

Міністерство освіти і науки України
Луцький національний технічний університет

**Л. В. Давиденко, Н. В. Коменда,
В. А. Давиденко, М.М. Євсюк**

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ОБ'ЄКТІВ. ПРАКТИКУМ

*Рекомендовано Луцьким національним технічним
університетом як навчальний посібник для студентів галузі
знань «Електрична інженерія»*

Луцьк 2022

УДК 621.311:658.5(075.8)

ББК 31.29-5я73

Д13

*Гриф надано Луцьким національним технічним університетом, протокол засідання вченої ради № 06 від 27 січня 2022 року
(Лист № 186/01-14 від 10.02.2022)*

Рецензенти:

Розен В. П., доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри автоматизації електротехнічних та мехатронних комплексів Інституту енергозбереження та енергоменеджменту Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського».

Федосов С. А., доктор наук, професор кафедри теоретичної та комп'ютерної фізики імені А. В. Свідзинського Волинського національного університету імені Лесі Українки.

Тарасенко М.Г., доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри електричної інженерії Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Давиденко Л. В.

Д13 Електропостачання промислових об'єктів. Практикум: навчальний посібник / Людмила Валеріївна Давиденко, Наталія Володимирівна Коменда, Володимир Анатолійович Давиденко, Микола Миколайович Євсюк – Луцьк: ВІП ЛНТУ, 2022.– 244с.

ISBN 978-617-672-247-2

Навчальний посібник містить типові задачі з питань проектування систем електропостачання промислових підприємств, зокрема, розрахунку електричних навантажень, вибору потужності та кількості трансформаторів підстанцій, розрахунку зовнішнього та внутрішнього електропостачання, цехових мереж, а також струмів короткого замикання та вибору і перевірки комутаційного обладнання та струмопровідних елементів.

Теоретичний матеріал та практичні аспекти проектування СЕП, викладені в посібнику, є корисним для студентів галузі знань «Електрична інженерія», а також інженерно-технічних працівників, які працюють у сфері проектування електричних мереж та систем електропостачання.

УДК 621.311:658.5(075.8)

ББК 31.29-5я73

ISBN 978-617-672-247-2

© Давиденко Л. В., Коменда Н. В.,
Давиденко В.А., Євсюк М.М., 2022

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	9
ПЕРЕДМОВА	10
1. ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ	11
1.1 Середні навантаження	11
1.2 Графіки електричних навантажень та їх показники	13
1.3 Основні методи розрахунку електричних навантажень	18
1.3.1 Метод впорядкованих діаграм	18
1.3.2 Статистичний метод	25
1.3.3 Метод розрахункових коефіцієнтів (модифікований метод впорядкованих діаграм)	27
1.4 Додаткові методи розрахунку електричних навантажень	33
1.4.1 Метод питомих витрат електроенергії	33
1.4.2 Метод питомого навантаження	34
1.5 Розрахунок електричних навантажень	35
1.5.1 Розрахунок силових навантажень цехової мережі	36
1.5.2 Розрахунок освітлювальних навантажень	40
1.5.3 Розрахунок сумарних навантажень підприємства	42
1.6 Приклади розрахунку електричних навантажень	43
1.6.1 Приклад розрахунку номінальної потужності	43
1.6.2 Приклад визначення режиму роботи електроприймача	44
1.6.3 Приклад визначення n_{ef}	45
1.6.4 Приклади застосування методу впорядкованих діаграм для розрахунку електричних навантажень об'єктів	49
1.6.5 Приклад розрахунку силових навантажень цехової мережі	58
1.6.6 Приклад розрахунку освітлювальних навантажень	62
1.6.7 Приклад розрахунку сумарних навантажень підприємства	62
1.6.4 Приклад розрахунку середніх навантажень	63
1.7 Задачі для самостійного розв'язку	64
2 ВИБІР КІЛЬКОСТІ І ПОТУЖНОСТІ ЦЕХОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ І КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ	72
2.1 Вибір кількості і потужності цехових трансформаторів	72
2.2 Вибір кількості і потужності компенсуючих пристроїв	74
2.3 Приклад розрахунку вибору кількості і потужності цехових трансформаторів і компенсуючих пристроїв	74
3 РОЗРАХУНОК І ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВІДНИКІВ СЕП	76
3.1 Розрахунок і вибір перерізу кабельної лінії мережі зовнішнього електропостачання	76
3.2 Розрахунок і вибір перерізу кабельної лінії мережі внутрішнього електропостачання	77
3.3 Розрахунок і вибір перерізу мережі живлення механічної дільниці ..	78

3.4 Приклад розрахунку і вибір перерізів провідників СЕП	80
3.4.1 Приклад розрахунку і вибору перерізу кабельної лінії мережі зовнішнього електропостачання	80
3.4.2 Приклад розрахунку і вибору перерізу мережі внутрішнього електропостачання	81
3.4.3 Приклад розрахунку і вибору перерізу мережі живлення механічної дільниці	83
4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ СЕП	84
4.1 Тарифи на електричну енергію	84
4.2 Основні техніко-економічні показники	86
4.3 Техніко-економічні розрахунки при проектуванні і реконструкції СЕП	86
4.4 Математичні методи в техніко-економічних розрахунках	88
4.5 Електробаланс підприємства	89
4.6 Врахування витрат і втрат електроенергії. Приклад складання електробалансу	90
4.7 Вплив електробалансу промислових підприємств на економію електричної енергії	91
5 РОЗРАХУНОК ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА.....	92
5.1 Структура системи електропостачання	92
5.2 Роль розподільчих пунктів в розподільних мережах, деревоподібна структура СЕС	95
5.3 Вимоги до проектування систем електропостачання	96
5.4 Система зовнішнього електропостачання	98
5.4.1 Вимоги до систем зовнішнього електропостачання	98
5.4.2 Вибір напруги мережі живлення	99
5.4.3 Схеми зовнішнього електропостачання підприємств	100
5.5 Система внутрішньооб'єктного електропостачання високої напруги	105
5.5.1 Вимоги до високовольних розподільчих мереж підприємства	105
5.5.2 Вибір напруги внутрішньозаводської мережі	105
5.5.3 Схеми внутрішнього електропостачання промислових підприємств	107
5.5.4 Загальні рекомендації по вибору схеми заводської високовольної розподільчої мережі	113
5.6 Розрахунок перерізу ліній електропередачі	114
5.6.1 Розрахунок перерізу повітряних ЛЕП	114
5.6.2 Розрахунок перерізу кабельних ліній напругою понад 1 кВ	115
5.7 Приклад розрахунку і вибір перерізів провідників СЕП	118
5.7.1 Приклад розрахунку мережі внутрішньозаводського електропостачання	118

5.7.2 Приклад розрахунку і вибору перерізу кабельної лінії мережі зовнішнього електропостачання	119
5.8 Задачі для самостійного розв'язку	122
6 РОЗПОДІЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ДО ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ ПІДПРИЄМСТВА НА НАПРУЗІ ДО 1000 В	123
6.1 Призначення і класифікація низьковольтних розподільчих мереж	123
6.2 Схеми низьковольтних силових розподільчих мереж	125
6.3 Виконання внутрішніх розподільчих (цехових) мереж	128
6.3.1 Основні вимоги до цехової електричної мережі	128
6.3.2 Схеми цехових мереж	129
6.4 Розрахунок низьковольтних розподільчих мереж	135
6.4.1 Загальні вимоги та особливості розрахунку	135
6.4.2 Розрахунок та вибір перерізу провідників	136
6.4.3 Вибір і перевірка електричних апаратів напругою до 1кВ ..	140
6.5 Приклад розрахунку і вибір перерізів провідників СЕП	142
6.5.1 Приклад розрахунку низьковольтної розподільчої мережі ..	142
6.5.2 Приклад розрахунку цехової мережі	143
6.6. Задачі для самостійного розв'язку	144
7 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	146
7.1 Загальні вказівки	146
7.2 Побудова розрахункової схеми та схеми заміщення	148
7.3 Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення короткозамкненого кола	150
7.3.1 Розрахунок вихідних параметрів елементів схеми заміщення	150
7.3.2 Зведення параметрів елементів короткозамкненого кола до базових умов	167
7.4 Перетворення схеми заміщення відносно точки короткого замикання	175
7.5 Розрахунок струму КЗ в мережі вище 1 кВ	176
7.5.1 Розрахунок струму симетричного короткого замикання	176
7.5.2 Розрахунок струму несиметричного короткого замикання ..	180
7.6 Розрахунок струмів КЗ в мережах напругою до 1 кВ	182
7.6.1 Особливості розрахунку	182
7.6.2 Розрахунок струму трифазного КЗ	183
7.6.3 Розрахунок струму однофазного КЗ	186
7.7 Стійкість елементів СЕП дії струму КЗ	187
7.7.1 Електродинамічна дія струму КЗ	187
7.7.2 Перевірка на електродинамічну стійкість	188
7.7.3 Термічна дія струму КЗ	191
7.7.4 Перевірка на термічну стійкість	194
7.8 Приклади розрахунку	199
7.8.1 Приклад розрахунку струму трифазного КЗ	199

7.8.2 Приклад розрахунку струму однофазного КЗ	202
7.8.3 Приклад перевірки на термічну та динамічну стійкість	203
7.9 Задачі для самостійного розв'язку	204
ЛІТЕРАТУРА	208
Предметний покажчик	211
ТЕРМІНОЛОГІЧНИЙ СЛОВНИК	213
.....	
ДОДАТКИ	215
Додаток А. Розрахункові коефіцієнти до розрахунку навантажень	215
Додаток Б. Технічні дані автоматичних вимикачів напругою до 1000В..	217
Додаток В. Технічні дані силових трансформаторів, розподільних пристроїв ТП, комірок КСО-393, конденсаторних установок і розподільних пунктів	221
Додаток Г. Допустимі значення струмів струмопровідних частин	229
Додаток Д. Експлуатаційні характеристики електричних мереж	223
Додаток Е. Опори струмопровідних елементів і силових трансформаторів	238
Додаток Є. Додаткові довідникові дані	240
Додаток Ж. Умовні позначення електрообладнання на планах і схемах.	241

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР	–	автоматичне включення резерву
ВН	–	висока напруга
ВРШ	–	ввідно-розподільна шафа
ЕЕС	–	електроенергетична система
ЕО	–	електрообладнання
ЕП	–	електроприймач
ЕПС	–	електропостачальна система
ЗТП	-	закрита трансформаторна підстанція
КЗ	–	коротке замикання (електроустановки, трансформатора, ...)
ККУ	–	комплектна конденсаторна установка
КРП	–	комплектний розподільний пристрій
КТП	–	комплектна трансформаторна підстанція
ЛЕП	–	лінія електропередачі
НН	–	низька напруга
ПГВ	–	підстанція глибокого вводу
ПРА	–	пуско-регулюючий апарат
ПС	–	підстанція
ПУЕ	–	правила улаштування електроустановок
РП	–	розподільний пункт 6, 10 кВ або 0,4 кВ
РП ВН	–	розподільний пункт високої напруги
РП НН	–	розподільний пристрій низької напруги
РШНН	–	розподільна шина низької напруги
РЩ	–	розподільний щиток
СЕП	–	система електропостачання
СРШ	–	силова розподільна шафа
ТП	–	трансформаторна підстанція
ХХ	–	холостий хід (трансформатора)
ЦЕН	–	центр електричних навантажень
ЦРП	–	центральний розподільний пункт
ЦТП	–	цехова трансформаторна підстанція
ЦЖ	–	центр живлення
ШМ	–	шинопровід магістральний
ШР	–	шинопровід розподільний

ПЕРЕДМОВА

Електропостачальна система (ЕПС) промислового об'єкту – це сукупність електричної мережі та інших електротехнічних устат і пристроїв, яка призначена для постачання електроенергії електроприймачам електроспоживача від пунктів живлення, чи пунктів живлення та власної електростанції. Звідси випливає безпосередній зв'язок ЕПС із генераторами електричних станцій і електричними мережами електроенергетичної системи (ЕЕС), зумовлений неперервністю виробництва й споживання електроенергії. З іншого боку, ЕПС є складовою частиною технологічного процесу підприємства й повністю йому підпорядкована. З такого взаємозв'язку випливають основні технічні вимоги до ЕПС промислових об'єктів, а саме:

1. Забезпечення належної надійності електропостачання.
2. Дотримання показників якості електроенергії згідно з чинним стандартом.
3. Зручність під час монтування, експлуатації та утилізації її елементів.

Більшість електропостачальних систем промислових об'єктів, як правило, проектують із використанням таких принципів їх побудови:

1 - принципу глибокого вводу високої напруги, який полягає в максимально можливому наближенні вищої напруги до електроприймачів із мінімальною кількістю проміжних ланок трансформації напруги.

2 - принципу децентралізації приймання та розподілу електроенергії, який полягає у дробленні трансформаторних підстанцій (ТП).

3 - принципу секціювання всіх ланок ЕПС від головної знижувальної підстанції чи власної електростанції до шин низької напруги.

4 - принципу розділеної (не паралельної) роботи елементів ланок ЕПС (трансформаторних підстанцій і ліній електропересилання).

5 - принципу відмови від „холодного резерву”, тобто всі елементи ланок ЕПС мають бути завантаженими.

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.

1 ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

1.1 Середні навантаження

Середнє значення величини, що змінюється, є її основною статистичною характеристикою. Сумарне середнє навантаження всіх приймачів електричної енергії групи дає можливість приблизно оцінити нижню межу можливих значень розрахункового навантаження. Середнє значення активної і реактивної потужності за будь-який проміжок часу в загальному вигляді можна визначити з виразів:

$$P_c = \frac{\int_0^t p dt}{t}; Q_c = \frac{\int_0^t q dt}{t}. \quad (1.1)$$

В умовах експлуатації середні навантаження розглядаються за певний визначений проміжок часу, наприклад за цикл t_u і визначаються за показами лічильників активної і реактивної електричної енергії:

$$P_c = \frac{E_a}{t_u}; Q_c = \frac{E_p}{t_u}; \quad (1.2)$$

де E_a , E_p – споживання активної і реактивної електричної енергії групою приймачів електричної енергії; $\cos \varphi_c$ – середній за час циклу коефіцієнт потужності.

Важливе значення при розрахунках і дослідженні навантажень, а також при підрахунках витрат і втрат електричної енергії мають середня потужність за найбільш завантажену зміну $P_{см}$, і середньорічна потужність $P_{ср}$, $Q_{ср}$. Величини $P_{см}$, $Q_{см}$ визначають за допомогою показників, які визначаються за допомогою найпростіших досліджень навантажень і перевіряються за питомими витратами електричної енергії, які відомі для більшості виробництв.

Середня активна потужність за найбільш завантажену зміну $P_{см}$ будь-якої групи силових приймачів з однаковим режимом роботи визначається шляхом множення сумарної номінальної потужності групи приймачів P_n , приведеної для приймачів з повторно-короткочасним

режимом роботи (ПКР) до $ПВ=100\%$, на їх груповий коефіцієнт використання $K_{в.а.}$:

$$P_{см} = K_{в.а.} P_n. \quad (1.3)$$

Середня реактивна потужність за найбільш завантажену зміну $Q_{см}$ для будь-якої групи силових приймачів (з відстаючим струмом (активно-індуктивне навантаження)) однакового режиму роботи визначається:

1) шляхом множення сумарної номінальної реактивної потужності групи робочих приймачів Q_n , що приведена для приймачів з ПКР до $ПВ=100\%$, на їх груповий коефіцієнт використання $K_{в.р.}$:

$$Q_{см} = K_{в.р.} Q_n; \quad (1.4)$$

2) шляхом множення середньої активної потужності $P_{см}$ цієї групи на $tg\varphi$, що відповідає груповому коефіцієнту потужності $\cos\varphi$:

$$Q_{см} = P_{см} tg\varphi; \quad (1.5)$$

Середньоквадратичні навантаження $P_{ск}$, $Q_{ск}$, $I_{ск}$ за будь-який інтервал часу в загальному вигляді можна визначити з наступних виразів:

$$P_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt}, \quad Q_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T Q^2(t) dt},$$

$$I_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt} \quad (1.6)$$

де T – проміжок часу, який розглядається.

Слід зауважити, що середньоквадратична реактивна потужність $Q_{ск}$ має важливе значення для оцінювання ефекту втрат електричної енергії в мережах при підвищенні $\cos\varphi$.

За споживанням *реактивної потужності* електроприймачі або їх групи характеризуються коефіцієнтом потужності $\cos\varphi = P/S$ або коефіцієнтом реактивної потужності $tg\varphi = Q/P$.

Коефіцієнт потужності вважається високим, коли його значення більше 0,9; середнім – за значень від 0,65 до 0,9; низьким – від 0,4 до 0,65 і

особливо низьким за значень, менших від 0,4. Єдиний електроприймач, що може генерувати реактивну потужність – синхронний двигун, його коефіцієнт потужності називають ємнісним.

1.2 Графіки електричних навантажень та їх показники

Електричні навантаження характеризують споживання електричної енергії окремими споживачами, групою споживачів в цехові, групою цехів і підприємством в цілому.

Електричні навантаження можна спостерігати візуально за допомогою вимірювальних приладів. В умовах експлуатації, зміни навантаження за активною і реактивною потужністю в часі записують, як правило, у вигляді ступінчатої кривої за показами лічильників активної і реактивної енергії, що знімаються через певні проміжки часу.

Криві зміни активної, реактивної потужності і струму в часі називаються графіками навантажень відповідно активної, реактивної потужності і струму.

Графіки навантажень у відповідності з затвердженою методикою поділяються на індивідуальні (для окремих споживачів) і групові – для групи приймачів електричної енергії (рис.1.1).

Записи графіків P , Q , I для n приймачів будуть мати вигляд:

$$P(t) = \sum_{i=1}^n p_i(t), \quad Q(t) = \sum_{i=1}^n q_i(t), \quad I(t) = \frac{\sqrt{P^2(t) + Q^2(t)}}{\sqrt{3}U_n} \quad (1.7)$$

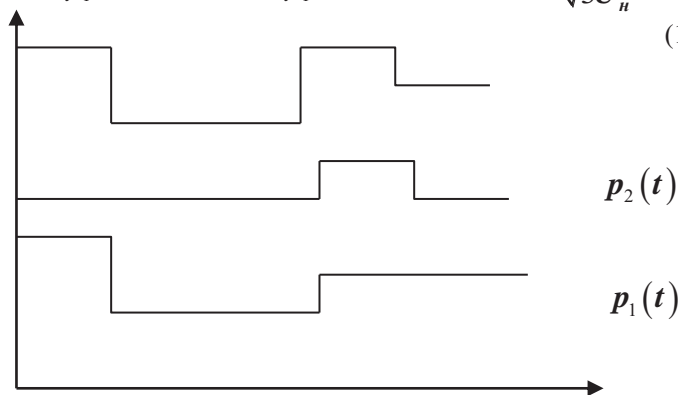


Рисунок 1.1 - Індивідуальні і групові графіки навантаження

Індивідуальні графіки необхідні для визначення навантажень потужних електроприймачів. При проектуванні систем електропостачання промислових підприємств використовуються, як правило, групові графіки електричних навантажень (від графіків групи споживачів, до графіків групи цехів і до графіка електричного навантаження всього підприємства в цілому).

За тривалістю розрізняють добові, сезонні, річні графіки електричних навантажень.

Кожна галузь промисловості має свій характерний графік електричних навантажень, що визначається технологічним процесом виробництва.

При розрахунках і дослідженнях електричних навантажень використовуються деякі безрозмірні величини (коефіцієнти) графіків навантажень, що характеризують режим роботи приймачів за потужністю і за часом.

Коефіцієнти графіків електричних навантажень визначаються як для індивідуального так і для групового графіку як активної, так і реактивної потужності чи струму. В зв'язку з цим застосовується наступна система позначень:

1. Всі коефіцієнти індивідуальних і групових графіків позначаються відповідно малою буквою k і великою буквою K .
2. Вид коефіцієнту позначається індексом у вигляді початкової букви його назви.
3. Всі коефіцієнти графіків активної потужності позначаються індексом "а", реактивної потужності – "р", струму – "І".

Наприклад, $K_{з.г.а.}$ – груповий коефіцієнт заповнення графіка активної потужності.

Коефіцієнти, що характеризують графіки електричних навантажень:

Коефіцієнт використання – є основним показником для розрахунку електричних навантажень.

Коефіцієнтом використання – активної потужності приймача $k_{в.а.}$ чи групи приймачів $K_{в.а.}$ називається відношення середньої активної потужності окремого приймача (чи групи приймачів) до її номінального значення:

$$k_{в.а.} = \frac{P_c}{P_n}; \quad K_{в.а.} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{в.а.} P_n}{\sum_{i=1}^n P_n} \quad (1.8)$$

Цей коефіцієнт, як і середнє навантаження p_c , P_c відноситься, як правило, до зміни з найбільшим завантаженням приймачів.

Для групи приймачів, що складається з підгруп споживачів з різними режимами роботи, середньо виважений $K_{в.а.}$ можна визначити з достатньою точністю для практичних розрахунків за формулою:

$$K_{в.а.} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{cm}}{\sum_{i=1}^n P_n}. \quad (1.9)$$

де n – кількість підгруп споживачів з різними режимами роботи, що входять в дану групу; P_{cm} – середня потужність підгруп за найбільш завантажену зміну; P_n – номінальна потужність споживачів.

Коефіцієнти використання за реактивною потужністю $k_{в.р.}$, $K_{в.р.}$ і струмом $k_{в.л.}$, $K_{в.л.}$ визначаються аналогічно.

Коефіцієнтом включення приймача k_g називається відношення тривалості включення приймача в циклі t_g до тривалості циклу t_u

$$k_g = \frac{t_g}{t_u}. \quad (1.10)$$

Коефіцієнтом включення групи споживачів, чи груповим коефіцієнтом включення K_g називається середньо виважене (за номінальною активною потужністю) значення коефіцієнтів включення всіх приймачів, що входять в групу визначається за формулою:

$$K_g = \frac{\sum_{i=1}^n k_g p_n}{\sum_{i=1}^n p_n}. \quad (1.11)$$

Коефіцієнтом завантаження приймача $k_{з.а.}$ за активною потужністю називається відношення фактично споживаної ним середньої

потужності $P_{c.e.}$ (за час ввімкнення t_e протягом циклу t_u) до його номінальної потужності.

$$k_{з.а.} = \frac{P_{c.e.}}{P_n} = \frac{1}{P_n} \frac{1}{t_e} \int_0^{t_u} p(t) dt = \frac{P_c t_u}{P_n t_e} = \frac{k_{e.a.}}{k_e}. \quad (1.12)$$

Аналогічно можна знайти коефіцієнт завантаження за реактивною потужністю і струмом.

Груповий коефіцієнт завантаження:

$$K_{з.а.} = \frac{K_{e.a.}}{K_e}. \quad (1.13)$$

Згідно (1.10) і (1.11) можна отримати наступні співвідношення:

$$\begin{aligned} k_{e.a.} &= k_e k_{з.а.} \\ K_{e.a.} &= K_e K_{з.а.} \end{aligned} \quad (1.14)$$

Коефіцієнт форми індивідуального чи групового графіка навантажень $k_{\phi I}$, $K_{\phi I}$ називається відношення середньоквадратичного струму (чи середньо-квадратичної повної потужності) приймача чи групи приймачів за певний проміжок часу до його середнього значення за той же період часу:

$$k_{\phi I} = \frac{i_{ck}}{i_c} = \frac{S_{ck}}{S_c}; \quad K_{\phi I} = \frac{I_{ck}}{I_c} = \frac{S_{ck}}{S_c}. \quad (1.15)$$

Якщо віднести їх до активної чи реактивної потужності одного чи групи споживачів, то коефіцієнти форми можна визначити з наступних виразів:

$$k_{\phi.a.} = \frac{P_{ck}}{P_c}; \quad (1.16)$$

$$k_{\phi.p.} = \frac{q_{ck}}{q_c}; \quad K_{\phi.p.} = \frac{Q_{ck}}{Q_c}. \quad (1.17)$$

Коефіцієнт форми характеризує нерівномірність графіка в часі, свого найменшого, рівного одиниці, значення, він набуває при навантаженні незмінному в часі.

Коефіцієнтом максимуму активної потужності $k_{м.а.}$, $K_{м.а.}$ називається відношення розрахункової активної потужності p_p , P_p до середнього навантаження p_c , P_c за досліджуваній проміжок часу:

$$K_{м.а.} = \frac{P_p}{P_c}. \quad (1.18)$$

Аналогічно можна знайти коефіцієнт максимуму за реактивною потужністю і струмом.

Коефіцієнтом попиту за активною потужністю $K_{н.а.}$ називається відношення розрахункової P_p (в умовах проектування) чи споживаної $P_{сп}$ (в умовах експлуатації) активної потужності до номінальної (встановленої) активної потужності споживачів:

$$K_{н.а.} = \frac{P_p}{P_n}. \quad (1.19)$$

Аналогічно можна знайти коефіцієнт попиту за реактивною потужністю і струмом.

Коефіцієнтом різночасності максимумів навантаження за активною потужністю $K_{р.м.а.}$ називається відношення сумарного розрахункового максимуму активної потужності вузла системи електропостачання до суми розрахункових максимумів активної потужності окремих груп приймачів, що входять в даний вузол системи електропостачання:

$$K_{р.м.а.} = \frac{P_p}{\sum_{i=1}^n P_{p_i}}. \quad (1.20)$$

1.3 Основні методи розрахунку електричних навантажень

1.3.1 Метод впорядкованих діаграм

Необхідність врахування під час визначення розрахункових навантажень впливу різної кількості електроприймачів та їх номінальної потужності, неоднаковості їх режимів за активною та реактивною складовими спричинила розроблення точніших методів розрахунків, які ґрунтуються на основних засадах теорії ймовірностей та математичної статистики. Внаслідок великої дослідної роботи в проектну практику були запроваджені принципово нові методичні матеріали.

Суть методу упорядкованих діаграм полягає в тому, що, оскільки теорія ймовірностей та математичної статистики оперує з однаковими об'єктами, то група електроприймачів з різними показниками повинна бути зведена до еквівалентної групи з однаковими показниками. Реальна група електроприймачів, для якої необхідно визначити розрахункове навантаження, характеризується відповідною вхідною інформацією: номінальною (встановленою) потужністю електроприймачів p_n та їх кількістю n в кожній підгрупі з однаковими показниками, а також показниками режиму за активною потужністю (коефіцієнтом використання k_e) та за реактивною потужністю (коефіцієнтом реактивної потужності $tg\varphi$). Вхідна інформація – це масив, який має такий вигляд:

$$\begin{aligned} & p_{n_1} n_1 k_{e_1} tg\varphi_1; \\ & p_{n_2} n_2 k_{e_2} tg\varphi_2; \\ & \dots\dots\dots \\ & p_{n_i} n_i k_{e_i} tg\varphi_i. \end{aligned} \tag{1.21}$$

Необхідно групу електроприймачів з різними номінальними (встановленими) потужностями та різними показниками режиму за активною та реактивною складовими потужності звести до еквівалентної групи електроприймачів з однаковими номінальними потужностями та однаковими показниками режиму роботи.

Зведення за номінальною (встановленою) потужністю виконується за двома умовами. Перша умова – рівність суми номінальних (встановлених) потужностей дійсної та еквівалентної груп електроприймачів, яка характеризується умовною номінальною потужністю еквівалентного електроприймача p_e та їх числом n_e :

$$\sum_i p_{n_i} \cdot n_i = p_e \cdot n_e. \quad (1.22)$$

Другою умовою є рівність суми цих потужностей, піднесених до квадрата, тобто умова однакової «ефективності» номінальних потужностей:

$$\sum_i p_{n_i}^2 \cdot n_i = p_e^2 \cdot n_e. \quad (1.23)$$

Маючи два невідомих (p_e та n_e), легко знайти, що

$$p_e = \frac{\sum_i p_{n_i} \cdot n_i}{n_e}, \quad (1.24)$$

звідки

$$n_e = \frac{\left(\sum_i p_{n_i} \cdot n_i \right)^2}{\sum_i p_{n_i}^2 \cdot n_i}. \quad (1.25)$$

Визначенням цих показників групу електроприймачів з різними номінальними (встановленими) потужностями в одиниці зводять до групи з однаковою потужністю електроприймачів, кількість яких в групі називається ефективною. Про однаковість режимів поки що не йдеться, її лише можна брати до уваги.

Зведення цієї групи електроприймачів за режимами роботи виконують визначенням середньозважених за потужністю коефіцієнтів використання та реактивної потужності. Груповий коефіцієнт використання

$$K_e = \frac{\sum_i p_{n_i} \cdot n_i \cdot k_{e_i}}{\sum_i p_{n_i} \cdot n_i}. \quad (1.26)$$

Середньозважений коефіцієнт реактивної потужності визначається з виразу:

$$\operatorname{tg}\varphi_c = \frac{\sum_i p_{n_i} \cdot n_i \cdot k_{\epsilon_i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i}{\sum_i p_{n_i} \cdot n_i \cdot k_{\epsilon_i}}. \quad (1.27)$$

Отже, масив вихідних даних груп електроприймачів з різними номінальними потужностями та показниками режиму замінений одним рядком еквівалентних параметрів:

$$p_e; n_e; K_\epsilon; \operatorname{tg}\varphi_c, \quad (1.28)$$

до яких правомірним буде застосування методу впорядкованих діаграм.

Розрахункове навантаження групи електроприймачів за методом впорядкованих діаграм визначається за середньою потужністю найзавантаженішої зміни та коефіцієнтом максимуму за формулою:

$$P_p = K_m \cdot P_{cm}, \quad (1.29)$$

де P_{cm} - середнє навантаження найзавантаженішої зміни, яке дорівнює

$$P_{cm} = \sum_i p_{n_i} \cdot n_i \cdot k_{\epsilon_i}, \quad (1.30)$$

K_m - коефіцієнт максимуму, який визначається за впорядкованими діаграмами залежно від групового коефіцієнта використання K_ϵ та ефективної кількості електроприймачів n_e , тобто

$$K_m = f(n_e, K_\epsilon). \quad (1.31)$$

Індивідуальні коефіцієнти використання k_ϵ та коефіцієнти реактивної потужності $\operatorname{tg}\varphi$ для різних електроприймачів приймають за довідниковими даними, досить широко наведеними в літературі і визначеними відповідними обстеженнями для найзавантаженіших змін у різних галузях промисловості.

Для вузла електричних навантажень, наприклад цеху, до якого входить декілька груп електроприймачів різних дільниць, розрахункові навантаження яких визначені методом впорядкованих діаграм, можна застосувати такий самий алгоритм визначення сумарного навантаження,

якщо кожна групу електроприймачів подати відповідними еквівалентними параметрами. Массив вихідної інформації матиме такий вигляд:

$$\begin{aligned}
 & p_{e_1} n_{e_1} K_{e_1} \operatorname{tg} \varphi_{c_1}; \\
 & p_{e_2} n_{e_2} K_{e_2} \operatorname{tg} \varphi_{c_2}; \\
 & \dots\dots\dots \\
 & p_{e_k} n_{e_k} K_{e_k} \operatorname{tg} \varphi_{c_k}.
 \end{aligned}
 \tag{1.32}$$

Нова ефективна кількість електроприймачів буде:

$$N_e = \frac{\left(\sum_j p_{e_j} \cdot n_{e_j} \right)^2}{\sum_j p_{e_j}^2 \cdot n_{e_j}},
 \tag{1.33}$$

а новий коефіцієнт використання

$$K_a = \frac{\sum_j p_{e_j} \cdot n_{e_j} \cdot K_{e_j}}{\sum_j p_{e_j} \cdot n_{e_j}}.
 \tag{1.34}$$

З упорядкованих діаграм визначається нове значення коефіцієнта максимуму $K_m = f(N_e, K_a)$, а потім розрахункове максимальне навантаження вузла

$$P_p = K_m \cdot P_{cm},
 \tag{1.35}$$

та його реактивна потужність (вважаючи, що $n_e > 10$):

$$Q_p = \sum_j p_{e_j} \cdot n_{e_j} \cdot K_{e_j} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{c_j}.
 \tag{1.36}$$

Метод впорядкованих діаграм рекомендовано застосовувати на найнижчих щаблях систем електропостачання для визначення розрахункових навантажень окремих груп електроприймачів, виробничих дільниць, цехів та промислових корпусів, тобто на рівні підрозділів промислових підприємств,

які живляться від мереж напругою до 1000 В. На вищих рівнях розподілу електроенергії його застосування може спричинити значні похибки і тому його не рекомендують.

Необхідно зауважити, що з розрахунків вилучають резервні електроприймачі, а також електроприймачі, які знаходяться в планово-попереджувальних ремонтах, налагодженні тощо, а також те, що метод застосовують за кількістю електроприймачів в групі, більший від чотирьох.

Таблиця 1.1 - Основні положення по визначенню розрахункових електричних навантажень методом впорядкованих діаграм

Фактична кількість електроприймачів в групі, n	$m = \frac{P_{ном.макс}}{P_{ном.мін}}$	n_e	P_p , кВт	Q_p , кВАр
1	2	3	4	5
Три і менше	не обчислюється		$P_p = \sum_{i=1}^n P_{n_i}$	$Q_p = \sum_{i=1}^n P_{n_i} \cdot tg \varphi_i$
Більше трьох	$m \leq 3$ При обчисленні виключаються ЕП, сумарна потужність яких не перевищує 5% $\sum_{i=1}^n P_{n_i}$ групи	$n_e = n$	$P_p = K_m \cdot P_{см} =$ $= K_m \cdot \sum_{i=1}^n k_{e_i} \cdot P_{n_i}$ (K_m визначається за таблицями)	При $n_e \leq 10$ $Q_p = 1,1 \cdot Q_{см}$; при $n_e > 10$ $Q_p = Q_{см} =$ $= \sum_{i=1}^n P_{см_i} \cdot tg \varphi_i$
	$m > 3$ (точно визначення не потрібне)	$n_e < 4$	$P_p = \sum_{i=1}^n k_{z_i} \cdot P_{n_i}$ (допускається приймати $k_z = 0,9$ - для ЕП тривалого режиму і $k_z = 0,75$ - для ЕП повторно-короткочасного режиму)	$Q_p = 0,75 \cdot P_p$ (для ЕП тривалого режиму $\cos \varphi = 0,8$, $tg \varphi = 0,75$) $Q_p = P_p$ (для ЕП повторно-короткочасного режиму $\cos \varphi = 0,7$, $tg \varphi = 1$)

Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5
	$m > 3$	$n_e \geq 4$	$P_p = K_m \cdot P_{cm}$ (K_m визначається за таблицями)	При $n_e \leq 10$ $Q_p = 1,1 \cdot Q_{cm}$; при $n_e > 10$ $Q_p = Q_{cm} =$ $= \sum_{i=1}^n p_{cm_i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i$
	$m > 3$	$n_e > 200$	$P_p = P_{cm} =$ $= \sum_{i=1}^n k_{\theta_i} \cdot p_{n_i}$	$Q_p = Q_{cm}$
Якщо понад 75 % встановленої потужності розрахункового вузла складають ЕП з практично постійним графіком навантаження ($k_{\theta} \geq 0,6, k_{вкл} \approx 1, k_z \geq 0,9$ – насоси, компресори, вентилятори)		не обчислюється	$P_p = P_{cm} =$ $= \sum_{i=1}^n k_{\theta_i} \cdot p_{n_i}$	
За наявності в розрахунковому вузлі ЕП із змінним і постійним графіком навантаження	Визначається лише для ЕП із змінним графіком		$P_p = P_{p_1} + P_{p_2} =$ $= K_m \cdot P_{cm_1} + P_{cm_2}$	$Q_p = Q_{p_1} + Q_{cm_2}$

Примітка. Ефективна кількість електроприймачів визначається за

формулою $n_e = \frac{\left(\sum_i p_{n_i} \cdot n_i \right)^2}{\sum_i p_{n_i}^2 \cdot n_i}$ або одним із спрощених способів; при

$m > 3$ і $K_e < 0,2$, n_e визначається за таблицею 1.2.

Таблиця 1.2 - Відносні значення ефективної кількості

електроприймачів $n_{e*} = \frac{n_e}{n}$ в залежності від $n_* = \frac{n_1}{n}$ та $P_* = \frac{P_{ном1}}{P_{ном}}$

$n_* = \frac{n_1}{n}$	P^*													
	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1
0,005	0,005	0,006	0,007	0,01	0,013	0,019	0,024	0,03	0,039	0,051	0,073	0,11	0,18	0,34
0,01	0,009	0,012	0,015	0,019	0,026	0,037	0,047	0,059	0,07	0,1	0,14	0,2	0,32	0,52
0,02	0,02	0,02	0,03	0,04	0,05	0,07	0,09	0,11	0,14	0,19	0,26	0,36	0,51	0,71
0,03	0,03	0,04	0,04	0,06	0,08	0,11	0,13	0,16	0,21	0,27	0,36	0,48	0,64	0,81
0,04	0,04	0,05	0,06	0,08	0,1	0,15	0,18	0,22	0,27	0,34	0,44	0,57	0,72	0,86
0,05	0,05	0,06	0,07	0,1	0,13	0,18	0,22	0,26	0,33	0,41	0,51	0,64	0,79	0,9
0,06	0,06	0,08	0,09	0,12	0,15	0,21	0,26	0,31	0,38	0,47	0,58	0,70	0,83	0,92
0,08	0,08	0,09	0,12	0,15	0,20	0,28	0,33	0,40	0,48	0,57	0,68	0,79	0,89	0,94
0,10	0,09	0,12	0,15	0,19	0,25	0,34	0,40	0,47	0,56	0,66	0,76	0,85	0,92	0,95
0,15	0,14	0,17	0,23	0,28	0,37	0,48	0,56	0,67	0,72	0,80	0,88	0,93	0,95	-
0,20	0,19	0,23	0,29	0,37	0,47	0,64	0,69	0,76	0,83	0,89	0,93	0,95	-	-
0,25	0,24	0,29	0,35	0,45	0,57	0,71	0,78	0,85	0,90	0,93	0,95	-	-	-
0,30	0,29	0,35	0,42	0,53	0,66	0,80	0,86	0,90	0,94	0,95	-	-	-	-
0,35	0,32	0,41	0,50	0,52	0,74	0,86	0,91	0,94	0,95	-	-	-	-	-
0,40	0,35	0,47	0,57	0,69	0,81	0,91	0,93	0,95	-	-	-	-	-	-
0,45	0,43	0,52	0,64	0,76	0,87	0,93	0,95	-	-	-	-	-	-	-
0,50	0,48	0,58	0,70	0,82	0,91	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-
0,55	0,52	0,63	0,75	0,87	0,94	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,60	0,57	0,69	0,81	0,91	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,65	0,62	0,74	0,86	0,94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,70	0,66	0,80	0,90	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,75	0,71	0,85	0,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,80	0,76	0,89	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,85	0,80	0,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,90	0,85	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,0	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примітка.. 1.Для проміжних значень P^* і n^* рекомендується брати найблище менше значення.

2. Таблиця складена за відношенням $n_{e*} = \frac{0,95}{\frac{P_*^2}{n_*} + \frac{(1+P_*)^2}{1-n_*}}$.

1.3.2 Статистичний метод

Згідно цього методу розрахункове навантаження групи електроприймачів визначається за допомогою двох інтегральних показників: середнього навантаження $P_{серТ}$ і середньоквадратичного відхилення $\sigma_{серТ}$ за формулою:

$$P_{рТ} = P_{серТ} \pm \beta \sigma_{серТ}, \quad (1.37)$$

де β – прийнята кратність міри розсіяння (відхилення), а індекс T вказує на відношення величини до тривалості інтервалу осереднення навантаження.

Вираз (1.37) відповідає нормальному закону розподілу, який можна вважати справедливим для ефективної кількості електроприймачів $n_e \geq 6 \dots 8$ для усталеного технологічного режиму. З цієї кількості ЕП необхідно вилучити ЕП з різко змінним навантаженням.

Під час аналізу групового графіка фідера, поділеного на m інтервалів тривалістю $T = 3T_n$ (T_n - стала часу нагрівання), середнє навантаження визначають з виразу:

$$P_{серТ} = \frac{(P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_m)}{m}, \quad (1.38)$$

Середньоквадратичне відхилення для групового графіку навантаження визначається за формулою:

$$\sigma_{серТ} = \sqrt{\frac{\left((P_1 - P_{серТ})^2 + (P_2 - P_{серТ})^2 + \dots + (P_m - P_{серТ})^2 \right)}{m}}. \quad (1.39)$$

Отже, якщо відомі навантаження $P_{серТ}$ (або генеральний коефіцієнт використання K_g) та середньоквадратичне відхилення $\sigma_{серТ}$ для розрахункового періоду осереднення навантажень $T = 30$ хв, то можна визначити розрахунковий 30-хвилинний максимум за формулою:

$$P_{р30} = P_c + \beta \cdot \sigma_{30} \quad (1.40)$$

або для будь-якого T

$$P_{p_r} = P_c + \beta \cdot \frac{\sigma_{30}}{\sqrt{T/30}}. \quad (1.41)$$

Ймовірність перевищення цього навантаження визначається значенням β : для $\beta = 3,09$ ймовірність його перевищення становить 0,001; $\beta = 1,645$ вона становить 0,05. Отже, за цим методом не лише визначається величина розрахункового навантаження, але також і ймовірність його перевищення.

Розглянемо трактування коефіцієнта попиту на основі цієї теоретичної бази.

Під час визначення розрахункового навантаження лінії, яка живить n_e однорідних за режимом роботи приймачів однакової потужності, вираз

$$P_{p_r} = P_c + 2,5\sigma_{ср_r} \quad (1.42)$$

можна подати у вигляді

$$\begin{aligned} P_{p_r} &= K_\epsilon \sum_n p_{n_i} + 2,5 \sqrt{(\sigma_{0_r} \cdot p_{n_i})^2 \cdot n_e} = \\ &= K_\epsilon \cdot P_n + 2,5 \cdot \sigma_{0_r} \cdot p_n \cdot \sqrt{n_e} \end{aligned} \quad (1.43)$$

де σ_{0_r} - відносне відхилення для навантаження одного приймача.

Якщо врахувати, що $p_n = P_n / n_e$, то вираз (1.43) набере вигляду

$$P_{p_r} = (K_\epsilon + 2,5 \cdot \sigma_{0_r} / \sqrt{n_e}) \cdot P_n = K_n \cdot P_n, \quad (1.44)$$

тобто коефіцієнт попиту K_n є ніщо інше, як сума коефіцієнта використання K_ϵ та відносного відхилення, помноженого на $\beta / \sqrt{n_e}$:

$$K_n = K_\epsilon + \frac{\beta \cdot \sigma_{0_r}}{\sqrt{n_e}}. \quad (1.45)$$

З останнього можна зробити такі висновки:

- 1) значення коефіцієнта попиту залежить від кількості електроприймачів (n_e) та нерівномірності графіка (σ_{0r});
- 2) за значного збільшення кількості електроприймачів n_e коефіцієнт попиту наближається до коефіцієнта використання.

Основні переваги методу:

- метод дає змогу визначити значення розрахункового максимуму та імовірність його появи;
- з основної формули методу можна отримати всю гаму можливих значень навантаження та імовірність їх появи, надаючи різних значень величині β ;
- метод дає можливість оцінити випадкове формування навантажень двома стабільними параметрами: середнім навантаженням (математичним сподіванням) та його середньоквадратичним відхиленням.

Статистичний метод дозволяє визначити розрахункове навантаження з будь-якою прийнятою ймовірністю його появи. Застосування цього методу доцільне для визначення навантажень по окремих групах і вузлах приймачів електричної енергії, напругою до 1кВ. Цей метод не набув широкого розповсюдження на практиці, однак за своєю ідеєю є досить привабливим і видається перспективним.

1.3.3 Метод розрахункових коефіцієнтів (модифікований метод впорядкованих діаграм)

Суть даного методу, як і методу впорядкованих діаграм, полягає в переході від детермінованого подання середнього навантаження до ймовірнісного, коли під час визначення середнього значення розрахункової потужності враховується його залежність від кількості електроприймачів у групі.

Розрахунок електричних навантажень цим методом розроблено на підставі настановних технічних матеріалів РТМ 36.18.32.4-92 «Указания по расчету электрических нагрузок» опрацьованих у ВНДПІ «Тяжпромэлектропроект». Розрахунок виконується за таким алгоритмом:

1. Визначається груповий коефіцієнт використання:

$$K_a = \frac{\sum_{i=1}^m (k_{ei} \cdot n_i \cdot p_{ni})}{\sum_{i=1}^m (n_i \cdot p_{ni})}, \quad (1.46)$$

де m - кількість груп електроприймачів однакової номінальної потужності;
 n - кількість одиничних електроприймачів у групі з однаковими номінальними параметрами.

2. Визначається зведена (ефективна) кількість електроприймачів

$$N_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^m n_i P_{ni} \right)^2}{\sum_{i=1}^m (n_i P_{ni}^2)}. \quad (1.47)$$

3. Визначається коефіцієнт розрахункової активної потужності $K_p = f(N_e, K_g)$ з таблиць 1 чи 2, або за наступними формулами:

- якщо $N_e = 1$, то $K_p = 0,8 / K_g$;

- якщо $N_e > 5$, то

$$C = (0,5 - 0,4K_g) / \sqrt{N_e T / T_0}; \quad (1.48)$$

$$K_p = \left((0,6 + 0,4 / \sqrt{N_e}) K_g + C \right) / K_g, \text{ для } K_g < 0,5; \quad (1.49)$$

$$K_p = \left((0,8 + 0,2 / \sqrt{N_e}) K_g + C \right) / K_g, \text{ для } K_g \geq 0,5; \quad (1.50)$$

- якщо $2 \leq N_e < 5$, то

$$C = (0,3 - 0,25K_g) / \sqrt{(N_e - 1) T / T_0}; \quad (1.51)$$

$$K_p = \left(0,6 + t \left(0,23K_g / \sqrt{(N_e - 1)} + C \right) \right) / K_g, \text{ для } K_g < 0,5; \quad (1.52)$$

$$K_p = \left(0,8 + t \left(0,115K_g / \sqrt{(N_e - 1)} + C \right) \right) / K_g, \text{ для } K_g \geq 0,5, \quad (1.53)$$

де $T_0 = 10$ **хв** - стала часу нагрівання провідників малого та середнього перерізу; T - фактична стала часу нагрівання елемента ЕПС, значення якої наведені в таблиці 3; t - коефіцієнт для 10% ймовірності однобічного

інтервалу закону розподілу Стьюдента (для $N_e = 2, 3, 4$ відповідно $t = 1,886; 1,638; 1,533$);

- якщо $K_e K_p > 0,8$, то $K_p = 0,8 / K_e$;

- якщо $T = 10$ *хв* і $K_p < 1$, то $K_p = 1$.

4. Визначається розрахункова активна потужність електроприймачів

$$P_p = K_p P_c = K_p \sum_{i=1}^m (k_{ei} n_i P_{ni}). \quad (1.54)$$

5. Визначається розрахункова реактивна потужність:

а) для мереж напругою до 1 кВ ($T < 30$ *хв*)

$$Q_p = \begin{cases} 1,1Q_c, & \text{якщо } N_e \leq 10; \\ Q_c, & \text{якщо } N_e > 10, \end{cases} \quad (1.55)$$

де $Q_c = \sum_{i=1}^m (k_i n_i p_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i)$ - середня реактивна потужність групи електроприймачів;

б) для магістральних шинопроводів, цехових ТП, а також для визначення реактивної потужності загалом для цеху, корпусу, підприємства ($T = 150$ *хв*)

$$Q_p = K_p Q_c. \quad (1.56)$$

6. Визначається розрахункова повна потужність електроприймачів

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.57)$$

7. Визначають найбільшу потужність окремого електроприймача групи S_{nmi} та здійснюють перевірку: якщо $S_p < S_{nmi}$, то $S_p = S_{nmi}$.

8. Визначають розрахункові навантаження для ГПП, РП:

а) визначається кількість приєднань 6-10 кВ до шин ГПП, РП. Резервні електроприймачі не враховують;

б) зведена (ефективна) кількість електроприймачів N_e не визначається;

в) залежно від кількості приєднань і групового коефіцієнта використання K_e визначають для шин РП, ГЗП значення коефіцієнта одночасності (збігу) максимумів, якщо кількість цехових трансформаторів $N_m > 1$ з таблиці 4, чи за формулами:

$$K_o = \left(0,58K_e - 0,05 + (0,02K_e + 0,05) / \sqrt{N_m}\right) / (0,6K_e),$$

якщо $K_e < 0,5$;

(1.58)

$$K_o = \left(0,7K_e - 0,12 + (0,1K_e + 0,12) / \sqrt{N_m}\right) / (0,8K_e),$$

якщо $K_e \geq 0,5$;

(1.59)

г) Визначають розрахункові активну та реактивну потужності для РП і ГПП за наступними формулами (при цьому $K_p = 1$):

$$P_p = K_o \sum_{i=1}^m (k_{ei} n_i P_{ni});$$
(1.60)

$$Q_p = K_o \sum_{i=1}^m (k_{ei} n_i p_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i);$$
(1.61)

д) Визначають повну потужність для РП, ГПП

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$
(1.62)

Для вибору перерізу проводів живлення електроприймачів, що працюють у повторно-короткотривалому режимі його зводять до тривалості вмикання $TB=100\%$, тобто

$$P_n = P_{n.nacn} \sqrt{TB/100},$$
(1.63)

де $P_{n.nacn}$ - номінальна паспортна потужність електроприймача.

Цієї вимоги необхідно дотримуватись лише під час визначення розрахункового навантаження окремих електроприймачів, які працюють у повторно-короткотривалому режимі. Однак під час визначення розрахункового навантаження групи електроприймачів, до якої належать електроприймачі, що працюють у повторно-короткотривалому режимі, за

встановлену потужність необхідно вважати номінальну потужність електроприймачів, оскільки чинник коротко тривалості враховується коефіцієнтом використання k_g .

Для однофазних електроприймачів, увімкнених у трифазну мережу, їх номінальні потужності визначають так:

- Якщо однофазний електроприймач увімкнено на фазну напругу, то він враховується як еквівалентний трифазний електроприймач із номінальною потужністю:

$$P_n = 3P_{no}.$$

- Якщо однофазний електроприймач увімкнено на лінійну напругу, то він враховується як еквівалентний трифазний електроприймач із номінальною потужністю:

$$P_n = \sqrt{3}P_{no}.$$

За наявності групи однофазних електроприймачів, які розподілені по фазах із нерівномірністю не більше 15% від загальної потужності трифазних і однофазних електроприймачів у групі, вони можуть бути враховані як еквівалентна група трифазних електроприймачів із такою самою номінальною потужністю.

За наявності в довідникових матеріалах інтервалів значень k_g під час розрахунку необхідно прийняти їхні найбільші значення. Перелік навантаження, необхідний для початку розрахунку, визначають залежно від вхідного інформаційного потоку. Здебільшого джерелом таких даних є таблиця технологічних агрегатів як найпростіше джерело даних. Цю таблицю можна створити на підставі поданого іншими підрозділами переліку устаткування, чи одним з автоматизованих методів (наприклад, формування цього переліку з технологічної схеми та схем підсистем інженерного забезпечення об'єкта).

Модифікований метод впорядкованих діаграм придатний для визначення розрахункових електричних навантажень для різних структурних рівнів ЕПС (об'єкт, трансформаторна підстанція, шинопровід, лінія, розподільна шафа, щиток тощо).

Таблиця 1.3 - Сталі часу нагрівання елементів ЕПС

$T = 10 \text{ хв}$	Для мережі напругою до 1 кВ, що живить розподільні шинопроводи, пункти, щити (значення K_p для цих мереж можна прийняти з таблиці 1.4)
$T = 30 \text{ хв}$	Для мережі напругою понад 1 кВ, для кабелів напругою 6 кВ і вище, що живлять цехові ТП та РП (розрахункова потужність для цих елементів визначається для $K_p=1$)
$T = 150 \text{ хв}$	Для цехових трансформаторів і магістральних шинопроводів (значення K_p можна прийняти з таблиці 1.5)

Таблиця 1.4 - Значення коефіцієнтів K_p для кабелів і проводів напругою до 1000 В

N_e	Груповий коефіцієнт використання $K_e (T=10 \text{ хв})$								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,6	1,33	1,14	1,0
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,0
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,0
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,14	1,13	1,06	1,01	1,0
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,1	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,61	1,35	1,1	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,0	1,0	1,0
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,41	1,21	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,39	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,35	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,69	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,67	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,64	1,30	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,60	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,40	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,30	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Таблиця 1.5 - Значення коефіцієнтів розрахункового навантаження на шинах НН цехових ТП і для магістральних шино проводів напругою до 1 кВ

N_e	Груповий коефіцієнт використання $K_e (T=150 \text{ хв})$							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	$\geq 0,7$
1	8,0	5,33	4,0	2,67	2,00	1,6	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
(6...8)	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
(9...10)	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
(11...25)	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
(26...50)	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Більше 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

Таблиця 1.6 - Значення коефіцієнта одночасності K_o для визначення розрахункового навантаження на шинах 6(10) кВ РП і ГЗП (ПГВ)

Груповий коефіцієнт використання	Кількість приєднань 6(10) кВ до шин РП чи ГЗП (ПГВ)			
	(2...4)	(5...8)	(9...25)	>25
$K_e < 0,3$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 \leq K_e < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 \leq K_e < 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_e > 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,9

1.4 Додаткові методи розрахунку електричних навантажень

1.4.1 Метод питомих витрат електроенергії

Для електроприймачів та споживачів, які мають незмінні або малозмінні графіки індивідуального, а також і групового навантаження, розрахункове навантаження приймають таким, що дорівнює середньому навантаженню. До таких електроприймачів належать електроприводи вентиляторів, pomp, перетворювальних агрегатів електролізних установок, печі опору, більшість приймачів паперової, хімічної, нафтохімічної, легкої та деяких інших галузей промисловості, приймачі поточно-транспортних систем тощо. Коефіцієнти включення цих приймачів дорівнюють одиниці, а коефіцієнти завантаження змінюються незначно.

На основі аналізу матеріалів обстеження та статистичних звітних даних існуючих підприємств визначають питомі витрати електроенергії для

різних виробництв. Враховуючи ці дані, а також маючи на увазі технічне вдосконалення технологічних процесів, можливі зменшення питомих витрат за рахунок запровадження нових енергоощадних технологій та організаційно-технічних заходів з ефективного використання електроенергії і встановлюються галузеві норми питомих витрат електроенергії.

Розрахункове навантаження за цим методом визначають за формулою:

$$P_p \cong P_{см} = \frac{e_{num} N_{зм}}{T_{зм}}, \quad (1.64)$$

де e_{num} – питомі витрати електричної енергії на одиницю продукції (κBm год/од.); $N_{зм}$ – кількість продукції (од.), що випускається за час $T_{зм}$ – тривалість зміни або циклу.

Перевагами методу є його відносна простота і надійність, зокрема й простота отримання вихідної інформації про питомі витрати електроенергії, яка визначається з елементарного оброблення статистичних даних про спожиту електроенергію та обсяг продукції. У той же час необхідно вважати, що ця інформація є достовірною лише у разі застосування ідентичної технології. Основним його недоліком можна вважати відносну обмеженість застосування – лише для тривалих виробничих процесів. Дані питомого споживання електроенергії для різних галузей промисловості містяться в довідниках.

1.4.2 Метод питомого навантаження

Метод питомого навантаження на одиницю виробничої площі застосовують при проектуванні універсальних мереж машинобудування, що характеризуються великим числом приймачів електричної енергії малої і середньої потужності, що рівномірно розміщені по цеху.

За наявності даних про питомих навантаження на одиницю виробничої площі чи площі заселення (Bm/m^2), або площі промислової чи цивільної забудови ($\kappa Bm/Га$), або відомостей про питомих навантаження на одне місце підприємства громадського харчування, школи, дитячого садка, лікарні, кінотеатру, готелю ($\kappa Bm/місце$), або питомого навантаження опалювальних котельних на одиницю її продуктивності ($\kappa Bm/(Гкал/год)$), або питомого навантаження на одну квартиру ($\kappa Bm/квартира$) розрахункове навантаження групи споживачів визначається за формулами:

$$P_p = p_{num} \cdot F, \quad (1.65)$$

де P_{num} – питома розрахункова потужність на 1 м^2 виробничої площі; F – площа об’єкта (м^2 або Га).

$$P_p = p_{num} \cdot N, \quad (1.66)$$

де N - кількість місць, квартир тощо;

$$P_p = p_{num} \cdot G, \quad (1.67)$$

де G - кількість тепла, яке виробляє котельня за годину тощо.

Реактивну потужність визначають звичайним способом:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi. \quad (1.68)$$

Питомі навантаження визначаються за статистичними даними, їх значення залежать від виду виробництва, площі цеху, що обслуговується магістральними шинопроводами (змінюється в межах $0,006\text{-}0,6 \text{ кВт/м}^2$), їх можна вибрати з довідників.

У разі сумісного живлення комунально-побутових та промислових споживачів сумарне розрахункове навантаження на шинах РП $6(10) \text{ кВ}$ центрів живлення визначають множенням суми розрахункових навантажень споживачів міської мережі та мережі промислових підприємств на коефіцієнт K_{om} .

Даний метод розрахунку доцільно застосовувати для визначення розрахункових навантажень на стадії проектування при техніко-економічному порівнянні варіантів, а також для інших наближених розрахунків.

1.5 Розрахунок електричних навантажень

Під час розрахунку електричних навантажень в системі електропостачання, виділяють шість характерних рівнів (рис. 1.2), які відрізняються за характером електроспоживання і, відповідно, способом розрахунку.

Розрахунок електричних навантажень виконується знизу вгору у два етапи [1]: спочатку визначають навантаження цехів і підприємства в цілому, потім вибирають схеми електропостачання і визначають розрахункові навантаження для кожної конкретної лінії електропередач. Допускається

спочатку скласти схему цехової мережі і на її основі виконати розрахунок електричних навантажень цехової мережі.

1.5.1 Розрахунок силових навантажень цехової мережі

Розрахункові навантаження окремих електроприймачів (ЕП) або ліній, від яких живляться два чи три ЕП (I рівень), приймаються рівними номінальним

$$P_M = P_n, \quad (1.69)$$

$$Q_M = P_M \cdot \operatorname{tg} \varphi_n, \quad (1.70)$$

де P_n – номінальна активна потужність ЕП; $\operatorname{tg} \varphi_n$ – номінальний коефіцієнт реактивної потужності.

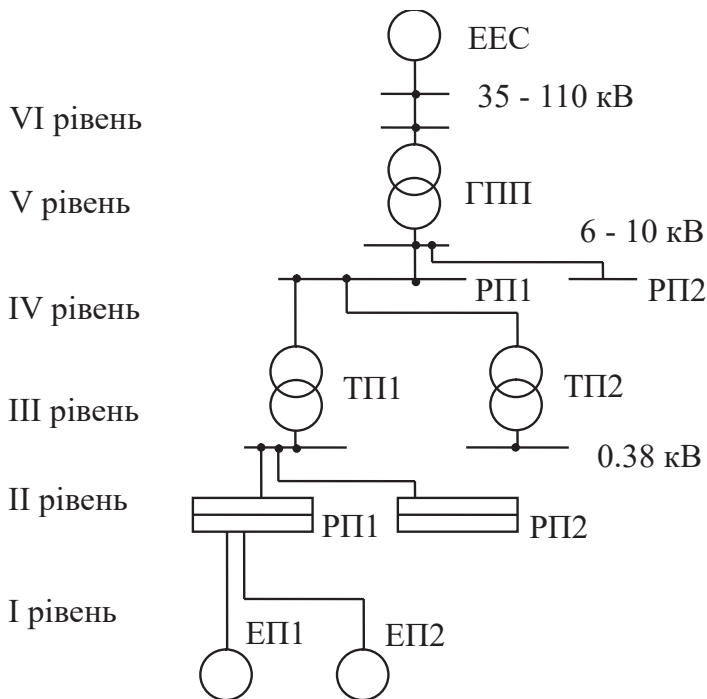


Рисунок 1.2 – Рівні електропостачання:

I – окремі електроприймачі; II – розподільні щити, пункти, шинопроводи; III – шини 0,38кВ ТП; IV – шини РП 10 (6)кВ; V – шини ГПП 10 (6)кВ; VI – лінії 110 (35)кВ.

Номинальні величини визначають за паспортними даними ЕП. У разі відсутності паспортних даних, приймають $tg\varphi_n = 0,75$ – для ЕП тривалого режиму роботи і $tg\varphi_n = 0,87$ – для ЕП повторно-короткочасного режиму роботи.

Для ЕП повторно-короткочасного режиму номінальна потужність приводиться до тривалого режиму роботи

$$P_n = P_{наспн.} \cdot \sqrt{T_{ПВ_{наспн}}}, \quad (1.71)$$

де $P_{наспн.}$, $T_{ПВ_{наспн}}$ – паспортні номінальна потужність і відносна тривалість повторного ввімкнення.

На II і III рівнях електропостачання використовують метод упорядкованих діаграм, розроблений Г.М. Каяловим [1, 2].

ЕП кожного розподільного пункту або шинопровода поділяють на дві групи: ЕП зі змінним графіком навантаження (група А) і ЕП з практично постійним графіком навантаження (група Б).

Розрахункові навантаження визначають за формулами:

- для групи А:

$$P_p = K_m \cdot \sum_{i=1}^n p_{n_i} \cdot n_i \cdot k_{\epsilon_i}, \quad (1.72)$$

$$Q_p = \begin{cases} 1,1 \sum_{i=1}^n k_{\epsilon_i} \cdot P_{n_i} \cdot tg\varphi_{c_i} & \text{при } n_e \leq 10, \\ \sum_{i=1}^n k_{\epsilon_i} \cdot P_{n_i} \cdot tg\varphi_{c_i} & \text{при } n_e > 10; \end{cases} \quad (1.73)$$

- для групи Б:

$$P_p = K_m \cdot \sum_{i=1}^n p_{n_i} \cdot n_i \cdot k_{\epsilon_i}, \quad (1.74)$$

$$Q_p = K_m \cdot \sum_{i=1}^n p_{n_i} \cdot n_i \cdot k_{\epsilon_i} \cdot tg\varphi_{c_i}, \quad (1.75)$$

де K_m – коефіцієнт розрахункового максимуму активної потужності; n_e – ефективна кількість ЕП.

У табл. 1.7 та 1.8 наведені значення коефіцієнта розрахункового максимуму відповідно для цехових мереж, що відповідають постійній часу

нагрівання провідників $T_0 = 10$ хв. (II рівень електропостачання), та для цехових трансформаторів і магістральних шинопроводів, що відповідають постійній часу нагрівання провідників $T_0 = 2,5$ год (III рівень електропостачання). Для кабельних ліній розподільних мереж напругою 10 (6)кВ, постійна часу нагрівання яких дорівнює 30хв., (IV рівень електропостачання) та для електроприймачів групи Б коефіцієнт розрахункового максимуму приймається рівним одиниці.

Таблиця 1.7 – Значення коефіцієнтів розрахункового максимуму навантаження K_m для мереж живлення напругою до 1000В ($T_0 = 10$ хв.)

n_e	Коефіцієнт використання								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14	1
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1
3	4,06	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,14	1,13	1,06	1,01	1
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,2	1,10	1,04	1	
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1	
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1	
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1		
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1		
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1			
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1				
18	1,78	1,39	1,19	1					
20	1,72	1,35	1,16	1					
25	1,6	1,27	1,1	1					
30	1,51	1,21	1,05	1					
35	1,44	1,16	1						
40	1,4	1,13	1						
50	1,3	1,07	1						
60	1,25	1,03	1						
80	1,16	1							

Груповий коефіцієнт використання та ефективне число ЕП визначаються за формулами:

$$K_e = \frac{\sum_i p_{n_i} \cdot n_i \cdot k_{e_i}}{\sum_i p_{n_i} \cdot n_i}; \quad (1.76)$$

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{Hi} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{Hi}^2}. \quad (1.77)$$

Розраховане значення n_e округляється до найближчого меншого цілого числа.

Таблиця 1.8 – Значення коефіцієнтів розрахункового максимуму навантаження K_m на шинах НН цехових трансформаторів і магістральних шинопроводів напругою до 1000В ($T_0 = 2,5$ год.)

n_e	Коефіцієнт використання							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	$\geq 0,7$
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1
3	2,4	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6-8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9-10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10-25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25-50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
>50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

Ефективну кількість ЕП можна визначити за наближеними формулами:

$$n_e \approx \begin{cases} n & \text{при } m \leq 3, \text{ або при } n_e > n; \\ \frac{2P_n}{P_{n.\max}} & \text{при } m > 3 \text{ і } K_e \geq 0,2, \end{cases} \quad (1.78)$$

де P_n – номінальна потужність всіх ЕП; m – відношення номінальних потужностей найбільшого і найменшого за потужністю ЕП.

Повна розрахункова потужність визначається за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.79)$$

Вибір перерізу кабелів виконуємо за розрахунковим струмом за умови:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n}, \quad (1.80)$$

де U_n – напруга живлення електроприймачів, кВ.

Розрахунок навантажень виконується в таблиці форми Ф636-92 (табл. 1.9).

1.5.2 Розрахунок освітлювальних навантажень

Визначення освітлювальних навантажень виконується після повного світлотехнічного розрахунку, вибору типу та числа світильників. Це предмет спеціального розгляду.

Разом з тим, з метою спрощення на всіх етапах проектування дозволяється замість повного розрахунку користуватися таблицями питомої потужності. При цьому враховується площа приміщення, його висота, точність виконуваної роботи, характер відбивання поверхонь.

Послідовність визначення розрахункового навантаження освітлення за питомою потужністю така:

а) визначають розряд роботи за точністю; вибирають систему освітлення; вибирають тип джерела світла; вибирають освітлювальну арматуру; визначають необхідну освітленість [4];

б) визначають питому потужність освітлення [5];

в) визначають розрахункову потужність за методом коефіцієнта попиту з урахуванням втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі.

Примітки:

1. Розряд роботи за точністю залежить від мінімального розміру об'єкта, який необхідно розрізнати. Роботи найвищої точності (коли необхідно розрізнати об'єкти розміром до 0,15 мм) відносять до I розряду;

2. При проектуванні електричного освітлення приміщень використовують: систему загального освітлення з рівномірним або локалізованим розміщенням світильників; систему комбінованого освітлення, яка складається з загального і місцевого освітлення. Вибір системи освітлення залежить від характеру виробництва;

3. При виборі джерела світла перевагу краще віддавати люмінесцентним лампам або газорозрядним лампам високого тиску ДРЛ, НЛВД, ДРИ, які мають високу світлову віддачу, більш правильну кольоропередачу, великий термін служіння. Недоліки люмінесцентних ламп: працюють при плюсовій температурі; пульсації світлового потоку, стробоскопічний ефект, підвищена зона зорового комфорту (150-200лк – для ЛБ і 300 – 500лк – для ЛД), тоді як для ламп розжарювання – 30-50лк. Лампи

високого тиску доцільно застосовувати у виробничих приміщеннях VI, VIII і IX розрядів, в приміщеннях з високою стелею для зовнішнього освітлення;

4. При виборі освітлювальної арматури треба враховувати характер середовища (вологість, запиленість і т. п.);

5. Необхідну освітленість визначають за розрядом роботи, в залежності від вибраної системи освітлення і типу світильників з таблиць і з врахуванням коефіцієнта запасу для випадку запилення, задимлених та інших приміщень. Аварійне освітлення нормується 0,5лк;

6. Після цього, за таблицями знаходять питому потужність освітлення, ρ_o ;

7. Розрахункову активну потужність освітлення визначають за формулою

$$P_{p.o} = K_{n.o} \cdot K_{\text{ПРА}} \cdot \rho_o \cdot F, \quad (1.81)$$

де $K_{n.o}$ – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження;

$$K_{n.o} = \begin{cases} 0,95 - \text{великі виробничі приміщення;} \\ 0,8 - \text{порівняно невеликі виробничі приміщення;} \\ 0,6 - \text{склади, підстанції;} \\ 1,0 - \text{аварійне освітлення.} \end{cases}$$

$K_{\text{ПРА}}$ – коефіцієнт втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі;

$$K_{\text{ПРА}} = \begin{cases} 1,1 - \text{ДРЛ;} \\ 1,2 - \text{люмінесцентні-стартерні;} \\ 1,3 - 1,35 - \text{люмінесцентні-безстартерні.} \end{cases}$$

F – площа приміщення.

8. Розрахункову реактивну потужність освітлення визначають за формулою:

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \text{tg} \varphi_o, \quad (1.82)$$

де $\text{tg} \varphi_o$ - відповідає значенню коефіцієнта потужності $\cos \varphi_o$ залежно від типу джерела світла: $\cos \varphi_o = 1$ - для ламп розжарювання; $\cos \varphi_o = 0,95$ - для люмінесцентних ламп; $\cos \varphi_o = 0,5$ - для ламп ДРЛ.

1.5.3 Розрахунок сумарних навантажень підприємства

На III, IV і вищих рівнях електропостачання розрахункові активна та реактивна потужності силового обладнання цеху можуть бути визначені за методом коефіцієнта попиту:

$$P_{p.c} = K_n \cdot P_n ; \quad Q_{p.c} = P_{p.c} \cdot \operatorname{tg} \varphi_c. \quad (1.83)$$

Можуть також використовуватися методи питомого електроспоживання, питомої електроємності продукції та інші.

Розрахункове навантаження підприємства необхідне для вибору номінальної потужності трансформаторів ГПП визначення економічного значення реактивної потужності, яка споживається від енергосистеми розрахунку потужності пристроїв компенсації реактивної потужності споживача. Для визначення розрахункового навантаження підприємства необхідно обчислити загальне розрахункове навантаження цехів. Загальне розрахункове активне навантаження k -го цеху дорівнюють сумі розрахункових активних потужностей силового $P_{p.c}$ та освітлювального навантажень $P_{p.o}$:

$$P_{p_k} = P_{p.c} + P_{p.o}. \quad (1.84)$$

Загальне розрахункове реактивне навантаження k -го цеху визначається за формулою:

$$Q_{p_k} = Q_{p.c} + Q_{p.o}. \quad (1.85)$$

Таким чином, загальне розрахункове повне навантаження k -го цеху:

$$S_{p_k} = \sqrt{P_{p_k}^2 + Q_{p_k}^2}. \quad (1.86)$$

Загальне розрахункове активне, реактивне навантаження кількох груп або цехів усього підприємства визначають з урахуванням коефіцієнта одночасності збігання максимумів навантаження цих груп чи цехів:

$$P_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m P_{p.u.i}, \quad (1.87)$$

$$Q_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m Q_{p,i}, \quad (1.88)$$

де m – кількість розрахункових груп (цехів) підприємства; коефіцієнт одночасності збігання максимумів навантаження приймають в інтервалі $K_o = 0,85 - 0,95$.

1.6 Приклади розрахунку електричних навантажень

1.6.1 Приклад розрахунку номінальної потужності

Визначити номінальну потужність групи трифазних електроприймачів з вказаними в таблиці 1.9 технічними даними.

Таблиця 1.9 – Паспортні дані електроприймачів

№ п/п	Найменування електроприймача	Кількість електроприймачів	Паспортне значення потужності	Паспортне значення $\cos \varphi_{насп.}$
1	Кувальний молот	7	15 кВт	0,65
2	Прес штампувальний	12	4,5 кВт	0,6
3	Кран мостовий, ТВ=25%	2	30 кВт	0,5
4	Підвісний візок, ТВ=40%	4	8 кВт	0,5
5	Тельфер транспортний, ТВ=60%	3	10 кВт	0,5
6	Зварювальний трансформатор, ТВ=40%	5	28 кВА	0,4
7	Апарат дугового зварювання, ТВ=60%	5	16 кВА	0,35
8	Апарат контактного зварювання, ТВ=25%	5	14 кВА	0,45

Розв'язок

- В залежності від режиму роботи електроприймачі розбиваються на підгрупи:
 - тривалий режим (позиції 1, 2);
 - повторно-короткочасний режим (позиції 3-8).
- Номінальна потужність електроприймачів тривалого режиму роботи визначається за формулою:

$$P_{ном.} = P_{насп.}$$

Отримаємо: $P_{ном.1,2} = \sum_{i=1}^n P_{насп.i} = 7 \cdot 15 + 12 \cdot 4,5 = 159 \text{ кВт}$.

3. Для електроприймачів з повторно-короткочасний режимом вказана в паспорті потужність приводиться до номінальної потужності тривалого режиму при $TB=100\%$. Оскільки в паспорті задана активна потужність підйомно-транспортних засобів κBm (позиції 3-5), то номінальну потужність розраховуємо за формулою:

$$P_{ном.} = P_{насп.} \cdot \sqrt{TB_{насп.}}$$

Отримаємо:

$$P_{ном.3-5} = \sum_{i=1}^n P_{насп.i} \cdot \sqrt{TB_{насп.i}} = 2 \cdot 30 \cdot \sqrt{0,25} + 4 \cdot 8 \cdot \sqrt{0,4} + 3 \cdot 10 \cdot \sqrt{0,6} = 73,5 \kappa Bm$$

Оскільки для зварювального обладнання (позиції 6-8) в паспорті задана повна потужність κBA та $\cos \varphi_{насп.}$, то номінальну потужність розраховуємо за формулою:

$$P_{ном.} = S_{насп.} \cdot \cos \varphi_{насп.} \cdot \sqrt{TB_{насп.}}$$

Отримаємо:

$$P_{ном.6-8} = \sum_{i=1}^n S_{насп.i} \cdot \cos \varphi_{насп.i} \cdot \sqrt{TB_{насп.i}} = 5 \cdot 28 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{0,4} + 5 \cdot 16 \cdot 0,35 \times + 5 \cdot 16 \cdot 0,35 \cdot \sqrt{0,6} + 5 \cdot 14 \cdot 0,45 \cdot \sqrt{0,25} = 72,9 \kappa Bm$$

4. Номінальна потужність всієї групи електроприймачів:

$$P_{ном.} = P_{ном.1,2} + P_{ном.3-5} + P_{ном.6-8} = 159 + 73,5 + 72,9 = 305,4 \kappa Bm$$

1.6.2 Приклад визначення режиму роботи електроприймача

Визначити режим роботи електроприймача графік навантаження якого приведений на рисунку 1.

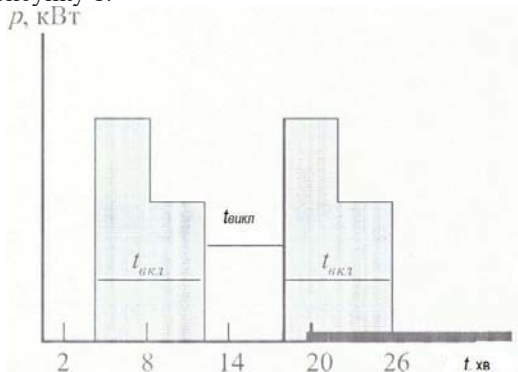


Рис.1.3 – Графік навантаження електроприймача (до задачі 1.6.2)

Розв'язання

Із графіка навантаження електроприймача (рисунок 1) видно, що періоди роботи електроприймача $t_{вкл.}$ чергуються з паузами $t_{викл.}$. Час циклу буде рівний:

$$t_{цикл.} = t_{вкл.} + t_{викл.} = 8 + 6 = 14 \text{ хв.}$$

Оскільки $t_{цикл.} > 10 \text{ хв.}$, тоді режим роботи вважається тривалим.

1.6.3 Приклад визначення $n_{еф}$

Задача 1

До трьох силових розподільних пунктів приєднано 24 електроприймачі тривалого режиму роботи з номінальними потужностями: 3 по 20 кВт, 6 по 10 кВт, 5 по 7 кВт та 10 по 4,5 кВт. Визначити $n_{еф}$.

Розв'язання

Оскільки відсутня додаткова інформація про електроприймачів, то для визначення $n_{еф}$ скористаємось відношенням:

$$n_{еф} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ном_i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном_i}^2} = \frac{(3 \cdot 20 + 6 \cdot 10 + 5 \cdot 7 + 10 \cdot 4,5)^2}{3 \cdot 20^2 + 6 \cdot 10^2 + 5 \cdot 7^2 + 10 \cdot 4,5^2} = \frac{200^2}{2248} = 18 \text{ (шт.)}$$

Відповідь: $n_{еф} = 18 \text{ (шт.)}$

Способи спрощеного визначення

1. При чотирьох і більше фактичних електроприймачах в групі ефективна кількість електроприймачів $n_{еф}$ вважається рівною фактичній n при $m \leq 3$ та будь-якому K_g .

При визначенні $n_{еф}$ виключаються ті найменші ЕП групи, сумарна номінальна потужність яких не перевищує 5% сумарної номінальної потужності всієї групи $P_{ном}$. При цьому кількість виключених електроприймачів не враховується і в величині n .

Задача 2

Визначити $n_{еф}$ для групи ЕП тривалого режиму роботи з номінальними потужностями: 10 по 0,6 кВт, 5 по 4,5 кВт, 6 по 7 кВт, 5 по 10 кВт та 2 по 14 кВт. Груповий коефіцієнт використання $K_g = 0,5$.

Розв'язання

Перевіряємо можливість прийняття в розрахунку $n_{ef} = n$.
Визначаємо значення показника силової збірки в групі m .

Десять найменших електроприймачів по $0,6 \text{ кВт}$ можуть бути виключені, оскільки їх сумарна потужність 6 кВт менше $5\% = 7,43 \text{ кВт}$ загальної сумарної номінальної потужності приймачів всієї групи ($P_{ном} = 10 \cdot 0,6 + 5 \cdot 4,5 + 6 \cdot 7 + 5 \cdot 10 + 2 \cdot 14 = 148,5 \text{ кВт}$). Тоді найбільшим за потужністю в групі буде приймач $P_{ном_{max}} = 14 \text{ кВт}$, найменшим - $P_{ном_{min}} = 4,5 \text{ кВт}$. Тоді:

$$m = \frac{P_{ном_{max}}}{P_{ном_{min}}} = \frac{14}{4,5} = 3.$$

При $m = 3$ та $K_g = 0,5$ значення n_{ef} може бути прийняте рівним n , що без врахування виключених приймачів становитиме:

$$n_{ef} = 28 - 10 = 18.$$

Порівняємо отриманий результат з розрахунком за формулою:

$$n_{ef} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ном_i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном_i}^2} = \frac{(10 \cdot 0,6 + 5 \cdot 4,5 + 6 \cdot 7 + 5 \cdot 10 + 2 \cdot 14)^2}{10 \cdot 0,6^2 + 5 \cdot 4,5^2 + 6 \cdot 7^2 + 5 \cdot 10^2 + 2 \cdot 14^2} =$$
$$= \frac{148,5^2}{1290,8} = 17 \text{ (шт.)}$$

Відповідь: Отримані значення $n_{ef} = 18 \text{ (шт.)}$ та $n_{ef} = 17 \text{ (шт.)}$ є майже однаковими.

2. При $m > 3$ та $K_g \geq 0,2$ ефективна кількість електроприймачів визначається за формулою:

$$n_{ef} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{ном_i}}{P_{ном_{max}}}.$$

В тих випадках, коли знайдене за цією формулою $n_{ef} > n$, тоді необхідно приймати $n_{ef} = n$.

Задача 3

Визначити n_{ef} для групи ЕП тривалого режиму роботи з номінальними потужностями: 4 по 20 кВт, 5 по 14 кВт, 6 по 10 кВт, 5 по 7 кВт, 4 по 4,5 кВт, 5 по 2,8 кВт та 20 по 1 кВт. Груповий коефіцієнт використання $K_g = 0,4$.

Розв'язання

Визначаємо величини n та m :

$$n = 4 + 5 + 6 + 5 + 4 + 5 + 20 = 49 \text{ шт.}$$

$$m = \frac{P_{ном_{max}}}{P_{ном_{min}}} = \frac{20}{1} = 20.$$

Оскільки $m = 20 > 3$, то ефективна кількість електроприймачів не може бути прийнята рівною фактичній кількості.

Якщо $m > 3$ та $K_g = 0,4$ ефективну кількість електроприймачів визначаємо за формулою:

$$n_{ef} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{ном_i}}{P_{ном_{max}}} = \frac{2 \cdot 297}{20} = 30 \text{ (шт.)}$$

При визначенні n_{ef} отримаємо:

$$\begin{aligned} n_{ef} &= \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ном_i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном_i}^2} = \frac{(4 \cdot 20 + 5 \cdot 14 + 6 \cdot 10 + 5 \cdot 7 + 4 \cdot 4,5 + 5 \cdot 2,8 + 20 \cdot 1)^2}{4 \cdot 20^2 + 5 \cdot 14^2 + 6 \cdot 10^2 + 5 \cdot 7^2 + 4 \cdot 4,5^2 + 5 \cdot 2,8^2 + 20 \cdot 1^2} \\ &= \frac{297^2}{3485} = 25 \text{ (шт.)} \end{aligned}$$

Похибка у визначенні величини K_m в зв'язку з спрощеним обчисленням n_{ef} становить біля 1%.

3. При $m > 3$ та $K_g < 0,2$ ефективну кількість електроприймачів визначаємо за допомогою кривих або таблиць. Послідовність визначення n_{ef} наступна:

- визначається найбільший за номінальною потужністю електроприймач групи яка розглядається;

- визначаються найбільші електроприймачі, номінальна потужність яких рівна або більша половини потужності найбільшого електроприймача групи;

- визначається кількість n_1 та сумарна номінальна потужність $P_{ном_1}$ найбільших ЕП групи;

- визначається кількість n та сумарна номінальна потужність $P_{ном}$ усіх ЕП групи;

- знаходяться значення $n^* = \frac{n_1}{n}$ та $P^* = \frac{P_{ном_1}}{P_{ном}}$;

- за кривими або за таблицями за знайденим значенням n^* та P^* визначається величина $n_{эф}^*$, а потім з формули $n_{эф}^* = \frac{n_{эф}}{n}$ знаходимо

$$n_{эф} = n_{эф}^* \cdot n.$$

Задача 4

Визначити $n_{эф}$ для групи ЕП тривалого режиму роботи з номінальними потужностями: 4 по 10 кВт, 5 по 7 кВт, 4 по 4,5 кВт, 5 по 2,8 кВт та 20 по 1 кВт. Груповий коефіцієнт використання $K_g = 0,1$.

Розв'язання

Розглянемо можливість застосування кожного із способів спрощеного обчислення $n_{эф}$ для даного прикладу.

Значення показника силової збірки в групі буде рівне:

$$m = \frac{P_{ном_{max}}}{P_{ном_{min}}} = \frac{10}{1} = 10.$$

При $m = 10$ ефективна кількість ЕП не може бути прийнята рівною

n згідно з першим способом. Відношення $n_{эф} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{ном_i}}{P_{ном_{max}}}$ не можна

застосувати оскільки $K_g = 0,1 < 0,2$. Відповідно $n_{эф}$ можна обчислити за третім способом.

Загальна кількість електроприймачів в групі становить $n = 4 + 5 + 4 + 5 + 20 = 38$ шт., а їх сумарна потужність:

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^{38} p_{ном_i} = 4 \cdot 10 + 5 \cdot 7 + 4 \cdot 4,5 + 5 \cdot 2,8 + 20 \cdot 1 = 127 \text{ кВт}$$

Найбільші ЕП в групі: 4 по 10 кВт та 5 по 7 кВт, тобто $n_1 = 4 + 5 = 9$.

Сумарна потужність найбільших електроприймачів:

$$P_{ном_1} = 4 \cdot 10 + 5 \cdot 7 = 75 \text{ кВт}.$$

Тоді

$$n^* = \frac{n_1}{n} = \frac{9}{38} = 0,23; \quad P^* = \frac{P_{ном_1}}{P_{ном}} = \frac{75}{127} = 0,59.$$

За таблицями для $n^* = 0,23$ та $P^* = 0,59$ знаходимо $n_{еф}^* = 0,56$.

Відповідно,

$$n_{еф} = n_{еф}^* \cdot n = 0,56 \cdot 38 = 21 \text{ шт.}$$

За формулою ефективна кількість електроприймачів становить:

$$n_{еф} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{ном_i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{ном_i}^2} = \frac{(4 \cdot 10 + 5 \cdot 7 + 4 \cdot 4,5 + 5 \cdot 2,8 + 20 \cdot 1)^2}{4 \cdot 10^2 + 5 \cdot 7^2 + 4 \cdot 4,5^2 + 5 \cdot 2,8^2 + 20 \cdot 1^2} =$$

$$= \frac{127^2}{785} = 21 \text{ (шт.)}$$

Відповідь: обидва способа дають однаковий результат.

1.6.4 Приклади застосування методу впорядкованих діаграм для розрахунку електричних навантажень об'єктів

Задача 1

Трифазна лінія живить 154 електродвигуна металообробних верстатів з загальною номінальною потужністю $P_{ном} = 370 \text{ кВт}$ ($p_{ном_{\min}} = 1,1 \text{ кВт}$; $p_{ном_{\max}} = 3 \text{ кВт}$) та середньозмінним навантаженням $P_{см} = 54 \text{ кВт}$. Уточнити розрахункове навантаження трифазної лінії, яка живить електроприймачі. Оцінити похибку розрахунку навантаження при визначенні K_m за таблицею та за формулою $K_m = 1 + \frac{1,5}{\sqrt{n_{еф}}} \sqrt{\frac{1 - K_6}{K_6}}$.

Розв'язання

Розрахункове навантаження лінії знаходиться за коефіцієнтом максимуму K_m та середньозмінним навантаженням $P_{см} = 54 \text{ кВт}$. Для визначення K_m знаходимо:

- коефіцієнт використання групи електроприймачів:

$$K_g = \frac{P_{см}}{P_{ном}} = \frac{54}{370} = 0,15;$$

- показник силової збірки в групі:

$$m = \frac{P_{ном_{\max}}}{P_{ном_{\min}}} = \frac{3}{1,1} = 2,73 < 3;$$

- ефективна кількість електроприймачів:

- оскільки $m < 3$, то $n_{еф} = n = 154$. При $K_g = 0,15$ і $n_{еф} = 154$ коефіцієнт максимуму за таблицею рівний $K_{m_1} = 1,15$, тоді розрахункове навантаження складе:

$$P_{розр_1} = K_{m_1} \cdot P_{см} = 1,15 \cdot 54 = 62 \text{ кВт};$$

За формулою коефіцієнт максимуму буде рівний:

$$K_{m_2} = 1 + \frac{1,5}{\sqrt{n_{еф}}} \sqrt{\frac{1-K_g}{K_g}} = 1 + \frac{1,5}{\sqrt{154}} \sqrt{\frac{1-0,15}{0,15}} = 1,29;$$

тоді розрахункове навантаження складе:

$$P_{розр_2} = K_{m_2} \cdot P_{см} = 1,29 \cdot 54 = 70 \text{ кВт}.$$

Похибка в визначенні розрахункового навантаження не перевищує:

$$\delta = \frac{P_{розр_2} - P_{розр_1}}{P_{розр_1}} \cdot 100\% = \frac{70 - 62}{62} \cdot 100\% = 13\%.$$

Задача 2

Визначити електричне розрахункове навантаження тролею від якого живляться два крана, які мають наступні механізми:

- а) головний підйом, ТВ=25% з двома двигунами по 100 кВт (можуть працювати лише одночасно);
- б) допоміжний підйом, головний та допоміжний візки, ТВ=25% з трьома двигунами: 2 по 15 кВт та один 60 кВт;
- в) переміщення моста, ТВ=25% з двома двигунами по 80 кВт.

Коефіцієнт використання для механізмів крана рівний 0,2, а $\cos \varphi = 0,6$. Напруга мережі 380 В.

Розв'язання

Разом на одному крані 7 електродвигунів, загальна паспортна (встановлена) потужність – 450 кВт (на двох кранах – 900 кВт).

Всі електроприймачі приводяться до ТВ=100%:

а) головний підйом:

$$P_{ном.1} = \sum_{i=1}^2 p_{ном.i} \cdot \sqrt{ТВ_i} = 2 \cdot 100 \cdot \sqrt{0,25} = 2 \cdot 50 = 100 \text{ кВт};$$

б) допоміжний підйом, головний та допоміжний візки:

$$P_{ном.2} = \sum_{i=1}^3 p_{ном.i} \cdot \sqrt{ТВ_i} = 2 \cdot 15 \cdot \sqrt{0,25} + 60 \cdot \sqrt{0,25} = ;$$
$$= 2 \cdot 7,5 + 30 = 45 \text{ кВт}$$

в) переміщення моста:

$$P_{ном.3} = \sum_{i=1}^2 p_{ном.i} \cdot \sqrt{ТВ_i} = 2 \cdot 80 \cdot \sqrt{0,25} = 2 \cdot 40 = 80 \text{ кВт}.$$

Сумарна номінальна (встановлена) потужність електроприймачів одного крана приведена до ТВ=100%:

$$P_{ном.} = P_{ном.1} + P_{ном.2} + P_{ном.3} = 100 + 45 + 80 = 225 \text{ кВт},$$

а двох кранів – 450 кВт.

Визначаємо показник силової збірки в групі:

$$m = \frac{P_{ном.макс}}{P_{ном.мін}} = \frac{2 \cdot 100}{15} = 13,31 > 3.$$

Тут $p_{ном.макс}$ - потужність двох електродвигунів головного підйому, які працюють одночасно. Двоє цих електродвигунів приймаються як один електроприймач ($2 \cdot 100 = 200 \text{ кВт}$); $p_{ном.мін}$ - потужність двигуна візка (15 кВт).

Оскільки $m > 3$, а $K_g = 0,2$, то $n_{эф}$ визначається за формулою:

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n p_{ном.i}}{P_{ном.макс}} = \frac{2 \cdot 450}{200} = 5 \text{ (шт.)}$$

За довідниковими даними при $n_{эф} = 5$ та $K_g = 0,2$ коефіцієнт максимуму $K_m = 2,42$.

Середня потужність за найбільш завантажену зміну становитиме:

$$P_{см} = K_g \cdot P_{ном} = 0,2 \cdot 450 = 90 \text{ кВт};$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 90 \cdot 1,33 = 120 \text{ кВАр};$$

а максимальна розрахункова потужність становитиме:

$$P_{м} = K_{м} \cdot P_{см} = 2,42 \cdot 90 = 218 \text{ кВт};$$

$$Q_{м} = K'_{м} \cdot Q_{см} = 1,1 \cdot 120 = 132 \text{ кВАр};$$

де $K'_{м} = 1,1$ при $n_{ef} = 5 \leq 10$;

$$S_{м} = \sqrt{P_{м}^2 + Q_{м}^2} = \sqrt{218^2 + 132^2} = 255 \text{ кВА};$$

$$I_{м} = \frac{S_{м}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{255}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 387 \text{ А}.$$

Задача 3

Визначити максимальне розрахункове навантаження лінії від якої заживлені наступні електроприймачі тривалого режиму роботи:

а) 2 по 80 кВт, 2 по 50 кВт, $\cos \varphi = 0,8$, $k_g = 0,4$;

б) один електроприймач потужністю 40 кВт, 6 по 15 кВт, $\cos \varphi = 0,8$, $k_g = 0,55$;

в) 14 двигунів різної потужності від 7 до 15 кВт загальною потужністю 170 кВт, $\cos \varphi = 0,65$, $k_g = 0,2$.

Розв'язання

Загальна номінальна (встановлена) потужність:

$$P_{ном.} = \sum_{i=1}^n P_{ном.i} = 2 \cdot 80 + 2 \cdot 50 + 1 \cdot 40 + 6 \cdot 15 + 170 = 560 \text{ кВт}.$$

Середні активна та реактивна потужності за зміну:

$$P_{см} = \sum_{i=1}^n k_{gi} \cdot P_{ном.i} = 0,4 \cdot 2 \cdot 80 + 0,4 \cdot 2 \cdot 50 + 0,55 \cdot 1 \cdot 40 + \\ + 0,55 \cdot 6 \cdot 15 + 0,2 \cdot 170 = 210 \text{ кВт}$$

$$Q_{см} = \sum_{i=1}^n P_{смi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i = \sum_{i=1}^n k_{gi} \cdot P_{ном.i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i = 0,4 \cdot 2 \cdot 80 \cdot 0,75 + \\ + 0,4 \cdot 2 \cdot 50 \cdot 0,75 + 0,55 \cdot 1 \cdot 40 \cdot 0,75 + 0,55 \cdot 6 \cdot 15 \cdot 0,75 + \\ + 0,2 \cdot 170 \cdot 1,17 = 171,4 \text{ кВАр}$$

Показник силової збірки m в групі рівний:

$$m = \frac{P_{ном\max}}{P_{ном\min}} = \frac{80}{7} = 11,43 > 3;$$

Середньозважений коефіцієнт використання становить:

$$K_g = \frac{P_{см}}{P_{ном}} = \frac{210}{560} = 0,38 > 0,2.$$

Ефективну кількість електроприймачів визначаємо за формулою:

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{ном_i}}{P_{ном\max}} = \frac{2 \cdot 560}{80} = 14 \text{ (шт.)}.$$

За довідниковими даними при $n_{эф} = 14$ та $K_g = 0,38$ коефіцієнт максимуму $K_m = 1,32$.

Тоді максимальні активна, реактивна та повна потужності відповідно становитимуть:

$$P_m = K_m \cdot P_{см} = 1,32 \cdot 210 = 277,2 \text{ кВт};$$

$$Q_m = K'_m \cdot Q_{см} = 1,0 \cdot 171,4 = 171,4 \text{ кВАр};$$

$$\text{де } K'_m = 1,0 \text{ при } n_{эф} = 14 > 10;$$

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2} = \sqrt{277,2^2 + 171,4^2} = 326 \text{ кВА}.$$

За величиною повної потужності попередньо може бути вибраний трансформатор для живлення даної групи електроприймачів.

Задача 4

Визначити максимальне розрахункове навантаження та розрахунковий струм лінії від якої заживлені наступні електроприймачі:

а) 2 по 80 кВт, 2 по 50 кВт, $\cos \varphi = 0,8$, $k_g = 0,4$;

б) один електроприймач потужністю 40 кВт, 6 по 15 кВт, $\cos \varphi = 0,8$, $k_g = 0,85$;

в) 14 двигунів різної потужності від 7 до 15 кВт загальною потужністю 170 кВт, $\cos \varphi = 0,65$, $k_g = 0,2$.

Напруга мережі 380 В.

Розв'язання

До лінії підключені електроприймачі з змінним графіком навантаження (позиції а та в), так і електроприймачі з практично постійним

графіком навантаження (позиція б). Для кожної з груп розрахунок виконуємо окремо.

Електроприймачі з змінним графіком навантаження $k_g < 0,6$.

Загальна номінальна (встановлена) потужність:

$$P_{ном,1} = \sum_{i=1}^n p_{ном,i} = 2 \cdot 80 + 2 \cdot 50 + 170 = 430 \text{ кВт}.$$

Середні активна та реактивна потужності за зміну:

$$P_{см1} = \sum_{i=1}^n k_{\epsilon_i} \cdot p_{ном,i} = 0,4 \cdot 2 \cdot 80 + 0,4 \cdot 2 \cdot 50 + 0,2 \cdot 170 = 138 \text{ кВт}$$

;

$$Q_{см1} = \sum_{i=1}^n p_{см,i} \cdot \text{tg}\varphi_i = \sum_{i=1}^n k_{\epsilon_i} \cdot p_{ном,i} \cdot \text{tg}\varphi_i = 0,4 \cdot 2 \cdot 80 \cdot 0,75 + 0,4 \cdot 2 \cdot 50 \cdot 0,75 + 0,2 \cdot 170 \cdot 1,2 = 118 \text{ кВАр}$$

Показник силової збірки в групі рівний:

$$m = \frac{P_{ном,max}}{P_{ном,min}} = \frac{80}{7} = 11,43 > 3;$$

Середньозважений коефіцієнт використання по групі становить:

$$K_g = \frac{P_{см1}}{P_{ном1}} = \frac{138}{430} = 0,32 > 0,2.$$

Ефективну кількість електроприймачів визначаємо за формулою:

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n p_{ном,i}}{P_{ном,max}} = \frac{2 \cdot 430}{80} = 11 \text{ (шт.)}.$$

За довідниковими даними при $n_{эф} = 11$ та $K_g = 0,32$ знаходимо коефіцієнт максимуму $K_m = 1,6$.

Тоді максимальні активна та реактивна потужності відповідно становитимуть:

$$P_m = K_m \cdot P_{см1} = 1,6 \cdot 138 = 220,8 \text{ кВт};$$

$$Q_m = K'_m \cdot Q_{см1} = 1,0 \cdot 118 = 118 \text{ кВАр};$$

$$\text{де } K'_m = 1,0 \text{ при } n_{эф} = 11 > 10.$$

Електроприймачі з практично постійним графіком навантаження $k_g \geq 0,6$.

Загальна номінальна (встановлена) потужність:

$$P_{ном.2} = \sum_{i=1}^n P_{ном.i} = 1 \cdot 40 + 6 \cdot 15 = 130 \text{ кВт}.$$

Середні активна та реактивна потужності за зміну:

$$P_{см2} = \sum_{i=1}^n k_{\phi_i} \cdot P_{ном.i} = 0,85 \cdot 130 = 110,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{см2} = \sum_{i=1}^n P_{см.i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i = \sum_{i=1}^n k_{\phi_i} \cdot P_{ном.i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i = 0,75 \cdot 110,5 = 83 \text{ кВАр}.$$

Максимальні активна та реактивна потужності відповідно становитимуть:

$$P_{м2} = P_{см2} = 110,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{м2} = Q_{см2} = 83 \text{ кВАр}.$$

Максимальні активна, реактивна та повна потужності лінії становитимуть:

$$P_{м} = P_{м1} + P_{м2} = 220,8 + 110,5 = 331,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{м} = Q_{м1} + Q_{м2} = 118 + 83 = 201 \text{ кВАр};$$

$$S_{м} = \sqrt{P_{м}^2 + Q_{м}^2} = \sqrt{331,3^2 + 201^2} = 387,5 \text{ кВА};$$

розрахунковий струм лінії становить:

$$I_{м} = \frac{S_{м}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{387,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 588,7 \text{ А}.$$

Задача 5

Визначити максимальні навантаження та струм насосної станції металургійного заводу, на якій встановлені: п'ять робочих насосів водопостачання з асинхронними двигунами по 250 кВт, $k_{\phi} = 0,7$ та $\cos \varphi = 0,8$; десять верстатів різних типів з електродвигунами 2,5-7 кВт загальною потужністю $P_{ном.верстатів} = 47 \text{ кВт}$, $k_{\phi} = 0,17$ та $\cos \varphi = 0,6$.

Максимальне освітлювальне навантаження станції становить 25 кВт. Напряга мережі 380 В.

Розв'язання

Насоси можуть бути віднесені до електроприймачів з практично постійним графіком навантаження скільки $k_{\phi} = 0,6 \geq 0,6$. Їх сумарна номінальна (встановлена) потужність рівна:

$$P_{ном.1} = \sum_{i=1}^n P_{ном.i} = 5 \cdot 250 = 1250 \text{ кВт},$$

а номінальна потужність всієї насосної станції:

$$P_{ном} = P_{ном_1} + P_{ном_{верстатів}} = 1250 + 47 = 1297 \text{ кВт}.$$

Навантаження верстатів, які відносяться до електроприймачів з змінним графіком навантаження, становить менше 25% загального навантаження,

тому $P_M = P_{см} = \sum_{i=1}^n k_{\epsilon_i} \cdot P_{ном_i},$ а

$$Q_M = Q_{см} = \sum_{i=1}^n P_{см_i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i :$$

$$P_M = P_{см} = \sum_{i=1}^n k_{\epsilon_i} \cdot P_{ном_i} = 0,7 \cdot 5 \cdot 250 + 0,17 \cdot 47 = 883 \text{ кВт};$$

$$Q_M = Q_{см} = \sum_{i=1}^n P_{см_i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i = \sum_{i=1}^n k_{\epsilon_i} \cdot P_{ном_i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i = 0,7 \cdot 5 \cdot 250 \cdot 0,75 + 0,17 \cdot 47 \cdot 1,33 = 666 \text{ кВАр}$$

З врахуванням освітлення максимальні активне та реактивне навантаження насосної станції становлять:

$$P_M = 883 + 25 = 908 \text{ кВт};$$

$$Q_M = 666 \text{ кВАр},$$

а максимальна повна потужність та струм будуть рівні:

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{908^2 + 666^2} = 1130 \text{ кВА};$$

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1130}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1717 \text{ А}.$$

Задача 6

Визначити активне електричне навантаження групи з трьох електроприймачів тривалого режиму роботи з наступними даними:

- електродвигун фрезерного верстату 15 кВт, $k_{\epsilon} = 0,2$;
- електродвигун вентилятора 10 кВт, $k_{\epsilon} = 0,7$;
- електродвигун токарного верстату 7,5 кВт, $k_{\epsilon} = 0,17$.

Розв'язання

Загальна номінальна (встановлена) потужність:

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{ном,i} = 15 + 10 + 7,5 = 32,5 \text{ кВт} .$$

Середня активна потужність за найбільш завантажену зміну:

$$P_{см} = \sum_{i=1}^n k_{\phi_i} \cdot P_{ном,i} = 0,2 \cdot 15 + 0,7 \cdot 10 + 0,17 \cdot 7,5 = 11 \text{ кВт} .$$

Для трьох і менше електроприймачів в групі розрахункове максимальне активне навантаження рівне $P_M = \sum_{i=1}^{n \leq 3} P_{ном,i}$, тобто для даної групи електроприймачів:

$$P_M = P_{ном} = \sum_{i=1}^3 P_{ном,i} = 15 + 10 + 7,5 = 32,5 \text{ кВт} .$$

Задача 7

До магістралі підключено один електроприймач 160 кВт ($k_{\phi} = 0,5$ та $\cos \varphi = 0,75$) та десять електродвигунів по 3 кВт ($k_{\phi} = 0,3$ та $\cos \varphi = 0,6$). Всі електродвигуни тривалого режиму роботи із змінним графіком навантаження. Графік роботи електродвигуна 160 кВт відсутній. Визначити середні та максимальні навантаження.

Розв'язання

Загальна номінальна (встановлена) потужність:

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{ном,i} = 160 + 10 \cdot 3 = 190 \text{ кВт} .$$

Середні активна та реактивна потужності за найбільш завантажену зміну:

$$P_{см} = \sum_{i=1}^n k_{\phi_i} \cdot P_{ном,i} = 0,5 \cdot 160 + 0,3 \cdot 10 \cdot 3 = 89 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{см1} = \sum_{i=1}^n P_{см,i} \cdot \text{tg} \varphi_i = \sum_{i=1}^n k_{\phi_i} \cdot P_{ном,i} \cdot \text{tg} \varphi_i = 0,5 \cdot 160 \cdot 0,87 +$$

$$+ 0,3 \cdot 10 \cdot 3 \cdot 1,33 = 69,6 + 12 = 81,6 \text{ кВАр}$$

Показник силової збірки в групі рівний:

$$m = \frac{P_{ном,max}}{P_{ном,min}} = \frac{160}{3} = 53,33 > 3 ;$$

Середньозважений коефіцієнт використання по групі становить:

$$K_v = \frac{P_{cm}}{P_{ном}} = \frac{89}{190} = 0,47 > 0,2.$$

Ефективну кількість електроприймачів визначаємо за формулою:

$$n_{ef} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{ном_i}}{P_{ном_{max}}} = \frac{2 \cdot 190}{160} = 2,4 \text{ (шт.)}.$$

Оскільки $n_{ef} < 4$, кількість електроприймачів в групі більша трьох, то максимальні навантаження знаходяться за формулами:

$$P_M = \sum_{i=1}^n k_{зав_i} \cdot P_{ном_i} = 0,9 \cdot (160 + 10 \cdot 3) = 171 \text{ кВт},$$

де $k_{зав} = 0,9$ для ЕП тривалого режиму роботи;

$$Q_M = 0,75 \cdot P_M = 0,75 \cdot 171 = 128 \text{ кВАр},$$

де для ЕП тривалого режиму $\cos \varphi = 0,8$; $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$;

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{171^2 + 128^2} = 214 \text{ кВА}.$$

1.6.5 Приклад розрахунку силових навантажень цехової мережі

У табл. 1.11 наведений приклад заповнення розрахункової таблиці за формою Ф636-92 для визначення навантажень цехової мережі (дільниці) [3].

Розрахункові навантаження РП або ШР для ЕП групи А визначаються в такій послідовності:

$$K_B = \frac{\sum k_B P_H}{\sum P_H} = \frac{15,4}{108} = 0,14;$$

$$n_e = \frac{(\sum P_H)^2}{\sum P_H^2} = \frac{108^2}{80^2 + 28^2} = 4.$$

За табл. 1.1 знаходять $K_M = 2,35$ і обчислюють:

$$P_M = K_M \sum k_B P_H = 2,35 \cdot 15,4 = 36,2 \text{ кВт};$$

$$Q_M = 1,1 \sum k_B P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1 \cdot 19,4 = 21,3 \text{ кВАр};$$

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{36,2^2 + 21,3^2} = 42 \text{ кВА};$$

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3}U_H} = \frac{42}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 60,7 \text{ А.}$$

Знаходять розрахункові навантаження P_M , Q_M ЕП групи Б, підсумовують отримані значення і визначають S_M та I_M в цілому для РП або ШР. Такої ж послідовності дотримуються і при визначенні розрахункових навантажень P_M , Q_M , S_M , I_M і в цілому по дільниці (цеху).

Для розрахунку силових електричних навантажень цехової мережі промислового підприємства використовуємо метод коефіцієнта попиту.

У табл. 1.12 наведений приклад розрахунку силових навантажень промислового підприємства.

Таблиця 1.11 – Розрахунок силового навантаження електроприймачів механічної дільниці цеху №01

Найменування ЕП	Кількість ЕП, шт		Встановлена потужність, кВт		Коефіцієнт використання, K_v	Коефіцієнт потужності $\cos\varphi/\text{гф}$	Середнє навантаження за максимальною завантажену зміну		Ефективне число ЕП n_e	Коефіцієнт максимуму навантаження K_m	Максимальне навантаження			Розрахунковий струм, А I_m
	Одного ЕП P_H	Загальна $P_H = n \cdot P_H$	активне, кВт $P_{cm} = K_v \cdot P_H$	реактивне, кВАр $Q_{cm} = K_v \cdot P_H \cdot \text{tg}\varphi$			активне, кВт P_m , кВт	реактивне Q_m , кВАр			повне S_m , кВА			
<i>Із змінним графіком навантаження</i>														
Верстат фрезерний	4	20	80	0,15	0,6	1,33	12	16	-	-	-	-	-	-
Верстат токарний	2	14	28	0,12	0,7	1,0	3,4	3,4	-	-	-	-	-	-
<i>Разом</i>	6	-	108	0,14	0,62	1,26	15,4	19,4	4	2,35	36,2	21,3	42,0	
<i>З постійним графіком навантаження</i>														
Вентилятор	1	20	20	0,65	0,8	0,75	13	10	-	-	-	-	-	-
<i>Разом</i>	1	-	20	0,65	0,8	0,75	13	10	-	-	13	10	16,4	
<i>Разом по цеху</i>	7	-	128	-	-	-	28,4	29,4	-	-	49,2	31,3	58,4	

Таблиця 1.12 – Розрахунок силових електричних навантажень

Назва об'єкту	$P_{уст},$ кВт	K_n	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВАр	$S_p,$ кВА
Цех №1	960,0	0,22	0,79	0,78	211,2	164,74	267,85
Цех №2	490,0	0,15	0,79	0,78	73,5	57,33	93,2
Цех №3	975,0	0,16	0,87	0,57	156,0	89,0	180,0

1.6.6 Приклад розрахунку освітлювальних навантажень

Розрахунок освітлювальних навантажень механічної дільниці та цехів підприємства наведений у таблиці 1.13.

Таблиця 1.13 – Розрахунок освітлювальних навантажень

Назва об'єкта	$F,$ м ²	$\rho_{н.о.},$ Вт/м ²	$K_{п.о.}$	$K_{ГПРА}$	$P_{М.О.},$ кВт	$Q_{М.О.},$ кВАр	$S_{М.О.},$ кВА
Механічна дільниця	108	15	0,8	1,2	1,65	0,55	1,74
Цех №1	1544	15	0,95	1,2	26,4	8,7	27,8
Цех №2	1030	15	0,95	1,2	17,63	5,82	18,6
Цех №3	1544	15	0,95	1,2	26,4	8,7	27,8

1.6.7 Приклад розрахунку сумарних навантажень підприємства

Сумарні навантаження низьковольтної мережі підприємства наведені у таблиці 1.14.

Таблиця 1.14 – Розрахунок сумарних навантажень.

Розрахункова потужність	Механічна дільниця	Цех №1	Цех №2	Цех №3
$P_{М.С.},$ кВт	49,2	211,2	73,5	156,0
$P_{М.О.},$ кВт	1,65	26,4	17,63	26,4
$P_{М.Ц.},$ кВт	50,85	237,6	91,13	182,4
$Q_{М.С.},$ кВАр	31,3	164,74	57,33	89,0
$Q_{М.О.},$ кВАр	0,55	8,7	5,82	8,7
$Q_{М.Ц.},$ кВАр	31,85	173,44	63,15	97,7
$S_{М.С.},$ кВА	58,4	267,85	93,2	180,0
$S_{М.О.},$ кВА	1,74	27,8	18,6	27,8
$S_{М.Ц.},$ кВА	60,14	295,65	111,8	207,8

1.6.8 Приклад розрахунку середніх навантажень

В результаті проведення досліду були отримані експериментальні значення активної і реактивної потужності, що споживає приймач електричної енергії. Внаслідок апроксимації отримали емпіричну функцію активної і реактивної потужності приймача (залежність потужності від часу).

Закон зміни активної потужності:

$$p(t) = \cos(3t) + 2t + 3,4;$$

Закон зміни реактивної потужності:

$$q(t) = \begin{cases} t^2 - 2t + 3, & 0 < t \leq 3 \text{ хв.} \\ \sin(5t) - 2,5; & 3 < t \leq 5 \text{ хв.} \end{cases}$$

Визначити середнє значення повної потужності за 4 хвилини роботи приймача.

Розв'язок

В загальному випадку середнє значення активної p_c та реактивної потужності q_c за будь-який проміжок часу визначаються за формулами:

$$p_c = \frac{\int_0^t p dt}{t};$$

$$q_c = \frac{\int_0^t q dt}{t};$$

Звідси активна потужність p_c :

$$\begin{aligned} p_c &= \frac{\int_0^4 (\cos(3t) + 2t + 3,4) dt}{4} = \frac{\int_0^4 \cos(3t) dt}{4} + \frac{\int_0^4 2t dt}{4} + \frac{\int_0^4 3,4 dt}{4} = \\ &= \frac{\sin(3t)}{12} \Big|_0^4 + \frac{t^2}{4} \Big|_0^4 + \frac{3,4t}{4} \Big|_0^4 = \frac{\sin(12)}{12} - \frac{\sin(0)}{12} + 4 + 3,4 = 7,42 \text{ кВт} \end{aligned}$$

Реактивна потужність q_c :

$$q_c = \frac{\int_0^3 (t^2 - 2t + 3) dt + \int_3^4 (\sin(5t) - 2,5) dt}{4} =$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{\int_0^3 t^2 dt}{4} - \frac{\int_0^3 2t dt}{4} + \frac{\int_0^3 3 dt}{4} + \frac{\int_3^4 \sin(5t) dt}{4} - \frac{\int_3^4 2,5 dt}{4} = \\
&= \frac{t^3}{12} \Big|_0^3 - \frac{t^2}{4} \Big|_0^3 + \frac{3t}{4} \Big|_0^3 + \frac{\cos(5t)}{20} \Big|_3^4 + \frac{2,5t}{4} \Big|_3^4 = \\
&= 2,25 - 2,25 + 2,25 - \frac{\cos(20)}{20} + \frac{\cos(15)}{20} - 2,5 + 1,875 = 1,626 \text{ кВАр}
\end{aligned}$$

Повна потужність s_c :

$$s_c = \sqrt{p_c^2 + q_c^2} = \sqrt{7,42^2 + 1,626^2} = 7,6 \text{ кВА}$$

Відповідь: середнє значення повної потужності за 4 хвилини роботи приймача $s_c = 7,6 \text{ кВА}$.

1.7 Задачі для самостійного розв'язку

Задача 1.

В результаті проведення досліду були отримані експериментальні дискретні значення активної і реактивної потужності, що споживає приймач електричної енергії. Внаслідок апроксимації отримали емпіричну функцію активної і реактивної потужності приймача (залежність потужності від часу).

Активна і реактивна потужність приймача змінюються за законами:

$$p(t) = 3t^2 + 5t + 4 \cdot \sin(2t), \text{ кВт};$$

$$q(t) = 2t^2 + 2,5t + 5 \cdot \text{tg}(1,3t), \text{ кВАр}.$$

Визначити середнє значення активної і реактивної потужності:

а) за 5 хв; б) за 30 хв; в) за 1 год; г) за 1 добу.

Задача 2.

Внаслідок апроксимації значень активної потужності, що відповідають графіку електричного навантаження за 10 хвилин роботи приймача електричної енергії, отримали емпіричну функцію активної потужності приймача (залежність потужності, що споживає приймач від часу).

Закон зміни активної потужності:

$$p(t) = 1,2 \sin(2,5t) + 3t - 7;$$

Середній за час циклу коефіцієнт потужності рівний 0,67.

Визначити середнє значення активної, реактивної і повної потужностей за 8 хвилин роботи приймача.

Задача 3.

Згідно показів лічильників електричної енергії отримали значення активної і реактивної потужностей, що споживають приймачі підприємства за 1 год:

$$E_a = 56 \text{ кВт год}, E_p = 49 \text{ кВАр год}.$$

Номінальна напруга приймачів електричної енергії – 0,38 кВ.

Визначити середні навантаження підприємства і середній за час циклу коефіцієнт потужності.

Задача 4.

Згідно показів лічильників електричної енергії отримали значення добового активного і реактивного навантаження споживачів підприємства ($E_a = 37,2$ кВт год, $E_p = 32,1$ кВАр год). Номінальна напруга приймачів електричної енергії – 660В.

Визначити середні навантаження підприємства і середній за час циклу коефіцієнт потужності.

Задача 5.

В таблицях подані дискретизовані значення активного і реактивного навантажень приймачів електричної енергії. Номінальна напруга роботи приймачів 6 кВ.

Перший приймач

P , кВт	12,4	14,6	18,9	20,3	14,6	13,4	13,4
q , кВАр	11,5	18,3	17,6	17,6	15,8	10,2	10,2

Другий приймач

P , кВт	13,5	19,7	22,1	24,8	24,9	22,8	17,9
q , кВАр	12,8	17,7	20	22,3	21,5	26,7	16,6

Розрахувати та нарисувати індивідуальні і груповий графік навантаження за струмом.

Задача 6.

В таблицях подані значення активної і реактивної потужностей приймачів електричної енергії. Номінальна напруга роботи приймачів 0,38 кВ.

Перший приймач

p , кВт	0,32	0,48	0,53	0,23	0,31
q , кВАр	0,41	0,38	0,29	0,11	0,32

Другий приймач

p , кВт	0,43	0,42	0,39	0,44	0,41
q , кВАр	0,52	0,31	0,35	0,35	0,4

Третій приймач

p , кВт	0,7	0,72	0,65	0,83	0,85
q , кВАр	0,65	0,39	0,6	0,7	0,82

Розрахувати та нарисувати індивідуальні і груповий графік навантаження за струмом.

Задача 7.

В таблиці подані значення номінальної потужності споживачів і коефіцієнти використання активної потужності споживачів електричної енергії. Визначити груповий коефіцієнт використання за активною потужністю приймачів електричної енергії.

P_n , кВт	2,4	9,8	6,7	4,6	2,8	5,7	3,5
$k_{e.a}$	0,45	0,56	0,23	0,34	0,53	0,43	0,33

Задача 8.

В таблиці подані значення номінальної потужності споживачів і коефіцієнти використання активної потужності і коефіцієнти потужності споживачів електричної енергії. Визначити груповий коефіцієнт використання за активною потужністю і груповий коефіцієнт потужності приймачів електричної енергії.

Споживачі	1	2	3	4	5	6	7
P_n , кВт	2,5	2,49	0,89	1,23	1,56	1,71	2,01
$k_{e.a}$	0,8	0,79	0,56	0,71	0,62	0,43	0,52
$\cos \varphi$	0,32	0,57	0,33	0,45	0,46	0,32	0,7

Задача 9.

Згідно показів лічильників електричної енергії отримали значення активної і реактивної потужностей що споживають приймачі підприємства за 1 добу: $E_a = 45$ кВт год, $E_p = 23$ кВАр год.

Номинальна потужність споживачів групи рівна 56 кВт. $U_n = 10$ кВ.
Коефіцієнт потужності – 0,85.

Визначити коефіцієнт попиту за активною, реактивною потужністю і струмом.

Задача 10.

Номинальна потужність I групи приймачів з однаковим режимом роботи $P_n = 34$ кВт, $\cos \phi = 0,67$, $K_{n.a.} = 0,56$.

Номинальна потужність II групи приймачів з однаковим режимом роботи $P_n = 64$ кВт, $\cos \phi = 0,55$, $K_{n.a.} = 0,45$.

Коефіцієнт різночасності максимумів активного навантаження рівен $K_{p.m.a} = 0,45$

Коефіцієнт різночасності максимумів реактивного навантаження рівен $K_{p.m.p} = 0,54$.

Визначити розрахункові навантаження вузла СЕП, від якого заживлені дані групи приймачів.

Задача 11.

Характеристика I групи приймачів: $P_{нI} = 38,9$ кВт, $\cos \phi = 0,83$,
 $K_{n.a.} = 0,49$.

Характеристика II групи приймачів: $P_{нII} = 81,7$ кВт. $\cos \phi = 0,79$,
 $K_{n.a.} = 0,53$.

Характеристика III групи приймачів: $P_{нIII} = 43,4$ кВт. $\cos \phi = 0,51$,
 $K_{n.a.} = 0,67$.

Характеристика вузла живлення: $K_{p.m.a} = 0,53$; $K_{p.m.p} = 0,72$.

Визначити розрахункові навантаження вузла СЕП.

Задача 12.

В таблиці подані значення середньої активної потужності за максимально завантаженою зміну і коефіцієнт потужності споживачів. Коефіцієнт форми графіка активного електричного навантаження рівний 1,12; реактивного електричного навантаження рівний 1,15.

Визначити розрахункові навантаження за допомогою методу коефіцієнта форми.

Споживачі	1	2	3	4	5	6	7
$P_{см}$, кВт	5,6	3,3	2,6	6,7	8,4	2,2	5,4
$\cos \varphi$	0,78	0,34	0,56	0,63	0,31	0,44	0,23

Задача 13.

В таблиці подані значення середньої активної потужності за максимально завантажену зміну і коефіцієнт потужності споживачів. Коефіцієнт форми графіка активного електричного навантаження рівний 1,11; реактивного електричного навантаження рівний 1,13.

Визначити розрахункові навантаження споживачів.

Споживачі	1	2	3	4	5
$P_{см}$, Вт	700	620,5	480,3	270,2	310,3
$\cos \varphi$	0,57	0,62	0,7	0,71	0,82

Задача 14.

В таблиці подані значення номінальних потужностей двох груп споживачів. Визначити розрахункові активні навантаження для груп споживачів за допомогою статистичного методу розрахунку, якщо прийнята кратність розсіювання рівна 0,15.

Час	10 хв	20хв	30хв	40 хв	50 хв	60 хв
$P_{нI}$, кВт	34,56	24,12	43,15	27,22	20,12	23,65
$P_{нII}$, кВт	54,67	55,77	45,89	50,44	49,87	52,54

Задача 15.

В таблиці подані значення номінальних потужностей групи споживачів. Визначити розрахункові навантаження для групи споживачів за допомогою статистичного методу розрахунку, якщо прийнята кратність міри розсіювання рівна 0,15. Середній за час циклу коефіцієнт потужності 0,71.

Час	10 хв	20хв	30хв	40 хв	50 хв	60 хв
$P_{нI}$, кВт	10,2	0,7	11,03	12,2	8,91	9,11

Задача 16.

За допомогою методу впорядкованих діаграм розрахувати електричні навантаження групи споживачів зі змінним графіком роботи. Встановлені потужності верстатів, їх кількість і коефіцієнти потужності задані в таблиці.

№ п/п	Верстат	$P_{вст}$, кВт	$k_{в.а.}$	n , шт	$\cos \phi$
1	Полірувальний	5,5	0,13	17	0,67
2	Свердлильний	9,43	0,27	22	0,73
3	Токарний	11,0	0,22	14	0,81
4	Фрезерний	15,0	0,18	28	0,79

Задача 17.

Встановлені потужності верстатів, їх кількість і коефіцієнти потужності задані в таблиці. Визначити розрахункові навантаження групи споживачів за допомогою методу впорядкованих діаграм.

№ п/п	Обладнання	$P_{вст}$, кВт	$k_{в.а.}$	n , шт	$\cos \phi$
Споживачі з практично постійним графіком навантаження					
1	Сантех. вентил.	8,32	0,62	15	0,83
2	Техн. вентиляція	7,42	0,73	12	0,71
Споживачі з змінним графіком навантаження					
1	Токар. верстат	5,51	18	0,21	0,65
2	Фрезер. верстат	4,32	21	0,32	0,72
3	Шліф. верстат	7,21	12	0,43	0,69

Задача 18.

Для печі опору відомі питомі витрати електричної енергії на одиницю виготовленої продукції 160 кВт год. За одну зміну на підприємстві випускається 58 одиниць продукції. Тривалість найбільш завантаженої зміни 6 год. Коефіцієнт потужності рівний 0,88. Визначити розрахункові електричні навантаження печі опору.

Задача 19.

Для верстату відомі питомі витрати електричної енергії на одиницю виготовленої продукції 23,7 кВт год. За одну зміну на підприємстві випускається 29 одиниць продукції. Тривалість найбільш завантаженої зміни 5 год, $\cos \phi = 0,72$. Визначити розрахункові електричні навантаження верстату.

Задача 20.

Для цехів деревообробного комбінату відомі питомі витрати електричної енергії на виготовлення одиниці продукції по окремих агрегатах і к-ть годин роботи кожного агрегату для виготовлення одиниці продукції за 1 робочий день.

Цех №1

№п/п	e_{num}	$N_{год}$
№1	34 кВт год	2 год
№2	23 кВт год	1,3 год
№3	12 кВт год	1,6 год

Цех №2

№п/п	e_{num}	$N_{год}$
№1	14 кВт год	2,1 год
№2	15 кВт год	1,5 год
№3	11 кВт год	1,4 год

Кількість годин використання максимуму активного навантаження – 4 год. Навантаження, які споживаються на освітлення території цехів відповідно рівні 4,5 і 3,2 кВт. Навантаження, яке споживається на освітлення території комбінату – 5,8 кВт. Середньовиважений коефіцієнт потужності комбінату рівний 0,67. Коефіцієнт різночасності максимумів активного навантаження 0,7.

Визначити розрахункові навантаження комбінату.

Задача 21.

Для цехів підприємства відомі питомі витрати електричної енергії на виготовлення одиниці продукції по окремих агрегатах і к-ть годин роботи кожного агрегату для виготовлення одиниці продукції за 1 робочий день.

Цех №1

№п/п	e_{num}	$N_{год}$
№1	12 кВт год	2 год
№2	7,3 кВт год	1,4 год
№3	8,9 кВт год	5 год

Цех №2

№п/п	e_{num}	$N_{год}$
№1	2,9 кВт год	3,2 год
№2	1,5 кВт год	2,3 год
№3	2,9 кВт год	4,2 год

Цех №3

№п/п	e_{num}	$N_{год}$
№1	5,3 кВт год	5,1 год
№2	4,7 кВт год	4,3 год

Кількість годин використання максимуму активного навантаження – 5,3 год. Навантаження, що споживаються на освітлення території цехів відповідно рівні 4,3, 2,8 і 3,7 кВт. Навантаження, яке споживається на освітлення території підприємства – 9,2 кВт. Середньовиважений коефіцієнт потужності комбінату рівний 0,71. Коефіцієнт різночасності максимумів активного навантаження 0,71.

Визначити розрахункові навантаження підприємства.

Задача 22.

Знайти загальні розрахункові навантаження щита низької напруги трансформатора (модифікований метод впорядкованих діаграм). Дано:

- електродвигуни асинхронні з короткозамкненим ротором одинична номінальна потужність 65 кВт (4 двигуна) та 35 кВт (5 двигунів); коефіцієнт потужності 0,86; коефіцієнт корисної дії 0,93; коефіцієнт використання 0,8;
- освітлювальне навантаження загальна номінальна потужність 47,3 кВт; коефіцієнт потужності 0,35; коефіцієнт попиту 0,9.

Задача 23.

Визначити ефективну кількість приймачів тривалого режиму роботи наступних номінальних потужностей: 10 по 0,6 кВт, 5 по 4,5 кВт, 6 по 7 кВт, 5 по 10 кВт і 2 по 14 кВт. Груповий коефіцієнт використання 0,5.

Задача 24.

Визначити n_e для групи приймачів тривалого режиму роботи наступних номінальних потужностей: 4 по 20 кВт, 5 по 14 кВт, 6 по 10 кВт, 5 по 2,8 кВт і 2 по 1 кВт. Груповий коефіцієнт використання 0,4.

2 ВИБІР КІЛЬКОСТІ І ПОТУЖНОСТІ ЦЕХОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ І КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ

2.1 Вибір кількості і потужності цехових трансформаторів

При визначенні числа і потужності трансформаторів цехових ТП враховують:

- а) надійність електропостачання, зокрема для споживачів I категорії доцільно використовувати двотрансформаторні ТП;
- б) економічність цехових і заводської мереж;
- в) доцільність уніфікації підстанцій (однотипність підстанцій забезпечує можливість використання меншого числа резервних трансформаторів).

Потужність трансформаторів однострансформаторних ТП визначають з умов допустимості систематичних перевантажень

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \frac{S_{\text{М.Ц}}}{N}, \quad (2.1)$$

де $S_{\text{М}}$ – розрахункова потужність на шинах 0,4 кВ ТП (рівень III); N – число підстанцій.

Потужність трансформаторів двотрансформаторних ТП вибирають з умови допустимості післяаварійних перевантажень

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \frac{S_{\text{М.Ц}}}{N \cdot 2 \cdot k_3}, \quad (2.2)$$

де k_3 – коефіцієнт завантаження трансформаторів.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів приймають рівним $0,7 \div 0,75$ – при переважанні споживачів I категорії і $0,8 \div 0,85$ – при переважанні споживачів II, III категорій.

Потужність і число цехових ТП істотно впливають на техніко-економічні показники як заводської, так і цехових мереж. Встановлено, що при виборі вирішальним є вплив цехових мереж.

На основі експериментальних досліджень обґрунтовано, що номінальну потужність цехових ТП доцільно вибирати за питомою густиною навантаження на 1 м^2 площі цеху ($S_{\text{ПІТ}}$). За $S_{\text{ПІТ}} < 0,4\text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ більш раціональним є використання однострансформаторних ТП. Інтервали економічних потужностей трансформаторів

$$S_{\text{НОМ.Т}} = \begin{cases} 630, 1000 \text{ кВ}\cdot\text{А}, & \text{якщо } S_{\text{ПІТ}} < 0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2; \\ 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}, & \text{якщо } S_{\text{ПІТ}} = 0,2 \div 0,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2; \\ 2500 \text{ кВ}\cdot\text{А}, & \text{якщо } S_{\text{ПІТ}} = 0,3 \div 0,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2. \end{cases}$$

За $S_{\text{ПІТ}} > 0,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ доцільно застосовувати двотрансформаторні підстанції незалежно від категорії надійності електропостачання.

Виходячи з цього, рекомендується така послідовність визначення числа і потужності ТП:

а) визначають економічний ступінь потужності трансформаторів $S_{\text{НОМ.Т}}$ в залежності від густини навантаження ($S_{\text{ПІТ}} = S_{\Sigma} / F_{\Sigma}$, де S_{Σ} – сумарне навантаження цехів при напрузі 0,4кВ ($S_{\Sigma} = \sum S_{\text{М.к}}$));

б) визначають економічне число підстанцій за формулами

$$N_{\text{ек}} \geq \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \text{ або } N_{\text{ек}} \geq \frac{S_{\Sigma}}{2 \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \cdot k_3}; \quad (2.3)$$

в) розподіляють ТП між цехами і визначають їх фактичні коефіцієнти завантаження.

В курсовій роботі потужність трансформаторів цехової ТП вибирають за розрахунковим активним навантаженням, з врахуванням необхідного резервування всіх електроприймачів I категорії надійності та основних електроприймачів II категорії в результаті спрацювання АВР на секційному автоматі РУ-0,4кВ ТП.

Розрахункові активне і реактивне навантаження ЦТП визначаються за формулами:

$$P_{\text{р.ТП}} = P_{\text{МЦ.сум.}} + P_{\text{р.а.о}} + P_{\text{р.т.о}}, \quad (2.4)$$

$$Q_{\text{р.ТП}} = Q_{\text{МЦ.сум.}} + Q_{\text{р.а.о}} + Q_{\text{р.т.о}}, \quad (2.5)$$

де $P_{\text{МЦ.сум.}}$, $Q_{\text{МЦ.сум.}}$ - сумарні розрахункові навантаження, які приймаються з таблиці 1.7; $P_{\text{р.а.о}}$, $Q_{\text{р.а.о}}$ - розрахункові навантаження аварійного освітлення (приймаємо 10% від робочого); $P_{\text{р.т.о}}$, $Q_{\text{р.т.о}}$ - розрахункові навантаження освітлення території підприємства, (приймаємо 10% від робочого).

Мінімальна потужність трансформаторів буде у тому випадку, коли через них реактивна потужність не передаватиметься, а повністю компенсуватиметься на стороні до 1кВ. Тому номінальну потужність цехових трансформаторів визначаємо за формулою:

$$S_{\text{Н.Т}} \geq \frac{P_{\text{р.ТП.}}}{NK_3} \quad (2.6)$$

де N – кількість трансформаторів ТП, $P_{\text{МЦ.сум.}}$ - сумарна активна потужність всіх електроприймачів на стороні до 1кВ ТП.

Вибирається найближча більша стандартна потужність трансформатора $S_{\text{Н.Т.ст}}$ (табл. В.1).

2.2 Вибір кількості і потужності компенсуючих пристроїв

Оскільки в більшості випадків $S_{H.T.cm} \geq S_{H.T}$, то через вибрані трансформатори доцільно передавати реактивну потужність від її джерел 6-10кВ у мережу напругою до 1кВ для забезпечення бажаного коефіцієнта завантаження. Найбільша реактивна потужність, яку можливо передавати через цехові трансформатори у мережу до 1кВ визначається за формулою:

$$Q_{\max.T} = \sqrt{(N \cdot S_{H.T.cm} \cdot K_3)^2 - P_{p.TП}^2} \quad (2.7)$$

Якщо під коренем величина зі знаком «мінус», то приймають

$$Q_{\max.T} = 0.$$

Потужність низьковольтної конденсаторної установки визначається за формулою:

$$Q_{НК} = Q_{p.TП} - Q_{\max.T}, \quad (2.8)$$

Якщо отримане значення $Q_{НК} < 0$, то приймається $Q_{НК1} = 0$, тобто встановлювати трансформатори з номінальною напругою до 1кВ встановлювати не потрібно.

Якщо цехова живильна мережа виконана лише кабелями, то комплектні конденсаторні установки (ККУ) рекомендується приєднувати до шин РУ НН цехової ТП. Для застосування приймається найближча стандартна величина потужності ККУ $Q_{ККУ}$, яка вибирається за табл. В.3.

Якщо при встановленні низьковольтних ККУ залишається некомпенсована реактивна потужність, то її компенсують за допомогою додаткових високовольтних конденсаторних установок (ВКУ) напругою 10 (6) кВ, які встановлюють на шинах РП, ЦРП, ПГВ, ГПП.

Величина некомпенсованої реактивної потужності:

$$Q_{НК} = Q_{НК} - Q_{ККУ}. \quad (2.9)$$

2.3 Приклад розрахунку вибору кількості і потужності цехових трансформаторів і компенсуючих пристроїв

Для розрахунку приймаємо, що на підприємстві згідно завдання є електроприймачі II категорії, тому передбачаємо встановлення 2-х трансформаторів у ТП. Коефіцієнт завантаження трансформатора приймаємо згідно [1] рівним: $K_3 = 0,8$.

Розрахункові навантаження цехової ТП на шинах НН:

$$P_{p.TП} = P_{МЦ.сум.} + P_{p.a.o} + P_{p.m.o}, \quad (2.10)$$

$$Q_{p.TП} = P_{МЦ.сум.} + Q_{p.a.o} + Q_{p.m.o}, \quad (2.11)$$

$$P_{p.ТП} = 511,13 + 0,1 \cdot 70,43 + 0,1 \cdot 70,43 = 525 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ТП} = 334,29 + 0,1 \cdot 23,22 + 0,1 \cdot 23,22 = 339 \text{ кВАр}.$$

Повне розрахункове навантаження цехової ТП:

$$S_{p.ТП} = \sqrt{525^2 + 339^2} = 625 \text{ кВА}.$$

Потужність трансформаторів цехової ТП вибирають за розрахунковим активним навантаженням, з врахуванням необхідного резервування електроприймачів II категорії:

$$S_{н.т} \geq \frac{P_{p.ТП.}}{NK_3} \quad (2.12)$$

$$S_{н.т} \geq \frac{525}{2 \cdot 0,8} = 328 \text{ кВА}.$$

Приймаємо стандартну потужність трансформаторів 400кВА.

Найбільша реактивна потужність, яку можливо передавати через цехові трансформатори у мережу до 1кВ визначається за формулою:

$$Q_{\max.т} = \sqrt{(N \cdot S_{н.т.см} \cdot K_3)^2 - P_{p.ТП}^2}, \quad (2.13)$$

$$Q_{\max.т} = \sqrt{(2 \cdot 400 \cdot 0,8)^2 - 525^2} = 366 \text{ кВАр}.$$

Потужність НКУ визначається за формулою:

$$Q_{НК} = Q_{p.ТП} - Q_{\max.т}, \quad (2.14)$$

$$Q_{НК} = 339 - 366 = -27 \text{ кВАр}.$$

Отримане значення $Q_{НК} < 0$, тому приймаємо $Q_{НК1} = 0$.

Отже, трансформатори вибраної потужності можуть пропустити всю реактивну потужність зі сторони високої напруги у мережу до 1кВ підприємства [1].

Технічні дані вибраних трансформаторів наведені у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Технічні дані трансформаторів

$S_{н.т}, \text{кВт}$	$\Delta P_X, \text{кВт}$	$\Delta P_{K3}, \text{кВт}$	$u_K, \%$	$i_0, \%$
400	1,45	5,5	4,5	2,1

3 РОЗРАХУНОК І ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВІДНИКІВ СЕП

3.1 Розрахунок і вибір перерізу кабельної лінії мережі зовнішнього електропостачання

Система зовнішнього електропостачання включає в себе схему електропостачання та джерела живлення підприємства. Основними умовами проектування раціональної системи зовнішнього електропостачання є надійність, економічність та якість електричної енергії в мережі.

У курсовій роботі, згідно вихідних даних, електропостачання цехової ТП підприємства виконується кабельними лініями (КЛ), що прокладені у траншеї.

За джерело живлення підприємства прийнято центральний РП з напругою на шинах 10 (6) кВ.

Вибір перерізу КЛ напругою 10 (6) кВ здійснюється за нормальним режимом навантаження, а перевірка вибраного перерізу – за максимальним режимом навантаження і на стійкість за аварійним режимом. Перевірку за умовами коронування, а також на механічну міцність жил кабелів робити не потрібно.

Переріз кабельної лінії напругою вище 1 кВ у нормальному режимі роботи вибирається за економічною густиною струму:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}}, \quad (3.1)$$

де I_p – робочий розрахунковий струм, А; $j_{ек}$ – нормоване значення економічно вигідної густини струму, А/мм² (табл. Е1).

Робочий струм визначається як номінальний струм трансформатора:

$$I_{н.т} = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ВН}}, \quad (3.2)$$

де $S_{н.т}$ – номінальна потужність трансформатора; $U_{н.ВН}$ – номінальна напруга трансформатора на стороні ВН.

Переріз провідників, вибраний за економічною густиною струму, необхідно перевірити на нагрівання за величиною струму його максимального навантаження. Для цього допустимий для вибраного провідника струм порівнюють із струмом його форсованого режиму (I_ϕ):

$$K_{пер} \cdot I'_{доп} \geq I_\phi = I_{н.т} \cdot K_{рез}, \quad (3.3)$$

де $K_{пер}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, приймається $K_{пер} = 1$; $K_{рез}$ – коефіцієнт резервування, для однострансформаторних підстанцій приймається $K_{рез} = 1,0$; для двотрансформаторних $K_{рез} = 1,4$.

Допустимий струм за допомогою поправкових коефіцієнтів

визначається так:

$$I'_{дон} = K_{np} \cdot K_{сер} \cdot I_{дон}, \quad (3.4)$$

де K_{np} – коефіцієнт на кількість кабелів, що лежать поряд; $K_{сер}$ – поправковий коефіцієнт на температуру оточуючого середовища, приймається $K_{сер} = 1$.

У разі невиконання умови (3.3) необхідно прийняти нове значення найближчого більшого стандартного перерізу кабелю, щоб умова виконувалася.

Вибраний переріз лінії живлення перевіряється за втратами напруги. Втрати напруги в лінії визначаються за формулою:

$$\Delta U_n = \frac{P_n \cdot R_n + Q_n \cdot X_n}{10 \cdot U_n^2}, \quad (3.5)$$

де P_n , Q_n – відповідно активна та реактивна розрахункові потужності, що передаються по лінії; R_n , X_n – відповідно активний та реактивний опір лінії; U_n – номінальна напруга мережі.

Для спрощення розрахунків, у курсовій роботі прийняті незначні відстані між джерелом живлення підприємства і цеховою ТП, а тому перевірку на втрати напруги можна не проводити.

Для кабелів напругою більше 1кВ записується марка кабелю, номінальна напруга, кількість силових жил і їх переріз, довжина. Наприклад: ААШв-10-(3x120), 2,5км.

3.2 Розрахунок і вибір перерізу кабельної лінії мережі внутрішнього електропостачання

Мережа внутрішнього електропостачання проектованого підприємства – це кабельні лінії напругою до 1кВ. Схему внутрішнього електропостачання виконуємо кабельними лініями, що прокладаються у траншеї (найчастіше кабелями, що мають захисну броню).

Основною умовою вибору перерізу провідників є величина нагрівання їх електричним струмом. Вибір перерізу кабелів при нагріванні в нормальному режимі полягає у визначенні такого мінімального перерізу, який допускає струм не менше розрахункового за умови:

$$I'_{дон} \geq I_{p2} = \frac{S_{M.Ц}}{\sqrt{3}U_n}, \quad (3.6)$$

де $S_{M.Ц}$ - повне розрахункове навантаження лінії, кВА; $U_n = 0,4$ кВ – напруга живлення електроприймачів.

Допустимий тривалий струм для кабелів із врахуванням умов прокладання та відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов визначається з врахуванням поправкових коефіцієнтів:

$$I'_{\text{дон}} = K_{\text{сер}} K_{\text{пр}} K_{\text{нопр}} I_{\text{дон}}, \quad (3.7)$$

де $K_{\text{сер}}$ - поправковий коефіцієнт на температуру середовища, приймаємо $K_{\text{сер}} = 1$; $K_{\text{пр}}$ - поправковий коефіцієнт на кількість працюючих кабелів, що лежать поряд у землі, приймаємо $K_{\text{пр}} = 0,92$ для двох паралельних ліній, (табл. Е.2);

$K_{\text{нопр}}$ - поправковий коефіцієнт для 4-х жильних проводів, якщо допустимі тривалі струми взяті як для 3-х жильних, приймаємо $K_{\text{нопр}} = 0,92$ (табл. Г.3).

Вибір перерізу лише за умов допустимого нагрівання призводить до значних втрат активної потужності та напруги. Для остаточного вибору перерізу кабелю слід провести всі перевірки відповідно до вимог ПУЕ: за умов допустимої втрати напруги (3.5) та відповідності до захисного апарата (виконується після вибору захисних апаратів).

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

Таким чином, остаточно вибирається лише той переріз кабелю, для якого виконуються усі наведені вище умови перевірки.

При виборі перерізу кабелів іноді замість одного кабелю більшого перерізу доцільно вибрати два (чи три) кабелі меншого перерізу, що полегшує умови прокладання. Крім того, допустимий струм кабелю більшого перерізу менший ніж у двох (трьох) кабелів сумарного перерізу.

Для кабелів напругою до 1кВ записується марка кабелю, кількість силових жил і їх переріз, переріз нульової жили, спосіб прокладання, довжина. Наприклад: АВВГ-(3х120+1х35) Ск, 25м, де Ск – прокладання на скобах.

3.3 Розрахунок і вибір перерізу мережі живлення механічної дільниці

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

$$I'_{\text{дон}} \geq I_{\text{р1}} \quad (3.8)$$

де I_{p1} - розрахунковий струм 1-го рівня електропостачання (номінальний струм електроприймача).

Допустимий тривалий струм для проводів $I_{доп}$ з полівінілхлоридною ізоляцією з алюмінієвими жилами залежно від перерізу, способу прокладання, кількості проводів наводиться в табл. 1.3.5 ПУЕ та в таблиці Г.4.

Для остаточного вибору перерізу слід провести всі перевірки відповідно до вимог ПУЕ: за механічною міцністю, допустимою втратою напруги та за умови відповідності захисному апарату. Переріз провідників приймається за виконання всіх наведених вище умов.

За умовою механічної міцності мінімальний переріз алюмінієвих проводів – 2,5мм², мідних – 1,5 мм².

Втрати напруги у проводах визначаються за (3.5).

Розрахункові струми, що живлять окремі електроспоживачі, визначаються як сума номінальних струмів двигунів, що встановлені на приймачі:

$$I_H = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi \cdot \eta}, \quad (3.9)$$

а розрахункові струми, що живлять групу електроприймачів – за розрахунковою потужністю за формулою:

$$I_{P1} = \frac{S_{P1}}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (3.10)$$

де S_{p1} - розрахунковий струм 1-го рівня електропостачання

Розрахунковий струм кабельної лінії, що живить силову розподільну шафу механічної дільниці:

$$I_{Pш} = \frac{S_{p,\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.11)$$

де $S_{p,\Sigma} = S_{M.Ц \text{ дільниці}}$ - розрахункова повна потужність електроприймачів механічної дільниці (з табл.1.7).

3.4 Приклад розрахунку і вибір перерізів провідників СЕП

3.4.1 Приклад розрахунку і вибору перерізу кабельної лінії мережі зовнішнього електропостачання

Згідно вихідних даних (приймаються із завдання і попередніх обчислень) джерелом живлення проєктованого підприємства є діючий розподільчий пункт з класом напруги 10кВ, який знаходиться на відстані 160м.

Передачу електроенергії від джерела живлення до трансформаторної підстанції підприємства виконуємо кабельними лініями.

Враховуючи наявність споживачів II категорії за надійністю електропостачання, для розрахунку доцільно прийняти дві паралельно прокладені в траншеї кабельні лінії з відстанню між ними 100мм.

Вибір перерізу ліній здійснимо за розрахунковим струмом:

$$I_{н.т} = I_{рн} = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3}U_{н.вн}}, \quad (3.12)$$

$$I_{рн} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,2 \text{ А}.$$

Переріз жили кабелю за економічною густиною струму рівний:

$$F_{ек} = \frac{I_{рн}}{j_e} \quad (3.13)$$

де j_e - економічна густина струму, А/мм². За табл. Е.1, приймаємо $j_e = 1,2\text{А/мм}^2$.

Отже:

$$F_{ек} = \frac{23,2}{1,2} = 19,33 \text{ мм}^2$$

Вибираємо ближній із шкали стандартних значень переріз:
 $F_{ек} = 16 \text{ мм}^2$.

За табл. Г.1 попередньо вибираємо кабель марки ААШв-10 з перерізом жил 16мм², для якого тривале допустиме струмове навантаження становить $I_{дон} = 75 \text{ А}$.

Переріз провідників, попередньо вибраний за економічною густиною струму, необхідно перевірити на нагрівання за величиною струму його

максимального навантаження. Для двох ліній в якості форсованого приймаємо струм післяварійного режиму, коли одна живляча лінія вийшла з ладу з врахуванням перевантажувальної здатності трансформатора:

$$I_{pa} = \frac{1,4 S_{н.м}}{\sqrt{3} U_H} \quad (3.14)$$

$$I_{pa} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 32,4 \text{ А}$$

Для цього допустимий для вибраного провідника струм порівнюють із струмом його форсованого режиму (I_ϕ):

$$K_{пер} \cdot I'_{дон} \geq I_\phi = I_{н.м} \cdot K_{рез}, \quad (3.15)$$

де $K_{пер}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, приймається $K_{пер} = 1$; $K_{рез}$ – коефіцієнт резервування, для двотрансформаторних підстанцій приймається $K_{рез} = 1,4$.

Допустимий струм з врахуванням поправкових коефіцієнтів визначається так:

$$I'_{дон} = K_{np} \cdot K_{сер} \cdot I_{дон}, \quad (3.16)$$

де K_{np} – коефіцієнт на кількість кабелів, що лежать поряд, приймається $K_{np} = 0,9$;

$K_{сер}$ – поправковий коефіцієнт на температуру оточуючого середовища, приймається $K_{сер} = 1$.

$$I'_{дон} = 0,9 \cdot 1 \cdot 75 = 67,5 \text{ А}$$

$$1 \cdot 67,5 = 67,5 \text{ А} \geq I_\phi = 23,2 \cdot 1,4 = 32,4 \text{ А}.$$

Перевірку вибраних кабельних ліній на втрати напруги не проводимо, оскільки довжини КЛ незначні, а отже напруга у кінці лінії практично не буде відрізнятися від напруги на початку лінії.

3.4.2 Приклад розрахунку і вибору перерізу мережі внутрішнього електропостачання

Схему внутрішнього електропостачання виконуємо кабельними лініями, що прокладаються у траншеї за радіальною схемою.

Згідно [1] використовуємо кабель марки АВБбшв.

Вибір перерізу кабелів виконуємо за розрахунковим струмом за умови:

$$I'_{дон} \geq I_{p2} = \frac{S_{M.Ц}}{\sqrt{3}U_H}, \quad (3.17)$$

де $S_{M.Ц}$ - повне розрахункове навантаження лінії, що живить цех, кВА (з табл.1.7); $U_H = 0,4$ кВ – напруга живлення електроприймачів.

Допустимий тривалий струм для кабелів із врахуванням умов прокладання та відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов визначається з врахуванням поправкових коефіцієнтів:

$$I'_{дон} = K_{сер} K_{пр} K_{нопр} I_{дон}, \quad (3.18)$$

де $K_{сер}$ - поправковий коефіцієнт на температуру середовища, приймаємо $K_{сер} = 1$; $K_{пр}$ - поправковий коефіцієнт на кількість працюючих кабелів, що лежать поряд у землі, (табл. Е2); $K_{нопр}$ - поправковий коефіцієнт для 4-х жильних проводів, якщо допустимі тривалі струми взяті як для 3-х жильних, приймаємо $K_{нопр} = 0,92$, (табл. Г3).

Обчислення проведемо у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок перерізу жил кабельних ліній

Кабельна лінія	$S_{p2} = S_{M.Ц}$, кВА	I_{p2} , А	$I_{дон}$, А	$I'_{дон}$, А	к-сть КЛ, шт	S , мм ²
Цех №1	295,65	427,2	270	233,5	4	120
Цех №2	111,8	161,6	200	173	2	70
Цех №3	207,8	300,3	200	173	4	70

У таблиці 3.1 кількість КЛ вказана за умови забезпечення резервного живлення для електроприймачів II категорії надійності електропостачання (для цехів №1 і №3 дві робочі лінії і дві резервні, для цеху №2 – одна робоча і одна резервна).

Перевірку вибраних кабельних ліній на втрати напруги не проводимо, оскільки довжини КЛ незначні, а отже напруга у кінці лінії практично не буде відрізнятись від напруги на початку лінії.

3.4.3 Приклад розрахунку і вибору перерізу мережі живлення механічної дільниці

Споживачами електроенергії в механічній дільниці є металообробні верстати, які за надійністю електропостачання відносяться до III категорії (за умовою). Всі електроприймачі (табл.1.4) розраховані на напругу 380В промислової частоти. Для розподілу електроенергії до окремих електроприймачів передбачаємо встановлення силової розподільної шафи уцільненої конструкції з автоматичними вимикачами на відходячих лініях. Приймаємо для механічної дільниці магістральну схему електропостачання з використанням модульних мереж. Така мережа складається з розміщених у підлозі магістральних труб і розгалужувальних коробок, над якими встановлені розгалужувальні колонки для живлення електроприймачів змінним струмом до 60А при напрузі 380В. Коробки для модульної мережі типу КМ-20М мають пиловодонепроникне виконання. Конструктивно коробки мають чотири отвори з патрубками у бокових стінках – два для магістралі і два для відгалуження.

Магістралі виконуємо одножилйними нерозрізаними проводами АПВ. Лінії, що відходять від колонок до електроприймачів виконуємо кабелями марки АВВГ у гнучких металорукавах [1].

Обчислення проводимо за формулами (3.9-3.11). Вибір перерізу живлячих ліній здійснюємо за табл. Г4. Результати обчислень наводимо у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок перерізів проводів силових електроприймачів механічної дільниці цеху №1.

Назва електроприймача	n , шт	$P_{одн}$, кВт	I_n , А	$I_{доп}$, А	s , мм ²
Верстат фрезерний	4	20,0	48	55	16
До РШ – Л1	4	$S_{p1} = 33,4кВА$	48	55	16
Верстат токарний	2	14,0	29	37	8
До РШ – Л2	2	$S_{p2} = 9,3кВА$	13,5	37	8
Вентилятор	1	20,0	48	55	16
До РШ – Л3	1	$S_{p3} = 16,4кВА$	19,1	55	16
Освітлення	-	$S_p = 1,74кВА$	2,52	19	2,5
До РШ – Л4	-	$S_{p4} = 1,74кВА$	2,52	19	2,5
До РШ	-	$S_{p\Sigma} = 60,14кВА$	87,0	95	35

Перевірку вибраних ліній на втрати напруги не проводимо, оскільки довжини їх незначні, а отже напруга у кінці лінії практично не буде відрізнятися від напруги на початку лінії.

4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ СЕП

До найважливіших питань, які повинні бути вирішені в процесі проектування систем електропостачання підприємств, відносяться:

1) вибір найбільш раціональної з точки зору техніко-економічних показників схеми живлення підприємства;

2) правильний, технічно і економічно обґрунтований вибір числа і потужності трансформаторів для головної понижувальної і цехових трансформаторних підстанцій;

3) вибір економічно доцільного режиму роботи трансформаторів;

4) вибір раціональної напруги в схемі, що визначають розмір капіталовкладень, витрати кольорових металів, величину витрат електричної енергії і експлуатаційні витрати;

5) вибір електричних апаратів, ізоляторів і струмоведучих пристроїв у відповідності з вимогами техніко-економічної доцільності;

6) вибір перерізів проводів, кабелів в залежності від ряду технічних і економічних факторів;

7) встановлення необхідності і вибір доцільної потужності власних електростанцій і генераторних установок;

8) вибір трас і методів прокладання електромереж з врахуванням комунікацій енергогосподарства в цілому.

Необхідно відмітити, що вирішення ряду задач промислової електроенергетики може бути отримане за допомогою декількох технічних способів. Багатоваріантність задач для систем електропостачання підприємств обумовлює проведення техніко-економічних розрахунків, метою яких є економічне обумовлення вибраного технічного рішення.

4.1 Тарифи на електричну енергію

Для фінансових розрахунків між поставниками і споживачами електричної енергії повинні бути встановлені системи ставок – тарифи, згідно з якими здійснюється оплата отриманої електричної енергії.

○ Основні вимоги до тарифів на електричну енергію:

- тарифи повинні відображати всі види затрат, пов'язаних з виробництвом, передачею і розподілом електричної енергії, а також плановані відрахування і накопичення для подальшого розвитку електроенергетики;
- тарифи повинні сприяти зниженню затрат, що пов'язані з виробництвом і використанням електричної енергії;
- тарифи повинні бути диференційовані по годинах доби, дням тижня і сезонам року;

- тарифи повинні стимулювати споживачів знижувати споживання електричної енергії в години пік і підвищувати його в години нічних провалів графіка навантаження;
- тарифи, за можливістю, повинні забезпечувати простоту вимірів енергії і розрахунків з споживачами.

Основні види тарифів на електричну енергію:

1. Одноставковий тариф (тариф по лічильнику) передбачає плату Π лише за електричну енергію в кіловат-годинах, враховану лічильниками:

$$\Pi = E \beta, \quad (4.1)$$

де β – тарифна ставка за 1кВт год спожитої електроенергії, що врахована лічильниками;

E – кількість спожитої електричної енергії, що врахована лічильниками.

Ця система широко використовується при розрахунках з населенням і іншими непромисловими споживачами.

2. Двоставковий тариф з основною ставкою на потужність споживача, яка приймає участь в максимумі енергосистеми. Цей тариф враховує не взагалі максимальну потужність споживача, а заявлену ним потужність, що приймає участь у формуванні максимуму ЕЕС. Крім вказаної основної ставки передбачається додаткова ставка за електричну енергію в кіловат-годинах, що врахована лічильниками.

Загальна плата за електричну енергію при такій системі тарифу буде мати вигляд:

$$\Pi = P_{з\max} \alpha + E \beta, \quad (4.2)$$

де $P_{з\max}$ – заявлена потужність, яка приймає участь в максимумі енергосистеми;

α – основна ставка за 1кВт, що приймає участь в максимумі енергосистеми.

3. Тарифи, диференційовані по зонах доби:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Pi = E_1 \cdot \beta_1 + E_2 \cdot \beta_2 + E_3 \cdot \beta_3 \quad (a) \\ \Pi = P_{з\max} \cdot \alpha + E_1 \cdot \beta_1 + E_2 \cdot \beta_2 + E_3 \cdot \beta_3 \quad (б) \end{array} \right. ; \quad (4.3)$$

а) одноставковий тариф, диференційований по зонам доби;

б) двоставковий тариф, диференційований по зонам доби;

де $\beta_1, \beta_2, \beta_3$ – тарифи за електричну енергію відповідно в пікову, напівпікову та нічні зони;

E_1, E_2, E_3 – кількість спожитої електричної енергії, що врахована лічильниками, яка споживається відповідно в пікову, напівпікову та нічну зони.

4.2 Основні техніко-економічні показники

При проектуванні електропостачання будь-якого об'єкта здійснюється вибір найбільш доцільного варіанту виконання на основі усестороннього аналізу технічних і економічних показників. До технічних відносяться: надійність, зручність експлуатації, довговічність спорудження, об'єм поточних і капітальних ремонтів, ступінь автоматизації та т. ін.

Основними економічними показниками є початкові (капітальні) вкладення і щорічні (поточні) витрати; надійність також виражається за допомогою економічних показників. Лише співставлення і аналіз всіх техніко-економічних показників, що характеризують всі можливі варіанти, дозволяють здійснити вибір найкращого рішення. Економічність варіанта повинна оцінюватись з врахуванням як капітальних вкладень, так і поточних витрат. Для варіантів з однаковою економічною оцінкою, перевагу слід надати варіанту з кращими технічними показниками.

Метод часу окупності застосовується при порівнянні різних варіантів встановлення чи реконструкції не лише в його вихідному записі.

$$T_{ок} = \frac{K_B - K_A}{C_B - C_A}, \quad (4.4)$$

де K_A, K_B – капіталовкладення в варіантах A і B , тис. грн.

C_A, C_B – щорічні експлуатаційні витрати в варіантах A і B , тис. грн./рік; але і в формі приведених розрахункових затрат:

$$Z = C_n K + U, \quad (4.5)$$

де $C_n = 1/T_n$ – нормативний коефіцієнт ефективності, що відповідає нормативному часу окупності T_n .

4.3 Техніко-економічні розрахунки при проектуванні і реконструкції СЕП

Найбільш економічним варіантом серед вихідних є той, що відповідає технічним вимогам і має найменші приведені затрати. Якщо приведені затрати $Z = C_n K + U$ відрізняються на 5-10 % (можлива точність

розрахунків), то перевагу слід надавати варіанту з меншими капітальними вкладеннями чи з кращими якісними показниками.

При вводі в експлуатацію електропостачання почергово, що суттєво впливає на його технічне вирішення, приведені затрати визначаються на весь час побудови:

$$Z_T = E_n \sum_{t=1}^T K_t (1 + E_{н.н.})^{T-t} + \sum_{t=t_e}^T \Delta I_t (1 + E_{н.н.})^{T-t}, \quad (4.6)$$

де K_t – капіталовкладення в рік t , грн; ΔI_t – приріст щорічних витрат виробництва в рік t , грн; $E_{н.н.}$ – нормативний коефіцієнт для приведення різночасових затрат, рівний 0,08; t_e – рік початку експлуатації.

За реконструкції приведені затрати визначаються як при будівництві з чергами з врахуванням реалізованих сум, що повертаються і ліквідованих вкладень. При одноразових вкладеннях, приведені затрати на реконструкцію:

$$Z_p = E_n (K_e + K_{cm} + K_l - K_{oc}) + I_n, \quad (4.7)$$

де K_e – капіталовкладення в новозбудовані елементи системи електропостачання, що визначаються в дійсних цінах, грн; $K_{cm} = K_{e.cm} (1 - bt)$ – капіталовкладення в елементи електропостачання, що зберігаються при реконструкції;

$K_l = (K_{e.c.l} - K_u) (1 - bt) - K_{l.c.} + K_d$ – вкладення, що ліквідуються, грн;

$K_{oc} = K_u (1 - bt)$ – суми, що повертаються (вивільнювані капіталовкладення), $K_{e.cm}, K_{e.c.l}$ – відновлювальні вартості елементів електропостачання, що відповідно зберігаються при реконструкції і ліквідованих, що визначаються як вартість новозбудованих, грн; K_u – вартість вивільненого обладнання, що може використовуватись в іншому місці, визначається за діючим прейскурантом, грн.; $K_{l.c.}$ – ліквідаційна вартість обладнання, непридатного до подальшого використання, приймається рівною вартості брухту, грн.; K_d – вартість демонтажу обладнання, визначається за вартістю монтажу з використанням відповідних коефіцієнтів, грн; $b = E = E_a + E_{mp} + E_n$ – норма амортизаційних відрахувань, що йдуть на відновлення основних фондів, в долях одиниці; t – час з початку експлуатації до моменту реконструкції, рік.

Щорічні витрати виробництва при одноразовому вводі споруди в експлуатацію I_n і для кожного періоду t при вводі в експлуатацію за

чергою I_t визначаються за відповідними значеннями амортизаційних відрахувань I_a , затрат на втрати електроенергії I_m і витрат на експлуатацію I_e :

$$(I_n \text{ чи } I_t) = I_a + I_m + I_e. \quad (4.8)$$

Амортизаційні відрахування, грн; нараховуються за річними нормами амортизації E_a від капітальних вкладень на заново збудовані K_e і збережені $K_{e.c.}$ (при реконструкції) елементи електропостачання:

$$I_a = E_a (K_e + K_{e.c.}). \quad (4.9)$$

Затрати на втрати електроенергії I_m , грн; визначаються вартістю втрат електричної енергії в електричній мережі варіанта, що розглядається.

Витрати на експлуатацію I_e зазвичай приймаються рівними затратами на поточний ремонт, так як заробітна плата, загальноцехові і інші витрати однакові. Вони визначаються за нормативними відрахуваннями E_{mp} в долях одиниці від капіталовкладень:

$$I_e = E_{mp} (K_e + K_{e.c.}). \quad (4.10)$$

Якісні показники характеризують технічні рішення, які безпосередньо не мають вартісного виразу. Варіант системи електропостачання має більш високі якісні показники, якщо в нього, наприклад, номінальні напруги мережі вищі, менші втрати напруги і потужності в мережі, менші коливання напруги і частоти в мережі, що викликаються роботою установок з різко змінним графіком електричного навантаження, нижчий рівень вищих гармонік струму в мережі, більш кращі умови для монтажу, що особливо важливо при реконструкції діючих підприємств, простіші умови експлуатації, можливе розширення установки без значних перебудов, що має дуже велике значення при сучасних темпах розвитку виробництва.

4.4 Математичні методи в техніко-економічних розрахунках

У зв'язку з тим, що сучасне проектування систем електропостачання пов'язане багаточисленими різноманітними розрахунками значна увага приділяється використанню різних математичних методів (в залежності від конкретних задач) при техніко-економічних розрахунках. При цьому одна частина економічних розрахунків не потребує складного математичного апарату (наприклад, перевірка січень деяких ділянок ліній, розрахунок втрат електричної енергії в окремих трансформаторах і т. ін.). Друга частина економічних розрахунків (вибір раціональних напруг для систем електропостачання промислових підприємств, економічно доцільних

перерізів ліній) пов'язана з використанням методів класичного аналізу (апроксимація, інтерполяція).

Техніко-економічні розрахунки з оптимізації об'єктів, що проектуються потребують більш складних математичних методів лінійного, нелінійного і динамічного програмування та т. ін.

4.5 Електробаланс підприємства

Для того щоб зекономити електричну енергію, перш за все необхідно знати, на які цілі вона витрачається і в якій кількості. Визначення статей прибутку і дослідження питань пов'язаних з прикладом розрахунку витрат електричної енергії є основним завданням складання електробалансу.

Основним методом планування електропостачання промислових підприємств є розробка його електробалансу, який визначає потреби підприємства в електроенергії і джерела покриття цієї потреби. Електробаланс містить в собі витратну частину і частину приходу електричної енергії (активної і реактивної). В прихід включається електроенергія як отримана від енергосистеми, так і вироблена електричними установками підприємства (генератори промислових ТЕЦ і ГЕС, синхронні компенсатори і конденсатори). Витратна частина електробалансу містить в собі: планування потреб основного і допоміжного виробництва, розрахунок втрат енергії в лініях і трансформаторах. Прихідна і витратна частина електробалансу складається за показами лічильників активної і реактивної електричної енергії.

Прихідна частина електробалансу складається:

а) для активної енергії:

- 1) для промислового підприємства;
- 2) для цехів підприємства;
- 3) для окремих енергоємних агрегатів;

б) для реактивної енергії:

- 1) для промислового підприємства;
- 2) для окремих енергоємних цехів підприємства.

Витратна частина електробалансу активної енергії повинна складатись з наступних статей витрат:

1) прямих затрат електричної енергії на основний технологічний процес з виділенням корисних витрат електричної енергії на випуск продукції без врахування втрат на різних ділянках енергоємного технологічного обладнання (електричні печі, компресорні і насосні установи, прокатні стани та інші споживачі електричної енергії);

2) непрямі затрати електричної енергії на основний технологічний процес внаслідок його недосконалості чи порушення технологічних норм;

3) затрати електричної енергії на допоміжні потреби (вентиляція приміщень цехів, цеховий транспорт, освітлення і т. ін.);

4) втрати електричної енергії в елементах системи електропостачання (лініях, трансформаторах, реакторах, компенсуючих пристроях і двигунах);

5) відпуск електричної енергії субабонентам (магазинам, селам, міському електрифікованому транспорту та т. ін.).

Наявність всіх п'яти статей витрат електричної енергії при складанні електробалансу не є обов'язковим. Наприклад, в електробалансі промислових підприємств можуть бути відсутні статті 2 і 5, а стаття 3 може бути виділена не повністю.

При складанні електробалансу рекомендується виділяти енергетичні цехи (наосні, компресорні і котельні), а також вентиляційні і електропічні установки.

4.6 Врахування витрат і втрат електроенергії. Приклад складання електробалансу

Якщо на підприємстві відсутні генеруючі установки, то складання прихідної частини зводиться до визначення об'єму електроенергії, яка приходить зі сторони.

Електроенергія, що споживається на заводі:

$$E_{\text{спож}} = P_p \cdot T_m, \text{ кВт год};$$

де P_p – розрахункове активне навантаження підприємства; T_m – час роботи підприємства за рік.

Втрати електроенергії:

- в двообмоткових трансформаторах:

$$\Delta E_m = \frac{1}{n} \Delta P_x T_m + n K_3^2 \Delta P_k \tau_m, \text{ кВт год};$$

- в лініях електропередачі:

$$\Delta E_{\text{Л}} = \Delta P \cdot T_m, \text{ кВт год}.$$

Сумарні витрати електроенергії в схемі електропостачання підприємства:

$$E = E_{\text{спож}} + \Delta E_{\Sigma}, \text{ кВт год}.$$

В таблиці 4.1 наведено електробаланс підприємства.

Таблиця 4.1 - Електробаланс підприємства

Стаття витрат	Код рядка	Кількість електроенергії кВт·год	% до всього
А. Прихід			
Вироблено генеруючими установками	01		
Одержано зі сторони	02		
Разом	03		

Продовження таблиці 4.1

Б. Витрати			
Спожито всього:	04		
• електрообладнання на силові потреби	05		
• втрати в КЛ-10	06		
• втрати в трансформаторах ГПП	07		
• втрати в трансформаторах ЦТП	08		
• відпущено на сторону	09		
Разом	10		

4.7 Вплив електробалансу промислових підприємств на економію електричної енергії

Для того, щоб зекономити електричну енергію, перш за все необхідно знати, на які цілі вона витрачається і в якій кількості. Визначення статей приходу і дослідження статей, пов'язаних з підрахунком витрат електричної енергії, і є основною задачею складання електробалансу промислового підприємства.

Економія електричної енергії, що полягає в зменшенні її розходу при отриманні попереднього чи кращого результату, зводиться до найбільш раціонального її використання. На підприємствах це досягається за допомогою різних шляхів:

1. Застосування сучасного економічного енергетичного і технологічного обладнання.

2. Вдосконалення технологічних процесів і раціональне використання робочих машин (зменшення припусків на обробіток, збільшення інтенсивності і швидкості різання, зменшення теплових втрат і т. ін.).

3. Застосування раціональної схеми електропостачання і оптимізації режимів їх роботи. Велике значення для економної витрати електричної енергії мають: правильний вибір кількості і потужності трансформаторів на підстанціях з врахуванням графіків навантаження і перевантажувальної здатності трансформаторів.

4. Використання заходів по економії електроенергії, пов'язаних з раціональною експлуатацією системи електропостачання і обладнання. До таких заходів відносяться: відключення частини трансформаторів у малозавантажені зміни і в неробочі дні з забезпеченням живлення споживачів, що залишились в роботі за допомогою резервних перемичок; зменшення холостих ходів електродвигунів шляхом їх автоматичного відключення.

Щорічне складання балансу дозволяє спостерігати за результатами заходів щодо раціоналізації електрогосподарства підприємства.

5 РОЗРАХУНОК ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА

5.1 Структура системи електропостачання

Електропостачання - забезпечення споживачів електричною енергією.

Електрична енергія на промислові підприємства передається з енергосистеми по лініях електропередач. Лінією електропередачі (ЛЕП) називається споруда з проводів або кабелів і допоміжних пристроїв (опор) для передачі електричної енергії від електростанцій до споживачів. Лінії електропередачі можуть бути повітряними і кабельними.

Сукупність електроустановок для передачі і розподілу електроенергії на певній території, яка складається з підстанцій, ЛЕП і розподільних пристроїв називається *електричною мережею*.

Сукупність декількох великих електростанцій, підприємств для виробництва електричної та теплової енергії, і електричних і теплових мереж для їх передачі складають *енергосистему*. Енергосистема має електроенергетичну і теплоенергетичну складові.

Для забезпечення електроенергією підприємств або інших об'єктів служить сукупність пристроїв, призначених для виробництва, передачі і розподілу електроенергії, що представляють собою систему електропостачання (СЕР) [11]. Межі СЕР визначені вниз від межі розділу «споживач-енергопостачальна організація» (межа балансової приналежності) до індивідуального електроприймача.

Спрощена схема електропостачання об'єкта включає (рис. 5.1.):

- джерело живлення (ДЖ);
- лінії електропередачі (ЛЕП), що здійснюють транспортування електричної енергії від ДЖ до підприємства;
- пункту прийому електричної енергії (ППЕ);
- розподільчі мережі;
- приймачі електричної енергії (ЕП).

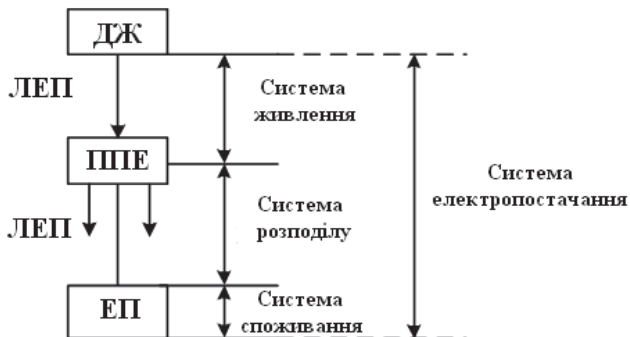


Рис. 5.1 - Структура електропостачання об'єкта

Систему електропостачання підприємства можна умовно розбити на три частини: систему живлення, систему розподілу й систему споживання.

У якості ДЖ можуть бути:

- електрична станція або підстанція енергосистеми;
- електрична станція підприємства.

Власна електростанція на підприємстві будується у випадку:

- великого споживання тепла;
- розміщення підприємства у віддалених районах, що мають слабкі електричні зв'язки з енергосистемою;
- наявності спеціальних вимог до надійності електропостачання.

При виборі ДЖ необхідно враховувати наступні фактори:

- ознаки якості електропостачання (надійність, напруга, частота й припустимі межі їхнього відхилення);
- величину потужності й напруги живлення споживачів.

Від електроенергетичної системи, як централізованого джерела живлення, система електропостачання споживача може отримувати електроенергію декількома варіантами. Це може бути лінія електропередачі 10, 35, 110 або 220 кВ, що приходить від трансформаторної підстанції районної енергосистеми (РТП), або відпайка від повітряної лінії електропередачі 110, 220 кВ, що проходить повз споживача та з'єднує між собою підстанції енергосистеми, або лінія електропередачі, що приходить з розподільного пристрою генераторної напруги електричної станції. При цьому в договорі між ЕЕС, як енергопостачальною організацією, і споживачем вказується точка електричної мережі, що розділяє власність - межа розділу балансової належності мереж

У якості ППЕ може бути:

- підстанція глибокого вводу (ПГВ) - служить, як правило, для живлення локального об'єкта або потужного ізольованого виробництва підприємства й перебуває в центрі електричних навантажень об'єкта (виробництва).

- головна понижувальна підстанція (ГПП) - служить для живлення декількох споживачів (об'єктів).

- центральний розподільний пункт (ЦРП) - якщо електроенергія передається на генераторній напрузі (6 або 10 кВ).

У випадку високої густини навантаження електрифікованого технологічного процесу підприємства його електропостачання може бути реалізовано за принципом глибокого вводу, коли електроенергія з енергосистеми на напрузі 35 кВ і вище доводиться до підстанції глибокого вводу (ПГВ), завдання яких полягає у виключенні однієї або декількох ступенів трансформації, чим суттєво скорочуються втрати електроенергії.

ПГВ або ГПП виконує дві функції: перетворює електроенергію на напругу 10 кВ і розподіляє електроенергію в високовольтну розподільну мережу. Центральний розподільний пункт виконує лише одну функцію - розподіл електроенергії.

Схеми з одним ППЕ варто застосовувати при відсутності спеціальних вимог до надійності живлення ЕП і компактному їхньому розташуванні на території підприємства.

Схеми із двома й більше ППЕ варто застосовувати у випадку:

- наявності спеціальних вимог до надійності електропостачання;
- наявності на підприємствах двох і більше щодо потужних ізольованих груп споживачів;
- коли застосування декількох ППЕ доцільно згідно економічних міркувань;

- поетапного розвитку підприємства, коли для живлення потужних вузлів навантаження, що будуть введені в експлуатацію у майбутньому, доцільне спорудження окремого ППЕ.

Живлення ППЕ при наявності ЕП першої категорії здійснюється від двох незалежних взаємно резервованих джерел живлення. При цьому живлення ППЕ здійснюється двома одноколавими повітряними лініями або двома кабельними лініями, прокладених по різних трасах [12].

При виході з ладу однієї лінії друга, що залишилася в роботі, повинна забезпечити живлення всіх ЕП першої категорії, а також ЕП другої й третьої категорій, робота яких необхідна для безаварійного функціонування основних виробництв технологічного процесу підприємства.

Система розподілу електроенергії містить [18]:

- високовольтну розподільчу мережу (ВВРМ);
- трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ (ТП);
- низьковольтну розподільчу мережу (НВРМ).

Високовольтна розподільна мережа (ВВРМ) виконує функцію передачі і розподілу електроенергії від ППЕ до підстанцій 10/0,4 кВ та високовольтних електроприймачів, якщо такі є у споживача.

Трансформаторні підстанції (ТП) 10/0,4 кВ перетворюють електроенергію, отриману від ВВРС, на напругу 0,4 кВ та розподіляють її в низьковольтну розподільну мережу.

Низьковольтна розподільна мережа (НВРС) виконує функцію передачі і розподілу електроенергії серед найбільшої кількості електроприймачів у споживача на напругу 380/220 В.

Таким чином, в системі електропостачання підприємства можна виділити три складових, три підсистеми, кожна з яких може розглядатися як самостійна система. Це система зовнішнього, внутрішньооб'єктного та внутрішньощехового електропостачання.

Сукупність електротехнічних пристроїв, що відносяться до системи електропостачання споживача, називають *системою внутрішнього електропостачання*, а частина мережі енергосистеми, що забезпечує передачу електроенергії до ППЕ СЕП від точки приєднання до ЕЕС - *системою зовнішнього електропостачання*. У систему зовнішнього електропостачання входять електростанції, підстанції і лінії електропередачі, що зв'язують підприємства з джерелами живлення та знаходяться у віданні

енергосистеми, аж до ГПП (ПГВ). Точкою розділу прийняті шини ГПП (ПГВ). У систему внутрішнього електропостачання підприємства входять ГПП (ПГВ), ЦРП, РП, власні електростанції підприємства, споживчі ТП і лінії електропередачі, що зв'язують підстанції та РП між собою, тобто, розподільні мережі на території підприємства. У разі, коли живлячі і розподільчі лінії виконані на одній напрузі, такий розподіл стає умовним, зокрема, при використанні схеми глибокого вводу.

5.2 Роль розподільчих пунктів в розподільних мережах, деревоподібна структура СЕП

Причиною використання розподільчих пунктів (РП) в електричних мережах СЕП є необхідність у створенні додаткового рівня розподілу електроенергії, що зумовлена великою кількістю вузлів, до яких необхідно довести електроенергію, а в високовольтних розподільчих мережах - ще й наявністю високовольтних електроприймачів у споживача. Розподільчі пункти дозволяють при інших рівних умовах зменшити кількість відхідних ліній електропередачі з розподільчих пристроїв, від яких починаються електричні мережі, - це розподільчий пристрій 10 кВ ППЕ, з якого починається високовольтна розподільча мережа, і розподільний пристрій 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ для низьковольтної розподільчої мережі. Зазначене схемне рішення СЕП підвищує надійність і економічність її функціонування.

З урахуванням розподільчих пунктів в розподільчих мережах СЕП її структуру можна представити у вигляді дерево-схеми, яка наочно представляє процес потоку електричної енергії до електроприймачів електрифікованого технологічного процесу (рис. 5.2). Очевидно, що в загальному випадку рівнями розподілу електричної енергії в системі електропостачання є: ППЕ; розподільні пункти 10 кВ в високовольтній розподільчій мережі; трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ; розподільчі пункти 0,4 кВ в низьковольтній розподільчій мережі.

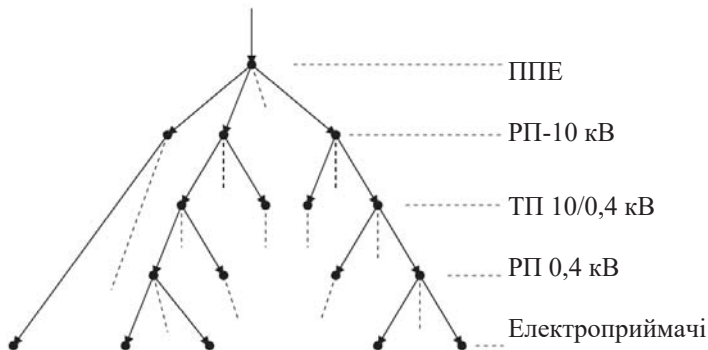


Рис.5.2 - Дерево-схема системи електропостачання

5.3 Вимоги до проектування систем електропостачання

У загальному випадку проектування систем електропостачання базується на таких принципах їх побудови [18]:

1) живлення від електроенергетичних систем, як централізованих джерел енергії, що забезпечує більш високу надійність електропостачання, кращу якість електроенергії і менші витрати в порівнянні з автономними системами електропостачання;

2) електропостачання декількох споживачів (різної відомчої приналежності та різних форм власності), що призводить до формування так званих субабонентів і до появи додаткових меж розділу балансової належності електричних мереж;

3) взаємне резервування елементів СЕП, що забезпечує підвищення надійності електропостачання;

4) автоматичний захист всіх без винятку елементів СЕП, що забезпечує необхідний рівень безпеки і надійності електропостачання;

5) застосування закритого і захищеного від випадкового або несанкціонованого доступу електрообладнання, яке забезпечує підвищення безпеки і надійності електропостачання;

6) повсюдне застосування комплектного електроустаткування (КРУ, КСО, КТП, ШМА, ШРА тощо), що підвищує безпеку, надійність і економічність СЕП;

7) централізація управління та його автоматизація, що забезпечують більш високу ефективність функціонування системи електропостачання.

При проектуванні і експлуатації СЕП, як електроенергетичних об'єктів, необхідно враховувати і їх особливості, які полягають в наступному:

1) у безпосередній близькості від низьковольтного електротехнічного обладнання знаходиться велика кількість людей, які не мають спеціальної освіти (неелектротехнічними персонал). До них належать робочі цехів промислових підприємств, жителі міст і селищ. Ця особливість визначає головну вимогу до СЕП - забезпечення безпеки не лише обслуговуючого персоналу, а й людей, які інколи не досить повно усвідомлюють небезпеку близькості елементів електричних мереж і електроустановок;

2) велика частина електроенергії споживається на низькій напрузі, тому найбільшу кількість провідникового матеріалу (мідь, алюміній) зосереджено в НВРМ і низьковольтному електрообладнанні;

3) за характером перетворення електроенергії, принципами роботи, споживаної потужності, впливу на роботу електричної мережі електроприймачі відрізняються великою різноманітністю. Тому, для забезпечення ефективної роботи всієї сукупності електроприймачів і елементів СЕП, які утворюють єдине ціле в процесі перетворення, передачі, розподілу та споживання електроенергії, фахівці в області систем електропостачання повинні глибоко і всебічно вивчати ці електроприймачі, включаючи їх ненормальні і аварійні режими;

4) через специфічні особливості роботи технологічного обладнання середовище всередині виробничих приміщень може бути досить різноманітним (нормальним, пожежо- або вибухонебезпечним, небезпечним за умовою корозії). Тому часто виникають проблеми забезпечення сумісності електротехнічного обладнання з середовищем, в якому вони розміщуються. Середовище в виробничому приміщенні не повинне мати шкідливого впливу на роботу електротехнічного обладнання (псування ізоляції, скорочення терміну служби тощо) і, навпаки, робота електротехнічного обладнання не повинна зумовлювати шкідливі і небезпечні явища в навколишньому середовищі (пожежі, вибухи тощо);

5) густина навантаження різних споживачів електроенергії істотно розрізняється, що зумовлює велику різноманітність схемно-конструктивних рішень і видів використовуваного електротехнічного обладнання в СЕП.

Зазначені особливості систем електропостачання та принципи їх побудови надають конкретній СЕП ті чи інші характерні риси проектних рішень і види конструктивного виконання. Наприклад, в низьковольтних розподільчих мережах систем електропостачання промислових підприємств широко застосовуються шинопроводи, в електричних мережах сільськогосподарських районів - повітряні лінії електропередачі, в міських - кабельні тощо. З усього наявного різноманіття СЕП прийнято виділяти такі характерні різновиди: електропостачання промислових підприємств, електропостачання гірничо-геологічних розробок (шах, кар'єрів), електропостачання електрифікованого транспорту, електропостачання міст і електропостачання сільськогосподарських районів.

Система електропостачання визначається також технологією електрифікованого процесу споживача, його плануванням і будівельною частиною, зростанням технологічних потужностей і розширенням.

Беручи до уваги вищенаведені фактори, система електропостачання може бути виконана кількома варіантами, з яких вибирається оптимальний за техніко-економічними умовами, які враховують надійність електропостачання, якість доведеної до електроприймачів електроенергії, економічність функціонування, зручність і безпеку експлуатації, можливість застосування прогресивних методів електромонтажних робіт.

Аналіз перерахованих особливостей дозволяє сформулювати такі основні вимоги, що висуваються до СЕП [18]:

- **Безпека.** Системи електропостачання і всі без винятку їх елементи (включаючи електроприймачі) повинні бути побудовані і виконані таким чином, щоб вони не створювали якусь небезпеку для життя і здоров'я людей (робітників в цехах промислових підприємств, жителів міст і сіл, працівників тваринницьких ферм);

- **Екологічність.** У різних режимах (нормальних, аварійних) та під час проведення різних робіт (будівельних, монтажних, ремонтно-відновлювальних) СЕП і їх обладнання не повинні зумовлювати забруднення навколишнього середовища;

- **Надійність.** Найбільш високі вимоги до надійності СЕП в промисловості. На деяких підприємствах є електроприймачі, раптова перерва електроживлення яких може призвести до виникнення небезпеки для життя і здоров'я людей, наприклад, до вибухів і пожеж. У таких випадках, вимоги до надійності максимальні. На більшості підприємств вимоги до надійності нижчі. В будь-якому випадку необхідний рівень надійності СЕП визначається рівнем надійності електропостачання електроприймачів. Відповідно до ПУЕ всі електроприймачі поділяються на три категорії. Кожна категорія формулює свої вимоги до надійності;

- **Економічність.** Для заданого рівня безпеки, надійності і екологічності система електропостачання повинна мати мінімальні витрати на спорудження, монтаж і експлуатацію;

- **Забезпечення електромагнітної сумісності.** Всі елементи системи електропостачання та електроприймачі електрифікованого технологічного процесу не повинні створювати один на одного негативних впливів, які могли б зумовити порушення їх функціонування або значне погіршення їх техніко-економічних показників. Наприклад, якість напруги на затискачах електроприймачів в значній мірі визначає ефективність процесу перетворення енергії в електроприймачах, тобто ефективність роботи технологічних агрегатів в цілому;

- **Можливість розвитку в часі.** Наприклад, в цехах промислових підприємств в зв'язку з реконструкцією технологічного процесу можлива перестановка технологічного обладнання, що не повинно потребувати серйозної перебудови СЕП.

- **Зручність експлуатації і управління.** Всі необхідні властивості СЕП (безпека, надійність, економічність тощо) підтримуються в процесі експлуатації за рахунок управління в широкому сенсі: ремонту, обслуговування, модернізації та ін. Системи електропостачання повинні бути пристосовані для проведення таких робіт;

- **Естетичність.** При проектуванні і побудові систем електропостачання необхідно враховувати узгодженість елементів СЕП з архітектурним виглядом будівель і споруд, у внутрішнім інтер'єром виробничих приміщень.

5.4 Система зовнішнього електропостачання

5.4.1 Вимоги до систем зовнішнього електропостачання.

Система зовнішнього електропостачання включає в себе схему електропостачання та джерела живлення підприємства. Основними умовами проектування раціональної системи зовнішнього електропостачання є надійність, економічність та якість електричної енергії в мережі.

При виборі схеми зовнішнього електропостачання необхідно враховувати наступні вимоги:

- максимальне наближення джерел до електроустановок споживачів, що забезпечує зменшення кількості ступенів трансформації і комутації;

- відмова від „холодного” резерву. Резерв закладається в самій схемі електропостачання, в якій всі елементи повинні нести постійне навантаження, а в післяаварійному режимі при пошкодженні одного з елементів решта повинні бути в стані прийняти на себе навантаження елемента, що вийшов з ладу, з використанням допустимої перевантажувальної здатності електрообладнання;

- глибоке секціонування всіх ланок системи електропостачання, починаючи від шин ГПП і закінчуючи шинами напруги до 1 кВ цехових підстанцій. Для підвищення надійності живлення секційні апарати передбачаються з пристроєм АВР;

- застосування окремої роботи ліній і трансформаторів з використанням їх перевантажувальної здатності у післяаварійному режимі.

Вимоги, що висуваються до схем електропостачання і до джерел живлення, залежать від особливостей технологічного процесу підприємства і від споживаної ним потужності.

5.4.2 Вибір напруги мережі живлення

У мережах системи зовнішнього електропостачання застосовуються, в основному, напруги 35, 110, (150), 220 кВ.

Вибір напруги ділянок електричної мережі об'єкта визначається шляхом техніко-економічного порівняння варіантів. У більшості випадків проектувальник визначає напруги в межах двох найближчих за шкалою номінальних значень напруги, для яких і проводиться порівняння варіантів. У ряді випадків вихідні дані для проектування призводять до однозначного визначення номінального напруги без детальних техніко-економічних розрахунків. У разі рівного розподілу ТЕП або розбіжності в межах 10 - 15% перевага надається варіанту з більш високою напругою. Слід зазначити, що просте техніко-економічне зіставлення варіантів посилення мережі або переведення її на підвищену напругу може не довести його доцільність. Справа змінюється, якщо враховується перспектива розвитку підприємства. Зниження напруги стане згодом гальмом у розвитку підприємства.

Виконання техніко-економічних розрахунків довело, що застосування номінальної напруги 110 кВ економічно вигідне в таких інтервалах потужності [7]:

$$P_M = \begin{cases} 25 \dots 175 \text{ МВт, за } L = 5 \text{ км;} \\ 9 \dots 95 \text{ МВт, за } L = 25 \text{ км;} \\ 5 \dots 60 \text{ МВт, за } L = 50 \text{ км.} \end{cases} \quad (5.1)$$

При менших потужностях або відстанях економічною є напруга 35кВ, а при більших – 220кВ. Підприємства невеликої потужності $P_M \leq 5$ МВт можуть отримувати електроенергію на напрузі 10 кВ.

При виборі номінальної напруги зовнішнього ділянки мережі беруться до уваги існуючі напруги джерел живлення енергосистеми, відстань від цих джерел до підприємства і навантаження підприємства в цілому. Обов'язковою умовою вибору тієї чи іншої напруги є наявність вільних потужностей на районних підстанціях енергосистеми на вказаній напрузі.

5.4.3 Схеми зовнішнього електропостачання підприємств

Як джерело живлення підприємства вибирається енергосистема. Зовнішнє електропостачання виконується повітряними ЛЕП за схемою з ГПП (ЦРП), або за схемою глибокого вводу з ПГВ.

Глибокий ввід (ГВ) - СЕП з наближенням вищої напруги до електроустановок споживачів з найменшою кількістю рівнів проміжної трансформації й апаратів. ГВ виконують від лінії напругою 35, 110, 150, 220 кВ, що проходять по території підприємства.

Використання ПГВ є доцільним на середніх і великих підприємствах при наявності концентрованих вузлів навантажень, що знаходяться на значній відстані, і до її вибору слід ставитися уважно.

Схема електропостачання підприємства показує зв'язок між джерелами живлення і споживачами електроенергії.

Схема розподілу електроенергії будується за ступінчастим принципом. Оптимальне число ступенів розподілу на підприємстві повинне бути не більше 2 - 3. Наприклад, два ступені розподілу: 1 - шини 110 кВ; 2 - шини 6-10 кВ. Чим менше елементів в схемі електропостачання, тим вона надійніша.

Передача електроенергії від РП енергосистеми може здійснюватися по радіальних схем без трансформації (рис. 5.3, а), якщо напруга розподільного пункту енергосистеми і розподільного пункту підприємства, на який подається напруга, збігаються і з трансформацією напруги (рис. 5.3, б), якщо напруги не збігаються [11].

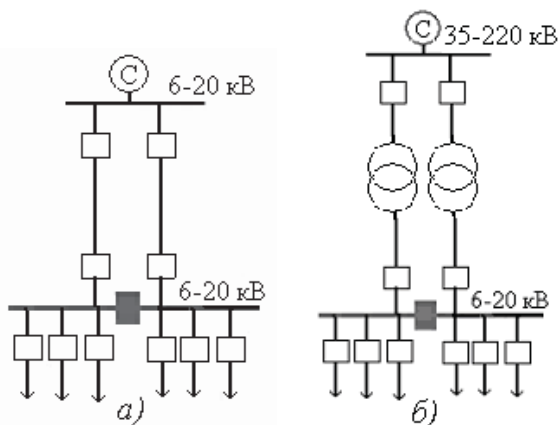


Рис. 5.3 - Радіальні схеми зовнішнього електропостачання:
а) без трансформації; б) з трансформацією напруги

За схемою, представленою на рис. 5.3, б, можуть житися як ГПП, так і ПГВ. Радіальні глибокі вводи застосовують, як правило, у випадку забрудненого оточуючого середовища. Повітряні ЛЕП, що живлять ГПП, можуть виконуватися двоколовими лише для споживачів II і III категорії.

ПГВ виконують за спрощеними схемами комутації на первинній напрузі. Глибокий ввід виконують подвійними наскрізними магістралями, виконаними ПЛ з відпайками-відгалуженнями до підстанцій (рис. 5.4), до яких за магістральною схемою підключаються однотрансформаторні і двотрансформаторні підстанції, або у вигляді радіальних кабельних і повітряних ліній за схемою «блок лінія — трансформатор». ПГВ виконують за простою схемою, без вимикачів і збірних шин на стороні ВН.

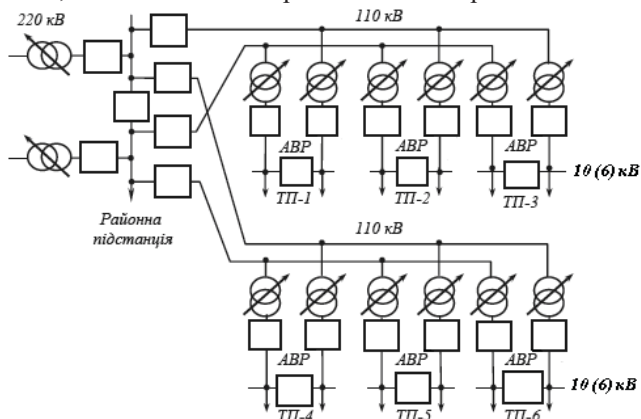


Рис. 5.4 - Живлення підстанції глибокого вводу за схемою подвійного наскрізної магістралі

Використовують також поодинокі магістралі без резервування для електропостачання споживачів 3 категорії. Такі схеми мають меншу надійність (пошкодження магістралі зумовлює відключення всіх споживачів).

Магістральні глибокі вводи застосовують у випадку нормального і малозабрудненого навколишнього середовища. До однієї лінії приєднують три-чотири підстанції з трансформаторами потужністю до 25 МВА і дві-три підстанції з трансформаторами більшої потужності.

Система глибоких ввідів дозволяє: розподіляти енергію при підвищеній напрузі; скорочувати довжину кабельних ліній 6–10 кВ; обходитися без проміжних РП 6–10 кВ; розукрупнювати потужні ГПП; полегшувати регулювання напруги.

На рис. 5.5 наведена схема електропостачання підприємства з триобмотковим трансформатором з трансформацією на дві напруги. Така схема характерна для потужних підприємств і для підприємств, що знаходяться один від одного на значній відстані.

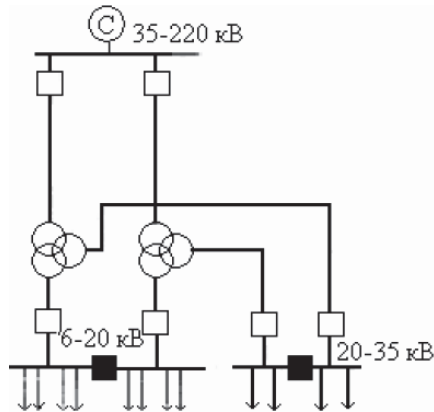


Рис. 5.5 - Схема електропостачання з трансформаціями на дві напруги

Можливе електропостачання підприємств від суміжних джерел живлення, наприклад, від енергосистеми і від власної електростанції (рис. 5.6.). Напруга енергосистеми і власної електростанції при цьому має збігатися. При розбіжності напруг застосовується трансформація напруги від енергосистеми (рис. 5.7). Можливе електропостачання при двосторонньому живленні. Схеми електропостачання з двостороннім живленням підвищують надійність електропостачання, так як при пошкодженні однієї з ліній електропостачання від другої лінії зберігається і через секційний вимикач на стороні нижчої напруги відновлюється електропостачання споживачів, які живляться від пошкодженої лінії.

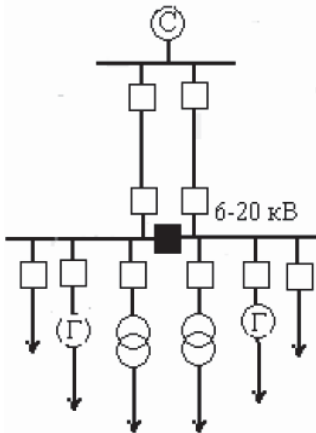


Рис. 5.6 - Схема електропостачання від енергосистеми і власної електростанції на однаковій напрузі

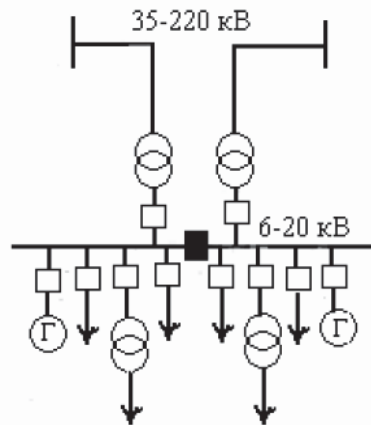


Рис. 5.7 - Схема електропостачання від енергосистеми з двостороннім живленням з трансформацією напруги і від власної електростанції

За способом приєднання до мережі живлення понижувальні підстанції поділяють на: а) тупикові; б) відгалужувальні; в) прохідні (транзитні).

На тупикових підстанціях використовуються схеми типу «блок лінія-трансформатор». Схема «два блоки лінія-трансформатор» з роз'єднувачем (рис. 5.8, а) використовується при живленні від тупикових, коротких (до 3 км) повітряних ліній напругою 35...220 кВ при потужності трансформаторів $S_{ном.т} < 6,3$ МВА. В схемі на ввіді встановлюється роз'єднувач, який в деяких випадках може бути відсутній. Відсутність комутуючої апаратури на високій стороні є особливо зручною у випадку розміщення підстанцій на території із забрудненим навколишнім середовищем. Захист та відключення трансформаторів забезпечується лінійним захистом та вимикачами районної підстанції енергосистеми. Лінійний захист повинен бути чутливим до внутрішніх пошкоджень в трансформаторі. У випадку недостатньої чутливості лінійного захисту необхідно передбачити передавання телевимикального імпульсу на районну підстанцію, або встановлювати запобіжники, короткозамикачі або вимикачі.

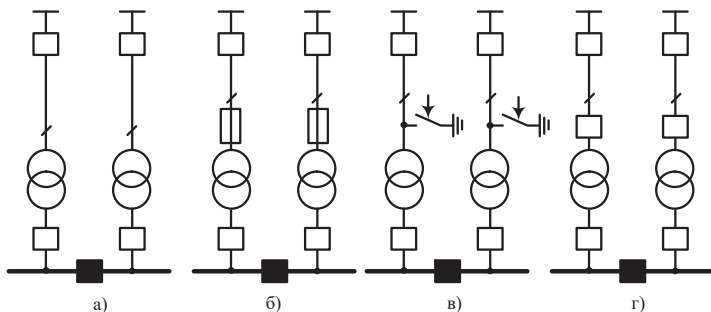


Рис. 5.8 – Схеми тупикових підстанцій

Запобіжники (рис.5.8,б) використовуються тільки на напрузі 35кВ. Використання короткозамикачів (рис. 5.8,в) обмежується кілометричним ефектом (їх не можна використовувати на відстані до 4 км для ліній 110кВ і до 8 км для ліній 220 кВ). Передавання телевимикального імпульсу зв'язане із значними капітальними затратами на організацію каналу для його передавання. Організація каналу значно дорожча від установа короткозамикачів і навіть вимикачів (рис. 5.8,г).

На відгалужувальних підстанціях 35-220кВ застосовують блочні схеми з віддільниками (рис.5.9). Вони використовуються при потужності трансформаторів до $S_{ном.т} \leq 25$ МВА. Віддільники призначені для від'єднання пошкоджених трансформаторів від магістральної лінії і забезпечення безперервного електропостачання решти споживачів. Вимкнення віддільником відбувається під час безструмової паузи АПВ. Лінійний вимикач повинен вимкнути лінію при пошкодженні трансформатора і після його відокремлення знову увімкнути лінію.

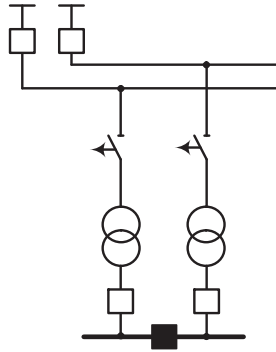


Рис. 5.9 – Схема відгалужувальної підстанції

У випадку недостатньої чутливості захисту використовується:

- а) передавання телевимикального імпульсу;
- б) встановлення вимикачів, короткозамикачів або запобіжників.

На прохідних (транзитних) підстанціях 35-220 кВ використовується схема містка з вимикачем в перемичці і віддільниками в колах трансформаторів (рис. 5.10, а). Така схема застосовується при необхідності автоматичного секціонування магістральних одноколових ліній з двостороннім живленням. При низькій чутливості лінійного захисту використовують короткозамикачі або вимикачі в колах трансформаторів. Використовується також схема містка з вимикачами в колах ліній.

Схему подвійного містка (рис. 5.10, б) використовують на напрузі 110 кВ при необхідності приєднання додаткової тупикової або відгалужувальної підстанції з однією радіальною лінією.

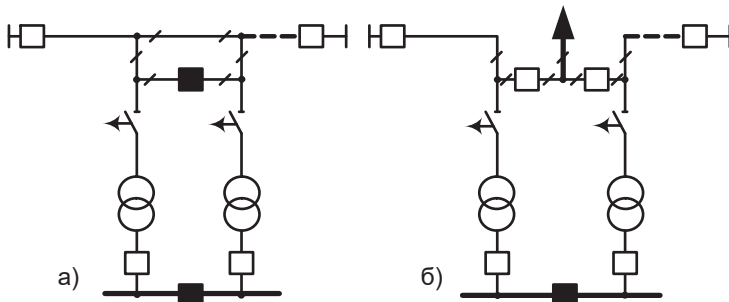


Рис. 5.10 – Схеми транзитних підстанцій: а) містка; б) подвійного містка

Більшість підстанцій промислових підприємств виконуються без збірних шин на стороні первинної напруги за блочним принципом. Блокові схеми прості й економічні. Залежно від схеми живлення (радіальна, або магістральна), віддаленості від центру живлення, навколишнього середовища і надійності можливі схеми ГПП з такими апаратами на стороні ВН: лише

роз'єднувачі або глухе приєднання трансформатора; короткозамикачі і віддільники; роз'єднувачі і запобіжники; роз'єднувачі і короткозамикачі; вимикачі.

5.5 Система внутрішньооб'єктного електропостачання високої напруги

5.5.1 Вимоги до високовольтих розподільчих мереж підприємства

Схему внутрішнього електропостачання розробляють з урахуванням таких факторів [12]:

- 1) розміщення джерел живлення і споживачів;
- 2) величин їх напруг і потужностей;
- 3) необхідної надійності;
- 4) розташування і конструктивного виконання ліній, РП і цехових ТП;
- 5) вимог до системи електропостачання.

Надійність або економічність схеми підвищується, якщо:

1) скорочується число ступенів трансформації і наближається джерело вищої напруги до споживача;

2) не передбачаються спеціальні резервні (нормально не працюючі) лінії і трансформатори; всі елементи схеми в нормальному режимі повинні знаходитися під навантаженням і працювати роздільно; у випадку аварії одного з елементів (лінії, трансформатора), елемент, що залишився в роботі, може працювати з допустимим перевантаженням, передбаченим ПУЕ, і з відключенням частини невідповідальних споживачів;

3) у всіх ланках системи розподілу енергії, починаючи від шин ГПП і закінчуючи шинами напругою до 1000 В цехових ТП, а інюді і цехових силових РП, здійснюється секціонування шин, а при переважанні споживачів першої і другої категорії передбачається влаштування автоматичного введення резерву (АВР);

4) паралельна робота ліній і трансформаторів передбачається лише при ударних різкозмінних навантаженнях (прокатні стани, потужні зварювальні агрегати, електропечі) або коли АВР не забезпечує необхідної швидкодії відновлення живлення, обумовленої режимом електроприймачів. При цьому необхідне техніко-економічному обґрунтування доцільності такої роботи.

5.5.2 Вибір напруги внутрішньозаводської мережі

Вибір напруги для системи внутрішнього електропостачання повинен бути тісно пов'язаний з вибором напруги зовнішнього електропостачання.

У випадку напруги 35 кВ перевіряється можливість виконання схеми глибокого вводу з безпосередньою трансформацією на $0,4 \div 0,69$ кВ. Застосування 35 кВ буде також економічним за наявності віддалених і досить потужних ЕП.

У випадку напруги ліній живлення $6 \div 20$ кВ, таку ж напругу доцільно застосовувати і для розподільних мереж. З іншого боку наявність ЕП високої

напруги є основним чинником, що обумовлює вибір величини номінальної напруги розподільних мереж. При невеликій кількості ЕП високої напруги (3-4) їх живлення може здійснюватися від окремих підстанцій або за схемою блоку трансформатор-двигун.

Напругою електричних мереж в системі внутрішнього електропостачання може бути 6, 10 і 20 кВ.

При виборі напруги розподільних мереж промислових підприємств перевагу віддають напрузі 10 кВ. [5, 13]. Допускається застосування напруги 6 кВ, але вибір в кожному конкретному випадку повинен бути обґрунтований техніко-економічними розрахунками. Напруга 6 кВ призводить до найбільших витрат, внаслідок підвищених витрат електроенергії в мережі, і є виправданою лише в двох випадках:

а) за наявності існуючого джерела живлення напругою 6 кВ: у випадку живленні підприємства від ТЕЦ генераторною напругою 6 кВ або у випадку електропостачання невеликих споживачів як субабонентів від вже наявної прилеглої системи електропостачання, високовольтна електрична мережа якої з певних причин реалізована на напрузі 6 кВ;

б) за наявності значної кількості електродвигунів потужністю 300-1000 кВт з номінальною напругою 6 кВ в загальному навантаженні підприємства.

В більшості випадків за напругу розподільчої мережі об'єкта вибирається напруга 10 кВ, яка з економічної точки зору більш ефективна, ніж напруга 6 кВ. На напругу 10 кВ в нашій країні виробляється найбільша кількість електротехнічної продукції, і вона є основною для ВВРМ СЕП. При цьому, якщо у споживача є кілька електроприймачів на напругу 6 кВ, то їх доцільно жити від ТП 10/6 кВ.

Напруга 20 кВ найекономічніша, але поки в нашій країні використовується рідко через відсутність необхідного електрообладнання. Напруга 20 кВ поки застосовується лише на підприємствах близьких від ТЕЦ з генераторним напругою 20 кВ і на підприємствах, що мають трансформатори з вторинною напругою 20 кВ.

У всіх випадках, особливо при значному зростанні навантажень підприємства слід перевірити доцільність переведення розподільчих мереж 6 кВ на напругу 10 ÷ 20 кВ, зі збереженням високовольтних електроприймачів 6 кВ або одночасною заміною їх на ЕП з більш високою напругою. При переході з 6 кВ на 10 кВ можна зберегти кабельні лінії після проведення відповідних профілактичних випробувань, устаткування розподільчих пристроїв і комутаційну апаратуру. Силові трансформатори, трансформатори напруги і струму, розрядники і запобіжники змінюються на нові з номінальною напругою 10 кВ.

На нових споруджуваних або реконструйованих підприємствах напруга 6 кВ застосовується в разі, якщо це обумовлено поставками електрообладнання, а також при наявності великої кількості електродвигунів 6 кВ, коли їх навантаження перевищує 30% від сумарного навантаження підприємства.

5.5.3 Схеми внутрішнього електропостачання промислових підприємств

Заводські розподільчі мережі залежно від розміщення електричних навантажень по території підприємства, їх величини, категорії споживачів за надійністю електропостачання виконують радіальними, магістральними (рис. 5.11) або змішаними. Радіальна схема (5.11,а) використовується у випадку розміщення ТП в різних напрямках від ГПП. Радіально називається схема, коли кожна окрема підстанція живиться від ППЕ по окремій лінії, що підключена до РУ через окрему комірку. Якщо підстанція двотрансформаторна, то до неї в радіальній схемі підходить дві лінії з різних секцій РУ. Магістральна схема (5.11,б) використовується у випадку лінійного («упорядкованого») розміщення ТП на території підприємства розміщення - в одному напрямку від ГПП. Магістральною називається схема, коли кожна магістраль, що відходить від ППЕ, живить по ланцюжку кілька ТП 10/0,4 кВ. Кількість цехових трансформаторів напругою 6-10/0,4 кВ, що приєднуються до однієї магістралі, слід приймати 2-3 у випадку їх потужності 1000-2500 кВА і 3-4 потужністю до 1000 кВА. При цьому окремі секції РУ, що нормально працюють роздільно, приєднуються до різних магістралей.

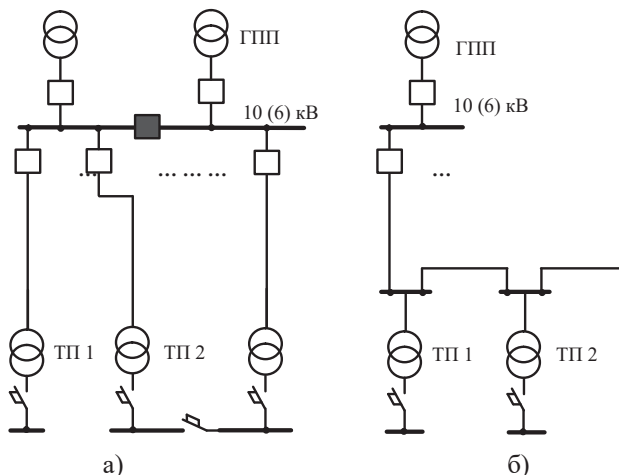


Рис. 5.11 – Схеми одноступеневих заводських мереж

Радіальні схеми мають високу надійність, оскільки при пошкодженні будь-якої лінії відключається лише один споживач. Недолік – значна вартість, оскільки вимагають прокладання великої кількості кабелів і встановлення великої кількості комірок в РУ ГПП або в РУ 10 кВ.

Магістральні схеми виконують у вигляді одиночних (рис. 5.12) і подвійних магістралей (5.13) з одно - або двостороннім живленням. Одиночні магістралі без резервування (рис. 5.12, а) служать для живлення

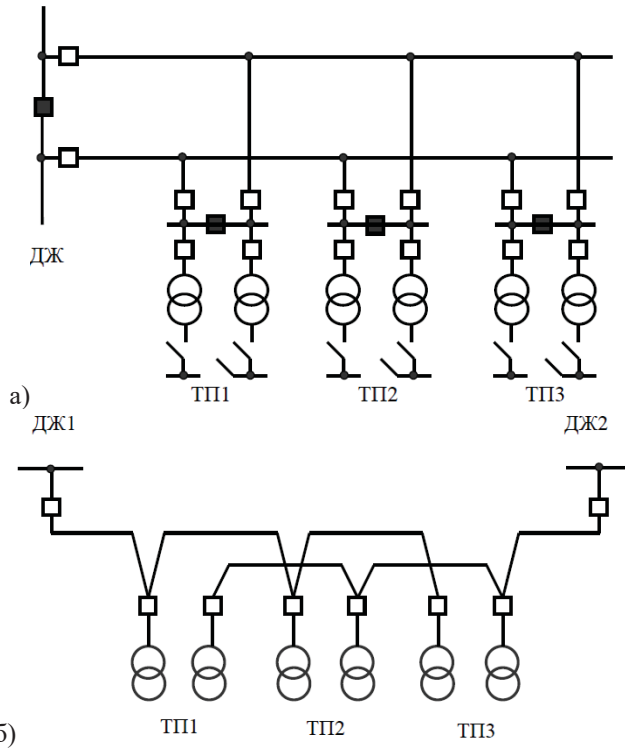


Рис. 5.13 – Схема подвійних наскрізних магістралей:
 а – подвійна наскрізна магістраль за наявності збірних шин на ТП;
 б – двостороннім живленням за відсутності збірних шин на ТП

Особливістю магістральних схем порівняно з радіальними за інших рівних умов є їх менша вартість, яка визначається меншою кількістю електричних апаратів в РУ ППЕ, і менша надійність. Наприклад, вихід з ладу лінії електропередачі головної ділянки магістралі призводить до припинення електропостачання всіх споживачів, що під'єднані до неї.

Радіально-магістральною (змішаною) є така схема, в якій присутні фрагменти радіальних і магістральних схем.

На великих підприємствах із цехами, розташованими на великій території, використовують двоступеневі схеми мережі, в яких передбачають проміжні розподільчі пункти (РП) 10 (6) кВ (рис. 5.14, а).

Перший рівень – ділянка між РУ 10(6) кВ ГПП (або ПГВ) і РП об'єкта електропостачання. Виконується повітряними, кабельними лініями або струмопроводами. Від РУ ГПП (або ПГВ) радіальними лініями живляться окремі потужні електроприймачі і споживачі, що знаходяться поблизу підстанції.

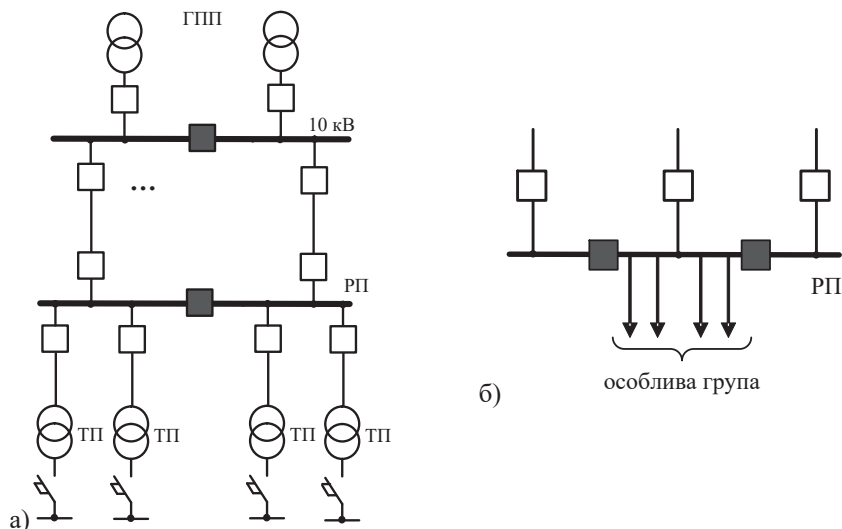


Рис. 5.14 – Схема двоступеневої мережі

Другий рівень – ділянка між РП і ЦТП або окремими електроприймачами напругою 10 (6) кВ (електродвигунами, електропечами). Виконується кабельними лініями. В РП 10(6) кВ використовують схему з однією секціонованою системою шин. Живлення РП здійснюється двома кабельними лініями, які працюють окремо кожна на свою секцію. Кожна КЛ розраховується на повну потужність РП. Тоді схему можна використовувати для живлення споживачів I і II категорії. Трансформатори цехових ТП підключають до ліній наглухо, і вся комутаційна апаратура встановлюється на РП. Зазвичай, до одного РП підключають чотири-п'ять ТП.

За наявності особливих груп електроприймачів першої категорії передбачають третє джерело, яке має мінімальну потужність для безаварійної зупинки виробництва. Щоб уникнути перевантаження третього джерела живлення приймачів особливої групи виділяють на окрему секцію шин, що автоматично підключається до цього джерела. Схема РП для живлення споживачів особливої групи I категорії за надійністю зображена на рис. 5.14, б [5, 13]. Для забезпечення постійної готовності аварійного джерела до негайного включення передбачається його переведення в режим "гарячого" резерву (включення на холостий хід дизельної електростанції) відразу після відключення одного з двох основних джерел.

За наявності електроприймачів першої і другої категорій РП і підстанції живляться не менш ніж по двох окремо працюючих лініях (рис. 5.15) [12]. Якщо в цеху переважають приймачі третьої категорії, то вони живляться від однотрансформаторної підстанції, а окремі відповідальні навантажень резервуються за допомогою перемичками між підстанціями.

Живлення відокремлених однострансформаторних підстанцій при наявності приймачів другої категорії здійснюють, виходячи з вимог ПУЕ двокабельною лінією. У випадку пошкодження одного з кабелів вимикач відмикає всю лінію, персонал від'єднує роз'єднувачем пошкоджений кабель з двох боків і вмикає вимикач. Усе навантаження переводиться на справний кабель.

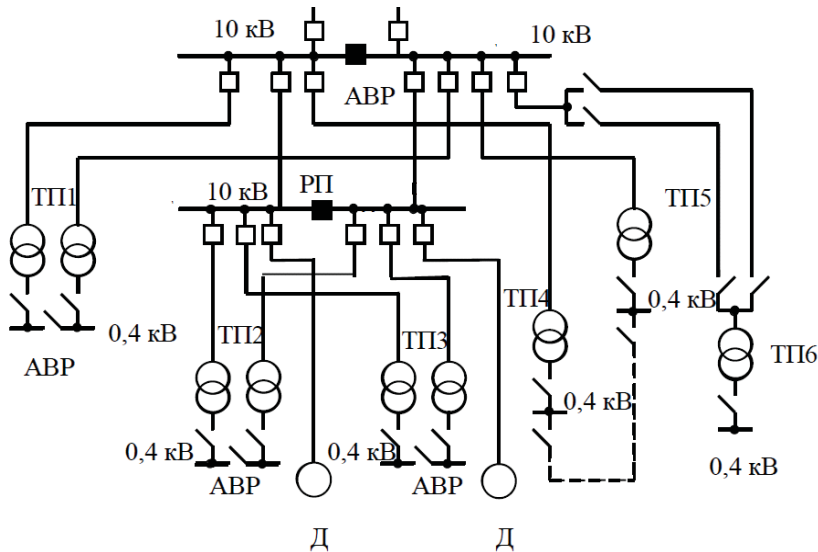


Рис. 5.15 – Двоступенева радіальна схеми електропостачання

На підприємствах значної потужності (потужність трансформатора ГПП 25 МВА і вище) доцільно проводити розукрупнення підстанцій, тобто використовувати додаткові розподільчі пункти 10(6) кВ, які живляться від розподільчого пункту ГПП двома кабельними лініями. Така підстанція повинна розташовуватися в центрі навантаження частини підприємства.

При використанні високовольтних двигунів в цехах, де вони встановлені, доцільно передбачати додатковий розподільчий пункт, щоб скоротити мережу живлення для кожного двигуна. Від цієї підстанції можна живити розташовані поблизу підстанції.

У випадку наявності електродвигунів з номінальною напругою 6 кВ можуть бути прийняті різні схеми заводських мереж (рис. 5.16) [7]:

а) схема з використанням індивідуальних трансформаторів (схема “блок трансформатор-електродвигун”) – у випадку невеликої кількості ЕД - 6 кВ. При цьому застосовується схема блок-трансформатор-двигун з глухим приєднанням двигуна до трансформатора. Дана схема застосовується за кількості двигунів до трьох;

б) схема з використанням групових трансформаторів 10/6 кВ, що встановлюються на РП – у випадку територіально-сконцентрованої групи ЕД;

в) схема з використанням розподільчої мережі напругою 6 кВ – у випадку переважання ЕД – 6 кВ в загальному навантаженні;

г) схема з двома секціонованими системами збірних шин напругою 10 і 6 кВ – при приблизно однаковому навантаженні на обох напругах.

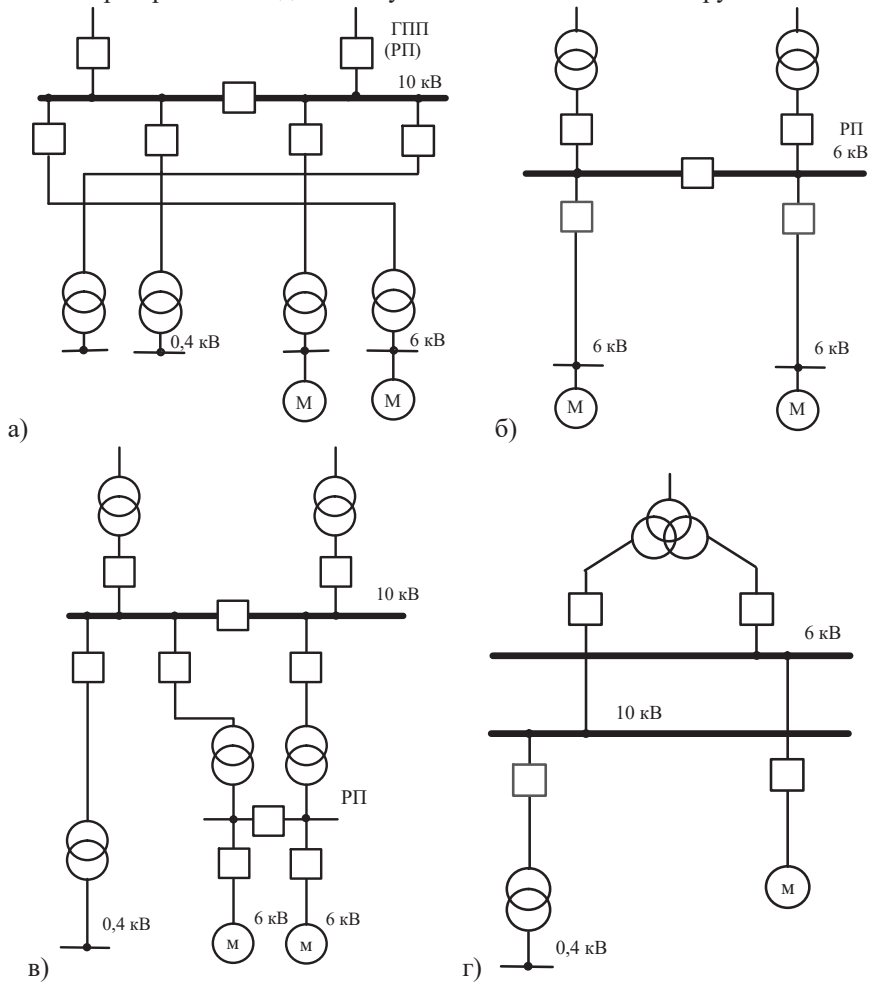


Рис. 5.16 – Схеми заводських мереж за наявності ЕД напругою 6 кВ

Конструктивно заводські мережі середніх за потужністю підприємств виконують кабелями, прокладеними в траншеях (до шести кабелів) або кабельних каналах (15-20 кабелів). Перспективним є виконання кабельних каналів напівзаглибленими, коли канал накривається плитами та землею і не засипається повністю. При ущільненості траси, а також в місцях переходу, під дорогами кабелі прокладають в блоках.

Для підвищення надійності одотрансформаторних ТП використовують резервування на низькій стороні. Резервування виконують за допомогою резервних кабельних або шинних перемичок. Кабельні перемички слід виконувати, виходячи з резервування 15–30 відсотків потужності трансформаторів, шинні – до 40 відсотків.

5.5.4 Загальні рекомендації по вибору схеми заводської високовольтної розподільчої мережі

Як правило, рекомендується окрема робота ліній і трансформаторів з глибоким секціонуванням шин у всіх ланках системи розподілу електричної енергії з метою резервування.

За наявності зосередженого високовольтного навантаження на підприємстві вирішується питання про спорудження розподільчих пунктів.

Під час побудову схем внутрішнього електропостачання РП для живлення споживачів напругою вище 1000 В рекомендується споруджувати, якщо від них відходить не менше 8-10 ліній. При порівняно невеликих відстанях (100-120 м) від РП ГПП до місця зосередженого високовольтного навантаження спорудження РП недоцільне. Для скорочення кількості РП рекомендується прибудовувати ГПП до цеху, що має споживачі напругою вище 1000 В, якщо це не пов'язано із значним зміщенням ГПП від центру електричних навантажень. Якщо від РП отримують живлення лише споживачі II і III категорії, то АВР на РП не передбачають і замість міжсекційних і ввідних вимикачів можливе встановлення роз'єднувачів. Міжсекційні вимикачі слід вибирати за струмом, що фактично протікає через них, а не за повним струмом вводу чи трансформатора.

Живлення ЦТП рекомендується здійснювати за схемою «блок лінія-трансформатор» з глухим приєднанням лінії до трансформатора і без спорудження збірних шин первинної напруги підстанції. За магістральної схеми кількість трансформаторів, що приєднуються до однієї магістралі, приймається 2-3 у випадку потужності трансформаторів 1600-1000 кВ·А. Застосування магістралей напругою вище 1000 В, виконаних струмопроводами, доцільне у випадку високої питомої густини навантажень, сконцентрованих потужних споживачів і великої кількості годин роботи підприємства [14, 3, 5]. При цьому необхідно врахувати багато факторів: потужності високовольтних двигунів, їх кількість, взаємне розташування цехів, напрям основних технологічних комунікацій, особливості технології.

Внутрішньозаводський розподіл енергії можна здійснити високовольтними шинопроводами, струмопроводами, або кабельними лініями з різним способом їх прокладання: в траншеях, в кабельних каналах, тунелях, по естакадах.

Схеми трансформаторних підстанцій напругою 6-10/0,4 кВ повинні проектуватися без збірних шин первинної напруги. Встановлення відмикаючого апарату перед цеховим трансформатором при магістральному живленні підстанції обов'язкове. На напрузі 6-10 кВ слід застосовувати

вимикачі навантаження в комплекті з запобіжниками у всіх випадках, коли параметри цих апаратів достатні за умовами робочого і післяаварійного режимів, а також за струмами короткого замикання. На лініях, що відходять, напругою 6-10 кВ силові запобіжники слід встановлювати після роз'єднувача або вимикача навантаження, рахуючи по напрямку потужності.

У випадку живлення групи ТП великих корпусів, в яких кількість ТП вимірюється десятками, доцільно застосування перехресних магістралей-променів. Якщо переріз кабелю виходить завищеним за умовами термічної стійкості при короткому замиканні, то доцільне живлення двох чи трьох трансформаторів різних ТП від одного вимикача «в ланцюг».

Остаточний вибір схем і параметрів розподільчих мереж встановлюється на підставі техніко-економічного розрахунку.

5.6 Розрахунок перерізу лінії електропередачі

Вибір перерізу проводів повітряних ліній та жил кабелів вимагає розрахунку струмів нормального і обтяженого режимів.

Шкала стандартних перерізів проводів повітряних ліній і жил кабельних ліній електропередачі:

6, 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 400, 500, ... мм².

5.6.1 Розрахунок перерізу повітряних ЛЕП

Для живлення ГПП (напруга 35, 110 або 220 кВ) використовується повітряна лінія. Переріз мережі живлення ГПП вибирається за економічною густиною струму. Розрахунковий струм однієї лінії (А):

$$I_{розр} = \frac{S_{розр}}{n\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.2)$$

де $S_{розр}$ – розрахункове навантаження лінії; n – кількість ліній; $U_{ном}$ – номінальна напруга лінії.

Розрахунковий економічно вигідний переріз лінії живлення (мм²) [6]:

$$F_e = \frac{I_{розр}}{j_e}, \quad (5.3)$$

де F_e - переріз кабелю, мм²; $I_{розр}$ - розрахунковий струм в нормальному режимі найбільших навантажень, що проходить по лінії; j_e - економічна густина струму, яка визначається згідно довідникових даних залежно від матеріалу проводу числа годин використання максимуму навантаження T_{max} ,

годин [6, 16].

Отримане значення закруглюється до найближчого стандартного F_{cm} .

Для ЛЕП 35 кВ перерізи проводів, зазвичай, вибирають в межах від АС 35 до АС 150, ліній 110 кВ - від АС 70 до АСО 240, ліній 150 кВ - від АС 120 до АСО 300 і ліній 220 кВ - в межах від АСО 240 до АСО 400. Кількість паралельних кіл на кожному напрямку слід приймати не більше три- чотири.

Вибраний переріз лінії перевіряється за допустимим струмом нормального режиму, післяаварійного режиму, на мінімальний переріз за умовою механічної міцності згідно виразів і умов:

– на допустимий струм в нормальному режимі роботи. Допустимі тривалі струми неізольованих проводів і шин визначено для температури повітря +25 °С, вітер відсутній. Якщо дійсні умови відрізняються, то використовують відповідні коригувальні коефіцієнти. Отже:

$$I_{розр} \leq K_{сер} \cdot I_{дон}, \quad (5.4)$$

де $I_{дон}$ – допустимий струм вибраного стандартного перерізу, А; $K_{сер}$ – коефіцієнт, що враховує фактичну розрахункову температуру середовища, визначається згідно [6];

– на допустимий струм в післяаварійному режимі (режим відключення однієї з ліній живлення):

$$2 \cdot I_{розр} \leq K_{пер} \cdot K_{сер} \cdot I_{дон}, \quad (5.5)$$

де $K_{пер}$ – коефіцієнт допустимого короткочасного перевантаження;

– на мінімальний переріз згідно механічної міцності – згідно з місцем розташування підприємства визначається величина стінки ожеледі за її товщиною визначається мінімальна площа перерізу згідно [6];

– на мінімальний переріз за умовою корони.

На ПЛ необхідно використовувати багатодротові проводи і троси.

Для новоспоруджуваних або реконструйованих ПЛ напругою 35-750 кВ потрібно передбачати перерізи проводів з урахуванням значень мінімально допустимих перерізів за умовами механічної міцності відповідно до п. 2.5.86 [6], які не потребують перевірки за умовами утворення корони.

5.6.2 Розрахунок перерізу кабельних ліній напругою понад 1 кВ

Переріз жил кабелів напругою 10 кВ вибираємо за умовою нагріву довготривалим розрахунковим струмом утяженого режиму:

$$I_{роб. утяж.} \leq K_{пр} \cdot K_{пер} \cdot K_{сер} \cdot I_{дон}, \quad (5.6)$$

де $I_{дон}$ - табличне значення тривало допустимого струму для вибраного перерізу, А [6, 16]; $I_{роб.утяж.}$ - струм, відповідний робочому утяженому режиму, прийнятому за розрахунковий, А; K_{np} - коефіцієнт, що враховує число поруч прокладених кабелів в землі; $K_{пер}$ - допустимий коефіцієнт перевантаження залежно від попереднього навантаження і часу перевантаження; $K_{сер}$ - коефіцієнт, що враховує відміну реальної температури навколишнього середовища (ϑ_0) від номінальної:

$$K_{сер} = \sqrt{\frac{\vartheta_{пр.дон} - \vartheta_0}{\vartheta_{пр.дон} - \vartheta_{0,ном}}}. \quad (5.7)$$

Вибраний переріз перевіряють за технічними умовами:

1) нагрівом струмом навантаження в нормальному режимі:

$$I_{розр} \leq I'_{дон}, \quad (5.8)$$

де $I_{розр}$ - розрахунковий струм нормального режиму; $I'_{дон}$ - допустиме струмове навантаження, визначають з урахуванням довідникових значень, способу виконання та умов середовища, в якому прокладено лінію.

Допустимі тривалі струми жил кабелів визначено за умов, якщо:

- температура оточуючого середовища в разі прокладання кабелів у повітрі становить +25 °С, у разі прокладання в землі +15 °С;
- глибина прокладання кабелів у землі становить 0,7 м;
- питомий тепловий опір землі становить 1,2 К • м/Вт.

Якщо дійсні умови відрізняються, то використовують відповідні коригувальні коефіцієнти.

При нормальних умовах (на відкритому повітрі, один кабель) $K_{np} = 1,0$; в інших випадках його значення визначається згідно [6].

Допустимий тривалий струм для кабелів із врахуванням умов прокладання та відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов:

$$I'_{дон} = K_{np} \cdot K_{сер} \cdot I_{дон} \quad (5.9)$$

де $K_{сер}$ - поправковий коефіцієнт на температуру середовища; K_{np} - поправковий коефіцієнт на кількість працюючих кабелів, прокладених поряд у землі.

2) нагрівом струмом післяварійного режиму (для подвійних ліній з врахуванням перевантажувальної здатності кабелів):

$$I_{n/ав} \leq I_{дон.н/ав}; \quad (5.10)$$

де $I_{n/ав}$ - максимальний струм в післяаварійний режимі У випадку прокладання лінії з двох кабелів:

$$I_{n/ав} \leq 2I_{дон.н/ав}; \quad (5.11)$$

де $I_{дон.н/ав}$ – допустимий струм в післяаварійному режимі з урахуванням допустимого перевантаження на час усунення аварії:

$$I_{дон.н/ав} = K_{пер} \cdot K_{сер} \cdot I_{дон}; \quad (5.12)$$

3) втратою напруги. Розрахунок електричних мереж на втрату напруги повинен забезпечувати необхідні (по ДСТУ EN 50160:2014) рівні напруги на затискачах електроприймачів як в максимальному, так і в мінімальному режимах навантаження. При великій довжині мережі цей розрахунок є визначаючим для вибору перерізу проводів і кабелів. Втрати напруги:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{розр} (R_l \cdot \cos \phi + X_l \cdot \sin \phi), \text{ В}; \quad (5.13)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot I_{розр}}{U_{ном}} (R_l \cdot \cos \phi + X_l \cdot \sin \phi), \quad (5.14)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{P_{розр} \cdot R_l + Q_{розр} \cdot X_l}{U_{ном}^2} \cdot 100\%, \quad (5.15)$$

де $I_{розр}$ – розрахунковий струм лінії, А; R_l, X_l – відповідно активний та індуктивний опір лінії, Ом/км; $\cos \phi, \sin \phi$ - відповідають коефіцієнту потужності лінії; $P_{розр}, Q_{розр}$ – розрахункове навантаження лінії.

4) термічною стійкістю струму короткого замикання:

$$F \geq F_{терм.мин}; \quad (5.16)$$

Результати розрахунків перерізів КЛ внутрішньозаводської мережі зведуть в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Вибір перерізу кабельних ліній напругою 10 кВ

Лінія	S_p , кВА	I_p , А	F , мм ²	$I_{дон}$, А	$I'_{дон}$, А	$I_{n/ав}$, А	$I_{дон.н/ав}$, А	L , км	R_l , Ом	X_l , Ом	ΔU , %

Дозволяється не перевіряти:

- на термічну стійкість кабелі, захищені плавкими запобіжниками з будь-яким номінальним струмом;
- за допустимою втратою напруги кабелі внутрішньозаводських високовольтних розподільчих мереж через їх малу довжину.

5.7 Приклад розрахунку і вибір перерізів провідників СЕП

5.7.1. Приклад розрахунку мережі зовнішнього електропостачання

Розрахункова потужність на шинах ВН трансформаторів ГПП:

$$S_p = 12888,88 \text{ кВА.}$$

Число годин використання максимуму навантаження підприємства:

$$T_m = 2500 \text{ год/рік.}$$

Споживачі основного виробництва підприємства належать до споживачів II категорії, а решта споживачів є споживачами III категорії.

Територіально завод розміщений на віддалі 25 км від районної понижувальної підстанції 230/110/35 кВ, на якій є запас потужності та резервна комірka на шинах 110 кВ.

Вибрати схему зовнішнього електропостачання підприємства.

Розв'язок

1. Вибір схеми та напруги зовнішнього електропостачання

До встановлення приймаємо схему підстанції глибокого вводу 110 кВ з двома трансформаторами та перемичкою між лініями глибоких вводів.

Для живлення промислового підприємства бажано в першу чергу використовувати напругу, на якій енергосистема має вільну потужність, якщо це дозволяє уникнути додаткової трансформації.

Живлення заводу будемо здійснювати за допомогою повітряних ліній від РПС напругою 230/110/35 кВ, на якій є запас потужності на напругу 110 кВ, що міститься на відстані 25 км від території заводу.

2. Вибір перерізу ПЛ-110 кВ

Для живлення ГПП використовується повітряна лінія.

Переріз мережі живлення ГПП вибирається за економічною густиною струму.

Розрахунковий струм однієї лінії (А):

$$I_{\text{розр.}} = \frac{12888,88}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 33,86 \text{ А.}$$

Економічна густина струму, яка визначається згідно довідникових даних залежно від матеріалу проводу та числа годин використання максимуму навантаження T_{max} , год.: $j_e = 1,3 \text{ А/мм}^2$ (Таблиця Д.4).

Тоді розрахунковий економічно вигідний переріз:

$$F_e = \frac{33,86}{1,3} = 26,06 \text{ мм}^2.$$

Згідно вимог ПУЕ район проектування за рівнем ожеледі належить до району 3.

Отже, мінімальний механічно стійкий переріз для сталевалюмінієвих проводів 50/8 мм² (Таблиця Д.13).

Приймаємо до встановлення провід марки АС-50/8, для якого $I_{дон} = 210$ А (Таблиця Г.5).

Його встановлення не вимагає перевірки за умовами механічної міцності та корони.

Перевіримо вибраний переріз за умовою нагріву струмом нормального режим.

Середньорічна температура для району проектування складає +8 °С згідно ПУЕ [6].

Коефіцієнт, що враховує фактичну розрахункову температуру середовища, яка відрізняється від розрахункової: $K_{сер}=1,15$ (таблиця Д.12).

Отже,

$$33,86 \text{ А} < 1,18 \cdot 210 = 247,8 \text{ А}.$$

Перевіримо вибраний провід на нагрів струмом післяварійного режиму:

$$2 \cdot 33,86 = 67,73 \text{ А} < 247,8 \text{ А}.$$

Як видно з розрахунків вибраний переріз має значний запас по нагріву розрахунковими струмами нормального і післяварійного режимів.

Приймаємо до встановлення ПЛ-110 кВ типу АС- 50/8.

5.7.2 Приклад розрахунку і вибору перерізу кабельної лінії мережі зовнішнього електропостачання

Згідно умов проектування джерелом живлення проектного підприємства є діючий розподільчий пункт напругою 10 кВ, який знаходиться на відстані 3 км.

Розрахункове навантаження підприємства:

- активне: $P_{розр} = 1767,84$ кВт,

- реактивне: $Q_{розр} = 300$ кВАр,

- повне: $S_{розр} = 1793,12$ кВА.

На підприємстві передбачено встановлення двотрансформаторних підстанцій з трансформаторами потужністю 400 кВА, які заживлено по радіальній схемі.

Розрахувати мережу живлення підприємства.

Розв'язок

1. Вибір схеми.

Оскільки поблизу підприємства (на відстані 3 км) знаходиться джерело живлення, яким є діючий РП-10 кВ на якому є запас потужності на напругу 10 кВ, то живлення заводу будемо здійснювати від даного РП кабельними лініями напругою 10 кВ.

Враховуючи наявність споживачів II категорії за надійністю електропостачання, для розрахунку доцільно прийняти дві паралельно прокладені в траншеї кабельні лінії з відстанню між ними 100 мм.

2. Розрахунок перерізу КЛ.

Розрахунковий струм кабелю до РП:

$$I_{розр} = \frac{1793,12}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 49,3 \text{ А,}$$

Приймаємо до встановлення кабель марки ААШвУ-10 перерізом (3x50) мм² з алюмінієвими жилами, алюмінієвою оболонкою з шлангом із полівінілхлориду та вдосконаленою паперовою ізоляцією, для якого: $I_{дон} = 140 \text{ А}$ (таблиця Г.1), $r_0 = 0,625 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,09 \text{ Ом/км}$ (таблиця Е.1).

Вибраний переріз перевіряємо:

- за умовою нагріву струмом нормального режиму.

Середньорічна температура для району проектування складає +8 °С згідно ПУЕ [6].

Коефіцієнт, що враховує фактичну розрахункову температуру середовища, яка відрізняється від розрахункової кабелів з паперовою просоченою ізоляцією на напругу 10 кВ, що прокладені в землі, $K_{сер} = 1,06$ (таблиця Д.8).

Поправковий коефіцієнт для двох працюючих кабелів, прокладених поряд у землі, $K_{нр} = 0,9$ (Таблиця Д.9).

Отже:

$$I_{розр} = 49,3 \text{ А} < I'_{дон} = 1,06 \cdot 0,9 \cdot 140 = 133,56 \text{ А,}$$

- за умовою нагріву струмом післяаварійного режиму, коли одна з ліній вийшла з ладу.

Допустимий коефіцієнт перевантаження залежно від попереднього навантаження і часу перевантаження $K_{нер} = 1,35$ (таблиця Д.11).

Отже,

$$I_{н/ав} = 2 \cdot 49,3 = 98,6 \text{ А} < I_{дон.н/ав} = 1,06 \cdot 1,35 \cdot 140 = 200,34 \text{ А,}$$

- за втратою напруги в лінії, %:

$$\Delta U = \frac{(1767,84 \cdot 0,62 + 300 \cdot 0,09) \cdot 3}{10 \cdot 10^2} = 0,09 \%,$$

$$\Delta U \leq \Delta U_{дон} = 10\%,$$

$$0,09 < 10\%.$$

Як видно з розрахунків, вибраний кабель задовольняє всі умови.

Перевірку на термічну стійкість вибраного перерізу виконують після розрахунку струмів КЗ в характерних точках мережі, виконання якого потребує попереднього вибору всіх кабельних ліній.

Розрахунковий струм кабелю від РП до ТП визначимо з урахуванням номінальної потужності трансформаторів:

$$I_{розр} = I_{ном.Т} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (5.17)$$

$$I_{розр} = I_{ном.Т} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,2 \text{ А.}$$

Попередньо вибраний переріз провідників необхідно перевірити на нагрівання за величиною струму його максимального навантаження. Струм післяварійного режиму, коли одна з ліній вийшла з ладу визначасмо з врахуванням перевантажувальної здатності трансформатора:

$$I_{n/ав} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (5.18)$$

$$I_{n/ав} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 32,4 \text{ А.}$$

Попередньо вибираємо кабель марки ААШв-10 з перерізом жил 16мм², для якого $I_{дон} = 75 \text{ А}$ (таблиця Г.1).

Попередньо вибраний переріз кабелю перевіряємо за умовами нагріву струмом нормального та післяварійного режимів. Перевірку на допустиму втрату напруги не виконуємо, оскільки згідно вихідних даних довжини ліній до ТП є невідомими.

Результати розрахунку зводимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Вибір перерізу кабельних ліній

Найменування вузла живлення	$P_{розр}$, кВт	$Q_{розр}$, кВАр	$S_{розр}$, кВА	$I_{розр}$, А	F_T , мм ²	$I_{дон}$, А	$I'_{дон}$, А	$I_{дон.н/ав}$, А	$I_{n/ав}$, А	l , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , %
РПС – РП	1767,84	300	1793,12	49,3	50	140	133,56	200,34	98,6	3	0,62	0,09	0,09
РП-ТП	-	-	400	23,2	16	75	71,55	107,35	32,4				

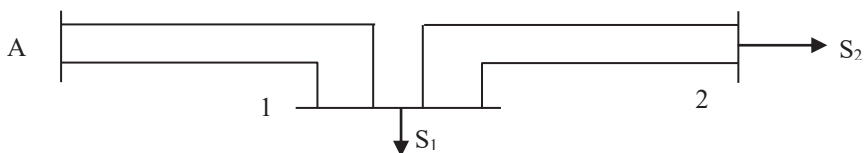
5.8 Задачі для самостійного розв'язку

Задача 5.1

В енергосистемі передбачається спорудити двоколову ПЛ 110 кВ. Прогнозований графік перетоку потужності на 5 році експлуатації лінії характеризується значеннями максимальної потужності $P_{(5)} = 55$ МВт при $\cos \varphi = 0,825$ і числом годин використання максимального навантаження $T_{max} = 4500$ год/рік. Співвідношення навантажень першого і десятого року експлуатації до навантаження п'ятого року експлуатації становить відповідно $I_{*1} = 0,8$ і $I_{*10} = 1,4$. Вибрати переріз проводів лінії з використанням методу економічної густини струму.

Задача 5.2

Використовуючи метод економічної щільності струму, визначити перетин сталелегюмінієвих проводів проектованої мережі 110 кВ.



Графіки навантажень на шинях 110 кВ підстанції 1 і 2 в 5 році експлуатації характеризуються відповідно наступними показниками:

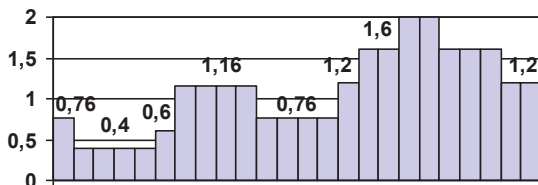
$$P_{1max(5)} = 25 \text{ МВт} ; T_{1нб} = 4000 \text{ год/рік} ; \cos \varphi_1 = 0,82$$

$$P_{2max(5)} = 40 \text{ МВт} ; T_{2нб} = 6000 \text{ год/рік} ; \cos \varphi_2 = 0,85$$

Зростання навантаження по роках експлуатації характеризується коефіцієнтом $\alpha_1 = 1,3$. Провести перевірку вибраних перерізів за умовами допустимого нагріву проводів в післяаварійний режимі.

Задача 5.3

Вибрати переріз кабелів, прокладених до РП вузла навантаження, що в нормальному режимі живиться від шин нижчої напруги 6 кВ підстанції двома кабелями. Навантаження вузла $P_{max} = 2$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$. Графік навантаження РП представлений на рисунку.



Графік навантаження РП А

6 РОЗПОДІЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ДО ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ ПІДПРИЄМСТВА НА НАПРУЗІ ДО 1000 В

6.1 Призначення і класифікація низьковольтних розподільчих мереж

Електричні мережі низької напруги призначені для розподілу електричної енергії на підприємствах до електроприймачів на напрузі до 1000 В: від ТП до всіх силових низьковольтних електроприймачів. У загальній структурі СЕС вони є нижньою ланкою, до якої безпосередньо приєднані низьковольтні електроприймачі. Відстань, на яку доцільно передавати електроенергію на низькій напрузі, в СЕП промислових підприємств не перевищує сотень метрів. Вони поділяються на *зовнішні* і *внутрішні* (цехові).

Зовнішні мережі застосовуються для передачі електроенергії від цехових підстанцій в сусідні будівлі, в яких розташовані електроприймачі незначною сумарною потужності, для яких спорудження власної підстанції економічно не виправдане. Зазвичай, цехові трансформаторні підстанції промислових підприємств розміщуються всередині цехів або є прибудованими до них, тому передача електроенергії до електроприймачів в основному здійснюється по цехових мережах.

Електричні мережі напругою до 1 кВ розрізняються за видом використовуваних провідників, способами їх ізоляції і конструктивним виконанням. На рис. 3.1 наведено класифікацію мереж за конструктивними ознаками [17].

За конструкцією провідників мережі поділяють на мережі, виконані проводами, кабелями, шинами.

За способами ізоляції мережі поділяють на дві групи: виконані голими проводами і шинами (повітряні лінії і струмопроводи) і виконані кабелями і ізольованими проводами.

Повітряні лінії напругою до 1 кВ використовують для розподілу електроенергії з міркувань економічності, зручності експлуатації. На промислових підприємствах повітряні лінії знаходять обмежене використання: для живлення окремих споживачів невеликої потужності і як мережі зовнішнього освітлення.

Струмопроводом є пристрій, призначений для передачі і розподілу електроенергії. Струмопроводи виконують у вигляді окремих шин, закріплених на ізоляторах і у вигляді комплектих шинопроводів. За призначенням шинопроводи поділяють на магістральні, розподільні, освітлювальні, тролейні.

Кабельні лінії - найпоширеніші елементи в цехових електричних мережах. Кабельні лінії виконують відкритими, прихованими, в кабельних спорудах. Відкриті кабельні лінії прокладають у повітрі, по конструкціях будівель і споруд, по естакадах. Кабелі прокладають також в кабельних

спорудах, в кабельних каналах, тунелях. Прихована прокладка кабелів здійснюється в підлогах, трубах, в землі.

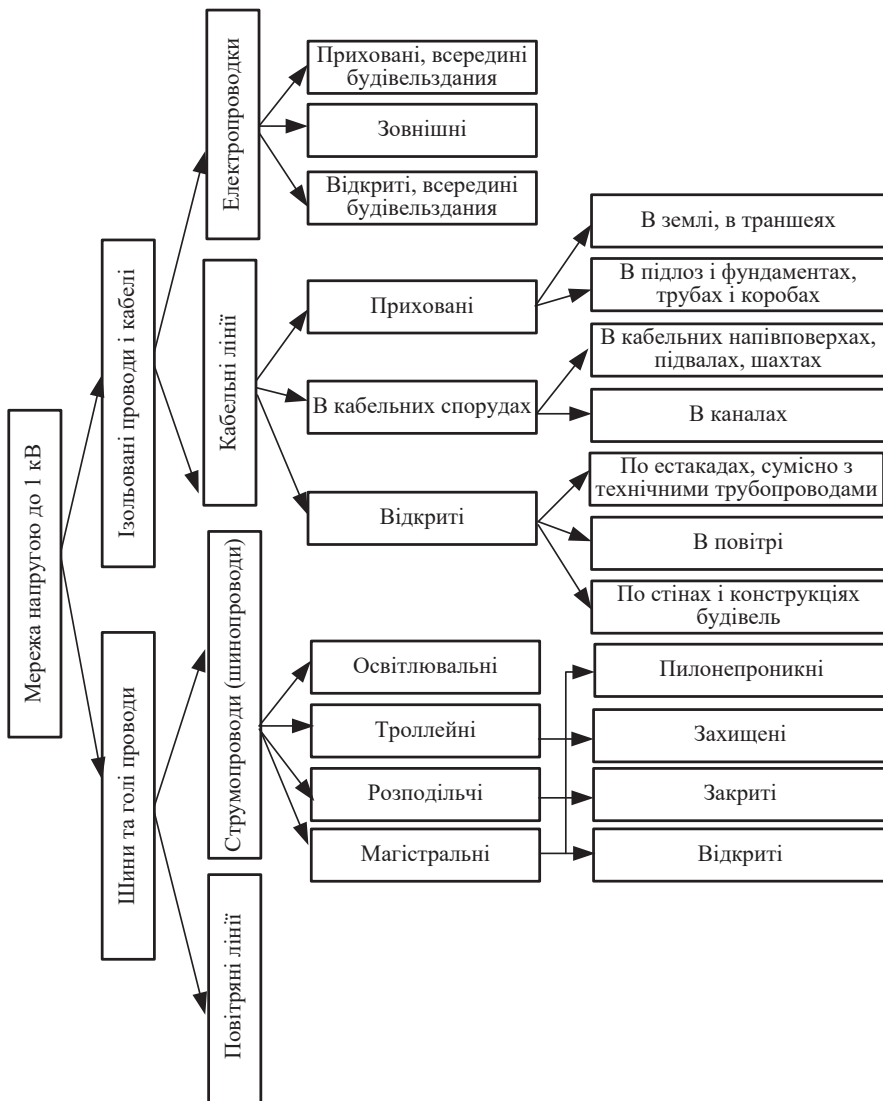


Рис. 6.1 - Класифікація мереж за конструктивними ознаками

Мережі виконані ізольованими провідниками перерізом до 16 мм² називаються електропроводками. Електропроводки служать для живлення ЕП невеликої потужності, освітлювальних установок тощо.

Електропроводка - сукупність проводів і кабелів з кріпленнями, що їх підтримують, захисними конструкціями і деталями. Це визначення поширюється на електропроводки силових, освітлювальних і вторинних кіл напругою до 1000 В змінного і постійного струму, виконаних відкрито і приховано всередині будівель і споруд, на зовнішніх стінах, територіях підприємств та установ, мікрорайонів і дворів, на будівельних майданчиках із застосуванням ізольованих проводів всіх перерізів, а також неброньованих силових кабелів з гумовою або пластмасовою ізоляцією в металевій, гумовій або пластиковій оболонці з перерізом фазних жил до 16 мм² (у випадку перерізу більше 16 мм² – це є кабеліні лінії).

У електропроводах використовують захищені і незахищені ізольовані проводи, а також кабелі.

Захищений провід має поверх електричної ізоляції металеву або іншу оболонку, призначену для герметизації і захисту дроту від зовнішніх впливів. Незахищений провід не має такої оболонки, але може мати обмотку або оплетіння пряжею, яка не розглядається як захист дроту від механічних пошкоджень.

Для електропроводок застосовують проводи та кабелі переважно з алюмінієвими жилами за винятком виробництв з вибухонебезпечним середовищем категорій В-I і В-Ia, де обов'язковим є застосування провідників з мідними жилами. Крім цього, мідні провідники застосовуються для механізмів, що працюють в умовах постійних вібрацій, струсів, а також для пересувних електроустановок.

Кабелі та електропроводки можуть прокладатися відкрито по стінах будівель, стелях, на тросах, ізоляторах, в лотках, трубах, коробах, гнучких металевих рукавах тощо і приховано - всередині конструктивних елементів будівель, споруд.

Існує багато різновидів схемного і конструктивного виконання низьковольтних розподільчих мереж. Конкретне виконання мережі вибирається залежно від її призначення і умов навколишнього середовища в виробничих приміщеннях.

Низьковольтні розподільчі мережі поділяють на силові та освітлювальні.

6.2 Схеми низьковольтних силових розподільчих мереж

Структурно силові низьковольтні розподільчі електричні мережі мають дві частини (рис.6.2) [18]:

- верхній рівень - силові живлячі мережі (СЖМ) - забезпечують передачу і розподіл електроенергії серед розподільчих пунктів (РП), від яких живляться електроприймачі або вторинні розподільчі пункти.

- нижній рівень - силові розподільчі мережі (СРМ) - забезпечують передачу і розподіл електроенергії від РП до електроприймачів

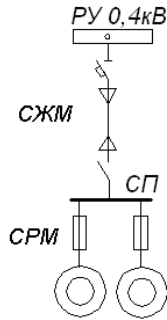


Рис. 6.2 - Структура силових низьковольтних розподільчих електричних мереж

Розподільчі пункти залежно від конструктивних особливостей і характеру споживача можуть мати різні назви (групові або розподільчі щити, розподільчі або силові пункти, силові або освітлювальні збірки, розподільчі шинопроводи), але містять в певному поєднанні електричні апарати (рубильники, запобіжники, автомати).

Силові живлячі мережі можуть мати різні схеми: радіальні, магістральні, змішані, кільцеві, з двостороннім живленням.

Радіальні схеми (рис.6.3, а) - кожен розподільчий пункт заживлено індивідуальною лінією, яка в РУ 0,4 кВ ТП підключена до збірних шин через окремий автомат. Ці схеми мають найбільшу надійність і вимагають найбільших витрат. Пошкодження в будь-якій лінії або в будь-якому розподільному пункті зумовлює відключення лише цієї лінії і не відображається на роботі інших ліній і розподільних пунктів. Перевагами є також те, що зосередження захисно-комутаційних апаратів в одному місці на ТП дозволяє легше вирішувати завдання автоматизації управління та спрощує завдання обліку і нормування електроспоживання. Недоліком - є високі капітальні витрати, зумовлені необхідністю спорудження розвиненого РУ 0,4 кВ і прокладання великої кількості радіальних ліній.

Магістральні схеми дозволяють відмовитися від застосування громіздкого і дорогого РУ 0,4 кВ ТП і дешевше виконати СЖМ. Магістральними називають мережі, в яких для передавання електроенергії до декількох споживачів використовується одна лінія електропередачі. Існує три характерних види магістральних схем:

- магістраль, виконана кабелями або проводами (рис. 6.3.б) - магістраль живить кілька розподільчих пунктів, розташованих в одному напрямку від ТП, по ланцюжку. Переваги: істотно зменшуються кількість і сумарна протяжність ліній, що відходять від ТП;

- магістраль, виконана магістральним шинопроводом (рис. 6.3.в) - використовується в великих цехах. Електроенергія передається за допомогою

шинної магістралі (ШМА, розрахованих на струми 1250-3200 А), до якої за допомогою відгалужень (виконаними кабелями або ізольованими проводами), підключаються розподільні пункти. Переваги: знижуються витрати на РУ 0,4 кВ ТП і на реалізацію мережі; СЖМ стає універсальною і незалежною від розташування технологічного обладнання; перестановка або повна заміна технологічного обладнання не вимагають видозмін в СЖМ;

- магістраль, виконана магістральним і розподільними шинпроводами (рис. 6.3.г) – спільне використання магістральних (ШМА) і розподільчих шинпроводів (ШРА або ШРМ), розрахованих на струми 100-630 А. така схема об'єднує функції магістральної лінії і розподільчих пунктів, тобто функції передачі і розподілу електроенергії. Від ШРА до електроприймачів прокладається СРМ.

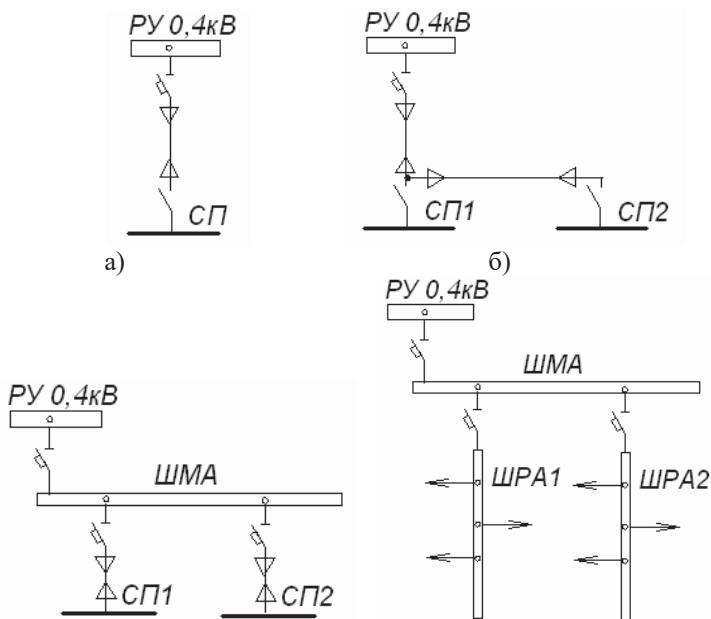


Рис. 6.3 - Схеми низьковольтних розподільчих мереж
 а) – радіальна; б) магістральна, виконана кабелями; в) магістральна, виконана магістральним шинпроводом; г) магістральна, виконана магістральним і розподільчим шинпроводами

Недолік магістральних схем - більш низька надійність. При пошкодженні магістралі або на будь-якому відгалуженні від неї втрачають живлення всі розподільні пункти, підключені до даної магістралі.

У чистому вигляді радіальні або магістральні схеми використовують

рідко. Найбільшого поширення набули змішані схеми, що поєднують в собі елементи радіальних і магістральних схем одночасно.

Загальні принципи і рекомендації щодо вибору схем виконання низьковольтної мережі [18]:

- у всіх випадках, якщо дозволяють вимоги по надійності електропостачання, слід застосовувати магістральні схеми з невеликими РУ 0,4 кВ ТП або без них. Лише за наявності вагомих підстав допускається відмова від магістральних схем СЖМ і перехід до радіальних;

- за наявності великих одиничних електроприймачів або розподільчих пунктів, для яких необхідна індивідуальна лінія і відповідний автомат на 400 або 630 А, доцільна радіальна схема, якщо не передбачений магістральний шинопровід;

- якщо основна маса електроприймачів в цеху за рівнем надійності електропостачання є споживачами II категорії і є лише кілька поодиноких електроприймачів I категорії, то у випадку загальної магістральної схеми СЖМ в цеху електроприймачі I категорії повинні мати радіальну схему з установкою АВР в РУ 0,4 кВ ТП або навіть в розподільному пункті;

- для споживачів I категорії СЖМ повинні бути резервованими, тобто виконаними по кільцевих схемах або схемах з двостороннім живленням;

- якщо технологічний агрегат має кілька електроприймачів, які здійснюють єдиний технологічний процес, і припинення живлення одного з них зумовлює зупинку всього агрегату, то може використовуватися магістральна схема живлення незалежно від необхідного рівня надійності;

- якщо в цеху розташовано кілька ТП і СЖМ виконана магістральними шинопроводами, то використовується їх взаємне резервування. Окремі магістралі з'єднуються резервними перемичками, обладнаними рубильниками або автоматами. Це дозволяє виводити в ремонт будь-які ТП в цеху без відключення відповідних магістралей. При спаді навантажень в нічний час або під час ремонтів технологічного обладнання така система забезпечує можливість відключення малозавантажених трансформаторів.

6.3 Виконання внутрішніх розподільчих (цехових) мереж

6.3.1 Основні вимоги до цехової електричної мережі

В процесі проектування і експлуатації цехова мережа повинна задовольняти вимоги економічності. Досягається це шляхом наближення вищої напруги до споживачів електроенергії. Поряд з вимогою економічності до цехової мережі висуваються вимоги надійності роботи, можливості зростання навантажень, зміни місця розташування ЕП, тобто, володіння гнучкістю. Крім зазначених вимог до цехової мережі під час її проектування і монтажу, повинні враховуватися умови навколишнього середовища, ступінь займистості будівельних матеріалів і конструкцій будівлі, ступінь відповідальності установки, вимоги технічної естетики.

Визначальним фактором при виборі схеми цехової мережі є розташування технологічного обладнання на плані цеху, ступінь його відповідальності, номінальна напруга і потужності електроприймачів, відстань від центру живлення до електроприймача, характер навантаження (постійний, різкозмінний) і його розподіл по площі цеху. Схема повинна бути проста, безпечна і зручна в експлуатації, економічна, задовольняти вимоги навколишнього середовища, забезпечувати застосування індустріальних методів монтажу.

Вибір конструкції мереж, способу каналізації електричної енергії і типу провідників здійснюється з орієнтацією на умови навколишнього середовища приміщень цехів. У цехових мережах напругою до 1000 В найбільш широкого поширення набули електропроводки, кабельні лінії, комплектні шинопроводи.

6.3.2 Схеми цехових мереж

За структурою схеми внутрішньоцехових електричних мереж можуть бути радіальними, магістральними та змішаними - з однібічним або двостороннім живленням.

Радіальними називають мережі, в яких для передачі електричної енергії до споживача використовується окрема лінія. Радіальні схеми виконують одноступінчастими, коли приймачі живляться безпосередньо від ТП, і двоступінчастими, коли вони підключаються до проміжного РП. Радіальні схеми використовують в приміщеннях з будь-яким середовищем.

В радіальних мережах (рис. 6.4) від розподільного щита ТП відходять лінії живлення щитів станцій управління (ЩСУ), первинних розподільних пунктів (РП) і ЕП великої потужності (більше 55 кВт). В свою чергу, від ЩСУ або первинних РП живляться вторинні РП і ЕП середньої потужності (10.....55 кВт) [4]. Від вторинних РП живляться ЕП малої потужності.

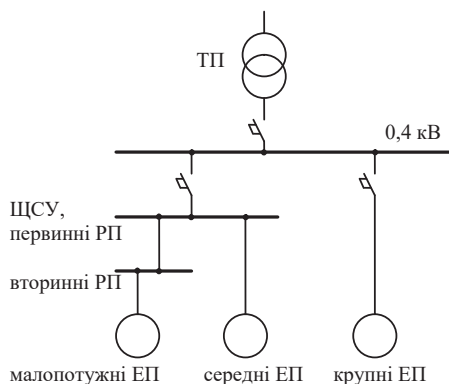


Рис. 6.4 – Структура радіальної схеми цехової мережі [4]

Радіальні схеми використовують для живлення окремих електроприймачів (крупні електродвигуни, електротермічні печі, компресорні, вентиляційні установки), зосереджених навантажень великої потужності, при нерівномірному розміщенні приймачів у цеху або груп на окремих його ділянках, а також для живлення приймачів у вибухонебезпечних, пожежонебезпечних і запилених приміщеннях. В останньому випадку апаратуру керування і захисту електроприймачів, яка встановлюється на РП, виносять за межі несприятливого навколишнього середовища.

Розподільчі шафи зазвичай живляться від цехової ТП (типу КТП) кабелями (рис 6.5.). Відгалуження до окремих ЕП можуть виконуватися кабелями або проводами. У випадку відсутності небезпеки механічних пошкоджень рекомендується відкрите прокладання ізольованих проводів і неброньованих кабелів. За наявності небезпеки механічних пошкоджень повинні застосовуватися броньовані кабелі або ж повинен передбачатися інший захист (прокладання проводів в трубах). У випадку прокладання всередині приміщень броньовані кабелі поверх броні, а неброньовані – поверх металевих оболонок не повинні мати захисного покриття з горючих матеріалів [3].

Вибір способу прокладання провідників визначається характером середовища в приміщенні та виконується відповідно до вимог ПУЕ [6].

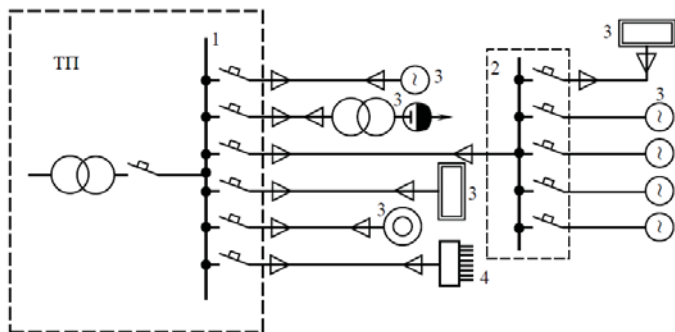


Рис. 6.5 - Радіальна схема цехової мережі:

- 1 - розподільний щит ТП; 2 - силовий РП; 3 - електроприймач;
4 - щит освітлення

Переваги радіальних схем полягають у високій надійності (аварія на одній лінії не впливає на роботу приймачів, що живляться по іншій лінії) і зручності автоматизації. Підвищення надійності радіальних схем досягається з'єднанням шин окремих ТП або РП резервувочими перемичками на комутаційних апаратах (автоматах або контакторах), на яких може виконуватися схема АВР — автоматичного введення резервного живлення.

Недоліками радіальних схем є: мала економічність через значну витрату провідникового матеріалу; необхідність у додаткових площах для розміщення силових РП; обмежена гнучкість мережі у випадку переміщення технологічних механізмів, пов'язаних зі зміною технологічного процесу.

Магістральні схеми використовують для електропостачання декількох електроприймачів однієї технологічної установки і для великої групи електроприймачів невеликої потужності, не пов'язаних між собою технологічним процесом. До таких приймачів належать електродвигуни металорізальних верстатів, зварювальних установок, термічних установок. Магістральні схеми широко використовують в приміщеннях з нормальним середовищем і рівномірним розподілом технологічного обладнання.

Широкого поширення набули магістральні цехові мережі, виконані комплектними шинопроводами (рис. 6.6). Їх застосування дозволяє відмовитися від великої кількості кабельних ліній. Розподільчі шинопроводи призначені для приєднання значної кількості окремих ЕП. В комплект розподільчих шинопроводів входять коробки з захисною і комутаційною апаратурою (рубильники з запобіжниками або автоматичні вимикачі).

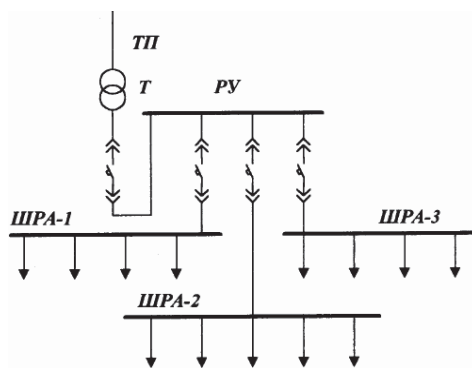


Рис. 6.6 – Схема магістральної цехової мережі

Магістральні схеми часто виконують по типу «блок трансформатор-магістраль» (рис. 6.7). При цьому трансформатор цехової підстанції не має розподільного щита на низькій стороні. Підключення до трансформатора магістралі виконується за допомогою відгалужувальної коробки з вбудованим автоматичним вимикачем. Під час електропостачання електроприймачів використовуються два види магістральних ліній: живляча (магістральний шинопровід) і розподільча (розподільчий шинопровід). Комплектні магістральні шинопроводи призначені для передавання електроенергії від ТП до розподільчих шинопроводів або щитів станцій управління (ЩСУ). До магістрального шинопроводу під'єднуються як розподільчі шинопроводи, так і окремі електроприймачі.

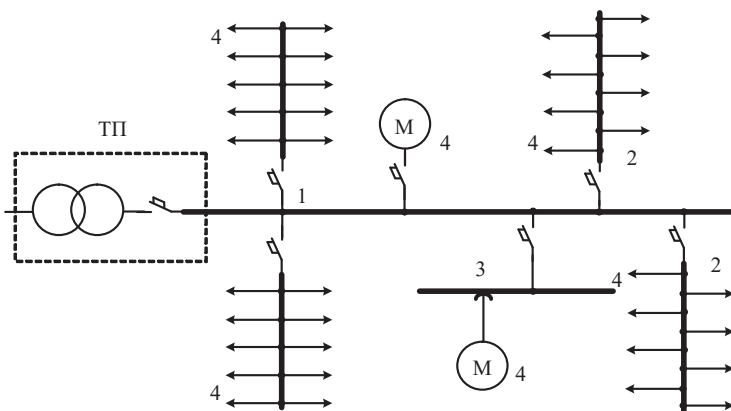


Рис. 6.7 - Магістральна схема цехової мережі типу «блок трансформатор-магістраль»:
 1 – магістральний шинопровід; 2 – розподільчий шинопровід;
 3 – тролейний шинопровід; 4 – електроприймачі

Для головних магістралей випускаються комплектні магістральні шинопроводи типів ШМА-73-1600, ШМА-68-2500, ШМА-68-4000 на струми до 4000 А. Шинопроводи виконані закритими - з шинами, які вмонтовані в металевий короб, і допускають малу кількість відгалужень.

Розподільчі магістралі виконуються комплекtnими шинопроводами серій ШРА-73-250, ШРА-73-400, ШРА-73-630, ШРМ-75-100, ШРМ-75-250 на струми до 630 А. Шинопроводи виготовлені в захищеному виконанні і призначені для встановлення в цехах з нормальним середовищем. Електроприймачі приєднують до ШРА через відгалужувальні коробки кабелем або проводом, прокладеним у трубах, коробах чи металорукавах. Кріплення ШРА виконується на висоті 1,5 м над підлогою стійками або кронштейнами. ШРА приєднується до ШМА кабельною перемичкою, яка з'єднує ввідну коробку ШРА з відгалужувальною секцією ШМА. На кожній секції ШРА довжиною 3 м є 8 відгалужувальних коробок з автоматичними вимикачами або із запобіжниками та рубильниками.

Для живлення кранових двигунів та іншого внутрішньоцехового електротранспорту застосовують тролейні лінії, виконані тролейними шинопроводами або тролєями - голими проводами, чим забезпечується контакт з струмознімачем в будь-якому місці лінії.

У випадку встановлення на робочих місцях технологічної лінії електроприймачів малої потужності розподільчі магістралі доцільно виконувати модульними проводками. Модульні мережі рекомендується застосовувати у виробничих приміщеннях з нормальним навколишнім середовищем і відносно частою зміною технологічного обладнання. Такі

мережі найбільше виправдують себе в металообробних цехах з великою густиною обладнання (механічні, штампувальні, автоматно-револьверні, інструментальні і т.д. цеха). Модульні магістралі необхідно розташовувати уздовж прольотів корпусу, будинку.

Для магістралі модульної мережі використовують ізольовані проводи, прокладені в трубах приховано в підлозі, з установкою на визначеній відстані одна від одної коробок розгалуження, на яких кріпляться розподільчі стовпчики зі штепсельними розетками. Відстань між модульними коробками (колонками) рекомендується приймати рівним 2...3 м. Модульні магістралі виконуються чотирипроводними із алюмінієвих проводів марки АПВ перерізом до 35 мм², що прокладаються в сталевих трубах діаметром 40 мм. Електроприймачі приєднуються до стовпчиків дротами в металорукавах. Модульні проводки використовують у випадку навантаження на магістраль до 150 А. Основним елементом модульного розгалуження є модульна коробка, що проста в виготовленні й експлуатації. В даний час випускаються модульні коробки типу КМ-4 і розподільні колонки на струми до 100 А. Для відгалужень від модульних коробок (колонок) використовуються одножилінні алюмінієві проводи перерізом 4(1x4)...4(1x10) мм², що прокладаються в сталевій трубі діаметром 25 мм. Для резервування модульних магістралей прокладається резервна труба такого ж діаметру.

Перевагами магістральних схем є: спрощення щитів підстанцій; висока гнучкість мережі, що дає можливість переміщувати технологічне устаткування без зміни мережі; використання уніфікованих елементів, які дозволяють вести монтаж індустріальними методами.

Магістральна схема менш надійна, ніж радіальна, оскільки у випадку зникнення напруги на магістралі всі приєднані до неї споживачі втрачають живлення. Використання шинопроводів і модульної проводки незмінного перерізу зумовлює перевитрати провідникового матеріалу.

Для підвищення надійності живлення електроприймачів по магістральних схемах застосовують двостороннє живлення магістральної лінії (рис. 6.8, а). У випадку прокладання у великих цехах декількох магістралей доцільно живити їх від окремих ТП, виконавши перемички між магістралями (рис. 6.8, б). У цехах, де є кілька підстанцій, для підвищення надійності електропостачання магістральні мережі живлять, як правило, від декількох підстанцій і використовують взаємне резервування магістралей шляхом їх секціонування нормально відключеними автоматичними вимикачами (рис. 6.8, в). Такі схеми магістрального живлення з взаємним резервуванням підвищують надійність живлення, створюють зручності для проведення ремонтних робіт на підстанціях, забезпечують можливість відключення незавантажених трансформаторів, у результаті чого знижуються втрати електронергії.

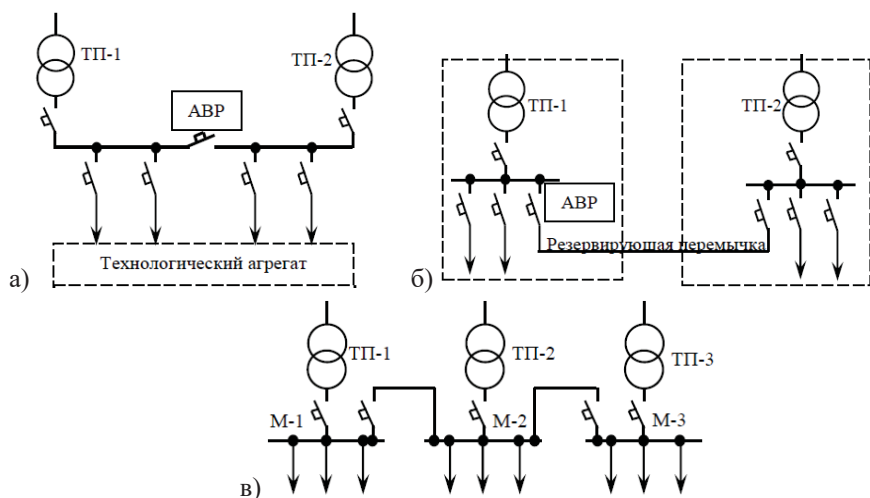


Рис. 6.8 – Схеми двостороннього живлення:

- а) магістральна з розподільним шинопроводом; б) радіальна з резервуючою перемичкою; в) із взаємним резервуванням магістралей.

В цехових мережах лише радіальні або магістральні схеми практично зустрічаються рідко. Залежно від характеру виробництва, розміщення електроприймачів і умов навколишнього середовища силові мережі можуть виконуватися за змішаною схемою, що містить поєднання радіальних і магістральних схем (рис. 6.9).

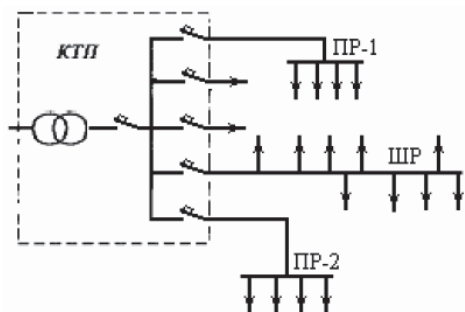


Рис. 6.9 - Змішана схема електропостачання

Від РУ-0,4 кВ ТП лінії до окремих приймачів, РП і ШР відходять за радіальною схемою, а від ШР до приймачів - за магістральною схемою. Частина електроприймачів живиться від магістралей, частина - від силових РП, які, в свою чергу, живляться або від РУ-0,4 кВ ТП, або від магістральних

шинопроводів. В місцях рівномірного розміщення електроприймачів використовуються розподільчі шинопроводи, які приєднуються до магістрального шинопроводу через автоматичний вимикач. На тих ділянках цеху, де за характером розміщення електроприймачів прокладення шинопроводу недоцільне, встановлюють РП, які приєднуються до шин ТП або магістрального шинопроводу. Потужні електроприймачі можуть живитися безпосередньо від шин цехової ТП. Модульні проводки можуть живитися від розподільчих шинопроводів або від силових РП, з'єднаних за радіальною схемою. Таке поєднання дозволяє більш повно використовувати переваги радіальних і магістральних схем.

Вирішальний вплив на вибір схеми конструктивного виконання має стан навколишнього середовища. Рекомендований ступінь захисту електрообладнання в виробничих приміщеннях: нормальних, жарких і вологих – ІР 20; запилених – ІР 40; вологих – ІР 44; особливо вологих і з хімічно-активним середовищем – ІР 54. Виконання основних типів комплектних магістральних шинопроводів ІР 20. Виконання магістрального шинопроводу типу ШЗМ–16, а також розподільних шинопроводів ІР 31. Отже, шинопровідні мережі не можуть застосовуватися в запилених, вологих, особливо вологих приміщеннях, а також в приміщеннях з хімічно-активним середовищем. Для застосування в пожежонебезпечних приміщеннях випускаються спеціальні шинопроводи [3]. Розподільчі пункти, наприклад, ПР 8501-1000 мають два виконання: ІР 21 та ІР 54. Розподільчі пункти зі ступенем захисту ІР 54 можуть бути встановлені в усіх вищеперахованих випадках.

6.4 Розрахунок низьковольтних розподільчих мереж

6.4.1 Загальні вимоги та особливості розрахунку

Основним завданням електричних розрахунків є вибір перерізів кабелів, проводів і шинопроводів та захисних апаратів для всіх рівнів системи електропостачання на напрузі до 1 кВ.

Вибрані перерізи повинні забезпечувати допустимі відхилення напруги на затискачах всіх ЕП, нормовані стандартом за якістю електроенергії. Для кожної ділянки цехової мережі за розрахованим півгодинним максимумом навантаження і значенням максимального пускового або пікового струму вибирається переріз провідника, а також тип і значення уставок апаратів захисту від ненормальних режимів в мережі: тривалих, не передбачених перевантажень мережі і коротких замикань.

Вихідними даними для проведення розрахунків є схема цехової електричної мережі з розташуванням апаратів захисту, номінальна напруга мережі, розрахункові навантаження кожної ділянки мережі P_{max} , пікові (пускові) струми на різних рівнях схеми, номінальні потужності ЕП.

Переріз провідника залежить від величини розрахункового струму, потреби в захисті мережі від перевантаження, температурних умов

навколишнього середовища, характеру приміщення і типу ізоляції провідника.

Захисту від перевантажень потребують [6]:

а) мережі всередині приміщень, що виконані прокладеними відкрито провідниками з горючою зовнішньою оболонкою або ізоляцією;

б) освітлювальні мережі незалежно від конструкції і способу прокладання в житлових, громадських, торгових, службово-побутових приміщеннях, а також в пожежонебезпечних приміщеннях;

в) силові мережі, якщо можливим є тривале перевантаження провідників;

4) силові і освітлювальні мережі у вибухонебезпечних приміщеннях (крім В-1,б; В-1,г).

Розрахункові струми ліній, що живлять окремі електроспоживачі, визначаються як сума номінальних струмів двигунів електроприймача:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi_{ном} \cdot \eta_{ном}}, \quad (6.1)$$

а розрахункові струми ліній, що живлять групу електроприймачів – за розрахунковою потужністю групи:

$$I_{розр.1} = \frac{S_{розр.1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (6.2)$$

де $S_{розр.1}$ - розрахунковий струм 1-го рівня електропостачання; $U_{ном}$ – напруга живлення електроприймачів, $U_{ном} = 0,4$ кВ.

Розрахунковий струм кабельної лінії, що живить силову розподільну шафу цеху:

$$I_{розр.ш} = \frac{S_{розр.ш}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (6.3)$$

де $S_{розр.ш}$ - розрахункова повна потужність електроприймачів цеху.

Вибір перерізу провідника пов'язаний з вибором апаратів захисту, тому вибір перерізу провідника цехової мережі і захисних апаратів виконується спільно.

6.4.2 Розрахунок та вибір перерізу провідників

Для мереж напругою до 1 кВ визначальним у виборі перерізу провідника є технічні вимоги та умови: нагрів провідників, їх механічна міцність, втрати напруги, термічна стійкість до струмів КЗ. Основною умовою вибору перерізу провідників є величина нагрівання їх електричним струмом. Вибір перерізу лише за умовою допустимого нагрівання призводить

до значних втрат активної потужності та напруги. Для остаточного вибору перерізу кабелю слід провести всі перевірки відповідно до вимог ПУЕ: за допустимою втратою напруги та за умовою відповідності захисному апарату (виконується після вибору захисних апаратів). Переріз провідників приймається за виконання всіх наведених вище умов.

За умовою механічної міцності мінімальний переріз алюмінієвих проводів – 2,5мм², мідних – 1,5 мм².

Вибрані провідники перевіряють на допустиму втрату напруги. Перевірка може виконуватися вибірково. В нормальному режимі переріз і довжина провідників повинні забезпечувати відхилення напруги на затискачах електроприймачів, що не перевищує 5–7,5 відсотка.

Таким чином, перерізи проводів і жил кабелів цехових розподільчих мереж напругою до 1000 В вибирають за:

1) допустимим нагрівом струмом навантаження в нормальному та післяаварійному режимах:

$$I_p \leq I_{дон}; \quad (6.4)$$

$$I_{n/ав.макс} \leq I_{дон}, \quad (6.5)$$

де I_p – розрахунковий струм нормального режиму; $I_{n/ав.макс}$ - максимальний струм в післяаварійному режимі; $I_{дон}$ – допустиме струмове навантаження, визначають з урахуванням довідникових значень, способу виконання та умов середовища, в якому прокладено лінію [6, 3, 19,20].

Допустимі тривалі струми жил кабелів визначено за умов, якщо [6]:

- температура оточуючого середовища в разі прокладання кабелів у повітрі становить +25 °С, у разі прокладання в землі +15 °С;
- глибина прокладання кабелів у землі становить 0,7 м;
- питомий тепловий опір землі становить 1,2 К • м/Вт.

Допустимі тривалі струми незольованих проводів і шин визначено для температури повітря +25 °С.

Якщо дійсні умови відрізняються, то використовують відповідні коригувальні коефіцієнти: на відмінні умови середовища $K_{сер}$ та умови прокладання $K_{пр}$.

У випадку прокладання декількох кабелів і більше чотирьох проводів в одній трубі, траншеї, лотку, коробі вводиться поправковий коефіцієнт на умови прокладання проводів і кабелів:

$$I_p \leq K_{пр} I_{дон}, \quad (6.6)$$

За нормальних умов (на відкритому повітрі, один кабель) $K_{пр} = 1,0$; в інших випадках його значення визначається згідно [6].

Допустимий тривалий струм для кабелів із врахуванням умов прокладання та відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов визначається з врахуванням поправкових коефіцієнтів:

$$I'_{\text{дон}} \leq K_{\text{сер}} \cdot K_{\text{пр}} \cdot K_{\text{нопр}} \cdot I_{\text{дон}}, \quad (6.7)$$

де $K_{\text{сер}}$ - поправковий коефіцієнт на температуру середовища; $K_{\text{пр}}$ - поправковий коефіцієнт на кількість працюючих кабелів, прокладених поряд у землі; $K_{\text{нопр}}$ - поправковий коефіцієнт для 4-х жильних проводів, якщо допустимі тривалі струми взяті як для 3-х жильних.

Обраний переріз провідника за умовами нагріву тривалим струмом перевіряється за нагрівом струмом післяварійного режиму:

$$I_{\text{н/ав}} \leq K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{сер}} \cdot I_{\text{дон}}, \quad (6.8)$$

де $K_{\text{пер}}$ - допустимий коефіцієнт перевантаження залежно від попереднього навантаження і часу перевантаження.

2) за втратою напруги. Розрахунок електричних мереж на втрату напруги повинен забезпечувати необхідні (згідно ДСТУ EN 50160:2014) рівні напруги на затискачах електроприймачів. У випадку великої довжини мережі цей розрахунок є визначальним для вибору перерізу проводів і кабелів. Втрати напруги в мережі:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\text{розр}} \cdot (R \cdot \cos \phi + X \cdot \sin \phi), \text{ В}; \quad (6.9)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{розр}}}{U_{\text{ном}}} \cdot (R \cdot \cos \phi + X \cdot \sin \phi) \cdot 100\%, \quad (6.10)$$

де $I_{\text{розр}}$ – розрахунковий струм лінії, А; R , X – відповідно активний та індуктивний опір лінії, Ом/км; $\cos \phi$, $\sin \phi$ - відповідають коефіцієнту потужності в кінці лінії.

Якщо в цеховій мережі провода і кабелі по ділянках є з одного матеріалу з однаковим перерізом, то втрати напруги визначаються з урахуванням питомих опорів r_0 , x_0 і довжини лінії l :

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\text{розр}} \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi), \text{ В}; \quad (6.11)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{розр}} \cdot l}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi) \cdot 100\%, \quad (6.12)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot (P_{розр} \cdot r_0 + Q_{розр} \cdot x_0) \cdot l}{U_{ном}^2} \cdot 100\%, \quad (6.13)$$

де $P_{розр}$, $Q_{розр}$ – розрахункове навантаження лінії, кВт.

3) відповідності захисному апарату. Обраний переріз провідника за умовами нагріву повинен бути погодженим з апаратом захисту цього провідника:

$$K_{пр} I_{доп} \geq K_{зах} I_з, \quad (6.14)$$

де $K_{зах}$ – коефіцієнт захисту або кратність захисту, тобто відношення тривало допустимого струму для проводу або кабелю до номінального струму або струму уставки спрацювання захисного апарату при перевантаженні або КЗ (параметра захисного пристрою) [6]; $I_з$ – номінальний струм або струм спрацювання захисного пристрою.

Під час вибору провідників мереж, які потребують захисту від перевантажень, мають бути виконані умови забезпечення захищеності ліній.

Таблиця 6.1 – Умови забезпечення захищеності провідників від перевантажень

Захисний апарат	Мережі, що потребують захисту від перевантажень		Мережі, що не потребують захисту від перевантажень
	з горючою ізоляцією (полівінілхлоридна, поліетиленова, гума)	з негорючою ізоляцією (паперова, вулканізований поліетилен)	(з умови чутливості захисту від КЗ)
Запобіжник	$I_{доп} \geq 1,25 I_{ном.вст}$	$I_{доп} \geq I_{ном.вст}$	$I_{доп} \geq I_{ном.вст}/3$
Вимикачі з комбінованим розчеплювачем	$I_{доп} \geq I_{ном.розч}$	$I_{доп} \geq I_{ном.розч}$	$I_{доп} \geq I_{ном.розч}$
Вимикачі з напівпровідниковим розчеплювачем	$I_{доп} \geq I_{с.н}$	$I_{доп} \geq 0,8 I_{с.н}$	$I_{доп} \geq 0,8 I_{с.н}$
Для вимикачів лише з електромагнітним розчеплювачем	$I_{доп} \geq 1,25 I_{с.ем}$	$I_{доп} \geq I_{с.ем}$	$I_{доп} \geq I_{с.ем}/4,5$

Комплектні магістральні шинопроводи типу ШМА і розподільні шинопроводи типу ШРА обираються виходячи з таких умов:

1) за розрахунковим струмом:

- для комплектних шинопроводів типу ШМА:

$$I_{ном.ШМА} \geq I_{розр}, \quad (6.15)$$

де $I_{розр}$ – розрахунковий струм шинопроводу.

У випадку схеми типу «блок трансформатор магістраль» розрахунковий струм приймають рівним номінальному струму цехового трансформатора;

- для розподільних шинопроводів типу ШРА:

$$I_{ном.ШРА} \geq I_{розр}; \quad (6.16)$$

2) за електродинамічною стійкістю струмам КЗ:

$$i_{y\delta} < i_{дин}, \quad (6.17)$$

де $i_{y\delta}$ - розрахунковий ударний струм КЗ на початку шинопроводу; $i_{дин}$ - струм динамічної стійкості, тобто допустимий ударний струм КЗ для даного типу шинопроводу;

3) за втратою напруги:

- для магістрального шинопроводу втрати напруги:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot \sum_{i=1}^n (I_{розр} \cdot l)}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi) \cdot 100\%, \quad (6.18)$$

де $\sum_{i=1}^n (I_{розр} \cdot l)$ - сума моментів струмових навантажень шинопроводу,

А км.

- для розподільчих шинопроводів з рівномірним навантаженням:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot I_{розр} \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi) \cdot 100\%. \quad (6.19)$$

6.4.3 Вибір і перевірка електричних апаратів напругою до 1кВ

В електричній мережі до 1кВ вибір комутаційно-захисної апаратури, захистів і перерізу провідників взаємопов'язаний.

Для захисту електричних мереж напругою до 1кВ застосовують автоматичні повітряні вимикачі і плавкі запобіжники.

ПУЕ регламентує в електроустановках до 1кВ за режимом КЗ перевіряти лише розподільні щити, струмопроводи і розподільні шафи.

Струмообмежувальні запобіжники й автомати, а також автомати, у яких струм вимикання перевищує найбільше можливе значення струму КЗ, не вимагають перевірки їх стійкості до наскрізних струмів КЗ (на електродинамічну стійкість).

Типи автоматів і запобіжників не вибирають, бо вони є елементами шаф розподільного пристрою НН ЦТП, СРШ, силових пунктів та збірок, шинопроводів, тому для автоматів вибирають номінальний струм автомата та розчеплювачів, струми спрацювання розчеплювачів, а для запобіжників – номінальний струм патрона та номінальний струм плавкої вставки.

Вибір автоматів та запобіжників зумовлений місцем їх встановлення в схемі електропостачання.

Найпростішими захисними апаратами є запобіжники. Вибір запобіжників і їх вставок здійснюється за умовами:

$$I_{ном.вст} \geq k_{відл} I_{max}; \quad (6.20)$$

$$I_{ном.вст} \geq \frac{I_{п}}{k_{пер}}; \quad (6.21)$$

$$I_{ном.вимкн} \geq I_{К.маx}^{(3)}, \quad (6.22)$$

де $I_{ном.вст}$ – номінальний струм вставки запобіжника; $I_{ном.вимкн}$ – номінальний струм вимкнення КЗ запобіжника; $k_{відл}$ – коефіцієнт відлаштування ($k_{відл} = 1,1...1,25$); $I_{К.маx}^{(3)}$ – струм трифазного металевого КЗ; $k_{пер}$ – коефіцієнт перевантаження ($k_{пер} = 2,5$ – при легких пусках; $k_{пер} = 1,6...2,0$ – при важких і частих пусках; $k_{пер} = 1,6$ – для відповідальних механізмів; $k_{пер} = 0,8...1,0$ – для електродвигунів з фазним ротором [4, 8]).

Досконалішими комутаційно-захисними апаратами є автоматичні вимикачі. Вибір автоматичних вимикачів зводиться до виконання умов:

$$I_{ном.розч} \geq k_{відл} I_{max}; \quad (6.23)$$

$$I_{ном.вимкн} \geq I_{К.маx}^{(3)}, \quad (6.24)$$

де $I_{ном.розч}$ – номінальний струм розчіплювача.

Значення $k_{відл}$ автоматичних вимикачів визначається з умов надійності відстроювання захисту від перевантажень і його неспрацювання (повернення) при (після) пуску або самозапуску.

Струмова відсічка автоматичного вимикача повинна бути відлаштована від пікового (пускового) струму:

$$I_{с.в} \geq k_n \cdot I_{п}, \quad (6.25)$$

де $I_{с.в}$ – струм спрацювання відсічки; k_n – коефіцієнт надійності відстроювання струмової відсічки.

Значення $k_{відс}$ і k_n для різних типів вимикачів наведені в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Розрахункові коефіцієнти автоматичних вимикачів

Тип автомата	Розчіплювач	$k_{відс}$	k_n
ВА, АВ	комбінований	1	2,1
ВА, АВ	напівпровідниковий	1,1	1,5

Розподільні пункти з вимикачами на вводі слід застосовувати лише при відсутності на початку лінії живлення вимикача з захистом, наприклад, при глухій відпаїці від магістрального шинопровода. В інших випадках рекомендується використовувати розподільні пункти з рубильниками на вводі.

6.5 Приклад розрахунку і вибір перерізів провідників СЕП

6.5.1 Приклад розрахунку низьковольтної розподільчої мережі

Схему внутрішнього електропостачання виконуємо кабельними лініями, що прокладаються у траншеї за радіальною схемою.

Згідно [1] використовуємо кабель марки АВБбшв.

Вибір перерізу кабелів виконуємо за розрахунковим струмом за умови:

$$I'_{дон} \geq I_{розр2} = \frac{S_{розр.ц}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (6.26)$$

де $S_{розр.ц}$ - повне розрахункове навантаження лінії, що живить цех, кВА;

$U_{ном}$ – напруга живлення електроприймачів $U_{ном} = 0,4$ кВ.

Допустимий тривалий струм для кабелів із врахуванням умов прокладання та відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов визначається з врахуванням поправкових коефіцієнтів:

$$I'_{дон} \leq K_{сер} \cdot K_{пр} \cdot K_{нопр} \cdot I_{дон}, \quad (6.27)$$

де K_{cep} - поправковий коефіцієнт на температуру середовища, приймаємо $K_{cep} = 1$; K_{np} - поправковий коефіцієнт на кількість працюючих кабелів, що лежать поряд у землі; $K_{нопр}$ - поправковий коефіцієнт для 4-х жильних проводів, якщо допустимі тривалі струми взяті як для 3-х жильних, приймаємо $K_{нопр} = 0,92$.

Результати розрахунків зводимо в таблицю 6.3.

Таблиця 6.3 – Розрахунок перерізу жил кабельних ліній

Кабельна лінія	$S_{p2} = S_{M.II},$ кВА	$I_{p2},$ А	$I_{дон},$ А	$I'_{дон},$ А	к-сть КЛ, шт	$s,$ мм ²
Цех №1	295,65	427,2	270	233,5	4	120
Цех №2	111,8	161,6	200	173	2	70
Цех №3	207,8	300,3	200	173	4	70

У таблиці 6.3 кількість КЛ вказана за умови забезпечення резервного живлення для електроприймачів II категорії надійності електропостачання (для цехів №1 і №3 дві робочі лінії і дві резервні, для цеху №2 – одна робоча і одна резервна).

Перевірку вибраних кабельних ліній на втрати напруги не проводимо, оскільки довжини КЛ незначні, а отже напруга у кінці лінії практично не буде відрізнятися від напруги на початку лінії.

6.5.2 Приклад розрахунку цехової мережі

Споживачами електроенергії в механічній дільниці є металообробні верстати, які за надійністю електропостачання відносяться до III категорії (за умовою). Всі електроприймачі розраховані на напругу 380 В промислової частоти. Для розподілу електроенергії до окремих електроприймачів передбачаємо встановлення силової розподільної шафи ущільненої конструкції з автоматичними вимикачами на лініях, що відходять. Приймаємо для механічної дільниці магістральну схему електропостачання з використанням модульних мереж. Така мережа складається з розміщених у підлозі магістральних труб і розгалужувальних коробок, над якими встановлені розгалужувальні колонки для живлення електроприймачів змінним струмом до 60 А на напрузі 380 В. Коробки для модульної мережі типу КМ-20М мають пиловодонепроникне виконання. Конструктивно коробки мають чотири отвори з патрубками у бокових стінках – два для магістралі і два для відгалуження.

Магістралі виконуємо одножильними нерозрізаними проводами АПВ. Лінії, що відходять від колонок до електроприймачів, виконуємо кабелями марки АБВГ у гнучких металорукавах.

Результати обчислень наводимо у таблиці 6.4.

Перевірку вибраних ліній на втрати напруги не проводимо, оскільки довжини їх незначні, а отже напруга у кінці лінії практично не буде відрізнятися від напруги на початку лінії.

Таблиця 6.4 – Розрахунок перерізів проводів силових електроприймачів механічної дільниці цеху №1.

Назва електроприймача	n , шт	$P_{одн}$, кВт	I_n , А	$I_{дон}$, А	S , мм ²
Верстат фрезерний	4	20,0	48	55	16
До РШ – Л1	4	$S_{p1} = 33,4 \text{кВА}$	48	55	16
Верстат токарний	2	14,0	29	37	8
До РШ – Л2	2	$S_{p2} = 9,3 \text{кВА}$	13,5	37	8
Вентилятор	1	20,0	48	55	16
До РШ – Л3	1	$S_{p3} = 16,4 \text{кВА}$	19,1	55	16
Освітлення	-	$S_p = 1,74 \text{кВА}$	2,52	19	2,5
До РШ – Л4	-	$S_{p4} = 1,74 \text{кВА}$	2,52	19	2,5
До РШ	-	$60,14 \text{кВА}$	87,0	95	35

6.6 Задачі для самостійного розв'язку

Прийнято рішення про те, що електрична мережа механічного цеху (рис. 6.10) виконується з використанням розподільного шинопроводу типу ШРА – 73 ($I_{ном.ш} = 250 \text{ А}$). Кабелі від ТП до шинопроводу будуть прокладені відкрито на конструкціях. Тип кабелів АБВГ. Під'єднання електроприймачів (ЕП) до шинопроводу здійснюється проводом АПВ в трубах.

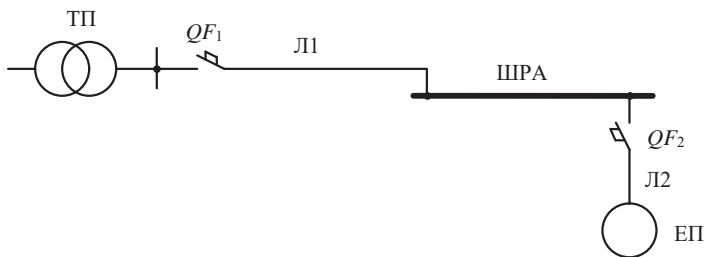


Рис. 6.10 – Схема цехової мережі

Необхідно:

1. Вибрати автоматичний вимикач QF_1 , визначити номінальний струм розчіплювача $I_{н.розч}$, струм спрацювання відсічки $I_{с.в}$.

Вибрати переріз жил кабелю типу АБВГ лінії Л1. Розрахунковий струм I_M , пусковий струм $I_{п}$ наведені в табл.6.5.

Таблиця 6.5 – Вихідні дані до розрахунку

Параметр	Позначення	Одиниця вимірювання	Значення				
			Варіант1	Варіант2	Варіант3	Варіант4	Варіант5
Розрахунковий струм	I_M	А	170	230	300	360	360
Коефіцієнт потужності	$\cos\varphi_M$	-	0,8	0,6	0,6	0,7	0,7
Пусковий струм	$I_{п}$	А	270	460	560	510	650
Номінальна потужність ЕП	P_H	кВт	30	55	75	45	80
Коефіцієнт потужності ЕП	$\cos\varphi_H$	-	1	0,9	0,9	0,92	0,92
Кратність пускового струму	$k_{п}$	-	1	5	5,5	6	6,5
Номінальна потужність трансформатора	$S_{НОМ.Т}$	кВ·А	630	1000	1000	1000	1600

2. Вибрати автоматичний вимикач QF_2 , для захисту ЕП з номінальною потужністю P_H , коефіцієнтом потужності $\cos\varphi_H$, кратністю пускового струму $k_{п}$. Визначити переріз проводу лінії Л2.

3. Перевірити вибрані перерізи ліній за допустимими втратами напруги, якщо довжини ліній Л1 і Л2 відповідно $l_1 = 40$ м, $l_2 = 35$ м. Довжина шинопроводу $l_{ш} = 100$ м.

7 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

7.1 Загальні вказівки

Однією з причин порушення нормального режиму роботи системи електропостачання є виникнення короткого замикання (КЗ) в мережі або в елементах електрообладнання внаслідок пошкодження ізоляції або неправильних дій обслуговуючого персоналу. Для зниження збитків, обумовлених виходом з ладу електрообладнання при протіканні струмів КЗ, а також швидкого відновлення нормального режиму роботи СЕП необхідно правильно визначити струми короткого замикання та вибрати електрообладнання, захисну апаратуру і засоби обмеження струмів КЗ.

Розрахунок струмів КЗ із урахуванням дійсних характеристик і дійсних режимів роботи всіх елементів системи електропостачання складний. Для вирішення більшості практичних завдань вводять припущення, які не дають суттєвих похибок: не враховують зміщення за фазою ЕРС різних джерел живлення, що входять у розрахункову схему; трифазна мережа приймається симетричною; не враховують струми навантаження; не враховують ємності та ємнісні струми в повітряних і кабельних мережах; не враховують насичення магнітних систем, що дозволяє вважати постійним й не залежним від струму індуктивний опір всіх елементів короткозамкненого кола; не враховують струми намагнічування трансформаторів.

У трифазній мережі розрізняють наступні види КЗ: трифазні, двофазні, однофазні й подвійні замикання на землю. Трифазні КЗ є симетричними, оскільки всі фази перебувають в однакових умовах. Всі інші види КЗ є несиметричними, оскільки при кожному з них фази перебувають не в однакових умовах і значення струмів і напруг спотворюються. Найпоширенішим видом КЗ є однофазні КЗ у мережах із глухо- і ефективно заземленою нейтраллю. Значно рідше виникають подвійні замикання на землю, тобто одночасне замикання на землю різних фаз у різних точках мережі, що працює з ізольованою нейтраллю.

Розрахункові умови КЗ (найбільш тяжкі умови для електроустановки) формуються на основі досвіду експлуатації електроустановок, аналізу відмов електрообладнання та наслідків КЗ, використання співвідношень параметрів режиму КЗ, які впливають з теорії перехідних процесів в електроустановках. Розрахункові умови КЗ визначають для кожного елемента електроустановки. Для однотипних по параметрах та схемі включення елементів допускається використовувати аналогічні розрахункові умови.

Розрахунковим видом КЗ для вибору або перевірки параметрів електроустановки зазвичай вважають трифазне КЗ. Однак для вибору або перевірки уставок релейного захисту й автоматики потрібне визначення й несиметричних струмів КЗ.

Під час перевірки електричних апаратів та жорстких шин разом з опорними конструкціями на електродинамічну стійкість розрахунковим

видом КЗ є трифазне КЗ. При цьому в загальному випадку допускається не враховувати механічні коливання шинних конструкцій.

Під час перевірки гнучких провідників на електродинамічну стійкість (тяжіння, небезпечне зближення та захльостування провідників) розрахунковим видом КЗ є двофазне КЗ. Розрахунок на захльостування повинен проводитися з врахуванням конструкції системи гнучких провідників, значення струму КЗ та розрахункової тривалості КЗ.

Під час перевірки провідників та електричних апаратів на термічну стійкість розрахунковим видом КЗ є трифазне КЗ. Під час перевірки на термічну стійкість провідників та апаратів в колах генераторної напруги електростанцій розрахунковим може бути також і двофазне КЗ, якщо воно обумовлює більше нагрівання провідників та апаратів, ніж трифазне КЗ.

Під час перевірки електричних апаратів на комутаційну здатність розрахунковим видом КЗ може бути трифазне або однофазне КЗ залежно від того, для якого виду КЗ струм КЗ буде мати найбільше значення. Якщо для вимикачів задається різна комутаційна здатність при трифазному та однофазному КЗ, то виконують перевірку окремо за кожним видом КЗ.

Згідно ПУЕ [6] допускається не перевіряти за режимом КЗ провідники та електричні апарати, які захищаються плавкими запобіжниками, а також провідники та апарати в колах малопотужних, невідповідальних споживачів, які мають резервування в електричній та технологічній частині. При цьому повинна бути виключена можливість вибуху або пожежі.

Розрахункова точка КЗ знаходиться безпосередньо з одного або іншого боку елемента електроустановки, який розглядається, залежно від того, коли для нього створюються важкі умови в режимі КЗ. Можливість подвійних КЗ на землю допускається не враховувати.

В закритих розподільчих пристроях провідники та електричні апарати, які розміщені до реактора, перевіряються виходячи з того, що розрахункова точка КЗ знаходиться за реактором, якщо вони відділені від збірних шин розділяючими полицями, а реактор знаходиться в тій же самій будівлі та всі з'єднання від реактора до збірних шин виконані шинами.

Розрахунок струму КЗ здійснюється з урахуванням підживлення точки КЗ високовольтними синхронними і асинхронними двигунами. Точки підживлення від двигунів, віддалених від точки КЗ на одну і більше трансформацію, не враховуються.

Під час перевірки провідників та електричних апаратів на термічну стійкість в якості розрахункової тривалості КЗ слід приймати суму часу дії струмового захисту (з врахуванням АПВ), який знаходиться найближче до місця КЗ вимикача та повного часу вимикання останнього. При наявності зони нечутливості основного захисту – по сумі часу дії захисту, який реагує на КЗ в даній зоні та повного часу вимкнення вимикача.

Струмопроводи та трансформатори струму в колах генераторів потужністю більше 60 МВт слід перевіряти на термічну стійкість. При цьому тривалість КЗ визначається як сума часу дії основного захисту (при установці

двох основних захистів) або резервного захисту (при установці одного основного захисту) та повного часу спрацювання вимикача на фідері генератора. Комутаційні електричні апарати в колах генераторів потужністю більше 60 МВт повинні перевірятись на термічну стійкість як за тривалістю дії струму КЗ, яка визначається основним швидкодіючим захистом, так і за часом спрацювання резервного захисту, якщо цей час перевищує номінальне паспортне значення.

Під час перевірки електричних апаратів на комутаційну спроможність у якості розрахункової тривалості КЗ слід приймати суму мінімально можливого часу дії релейного захисту даного фідера та власного часу вимкнення комутаційного апарата.

Під час перевірки кабелів на стійкість проти горіння при КЗ в якості розрахункової тривалості КЗ слід приймати суму часу дії резервного захисту та повного часу відмикання пошкодженого фідера.

7.2 Побудова розрахункової схеми та схеми заміщення

Для розрахунку струму КЗ складають розрахункову схему, яка відповідає нормальному режиму роботи СЕП. Розрахункова схема містить всі елементи електроустановки та частини енергосистеми, які до неї примикають, виходячи з умов, передбачених довготривалою роботою електроустановки з перспективою не менше ніж на 5 років після введення в експлуатацію. В окремих випадках в розрахункову схему вносять не всі елементи електроустановки, якщо при цьому розрахунком доведено можливість існування більш важких розрахункових умов. Наприклад, під час вводу в роботу після ремонту однієї з паралельних віток електроустановки.

Розрахункову схему складають на основі принципової схеми, виходячи з розрахункових умов (точки короткого замикання) і враховуючи прийняті припущення. Принципову схему складають згідно зі схемою комутації системи. Вона охоплює такі основні елементи: генератори, двигуни, силові трансформатори, автотрансформатори, реактори, повітряні та кабельні лінії. Навантаження в розрахунковій схемі враховують наближено – узагальненим навантаженням, увімкненим з низького боку трансформаторів.

Розрахункова схема повинна містити всі елементи електроенергетичної системи, які необхідно враховувати в даному розрахунку. Залежно від поставленої задачі в розрахункову схему можуть бути внесені або ні певні елементи досліджуваної системи. Так, наприклад, під час розрахунку початкового значення періодичної складової струму трифазного короткого замикання в мережах понад 1 кВ можуть не враховуватися двигуни потужністю менше 100 кВт, а також двигуни, які з'єднані з точкою КЗ через здвоєні струмообмежуючі реактори, автотрансформатори, триобмоткові трансформатори, трансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги. Частина досліджуваної системи, що містить джерела, для яких КЗ є віддаленим, і відповідні їм елементи

електричної мережі, може бути представлена у вигляді еквівалентного джерела незмінної напруги і опору (джерела необмеженої потужності). Залежно від призначення розрахунку розрахункова схема може містити ті або інші джерела і відрізнятися конфігурацією. Комутаційну апаратуру (вимикачі, роз'єднувачі), а також з'єднувальні кабелі та шини розподільчих пристроїв під час розрахунку струмів КЗ в мережі напругою вище 1 кВ не враховують через незначну величину їх опорів.

На розрахунковій схемі зображають всі елементи СЕП з позначенням типів та номінальних параметрів, які повинні бути враховані в короткозамкненому колі. В розрахункову схему вносять джерела живлення (живильну систему, генератори) та усі елементи СЕП (силові трансформатори, автотрансформатори, повітряні та кабельні лінії, реактори), через які проходить струм аварійного режиму. Додаткові джерела живлення точки КЗ - синхронні компенсатори та потужні синхронні двигуни (1 МВА і більше) - слід враховувати лише тоді, коли вони мають необхідну електричну віддаленість від місця КЗ і їх участь істотна. Асинхронне навантаження в розрахункову схему не вносять, його вплив враховують лише в тих випадках, коли воно ввімкнене безпосередньо в точці КЗ.

На розрахунковій схемі вказують номінальні параметри окремих елементів (рис. 7.1) та фіксуються розрахункові точки КЗ.

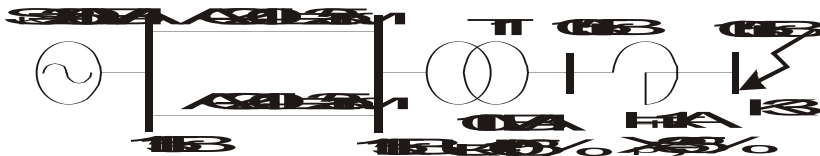


Рис. 7.1 – Розрахункова схема мережі

Зазвичай опори шин розподільчих пристроїв, електричних апаратів (вимикачів, трансформаторів струму тощо), кабельних та повітряних перемичок невеликої довжини не враховують, так як вони мають незначну величину.

За розрахунковою схемою складають однолінійну схему заміщення (рис. 7.2). Схемою заміщення називають електричну схему, яка згідно з вихідними даними відповідає розрахунковій схемі, в якій всі магнітні зв'язки замінено електричними. Складаючи схему заміщення всі без винятку елементи розрахункової схеми замінюють відповідними електричними опорами, а для джерел живлення, крім цього, вказують значення ЕРС. Під час складання схеми заміщення прямої послідовності всі джерела (генератори, системи нескінченної потужності, двигуни, узагальнене навантаження) вводяться своїми надперехідними ЕРС і реактивними опорами. Трансформатори, автотрансформатори, реактори і лінії вводяться в схему

заміщення своїми реактивними опорами. Вітки намагнічування в схему заміщення не вносять.

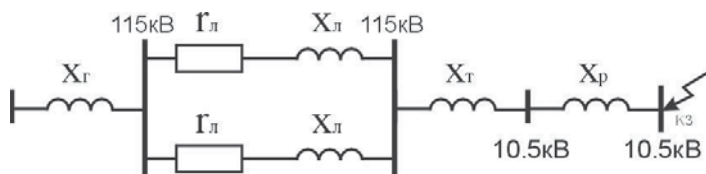


Рис. 7.2 – Схема заміщення розрахункової схеми

Кожен елемент схеми заміщення рекомендується позначати за допомогою дробу, в чисельнику якого розміщують буквенне позначення елемента, а в знаменнику – його числове значення, зведене до базових умов.

При цьому нерідко (особливо для високовольтних мереж) враховують лише індуктивні опори елементів, нехтуючи активними, унаслідок їх порівняно невеликої величини. Використання цього припущення спрощує розрахунок, не вносячи помітної похибки в результат.

Потреба врахування активних опорів може виникнути за необхідності визначення ударного струму $KЗ i_y$, величини аперіодичної складової i_{at} струму $KЗ$ для моментів часу не рівних 0, а також, якщо активний опір кола $KЗ$ перевищує 30% від відповідного реактивного опору (наприклад, у разі протяжної кабельної або повітряної мережі з невеликими перерізами провідників).

Під час розрахунку трифазних $KЗ$ складається схема заміщення прямої послідовності, а при розрахунках несиметричних $KЗ$ – також схеми заміщення зворотної і нульової послідовностей.

7.3 Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення короткозамкненого кола

7.3.1 Розрахунок вихідних параметрів елементів схеми заміщення

Під час розрахунку електромагнітних перехідних процесів аналітичним методом синхронні й асинхронні машини, узагальнені навантаження і системи необмеженої потужності звичайно представляються у схемах заміщення послідовно включеними ЕРС E і реактивними опорами X . Найчастіше схеми заміщення складаються для початкового моменту перехідного процесу, і в цьому випадку як ЕРС та реактивні опори приймають відповідні надперехідні ЕРС і опори, які обчислюють на основі каталожних даних елементів. Параметри, які попередньо слід вибрати з довідників, наведено в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 - Параметри основних елементів системи, необхідні для розрахунку

Елемент	Параметр		
	найменування	позначення	одиниці вимірювання
Двообмотковий трансформатор	Номінальна потужність	$S_{ном}$	МВА
	Номінальна напруга обмотки вищої напруги (ВН)	U_B	кВ
	Номінальна напруга обмотки нижчої напруги (НН)	U_H	кВ
	Напруга КЗ	u_K	%
	Втрати КЗ	ΔP_K	кВт
Триобмотковий трансформатор або автотрансформатор	Номінальна потужність	$S_{ном}$	МВА
	Номінальна потужність обмотки нижчої напруги ¹	$S_{номН}$	МВА
	Номінальна напруга обмотки вищої напруги (ВН)	U_B	кВ
	Номінальна напруга обмотки середньої напруги (СН)	U_C	кВ
	Номінальна напруга обмотки нижчої напруги (НН)	U_H	кВ
	Напруга КЗ ВН-СН ²	$u_{кв-с}$	%
	Напруга КЗ ВН-НН ²	$u_{кв-н}$	%
	Напруга КЗ СН-НН ²	$u_{кс-н}$	%
	Втрати КЗ ³	ΔP_K	кВт
	Втрати КЗ для пари обмоток ВН-СН ⁴	$\Delta P_{кв-с}$	кВт
	Втрати КЗ для пари обмоток ВН-НН ⁴	$\Delta P_{кв-н}$	кВт
	Втрати КЗ для пари обмоток СН-НН ⁴	$\Delta P_{кс-н}$	кВт
Однолінійний реактор	Номінальна напруга	$U_{ном}$	кВ
	Номінальний струм	$I_{ном}$	кА
	Номінальний індуктивний опір	x_p	Ом/км
	Номінальні втрати на фазу	ΔP	кВт

Продовження таблиці 7.1

Елемент	Параметр		
	найменування	позначення	одиниці вимірювання
Здвоєний реактор	Номінальна напруга	$U_{ном}$	кВ
	Номінальний струм	$I_{ном}$	кА
	Номінальний індуктивний опір	x_p	Ом/км
	Індуктивний опір на одну вітку	$x_{p0,5}$	Ом/км
	Номінальний коефіцієнт зв'язку	$K_{зв}$	
	Номінальні втрати на фазу	ΔP	кВт
Повітряні та кабельні ЛЕП	Індуктивний опір прямої послідовності	$x_{л1}$	Ом/км
	Індуктивний опір нульової послідовності	$x_{л0}$	Ом/км
	Активний опір прямої послідовності	$r_{л1}$	Ом/км
	Активний опір нульової послідовності	$r_{л0}$	Ом/км
	Довжина лінії	l	км
	Ємнісна провідність (прямої послідовності)	$b_{л1}$	См/км
Асинхронні двигуни	Номінальна потужність	$P_{ном}$	МВт
	Номінальна напруга	$U_{ном}$	кВ
	Номінальний коефіцієнт потужності	$\cos \varphi_{ном}$	
	Кратність пускового струму відносно номінального струму	$I_{*пуск}$	
	Кратність максимального моменту відносно номінального моменту	$M_{*пуск}$	
	Число пар полюсів	p	
	Момент інерції	$J = \frac{GD^2}{4}$	т·м ²
	Номінальне ковзання	$s_{ном}$	%
	Коефіцієнт корисної дії	η	%

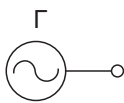
Продовження таблиці 7.1

Елемент	Параметр		
	найменування	позначення	одиниці вимірювання
Синхронні машини (генератори, компенсатори, електродвигуни)	Номінальна активна потужність	$P_{ном}$	МВт
	Номінальна напруга	$U_{ном}$	кВ
	Номінальний коефіцієнт потужності	$\cos \varphi_{ном}$	
	Коефіцієнт корисної дії	η	%
	Надперехідний опір по повздовжній осі	x_d''	
	Опір зворотної послідовності	x_2	
	Постійна часу затухання аперіодичної складової струму статора при трифазному КЗ на затискачах машини	$T_a^{(3)}$	с
	Момент інерції	$J = \frac{GD^2}{4}$	тм ²
	Число пар полюсів	p	

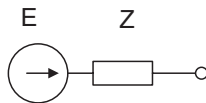
Примітки: ¹ – для автотрансформатора; ² – якщо потужності обмоток не однакові, то значення, що наводяться, стосуються потужності менш потужної обмотки; ³ – для триобмоткового трансформатора; ⁴ – для автотрансформатора (вказані значення стосуються потужності менш потужної обмотки).

1. Синхронні генератори і двигуни

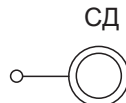
Розрахункова схема та схема заміщення генератора зображена на рисунку 7.3, а синхронного двигуна – на рисунку 7.4.



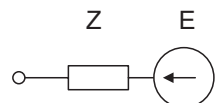
а)



б)



а)



б)

Рис. 7.3 – Синхронний генератор:
а) – розрахункова схема; б) - схема заміщення.

Рис. 7.4 – Синхронний двигун:
а) – розрахункова схема; б) - схема заміщення.

ЕРС синхронного генератора і двигуна приймається рівною його надперехідній ЕРС для моменту часу, що передував КЗ:

$$E_{*d}'' = \sqrt{\left(U_{*(0)} \pm I_{*(0)} x_{*d}'' \sin \varphi_{(0)} \right)^2 + \left(I_{*(0)} x_{*d}'' \cos \varphi_{(0)} \right)^2}, \quad (7.1)$$

де $U_{*(0)}, I_{*(0)}$ - напруга та струм вихідного режиму у відносних одиницях, зведені до номінальних умов джерела (генератора або двигуна); $\cos \varphi_{(0)}$ - коефіцієнт потужності у вихідному режимі; x_{*d}'' - надперехідний індуктивний опір синхронної машини по подовжній осі у відносних одиницях.

Знак «+» відповідає випадку синхронного генератора або двигуна, що працював до моменту КЗ з перезбудженням, а знак «-» - випадку синхронного двигуна, що працював з недозбудженням.

Напруга та струм вихідного режиму:

$$U_{*(0)} = \frac{U_{(0)}}{U_{ном}} \quad (7.2)$$

$$I_{*(0)} = I_{*(ном)(0)} = \frac{I_{(0)}}{I_{ном}} = \frac{P_{(0)} \cos \varphi_{ном}}{P_{ном} \cos \varphi_{(0)}}, \quad (7.3)$$

де $U_{(0)}$ - напруга, з якою працював двигун в момент перед КЗ, кВ; $I_{(0)}$ і $P_{(0)}$ - струм статора і активна потужність двигуна (генератора) в момент перед КЗ, кА і МВт, відповідно; $U_{ном}$ - номінальна напруга, кВ; $I_{ном}$ - номінальний струм статора, кА; $P_{ном}$ - номінальна активна потужність двигуна (генератора), МВт; $\varphi_{ном}$ - номінальне значення кута зсуву фаз напруги і струму двигуна (генератора).

За відсутності відомостей про режим двигуна (або генератора) у момент часу перед КЗ можна прийняти, що двигун (генератор) працював в номінальному режимі, тоді:

$$U_{*(0)} = 1 \text{ і } I_{*(0)} = 1. \quad (7.4)$$

Індуктивний опір схеми заміщення синхронної машини може бути прийнятий рівним її надперехідному опору по подовжній осі:

$$x_* = x_{*d}'', \quad (7.5)$$

а активний опір - опору обмотки статора машини постійного струму для нормованої робочої температури цієї обмотки. За відсутності даних про активний опір обмотки статора синхронної машини цей опір у відносних одиницях за номінальних умов може бути визначений як:

$$r_* = \frac{x_{2*(ном)}}{\omega_c T_a^{(3)}}, \quad (7.6)$$

де $x_{2*(ном)}$ - індуктивний опір зворотної послідовності синхронної машини, зведений до її номінальних параметрів у відносних одиницях; ω_c - синхронна кругова частота, рад; $T_a^{(3)}$ - постійна часу затухання аперіодичної складової струму статора при трифазному КЗ на затискачах машини, с.

Повна номінальна потужність синхронної машини, МВА:

- синхронного генератора:

$$S_{ном} = \frac{P_{ном}}{\cos \varphi_{ном}} \quad (7.7)$$

- синхронного двигуна:

$$S_{ном} = \frac{P_{ном}}{\cos \varphi_{ном} \eta_{ном}}, \quad (7.8)$$

де $\eta_{ном}$ - номінальний ККД двигуна у відносних одиницях.

У наближених розрахунках за відсутності інформації про паспортні дані і реальні режими роботи синхронних машин можна використовувати середні значення параметрів їх схем заміщення, наведені в таблиці 7.2.

Таблиця 7.2 - Середні значення параметрів схем заміщення синхронних машин за нормальних умов експлуатації [22]

Елемент	x_{*d}''	E_{*d}'''
Турбогенератор потужністю до 100 МВт	0,125	1,08
Турбогенератор потужністю від 100 до 500 МВт	0,2	1,13
Гідрогенератор з демпферними обмотками	0,2	1,13
Гідрогенератор без демпферних обмоток	0,27	1,18
Синхронний компенсатор	0,2	1,2
Синхронний двигун	0,2	1,1

Значення постійної часу $T_a^{(3)}$ можна прийняти для двигунів потужністю: до 1,6 МВт - $T_a^{(3)} = 0,05$ с; 2 ÷ 4 МВт - $T_a^{(3)} = 0,07$ с; понад 4 МВт - $T_a^{(3)} = 0,10$ с [3].

2 Синхронні компенсатори

Розрахункова схема та схема заміщення синхронного компенсатора аналогічна відповідним схемам синхронного двигуна.

ЕРС синхронного компенсатора [23]:

$$E_{*d(0)}'' = U_{*(0)} \pm I_{*(0)} x_{*d}'' , \quad (7.9)$$

де знак «+» стосується синхронних компенсаторів, які працювали до моменту КЗ в режимі з перезбудженням, а знак «-» - з недозбудженням.

Індуктивні і активні опори синхронних компенсаторів можуть бути знайдені з використанням виразів (7.5) і (7.6). За відсутності інформації про паспортні дані синхронного компенсатора величина надперехідного індуктивного опору компенсатора може бути прийнята за таблицею 7.2.

3. Асинхронні двигуни

Розрахункова схема та схема заміщення асинхронного двигуна зображена на рисунку 7.5.

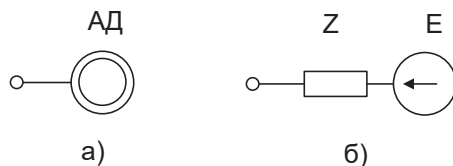


Рис. 7.5 – Асинхронний двигун:
а) – розрахункова схема; б) - схема заміщення

ЕРС асинхронного двигуна також приймається рівною його надперехідній ЕРС для моменту часу, що передував КЗ:

$$E_*'' = \sqrt{\left(U_{*(0)} - I_{*(0)} x_*'' \sin \varphi_{(0)} \right)^2 + \left(I_{*(0)} x_*'' \cos \varphi_{(0)} \right)^2} , \quad (7.10)$$

де x_*'' – надперехідний індуктивний опір двигуна у відносних одиницях:

$$x_*'' = \frac{1}{I_{*пуск}} , \quad (7.11)$$

де $I_{*пуск} = \frac{I_{пуск}}{I_{ном}}$ - кратність пускового струму двигуна стосовно до його номінального струму.

Індуктивний опір схеми заміщення асинхронного двигуна може бути прийнятий рівним його надперехідному опору:

$$x_* = x_*'' \quad (7.12)$$

Для асинхронних двигунів за відсутності необхідних початкових даних можна приблизно прийняти, що $E_*'' = 0,9$ і $x_* = 0,2$.

Активний опір асинхронного двигуна приймається рівним опору статора і може бути визначене за допомогою виразу:

$$r_* = \frac{x_*''}{\omega_c T_a^{(3)}}, \quad (7.13)$$

де $T_a^{(3)}$ - постійна часу затухання аперіодичної складової струму статора у випадку трифазного КЗ на затискачах асинхронного двигуна, с.

Активний опір статора асинхронного двигуна, [26]:

$$r_* = 0,3 \cdot (1 - \eta_{ном}) \cdot \cos \varphi_{ном}, \quad (7.14)$$

де $\eta_{ном}$ - номінальний ККД двигуна.

4 Система

Найвідділенішу частину електроенергетичної системи часто представляють у вигляді одного джерела енергії з незмінною по амплітуді ЕРС і результируючим еквівалентним опором. Таке джерело, зазвичай, називають системою. Розрахункова схема та схема заміщення системи зображена на рисунку 7.6.

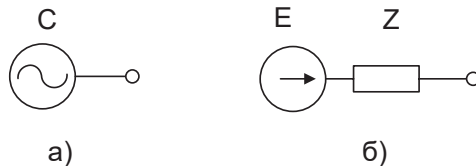


Рис. 7.6 – Система:

а) – розрахункова схема; б) - схема заміщення

Система, що задана сумарною потужністю джерел живлення і розрахунковим сумарним опором усіх елементів схеми, враховується як еквівалентний генератор сумарної потужності з розрахунковим опором.

У випадку живлення підприємства від системи нескінченної потужності, як правило, потужність живильної системи і її опір невідомі, а в якості вихідних даних приймають одну з умов:

- вважають, що потужність системи необмежена ($S_e = \infty$), точка КЗ значно віддалена від джерела живлення, опір системи до точки приєднання споживачів приймають рівним нулю;

- якщо відомі значення надперехідного I''_k і усталеного I_∞ струмів КЗ на шинах підстанції, що живить підприємство, то опір системи до точки КЗ визначають за значеннями цих струмів;

- якщо відомі типи вимикачів, установлених на підстанції, що живить підприємство, то приймають значення надперехідного струму на шинах підстанції рівним струму вимкнення вимикача і за цим струмом визначають опір системи від шин підстанції до джерела необмеженої потужності.

Дуже часто при розрахунках струмів КЗ виникає необхідність враховувати опір електричної мережі більш високого ієрархічного рівня. В такому випадку мережа замінюється еквівалентним генератором з номінальною потужністю короткого замикання S''_k .

Потужність КЗ є умовною величиною, яка приймається рівною:

$$S''_k = \sqrt{3} I''_k U_{ном} \quad \text{або} \quad S''_k = \sqrt{3} I''_k U_{сер.ном}. \quad (7.15)$$

ЕРС системи, кВ, приймають рівною номінальній напрузі $U_{ном}$ в точці під'єднання або середній номінальній напрузі мережі $U_{сер.ном}$ відповідного рівня напруги (залежно від виду зведення):

$$E = U_{ном} \quad \text{або} \quad E = U_{сер.ном}. \quad (7.16)$$

Індуктивний опір системи, Ом:

$$x = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} I''_k} \quad \text{або} \quad x = \frac{U_{сер.ном}}{\sqrt{3} I''_k}, \quad (7.17)$$

$$x = \frac{U_{ном}^2}{S''_k} \quad \text{або} \quad x = \frac{U_{сер.ном}^2}{S''_k}, \quad (7.18)$$

За відсутності інформації про величину струму або потужності КЗ індуктивний опір системи можна приблизно оцінити на основі даних про параметри вимикачів, встановлених на вузловій підстанції енергосистеми. Так, якщо відома величина номінального струму відключення цих вимикачів, то опір системи може бути визначений як:

$$x = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}I_{відкл.ном}} \quad \text{або} \quad x = \frac{U_{сер.ном}}{\sqrt{3}I_{відкл.ном}}. \quad (7.19)$$

Для системи можна приблизно прийняти $x/r = 10$ [3].

Опір системи у відносних одиницях при заданих струмах I'' і I_∞ визначають залежно від параметра $\beta'' = I''/I_\infty$ за розрахунковими кривими. Значення $x_* > 1$ варто приймати у випадку $\beta'' < 1$ лише для віддалених від енергосистеми точок, наприклад для кабельних або повітряних мереж 6-10 кВ, віддалених від джерела живлення декількома трансформаціями.

Якщо відомі технічні дані вимикача, встановленого на підстанції, то опір між джерелом необмеженої потужності й підстанцією, на якій встановлений вимикач, визначають за номінальним струмом вимкнення вимикача $I_{ном.в.}$, або за потужністю вимкнення вимикача $S_{ном.в.}$:

$$\left. \begin{aligned} x_* &= I_\phi / I_{ном.в.}; \\ x_* &= S_\phi / S''_к = S_\phi / S_{ном.в.} \end{aligned} \right\}, \quad (7.20)$$

де I_ϕ - базовий струм:

$$I_\phi = \frac{S_\phi}{\sqrt{3} \cdot U_\phi}. \quad (7.21)$$

В практичних розрахунках для системи необмеженої потужності можна прийняти: $E_{*c} = 1$, $x_c = 0$. Проте, таке припущення значно збільшує значення струму короткого замикання, що може зумовити неправильний вибір комутаційної апаратури виходячи з необхідності забезпечення виконання умови термічної та динамічної стійкості.

5 Комплексне навантаження

У загальному випадку навантаження може містити різні елементи (синхронні і асинхронні двигуни, лампи розжарювання, газорозрядні джерела світла, перетворювачі, електротермічні установки і ін.). Таке навантаження,

що містить різні елементи називається комплексним. Розрахункова схема та схема заміщення комплексного навантаження зображена на рисунку 7.7.

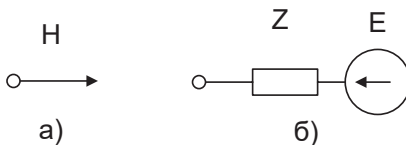


Рис. 7.7 – Комплексне навантаження:
а) – розрахункова схема; б) - схема заміщення

За відсутності даних про склад навантаження можна прийняти, що еквівалентна ЕРС такого навантаження, кВ, рівна:

$$E = E_* \cdot U_{ном}, \quad (7.22)$$

де E_* - ЕРС узагальненого навантаження у відносних одиницях: $E_* = 0,85$;
а його еквівалентний індуктивний опір, Ом:

$$x = x_* \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (7.23)$$

де x_* - опір узагальненого навантаження у відносних одиницях: $x_* = 0,35$;
 $U_{ном}$ - номінальна напруга в точці приєднання навантаження, кВ; $S_{ном}$ - номінальна потужність навантаження, МВА.

Еквівалентний активний опір навантаження, Ом, може бути приблизно прийнятий рівним [24]:

$$r = 2,5 \cdot x. \quad (7.24)$$

В наближених розрахунках допускається еквівалентування комплексного навантаження з представленням його у вигляді еквівалентної ЕРС і еквівалентного опору.

Таблиця 7.3 - Параметри елементів комплексного навантаження [25]

Споживачі комплексного навантаження	Значення еквівалентної ЕРС	$\cos \varphi$	Опір у відносних одиницях	
			прямої послідовності	зворотної послідовності
1	2	3	4	5
Синхронні двигуни напругою понад 1 кВ	1,074	0,9	0,04+j0,15	0,04+j0,15

Продовження таблиці 7.3

1	2	3	4	5
Синхронні двигуни напругою до 1 кВ	1,079	0,9	0,03+j0,16	0,03+j0,16
Асинхронні двигуни напругою понад 1 кВ	0,93	0,87	0,01+j0,17	0,01+j0,17
Асинхронні двигуни напругою до 1 кВ	0,9	0,8	0,07+j0,18	0,07+j0,18
Лампи розжарювання	0	1,0	1,0	1,33
Газорозрядні джерела світла	0	0,85	0,85+j0,53	0,382+j0,24
Перетворювачі	0	0,9	0,9+j0,45	1,66+j0,81
Електротермічні установки	0	0,9	1+j0,49	0,4+j0,2

Примітка. Складові опорів зведені до номінальної потужності навантаження і середньої номінальної напруги того ступеня напруги мережі, де воно приєднане.

6. Струмообмежуючі реактори

Розрахункова схема та схема заміщення одинарного (лінійного) реактора зображена на рисунку 7.8.

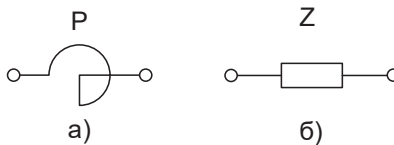


Рис. 7.8 – Одинарний реактор:
а) – розрахункова схема; б) - схема заміщення

Індуктивний опір одинарного струмообмежуючого реактора входить до складу його паспортних даних і, зазвичай, наводиться в іменованих одиницях (омах). Раніше діючі стандарти передбачали задання цього опору у відносних одиницях по відношенню до номінальних параметрів реактора.

Активний опір схеми заміщення одинарного струмообмежуючого реактора, Ом:

$$r = \frac{\Delta P}{I_{ном}^2} \cdot 10^3 \quad (7.25)$$

де ΔP - втрати активної потужності при номінальному струмі (на фазу), кВт;
 $I_{ном}$ - номінальний струм реактора, А.

Схема заміщення здвоєного струмообмежуючого реактора є трипроменевою зіркою (рис. 7.9).

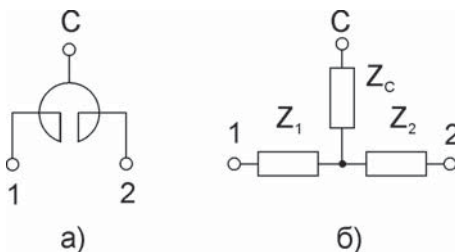


Рис. 7.9 - Здвоєний реактор:
а – розрахункова схема; б – схема заміщення

Індуктивний опір вітки з боку середнього затискача (тобто затискача, повернутого у бік джерела), Ом:

$$x_C = -k_{св} x_{ном}, \quad (7.26)$$

а індуктивні опори двох інших віток схеми заміщення, Ом:

$$x_1 = x_2 = (1 + k_{зв}) x_{ном}, \quad (7.27)$$

де $k_{зв}$ - коефіцієнт зв'язку між вітками реактора; $x_{ном}$ - номінальний індуктивний опір здвоєного реактора, Ом, тобто індуктивний опір однієї вітки реактора за відсутності струму в іншій вітці.

Активні опори схеми заміщення здвоєного реактора, Ом:

$$r_C = 0; \quad (7.28)$$

$$r_1 = r_2 = \frac{0,5 \cdot \Delta P}{I_{ном}^2} \cdot 10^3, \quad (7.29)$$

де ΔP - номінальні втрати активної потужності на фазу реактора, кВт;

$I_{ном}$ - номінальний струм реактора, А.

7 Трансформатори і автотрансформатори

Схему заміщення двообмоткового трансформатора можна представити у вигляді однієї вітки (рис. 7.10).

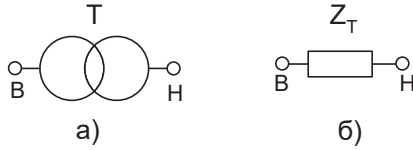


Рис. 7.10 - Двообмотковий трансформатор:
а – розрахункова схема; б – схема заміщення

Індуктивний опір схеми заміщення (для трансформаторів потужністю 1 МВА і більше) рівний:

$$x_* = \frac{u_{\kappa}}{100}, \quad (7.30)$$

де u_{κ} - напруга КЗ трансформатора %.

Активний опір схеми заміщення двообмоткового трансформатора:

$$r_* = \frac{\Delta P_{\kappa}}{1000 \cdot S_{ном}}, \quad (7.31)$$

де ΔP_{κ} - втрати активної потужності в режимі КЗ, кВт; $S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора, МВА.

Схему заміщення двообмоткового трансформатора з розщепленою обмоткою НН можна представити у вигляді трипроменевої зірки (рис. 7.11).

Однією із основних характеристик трансформаторів з розщепленою обмоткою є коефіцієнт розщеплення $K_{розщ}$. Він характеризує електромагнітний зв'язок між вторинними обмотками.

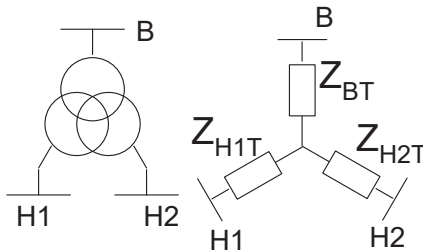


Рис. 7.11 - Двообмотковий трансформатор:
а – розрахункова схема; б – схема заміщення

Індуктивні опори:

$$x_{*n1} = x_{*n2} = \frac{u_{кВ-н1(н2),\%}}{100} \cdot \frac{K_{розц}}{2} \quad (7.32)$$

$$x_{*g} = \frac{u_{кв-н1(н2),\%}}{100} \cdot \left(1 - \frac{K_{розц}}{4} \right) \quad (7.33)$$

Активні опори:

$$r_{*g} = \frac{\Delta P_{к-}}{2 \cdot S_{ном}} \quad (7.34)$$

$$r_{*n1} = r_{*n2} = \frac{\Delta P_{к-}}{S_{ном}} \quad (7.35)$$

Особливістю конструкції є те, що вітки вторинних обмоток НН розміщені симетрично відносно обмотки ВН, одна на іншій на магнітопроводі трансформатора. За такого розташування обмоток магнітний зв'язок між ними практично відсутній, значення $K_{розц} \approx 3,5$.

Схема заміщення триобмоткового трансформатора і автотрансформатора є трипроменевою зіркою (рис. 7.12).

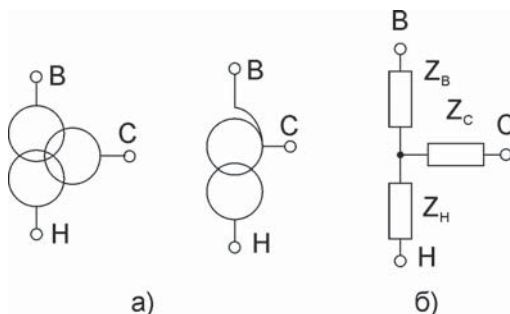


Рис. 7.12 - Триобмотковий трансформатор і автотрансформатор: а – розрахункові схеми; б – схема заміщення

Індуктивні опори її віток у відносних одиницях за номінальних умов:

$$x_{B*} = 0,005(u_{кВ-Н} + u_{кВ-С} - u_{кС-Н}); \quad (7.36)$$

$$x_{C*} = 0,005(u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н}); \quad (7.37)$$

$$x_{H*} = 0,005(u_{кВ-Н} + u_{кС-Н} - u_{кВ-С}), \quad (7.38)$$

де $u_{кВ-Н}$, $u_{кВ-С}$, $u_{кС-Н}$ - напруги КЗ відповідних пар обмоток %.

За концентричного розташування на магнітопроводі обмоток високої, середньої та низької напруги індуктивний опір однієї з віток схеми заміщення часто виявляється близьким до нуля.

Всі сучасні триобмоткові трансформатори випускаються із співвідношенням потужностей обмоток 100 % / 100 % / 100 %, проте раніше випущені можуть мати інші співвідношення потужностей, наприклад, 100 % / 100 % / 67%. У автотрансформаторів обмотка низької напруги, як правило, має меншу номінальну потужність (найчастіше 50% від номінальної потужності автотрансформатора).

Якщо потужності обмоток трансформатора або автотрансформатора не рівні між собою, то в каталогах і довідниках значення напруги КЗ можуть бути віднесені до потужності менш потужної обмотки. В цьому випадку необхідно заздалегідь здійснити зведення цих параметрів до номінальної потужності трансформатора або автотрансформатора:

$$u_k = u'_k \frac{S_{ном}}{S_{ном.обм}}, \quad (7.39)$$

де u_k - напруга КЗ, зведена до номінальної потужності трансформатора або автотрансформатора %; u'_k - напруга КЗ, зведена до номінальної потужності однієї з обмоток трансформатора або автотрансформатора %; $S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора або автотрансформатора, МВА; $S_{ном.обм}$ - номінальна потужність обмотки, до якої зведено значення, МВА.

Активні опори окремих віток схеми заміщення триобмоткового трансформатора і автотрансформатора, що має обмотку низької напруги:

$$r_{B*} = \frac{0,5(\Delta P_{кВ-С} + \Delta P_{кВ-Н} - \Delta P_{кС-Н})}{1000 \cdot S_{ном}}; \quad (7.40)$$

$$r_{C*} = \frac{0,5(\Delta P_{кВ-С} + \Delta P_{кС-Н} - \Delta P_{кВ-Н})}{1000 \cdot S_{ном}}; \quad (7.41)$$

$$r_{H*} = \frac{0,5(\Delta P_{кВ-Н} + \Delta P_{кС-Н} - \Delta P_{кВ-С})}{1000 \cdot S_{ном}}; \quad (7.42)$$

де $\Delta P_{кВ-С}$, $\Delta P_{кВ-Н}$, $\Delta P_{кС-Н}$ - втрати активної потужності в режимі КЗ відповідних пар обмоток, кВт; $S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора, МВА.

Якщо наведені в довіднику величини втрат КЗ для пар обмоток віднесені до потужності менш потужної обмотки, то перш, ніж розраховувати значення активних опорів, необхідно здійснити зведення цих величин до номінальної потужності автотрансформатора:

$$\Delta P_{\kappa} = \Delta P'_{\kappa} \left(\frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{ном.обм}}} \right)^2, \quad (7.43)$$

де ΔP_{κ} - втрати КЗ, зведені до номінальної потужності трансформатора або автотрансформатора, кВт; $\Delta P'_{\kappa}$ - втрати КЗ, зведені до номінальної потужності однієї з обмоток трансформатора або автотрансформатора, кВт.

Для триобмоткових трансформаторів у довідниках, зазвичай, задається одне значення втрат КЗ ΔP_{κ} для пар обмоток високої і середньої напруги або високої і низької напруги. За умови рівності номінальних потужностей обмоток трансформатора активні опори віток схеми заміщення:

$$r_{B^*} = r_{C^*} = r_{H^*} = 0,5r_*, \quad (7.44)$$

де r_* - сумарний активний опір відповідної пари обмоток.

Якщо номінальні потужності обмоток триобмоткового трансформатора не рівні між собою, то можуть використовуватися співвідношення, наведені в додатку (таблиця Є.1). Ці ж співвідношення можуть бути використані і для автотрансформатора.

8 Повітряні і кабельні лінії

Розрахункові схеми та схема заміщення ліній зображено на рисунку 7.13.

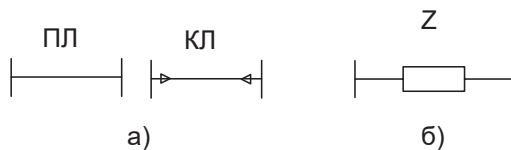


Рис. 7.13 – Повітряна та кабельна лінії:
а) – розрахункові схеми; б) - схема заміщення

Індуктивний та активний опори схеми заміщення повітряної або кабельної лінії, Ом:

$$x = x_0 L; \quad (7.45)$$

$$\mathbf{r} = \mathbf{r}_0 \mathbf{L}, \quad (7.46)$$

де \mathbf{x}_0 і \mathbf{r}_0 - питомі (погонні) індуктивний і активний опори прямої послідовності лінії, Ом/км; \mathbf{L} - довжина лінії, км.

Для повітряних ліній активний опір визначається аналогічно, як і для кабельних, а індуктивний залежить від конструкції лінії:

$$\mathbf{x}_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{2 \cdot D_{CP}}{d} + 0,016, \quad (7.47)$$

де D_{CP} – середньгеометрична відстань між фазами; d – діаметр проводу.

$$D_{CP} = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{CA}}. \quad (7.48)$$

Якщо провідники лінії розміщені:

- по вершинах рівнобедреного трикутника:

$$D_{CP} = D; \quad (7.49)$$

- в один ряд:

$$D_{CP} = 1,26 \cdot D \quad (7.50)$$

Величини питомих опорів \mathbf{x}_0 і \mathbf{r}_0 слід приймати за довідковими таблицями, враховуючи матеріал і переріз дротів і середньо геометричну відстань між фазами (для повітряних ліній). За відсутності відомостей про середню геометричну відстань між фазами питомий індуктивний опір може бути приблизно визначений за таблицями, складеними для усереднених значень середньої геометричної відстані між фазами, і наведеними в довідниковій літературі.

7.3.2 Зведення параметрів елементів короткозамкненого кола до базових умов

Реальні схеми, унаслідок наявності в них трансформаторів, мають декілька рівнів напруги, тому ЕРС і опори повинні бути визначені для одного рівня напруги - основного. Ця процедура називається зведенням параметрів елементів короткозамкненого кола до базових умов. Отже, визначення параметрів схеми заміщення полягає в зведенні опорів та ЕРС елементів різних ступенів трансформації розрахункової схеми до одного рівня, який приймають за основний (базовий).

При цьому слід мати на увазі, що розрахунок параметрів елементів короткозамкненого кола може бути виконаний в абсолютних і відносних одиницях, причому з використанням як точних коефіцієнтів трансформації, так і наближених. Як правило, в електричних мережах напругою вище 1 кВ використовують відносні одиниці, а іменовані – в мережах до 1 кВ. Використання відносних одиниць дозволяє спростити практичні розрахунки.

Під відносним значенням будь-якої величини розуміють її відношення до іншої однойменної величини, вибраної за одиницю вимірювання, яку називають базовою. У разі використання системи відносних одиниць необхідно заздалегідь вибрати або визначити значення базових величин.

Під час розрахунку електромагнітних перехідних процесів як базові використовують: базову потужність $S_{\bar{o}}$, базовий опір $Z_{\bar{o}}$, базову напругу $U_{\bar{o}}$ і базовий струм $I_{\bar{o}}$, які для трифазних систем зв'язані співвідношеннями:

$$S_{\bar{o}} = \sqrt{3}U_{\bar{o}}I_{\bar{o}}; \quad (7.51)$$

$$Z_{\bar{o}} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3}I_{\bar{o}}} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\bar{o}}}. \quad (7.52)$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}}. \quad (7.53)$$

Отже, незалежними є лише дві з перерахованих базових величин, а інші можуть бути визначені з використанням виразів (7.52) і (7.53).

Під час зведення параметрів до базових умов за базові величини приймають базову напругу (напругу рівня короткого замикання) та базову потужність, яка вибирається довільно (для зручності – приймають число, кратне десяти, або 100; інколи - номінальну потужність джерел живлення).

Відповідно до прийнятих базових умов відносні значення ЕРС, напруги, струму, потужності і опору запишемо як:

$$E_{*\bar{o}} = \frac{E}{U_{\bar{o}}}; \quad (7.54)$$

$$U_{*\bar{o}} = \frac{U}{U_{\bar{o}}}; \quad (7.55)$$

$$I_{*\bar{o}} = \frac{I}{I_{\bar{o}}}; \quad (7.56)$$

$$\mathbf{Z}_{*\bar{b}} = \frac{\mathbf{Z}}{\mathbf{Z}_{\bar{b}}}, \quad (7.57)$$

де символ "*" указує, що параметр виражений у відносних одиницях, а індекс "б" - що параметр зведений до базових умов; \mathbf{E} , U , I , S , \mathbf{Z} - ЕРС, напруга, струм, потужність і опір в іменованих одиницях.

Для зворотного переходу від відносних одиниць до іменованих використовують вирази:

$$\mathbf{E} = \mathbf{E}_{*\bar{b}} \mathbf{U}_{\bar{b}}; \quad (7.75)$$

$$\mathbf{U} = \mathbf{U}_{*\bar{b}} \mathbf{U}_{\bar{b}}; \quad (7.59)$$

$$\mathbf{I} = \mathbf{I}_{*\bar{b}} \mathbf{I}_{\bar{b}}; \quad (7.60)$$

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Z}_{*\bar{b}} \mathbf{Z}_{\bar{b}}. \quad (7.61)$$

Якщо параметри схеми заміщення виражені у відносних одиницях і зведені до номінальних умов, то їх можна виразити в іменованих одиницях:

$$\mathbf{E} = \mathbf{E}_* \mathbf{U}_{ном}; \quad (7.62)$$

$$\mathbf{I} = \mathbf{I}_* \cdot \mathbf{I}_{ном}, \quad (7.63)$$

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Z}_* \mathbf{Z}_{ном} \quad (7.64)$$

і відносних одиницях по відношенню до вибраних базових умов:

$$\mathbf{E}_{*(\bar{b})} = \mathbf{E}_* \frac{\mathbf{U}_{ном}}{\mathbf{U}_{\bar{b}}}; \quad (7.65)$$

$$\mathbf{Z}_{*(\bar{b})} = \mathbf{Z}_* \frac{\mathbf{Z}_{ном}}{\mathbf{Z}_{\bar{b}}}, \quad (7.66)$$

де $\mathbf{U}_{ном}$, $\mathbf{I}_{ном}$ – номінальна напруга та номінальний струм елемента; $\mathbf{Z}_{ном}$ – номінальний опір, виражений через номінальні параметри елемента схеми $\mathbf{U}_{ном}$ та $\mathbf{I}_{ном}$ або $\mathbf{U}_{ном}$ та $S_{ном}$, $\mathbf{Z}_{ном}$ - номінальний опір, який визначається:

- для реактора:

$$\mathbf{Z}_{ном} = \mathbf{U}_{ном} / \left(\sqrt{3} \mathbf{I}_{ном} \right); \quad (7.67)$$

- для інших елементів:

$$\mathbf{Z}_{ном} = \mathbf{U}_{ном}^2 / S_{ном}. \quad (7.68)$$

Кожен елемент, що входить до розрахункової схеми короткозамкненого кола, знаходиться на відповідному рівні напруги, а його параметри можуть бути виражені як в іменованих, так і у відносних одиницях. Для розрахунку струму КЗ необхідно в першу чергу виконати зведення параметрів елементів схеми заміщення до базових умов.

Зведення параметрів елементів до базових умов виконують в два етапи:

1) вихідний параметр, яким задається елемент, виражають в заданих умовах розрахунку одиницях;

2) виконують зведення по напрузі.

Розрахунок починають з вибору основного (базового) рівня напруги (це є рівень, на якому відбулось КЗ), що визначає коефіцієнти трансформації трансформаторів. Їх записують як відношення номінальних напруг трансформатора в напрямку від основного рівня до рівня, елементи якого зводять. Сумарний коефіцієнт трансформації під час зведення параметра елемента до базових умов обчислюється як добуток коефіцієнтів трансформації трансформаторів, які беруть участь у переході від рівня, на якому знаходиться елемент, до базового рівня.

Під час розрахунку струмів КЗ в іменованих (абсолютних) одиницях ЕРС джерел енергії, струми та опори елементів схеми заміщення виражають в цих одиницях за виразами:

$$\overset{\circ}{E} = E \cdot K; \quad (7.69)$$

$$\overset{\circ}{I} = I \cdot \frac{1}{K}; \quad (7.70)$$

$$\overset{\circ}{Z} = Z \cdot K^2, \quad (7.71)$$

де $\overset{\circ}{E}$, $\overset{\circ}{I}$, $\overset{\circ}{Z}$ – ЕРС, струм та опір, виражені в абсолютних одиницях та зведені до базового рівня напруги; E , I , Z - вихідні значення ЕРС, струму та опору елементів схеми, виражені в абсолютних одиницях; K – сумарний коефіцієнт трансформації трансформаторів, увімкнених між базовим рівнем напруги та рівнем, координати режиму чи параметри елементів якого зводять:

$$K = k_1 \cdot k_2 \cdot \dots \cdot k_n. \quad (7.72)$$

Зведення параметрів елементів схеми до базового рівня напруги виконують з використанням точних або наближених коефіцієнтів трансформації трансформаторів. У першому випадку (при точному зведенні) коефіцієнти трансформації записують як відношення фактичних значень

напруг. У другому (при наближеному зведенні) - дійсні значення напруг обмоток трансформаторів (автотрансформаторів), а також номінальні напруги всіх елементів (крім реакторів) розрахункової схеми, що знаходяться на одному рівні трансформації, замінюють напругою з ряду середніх напруг.

Шкала середніх напруг, виходячи з номінальних напруг мереж, має вигляд: 750; 515; 340; 230; 158; 115; 37; 24; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,4; 0,23; 0,127 кВ.

У випадку наближеного зведення коефіцієнт трансформації будь-якого трансформатора (автотрансформатора) дорівнює відношенню середніх напруг тих рівнів, які він зв'язує, а сумарний коефіцієнт трансформації визначається як відношення середніх напруг крайніх рівнів: основного рівня (рівня К3) та рівня, на якому знаходиться елемент. Розрахункові вирази при цьому спрощуються.

Для основного рівня напруги розраховують базисний струм:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3}U_{\bar{o}}}; \quad \text{або} \quad I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3}U_{\text{осн}}} \quad (7.73)$$

Формули зведення параметрів основних елементів схеми заміщення короткозамкненого кола до базових умов з використанням точних коефіцієнтів трансформації наведено в таблиці 7.4, а з використанням наближених коефіцієнтів трансформації – в таблиці 7.5.

Таблиця 7.4 – Зведення параметрів до базових умов з використанням точних коефіцієнтів трансформації

Зведення в іменованих базових одиницях	Зведення у відносних базових одиницях
1	2
Генератор, синхронний двигун	
$\overset{o}{E} = E_{*d}^{//} U_{\text{ном}} K$ $\overset{o}{x} = x_{*d}^{//} \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} K^2$	$\overset{o}{E}^{*\bar{o}} = E_{*d}^{//} (U_{\text{ном}} / U_{\bar{o}}) K$ $\overset{o}{x}^{*\bar{o}} = x_{*d}^{//} \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2} K^2$
Асинхронний двигун	
$\overset{o}{E} = E_{*}^{//} U_{\text{ном}} K$ $\overset{o}{x} = \frac{1}{I_{*\text{пущ}}} \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} K^2$	$\overset{o}{E}^{*\bar{o}} = E_{*}^{//} (U_{\text{ном}} / U_{\bar{o}}) K$ $\overset{o}{x}^{*\bar{o}} = \frac{1}{I_{*\text{пущ}}} \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2} K^2$

Продовження таблиці 7.4

1	2
Навантаження	
${}^o E = E_{*н} U_{ном} K$ ${}^o x = x_{*н} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} K^2$	${}^o E^{*б} = E_{*н} (U_{ном} / U_{б}) K$ ${}^o x^{*б} = x_{*н} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \frac{S_{б}}{U_{б}^2} K^2$
Двообмотковий трансформатор	
${}^o x = \frac{u_{к\%}}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} K^2$	${}^o x^{*б} = \frac{u_{к\%}}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \frac{S_{б}}{U_{б}^2} K^2$
Триобмотковий трансформатор, автотрансформатор	
${}^o x_{в} = \frac{1}{2} \frac{u_{кв-н} + u_{кв-с} - u_{кв-н}}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} K^2$ ${}^o x_{с} = \frac{1}{2} \frac{u_{кв-с} + u_{кв-н} - u_{кв-н}}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} K^2$ ${}^o x_{н} = \frac{1}{2} \frac{u_{кв-н} + u_{кв-н} - u_{кв-с}}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} K^2$	${}^o x_{в^{*б}} = \frac{1}{2} \frac{u_{кв-н} + u_{кв-с} - u_{кв-н}}{100} \times$ $\times \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \frac{S_{б}}{U_{б}^2} K^2$ ${}^o x_{с^{*б}} = \frac{1}{2} \frac{u_{кв-с} + u_{кв-н} - u_{кв-н}}{100} \times$ $\times \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \frac{S_{б}}{U_{б}^2} K^2$ ${}^o x_{н^{*б}} = \frac{1}{2} \frac{u_{кв-н} + u_{кв-н} - u_{кв-с}}{100} \times$ $\times \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \frac{S_{б}}{U_{б}^2} K^2$
Двообмотковий трансформатор з розщепленими обмотками /трифазний/	
${}^o x_{в} = \frac{u_{кв-н1(н2)}}{100} \left(1 - \frac{K_{розц}}{4} \right) \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} K^2$ ${}^o x_{н1} = {}^o x_{н2} = \frac{u_{кв-н1(н2)}}{100} \frac{K_{розц}}{2} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} K^2$	${}^o x_{в^{*б}} = \frac{u_{кв-н1(н2)}}{100} \left(1 - \frac{K_{розц}}{4} \right) \times$ $\times \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \frac{S_{б}}{U_{б}^2} K^2$ ${}^o x_{н1^{*б}} = {}^o x_{н2^{*б}} = \frac{u_{кв-н1(н2)}}{100} \frac{K_{розц}}{2} \times$ $\times \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \frac{S_{б}}{U_{б}^2} K^2$

Продовження таблиці 7.4

1	2
Лінія	
$\overset{o}{x} = x_{01} l \cdot K^2$	$\overset{o}{x}_{*\delta} = x_{01} l \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} K^2$
Реактор	
$\overset{o}{x} = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} I_{ном}} K^2$	$\overset{o}{x}_{*\delta} = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} I_{ном}} \frac{\sqrt{3} I_{\delta}}{U_{\delta}} K^2$
Двоений реактор	
$\overset{o}{x}_3 = -K_{3\delta} x_p K^2$ $\overset{o}{x}_1 = \overset{o}{x}_2 = (1 + K_{3\delta}) x_p K^2$	$\overset{o}{x}_{3*\delta} = -K_{3\delta} x_p \frac{\sqrt{3} I_{\delta}}{U_{\delta}} K^2$ $\overset{o}{x}_{1*\delta} = \overset{o}{x}_{2*\delta} = (1 + K_{3\delta}) x_p \frac{\sqrt{3} I_{\delta}}{U_{\delta}} K^2$
Система	
$\overset{o}{E} = E_{*c} U_{ном} K$ $\overset{o}{x} = x_{*c} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} K^2$ або $\overset{o}{x} = x_c K^2$	$\overset{o}{E}_{*\delta} = E_{*c} \left(\frac{U_{ном}}{U_{\delta}} \right) K$ $\overset{o}{x}_{*\delta} = x_{*c} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} K^2$ або $\overset{o}{x}_{*\delta} = x_c \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} K^2$

Таблиця 7.5 – Зведення параметрів до базових умов з використанням наближених коефіцієнтів трансформації

Зведення в іменованих базових одиницях	Зведення у відносних базових одиницях
1	2
Генератор, синхронний двигун	
$\overset{o}{E} = E_{*d}'' U_{осн}$	$\overset{o}{E}_{*\delta} = E_{*d}''$
$\overset{o}{x} = x_{*d}'' \frac{U_{осн}^2}{S_{ном}}$	$\overset{o}{x}_{*\delta} = x_{*d}'' \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$
Асинхронний двигун	
$\overset{o}{E} = E_{*d}'' U_{осн}$	$\overset{o}{E}_{*\delta} = E_{*d}''$

Продовження таблиці 7.5

1	2
$x = \frac{1}{I_{*пущк}} \frac{U_{осн}^2}{S_{ном}}$	$x^{*б} = \frac{1}{I_{*пущк}} \frac{S_{б}}{S_{ном}}$
Навантаження	
$E = E_{*н} U_{осн} \quad x = x_{*н} \frac{U_{осн}^2}{S_{ном}}$	$E^{*б} = E_{*н} \quad x^{*б} = x_{*н} \frac{S_{б}}{S_{ном}}$
Двообмотковий трансформатор	
$x = \frac{u_{k\%}}{100} \frac{U_{осн}^2}{S_{ном}}$	$x^{*б} = \frac{u_{k\%}}{100} \frac{S_{б}}{S_{ном}}$
Триобмотковий трансформатор, автотрансформатор	
$x_{в} = \frac{1}{2} \frac{u_{кв-н} + u_{кв-с} - u_{кв-н}}{100} \frac{U_{осн}^2}{S_{ном}}$	$x_{в^{*б}} = \frac{1}{2} \frac{u_{кв-н} + u_{кв-с} - u_{кв-н}}{100} \frac{S_{б}}{S_{ном}}$
$x_{с} = \frac{1}{2} \frac{u_{кв-с} + u_{кв-н} - u_{кв-н}}{100} \frac{U_{осн}^2}{S_{ном}}$	$x_{с^{*б}} = \frac{1}{2} \frac{u_{кв-с} + u_{кв-н} - u_{кв-н}}{100} \frac{S_{б}}{S_{ном}}$
$x_{н} = \frac{1}{2} \frac{u_{кв-н} + u_{кв-с} - u_{кв-с}}{100} \frac{U_{осн}^2}{S_{ном}}$	$x_{с^{*б}} = \frac{1}{2} \frac{u_{кв-н} + u_{кв-с} - u_{кв-с}}{100} \frac{S_{б}}{S_{ном}}$
Двообмотковий трансформатор з розщепленими обмотками /трифазний/	
$x_{в} = \frac{u_{кв-н1(n2)}}{100} \left(1 - \frac{K_{розц}}{4} \right) \frac{U_{осн}^2}{S_{ном}}$	$x_{в^{*б}} = \frac{u_{кв-н1(n2)}}{100} \left(1 - \frac{K_{розц}}{4} \right) \frac{S_{б}}{S_{ном}}$
$x_{н1} = x_{н2} = \frac{u_{кв-н1(n2)}}{100} \frac{K_{розц}}{2} \frac{U_{осн}^2}{S_{ном}}$	$x_{н1^{*б}} = x_{н2^{*б}} = \frac{u_{кв-н1(n2)}}{100} \frac{K_{розц}}{2} \frac{S_{б}}{S_{ном}}$
Лінія	
$x = x_{01} l \cdot \left(\frac{U_{осн}}{U_{сер}} \right)^2$	$x^{*б} = x_{01} l \frac{S_{б}}{U_{сер}^2}$
Реактор	
$x = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} I_{ном}} \left(\frac{U_{осн}}{U_{сер}} \right)^2$	$x^{*б} = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} I_{ном}} \frac{\sqrt{3} I_{б} \cdot U_{осн}}{U_{сер}^2}$

Продовження таблиці 7.5

1	2
Здвоєний реактор	
$x_3^o = -K_{3\bar{6}} x_p \left(\frac{U_{осн}}{U_{сер}} \right)^2$ $x_1^o = x_2^o = (1 + K_{3\bar{6}}) x_p \left(\frac{U_{осн}}{U_{сер}} \right)^2$	$x_{3*\bar{6}}^o = -K_{3\bar{6}} x_p \frac{\sqrt{3} I_{\bar{6}} \cdot U_{осн}}{U_{сер}^2}$ $x_{1*\bar{6}}^o = x_{2*\bar{6}}^o = (1 + K_{3\bar{6}}) x_p \frac{\sqrt{3} I_{\bar{6}} \cdot U_{осн}}{U_{сер}^2}$
Система	
$\vec{E}^o = E_{*c} U_{осн}$ $x = x_{*c} \frac{U_{осн}^2}{S_{ном}}$ $x = x_c \left(\frac{U_{осн}}{U_{сер}} \right)^2$	$\vec{E}^{*o} = E_{*c}$ $x^{*o} = x_{*c} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном}} \quad \text{або} \quad x^{*o} = x_c \frac{S_{\bar{6}}}{U_{сер}^2}$

Якщо автотрансформатори або трансформатори мають широкий діапазон регулювання напруги під навантаження /РПН/ або спеціальні регулюючі пристрої, то параметри елементів схеми заміщення короткозамкненого кола рекомендується зводити до базових умов за дійсними коефіцієнтами трансформації.

Струми та напруги, обчислені для схеми, параметри якої виражені у системі відносних одиниць, також будуть виражені в іменованих одиницях. Для знаходження значень струмів і напруг в іменованих одиницях необхідно помножити їх відносні значення на відповідні базові величини.

7.4 Перетворення схеми заміщення відносно точки короткого замикання

Метою перетворення схеми заміщення є визначення результуючих опорів і ЕРС кожної групи однотипних джерел, приблизно однакових по потужності, які перебувають в однакових умовах з погляду їх електричної віддаленості від точки КЗ. Отримана при цьому спрощена схема заміщення має вигляд багатопроменевої зірки.

Перетворення схеми заміщення до найпростішого вигляду відносно точки КЗ виконується шляхом використання різних способів, відомих в теорії лінійних кіл: перетворення трикутника опорів у зірку і навпаки, заміна паралельних віток, що містять ЕРС, однією еквівалентною, використання коефіцієнтів струморозподілу тощо.

Визначення результуючого опору та результуючої ЕРС схеми заміщення необхідне для розрахунку струму короткого замикання в колі. Воно полягає у поступовому перетворенні схеми до одного еквівалентного елемента, який має опір $X_{рез}$ або $R_{рез}$ і $X_{рез}$ та ЕРС $E_{рез}$, що радіально з'єднаний з точкою КЗ.

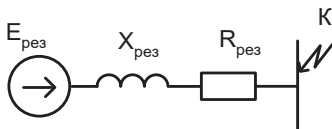


Рис. 7.14 - Схеми заміщення, зведена до найпростішого виду.

Для спрощення схеми заміщення до найпростішого виду:

- паралельно або послідовно увімкнені опори елементів замінюють одним еквівалентним;
- перетворюють трикутник в еквівалентну зірку (зірку - в трикутник);
- замінюють одним еквівалентним джерелом два або кілька джерел живлення (наприклад, об'єднання двох електричних станцій).

Перетворення (згортання) схеми виконується у напрямку від джерела живлення до точки КЗ.

Для зведення до найпростішого вигляду схеми заміщення з декількома джерелами виконують заміну окремих генеруючих віток з ЕРС E_1, E_2, \dots, E_n і опорам X_1, X_2, \dots, X_n однією еквівалентною генеруючою віткою, ЕРС і опір якої визначають за формулами:

$$E_{рез} = \frac{\sum_{i=1}^n E_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n Y_i}, \quad X_{рез} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n Y_i}, \quad (7.74)$$

де Y_i — провідності віток.

У випадку двох генеруючих вітках:

$$E_{рез} = \frac{E_1 \cdot X_2 + E_2 \cdot X_1}{X_1 + X_2}, \quad X_{рез} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}. \quad (7.75)$$

7.5 Розрахунок струму КЗ в мережі вище 1 кВ

7.5.1 Розрахунок струму симетричного короткого замикання

Залежно від потужності джерела живлення підприємства під час розрахунку струмів КЗ виділяють два характерних випадки: КЗ у колах, що живляться від системи нескінченної потужності, і КЗ поблизу генератора

обмеженої потужності. Системою нескінченної потужності умовно вважають джерело, напруга на шинах якого залишається практично незмінною за будь-яких змін струму в приєднаному до нього колі. Відмінною рисою такого джерела є малий власний опір порівняно з опором кола КЗ.

Для систем електропостачання промислових підприємств типовим випадком є живлення від джерела необмеженої потужності. У цьому випадку можна вважати, що в точці КЗ амплітуда періодичної складової струму КЗ у часі не змінюється, а отже, залишається також незмінним протягом усього процесу КЗ і її діюче значення: $I_{n0}^{(3)} = I_{n,t}^{(3)} = I_{\infty}$.

Якщо на підприємстві є власне джерело живлення (зазвичай, ТЕЦ), або живлення здійснюється від джерел, розташованих поблизу даного підприємства, то $I_{n0}^{(3)} \neq I_{nt}^{(3)} \neq I_{\infty}$ й значення періодичної складової струму КЗ у момент часу t варто визначати за кривими.

Розрахунок струмів КЗ в установках напругою вище 1 кВ має ряд особливостей порівняно з розрахунком струмів КЗ в установках напругою до 1 кВ. Ці особливості полягають у наступному:

- активні опори елементів системи електропостачання при визначенні струму КЗ не враховують, якщо виконується умова: $r_{pez} < x_{pez} / 3$, де r_{pez} , x_{pez} - сумарні активний й реактивний опори віток короткозамкненого кола до точки КЗ;

- під час визначення струму КЗ враховують підживлення від двигунів високої напруги: складову струму зумовлену підживленням точки КЗ від синхронних двигунів враховують як в ударному, так і у вимикаючому струмі КЗ; підживлення від асинхронних двигунів - лише в ударному струмі КЗ.

Розрахунок струму КЗ необхідний для вибору та перевірки електрообладнання і струмопровідних частин, вибору засобів обмеження аварійних струмів, проектування та налагодження пристроїв захисту і автоматики.

Під час розрахунку струмів КЗ визначають:

- початкове значення надперехідного струму КЗ I_k'' ;
- ударний струм КЗ i_y для перевірки електричних апаратів, шин та ізоляторів на динамічну стійкість,
- діюче значення повного струму КЗ I_y для перевірки електроапаратів на стійкість протягом першого періоду процесу КЗ;
- усталене значення струму КЗ I_{∞} для перевірки термічної стійкості електроапаратів, шин, ізоляторів та кабелів;
- значення струму КЗ для різних моментів часу i_{kt} для вибору вимикачів високої напруги та налагодження релейного захисту;
- потужність КЗ S_k'' для перевірки вимикачів за гранично допустимою вимикаючою потужністю.

У випадку розрахунку в мережах з номінальною напругою понад 1 кВ базова потужність задається в мегавольтамперах, базова напруга - в кіловольтах, базовий струм в – кілоамперах, а опір - в омах.

Початкове надперехідне значення струму КЗ визначають за відомими результуючим опором та ЕРС схеми заміщення, зведеної до найпростішого вигляду, з урахуванням одиниць зведення параметрів елементів до базових умов:

$$I''_K = \frac{E_{рез}}{\sqrt{3} \cdot X_{рез}} \quad \text{або} \quad I''_{*K} = \frac{E^*_{рез}}{X^*_{рез}} \quad (7.76)$$

Найбільший практичний інтерес під час проектування електричної частини станцій та підстанцій, та вибору електричних апаратів представляє ударний струм короткого замикання.

Ударним струмом КЗ називають найбільше миттєве значення струму.

У будь-якому випадку струм КЗ досягає свого найбільшого значення за півперіода напруги мережі.

Ударний струм КЗ визначають за відомим значенням надперехідного струму КЗ та ударним коефіцієнтом, який обраховують або приймають усереднено:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I''_K, \quad (7.77)$$

де k_y - ударний коефіцієнт. Фізична суть ударного коефіцієнту – враховує участь аперіодичної складової струму КЗ в утворенні ударного струму. Ударний коефіцієнт залежить від місця КЗ (параметрів мережі):

$$k_{y0} = 1 + e^{-0,01/T_a} \quad (7.78)$$

де T_a – постійна часу згасання аперіодичного струму, с;

$$T_a = \frac{X_{рез}}{2\pi \cdot f \cdot R_{рез}}. \quad (7.79)$$

Ударний коефіцієнт змінюється у межах: $1 < k_y < 2$.

В практичних розрахунках приймають:

- $k_y = 1,8$ – у випадку КЗ на шинах підстанцій мережі живлення;

- $k_y = 1,37$ - у випадку КЗ в розподільчій мережі СЕП.

Діюче значення повного струму КЗ:

$$I_y = I_k'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2}. \quad (7.80)$$

Наявність у системі електропостачання високовольтних двигунів зумовлює збільшення струму КЗ за рахунок підживлення місця КЗ. В разі використання високовольтних двигунів враховується їх вплив на значення струму КЗ, але лише для рівня шин, від яких вони живляться. Якщо від шин живляться двигуни різного виду (асинхронні і синхронні з різними параметрами), то їх враховують індивідуально кожний.

Повне початкове значення періодичної складової струму КЗ від синхронних двигунів визначають арифметичним підсумовуванням струмів КЗ від джерела живлення й синхронних двигунів. Надперехідний струм I_{CD}'' , синхронного двигуна (періодична складова струму КЗ у початковий момент часу) визначають із виразу:

$$I_{CD}'' = \frac{E_{*d}'' \cdot I_{ном.СД}}{x_{*d}''}, \quad (7.81)$$

де $I_{ном.СД}$ - номінальний струм двигуна, А; x_{*d}'' - надперехідний реактивний опір двигуна по поздовжній осі; E_{*d}'' - приведені значення надперехідної ЕРС у відносних одиницях у початковий момент КЗ.

Максимальний струм підживлення від асинхронних двигунів:

$$I_{AD}'' = \sqrt{2} \cdot \frac{0,9}{x_{AD*}} \cdot I_{номAD}, \quad (7.82)$$

де x_{AD*} — розрахунковий індуктивний опір двигуна, у відносних одиницях (якщо прийняти середнє значення $x_{AD*} = 0,2$, то в орієнтовних розрахунках I_{AD}'' дорівнює $6,5 \cdot I_{номAD}$).

Якщо джерелом живлення підприємства є, крім системи нескінченної потужності, генератори, то в розрахунках не можна приймати рівність $I_{n0}^{(3)} = I_{\infty}$, оскільки це приведе до значних похибок.

Струм КЗ у початковий момент часу складається зі струму КЗ від системи нескінченної потужності й періодичної складової струму КЗ від генераторів у момент часу $t = 0$.

Перетворена схема заміщення щодо точки КЗ може в загальному випадку може мати будь-яку кількість віток, що визначається кількістю джерел живлення.

За наявності двох і більше джерел живлення (або генеруючих віток - високовольтних двигунів в режимі КЗ) можлива їхня заміна еквівалентним джерелом, якщо вони перебувають приблизно в однакових умовах стосовно місця КЗ.

За необхідності визначення струмів КЗ для моментів часу $t > 0$, в практичних розрахунках рекомендується визначати періодичну складову струму КЗ за розрахунковими кривими.

7.5.2 Розрахунок струму несиметричного КЗ

Розрахунок струмів несиметричних КЗ виконують методом симетричних складових з використанням схем заміщення прямої, зворотної та нульової послідовностей.

Схема заміщення прямої послідовності аналогічна схемі заміщення для розрахунку трифазного КЗ. Схема заміщення зворотної послідовності аналогічна схемі заміщення прямої послідовності, але всі ЕРС покладаються рівними нулю, а електричні машини представляються своїми опорами зворотної послідовності. Допускається вважати, що опори прямої і зворотної послідовностей електродвигунів, віддалених від точки КЗ, однакові. Опір зворотної послідовності трансформаторів, реакторів, повітряних і кабельних ліній слід приймати рівним опору прямої послідовності.

Система струмів нульової послідовності різко відрізняється від систем прямої і зворотної послідовностей тим, що магнітні потоки струмів нульової послідовності замикаються іншими шляхами, внаслідок чого опори нульової послідовності істотно відрізняються від відповідних опорів двох інших послідовностей. У схему заміщення нульової послідовності вводять лише ті контури з елементами розрахункової схеми, в яких можлива, починаючи від точки КЗ, циркуляція струмів нульової послідовності.

Реактивний опір нульової послідовності трансформатора в значній мірі визначається його конструкцією і з'єднанням обмоток, яке визначає шлях циркуляції магнітних потоків нульової послідовності. З боку обмоток, з'єднаних в трикутник або зірку без нейтралі реактивний опір нульової послідовності близький до нескінченності. Отже, необхідно мати на увазі, що якщо обмотка трансформатора, звернена до точки КЗ, з'єднана в трикутник або в зірку з незаземленою нейтраллю, то наступні за ним елементи розрахункової схеми в схему заміщення нульової послідовності не входять.

Струми нульової послідовності повітряної лінії замикаються через землю, використовуючи заземлені кола, розташовані паралельно до даної лінії. Слід пам'ятати, що такі блукаючі струми зумовлюють корозію металу і наведення перешкод у лініях зв'язку. У розрахунках струмів однофазних КЗ в мережах 110-220 кВ слід враховувати взаємодукацію між ЛЕП однієї або різних напруг, що знаходяться на невеликій відстані один від одного. Якщо

під час проходження струму прямої або зворотної послідовності взаємоіндукція з іншими фазами зумовлює зменшення опору фази (сума магнітних потоків фаз цих послідовностей рівна 0), то для струмів нульової послідовності опір нульової послідовності кожного кола збільшується завдяки взаємоіндуктивності, яка порівнянна з індуктивністю кола.

Індуктивний опір нульової послідовності повітряної лінії визначається з врахуванням коефіцієнта n , що залежить від її конструктивного виконання:

$$x_{л0} = n \cdot x_{л1}. \quad (7.83)$$

Коефіцієнт n має такі значення [25]:

– для однокової лінії без тросів	– 3,5
те ж зі сталевими тросами	– 3,0
те ж зі сталевоалюмінієвими тросами	– 2,0
– для двокової лінії без тросів	– 5,5
те ж зі сталевими тросами	– 4,7
те ж з сталевоалюмінієвими тросами	– 3,0

Струм прямої послідовності особливої фази в місці КЗ при будь-якому несиметричному короткому замиканні визначається за формулою:

$$I_{A1}^{(n)} = \frac{E_{pez1}}{X_{pez1} + \Delta X^{(n)}}, \quad (7.84)$$

де E_{pez1} - результуюча ЕРС прямої послідовності; X_{pez1} - результуючий опір прямої послідовності; $\Delta X^{(n)}$ - додатковий опір, який не залежить від опору прямої послідовності, а визначається видом КЗ.

У випадку розрахунку у відносних одиницях:

$$I_{A1*}^{(n)} = \frac{E_{pez1*}}{X_{pez1*} + \Delta X_*^{(n)}}, \quad (7.85)$$

$$I_{A1}^{(n)} = I_{A1*}^{(n)} \cdot I_{\sigma}, \quad (7.86)$$

Модуль фазного струму в точці несиметричного КЗ:

$$I_k^{(n)} = m^{(n)} I_{A1}^{(n)}, \quad (7.87)$$

де $m^{(n)}$ - коефіцієнт, що відображає відношення струму в пошкодженій фазі до струму прямої послідовності особливої фази.

Таблиця 7.6 - Значення додаткового опору $\Delta X^{(n)}$ та коефіцієнту $m^{(n)}$

Вид КЗ	Значення $\Delta X^{(n)}$	Значення $m^{(n)}$
Двофазне	$X_{2\text{ фаз}}$	$\sqrt{3}$
Однофазне	$X_{2\text{ фаз}} + X_{0\text{ фаз}}$	3
Двофазне на землю	$\frac{X_{2\text{ фаз}} X_{0\text{ фаз}}}{X_{2\text{ фаз}} + X_{0\text{ фаз}}}$	$\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{X_{2\text{ фаз}} X_{0\text{ фаз}}}{X_{2\text{ фаз}} + X_{0\text{ фаз}}}}$

У таблиці 7.6 $X_{\text{фаз}2}$, $X_{\text{фаз}0}$ - результуючі опори схеми заміщення прямої, зворотної і нульової послідовностей.

Напряга прямої послідовності особливої фази для несиметричного КЗ:

$$\dot{U}_{A1}^{(\circ)} = j \dot{I}_{A1}^{(\circ)} \Delta X^{(n)}. \quad (7.88)$$

7.6 Розрахунок струмів КЗ в мережах напругою до 1 кВ

7.6.1 Особливості розрахунку

В електроустановках змінного струму напругою до 1кВ розрахунок струму КЗ виконують для перевірки комутаційних апаратів і струмопроводів на динамічну стійкість, перевірки чутливості та селективності дії захисту.

Мережі промислових підприємств напругою до 1 кВ характеризуються невеликою довжиною й наявністю великої кількості комутаційно-захисних апаратів. На напрузі до 1кВ навіть незначний опір суттєво впливає на струм КЗ. Тому під час розрахунку необхідно враховувати усі активні та індуктивні опори короткозамкненого кола, включаючи активні опори контактних з'єднань та опір електричної дуги.

Для електроустановок напругою до 1 кВ, що живляться від мережі енергосистеми, під час розрахунків струмів КЗ вважають, що потужність живильної системи необмежена й напруга на стороні вищої напруги цехового трансформатора є незмінною.

Якщо електрична мережа напругою до 1кВ живиться через понижувальний трансформатор від енергосистеми та біля місця КЗ знаходяться синхронні та асинхронні двигуни, то початкове діюче значення періодичної складової визначають з врахуванням струмів від двигунів.

Допускається не враховувати вплив двигунів, якщо їхній сумарний номінальний струм не перевищує 1% початкового значення періодичної складової струму у місці КЗ [4].

Розрахункові точки під час розрахунку струмів КЗ вибирають на початку ліній, що відходять, безпосередньо за комутаційним апаратом.

Розрахунок струмів КЗ можна проводити в іменованих одиницях. Параметри елементів розрахункової схеми приводять до рівня напруги

мережі, на якому розглядається точка КЗ. Активні та індуктивні опори елементів схеми заміщення доцільно виражати в МОм.

7.6.2 Розрахунок струму трифазного КЗ

Розрахункова схема заміщення мережі напругою до 1 кВ складається з активних та індуктивних опорів силових елементів короткозамкненого кола, а також елементів розподільчих пристроїв та комутаційно-вимірювальної апаратури: трансформаторів $r_{ЦТ}$, $x_{ЦТ}$, струмових котушок розчеплювачів автоматичних вимикачів r_{AB} , x_{AB} , трансформаторів струму $r_{ТС}$, $x_{ТС}$, шин та шинопроводів $r_{ш}$, $x_{ш}$, жил кабелів та проводів $r_{Л}$, $x_{Л}$, контактних з'єднань $r_{К}$.

Опір зв'язку трансформатора 10/0,4 кВ з енергосистемою:

$$x''_c = \frac{U_{сер.В}}{\sqrt{3} \cdot I''_{кВ}}; \quad (7.89)$$

$$x''_c = \frac{U_{сер.В}}{S^{(3)}_к}; \quad (7.90)$$

$$x''_c = \frac{U_{сер.В}}{\sqrt{3} \cdot I_{вимкн.ном.}}. \quad (7.91)$$

де $I''_{кВ}$ – значення струму трифазного КЗ з боку обмотки високої напруги трансформатора; $S^{(3)}_к$ – потужність короткого замикання біля виводів обмотки високої напруги трансформатора, МВА; $I_{вимкн.ном.}$ – номінальний струм вимкнення вимикачів, встановлених в колах живлення понижуючого трансформатора; $U_{сер.В}$ – середня номінальна напруга на рівні високої напруги трансформатора.

Якщо трансформатор зв'язаний з енергосистемою за допомогою кабельної чи повітряної лінії, або через реактор, то опір зв'язку з системою визначають як сумарний опір реактора та лінії. При цьому, необхідно враховувати не лише індуктивні, але й активні опори цих елементів.

Під час розрахунку струмів КЗ в електроустановках із автономними джерелами електроенергії необхідно враховувати значення параметрів всіх елементів автономної електричної системи, включаючи автономні джерела (синхронні генератори), розподільну мережу і споживачі.

Активний опір системи визначають на основі схеми електропостачання високої напруги.

Інколи, для забезпечення відповідності апаратури необхідним вимогам, приймають $x''_{рез} = 0$.

Опір системи зводять до базових умов:

$$x_c^{\circ} = x_c' \left(\frac{U_{осн}}{U_{сер}} \right)^2, \quad (7.92)$$

$$r_c^{\circ} = r_c' \left(\frac{U_{осн}}{U_{сер}} \right)^2, \quad (7.93)$$

де $U_{осн}$ – напруга рівня, на якому знаходиться КЗ; $U_{сер}$ – середня номінальна напруга рівня, де ввімкнуто відповідний елемент.

Активний та індуктивний опори трансформаторів, зведені до напруги рівня короткого замикання:

$$r_T^{\circ} = \frac{\Delta P_K}{S_{ном.Т}} \cdot \frac{U_{ном.НН}^2}{S_{ном.Т}}; \quad (7.94)$$

$$x_T^{\circ} = \sqrt{z_T^2 - r_T^2} = \sqrt{\left(\frac{u_K}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{ном.Т}} \right)^2} \cdot \frac{U_{ном.НН}^2}{S_{ном.Т}}, \quad (7.95)$$

де ΔP_K - потужність короткого замикання трансформатора; $S_{ном.Т}$ - номінальна потужність трансформатора; u_K – напруга короткого замикання трансформатора, %; $U_{ном.НН}$ – номінальна лінійна напруга обмотки низької напруги трансформатора.

Опір шинопроводів, шин, повітряних та кабельних ліній визначають на основі їх питомих активного та реактивного опорів.

Активний опір елементів апаратури та пристроїв, контактів та дуги в точці КЗ визначають у складі перехідного опору.

У наближених розрахунках перехідний опір враховують шляхом введення в схему додаткового опору, значення якого визначається місцем короткого замикання в СЕП:

- РП підстанцій – 15 мОм;
- первинні цехові РП та затискачі апаратів, що радіально живляться від цехових трансформаторів – 20 мОм;
- вторинні цехові РП та затискачі апаратів, що радіально живляться від первинних цехових РП – 25 мОм;
- приймачі біля розподільчих пристроїв, що живляться від вторинних РП – 30 мОм.

Струм трифазного КЗ визначається з виразу:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{осн} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{r_{рез}^2 + x_{рез}^2}}. \quad (7.96)$$

де $U_{осн}$ – середня лінійна напруга мережі, де відбулося КЗ, кВ; $r_{рез}$, $x_{рез}$ – результуючий активний та реактивний опір короткозамкненого кола:

$$r_{рез} = r_c + r_{ЦТ} + r_l + r_{ш} + r_{доо}, \quad (7.97)$$

$$x_{рез} = x_c + x_{ЦТ} + x_l + x_{ш}, \quad (7.98)$$

Ударний струм трифазного КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} k_y I_k^{(3)}, \quad (7.99)$$

де k_y – ударний коефіцієнт, який визначається:

$$k_y = f \left(\frac{x_{рез}}{r_{рез}} \right) \text{ або } k_y = 1 + \exp \left(\frac{-0,01}{T_a} \right), \quad (7.100)$$

де T_a – постійна часу аперіодичної складової.

В практичних розрахунках приймають:

$k_y \approx 1,3$ – для головних розподільчих щитів, що живляться від трансформаторів 630-1000 кВА;

$k_y \approx 1,2$ – для головних розподільчих щитів, що живляться від трансформаторів 100-400 кВА;

$k_y \approx 1$ – при віддаленому КЗ.

Значення ударних коефіцієнтів визначають за кривою $K_y = f(x/r)$ (рис.7.15), а при $x/r \leq 0,5$ приймають рівними одиниці.

Діюче значення повного струму КЗ:

$$I_y = I_k^{(3)} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}. \quad (7.101)$$

Якщо $k_y < 1,3$, то діюче значення повного струму КЗ:

$$I_y = I_k^{(3)} \sqrt{1 + 50T_a}. \quad (7.102)$$

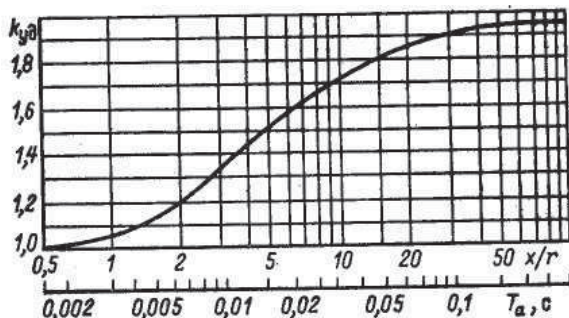


Рис. 7.15 - Залежність ударного коефіцієнта K_y від постійної часу

7.6.3 Розрахунок струму однофазного КЗ

Для перевірки працездатності апаратів захисту при мінімально можливих струмах КЗ обчислюють струм однофазного КЗ:

$$I_k^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{осн} \cdot 10^3}{\sqrt{(2r_{1pez} + r_{0pez})^2 + (2x_{1pez} + x_{0pez})^2}}. \quad (7.103)$$

Струм двофазного КЗ складає близько 87% струму трифазного КЗ.

Струм однофазного КЗ визначають наближено (згідно ПУЕ):

$$I_k^{(1)} = \frac{U_{ф.ном} \cdot 10^3}{z_n + \frac{z_T^{(1)}}{3}}, \quad (7.104)$$

де $z_n = \sqrt{r_n^2 + x_n^2}$ – повний опір петлі фаза-нуль, який містить опір шин, шинопроводів, кабелів, апаратів та їх контактів, мОм (за таблицями); $z_T^{(1)}$ – повний опір трансформатора при однофазному КЗ, мОм (за таблицями); $U_{ф.ном}$ – фазна напруга мережі, кВ.

7.7 Стійкість елементів СЕП дії струму КЗ

7.7.1 Електродинамічна дія струму КЗ

У нормальних експлуатаційних режимах електродинамічні сили невеликі. Однак під час КЗ струми збільшуються в 10-20 разів, а електродинамічні сили зростають в 100-400 разів. Наслідком впливу цих сил можуть бути руйнування апаратів і конструкцій розподільних пристроїв. Тому для перевірки динамічної стійкості апаратури і струмопровідних конструкцій важливо знати величину цих механічних сил.

Електродинамічний вплив полягає в тому, що провідники зі струмами притягуються або відштовхуються один від одного. Сила, з якою взаємодіють провідники (електродинамічна сила), пропорційна добутку взаємодіючих струмів. Електродинамічна сила взаємодії між двома паралельними провідниками довільного перерізу через які протікають струми [25]:

$$F = 2,04 \cdot i_1 \cdot i_2 \cdot \frac{l}{a} \cdot k_\phi \cdot 10^{-7}, \quad (7.105)$$

де a – відстань між осями провідників, м; i_1, i_2 – струми у провідниках, А; l – довжина провідників, м; k_ϕ – коефіцієнт форми провідників.

Струми, що протікають у провідниках утворюють силу, яка рівномірно розподіляється уздовж провідників. У практичних розрахунках її замінюють результуючою силою, зосередженою посередині провідника. У випадку однакового напрямку струмів у провідниках вони притягуються, а у випадку різних – відштовхуються.

Коефіцієнт форми k_ϕ залежить від форми провідників та їх взаємного розміщення. Для круглих та трубчастих провідників $k_\phi = 1$, для провідників інших форм перерізу можна вважати приймати $k_\phi = 1$ у тих випадках, коли переріз провідників малий у порівнянні з відстанню між ними. У всіх інших випадках $k_\phi \neq 1$ і визначається за таблицями.

Сила взаємодії між паралельними провідниками у випадку протікання двофазного струму КЗ:

$$F^{(2)} = 2,04 \cdot i_y^{(2)2} \cdot \frac{l}{a} \cdot k_\phi \cdot 10^{-7}, \quad (7.106)$$

де $i_y^{(2)}$ – ударний струм у випадку двофазного КЗ.

У випадку трифазного КЗ:

$$F^{(3)} = 1,76 \cdot i_y^{(3)2} \cdot \frac{l}{a} \cdot k_\phi \cdot 10^{-7}, \quad (7.107)$$

де $i_y^{(3)}$ – ударний струм у випадку трифазного КЗ.

7.7.2 Перевірка на електродинамічну стійкість

Найбільші електродинамічні зусилля виникають у випадку трифазних КЗ. Тому, під час вибору комутаційних апаратів необхідним є виконання їх перевірки на динамічну стійкість струму трифазного КЗ, зокрема:

- початковому періодичному струму трифазного КЗ:

$$I_{n,0}^{(3)} \leq I_{зр.наскр.}, \quad (7.108)$$

$$I_{n,0}^{(3)} \leq I_{дин}, \quad (7.109)$$

де $I_{зр.наскр.}$, $I_{дин}$ – початкове діюче значення періодичної складової наскрізного граничного струму, що дорівнює номінальному струму вимкнення вимикача:

- ударному струму трифазного КЗ:

$$i_y^{(3)} \leq i_{зр.наскр.}, \quad (7.110)$$

$$i_y^{(3)} \leq i_{дин}, \quad (7.111)$$

де $i_{зр.наскр.}$, $i_{дин}$ – номінальний струм електродинамічної стійкості комутаційного апарата (миттєве амплітудне значення граничного повного струму, що допустиме для даного апарата).

Зв'язок між миттєвим та діючим значеннями струму електродинамічної стійкості:

$$i_{дин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин}. \quad (7.112)$$

Перевірка електродинамічної стійкості шинних конструкцій у випадку КЗ полягає в розрахунку максимальної механічної напруги в матеріалі σ_{max} і максимального навантаження на ізолятори F_{max} і порівнянні отриманих значень з допустимими.

Шинна конструкція має електродинамічну стійкість, якщо [25]:

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп.}, \quad (7.113)$$

$$F_{max} \leq F_{доп.}, \quad (7.114)$$

де $\sigma_{доп.}$ – допустима механічна напруга в матеріалі шин; $F_{доп.}$ – допустиме механічне навантаження на ізолятори.

Механічна напруга в матеріалі шин виникає внаслідок дії вигинаючого моменту під час КЗ:

$$\sigma_{\max} = \frac{F \cdot l}{10 \cdot W}, \quad (7.115)$$

де l – відстань між опорними ізоляторами шинної конструкції, м; W – момент опору шини відносно осі перпендикулярної дії механічного зусилля, [см³]; F – максимальна сила, що виникає в шині при КЗ (при дво- або три фазному КЗ), [25].

Момент опору перерізу шинної конструкції залежить від розмірів і способу розміщення шин. Формули для визначення моменту опору деяких типів шинних конструкцій приведені в таблиці 7.7.

Допустиме механічне навантаження на ізолятор з урахування коефіцієнту запасу міцності визначається залежністю:

$$F_{\text{доп.}} = 0,6 \cdot F_{\text{руйн.}}, \quad (7.116)$$

де $F_{\text{руйн.}}$ – мінімальне руйнівне навантаження ізолятора.

Під час перевірки ізоляторів на механічну міцність слід приймати:

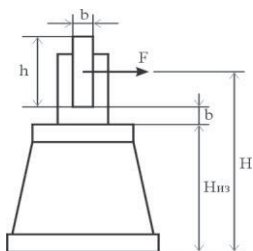
– для опорних ізоляторів:

$$F_{\max} = F^{(3)} \cdot k_h; \quad (7.117)$$

– для прохідних:

$$F_{\max} = 0,5 \cdot F^{(3)} \cdot k_h, \quad (7.118)$$

де k_h – коефіцієнт, що враховує поправку на висоту шини, якщо вона розміщена “на ребро”.



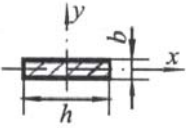
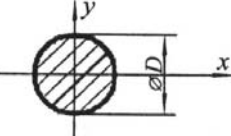
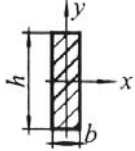
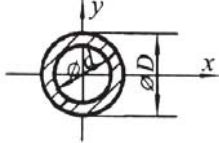
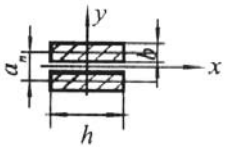
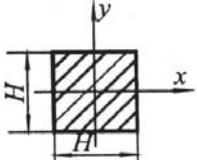
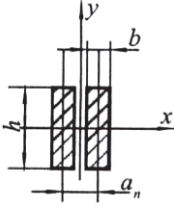
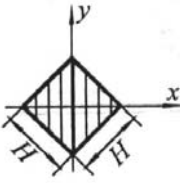
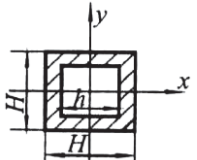
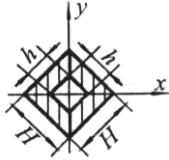
$$k_h = \frac{H}{H_{из}}, \quad (7.119)$$

$$\text{де: } H = H_{из} + b + \frac{h}{2}, \quad (7.120)$$

де $H_{из}$ - висота ізолятора (рис.7.18), мм; h - висота шини, мм.

Рисунок 7.16 – Розміщення шинної конструкції “на ребро”

Таблиця 7.7 – Визначення моменту опору шинних конструкцій

	$W_y = \frac{b \cdot h^2}{6}$		$W_y = \frac{\pi \cdot d^3}{32}$
	$W_y = \frac{b^2 \cdot h}{6}$		$W_y = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}$
	$W_y = \frac{b \cdot h^2}{3}$		$W_y = \frac{H^3}{6}$
	$W_y = \frac{b^2 \cdot h}{3}$		$W_y = 0,118 \cdot H^3$
	$W_y = \frac{H^2 - h^2}{6 \cdot H}$		$W_y = \frac{H^4 - h^4}{6 \cdot H}$

Таблиця 7.8 – Допустима механічна напруга в матеріалі шин

Матеріал	Марка	$\sigma_{дон.}$, МПа
Алюміній	А0, А1	70
Алюмінієвий сплав	АД31Т, АД31Т1	90
Мідь	МГМ, МГТ	140
Сталь	Ст.3	160

7.7.3 Термічна дія струму КЗ

Не меншу небезпеку становить термічна дія струмів КЗ. Струми короткого замикання зумовлюють додатковий нагрів струмопровідних частин електричних апаратів, шин розподільних пристроїв і жил електричних кабелів. Очевидно, що тепловиділення призводить до істотного збільшення температури провідників і ізоляції.

Мірою кількості виділеної теплоти за час протікання струму КЗ є тепловий імпульс. Кількісну оцінку рівня впливу струму КЗ на провідники та електричні апарати рекомендується виконувати за допомогою інтегралу Джоуля [25]:

$$B_K = \int_0^{t_{\text{вимкн.КЗ}}} i_{kt}^2 dt, \quad (7.121)$$

де i_{kt} - струм КЗ в довільний момент часу t , А; $t_{\text{вимкн.КЗ}}$ - розрахункова тривалість КЗ, с.

Тепловий імпульс обчислюється залежно від виду КЗ і розрахункової схеми. Повний інтеграл Джоуля струму КЗ є результатом дії періодичної ($B_{K.n.}$) і аперіодичної ($B_{K.a.}$) складових струму КЗ:

$$B_K = B_{K.a.} + B_{K.n.} \quad (7.122)$$

У випадку віддаленого КЗ:

$$B_k = \left(I_{n0}^{(3)} \right)^2 \left[t_{\text{вимкн.КЗ}} + T_a \left(1 - e^{-\frac{-2t_{\text{вимкн.КЗ}}}{T_a}} \right) \right], \quad (7.123)$$

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot t_{np} \quad (7.124)$$

де $t_{\text{вимкн.КЗ}}$ - дійсний час вимкнення КЗ; t_{np} - приведений час КЗ – час, протягом якого усталений струм КЗ I_∞ дасть такий же термічний ефект, що й дійсний струм, який змінюється, під час КЗ за дійсний час $t_{\text{вимкн.КЗ}}$ від початку КЗ до його вимкнення.

Дійсний час вимкнення КЗ:

$$t_{\text{вимкн.КЗ}} = t_{P3} + t_{n.\text{вимкн}}, \quad (7.125)$$

де $t_{n.вимкн}$ - повний час вимкнення вимикача разом з приводом (приймають за каталогами залежно від типу вимикача); t_{P3} - час дії основного релейного захисту кола, в практичних розрахунках приймають час спрацювання найбільш швидкодіючих захистів:

$$t_{P3} = t_{з.мін}, \quad (7.126)$$

де $t_{з.мін}$ - мінімальний час дії релейного захисту (приймають 0,01-0,02 с).

Для комутаційних апаратів (вимикачів) РУ, що спрацювають в результаті сигналу від пристроїв релейного захисту, враховують умову селективності пристроїв релейного захисту. Тоді:

$$t_{P3} = t_{з.мін} + n \cdot \Delta t, \quad (7.127)$$

де Δt - тривалість ступеня селективності ($\Delta t = 0,3 \dots 0,5$ с.); n - кількість ступенів селективності (для комірки відповідної лінії $n=0$; для секційного апарату $n=1$; для ввідної комірки $n=2$)

Оскільки повний час вимкнення вимикача $t_{n.вимкн}$ та власний час вимкнення вимикача $t_{в.вимкн}$ відрізняються мало, то часто приймають:

$$t_{вимкн.КЗ} = \tau, \quad (7.128)$$

τ - розрахунковий час КЗ:

$$\tau = t_{P3} + t_{в.вимкн}, \quad (7.129)$$

де $t_{в.вимкн}$ - власний час вимкнення вимикача (приймають за каталогами залежно від типу вимикача);

Наведений час, що відповідає повному струму КЗ:

$$t_{np} = t_{np.a} + t_{np.n}, \quad (7.130)$$

де $t_{np.n}$, $t_{np.a}$ - періодична та аперіодична складові часу струму КЗ.

Якщо $t_{\text{вимкн.КЗ}} < 5$ с , то значення $t_{\text{пр.п}}$ визначають за кривими залежно від дійсного часу вимкнення КЗ та відношення $\beta'' = \frac{I''}{I_{\infty}}$.

Якщо $t_{\text{вимкн.КЗ}} > 5$ с , то:

$$t_{\text{пр.п}} = t_{\text{пр.5}} + (t - 5) \quad (7.131)$$

де $t_{\text{пр.5}}$ - значення приведенного часу для $t = 5$ с.

Якщо розрахунок струму КЗ виконано спрощено (за припущення, що живлення кола КЗ здійснюється від джерела необмеженої потужності: $E_{* \Sigma} = 1$), то:

$$t_{\text{пр.п}} = t_{\text{вимкн.КЗ}} \quad (7.132)$$

Аперіодична складова часу струму КЗ:

$$t_{\text{пр.а}} = 0,05 \left(\beta'' \right)^2, \quad (7.133)$$

Якщо $t_{\text{вимкн.КЗ}} > 1$ с , то $t_{\text{пр.а}}$ не враховують.

Якщо $\frac{t_{\text{вимкн.КЗ}}}{T_a} = 1 \div 2$ (що характерно для віддалених КЗ, коли амплітуда періодичної складової струму КЗ є незмінною), то:

$$B_k = \left(I_{n0}^{(3)} \right)^2 \left(t_{\text{вимкн.КЗ}} + T_a \right). \quad (7.134)$$

Кількісну оцінку ступеня термічного впливу струму КЗ допускається також проводити за допомогою термічно еквівалентного струму КЗ $I_{\text{тер.ек}}$, тобто незмінного по амплітуді (синусоїдного) струму, який за час, що дорівнює розрахунковій тривалості КЗ, здійснює на провідник або електричний апарат такий же термічний вплив, як і реальний струм КЗ за цей же час. Цей струм пов'язаний з інтегралом Джоуля співвідношенням:

$$I_{\text{тер.ек}} = \sqrt{\frac{B_k}{t_{\text{вимкн.КЗ}}}}. \quad (7.135)$$

7.7.4 Перевірка на термічну стійкість

Оскільки протікання струму КЗ зазвичай відбувається протягом малого проміжку часу (не більше кількох секунд), то для різних струмопровідних частин і елементів допускаються деякі підвищення температур понад ті, які встановлюються для робочого режиму. Проте, час вимкнення КЗ (сума часу спрацьювання захисту і власного часу вимкнення вимикача) не завжди вдається вибрати досить малим з багатьох причин. Тому всі електричні апарати і струмоведучі частини, по яких можуть проходити струми КЗ, перевіряють за умовою термічної стійкості.

Під час протікання струму КЗ провідник додатково нагрівається до температури, яка перевищує номінальну робочу температуру. Тривалість протікання струму КЗ зазвичай невелика, тому вважається, що практично все тепло йде на нагрівання провідника, не встигаючи передаватися в навколишнє середовище. В силу того, що струми КЗ набагато перевищують номінальні струми, провідник може нагрітися до недопустимої температури за досить короткий проміжок часу. Критерієм термічної стійкості провідника є допустима температура нагріву:

$$\theta_{к.з.} \leq \theta_{дон.}, \quad (7.136)$$

де $\theta_{дон.}$ – максимальна допустима температура нагріву струмопровідних частин електроустановки; $\theta_{к.з.}$ – температура нагріву провідника струмом КЗ в момент вимкнення протиаварійною автоматикою.

Температура нагріву провідника в момент вимкнення КЗ визначається за спеціальними залежностями нагріву провідника θ від величини питомого теплового імпульсу A_θ . Такі залежності для жорстких шин, кабелів та провідників деяких марок приведені на рисунку 7.17, а для провідників інших марок – на рисунку 7.18.

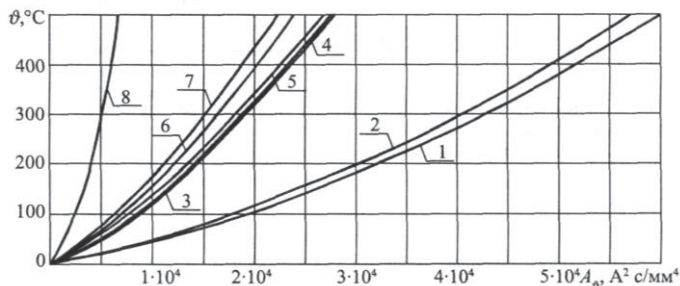


Рисунок 7.17 – Криві для визначення температури нагріву струмом КЗ провідників із різних матеріалів: 1-ММ; 2-МТ; 3-АМ; 4-АТ; 5-АДО, АСТ; 6-АДЗ1Т1; 7-АДЗ1Т; 8-Ст.3

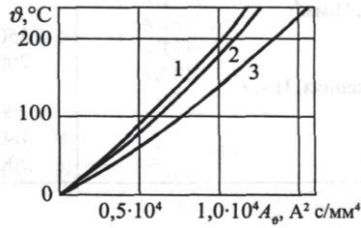


Рисунок 7.18 – Криві для визначення температури нагріву струмом КЗ провідників: 1-сплави АЖ і АЖКП; 2-сплави АН і АНКП; 3-алюміній марок А, АКП, АпКП і сталєалюміній марок АС, АСКП, АСКС, АСК, АпС, АпСКС, АпСК

Для визначення температури нагріву провідника струмом КЗ потрібно:

- знаючи початкову температуру нагріву провідника до КЗ θ_n за відповідною кривою (рис. 7.17 або рис. 7.18) визначити початкове значення питомого теплового імпульсу A_n ;
- визначити значення інтеграла Джоуля B_K при розрахункових умовах КЗ;
- визначити величину питомого теплового імпульсу, що відповідає кінцевій температурі нагріву:

$$A_K = A_n + \frac{B_K}{s^2}, \quad (7.137)$$

де s – переріз провідника (для сталєалюмінієвих провідників – переріз алюмінієвої частини);

- за величиною A_K , використовуючи відповідну криву, визначити кінцеву температуру нагріву провідника θ_K .

Якщо під час вибору перерізу провідника визначальною умовою є його термічна стійкість у випадку КЗ, то слід вибрати мінімальний переріз провідника, за якого його температура нагріву до моменту вимкнення КЗ виявляється меншою гранично допустимої температури або рівною їй.

Для визначення s_{\min} необхідно:

- визначити інтеграл Джоуля B_K ;
- знаючи початкову температуру θ_n та гранично допустиму температуру при КЗ $\theta_{\text{дон}}$ (таблиця 7.9) за відповідною кривою (рис. 7.17 або рис. 7.18) визначити величини A_n та $A_{K.\text{дон}}$;
- розрахувати величину s_{\min} :

$$s_{\min} = \sqrt{\frac{B_K}{A_{к.доп.} - A_H}} \quad (7.138)$$

Таблиця 7.9 – Гранично допустимі температури нагріву провідників під час КЗ

Вид провідника	$\theta_{доп.}, ^\circ\text{C}$
Шини алюмінієві	200
Шини мідні	300
Шини сталеві, що не мають безпосереднього з'єднання з апаратами	400
Шини сталеві при безпосередньому з'єднанні з апаратами	300
Кабелі з ізоляцією із просоченого паперу на напругу, кВ	
– 1	250
– 6-10	200
– 20-35	130
– 110-220	125
Кабелі та ізольовані провідники з мідними та алюмінієвими жилами з ізоляцією із:	
– полівінілхлоридного пластику	160
– резини	160
– поліетилену (до 35кВ)	130
– вулканізованого (зшитого) поліетилену (до 35кВ)	250
Мідні неізольовані провідники при тяжіннях, Н/мм ² :	
– менше 20	250
– 20 та більше	200
Алюмінієві неізольовані провідники при тяжіннях, Н/мм ² :	
– менше 10	200
– 10 та більше	160
Алюмінієва частина сталю-алюмінієвих провідників	200

Використовуючи шкалу стандартних перерізів провідників шин або жил кабелів вибирають переріз провідника, що відповідає умові:

$$s \geq s_{\min} \quad (7.139)$$

У випадках, коли навантаження провідника до КЗ наближається до гранично допустимого, мінімальний переріз, що відповідає умові термічної стійкості слід визначати наступним чином:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}; \quad (7.140)$$

$$C_T = \sqrt{A_{к.доп.} - A_{ном.}}, \quad (7.141)$$

де $A_{ном}$ – величина питомого теплового імпульсу за номінальної температури нагріву провідника в нормальному режимі.

Значення параметру C_T для жорстких шин наведені в таблиці 7.10, для кабелів – в таблиці 7.11, для проводів – в таблиці 7.12.

Під час вибору електричних апаратів зазвичай не потрібно визначати температуру нагріву струмоведучих частин, оскільки у довідниках наводиться величина граничного теплового імпульсу (інтеграла Джоуля) B_K . Електричний апарат задовольняє умові термічної стійкості, якщо виконується нерівність:

$$B_K \leq B_{T.доп.} \quad (7.142)$$

де B_K - інтеграл Джоуля струму КЗ або тепловий імпульс струму КЗ; $B_{T.доп.}$ - допустиме значення теплового імпульсу для апарату.

Таблиця 7.10 – Значення параметру C_T для жорстких шин

Матеріал проводу або марка сплаву	C_T , А·с ^{1/2} /мм ² , за початкової температури,		
	70°C	90°C	120°C
Мідь	170	–	–
АДО	90	81	68
АД1Н	91	82	69
АДОМ, АД1М	92	83	70
АД31Т1	85	77	64
АД31Т	82	74	62
АД33Т1	77	71	59
АД33Т	74	67	57
АВТ1	73	66	55
АВТ	71	63	53
1911	71	63	53
1915,1915Т	66	60	51
АМг5	63	57	48
Сталь при $\theta_{доп.} = 400^\circ\text{C}$	70	–	–
Сталь при $\theta_{доп.} = 300^\circ\text{C}$	60	–	–

Таблиця 7.11 – Значення параметру C_T для кабелів

Характеристика кабелів	C_T , А·с ^{1/2} /мм ²
Кабелі до 10кВ:	
– з мідними жилами	140
– з алюмінієвими жилами	90
Кабелі 20-30кВ:	
– з мідними жилами	105
– з алюмінієвими жилами	70
Кабелі та ізольовані провідники з полівінілхлоридною або гумовою ізоляцією:	
– з мідними жилами	120
– з алюмінієвими жилами	75
Кабелі та ізольовані провідники з олівінілхлоридною ізоляцією:	
– з мідними жилами	103
– з алюмінієвими жилами	65

Таблиця 7.12 – Значення параметру C_T для проводів

Матеріал проводу	Марка проводу	C_T , А·с ^{1/2} /мм ² , за допустимих температур нагріву під часКЗ, °С		
		160	200	250
Мідь	М	–	142	162
Алюміній	А, АКП, Ап, АпКП	76	90	–
Алюмінієвий сплав	АН, АНКП	69	81	–
	АЖ, АЖКП	66	77	–
Алюміній-сталь	АСК, АпС, АСКС, АпСКС, АпСК, АС, АСКП	76	90	–

Для комутаційних апаратів (вимикачів потужності, вимикачів навантаження, роз'єднувачів тощо) допустиме значення інтегралу Джоуля залежить не лише від вказаного заводом-виробником струму термічної стійкості I_T перевіряемого апарату, а й від співвідношення між розрахунковою тривалістю КЗ $t_{\text{вимкн.КЗ}}$ та гранично допустимим часом дії струму термічної стійкості t_T (вказується у довідниках).

Якщо $t_{\text{вимкн.КЗ}} \geq t_T$, то допустиме значення теплового імпульсу:

$$B_{T,\text{доп}} = I_T^2 \cdot t_T \quad (7.143)$$

де I_T – номінальний струм термічної стійкості, який апарат може витримати

без пошкодження протягом граничного часу термічної стійкості t_T .

Якщо $t_{\text{вимкн.КЗ}} \leq t_T$, то допустиме значення теплового імпульсу:

$$B_{T.\text{доп}} = I_T^2 \cdot t_{\text{отк}}. \quad (7.144)$$

В практичних розрахунках приймають:

$$B_{T.\text{доп}} = I_T^2 \cdot t_T. \quad (7.145)$$

Перевірку електричних апаратів на термічну стійкість струму КЗ допускається проводити також шляхом порівняння еквівалентного термічного струму КЗ $I_{T.\text{екв.}}$ з допустимим струмом термічної стійкості $I_{T.\text{доп.}}$:

$$I_{T.\text{екв.}} \leq I_{T.\text{доп.}}. \quad (7.146)$$

Якщо $t_{\text{вимкн.КЗ}} \geq t_T$, то:

$$I_{T.\text{екв.}} \leq I_T \cdot \sqrt{\frac{t_T}{t_{\text{откл.}}}}, \quad (7.147)$$

в іншому випадку:

$$I_{T.\text{екв.}} \leq I_T. \quad (7.148)$$

ПУЕ вказують, які види електричного обладнання повинні вибиратися з урахуванням динамічної та термічної стійкості струмам короткого замикання. До них в першу чергу належать електричні апарати високої напруги станцій і підстанцій, шини, кабелі, ізолятори. Проводи повітряних ліній, як правило, за умовами короткого замикання не перевіряються.

В установках напругою до 1000 В вимоги стійкості струм короткого замикання висуваються лише до головних і розподільних щитів, запобіжників і автоматичних вимикачів.

7.8. Приклади розрахунку

7.8.1 Приклад розрахунку струму трифазного КЗ

Розрахунковим видом КЗ для вибору та перевірки параметрів електрообладнання приймаємо трифазне коротке замикання.

Для розрахунку струмів КЗ складаємо розрахункову схему СЕП, на якій вказані всі елементи СЕП і їх параметри, що впливають на струм КЗ, які вибрані чи розраховані раніше (рис. 7.19).

Розрахунок струмів короткого замикання проведемо в іменованих одиницях.

Струм трифазного КЗ на шинах джерела живлення (т. К1) заданий за умовою і становить 3кА.

Опір джерела живлення:

$$Z_C = X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3} = 2,02 \text{ Ом}$$

Опори кабельної лінії:

- активний:

$$R_{кл} = 1,95 \cdot 0,1 = 0,195 \text{ Ом};$$

- реактивний:

$$X_{кл} = 0,113 \cdot 0,1 = 0,011 \text{ Ом}.$$

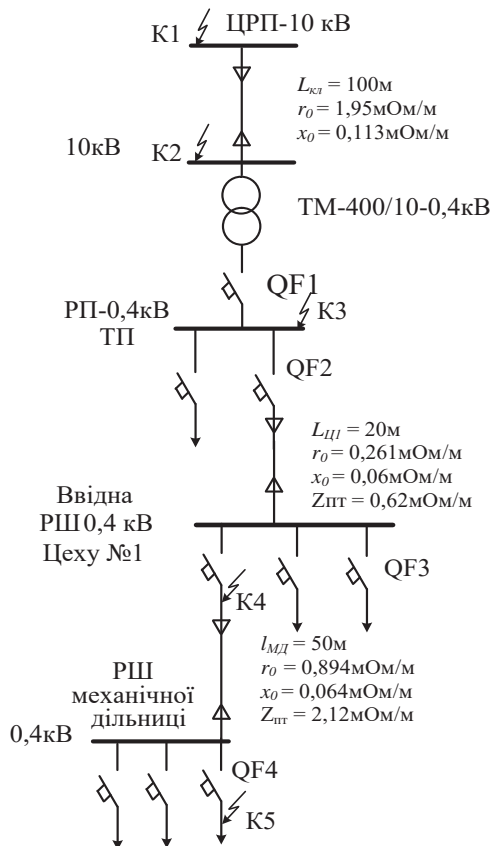


Рис. 7.19 – Розрахункова схема для визначення струмів КЗ.

Діюче значення струму КЗ у т. К1:

$$I_{K2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,195^2 + (2,02 + 0,011)^2}} =$$

$$= \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,195^2 + 2,031^2}} = 2,97 \text{ кА}$$

Ударне значення струму КЗ у т. К1:

$$i_{y0K2} = 1,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,97 = 5,87 \text{ кА}$$

де $k_{y0} = 1,4$ – ударний коефіцієнт.

Для визначення струмів КЗ низьковольтної мережі приведемо опори СЕП вищої напруги до напруги 0,4кВ:

$$X_{\Sigma 10;0,4} = 2310 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 3,7 \text{ мОм};$$

$$R_{\Sigma 10;0,4} = 195 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,31 \text{ мОм}.$$

Опори цехового трансформатора:

$$x_T = 5,5 \text{ мОм}; r_T = 17,1 \text{ мОм}.$$

Для визначення струму КЗ низьковольтної мережі (КЗ-К5) потрібно додатково до основного опору, врахувати опір перехідних контактів автоматичних вимикачів.

Враховуємо активні опори наступним чином:

-15 мОм – на розподільних пристроях станціях і підстанціях;

-20 мОм – на первинних цехових РП, а також на зажимах апаратів, що живляться радіальними лініями від щитів підстанцій;

-25 мОм – на вторинних цехових РП;

-30 мОм – для апаратури, встановленої безпосередньо у приймачів електроенергії, що живляться від вторинних РП.

Струми трифазного КЗ у т. КЗ з врахуванням додаткових опорів:

$$I_{K3} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,31 + 17,1 + 15)^2 + (3,7 + 5,5)^2}} =$$

$$= \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(17,41 + 15)^2 + 9,2^2}} = 6,9 \text{ кА}$$

$$i_{y0K3} = 1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,9 = 10,7 \text{ кА},$$

де $k_{y0} = 1,1$ – ударний коефіцієнт.

Струм трифазного КЗ у т.К4 з врахуванням додаткових опорів:

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(17,41 + 20 \cdot 0,261/2 + 25)^2 + (9,2 + 20 \cdot 0,06/2)^2}} =$$

$$= \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(18,7 + 25)^2 + 9,5^2}} = 5,2 \text{ кА}$$

$$i_{y0K4} = 1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,2 = 8 \text{ кА},$$

де $k_{y0} = 1,1$ – ударний коефіцієнт.

Струм трифазного КЗ у т. К5 з врахуванням додаткових опорів:

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(18,7 + 0,894 \cdot 50 + 30)^2 + (9,5 + 50 \cdot 0,064)^2}} =$$

$$= \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(63,4 + 30)^2 + 12,65^2}} = 2,45 \text{ кА}$$

$$i_{y0K5} = 1,05 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,45 = 3,64 \text{ кА},$$

де $k_{y0} = 1,05$ – ударний коефіцієнт.

7.8.2 Приклад розрахунку струму однофазного КЗ

Струми однофазного КЗ визначаємо для низьковольтної мережі за формулою:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{\phi.n}}{\frac{Z_K^{(1)}}{3} + Z_{n.m} \cdot l}, \quad (7.149)$$

де $U_{\phi.n}$ - номінальна фазна напруга, В; $Z_K^{(1)} = 195$ мОм; $Z_{\phi.n}$ - опір петлі „фаза-нуль”; l - відстань до місця КЗ, м.

Для КЛ: ТП-ВРШ цеху №1 приймаємо: $Z_{n.m} = 0,62$ мОм; для КЛ: ВРШ-ШР: $Z_{n.m} = 2,12$ мОм.

Визначимо струм однофазного КЗ в т. К3:

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{220}{195/3} = 3,385 \text{ кА}$$

Струм однофазного КЗ в т. К4:

$$I_{K4}^{(1)} = \frac{220}{65 + 20 \cdot 0,62/2} = 3,21 \text{ кА}$$

Струм однофазного КЗ у т. К5:

$$I_{K5}^{(1)} = \frac{220}{71,2 + 50 \cdot 2,12} = 1,26 \text{ кА.}$$

7.8.3. Приклад перевірки на термічну та динамічну стійкість

Перевірити на термічну стійкість при КЗ вимикач потужності типу ВВ/TEL-10-20/630, установлений на підстанції для відключення кабельного фідеру, та вибрати мінімальний переріз кабелю, що відповідає умові термічної стійкості струму КЗ, якщо відомо, що у випадку КЗ на шинах 10 кВ підстанції $I_n = 17$ кА, $T_a = 0,045$ с. Час спрацювання релейного захисту $t_{PЗ} = 0,2$ с.

- вакуумний вимикач потужності ВВ/TEL-10-20/6 має параметри:

$$I_H = 630 \text{ А}; U_H = 10 \text{ кВ}; I_T = 20 \text{ кА}; t_B = 0,09 \text{ с};$$

- розрахункова тривалість КЗ складає:

$$t_{\text{откл.}} = t_{PЗ} + t_B = 0,2 + 0,09 = 0,29 \text{ с};$$

- розрахунковий тепловий імпульс:

$$B_K = I_n^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a) = 17^2 \cdot (0,29 + 0,045) = 96,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- у зв'язку з тим, що $t_{\text{откл.}} \leq t_T$, допустиме значення теплового імпульсу визначається наступним чином:

$$B_{T.\text{доп.}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл.}} = 20^2 \cdot 0,29 = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- співвідношення $B_K \leq B_{T.\text{доп.}}$ виконується, тому термічна стійкість вимикача забезпечується;

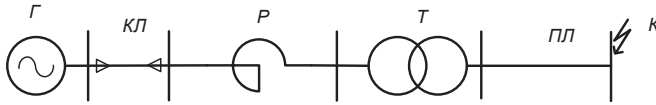
- для кабелів з алюмінієвими жилами $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$, тому мінімальний переріз жили кабелю, що відповідає умові термічної стійкості при КЗ складає:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{96,8 \cdot 10^6}}{90} = 109,3 \text{ мм}^2.$$

Таким чином, необхідний кабель з перерізом 120 мм².

7.9. Задачі для самостійного розв'язку

Задача 7.1. Для кола, зображеного на рисунку, визначити струм короткого замикання в точці К.



Г: $S_{нГ} = 25$ МВА; $x_{*d}'' = 0,22$; $U_n = 10,5$ кВ;

тип: СВ-600/110-40 (гідрогенератор)

Т: $S_{нТ1} = 40$ МВА; $u_{к} = 10,5\%$; $U_{нВ}/U_{нН} = 110/10,5$ кВ.

ПЛ: $l = 80$ км.

КЛ: $l = 1,3$ км.

Р: $U_n = 10$ кВ; $I_n = 2,5$ кА; $x_p = 0,6$ Ом.

Задача 7.2. Для кола, зображеного на рисунку, визначити струм короткого замикання в точці К.



С: $S_{нс} = 250$ МВА; $x_c'' = 12\%$. Г: $S_{нГ} = 20$ МВА; $x_{*d}'' = 0,2$; $U_n = 6$ кВ.

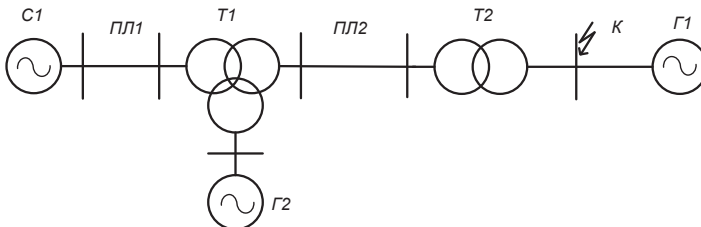
Т: $S_{нТ1} = 25$ МВА; $u_{к} = 10,5\%$; $U_{нВ}/U_{нН} = 110/6,3$ кВ.

ПЛ: $l = 80$ км.

КЛ: $l = 1,3$ км.

Р: $U_n = 6$ кВ; $I_n = 2,5$ кА; $x_p = 25\%$.

Задача 7.3. Визначити у відносних одиницях параметри елементів короткозамкненого кола, розрахункову схему якого наведено на рисунку.



С1: $S_{нс} = 200$ МВА; $x_{*c}'' = 0,7$.

Г1: $S_{нГ} = 25$ МВА; $x_{*d}'' = 0,13$; $U_n = 6$ кВ.

Г2: $S_{нГ} = 30$ МВА; $x_{*d}'' = 0,2$; $U_n = 10$ кВ.

Т1: $S_{нТ1} = 40$ МВА; $u_{кв-с} = 10,5\%$; $u_{кв-н} = 17\%$; $u_{кс-н} = 5\%$;

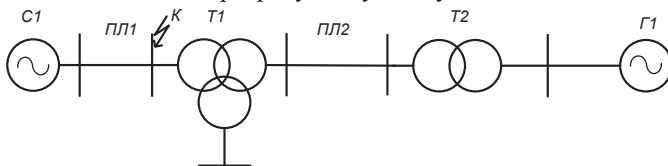
$$U_{нВ}/U_{нС}/U_{нН} = 110/35/10,5 \text{ кВ.}$$

$$T2: S_{нT2} = 40 \text{ МВА}; u_{к} = 8,5\%; U_{нВ}/U_{нН} = 37/6,3 \text{ кВ.}$$

$$\text{ПЛ1: } l = 80 \text{ км.}$$

$$\text{ПЛ2: } l = 30 \text{ км.}$$

Задача 7.4. Визначити в іменованих одиницях параметри елементів короткозамкненого кола, розрахункову схему якого наведено на рисунку.



$$C1: S_{нС} = 300 \text{ МВА}; x_{*c}'' = 0,8.$$

$$G1: S_{нГ} = 25 \text{ МВА}; x_{*d}'' = 0,13; U_{н} = 6 \text{ кВ.}$$

$$T1: S_{нT1} = 40 \text{ МВА}; u_{к_{в-с}} = 10,5\%; u_{к_{в-н}} = 17\%; u_{к_{с-н}} = 5\%;$$

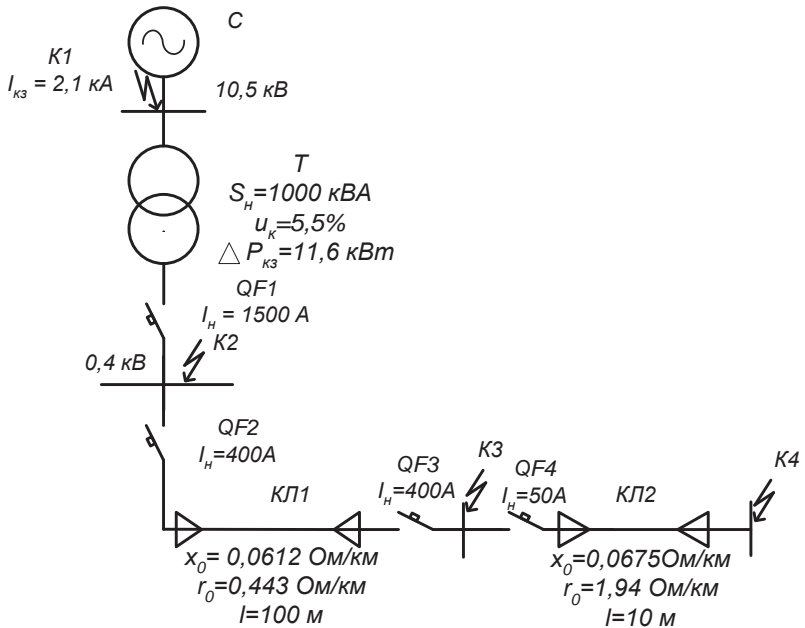
$$U_{нВ}/U_{нС}/U_{нН} = 220/110/10,5 \text{ кВ.}$$

$$T2: S_{нT2} = 40 \text{ МВА}; u_{к} = 8,5\%; U_{нВ}/U_{нН} = 110/6,3 \text{ кВ.}$$

$$\text{ПЛ1: } l = 100 \text{ км.}$$

$$\text{ПЛ2: } l = 25 \text{ км.}$$

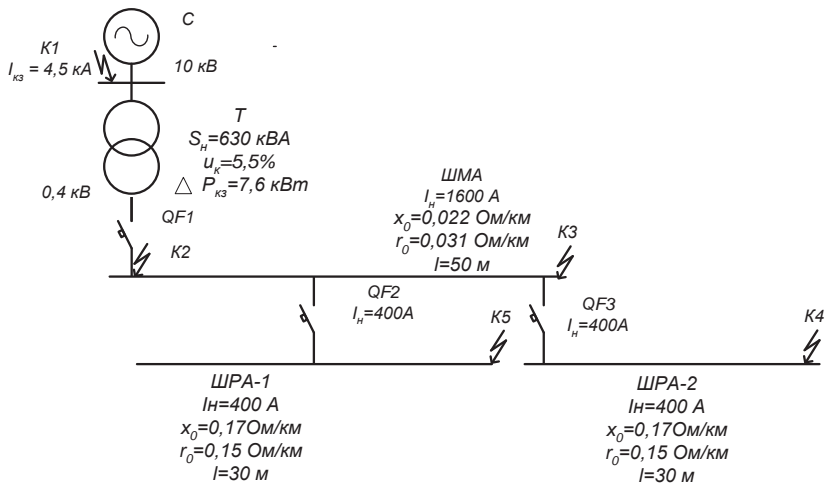
Задача 7.5. Визначити струм трифазного короткого замикання в точці К мережі живлення цеху, виконаної за допомогою розподільчих пунктів, схему якої наведено на рисунку. Опір комутаційно-вимірювальної апаратури та елементів розподільчих пристроїв врахувати наближено використовуючи відповідні значення додаткового опору.



Задача 7.6. Визначити струм трифазного короткого замикання в точках К мережі живлення цеху, виконаної за допомогою схеми «блок трансформатор-магістраль» з використанням розподільчих шинопроводів, схему якої наведено на рисунку. При цьому слід врахувати особливості приєднання розподільчих шинопроводів до магістрального, що безпосередньо впливає на їх опір струму КЗ:

- відгалужувальні коробки розміщено посередині та в кінці магістрального шинопроводу;
- ввідну коробку ШРА-1 розміщено посередині шинопроводу;
- ввідну коробку ШРА-2 розміщено в кінці шинопроводу.

Опір комутаційно-виміральної апаратури та елементів розподільчих пристроїв врахувати наближено використовуючи відповідні значення додаткового опору.



ЛІТЕРАТУРА

1. Рудницький В.Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування. Суми : ВТД «Університетська книга», 2006. 153 с.
2. Рудницький В.Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування. Суми : ВТД «Університетська книга», 2007. 280 с.
3. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. Київ : Мінрегіон України, 2016. 148 с.
4. Бурбело М.Й., Бірюков О.О., Мельничук Л.М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків. Вінниця : Вінницький національний технічний університет, 2011. 204 с.
5. Шкрабець Ф.П. Електропостачання. Дніпро: НГУ, 2015. 540 с.
6. Правила улаштування електроустановок. Київ : 2017. 617 с.
7. Зайцев М.О., Кучанський В.О., Гунько І.О. Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустановок. Монографія. Друкарня ФОП Гуляєва В.М., 2021.
8. Бурак В.М., Дейнеко Н.А. Вибір електричних апаратів захисту в мережах до 1000 В. Харків : ХНАМГ, 2007. 62 с.
9. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT). Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності.
10. Зорін В.В., Штогрин Є.А., Буйний Р.О. Електричні мережі та системи. Ніжин : Аспект-Поліграф, 2011. 224 с.
11. Шестеренко В.Є., Шестеренко О.В. Електропостачання промислових підприємств. Вінниця : Нова книга, 2013. 424 с.
12. Шестеренко Є.В. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця : Нова книга, 2004. 655 с.
13. Василега П.О. Електропостачання. Суми : вид-во «Університетська книга», 2018. 415 с.
14. Бурбело М.Й. Розрахунок внутрішнього електропостачання. Вінниця : Вінницький національний технічний університет, 2017. 123 с.
15. Галузеві будівельні норми України. Електротехнічні пристрої. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2012. 139 с.
16. Електрична частина станцій та підстанцій : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова. Київ : НАУ, 2018. 312 с.
17. В. А. Попов, В. В. Ткаченко, Ярмолюк О. С. Проектування систем забезпечення споживачів електричною енергією. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 222 с.
18. Зорин В.В., Тисленко В.В. Системи електропостачання общого назначения. Чернигов : ЧГТУ, 2005. 341 с.

19. Руководство по выбору, прокладке, монтажу, испытаниям и эксплуатации кабелей из сшитого полиэтилена на напряжение от 6 до 35 кВ. Харків : вид-во ЗАТ «Південкабель», 2007. 104 с.

20. Букович Н. В. Розрахунок струмів короткого замикання електроенергетичних систем. Львів : Вища шк., 2008. 248 с.

21. Півняк Г.Г., Винославський В.М., Рибалко А.Я., Несен Л.І. Перехідні процеси в системах електропостачання. Дніпропетровськ: Видавництво НГА України, 2000. 597 с

22. Нестерович В.В. Электромагнитные переходные процессы. Мариуполь: ПГТУ, 2007.

23. Крючков И.П. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах. Москва : Изд-во МЭИ, 2000. 167 с.

4 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева. Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. - 152 с.

25. Гамазин С.И., Ставцев В.А., Цырук С.А. Переходные процессы в системах промышленного электроснабжения, обусловленные электродвигательной нагрузкой. Москва : Издательство МЭИ, 1997. 424 с.

Интернет-ресурси

1. Каталог продукції. ООО "Спецметаллсервис". [Електрон. ресурс]. – Режим доступу : <http://smetall.com.ua/dbn-derjavni-budivelni-normi.html>.

2. Електротехнічна продукція. АСКОУКРЕМ. [Електрон. ресурс]. – Режим доступу : <https://www.acko.ua/>.

3. Каталог продукції. ТОВ "ПромАвтоматика Вінниця" [Електрон. ресурс]. – Режим доступу : <http://www.promavtomatika.com.ua/>

Предметний покажчик

А

АВР 54, 66

Автоматичний вимикач 94, 97

В

Ввідно-розподільний пристрій 65

Ввідно-розподільна шафа 108

Втрати:

- напруги 84, 85

- у трансформаторах 88

Г

Головний розподільний щит 108

Глибокий ввід 51

Д

Джерело живлення 14:

- незалежне 14, 51

З

Запобіжник 92

Е

Електрична мережа 8

Електрична підстанція 7

Електрична установка 7

Електроенергетична система 8

Електроприймачі 7:

- силові 20

Електроспоживач 7

К

Категорія електроприймачів 14

Кількість електроприймачів

- ефективна 32

Коефіцієнт:

- одночасності 39

- попиту 40, 44

- потужності 40, 47

Л

Лінія :

- електропередачі 11

- живлення 67, 74

М

Метод:

- питомої потужності 28

Мережа:

- внутрішня розподільна 61

- живлення 10, 115

- розподільна 10 кВ 55, 75

- розподільна 0,4 кВ 58

Н

Навантаження:

- розрахункове лінії живлення 38

- середнє 31

- силових електроприймачів 40

П

Приймач електричної енергії 7

Потужність: 50

- встановлена 31

- максимальна 33, 35

- номінальна 21

- розрахункова 33, 35

- максимальна 33, 35

Р

Районна електрична мережа 13

Районна підстанція 10

Режим роботи:

- аварійний перехідний 23

- короткочасний 21

- короткого замикання 90

- нормальний усталений 23

- нормальний перехідний 23

- післяаварійний сталий 23

- повторно-короткочасний 21

- усталений (тривалий) 22

Розподільний пункт 10, 51, 106,

Розподільна шафа 110

Розподільний щит 113

С

Світильник 26

Система електропостачання 8,

Струм:

- номінальний плавкої вставки 86

- розрахунковий 84

Т

Трансформаторна підстанція 7, 78:

- комплектна ТП 103, 107

Ц

Центр живлення 10

ТЕРМІНОЛОГІЧНИЙ СЛОВНИК

Ввідний пристрій (ВП) – сукупність конструкцій, апаратів і приладів, які встановлюються на вводі лінії живлення в будівлю або в її відокремлену частину.

Ввідно-розподільний пристрій (ВРП) - сукупність конструкцій, апаратів і приладів, які встановлюються на вводі лінії живлення в будинок або в його відокремлену частину і живляться від ГРЩ.

Головний розподільний щит (ГРЩ) – щит, через який забезпечується живлення електроенергією всього будинку або його відокремленої частини.

Глухозаземлена нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора, приєднана до заземлювального пристрою безпосередньо або через малий опір (наприклад, через трансформатори струму). Глухозаземленням може бути також вивід джерела однофазного струму або полюс джерела постійного струму у двопровідних мережах, а також середня точка джерела в трипровідних мережах змінного і постійного струму.

Групова мережа – мережа від щитків і розподільних пристроїв до світильників, штепсельних розеток та інших електроприймачів.

Груповий щиток – пристрій, у якому встановлені апарати захисту та комутаційні апарати (або лише апарати захисту) для окремих груп світильників, штепсельних розеток та стаціонарних електроприймачів.

Електрична мережа – сукупність електроустановок для передачі та розподілу електричної енергії.

Електрична частина енергосистеми - сукупність електроустановок електричних станцій та електричних мереж енергосистеми.

Електрична розподільча установка (РУ) - електроустановка, призначена для приймання та розподілення електричної енергії однієї напруги пристроями керування та захисту.

Електробезпека – відсутність загрози з боку електроустановки життю, здоров'ю та майну людей, тваринам, рослинам і довкіллю, яка перевищує допустимий ризик.

Електроенергетична система (ЕЕС) – електрична частина енергосистеми і приймачі електроенергії, які живляться від неї, об'єднані спільністю процесу виробництва, передавання, розподілу і споживання електричної енергії.

Електропроводка – сукупність проводів і кабелів з кріпленнями, деталями монтажу та захисту, які прокладено на поверхні чи всередині конструктивних елементів споруд.

Електроустановка - комплекс взаємопов'язаних машин, апаратів, ліній та допоміжного обладнання (разом з будівлями і приміщеннями, в яких вони встановлені), призначені для виробництва, трансформації, передачі, розподілу електроенергії і перетворення її в інший вид енергії.

Електрощитове приміщення – приміщення або його частина, доступна лише для кваліфікованого обслуговуючого персоналу, де встановлюються ГРЩ, ВРП, ВП та інші розподільні пристрої.

Енергетична система (ЕС) - сукупність установок і пристроїв для виробництва, передачі, розподілу, перетворення та споживання електричної і теплової енергії, об'єднаних загальним процесом та режимом.

Заземлювач – провідник (електрод) або сукупність гальванічне об'єднаних між собою провідників (електродів), розташованих в землі, які утворюють електричне з'єднання з землею.

Заземлюючий пристрій – сукупність електрично з'єднаних між собою заземлювача і заземлювальних провідників, включаючи елементи їх з'єднання.

Закрита трансформаторна підстанція (ЗТП) це є ТП, устаткування якої розташоване в будівлі (приміщенні) або в металевій чи залізобетонній оболонці.

Комплектна розподільна установка (КРУ) - РУ, складена із шаф або блоків з вмонтованими в них апаратами, пристроями для вимірювання, захисту та автоматики і сполучних елементів.

Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) - підстанція, складена із трансформаторів (вмонтованих у шафи або установлених просто неба), блоків РУ та інших елементів, які постачають у складеному або повністю підготовленому до складання вигляді.

Захисне заземлення – заземлення доступних струмопровідних частин електроустановки з метою забезпечення електробезпеки.

"Земля" – земельний ґрунт, який проводить струм і потенціал будь-якої його точки (ґрунту) приймають умовно рівним нулю.

Ізольована нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора, не приєднана до заземлювального пристрою або приєднана до нього через великий опір приладів сигналізації, вимірювання та інших подібних до них пристроїв, наявність яких практично не впливає на струм замикання на землю.

Компенсована нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора, приєднана до заземлювального пристрою через дугогасні реактори для компенсації ємнісного струму в мережі під час однофазних замикань на землю.

Мережа живлення – мережа від розподільного пристрою підстанції або відгалуження повітряних ЛЕП до ВП, ВРП, ГРЩ.

Приймач електричної енергії, або електроприймач (ЕП) - апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії на інший вид енергії.

Пристрій захисного вимкнення (ПЗВ) – пристрій, який вимикає ланку мережі, якщо в ній протікає незначний струм відносно "землі" (струм витоку).

Пристрій заземлення – сукупність заземлювача та провідників заземлення.

Реактивна потужність – складова повної потужності, яка залежно від параметрів, схеми та режиму роботи електричної мережі спричиняє додаткові технологічні втрати активної електричної енергії та впливає на показники якості електричної енергії.

Розподільна мережа – мережа від ВП, ВРП, ГРЩ до розподільних пристроїв та щитків.

Споживач електричної енергії – юридична або фізична особа, що використовує електричну енергію для забезпечення потреб власних електроустановок на підставі договору.

Трансформаторна підстанція (ТП) - електроустановка, що призначена для перетворення (підвищення або пониження) напруги в мережі змінного струму і розподілу електроенергії і складається з силових трансформаторів, розподільного пристрою, пристрою автоматичного управління і захисту, а так само допоміжних споруд.

Розподільний пункт (РП) - відокремлена РУ в електричній мережі з допоміжними спорудами, призначена для приймання та розподілу електричної енергії на одній напрузі без перетворення. Він не входить до складу підстанції.

ДОДАТКИ

Додаток А

Розрахункові коефіцієнти до розрахунку навантажень

Таблиця А.1 - Визначення коефіцієнту максимуму

$n_{\text{эф}}$	Коефіцієнт максимуму K_M при K_B									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,25	2,87	2,42	2,0	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1	1,04
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08	1,04
9	2,56	2,2	1,9	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05	1,03
35	1,55	1,41	1,30	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05	1,03
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,03
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04	1,02
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,13	1,11	1,10	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03	1,02
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,10	1,10	1,09	1,06	1,03	1,02
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,05	1,03	1,02
90	1,23	1,18	1,13	1,10	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02
120	1,19	1,15	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02	1,01
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02	1,01
160	1,16	1,13	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02	1,01
180	1,16	1,12	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,00

Таблиця А.2 – Взаємозв'язок між коефіцієнтом попиту та коефіцієнтом використання

K_v	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
K_n	0,5	0,6	0,65-0,70	0,75-0,80	0,85-0,90	0,92-0,95

Таблиця А.3 – Коефіцієнти попиту освітлювального навантаження

Характеристика помещения	$K_{п.о.}$
Дрібні виробничі будівлі та торгові приміщення	1
Виробничі будівлі, що складаються з окремих крупних прогонів	0,95
Виробничі будівлі, що складаються з окремих приміщень	0,85
Бібліотеки, адміністративні будівлі, підприємства громадського харчування	0,9
Лікарні, навчальні заклади, конторсько-побутові будівлі	0,8
Складські будівлі, електричні підстанції	0,6
Аварійне освітлення	1,0

Таблиця А.4 - Питома потужність освітлювального навантаження, Вт/м²

Назва об'єкту	$P_{пит}$
Ливарні та плавильні цехи	12-19
Механічні та збиральні цехи	11-16
Електрозварювальні та термічні цехи	13-15
Інструментальні цехи	15-16
Деревообробні та модельні цехи	15-18
Блоки додаткових цехів	17-18
Інженерні корпуси	16-20
Центральні заводські лабораторії	20-27
Заводи гірничо-шахтного обладнання	10-13
Освітлення території	0,16

Технічні дані автоматичних вимикачів напругою до 1000В

Таблиця Б.1 – Автоматичні модульні вимикачі змінного струму АВ2000 серії Standart (ТУ У 31.2-25019584-001:2006)

Тип	К-сть полюсів	$I_{\text{НОМ.В, А}}$	$U_{\text{НОМ.В, В}}$	Граничний струм комутаційної здатності, кА
АВ 2000 1А	1Р, 2Р, 3Р	1	230/400	6
АВ 2000 2А	1Р, 2Р, 3Р	2	230/400	6
АВ 2000 3А	1Р, 2Р, 3Р	3	230/400	6
АВ 2000 4А	1Р, 2Р, 3Р	4	230/400	6
АВ 2000 5А	1Р, 2Р, 3Р	5	230/400	6
АВ 2000 6А	1Р, 2Р, 3Р	6	230/400	6
АВ 2000 10А	1Р, 2Р, 3Р	10	230/400	6
АВ 2000 16А	1Р, 2Р, 3Р	16	230/400	6
АВ 2000 20А	1Р, 2Р, 3Р	20	230/400	6
АВ 2000 25А	1Р, 2Р, 3Р	25	230/400	6
АВ 2000 32А	1Р, 2Р, 3Р	32	230/400	6
АВ 2000 40А	1Р, 2Р, 3Р	40	230/400	6
АВ 2000 50А	1Р, 2Р, 3Р	50	230/400	6
АВ 2000 63А	1Р, 2Р, 3Р	63	230/400	6
АВ 2000 80А	1Р, 3Р	80	230/400	10
АВ 2000 100А	1Р, 3Р	100	230/400	10

Примітка: характеристика відключення В, С; номінальна частота 50/60Гц; перетин під'єднувальних дротів до 25мм² включно; кріплення на DIN рейку 35х7,5; ступінь захисту IP20.

Таблиця Б.2 – Автоматичні трифазні вимикачі серії АВ3000 з розчіплювачами (ТУ У 31.2-25019584-006:2004)

Тип	$I_{\text{НОМ.В, А}}$	Номінальний струм розчіплювача, А	$U_{\text{НОМ.В, В}}$	Граничний струм комутаційної здатності, кА	Номінальна робоча відключаюча здатність, кА
АВ 3001	63	10; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63	400	15	7,5
АВ 3002	100	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100	400	25	12,5
АВ 3003	200	100; 125; 160; 200; 225	400	25	12,5
АВ 3004	400	250; 315; 350; 400	400	35	17,5
АВ 3005	630	400; 500; 630	400	35	17,5
АВ 3006	800	630; 700; 800	400	60	30
АВ 3007	1250	800; 1000; 1250	400	65	32,5

Таблиця Б.3 – Автоматичні вимикачі серії АВЗД 2000 для захисту трифазних електродвигунів змінного струму, напругою 380В (ТУ У 31.2-25019584-001:2006)

Тип	Номинальний робочий струм вимикача, А	Потужність двигуна, кВт	Робоча комутаційна здатність, кА
АВЗД 2000/3	1 – 1,6	0,37	10
АВЗД 2000/3	1,6 – 2,5	0,75	10
АВЗД 2000/3	2,5 - 4	1,1	10
АВЗД 2000/3	4 – 6,3	2,2	10
АВЗД 2000/3	6 - 10	4,0	10
АВЗД 2000/3	9 – 14	5,5	10
АВЗД 2000/3	13 – 18	7,5	10
АВЗД 2000/3	17 - 23	11	10
АВЗД 2000/3	20 - 25	11	10
АВЗД 2000/3	25 - 40	18,5	10
АВЗД 2000/3	40 – 63	30	10
АВЗД 2000/3	56 - 80	40	10

Таблиця Б.4 – Автоматичні вимикачі серії ВА51 (ВА-81) з тепловими і електромагнітними розчіплювачами

Тип	Номинальний струм вимикача, А	Номинальний струм розчіплювача, А	$\frac{I_{с.ем}}{I_{н.розч}}$	Діюче значення номінального струму відключення, кА
ВА 51-25	25	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	7, 10	6
ВА 51-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	3, 7,10	6
ВА 51-33	160	80; 100; 125; 160	10	6
ВА 51-35	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	12	6
ВА 51-37	400	250; 320; 400	10	6
ВА 51-39	630	400; 500; 630	10	6

Таблиця Б.5 – Автоматичні вимикачі серії ВА52 з тепловим і електромагнітним розчіплювачами

Тип	Номинальний струм вимикача, А	Номинальний струм розчіплювача, А	$\frac{I_{с.ем}}{I_{н.розч}}$	Струм відключення, кА
ВА 52-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	3; 7; 10	16
ВА 52-33	160	80; 100; 125; 160	10	16
ВА 52-35	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	12	16
ВА 52-37	400	250; 320; 400	10	16
ВА 52-39	630	250; 320; 400; 500; 630	10	16
ВА 52Г-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	14	16
ВА 52Г-33	160	80; 100; 125; 160	14	16

Таблиця Б.6 – Автоматичні вимикачі серії ВА53, ВА83, ВА54 з напівпровідниковим розчіплювачем (неселективні)

Тип	Номинальний струм вимикача, А	$\frac{I_{н.розч}}{I_{ном.в}}$	$\frac{I_{с.ем}}{I_{н.розч}}$	Граничний струм, кА
ВА 53-37	400; 250; 160	0,63; 0,8; 1,0	2; 3; 5; 7; 10	47,5
ВА 53-39	630; 400; 250; 160	Те ж	Те ж	55
ВА 83-41	1000; 630; 400; 250	Те ж	2; 3; 5; 7; (10)	60
ВА 53-43	1600	Те ж	Те ж	80
ВА 54-37	400; 250; 160	Те ж	2; 3; 5; 7; 10	87
ВА 54-39	630; 500; 400	Те ж	Те ж	100
ВА 54-41	1000	Те ж	2; 3; 5; 7	150

Таблиця Б.7 – Автоматичні вимикачі серії ВА 55, (ВА 85), ВА 75 з напів-провідниковим розчіплювачем (селективні)

Тип	Номинальний струм вимикача, А	$\frac{I_{н.розч}}{I_{ном.в}}$	$\frac{I_{с.ем}}{I_{н.розч}}$	Струм спрацювання н/п розчіплювача, кА	Граничний струм комутаційної здатності, кА
ВА 55-37	400; 250; 160	0,63; 0,8; 1,0	2; 3; 5; 7; 10	20	32,5
ВА 55-39	630; 400; 250; 160	Те ж	Те ж	25	47,5
ВА 85-41	1000; 630; 400; 250	Те ж	2; 3; 5; 7; (10)	25	60
ВА 55-43	1600	Те ж	Те ж	31	80
ВА 75-45	2500	Те ж	Те ж	36	60
ВА 75-47	2500 4000	Те ж Те ж	2; 3; 5 Те ж	36 45	70 70

Таблиця Б.8 – Автоматичні трифазні вимикачі серії АВ3000С змінного струму, напругою 380В з електронним блоком керування (ТУ У 31.2-25019584-001:2006)

Тип	$I_{ном.в},$ А	Номинальний струм розчіплювача, А	Граничний струм комутаційної здатності, кА	Номинальна робоча відключаюча здатність, кА
АВ 3004С/ЗН	400	160 - 400	70	70
АВ 3005С/ЗН	630	250 - 630	70	70
АВ 3006С/ЗН	800	320 - 800	70	70

Технічні дані силових трансформаторів, розподільних пристроїв ТП, комірнок КСО-393, конденсаторних установок і розподільних пунктів

Таблиця В.1 – Технічні дані трифазних масляних трансформаторів.

Тип	S _{ном} , кВА	U _{ном} обмоток, кВ		Схема і група з'єднання обмоток	Втрати, Вт		Напруга КЗ, %	Струм XX, %					
		ВН	НН		XX	КЗ							
1	2	3	4	5	6	7	8	9					
Напруга до 35 кВ													
ТМ-25/10	25	6; 10	0,4	Y/Y _H -0 Y/Y _H -11	130	600; 690	4,5; 4,7	3,2					
ТМ-40/10	40				175	880; 1000		3					
ТМ-63/10	63				240	1280; 1470		2,8					
ТМ-100/10	100				330	1970		2,6					
ТМ-100/35		35	420	2270	6,5; 6,8								
ТМ-160/10	160	6; 10	0,4; 0,69	Y/Y _H -0 Δ/Y _H -11 Y/Y _H -11	510	2650 3100	4,5; 4,7	2,4					
ТМФ-160/10		35			620	3100	6,5; 6,8						
ТМ-160/35		6; 10			740	3700 4200	4,5; 4,7		2,3				
ТМФ-250/10	250	35	900	4200	6,5; 6,8								
ТМ-250/35		6; 10	400	0,4; 0,69	Δ/Y _H -0 Δ/Y _H -11 Δ/Y _H -11	950	5900	4,5	2,1				
ТМ-400/10	6; 10	1200				5500 5900	6,5						
ТМФ-400/10	35							630		0,4 0,4 0,69	Y/Y _H -0 Δ/Y _H -11	1310	7600 8500
ТМН-400/10	6; 10	1600				7600 8500	6,5						
ТМ-400/35	35											6,3; 11	Y/Δ-11, Y/Δ-11
ТМН-400/35	6; 10	0,4				Y/Y _H -0	-						
ТМ-630/10	630	6; 10	0,4	Δ/Y _H -11; Δ/Y _H -11									
ТМФ-630/10			0,4	Y/Δ-11									
ТМН-630/10			0,69	Y/Δ-11									
ТМ-630/35		35	6; 10	0,4	Y/Y _H -11	1600	7600 8500 7600	6,5					
ТМФ-630/35				0,69	Δ/Y _H -11								
ТМН-630/35				6,3; 11	Y/Δ-11, Y/Δ-11								
ТМ-1000/10*	1000	6; 10	0,4; 0,69	Y/Y _H -0; Δ/Y _H -11; Δ/Y _H -11	-	-	-	-					
									3,15; 6,3	Y/Δ-11			
									10	10,5			
									13,8 15,75	0,4; 0,69	Y/Y _H -0; Δ/Y _H -11	2000	12200
ТМ-1000/35	20	6,3; 10,5	Y/Δ-11										
	35	3,15; 6,3; 10,5	Y/Δ-11	2000	11600	6,5	1,4						

1	2	3	4	5	6	7	8	9		
TMH-1000/35		20	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y _H -11	2100					
			0,69	Δ/Y _H -11						
			6,3; 11	Y/Δ-11						
		35	0,4; 0,69	Y/Y _H -0		12200				
			6,3; 11	Y/Δ-11		11600				
TM-1600/10*		6	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y _H -11	-	-	-	-		
			0,69	Δ/Y _H -11						
		10	3,15; 6,3	Y/Δ-11						
TM-1600/35	1600	20	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y _H -11	2750	18000				
			0,69	Δ/Y _H -11						
			6,3; 10,5	Y/Δ-11						
		35	0,4; 0,69	Y/Y _H -0						
			3,15; 6,3; 10,5	Y/Δ-11						
TMH-1600/35		13,8	0,4	Y/Δ _H -11	2900	16500	6,5	1,3		
			15,75	11					Y/Δ-11	
		20	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y _H -11						
			0,69	Δ/Y _H -11						
				6,3; 11						
		35	0,4; 0,69	Y/Y _H -0		18000				
6,3; 11	Y/Δ-11		16500							
TM-2500/10*	2500	6	0,4; 0,69	Δ/Y _H -11	3850	23500	6,5	1,0		
		10	3,15	Y/Δ-11						
		10	6,3; 10,5							
TM-2500/35		20	0,69	Δ/Y _H -11	3900					
		35	3,15	Y/Δ-11						
		20; 35	6,3; 10,5							
TMH-2500/35	2500	13,8; 15,75	6,3; 11	Y/Δ-11	4100	23500	6,5	1		
									20	0,69
		35		Y/Y _H -0						
		20; 35	6,3 11							
TM-4000/10		6; 10	3,15	Y/Δ-11	5200					
		10	6,3							
TM-4000/35	4000	35	3,15		5300	33500	7,5	0,9		
		20; 35	6,3; 10,5							

1	2	3	4	5	6	7	8	9				
ТМН-4000/35		13,8; 15,75; 20; 35	6,3; 11		5600							
ТМ-6300/10	6300	10	3,15; 6,3; 10,5		7400	46500	7,5	0,8				
ТМ-6300/35		35	3,15		7600							
		20; 35	6,3; 10,5									
ТМН-6300/35		35	6,3; 11		8000							
ГД-10000/35*	10000	38,5	6,3; 10,5		-	-	-	-				
ГД-16000/35*	16000	-	-		-	-	-	-				
ГДЦ-80000/35	8000	15,75	6,3; 10,5	Δ/Δ-0	58000	280000	10,0	0,45				
Модернізовані з масляним діелектриком												
ТМ-400/10	400	6; 10	0,4; 0,69	-	900	5500	4,5	1,5				
ТМ-630/10	630				1250	7600		1,25				
ТМ-1000/10	1000				1900	10500	5,5	1,15 0,4				
Для комплектних трансформаторних підстанцій												
ТМЗ-250/10	250	6; 10	0,4; 0,69	-	740	3700	4,5	2,3				
ТМЗ-400/10	400				950	5500		2,1				
ТМЗ-630/10	630				1310	7600	5,5	1,8				
ТНЗ-630/10					1900	10800			1,2			
ТМЗ-1000/10	1000				1600	2650	16500	6,0	1,0			
ТНЗ-1000/10	1000									2500	24000	0,8
ТМЗ-1600/10	1600											
ТНЗ-1600/10	1600											
ТМЗ-2500/10	2500							3750	24000			
ТНЗ-2500/10	2500											
Напруга до 220 кВ (номінальна потужність в МВА, втрати в кВт)												
ТМН-2500/110	2,5	110	6,6; 11		5,5	22	10,5	1,5				
ТМН-6300/110	6,3	115	6,6; 11; 16,5		10	44		1				
ГДН-10000/110	10		6,6; 11; 16,5		14	58		0,9				
ГДН-16000/110	16		22; 34,5		18	85		0,7				
ГДН-25000/110	25		38,5		25	120		0,65				
ГДН-40000/110	40			34	170	0,55						
ГРДН-25000/110	25		6,3-6,3; 10,5- 10,5		25	120		0,65				
ГРДН-40000/110	40	6,3-10,5		34	170	0,55						
ГРДН-63000/110	63		50,5	245	0,5							
ГРДН-80000/110	80				58	310	0,45					

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТРДН-63000/110	63	242	38,5		50	245		0,5
ГДН-80000/110	80	230	10,5-10,5	-	58	310	11,0	0,45
ТРДЦН-125000/110	125		6,3		105	400		0,55
ГД-80000/220	80		10,5; 13,8		79	315		0,45
ГДЦ-125000/220	125		10,5; 13,8		120	380		0,55
ТРДН-32000/220	32		6,3-6,3 6,6-6,6 11-11 11-6,6		45	150		11,5
ТРДНС-40000/220	40	230	6,3-6,3 6,6-6,6	50	170	-	0,6	
ТРДН-63000/220	63		11,0-11,0 11,0-6,6	70	265		0,5	
ТРДЦН-63000/220			100	102	340		125	0,65
ТРДЦН-160000/220	160		11,0-11,0	155	500		-	0,5
ТРДЦН-200000/220*	200			-	-		-	-

Таблиця В.2 – Комплектність розподільних пристроїв КТП

Тип підстанції	КТП-400	КТП-630	КТП-1000
Тип ввідної шафи Ввідний вимикач Лінійні вимикачі	ШНВ-1 ВА55-39 ВА52-35-2шт ВА51-35-1шт	ШНВ-2 ВА55-41 ВА53-39-2шт (ВА55-39)	ШНВ-3 ВА55-43 ВА53-39-2шт (ВА55-39)
Тип секційної шафи Секційний вимикач Лінійні вимикачі	ШНС-1 ВА55-39 ВА52-35-2шт ВА51-35-1шт	ШНС-2 ВА55-41 ВА53-39-2шт (ВА55-39)	ШНС-3 ВА55-43 ВА53-39-2шт (ВА55-39)
Тип лінійної шафи Лінійні вимикачі	ШНЛ-1 ВА52-35-3шт ВА51-35-2шт	ШНЛ-2 ВА52-39-5шт (ВА51-39)	ШНЛ-3 ВА51-39-5шт (ВА53-39)

Позначення шаф: Ш – шафа, Н – низьковольтна, В – вводу, С – секційна, Л – лінійна.

Таблиця В.3 –Технічні дані комплектних конденсаторних установок напругою 0,4кВ.

Тип ККУ	Потужність, кВАр	Номінальний струм, А	Номінальний струм ввідного запобіжника, А	Ступінь регулювання, кВАр
УКРМ (АКУ)-0,4-25-5	25	36,25	63	5
УКРМ (АКУ)-0,4-35-5	35	50,75	80	5
УКРМ (АКУ)-0,4-45-5	45	65,25	100	5
УКРМ (АКУ)-0,4-50-10	50	72,5	125	10
УКРМ (АКУ)-0,4-55-10	55	79,75	125	10
УКРМ (АКУ)-0,4-60-10	60	87	160	10
УКРМ (АКУ)-0,4-70-10	70	101,5	160	10
УКРМ (АКУ)-0,4-80-10	80	116	200	10
УКРМ (АКУ)-0,4-90-10	90	130,5	225	10
УКРМ (АКУ)-0,4-100-10	100	145	250	10
УКРМ (АКУ)-0,4-110-10	110	159,5	250	10
УКРМ (АКУ)-0,4-120-20	120	174	250	20
УКРМ (АКУ)-0,4-140-20	140	203	315	20
УКРМ (АКУ)-0,4-150-10	150	217,5	315	10
УКРМ (АКУ)-0,4-160-20	160	232	400	20
УКРМ (АКУ)-0,4-180-20	180	261	400	20
УКРМ (АКУ)-0,4-200-20	200	290	400	20
УКРМ (АКУ)-0,4-220-20	220	319	500	20
УКРМ (АКУ)-0,4-240-20	240	148	500	20
УКРМ (АКУ)-0,4-260-20	260	377	630	20
УКРМ (АКУ)-0,4-320-20	320	464	800	20
УКРМ (АКУ)-0,4-360-40	360	522	800	40
УКРМ (АКУ)-0,4-400-40	400	580	800	40
УКРМ (АКУ)-0,4-520-40	520	754	1250	40
УКРМ (АКУ)-0,4-540-60	540	783	1250	60

Таблиця В.4 – Технічні дані роз'єднувачів внутрішнього встановлення

Тип	Напруга, кВ	Номінальний струм, А	Амплітуда граничного наскрізного струму КЗ, кА	Граничний струм терм. стійкості кА/С		Тип приводу
				головних ножів	заземляючих ножів	
РВ, РВФ РВФЗ	6	400	41	16/4	-	ПР- 10; ПР- 11
		630	52	20/4	20/1	
		1000	100	40/4	31,5/1	
РВ, РВО, РВЗ	10	400	41	16/4	16/1	ПР- 10, ПР- 11
		630	52	20/4	20/1	
		1000	100	31,5/1	31,5/1	
РВФ, РВФЗ	10	2000	100	31,5/1	31,5/1	

Таблиця В.5 – Технічні дані комірок КСО-393 внутрішнього встановлення

Назва параметра	Одиниця виміру	Значення параметра
Номінальна напруга	кВ	6; 10
Найбільша робоча напруга	кВ	7,2; 12
Номінальний струм головних кіл	А	630; 800; 1000
Номінальний струм збірних шин	А	630; 1000
Номінальний струм відключення	кА	20; 25; 31,5
Струм електродинамічної стійкості	кА	41
Струм термічної стійкості, за час 3с	кА	20; 31,5
Струм плавкої вставки запобіжників: для 10кВ	А	31,5; 40; 63; 80; 100
для 6кВ	А	31,5; 40; 80; 100; 125

Таблиця В.6 – Комплектування розподільного пункту ПР 8501-1000-xxx (630А)

з рубильником на вводі	Номери схем шаф			Число відхідних ліній	
	з ввідним вимикачем			ВА 51-31	ВА 51-35
	ВА 51-39	ВА 55-39	ВА 56-39	16-100 А	100-250 А
149	090	115	140	6	–
150	091	116	141	8	–
151	092	117	142	10	–
152	093	118	143	12	–
153	094	119	144	–	4
154	095	120	145	2	2
155	096	121	146	4	2
156	097	122	147	6	2
157	098	123	148	8	2

Таблиця В.7 – Розподільні пункти ПР 8504-3000-21УЗ, ПР 8504-3000-54УЗ (навісне виконання); ПР 8504-7000-21УЗ, ПР 8504-7000-54УЗ (наземне виконання); утоплене ПР 8504-1000-21УЗ

Номер схеми	З ввідним вимикачем	Число відхідних ліній (з вимикачем ВА 51-31)
70	ВА 51-35 (250А)	4
72	ВА 51-39 (400А)	6
74	ВА 51-39 (630А)	8
76	ВА 51-39 (630А)	12

Таблиця В.8 – Розподільні пункти ПР 8505-1000-21УЗ (навісне виконання) ПР 8505-7000-21УЗ (наземне виконання) з рубильником ВР 32-35 (250А)

Номер схеми	Число відхідних ліній		Номер схеми	Число відхідних ліній	
	АВ 3001	АВ 3002		АВ 3001	АВ 3002
02	12	–	22	–	–
04	–	4	24	12	4
06	6	2	26	6	6
08	18	–	28	30	–
10	–	6	30	–	10
12	12	2	32	24	2
14	6	4	34	18	4
16	24	–	36	12	6
18	–	8	38	6	8
20	18	2		–	12

Таблиця В.9 – Розподільні пункти ПР 8505-1000-21УЗ (навісне виконання) ПР 8505-7000-21УЗ (наземне виконання) з рубильником ВР 32-37 (400А)

Номер схеми	Число відхідних ліній		Номер схеми	Число відхідних ліній	
	АВ 3001	АВ 3002		АВ 3001	АВ 3002
40	18	–	58	30	–
42	–	6	60	–	10
44	12	2	62	24	2
46	6	4	64	18	4
48	24	-	66	12	6
50	-	8	68	6	8
52	18	2	70	–	–
54	12	4	72	–	–
56	6	6			

Таблиця В.10 – Шафи розподільчі серії СПМ 75 на номінальну напругу 0,22; 0,38; 0,66 кВ промислової частоти змінного струму

Тип шафи	Тип апарату вводу		Число трифазних груп і номінальні струми (А), запобіжників та ліній
	рубильник	струм, А	
СП 75 - 1	ВР 32-35	250 А	5×63 (НПН-2)
СП 75 - 2	ВР 32-35	250 А	5×100 (ПН-2)
СП 75 - 3	ВР 32-35	250 А	2×63 (НПН-2) + 3×100 (ПН-2)
СП 75 - 4	ВР 32-37	400 А	8×63 (НПН-2)
СП 75 - 5	ВР 32-37	400 А	8×100 (ПН-2)
СП 75 - 6	ВР 32-37	400 А	4×63 (НПН-2) + 4×100 (ПН-2)
СП 75 - 7	ВР 32-37	400 А	5×63 (НПН-2) + 3×250 (ПН-2)
СП 75 - 8	ВР 32-37	400 А	5×100 (ПН-2) + 2×250 (ПН-2)
СП 75 - 9	ВР 32-37	400 А	2×63 (НПН-2) + 4×100 (ПН-2) + 2×250 (ПН-2)

Допустимі значення струмів струмопровідних частин

Таблиця Г.1 – Допустимий тривалий струм для кабелів з алюмінієвими жилами з паперовою ізоляцією в свинцевій або алюмінієвій оболонці, що прокладені в землі

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А для кабелів		
	трижильних напругою, кВ		чотирижильних до 1 кВ
	6	10	
10	60	–	65
16	80	75	90
25	105	90	115
35	125	115	135
50	155	140	165
70	190	165	200
95	225	205	240
120	260	240	270
150	300	275	305
185	340	310	345
240	390	355	–

Таблиця Г.2 – Допустимий тривалий струм для кабелів з алюмінієвими жилами з паперовою ізоляцією в свинцевій або алюмінієвій оболонці, що прокладені в повітрі

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А для кабелів		
	трижильних напругою, кВ		чотирижильних до 1 кВ
	6	10	
10	42	-	45
16	50	46	60
25	70	65	75
35	85	80	95
50	110	105	110
70	135	130	140
95	165	155	165
120	190	185	200
150	225	210	230
185	250	235	260
240	290	270	-

Таблиця Г.3 – Допустимий тривалий струм для проводів з гумовою полівінілхлоридною ізоляцією з алюмінієвими жилами

Переріз струмо- провідної жили, мм ²	Струм, А, для проводів прокладених в одній трубі					
	від- крито	двох	трьох	чотирьох	одного	одного
		одно- жильних	одно- жильних	одно- жильних	дво- жильного	три- жильного
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	–	–	–
185	390	–	–	–	–	–
240	465	–	–	–	–	–

Таблиця Г.4 – Допустимий тривалий струм кабелів з алюмінієвими жилами з гумовою або пластмасовою ізоляцією в свинцевій, полівінілхлоридній, гумовій оболонці, броньованих і неброньованих

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Трижильних при прокладці		Переріз струмопровідної жили, мм ²	Трижильних при прокладці	
	в повітрі	в землі		в повітрі	в землі
2,5	19	29	50	110	175
4	27	38	70	140	210
6	32	46	95	170	225
10	42	70	120	200	295
16	60	90	150	235	335
25	75	115	185	270	385
35	90	140	-	-	-

Примітка. Допустимі тривалі струми для чотирижильних кабелів з пластмасовою ізоляцією на напругу до 1кВ можуть вибиратися за цією таблицею, як для трижильних кабелів, але з коефіцієнтом 0,92.

Таблиця Г.5 – Допустимий тривалий струм для неізолюваних проводів

Переріз, мм ²	Зовнішній діаметр, мм		Переріз (алюміній/сталь), мм ²	Струм $I_{доп}$, А, для проводів марок						Опір постійному струму при 20° С, r_0 , Ом/км	
	А і М	АС		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А і АКП	М	А і АКП	М	АС, АСК, АСКП
				зовні приміщень	всередині приміщень	зовні приміщень		всередині приміщень			
10	3,5	4,4	10/1,8	84	53	95	–	60	–	1,79	3,16
16	5,1	5,4	16/2,7	111	79	133	105	102	75	1,13	1,80
25	6,3	6,6	25/4,2	142	109	183	136	137	106	0,72	1,176
35	7,5	8,3	35/6,2	175	135	223	170	173	130	0,515	0,79
50	9,6	9,9	50/8	210	165	275	215	219	165	0,36	0,6
70	10,6	11,7	70/11	265	210	337	265	268	210	0,27	0,43
95	12,4	13,9	95/16	330	260	422	320	341	255	0,19	0,30
120	14,0	15,3	120/19 120/27	390 375	313 –	485	375	395	300	0,154	0,245 0,249
150	15,8	17	150/19 150/24 150/34	450 450 450	365 365 –	570	440	465	355	0,122	0,195 0,194 0,196
185	17,5	19,1	185/24 185/29 185/43	520 510 515	430 425 –	650	500	540	410	0,099	0,154 0,159 0,156
240	20,1	21,5	240/32 240/39 240/56	605 610 610	505 505 –	760	590	685	490	0,077	0,118 0,122 0,12
300	22,2	24,4	300/39 300/48 300/66	710 690 680	600 585 –	880	680	740	570	0,063	0,096 0,098 0,10
400	25,6	27,8	400/22 400/51 400/64	830 825 860	713 705 –	1050	815	895	690	0,047	0,073 0,073 0,074
500	–	–	500/27 500/64	960 945	830 815	–	980	–	820	–	–
600	–	–	600/72	1050	920	–	1100	–	955	–	–
700	–	–	700/86	1180	1040	–	–	–	–	–	–

ДОДАТОК Д

Експлуатаційні характеристики електричних мереж

Таблиця Д.1 - Допустимі значення температури нагріву жил кабелів з паперовою просоченою ізоляцією

Номінальна напруга, кВ	Тривало допустима температура нагріву жил, °С		Максимальна допустима температура нагріву жил, °С	
	одножильних (в окремій оболонці по кожній жилі)	з поясною ізоляцією	у разі перевантаження	у разі струму КЗ
1	80	80	105	250
6	-	80/65	105/90	200
10	-	70/60	90/80	200
20 і 35	65	-	-	130

Примітка. У чисельнику наведено значення температури для кабелів з ізоляцією, просоченою неспливаючою сумішшю, і кабелів з ізоляцією, просоченою в'язкою ізоляційною маслоканіфольною сумішшю; в знаменнику - для кабелів з ізоляцією, просоченою в'язкою сумішшю, яка містить поліетиленовий віск - загусник.

Таблиця Д.2 - Допустимі значення температури нагріву жил кабелів з пластмасовою і гумовою ізоляцією згідно

Матеріал ізоляції кабелю	Тривало допустима температура нагріву жил, °С		Максимальна допустима температура нагріву жил, °С	
	тривала	короткочасна у разі перевантаження	у разі струму КЗ	за умовами не загоряння при КЗ
Полівінілхлоридний пластикат	70	90	160/140 ¹⁾	350
Полівінілхлоридний пластикат пониженої пожежної небезпеки				
Полімерна композиція, що не містить галогенів				
Зшитий поліетилен ²⁾	90	130	250 ⁴⁾	400
Етиленпропіленова гума ³⁾	90	130	160	350

Примітка 1. У знаменнику - для кабелів із струмовідними жилами перерізом понад 300 мм²

Примітка 2. Вимоги застосовують до кабелів напругою до 330 кВ.

Примітка 3. Для кабелів із гумовою ізоляцією тривала допустима температура нагріву жил становить 65 °С; короткочасна у разі перевантаження - 110 °С; максимально допустима у разі струму КЗ - 150 °С; за умовами пезагоряння у разі КЗ - 350 °С.

Примітка 4. Допустима температура екранів кабелів у разі КЗ становить 350 °С.

Таблиця Д.3 - Допустимі значення температури нагріву неізольованих проводів і пофарбованих шин

Конструктивні особливості, матеріал	Допустима температура нагріву, °С		Максимальна допустима температура нагріву, °С у разі дії струму КЗ
	тривала ¹	короткочасна у разі перевантаження	
Шини:			
- алюмінієві	70	90	200
- мідні	70	90	300
- сталеві, що мають безпосередній контакт з апаратами	70	90	300
- сталеві, що не мають безпосереднього контакту з апаратами	70	90	400
Проводи неізольовані мідні за натягу, Н/мм ² :			
- менше 20	70/90	90	250
- 20 і більше	70/90	90	200
Проводи неізольовані алюмінієві за натягу, Н/мм ² :			
- менше 10	70/90	90	200
- 10 і більше	70/90	90	160
Алюмінієва частина сталюалюмінієвих проводів	70/90	90	200
Високотемпературні проводи	150	180	260
Примітка. У знаменнику - згідно з ГОСТ 839-80 «Проводи неізольовані для повітряних ліній електропередач. Технічні умови».			

Таблиця Д.4 – Значення густини струму в неізольованих проводах ПЛ від 6 до 220 кВ, А/мм²

Проводи	За тривалості використання максимального навантаження, год.		
	1000 – 3000	3001 – 5000	Понад 5000
мідні	2,5	2,5-1,9	1,9-1,5
алюмінієві	1,3	1,1-0,8	0,8-0,6

Таблиця Д.5 - Понижувальний коефіцієнт для проводів і кабелів, які прокладають у коробах з гумовою або пластмасовою ізоляцією до 660 В

Спосіб прокладання	Кількість прокладених проводів і кабелів		Понижувальний коефіцієнт для проводів, які живлять	
	одно-жильних	багато-жильних	окремі електроприймачі з коефіцієнтом використання до 0,7	групи електроприймачів і окремі приймачі з коефіцієнтом використання понад 0,7
Багатошаровий і пучками	-	до 4	1,0	-
	2	5-6	0,85	-
	3-9	7-9	0,75	-
	10-1	10-11	0,7	-
	12-14	12-14	0,65	-
	15-18	15-18	0,6	-
Одношаровий	2-4	2-4	-	0,67
	5	5	-	0,6

Таблиця Д.6 - Коригувальні коефіцієнти на струми проводів і кабелів з гумовою або пластмасовою ізоляцією до 660 В залежно від температури землі та повітря

Спосіб прокладання	Нормована температура жил, °С	Коригувальні коефіцієнти на струми за розрахункової температури середовища, °С											
		-5 і нижче	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
У повітрі	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
У землі	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
У повітрі	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
У землі	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
У повітрі	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
У землі	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
У повітрі	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
У землі	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	-
У повітрі	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	-

Таблиця Д.7 - Коригувальні коефіцієнти на допустимий тривалий струм для кабелів з паперовою просоченою ізоляцією, прокладених у землі, залежно від питомого теплового опору землі

Характеристика землі	Питомий тепловий опір, $\text{к} \cdot \text{м}/\text{Вт}$	Коригувальний коефіцієнт
Пісок вологістю понад 9%, піщано-глинистий ґрунт вологістю понад 1%	0,80	1,05
Нормальні ґрунт і пісок вологістю 7 -9% , піщано-глинистий ґрунт вологістю 12-14%	1,20	1,00
Пісок вологістю понад 4% і менше 7%, піщано-глинистий ґрунт вологістю 8% - 12%	2,00	0,87
Пісок вологістю до 4%, кам'янистий ґрунт	3,00	0,75

Таблиця Д.8 - Коригувальні коефіцієнти, які враховують залежність допустимого тривалого струму навантаження кабелів з паперовою просоченою ізоляцією від температури навколишнього середовища

Номинальна напруга кабелю, кВ	Значення коригувального коефіцієнта залежно від температури навколишнього середовища, °С										
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Прокладання в повітрі											
1-6	1,2	1,17	1,13	1,09	1,04	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,74
10	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
20-35	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
Прокладання в землі											
1-6	1,11	1,08	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,73	0,73	0,68
10	1,13	1,09	1,04	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,74	0,67	0,6
20-35	1,14	1,1	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
1-6	1,11	1,08	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,73	0,73	0,68
10	1,13	1,09	1,04	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,74	0,67	0,6
20-35	1,14	1,1	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55

Таблиця Д.9 - Коригувальний коефіцієнт на кількість кабелів з паперовою просоченою ізоляцією, які лежать поряд у землі (у трубах або без них)

Відстань між кабелями в просвіті, мм	Коефіцієнт за кількості кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблиця Д.10 - Допустиме короткочасне перевантаження для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою просоченою ізоляцією

Коефіцієнт попереднього навантаження	Спосіб прокладання	Допустиме перевантаження щодо номінального за тривалості максимуму, годин		
		0,5	1,0	3,0
0,6	у землі	1,35	1,30	1,15
	у повітрі	1,25	1,15	1,10
	у трубах (у землі)	1,20	1,10	1,0
0,8	у землі	1,20	1,15	1,10
	у повітрі	1,15	1,10	1,05
	у трубах (у землі)	1,10	1,05	1,00

Таблиця Д.11 - Допустиме на період ліквідації післяаварійного режиму перевантаження для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою просоченою ізоляцією

Коефіцієнт попереднього навантаження	Спосіб прокладання	Допустиме перевантаження щодо номінального за тривалості максимуму, годин		
		0,5	1,0	3,0
0,6	у землі	1,5	1,35	1,25
	у повітрі	1,35	1,25	1,25
	у трубах (у землі)	1,3	1,20	1,15
0,8	у землі	1,35	1,25	1,20
	у повітрі	1,3	1,25	1,25
	у трубах (у землі)	1,2	1,15	1,10

Таблиця Д.12. Коригувальні коефіцієнти на струми для неізольованих проводів і шин залежно від температури повітря

Спосіб прокладання	Нормована температура жил, °С	Коригувальні коефіцієнти на струми за розрахункової температури середовища, °С											
		- 5 і нижче	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
У повітрі	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Таблиця Д.13 - Мінімально допустимі перерізи проводів за умовами механічної міцності

Характеристика ПЛ	Переріз проводів, мм ²			
	алюмінієвих і з нетермо-обробленого алюмінієвого сплаву	з термо-обробленого алюмінієвого сплаву	сталеалюмінієвих	сталевих
ПЛ без перетинів у районах за ожеледдю:				
- до 2	70	50	35/6,2	35
- у 3-4	95	50	50/8	35
- у 5 і вище	-	70	70/11	35
Перетини ПЛ із судноплавними річками та інженерними спорудами в районах за ожеледдю:				
- до 2	70	50	50/8	35
- у 3-4	95	70	50/8	50
- у 5 і вище	-	70	70/11	50
ПЛ до 20 кВ, які споруджують на двоколових і багатокілових опорах	-	70	70/11	-
Примітка 1. У прогонах перетинів з автомобільними дорогами, тролейбусними і трамвайними лініями, залізницями незагального користування допускається використовувати проводи таких самих перерізів, як на ПЛ без перетинів.				
Примітка 2. У районах, де вимагається використовувати проводи з антикорозійним захистом, мінімально допустимі перерізи проводів приймають такими самими, як і перерізи відповідних марок без антикорозійного захисту.				

Опори струмопровідних елементів і силових трансформаторів

Таблиця Е.1 – Питомі опори кабелів з алюмінієвими жилами



Переріз жил, мм ²	r_0 мОм/м	x_0 мОм/м			$Z_{\phi-H}$ мОм/м
		до 1кВ	6кВ	10кВ	
(4×2,5)	12,5	0,104	-	-	29,64
3×4 + 1×2,5 (4×4)	7,81	0,095	-	-	24,08 (18,52)
3×6 + 1×4 (4×6)	5,21	0,09	-	-	14,43 (12,34)
3×10 + 1×6 (4×10)	3,12	0,073	-	-	9,88 (7,41)
3×16 + 1×10 (4×16)	1,95	0,068	0,103	0,113	5,92 (4,43)
3×25 + 1×16 (4×25)	1,25	0,066	0,091	0,1	3,70 (2,96)
3×35 + 1×16 (4×35)	0,894	0,064	0,087	0,095	3,35 (2,12)
3×50 + 1×25 (4×50)	0,625	0,063	0,083	0,09	2,22 (1,48)
3×70 + 1×35 (4×70)	0,447	0,061	0,08	0,086	1,59 (1,06)
3×95 + 1×50 (4×95)	0,329	0,06	0,078	0,083	1,13 (0,48)
3×120+1×50 (4×120)	0,261	0,06	0,076	0,081	1,05 (0,62)
3×150 + 1×70	0,208	0,06	0,074	0,079	0,82
3×185 + 1×70	0,169	0,06	0,073	0,077	0,73
3×240 + 1×95	0,13	0,059	0,071	0,071	0,59

Примітка. Для напруг 6кВ і 10кВ питомі опори кабелів приймаються за перерізом фазних жил.

Таблиця Е.2 – Питомі опори шинопроводів, мОм/м

Тип шинопроводу	$I_{НОМ.Ш.}$, А	$R_{Ш}$	$X_{Ш}$	$Z_{\phi-H}$
ШМА 68П	4000	0,013	0,015	0,103
Те ж	2500	0,02	0,02	0,112
ШМА 73(16)	1600	0,031	0,022	0,160
ШМА4	3200	0,015	0,007	0,053
Те ж	2500	0,017	0,008	0,082
“	1600	0,03	0,014	0,087
“	1250	0,034	0,016	0,086
ШРА73	630	0,1	0,13	0,33
Те ж	400	0,15	0,17	0,38
“	250	0,21	0,21	0,59
ШРА 4	630	0,1	0,13	–
Те ж	400	0,15	0,17	–
“	250	0,21	0,21	–

Таблиця Е.3 – Опори понижувальних трансформаторів 10(6)/0,4кВ, мОм [1]

З'єднання обмоток	$S_{НОМ.Т},$ кВ·А	$U_K,$ %	R_T	X_T	R_{0T}	X_{0T}	Z_{0T}
	100	4,5	31,5	65	254	582	779
	160	4,5	16,6	41,7	151	367	486
	250	4,5	9,4	27,2	96,5	235	311
	400	4,5	5,5	17,1	55,6	149	195
	630	5,5	3,1	13,6	30,2	95,8	128
	1000	5,5	1,7	8,6	19,6	60,6	81
	1600	5,5	1	5,4	16,3	50,0	63,5
	160	4,5	16,6	41,7	16,6	41,7	135
	250	4,5	9,4	27,2	9,4	27,2	86,3
	400	4,5	5,9	17	5,9	17	54
	630	5,5	3,4	13,5	3,4	13,5	42
	1000	5,5	1,9	8,6	1,9	8,6	26,4
	1600	5,5	1,1	5,4	1,1	5,4	16,5
	2500	5,5	0,64	3,46	0,64	3,46	10,56

Додаткові довідникові дані

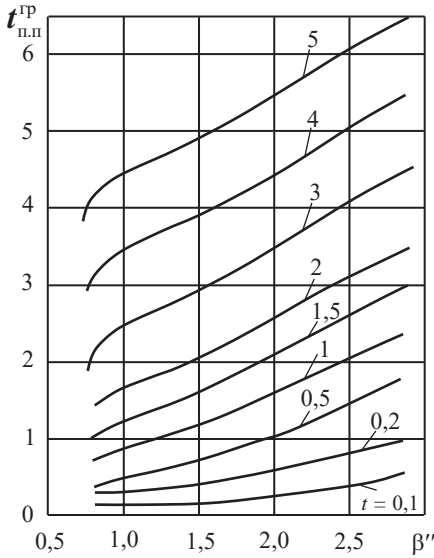


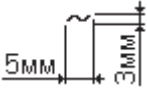


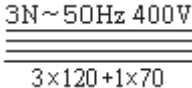
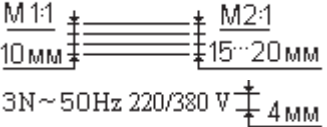
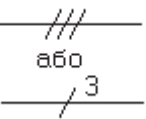
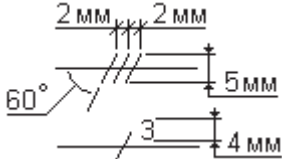
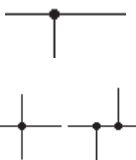

Рис. Є.1. Криві приведенного часу для періодичної складової струму КЗ при живленні від турбогенератора з АРВ



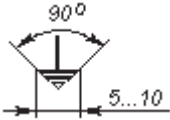

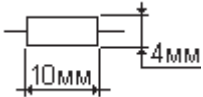
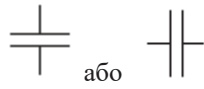
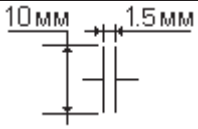


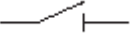
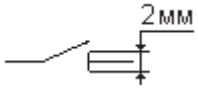
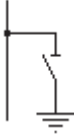
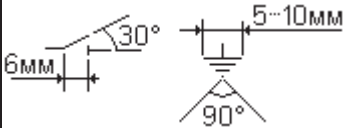
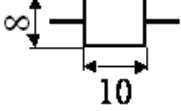

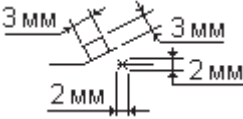
Таблиця Є.1 - Співвідношення потужностей і активних опорів триобмоткового трансформатора [8]

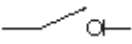
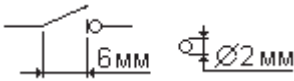

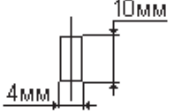

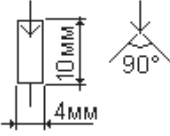

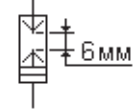

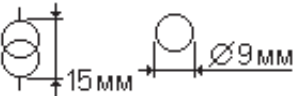

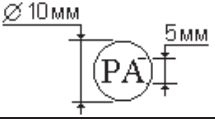

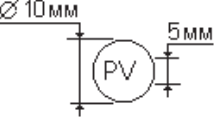

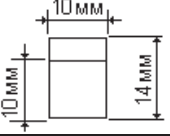

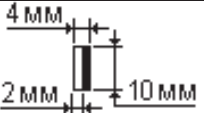
Потужність обмоток трансформатора по відношенню до номінальної %			Активний опір схеми заміщення		
S_B	S_C	S_H	R_{B*}	R_{C*}	R_{H*}
100	67	100	$0,5 R_*$	$0,75 R_*$	$0,5 R_*$
100	100	67	$0,5 R_*$	$0,5 R_*$	$0,75 R_*$
100	67	67	$0,55 R_*$	$0,82 R_*$	$0,82 R_*$
100	100	50	$0,5 R_*$	$0,5 R_*$	R_*
100	50	50	$0,5 R_*$	R_*	R_*
100	100	33	$0,5 R_*$	$0,5 R_*$	$1,5 R_*$

Умовні позначення електрообладнання на планах і схемах

Таблиця Ж1- Умовні позначення електрообладнання на планах і схемах

Назва елемента	Двобуквений код	Позначення	Розміри
1	2	3	4
<i>Рід струму та напруги</i>			
Струм змінний Напруга змінна		~	
Струм змінний однофазний		~ 50Hz або ~ 50Гц	~ 50Hz 
Струм змінний трифазний		3N~50Hz 220/380 V або 3N~50Гц 220/380 V	3N~50Hz 220/380 V 
Мережа змінного струму напругою 400V, частотою 50 Hz, 3 провідники перерізом 120 мм ² , один провідник перерізом 70 мм ²		 3N~50Hz 400V 3×120+1×70	
<i>Лінії електричного зв'язку (провідники)</i>			
Лінії електричного зв'язку (загальне позначення): прокладені кабелі, проводи, шини		—————	Товщина лінії 0,5 мм
Зображення три провідної мережі в однолінійній схемі			
Відгалуження провідників: однієї лінії двох ліній			Товщина лінії 0,3...0,4 мм 

1	2	3	4
			Товщина лінії 0,3...0,4 мм 
<i>Позначення заземлення</i>			
Заземлення			
<i>Резистори</i>			
Резистор постійний	R		
<i>Конденсатори</i>			
Конденсатор постійної ємності	C		
<i>Електричне силове обладнання</i>			
Рубильник	QS		
Роз'єднувач	QS		
Роз'єднувач із заземляючими ножами	QSG		
Вимикач високовольтний	QF		
Вимикач автоматичний	QF		

2	3	4	5
Вимикач навантаження	<i>QW</i>		
<i>Запобіжники</i>			
Запобіжник	<i>FU</i>		
<i>Розрядники</i>			
Розрядник: - загальне позначення	<i>FV</i>		
- вентиляльний			
<i>Трансформатори</i>			
Трансформатор двообмотковий силовий	<i>T</i>		
<i>Прилади електровимірювальні</i>			
Амперметр	<i>PA</i>		
Вольтметр	<i>PV</i>		
Лічильник активної, реактивної енергії	<i>PIK</i>		
Розподільчий пункт (РП) (чорна частина до контуру будівлі)			

**ДАВИДЕНКО Людмила Валеріївна
КОМЕНДА Наталія Володимирівна
ДАВИДЕНКО Володимир Анатолійович
ЄВСЮК Микола Миколайович**

**Електропостачання промислових об'єктів.
Практикум.
Навчальний посібник**

Відділ іміджу та промоції
Луцького національного технічного університету
Свідоцтво Держкомтелерадіо України
ДК № 4123 від 28.07.2011 р.

Редактори *Л. Давиденко, Н. Коменда*
Дизайн і верстка *В. Давиденко, М. Євсюк*

Підписано до друку 27.01.2022. Формат 60x84/16.
Гарнітура Times New Roman.
Ум. друк. арк . 15,25, обл.-вид. арк.13,75.
Наклад 100 пр.

Надруковано у друкарні ЛНТУ
(43018, м. Луцьк, вул. Львівська, 75).
Свідоцтво Держкомтелерадіо України
ДК № 4123 від 28.07.2011 р.