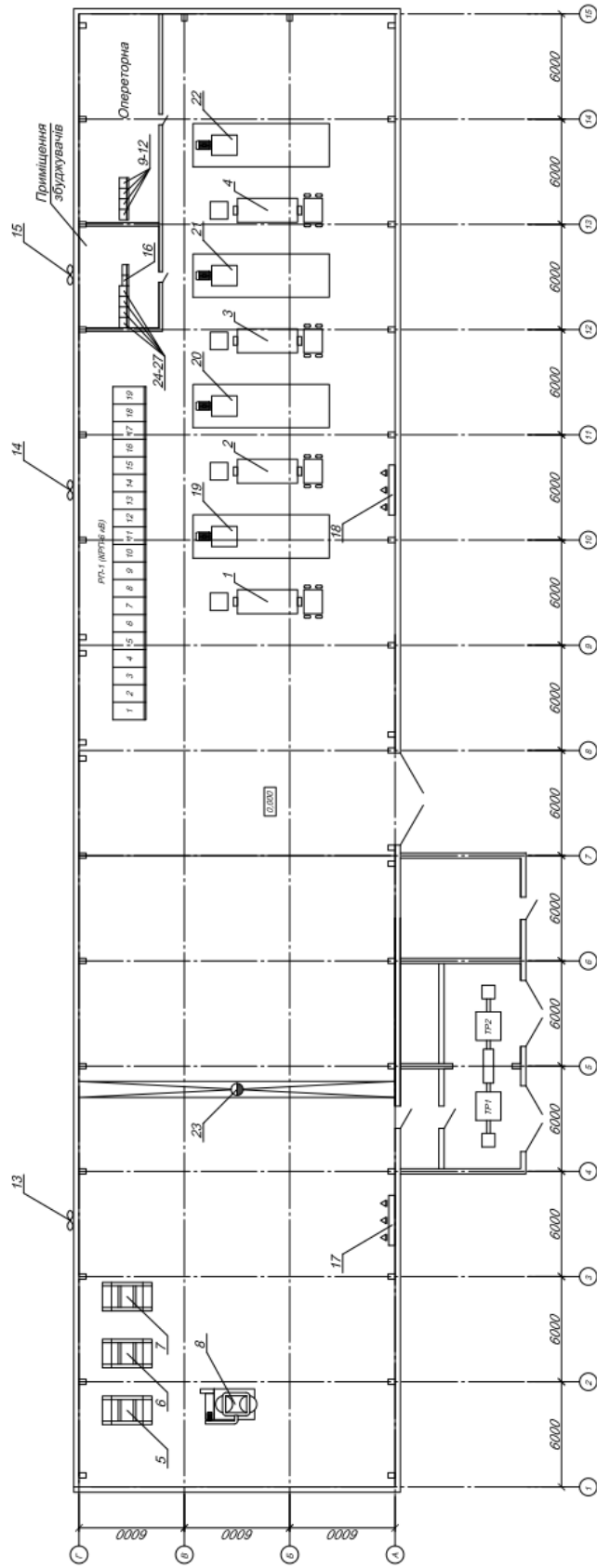
10. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Навчальний посібник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 500 с.

11. Електропостачання : підручник / П. О. Василега. – Суми : Сумський державний університет, 2019. – 521 с.

12. Методичні вказівки до оформлення дипломних робіт / Укладачі: М.А. Никифоров, І.Л. Лебединський. – Суми: Вид-во СумДУ, 2008. – 74 с.

					MP 3.8.141.403 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		156

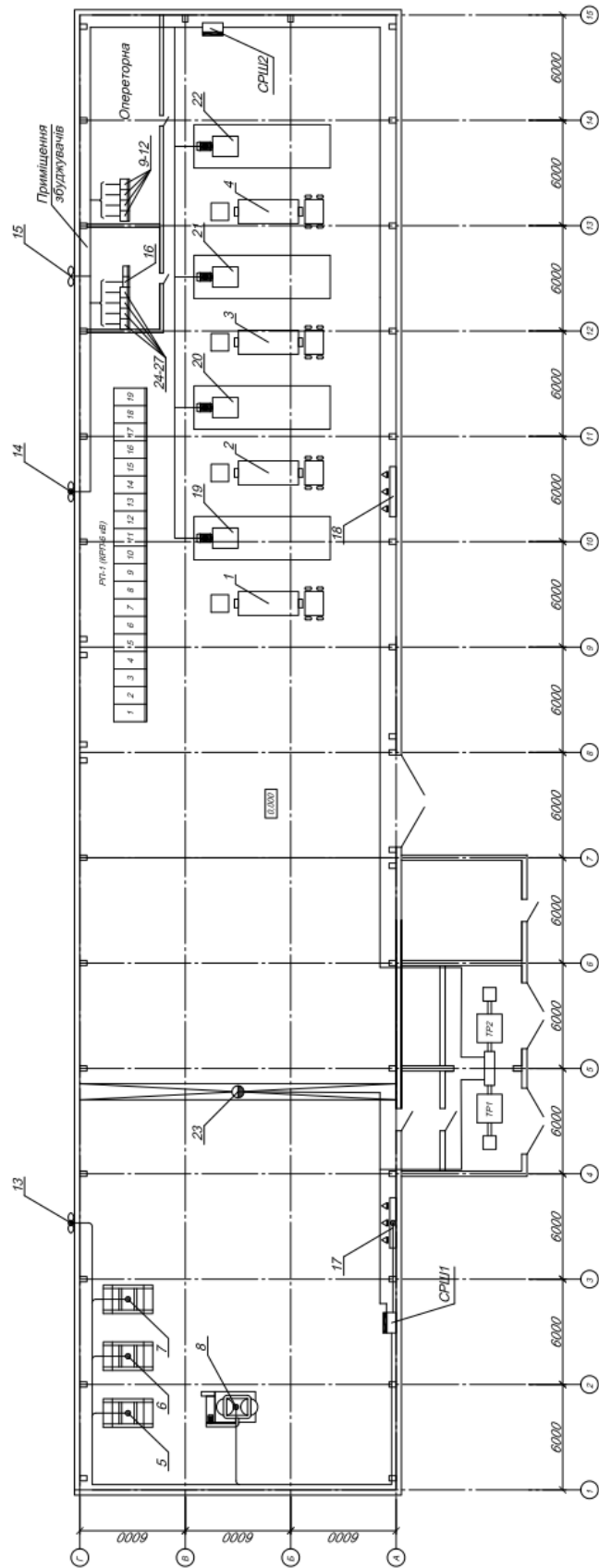
Додаток А (План компресорної станції)



Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.14.1.403 ПЗ

Додаток Б (План розташування кабельних ліній)



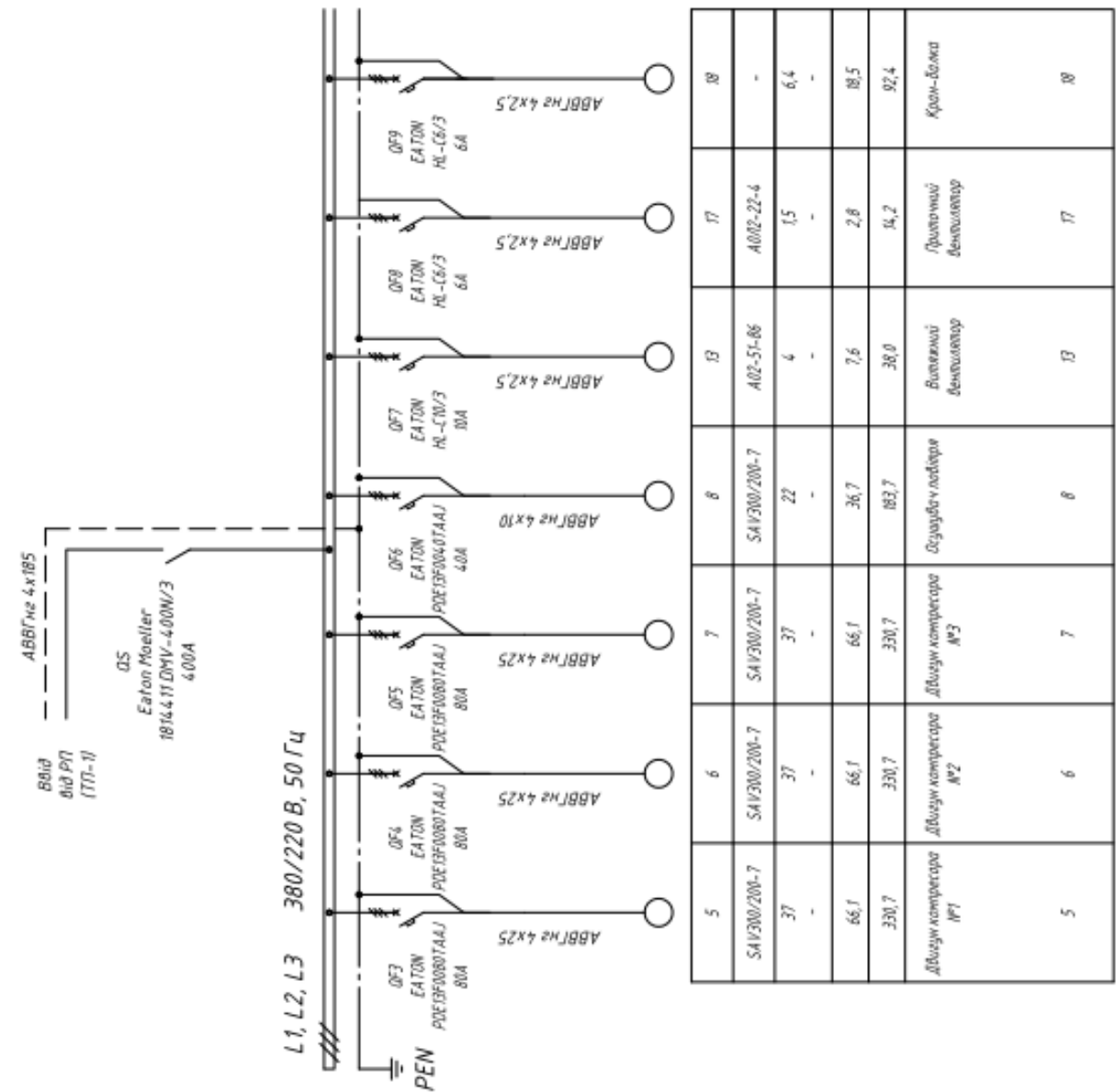
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МР 3.8.14.1.403 ПЗ

Аркуш

158

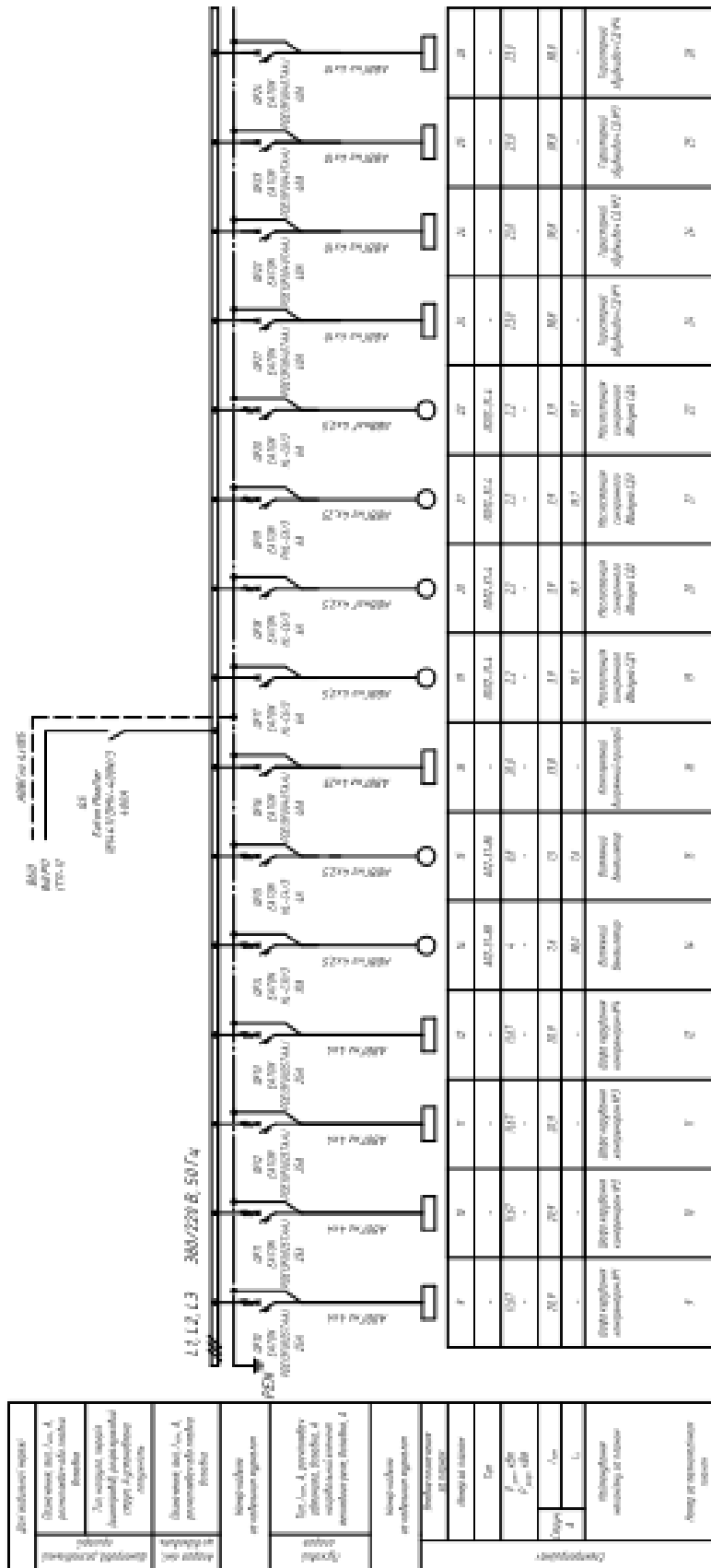
Додаток В (Схема принципова СРШ 1)



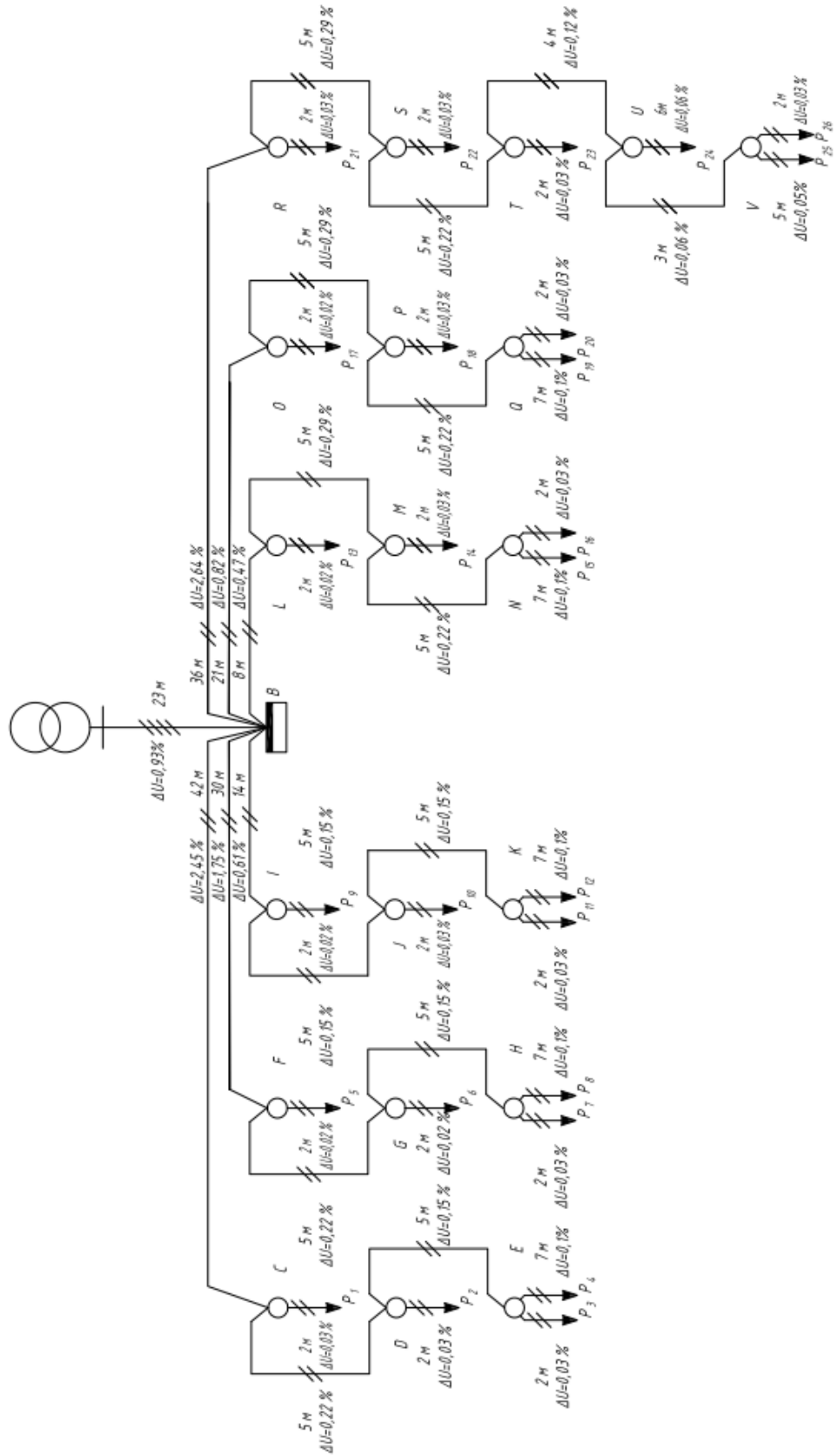
Дані жилыної мережі	Позначення, тип, $I_{ном}$, А, розчилювач або ланка вставка Тип, матеріал, порізка (комарбач), розчилювачий струж, А, установка ланка послужність
Адреса км/ відстань	Позначення, тип, $I_{ном}$, А, розчилювач або ланка вставка
Відмітки розчилювачів	Номер кабелів за кабельним журналом
Ліквідація аварій	Тип, $I_{ном}$, А, розчилювач або ланка, вставка, А нагрівальний елемент, тепловий реле, вставка, А
Генераторів	Номер кабелів за кабельним журналом
Знайдіть позначення за планом	
Номер за планом	
Тип	
$P_{ном}$, кВт $P_{роз}$, кВт	
$I_{ном}$ Сервіс А	
Написувачка механізму за лінією	
Номер за техніколінійним планом	

5	SAV300/200-7	37	-	66,1	330,7	Двигун компресора №1	5
6	SAV300/200-7	37	-	66,1	330,7	Двигун компресора №2	6
7	SAV300/200-7	37	-	66,1	330,7	Двигун компресора №3	7
8	SAV300/200-7	22	-	36,7	183,7	Об'єднаний ланка	8
13	A02-51-86	4	-	7,6	38,0	Великий вентилятор	13
17	A002-22-4	1,5	-	2,8	14,2	Малий вентилятор	17
18	-	6,4	-	18,5	92,4	Кран-балка	18

Додаток Г (Схема принципова СРШ 2)



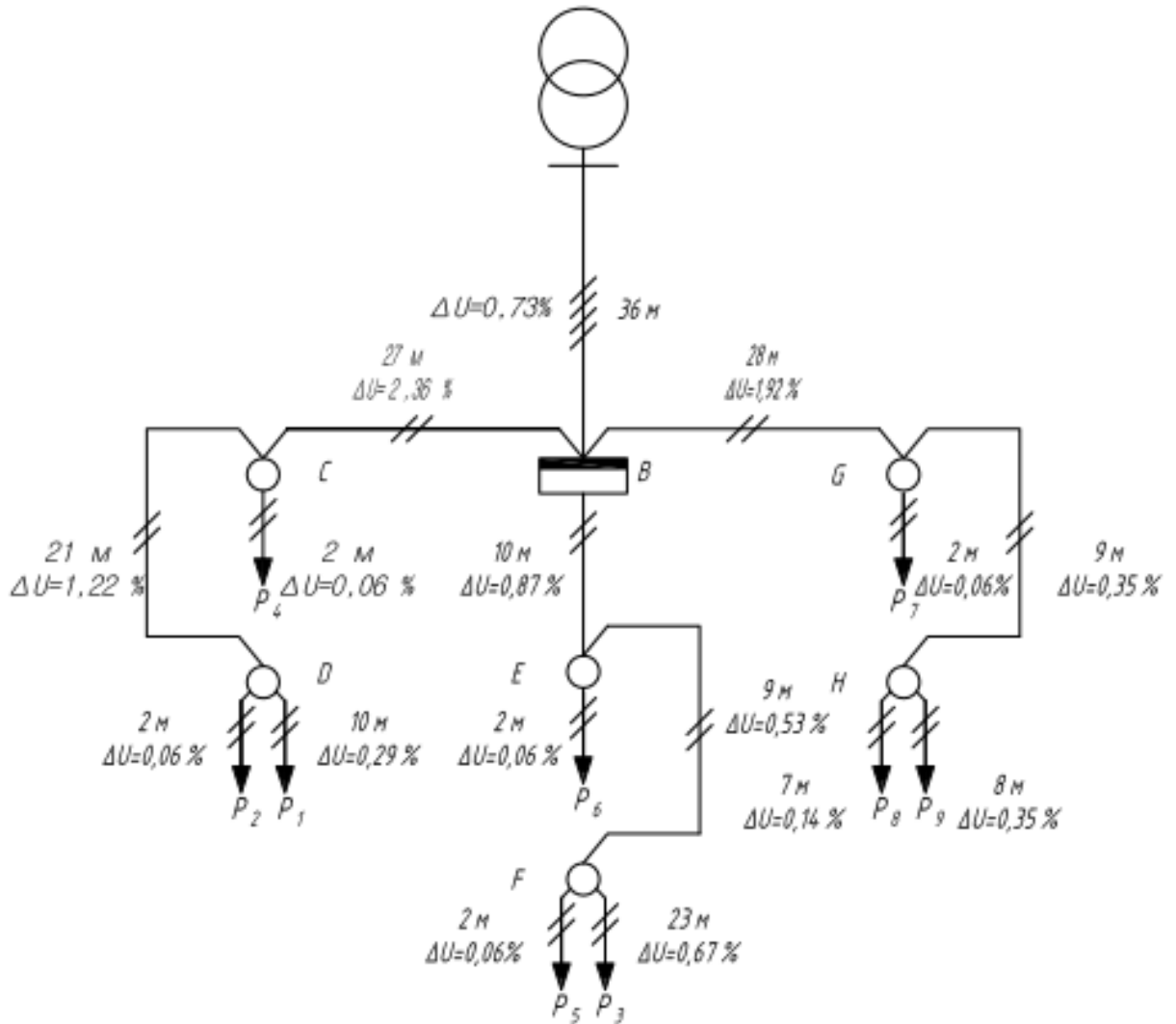
Додаток Д (Схема освітлювальної мережі робочого освітлення)



Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МР 3.8.14.1.403 ПЗ

Додаток Е (Схема освітлювальної мережі аварійного освітлення)



Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.14.1.403 ПЗ

Аркуш

162