

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний авіаційний університет

В.П. Захарченко, В.В. Тихонов

Проектування електропостачання
авіаційного підприємства

Навчально-методичний посібник

Київ 2006

УДК 621.316.17 (075.8)
ББК О530-06-04я 7
З 382

Рецензенти: *О.І. Лисенко, Б.І. Доценко*

Затверджено на засіданні науково-методично-редакційної ради Аерокосмічного інституту НАУ 17 травня 2006 року.

Захарченко В.П., Тихонов В.В.

З 382 Проектування електропостачання авіаційного підприємства:
Навч.-методич. посібник. – К.: НАУ, 2006. – 68 с.

Розглянуто питання проектування розподільної мережі електропостачання промислових підприємств; особливості розміщення об'єктів електропостачання, вимоги до їх надійності та економічності; методику проведення техніко-економічного порівняння, вибір потужності та кількості трансформаторів, а також аварійні режими та схеми установки конденсаторних батарей.

Для студентів спеціальності “Електричні системи та мережі” для підготовки спеціалістів з спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» Може бути корисним студентам іншим спеціальностей галузі знань 14 „Електрична інженерія”.

УДК 621.316.17 (075.8)
ББК О530-06-04я 7

© В.П. Захарченко, В.В. Тихонов, 2006

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР - автоматичне вмикання резерву
АГЖ - агрегати гарантованого живлення
АД - асинхронний двигун
ВН - висока напруга
ГПП - головна понижувальна підстанція
ДРЛ - дугова ртутна лампа
ДРП - джерело реактивної потужності
ЕА - електричний апарат
ЕП - електроприймач
ЕРС - електрорушійна сила
КБ - конденсаторна батарея
КЗ - коротке замикання
ККУ - комплектні конденсаторні установки
КРП - комплектний розподільний пристрій
КТП - комплектна трансформаторна підстанція
КУ - конденсаторна установка
ЛЕП - лінія електропередачі
МСЗ - максимальний струмовий захист
НН - низька напруга
ПГВ - підстанція глибокого введення
ПП - приймальний пункт
РЗ - релейний захист
РП - розподільний пункт
СВ - струмова відсічка
СД - синхронний двигун
СЕР - система електропостачання
СК - синхронний компенсатор
ТВП - трансформатор власних потреб
ТЕО - техніко-економічне обґрунтування
ТЕЦ- теплоелектроцентральної (теплофікаційна електростанція)
ТН - трансформатор напруги
ТП - трансформаторна підстанція
ТС - трансформатор струму
ЦЕН - центр електричних навантажень
ЦРП - центральний розподільний пункт
ШНЛ - шафа низьковольтна лінійна

Вступ

Дисципліна «Електричні системи та мережі» розкриває сучасні наукові концепції, методи, поняття, технології та принципи побудови систем електропостачання промислових підприємств; вимоги до якості електроенергії та способи її забезпечення.

Знання таких фундаментальних дисциплін, як “Вища математика”, “Теоретичні основи електротехніки”, “Фізика”, “Електричні апарати” та інші є основою для успішного вивчення дисципліни “Електричні системи та мережі”.

Знання та вміння, набуті під час вивчення цієї дисципліни, будуть необхідні для опанування переважної більшості наступних дисциплін, професійної та практичної підготовки фахівця.

У результаті засвоєння навчального матеріалу студент повинен знати структуру розподільної мережі підприємства та вміти визначати тип перерізу кабелів та дротів, проводити техніко-економічні порівняння, вибирати потужність та кількість трансформаторів, розраховувати струм короткого замикання на трансформаторних підстанціях та струм замикання на землю, встановлювати кількість і місце установки конденсаторів для забезпечення заданого коефіцієнта потужності, встановлювати закон регулювання напруги на шинах підстанцій.

Завданнями навчальної дисципліни є оволодіння методами, технологіями та принципами побудови систем електропостачання, дослідження фізичних процесів, що супроводжують передачу електричної енергії з метою забезпечення якості електроенергії та надійності електропостачання.

1. Визначення розрахункових навантажень цехів та підприємства

Визначення розрахункових навантажень цехів та підприємства здійснюється методом коефіцієнта попиту. Цей метод дозволяє визначити розрахункове максимальне навантаження вузла електропостачання (ділянка цеху, цех, підприємство) на стадії проектного завдання при невідомій потужності окремих електроприймачів (ЕП). Величину розрахункового активного навантаження P_p та розрахункового реактивного навантаження Q_p визначають за допомогою коефіцієнта попиту K_n і коефіцієнта потужності $\cos\phi$ для даної групи ЕП або галузі промисловості [1].

Коефіцієнтом попиту називають відношення розрахункового активного навантаження групи ЕП P_p до їхньої установленої потужності при довготривалому режимі (за винятком потужності резервних ЕП):

$$K_n = \frac{P_p}{\sum_{i=1}^n P_{уст.i}}, \quad (1.1)$$

де $P_{уст.i}$ - установлена активна потужність i -го ЕП, яка при коефіцієнті довготривалості вмикання (ДВ) дорівнює 100 % його номінальної потужності $P_{ном}$; n - кількість діючих ЕП.

Числові значення коефіцієнта попиту K_n встановлені проектними та науково-дослідними установами на основі статистичної обробки графіків добового навантаження конкретних споживачів і наводяться у відповідній технічній літературі та беруться як директивні [2].

1.1. Визначення розрахункового силового навантаження цехів

Розрахункове силове активне навантаження для окремого цеху при напрузі 0,38/0,22 кВ можна одержати з формули (1.1):

$$P_{p.c.i} = K_{n.i} P_{уст.i}, \quad (1.2)$$

де $K_{n.i}$ - коефіцієнт попиту i -го цеху (числові значення K_n окремих

цехів наведено в табл. 3 додатка); $P_{\text{уст.}i}$ - установлена активна потужність i -го цеху (числові значення $P_{\text{уст.}i}$ окремих цехів наведено в табл. 2 додатка).

Розрахункове силове реактивне навантаження i -го цеху визначається так (у квартах):

$$Q_{\text{р.с.}i} = P_{\text{уст.}i} \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (1.3)$$

де $\operatorname{tg}\varphi_i$ - відповідає значенню коефіцієнта потужності $\cos\varphi_i$ i -го цеху (числові значення $\cos\varphi$ окремих цехів наведено в табл. 4 додатка).

Розрахункове силове повне навантаження i -го цеху (у кіловольтамперах):

$$S_{\text{р.с.}i} = \sqrt{P_{\text{р.с.}i}^2 + Q_{\text{р.с.}i}^2}. \quad (1.4)$$

За формулами (1.2), (1.3) і (1.4) визначаються розрахункове силове активне, реактивне та повне навантаження кожного цеху підприємства. Так, для механічного цеху 1:

$$P_{\text{р.с.}1} = 0,15 \cdot 6500 = 975, \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р.с.}1} = 975 \cdot 1,05 = 1023,8, \text{ квар};$$

$$S_{\text{р.с.}1} = \sqrt{975^2 + 1023,8^2} = 1413,8 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунків для інших цехів наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Визначення розрахункового силового навантаження цехів

Номер цеху	Назва цеху	$P_{\text{уст.}}$ кВт	$K_{\text{п}}$, в.о.	$\cos\varphi$ / $\operatorname{tg}\varphi$	Результати розрахунків		
					$P_{\text{р.с.}}$ кВт	$Q_{\text{р.с.}}$ квар	$S_{\text{р.с.}}$ кВА
1	Механічний цех 1	6500	0,15	0,69/1,05	975	1023,8	1413,8
2	Механічний цех 2	6900	0,2	0,61/1,30	1380	1794,0	2263,4
.....
7	Компресорна станція	1200	0,17	0,64/1,20	204	244,8	318,6
Усього					5915	7074,5	9231,7

1.2. Визначення розрахункового навантаження загального електричного освітлення цехів

Методом коефіцієнта попиту можна визначити також

розрахункове навантаження загального електричного освітлення цеху. Для цього необхідно спочатку визначити установлене (номінальне) навантаження приладів освітлення i -го цеху $P_{\text{уст.о. } i}$, якщо воно не визначено до цього світлотехнічним розрахунком. На етапі визначення загального навантаження цеху воно визначається так (у кіловатах):

$$P_{\text{уст.о. } i} = kP_{\text{п.о. } i}F_i, \quad (1.5)$$

де k - коефіцієнт, що враховує потужність пускових приладів залежно від джерела світла (для ламп розжарювання береться $k = 1,0$; для ламп типу дугових ртутних ламп (ДРЛ) - $k=1,1$; для люмінесцентних ламп низького тиску стартерних - $k = 1,2$, а безстартерних - $k= 1,35$); $P_{\text{п.о. } i}$ - питоме навантаження загального освітлення i -го цеху, Вт/м² (орієнтовні значення наведені в табл. 9 додатка); F_i - площа i -го цеху, що підлягає освітленню, м² (розміри цеху беруться з генплану підприємства).

Розрахункове активне навантаження загального освітлення i -го цеху визначається за формулою (у кіловатах):

$$P_{\text{р.о. } i} = K_{\text{п.о}}P_{\text{уст.о. } i}, \quad (1.6)$$

де $K_{\text{п.о}}$ - коефіцієнт попиту загального освітлення.

Для виробничих будівель (цехів), що складаються з окремих приміщень, береться коефіцієнт попиту загального освітлення $K_{\text{п.о}}= 0,85$, для окремих великих прольотів - $K_{\text{п.о}}=0,95$, для невеликих виробничих будівель - $K_{\text{п.о}} = 1,0$. Рекомендується брати $K_{\text{п.о}} = 0,95$ незалежно від виду джерела світла.

Розрахункове реактивне навантаження загального освітлення i -го цеху визначається як (у кВАрах):

$$Q_{\text{р.о. } i} = P_{\text{р.о. } i} \text{tg}\varphi_{\text{о. } i}, \quad (1.7)$$

де $\text{tg}\varphi_{\text{о. } i}$ - відповідає значенню коефіцієнта потужності $\cos\varphi_{\text{о. } i}$ i -го цеху залежно від типу джерела світла, що задається в табл. 5 додатка (величина коефіцієнта потужності $\cos\varphi_0$ для різних типів ламп наведена у примітках до табл. 5 додатка).

Розрахункове повне навантаження загального освітлення i -го цеху:

$$S_{\text{р.о. } i} = \sqrt{P_{\text{р.о. } i}^2 + Q_{\text{р.о. } i}^2}. \quad (1.8)$$

За формулою (1.5) визначається установлене (номінальне) навантаження загального освітлення, за формулами (1.6) – (1.8)

визначаються розрахункове активне, реактивне та повне навантаження загального освітлення кожного цеху підприємства.

Так, для механічного цеху 1:

$$P_{\text{уст.о.1}} = 1 \cdot 16 \cdot 2880 \cdot 10^{-3} = 46,1, \text{ кВт};$$

$$P_{\text{р.о.1}} = 0,95 \cdot 46,1 = 43,8, \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р.о.1}} = 43,8 \cdot 0 = 0, \text{ квар};$$

$$S_{\text{р.о.1}} = \sqrt{43,8^2 + 0^2} = 43,8, \text{ кВА}.$$

Результати розрахунків для інших цехів наведено в табл. 1.2.

Таблиця 1.2

Визначення розрахункового навантаження загального електричного освітлення цехів

Номер цеху	Площа цеху $F, \text{ м}^2$	Тип ламп	$P_{\text{но}}, \text{ Вт/м}^2$	Результати розрахунків			
				$P_{\text{уст.о}}, \text{ кВт}$	$P_{\text{р.о}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{р.о}}, \text{ квар}$	$S_{\text{р.о}}, \text{ кВА}$
1	2880	Розжарювання	16	46,1	43,8	0	43,8
2	4608	Люмінесцентні	11	60,8	57,8	19	60,8
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
7	648	Розжарювання	18	11,7	11,1	0	11,1
Усього				380,2	332,9	193	428

1.3. Визначення розрахункового навантаження компресорної станції

Компресором називається машина, призначена для стиснення та переміщення (подачі) повітря по повітропроводах. Стиснуте повітря широко застосовується як на будівництві, так і в експлуатації промислових підприємств.

Компресорні машини за принципом роботи поділяються на поршневі, ротаційні та відцентрові (турбокомпресори).

Як електродвигуни для компресорів використовуються синхронні двигуни (СД) або асинхронні двигуни (АД).

Для електроприводу поршневих компресорів застосовують тихохідні електродвигуни. При використанні СД потрібно враховувати, що під час роботи поршневого компресора виникають коливання ротора СД. Це призводить до збільшення

споживаної потужності. Крім того, необхідно підтримувати в електричній мережі мінімальну напругу для усунення можливості випадання двигуна з синхронізму. Для пуску СД застосовується пускова обмотка. Ця обмотка забезпечує розворот СД до підсинхронної швидкості в асинхронному режимі. Опір пускової обмотки має бути достатньої величини для забезпечення необхідного пускового моменту при зниженому пусковому струмі.

Ротаційні компресори порівняно із поршневими мають суттєві недоліки (складність виготовлення, більш низький коефіцієнт корисної дії та ін.), тому вони використовуються у промисловості рідко.

Турбокомпресори застосовуються в установках великої продуктивності. Порівняно з поршневими компресорами вони мають такі переваги: меншу вагу і розміри; відсутність кривошипно-шатунного механізму, що забезпечує рівномірну подачу повітря без його забруднення мастилами; можливість безпосереднього з'єднання з електродвигуном. Для електроприводу турбокомпресорів використовуються швидкохідні електродвигуни. В табл. 6 додатка задаються дані високовольтних електродвигунів компресорної станції та їхня кількість.

Якщо у вихідних даних задана кількість електродвигунів 4, 6 та більше, то кількість робочих електродвигунів обчислюють за формулою:

$$N_p = N - 2,$$

де N - задана кількість електродвигунів, шт. (табл. 6 додатка); 2 – кількість резервних електродвигунів.

При заданих двох електродвигунах резервних електродвигунів немає ($N_p = 2$).

Розрахункова активна потужність СД з напругою 10 (6) кВ визначається за формулою (у кіловатах):

$$P_{p\text{СД}} = N_p \beta_{\text{СД}} P_{\text{ном.СД}}, \quad (1.9)$$

де N_p - кількість робочих СД, що працюють одночасно, шт.; $\beta_{\text{СД}}$ - коефіцієнт завантаження СД активною потужністю, в.о; $P_{\text{ном.СД}}$ - номінальна активна потужність СД, кВт.

Розрахункова активна потужність АД з напругою 10 (6) кВ визначається також за формулою (1.9) з підстановкою даних АД.

Коефіцієнт завантаження СД та АД активною потужністю береться $\beta_{\text{СД(АД)}} = 0,8$.

Мінімальна реактивна потужність, що генерується СД, визначається як (у кВАрах):

$$Q_{\min \text{СД}} = N_{\text{р}} \beta_{\text{СД}} Q_{\text{ном.СД}} = N_{\text{р}} \beta_{\text{СД}} P_{\text{ном.СД}} \text{tg}_{\text{ном.СД}},$$

де $Q_{\text{ном.СД}}$ - номінальна реактивна потужність СД, яка береться залежно від серії, номінальної активної потужності та частоти обертання з паспортних даних та довідкових таблиць, квар; $\text{tg}_{\text{ном.СД}}$ - відповідає значенню номінального коефіцієнта потужності СД $\cos\varphi_{\text{ном.СД}}$, який є випереджальним і береться для всіх типів СД $\cos\varphi_{\text{ном.СД}} = 0,9$ (табл. 15 додатка).

При такому значенні мінімальної реактивної потужності двигун зберігає властивості СД і стійко працює. У такому випадку ця потужність і є розрахунковою реактивною потужністю, яку можна визначити так (у кВАрах):

$$Q_{\text{р.СД}} = P_{\text{ном.СД}} \text{tg}_{\text{ном.СД}} .$$

(1.10)

Увага! Оскільки СД генерує реактивну потужність, то вона береться зі знаком мінус.

Розрахункову реактивну потужність АД можна також визначити за формулою (1.10), але $\cos\varphi_{\text{номАД}}$ береться для кожного конкретного двигуна з табл.14 додатка. Ця потужність береться зі знаком плюс, бо АД є споживачем реактивної потужності.

Загальне розрахункове активне навантаження (у кіловатах) компресорної станції з СД (або АД) визначається за формулою:

$$P_{\text{р.к.с}} = P_{\text{р.с}} + P_{\text{р.о}} + P_{\text{р.СД(АД)}} .$$

Загальне розрахункове реактивне навантаження компресорної станції з СД (у кВАрах):

$$Q_{\text{р.к.с}} = Q_{\text{р.с}} + Q_{\text{р.о}} - Q_{\text{р.СД}} .$$

Величина цього навантаження може бути як зі знаком плюс, так і зі знаком мінус.

Загальне розрахункове реактивне навантаження компресорної станції з АД визначається так (у кВАрах):

$$Q_{\text{р.к.с}} = Q_{\text{р.с}} + Q_{\text{р.о}} + Q_{\text{р.АД}} .$$

Загальне розрахункове повне навантаження компресорної станції з СД(або АД), кВА:

$$S_{\text{р.к.с}} = \sqrt{P_{\text{р.к.с}}^2 + Q_{\text{р.к.с}}^2} .$$

1.4. Визначення розрахункового навантаження підприємства

Розрахункове навантаження підприємства необхідно для: вибору номінальної потужності трансформаторів головної понижувальної підстанції (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. При розрахунку загального розрахункового навантаження цеху з урахуванням розрахункового навантаження загального електричного освітлення цеху береться коефіцієнт одночасності збігання максимумів навантаження $K_0 = 1,0$. Необхідні розрахункові дані (розрахункове силове навантаження цеху і розрахункове навантаження загального електричного освітлення цеху) беруться відповідно з табл. 1.1 і 1.2.

Загальне розрахункове активне навантаження i -го цеху визначається за формулою (у кіловатах):

$$P_{p.c.i} = P_{p.c.i} + P_{p.o.i}.$$

Загальне розрахункове реактивне навантаження i -го цеху визначається як (у квартах):

$$Q_{p.c.i} = Q_{p.c.i} + Q_{p.o.i}.$$

Таким чином, загальне розрахункове повне навантаження i -го цеху (у кіловольтамперах):

$$S_{p.c.i} = \sqrt{P_{p.c.i}^2 + Q_{p.c.i}^2}.$$

Так, для механічного цеху 1:

$$P_{p.c.1} = 975 + 43,8 = 1018,8, \text{ кВт};$$

$$Q_{p.c.1} = 1023,8 + 0 = 1023,8, \text{ квар};$$

$$S_{p.c.1} = \sqrt{1018,8^2 + 1023,8^2} = 1444,3, \text{ кВА}.$$

Результати розрахунків для інших цехів наведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3

Визначення розрахункового навантаження підприємства

Номер цеху	Назва цехів		$P_{рц.}$, кВт	$Q_{рц.}$, квар	$S_{рц.}$, кВА
1	Механічний цех 1		1018,8	1023,8	1444,3
-----	-----		-----	-----	-----
7	Компресорна станція	Навантаження	215,1	244,8	325,9
		Двигуни	2000	-968	—
		Усього	2215,1	-723,2	2330,6
Усього			8217,9	6299	10354,3
Усього з урахуванням $K_0 = 0,85$			6985,2	5354,2	8801,2

Загальне розрахункове активне та реактивне навантаження декількох груп або цехів усього підприємства визначають з урахуванням коефіцієнта одночасності збігання максимумів навантаження цих груп або цехів (його беруть в інтервалі $K_0=0,85...0,95$):

$$P_p = K_0 \sum_{i=1}^m P_{р.ц.і}, \text{ кВт};$$

$$Q_p = K_0 \sum_{i=1}^m Q_{р.ц.і}, \text{ квар},$$

де m - кількість розрахункових груп (цехів підприємства), шт.

Розрахункову повну потужність можна визначити так, (у кіловольтамперах):

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

2. Визначення центра електричних навантажень та місця розташування головної понижувальної підстанції

Розташування джерела живлення системи електропостачання, що проектується, повинно сприяти досягненню мінімуму затрат на всю СЕП. Для цього необхідно звести до мінімуму довжину мереж, внаслідок чого вартість втрат енергії та напруги в живильних і розподільних мережах СЕП промислового підприємства також будуть мінімальними. З цією метою визначається умовна точка на плані підприємства, що відповідає центру ваги площини підприємства, на

якій електричні навантаження умовно замінені на еквівалентні ваги [1;4;5]. Ця умовна точка називається центром електричних навантажень (ЦЕН).

Для точності визначення ЦЕН на генеральний план підприємства наноситься картограма навантажень. При цьому для кожного цеху креслиться коло, центр якого збігається з ЦЕН цеху. Центр електричних навантажень цеху можна визначити приблизно, вважаючи, що його навантаження розподілені рівномірно на його території. У цьому випадку ЦЕН цеху збігається з його геометричним.

Площа кола у цьому масштабі m дорівнює повному розрахунковому навантаженню цеху, (у кіловольтамперах):

$$S_{p.ц.i} = \pi r_{ц.i}^2 m \quad ,$$

де $S_{p.ц.i}$ - розрахункове повне навантаження i -го цеху, кВА; $r_{ц.i}$ - радіус кола i -го цеху, см або мм; m - масштаб, кВ.А/см² або кВ.А/мм².

З цього виразу визначається радіус кола (у сантиметрах):

$$r_{ц.i} = \sqrt{\frac{S_{p.ц.i}}{\pi m}} .$$

Так, для механічного цеху 1 радіус кола при масштабі $m = 50$ кВА/см:

$$r_{ц.1} = \sqrt{\frac{1444,3}{3,14 \cdot 50}} = 3,0 \text{ , см.}$$

Аналогічні розрахунки для інших цехів підприємства наведено в табл. 2.1.

Координати ЦЕН визначаються в умовній системі координат, яка наноситься на план підприємства довільно з умовними одиницями виміру. Здебільшого умовну систему координат суміщають з нижнім лівим кутком площі підприємства.

Таблиця 2.1

Координати та радіуси кіл картограм окремих цехів

Номер цеху	Назва цехів	Координати		Радіус $r_{ц.і}$, см
		$X_{ц.і}$, см	$Y_{ц.і}$, см	
1	Механічний цех 1	19	34,3	3,0
2	Механічний цех 2	19	24,7	3,8
-----	-----	-----	-----	-----
7	Компресорна станція	36	27,9	3,9

Координати ЦЕН підприємства можна обчислити за формулами:

$$X_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{р.ц.і} X_{ц.і}}{\sum_{i=1}^n S_{р.ц.і}} ;$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{р.ц.і} Y_{ц.і}}{\sum_{i=1}^n S_{р.ц.і}} ,$$

де $X_{ц.і}$, $Y_{ц.і}$ - координати ЦЕН i -го цеху; n - кількість цехів підприємства.

Головна понижувальна підстанція та підстанції глибокого введення (ПГВ) треба розмішувати якнайближче до ЦЕН у межах розмірів, що допускаються "Правилами устроювання електроустановок" (ПУЕ) [6], настільки, наскільки це можливо за умовами планування підприємств (можливості проходження повітряних ліній напругою 35 - 330 кВ, стану навколишнього середовища та з інших міркувань). За необхідністю зміщення ГПП (ПГВ) від ЦЕН це треба робити в сторону живильних мереж підприємства (інакше збільшуються зустрічні потоки потужностей і, як наслідок, збільшуються втрати енергії). Зазвичай їх розмішують біля огорожі підприємства на його території.

Розподільні пункти (РП) та інші вузли СЕП без перетворення параметрів електроенергії слід, як правило,

розміщувати на початковій межі ділянки мережі, від якої вони живляться так, щоб не було зворотних перетікань енергії до приєднаних підстанцій та електроприймачів.

Цехові трансформаторні підстанції всіх потужностей і напруг необхідно розміщувати ближче до ЦЕН відповідного цеху. У цьому випадку довжина мереж до 1 кВ зменшується, що призводить до зниження капітальних витрат у цих мережах і втрат енергії та напруги в них, але зростає довжина мереж високої напруги, що живлять цехові ТП.

Залежно від розташування цехові ТП розподіляються на внутрішньоцехові, вбудовані, добудовані, зовнішні (окремо розміщені), дахові, підземні. На практиці перевагу віддають застосуванню комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) з їхнім внутрішньоцеховим розташуванням. У цьому випадку відсутні значні капіталовитрати на будівельну частину підстанцій, скорочується термін будівництва та зростає культура їхнього монтажу й обслуговування, тому рекомендується застосування КТП з їхнім внутрішньоцеховим розташуванням та максимальним наближенням до ЦЕН цеху.

3. Вибір кількості та потужності трансформаторів головної понижувальної підстанції

Кількість та потужність силових трансформаторів ГПП промислових підприємств вибираються на основі техніко-економічного порівняння варіантів з урахуванням їхньої здатності до перевантажень.

Однотрансформаторні ГПП допустимі лише за наявності централізованого резерву трансформаторів, і застосовуються дуже рідко (для ЕП третьої категорії надійності).

Найчастіше ГПП промислових підприємств виконують двотрансформаторними (для ЕП першої та другої категорій надійності, а також за наявності нерівномірного графіка навантаження).

Установлення більше двох трансформаторів на ГПП можливе лише у деяких випадках: коли потрібно виділити різкозмінні навантаження на окремий трансформатор; при реконструкції підстанції, якщо установлення третього трансформатора економічно доцільно.

Вибір номінальної потужності трансформаторів ГПП

залежно від вихідних даних можливо визначити за графіком навантаження чи за повним розрахунковим навантаженням у нормальному режимі роботи з урахуванням режиму електропередавальної організації за реактивною потужністю $S_{p,n}$ [2], яке визначається за формулою (у кіловатах):

$$S_p = \sqrt{P_{p5}^2 + Q_{e5}^2}, \quad (3.1)$$

де P_{p5} - розрахункова активна потужність підприємства на п'ятому рівні електропостачання (див. табл. 1.3); Q_{e5} - вхідна економічна реактивна потужність на п'ятому рівні електропостачання.

Економічну величину реактивної потужності, що споживається підприємством з мережі енергосистеми, при проектуванні, якщо вона не задається енергосистемою, доцільно визначати як (у кВАрах):

$$Q_{e5} = 0,25P_{p5} \quad . \quad (3.2)$$

Це зумовлено тим, що наказом № 19 від 17.01.02 р. Міністерства палива та енергетики України затверджена "Методика розрахунків плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами" [7]. З цієї методики видно, щоб складова П2 (надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності плати П2 за споживання і генерацію реактивної потужності) дорівнювала нулю ($П2 = 0$), нормативний коефіцієнт K_ϕ повинен бути $K_\phi = 1$ (це можливо при $\text{tg}\phi_r < 0,25$, що відповідає $\cos\phi_r \geq 0,97$).

У післяаварійному режимі (при вимиканні одного з двох трансформаторів) для надійного електропостачання всіх або значної частини споживачів підстанції передбачається живлення від трансформатора, що залишився в роботі, у межах допустимого перевантаження.

Таким чином, якщо на ГПП два трансформатори, то номінальна потужність $S_{ном,Т}$ кожного з них повинна відповідати двом умовам.

По-перше, номінальна потужність одного з них не повинна бути менше половини розрахункового повного навантаження підстанції $S_{p,n}$, обчисленого за формулою (3.1), тому що при аварійному вимиканні одного з трансформаторів релейним захистом (РЗ) і при автоматичному вмиканні секційного

вимикача пристроєм автоматичного вмикання резерву (АВР) у розподільному пристрої низької напруги (НН) інший трансформатор бере на себе все навантаження підстанції. Тоді цю умову можна записати так:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\text{р.н}}}{2}.$$

Вибирається найближча більша номінальна потужність трансформатора ГПП (табл. 10 додатка). Первинна та вторинна напруги трансформатора беруться з табл. 8 додатка.

Під час виконання цієї умови аварійне перевантаження не перевищить допустиме двократне перевантаження для трансформаторів з системами охолодження М і Д протягом 0,5 - 1 год залежно від температури повітря відповідно до ГОСТ 14209-85. За цей час можуть бути вжиті заходи для обмеження перевантаження трансформатора до допустимої величини у післяаварійному режимі протягом декількох діб, які необхідні для відновлення нормального режиму роботи підстанції.

Тривале допустиме аварійне перевантаження для трансформаторів із системами охолодження М, Д, ДЦ і Ц допускається на 40 % на період не більше 5 діб тривалістю не більше 6 год за добу за умови, що навантаження у доаварійному режимі не перевищувало 93 % від номінального.

По-друге, повинна також виконуватись умова:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\text{р.н.а}}}{K_{2\text{ав}}}, \quad (3.3)$$

де $S_{\text{р.н.а}}$ - розрахункове навантаження у післяаварійному режимі, яке визначається з урахуванням сезонної зміни навантаження та можливого обмеження навантаження у такому режимі; $K_{2\text{ав}}$ - коефіцієнт, який визначає величину допустимого аварійного перевантаження залежно від тривалості перевантаження, температури охолодженого повітря та величини попереднього навантаження.

Величину коефіцієнта $K_{2\text{ав}}$ знаходять у таблицях ГОСТ 14209-85 та в довідковій літературі. Дискретність цих таблиць та необхідність еквівалентування графіків навантаження дають наближену оцінку допустимого аварійного перевантаження.

Для точної оцінки допустимості такого режиму або під час аналізу умов роботи трансформатора у цьому режимі потрібно проводити розрахунки теплового режиму та

навантажувальної здатності.

Увага! Передбачається вибір номінальної потужності трансформаторів із наближеною оцінкою їхньої навантажувальної здатності в аварійному режимі. При цьому величина $K_{2ав}$ визначається з узагальненої табл. 3.1 без точного врахування величини попереднього навантаження. Ця таблиця призначена для трансформаторів з напругою до 110 кВ включно при допустимій максимальній температурі нагрівання обмотки не більше 160°C і температурі мастила у верхньому шарі не більше 115°C.

Таблиця 3.1

Значення коефіцієнта допустимого аварійного перевантаження трансформаторів $K_{2ав.з}$ системами охолодження М і Д

Тривалість перевантаження, год	Коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження $K_{2ав}$ залежно від температури охолодженого повітря, °С					
	-10	0	10	20	30	40
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,7
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,4
2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,3
4,0	1,7	1,7	1,6	1,4	1,3	1,2
6,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,1
8,0	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
Від 12 до 24	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1

Виконання другої вимоги за формулою (3.3) необхідно перевірити для зимової та літньої температур охолодженого повітря при відповідних навантаженнях за формулами:

$$S_{ном.Г} \geq \frac{S_{р.л}}{K_{2ав.з}};$$

(3.4)

$$S_{ном.Г} \geq \frac{S_{р.л}}{K_{2ав.л}},$$

(3.5)

де $K_{2ав.з}$ - коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження в зимовий період; $K_{2ав.л}$ - коефіцієнт допустимого аварійного

перевантаження в літній період; K - коефіцієнт відношення літнього до зимового розрахункових навантажень (табл. 7 додатка).

У зв'язку з достатньо великим кроком шкали номінальних потужностей трансформаторів часто перша умова за формулою (3.3) нездійсненна під час перевірки другої умови за формулами (3.4) і (3.5), але безумовно здійсненна для трансформаторів сусідньої за шкалою більшої потужності. Тому рекомендується спочатку вибрати трансформатори мінімальної потужності за формулою (3.3) і перевірити їх за формулами (3.4) і (3.5). Якщо друга умова не виконується, то потрібно врахувати вимикання ЕП третьої категорії надійності (розрахункова повна потужність ЕП третьої категорії надійності обчислюється за даними табл. 1.1 і 1.3). Якщо навіть при вимиканні ЕП третьої категорії друга умова не виконується, то потрібно вибрати трансформатори найближчої за шкалою більшої потужності і перевірити їх за формулами (3.4) і (3.5) без обмеження навантаження підстанції.

Після остаточного вибору номінальної потужності трансформатора потрібно навести його технічні дані з табл. 10 додатка.

4. Вибір кількості та потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій

Однотрансформаторні цехові підстанції застосовують для живлення ЕП третьої категорії надійності. У випадку, коли превалюють ЕП третьої категорії, але є ЕП другої категорії, доцільно здійснювати взаємне резервування на стороні НН між найближчими сусідніми ТП (15 – 30% від $S_{\text{ном.Т}}$ при резервуванні кабельною перемичкою та 35 - 40 % від $S_{\text{ном.Т}}$ при резервуванні шинною перемичкою між кінцями двох магістралей НН у разі схеми блока трансформатор-магістраль).

Двотрансформаторні цехові підстанції застосовують у разі більшості ЕП першої та другої категорій надійності, а також при нерівномірних добових графіках навантаження.

Цехові підстанції з кількістю трансформаторів більше двох застосовують лише при належному обґрунтуванні, а також при установці окремих трансформаторів для силових та освітлювальних навантажень.

Вибір потужності трансформаторів цехових підстанцій визначається з урахуванням компенсації реактивної потужності [3].

При трьох і менше трансформаторах їхню номінальну

потужність вибирають за емпіричною формулою:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq S_{\text{ном.Т.р}} = \frac{P_{\text{р.3}}}{N\beta_{\text{т}}},$$

де $S_{\text{ном.Т.р}}$ - повна номінальна розрахункова потужність трансформатора; $P_{\text{р.3}}$ - розрахункова активна потужність на третьому рівні електропостачання (розрахункова активна потужність цеху $P_{\text{рц}}$ з табл. 1.3); N - кількість трансформаторів ТП; $\beta_{\text{т}}$ - коефіцієнт завантаження трансформатора цехової ТП.

Рекомендується брати такі коефіцієнти завантаження трансформаторів:

а) за перевагою ЕП першої категорії надійності для двотрансформаторних ТП $\beta_{\text{т}} = 0,65 \dots 0,67$;

б) за перевагою ЕП другої категорії надійності для однострансформаторних ТП із взаємним резервуванням - $\beta_{\text{т}} = 0,7 \dots 0,8$;

в) за перевагою ЕП другої категорії надійності для однострансформаторних ТП за наявності складського резерву, а також для ЕП третьої категорії надійності - $\beta_{\text{т}} = 0,9 \dots 0,95$.

Наразі для живлення ЕП другої категорії надійності, а також ЕП другої та третьої категорій надійності найчастіше застосовують двотрансформаторні ТП. Якщо брати коефіцієнти завантаження трансформаторів $\beta_{\text{т}} > 0,7$, то у цьому випадку з урахуванням допустимого перевантаження трансформаторів вимикають частину ЕП третьої категорії.

Так, для механічного цеху 1 номінальна потужність трансформаторів цехової ТП (у кіловольтамперах):

$$S_{\text{ном.Т}} \geq S_{\text{ном.Т.р}} = \frac{1018,8}{2 \cdot 0,8} = 636,8.$$

Згідно з розрахунком для цехової ТП вибираються два трансформатори типу ТМЗ-1000/10 (технічні дані трифазних масляних двообмоткових трансформаторів загального призначення з напругою 6-10/0,4-0,69 кВ для КТП наведено в дод. табл. 13). У цьому випадку можливо проаналізувати варіант вибору двох трансформаторів типу ТМЗ-630/10, але це потребує техніко-економічного обґрунтування (ТЕО). Якщо в майбутньому прогнозується зростання навантаження, то перший варіант є кращим.

Аналогічні розрахунки для вибору номінальної потужності трансформаторів цехових підстанцій інших цехів наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Вибір кількості та номінальної потужності трансформаторів цехових підстанцій

Номер цеху	Назва цехів	$P_{р.ц.}$, кВт	N , шт.	$\beta_{т.}$, в.о.	$S_{ном.тр.}$, кВ.А	Трансформатор
1	Механічний цех 1	1018,2	2	0,8	636,8	ТМЗ-1000/10
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
7	Компресорна станція	215,1	2	0,7	153,9	ТМ- 160/10

Після остаточного вибору номінальної потужності трансформаторів цехових підстанцій потрібно навести їхні технічні дані з табл. 13 додатка.

5. Вибір потужності компенсуючих пристроїв у системі електропостачання підприємства

Під час розрахунків проєктованих систем зовнішнього електропостачання промислових підприємств необхідно знати вхідну реактивну потужність споживача та потужність його компенсуючих пристроїв, а при розрахунках систем внутрішньозаводського та внутрішньоцехового електропостачання – структуру цих пристроїв та потужність їхніх окремих складових .

При проєктуванні СЕП величина вхідної економічної реактивної потужності споживача вказується в технічних умовах на проєктування або визначається спеціальним розрахунком. Якщо величина вхідної економічної реактивної потужності підприємства не задається, то її доцільно визначати за формулою (3.2). Ця величина є відправним пунктом для розрахунків реактивної потужності та структури пристроїв компенсації споживача.

5.1. Визначення реактивної потужності компенсуючих пристроїв споживачів електроенергії підприємства

Потужність компенсуючих пристроїв підприємства визначається так (у кВАрах):

$$Q_{к.п.} = Q_{р.5} - Q_{е.5},$$

де $Q_{р.5}$ - розрахункова реактивна потужність підприємства на п'ятому рівні електропостачання (береться з табл. 1.3 з урахуванням коефіцієнта одночасності).

Загальна встановлена потужність компенсуючого пристрою підприємства за наявності СД (у кВАрах):

$$Q_{к.п} = Q_{н.к} + Q_{сд} + Q_{в.к}, \quad (5.1)$$

де $Q_{н.к}$ - потужність конденсаторних установок споживача з напругою конденсаторів до 1 кВ; $Q_{сд}$ - реактивна потужність, одержувана від СД; $Q_{в.к}$ - потужність конденсаторних установок споживача з напругою конденсаторів вище 1 кВ.

Синхронні двигуни, які зазвичай працюють з випереджаючим струмом статора, використовуються як додаткові джерела реактивної потужності (ДРП). Втрати активної потужності у СД, що пов'язані з генерацією ними реактивної потужності, значно перевищують аналогічні втрати у конденсаторних установках, тому спеціально застосовувати СД у СЕП для генерації реактивної потужності недоцільно. Якщо СД застосовуються за технологічним процесом споживача, то необхідно враховувати їхню реактивну потужність при розрахунках електричного навантаження споживача. При цьому їхній коефіцієнт завантаження активною потужністю $\beta_{сд}$ повинен бути менше одиниці.

Увага! У формулі (5.1) реактивна потужність, отримана від СД, береться $Q_{сд} = 0$, бо у підрозд. 1.3 і в табл. 1.3 ця реактивна потужність була вже врахована зі знаком мінус.

Під час застосування на компресорній станції СД або АД визначення структури складу та потужності двох окремих складових компенсуючого пристрою підприємства ($Q_{н.к}$ і $Q_{в.к}$) необхідно виконувати у такій послідовності, як це записано в формулі (5.1).

Як додаткові ДРП в СЕП різного рівня найбільш поширені конденсаторні установки паралельного вмикання (відносно

навантаження споживача) - конденсаторні батареї (КБ). Це найбільш економічні додаткові ДРП.

Широке розповсюдження КБ в СЕП промислових підприємств пояснюється їхніми значними перевагами відносно інших додаткових ДРП:

- більш високим коефіцієнтом корисної дії (ККД) порівняно з іншими ДРП, інакше кажучи, малими питомими втратами активної потужності у них (не більше 0,0045 кВт/квар, в синхронних компенсаторах (СК) це значення досягає 10 %, в СД - 7 % установленої потужності);

- простотою монтажу, конструкції та експлуатації;
- відсутністю частин, що обертаються;
- відсутністю шуму під час роботи;
- відсутністю необхідності безперервного нагляду та обслуговування;

- порівняно невисокими капіталовитратами;
- широкими можливостями підбору необхідної потужності;
- можливостями установки в будь-якій точці СЕП.

Крім того, конденсатори припускають довготривалу роботу при підвищенні діючого значення напруги до 110 % номінальної величини та довготривалого підвищення струму до 130 % номінального за рахунок підвищення напруги та наявності вищих складових гармонік струму.

Основні недоліки КБ такі:

- наявність залишкового заряду;
- залежність реактивної потужності від напруги;
- ступеневе регулювання реактивної потужності.

Високі техніко-економічні характеристики сучасних конденсаторів, з яких комплектують КБ, призвели до суттєвого зростання їхньої частки в загальній кількості додаткових джерел реактивної потужності й електроенергетичних систем. Цьому сприяла також здатність до подрібнення потужності конденсаторних батарей за допомогою комутаційної апаратури на окремі частини-секції. Такі електротехнічні установки одержали назву конденсаторних установок (КУ).

Основними комплектуючими виробами в КУ є косинусні конденсатори. Це дві смужки алюмінієвої фольги, що розділені паперовою ізоляцією. До недавнього часу в конденсаторах типу КМ (косинусні масляні) застосовувалось масляне просочування паперової ізоляції. В сучасних конденсаторах широко

застосовують синтетичне просочування (конденсатори типу КС - косинусні синтетичні), їхні техніко-економічні показники в 2,5 - 3 рази перевищують показники конденсаторів типу КМ. Крім того, вони не замерзають і не горять. Але треба мати на увазі, що синтетичний наповнювач таких конденсаторів є дуже токсичною рідиною і тому являє собою певну небезпеку в експлуатації.

ЗАТ "СІЛКОН-КВАР" (Україна) застосовує конденсатори типів МКР і CSADP (плівкові, з екологічно чистим наповнювачем, що самовідновлюється).

Такі добре ізольовані ємнісні пакети вмонтовують в металеві корпуси і з'єднують між собою паралельним та послідовним способами. При цьому конденсатори можуть бути як однофазними, так і трифазними. У перших - два виводи для приєднання до мережі, а у других - три.

Конденсатори, що застосовують в КУ, розрізняються:

- за номінальною напругою: 230, 400, 500, 690, 1050, 3150, 6300 та 10500В;

- за кількістю фаз: конденсатори напругою 3150...10500 В тільки однофазні, конденсатори напругою 230...690 В - однофазні та трифазні;

- за видом просочування: мінеральним маслом (КМ) або синтетичним рідким діелектриком соволом чи совтолом (КС).

Втрати активної потужності в конденсаторах залежать від їхньої номінальної напруги: до 1 кВ питоми втрати $\Delta P_{н.к} = 0,0045$ кВт/квар; напругою вище 1 кВ – $\Delta P_{к.в} = 0,0025$ кВт/квар.

Але вартість КУ залежно від номінальної напруги їхніх конденсаторів також різна і може бути взятою в середньому: питома вартість КУ з номінальною напругою до 1 кВ $K_{к.н} = 35,0$ грн/квар; з напругою конденсаторів вище 1 кВ – $K_{в.к} = 25,0$ грн/квар.

Електротехнічна промисловість випускає комплектні конденсаторні установки (ККУ) з певною номінальною потужністю їхніх конденсаторів, що встановлені в металевому корпусі шафи та забезпечені певною комутаційною та захисною апаратурою. Вони можуть мати як ручне (дистанційне), так і автоматичне керування потужності. В табл. 14 та 16 додатка наведено номінальні стандартні потужності ККУ.

На практиці застосовують КБ та установки, що комплектують окремими конденсаторами певної потужності та напруги. Зазвичай розрахункове значення потужності конденсаторного компенсуючого пристрою заокруглюють до

найближчого стандартного значення (табл. 14 та 16 додатка).

Залежно від місця розташування ДРП у СЕП розрізняють індивідуальну, групову та централізовану компенсації.

При індивідуальній компенсації ДРП приєднуються під загальний вимикач з потужними добре навантаженими споживачами реактивної енергії, при груповій - ДРП приєднується до вузлової точки СЕП групи споживачів, при централізованій - ДРП встановлюється в гилці приєднання до СЕП джерела живлення її електроенергією.

В електричних мережах напругою потужністю до 1 кВ СЕП промислових підприємств застосовують усі три види компенсації реактивної потужності, а в електричних мережах вище 1 кВ - здебільшого групову та централізовану. При цьому встановлена потужність додаткових ДРП у відповідній точці СЕП визначається економічними розрахунками з урахуванням того, що реактивна потужність, що видається СД, може змінюватись плавно (зі зміною струму його збудження), а реактивна потужність КУ - тільки ступенево (залежно від кількості та потужності її секцій).

Залежно від номінальної напруги конденсаторів КУ має різний компенсуючий ефект. Конденсаторна установка з номінальною напругою конденсаторів до 1 кВ, на відміну від конденсаторів з напругою понад 1 кВ, зменшує втрати активної потужності та збільшує пропускну здатність не тільки електричних мереж понад 1 кВ, але й трансформаторів цехової ТП та цехових мереж до 1 кВ, якщо вони встановлені біля цехових силових розподільних пунктів або ЕП.

Встановлена потужність односекційних КУ або окремих секцій багатосекційних визначається допустимим скачком напруги в конкретній СЕП при їхній комутації. Достатнім з технічного та економічного боку є зміна напруги в СЕП, коли вона не перевищує 2-3 %.

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

Потужність компенсуючих пристроїв визначається при розрахунках систем внутрішньозаводського та внутрішньо-цехового електропостачання. Максимальна реактивна потужність, яку доцільно передавати через трансформатор 6-10/0,4кВ у мережу напругою до 1 кВ для забезпечення потрібного коефіцієнта його

завантаження – Д (у квартах):

$$Q_T = \sqrt{(N\beta_T S_{\text{ном.Т}})^2 - P_{\text{р.з}}^2},$$

де N - кількість трансформаторів ТП, шт.; $S_{\text{ном.Т}}$ - повна номінальна потужність трансформатора цехової підстанції, кВА; $P_{\text{р.з}}$ - розрахункова активна потужність навантаження на третьому рівні електропостачання (розрахункова активна потужність цеху $P_{\text{р.ц}}$ береться з табл.1.3), кВт.

Якщо під коренем величина зі знаком мінус, то беруть $Q_T = 0$. При цьому потужність конденсаторних установок із конденсаторами з номінальною напругою 0,4 кВ визначається як:

$$Q_{\text{н.к}} = Q_{\text{р.Т}} - Q_T,$$

де $Q_{\text{р.Т}}$ - розрахункова реактивна потужність на третьому рівні електропостачання, яка дорівнює розрахунковій реактивній потужності цеху $Q_{\text{р.ц}}$ (табл. 1.3), квар.

Для застосування береться найближча стандартна величина потужності ККУ $Q_{\text{н.к.ст}}$, що вибирається зі спеціальної технічної літератури та з табл. 14 додатка.

Якщо $Q_{\text{н.к}} \leq 0$, то встановлювати конденсатори з номінальною напругою 0,4 кВ не потрібно.

Так, для механічного цеху I:

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 + 1018,8^2} = 1233,7 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{н.к}} = 1023,8 - 1233,7 = -209,9 \text{ квар}.$$

У зв'язку з тим, що трансформатори такої цехової ТП пропускають всю необхідну реактивну потужність у мережу напругою до 1 кВ, то встановлювати конденсатори з номінальною напругою 0,4 кВ не потрібно.

Аналогічні розрахунки для вибору номінальної потужності конденсаторів з номінальною напругою 0,4 кВ для цехових підстанцій інших цехів наведено в табл. 5.1.

Якщо кількість трансформаторів на підстанції два, то кількість ККУ повинна бути парною.

Розшифровка типоніменалу ККУ в порядку написання:

УКРП - установка конденсаторна з регулюванням за потужністю: 0,4 - номінальна напруга, кВ; 90 - сумарна реактивна потужність, квар; 10 - реактивна потужність КБ, квар; У - для помірного клімату; 3 - для внутрішньої установки.

Таблиця 5.1

Визначення потужності комплектних конденсаторних установок з номінальною напругою 0,4 кВ

Номер цеху	$Q_{т, \text{квар}}$	$Q_{н.к., \text{квар}}$	Типономінал	Потужність, квар	Кількість ККУ
1	1233,7	-209,9	—	—	—
-----	-----	-----	-----	-----	-----
7	62,5	182,3	УКП-0,4-90-10УЗ	90	2

Комплектні конденсаторні установки приєднуються до розподільного пристрою НН КТП через автоматичні повітряні вимикачі, які встановлені в шафі низьковольтній лінійній (ШНЛ).

5.3. Визначення потужності комплектних конденсаторних установок з номінальною напругою конденсаторів 6,3 та 10,5 кВ

Потужність цих компенсуючих пристроїв визначається при розрахунках систем зовнішньо– та внутрішньозаводського електропостачання за формулою (у квартах):

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{к.п}} - \sum Q_{\text{н.к.ст}}$$

де $\sum Q_{\text{н.к.ст}}$ - сумарна потужність встановлених низьковольтних ККУ.

Для застосування береться найближча стандартна величина потужності ККУ $Q_{\text{в.к.ст}}$, що вибирається зі спеціальної технічної літератури та з табл. 16 додатка. Кількість ККУ повинна бути парною.

Якщо при встановленні високовольтних ККУ залишається некомпенсована реактивна потужність, що зумовлено достатньо великим кроком шкали номінальних потужностей цих ККУ, то її компенсують за допомогою додаткових низьковольтних ККУ.

Величину некомпенсованої реактивної потужності визначають так (у квартах):

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{в.к}} - \sum Q_{\text{н.к.ст}}$$

Високовольтні ККУ встановлюються у спеціальному приміщенні ГПП (ПГВ) або РП їхнє розміщення має забезпечити індустріальне виконання електромонтажних робіт, безпеку та

зручність при спостереженні, обслуговуванні і заміні конденсаторів, пожежну безпеку, хороше охолодження.

У приміщеннях з високовольтними ККУ при загальній кількості масла більше 600 кг під установкою повинен бути влаштований маслоприймач, який розрахований на 20 % загальної кількості масла і виконаний відповідно до ПУЕ.

Комплектні конденсаторні установки приєднуються до високовольтного розподільного пристрою за допомогою спеціально встановлених для цього розподільних комірок.

Високовольтні ККУ, якщо вони потрібні за результатом розрахунку, приєднуються до шин 10 (6) кВ ГПП.

6. Розроблення схеми електропостачання підприємства

Питання живлення електроенергією промислових підприємств вирішуються проектними організаціями разом з енергосистемою залежно від необхідної споживаної електроенергії, особливості технології підприємства, перспектив розвитку електропостачання даного району та інших чинників [1; 5].

Крім того, схема живлення підприємства також залежить від: відстані джерела живлення, загальної схеми електропостачання даного району, величини необхідної потужності з урахуванням її зростання, територіального розміщення навантажень, необхідного ступеня надійності електропостачання, наявності на підприємстві власного джерела живлення - заводської теплоелектроцентралі (ТЕЦ).

6.1. Загальні відомості про джерела живлення в системах промислового електропостачання

До основних джерел живлення підприємств належать енергосистеми та заводські електростанції. Крім того, на підприємствах застосовують агрегати гарантованого живлення (АГЖ), джерела реактивної потужності (розд. 5), джерела живлення вторинних допоміжних ланцюгів.

Техніко-економічні показники енергосистем кращі, ніж у заводських електростанцій, які будують, якщо це технічно доцільно та економічно рентабельно, для сумісного виробництва теплової та електричної енергії у таких випадках: наявності відходів виробництва, придатних як паливо; при великому

теплоспоживанні; особливих вимогах до електропостачання.

Агрегати гарантованого живлення використовують за наявності ЕП особливої категорії надійності як третє незалежне джерело живлення. При невеликій потужності ЕП особливої категорії надійності застосовують АГЖ потужністю від 16 до 250 кВА.

Джерела живлення вторинних допоміжних кіл живлять апарати захисту, сигналізації та управління комутаційних апаратів (вимикачів та інших апаратів з дистанційним управлінням).

6.2. Основні принципи побудови схем електропостачання промислових підприємств

Перший принцип - максимальне наближення джерел живлення високої напруги (ВН) до електроустановок споживачів, що приводить до мінімуму кількості мережних ланок і числа проміжних трансформацій та комутацій.

Другий принцип - резервування живлення для різних категорій надійності повинно бути передбачено в схемі електропостачання (відмова від "холодного" резерву). Для цього всі елементи (лінії, трансформатори) повинні нести постійне навантаження в нормальному режимі, а в післяаварійному режимі у разі вимикання пошкоджених елементів брати на себе живлення залишених у роботі споживачів з урахуванням допустимих правилами для цих елементів перевантажень.

Третій принцип - глибоке секціонування всіх ланок СЕП (шини ГПП, ПГВ, РП, вторинної напруги цехових ТП) з установкою на секційних апаратах пристроїв АВР.

Четвертий принцип - вибір режиму роботи елементів СЕП. Основним є роздільна робота елементів, що призводить до зниження струмів короткого замикання (КЗ), застосування більш "легкої" та дешевої комутаційної апаратури, спрощеного релейного захисту.

6.3. Електропостачання промислового підприємства від енергосистеми без власної електростанції

Залежно від напруги джерела живлення електропостачання виконується за двома варіантами схем [4; 5]:

- 1) схеми з напругою 6 – 10 кВ;
- 2) схеми з напругою 35 – 220 кВ.

Перші застосовуються при живленні промислових підприємств невеликої потужності з одним центральним розподільним пунктом (ЦРП) і розташованих на відстані від енергосистеми не більш 5 - 10 км. Існують різні схеми, які дозволяють живлення ЕП першої, другої та третьої категорій надійності. Інші застосовуються під час живлення підприємств середньої та значної потужності з ЕП різних категорій надійності та розташованих на великій відстані від енергосистеми. Як ПП найчастіше бувають ГПП чи ПГВ. Існують схеми з одним, двома та більше ПП.

6.4. Схеми внутрішньозаводського електропостачання з напругою 6 та 10 кВ: радіальні, магістральні, змішані

Внутрішньозаводський розподіл електричної енергії з напругою 6 або 10 кВ може бути виконаний за радіальною, магістральною або змішаною схемами. Кожна з цих схем відрізняється за ступенем надійності та техніко-економічними показниками, залежно від конкретних вимог проєктованого об'єкта [4; 5; 6].

6.4.1. Радіальні схеми розподільних мереж з напругою 6 - 10 кВ

Радіальні схеми - це такі схеми, в яких електроенергія від джерела живлення (ГПП, ПГВ, ЦРП, РП) передається до цехових ТП або до окремих ЕП напругою понад 1 кВ окремою лінією без відгалуження для живлення інших споживачів.

Радіальні схеми слід застосовувати при навантаженнях, розташованих у різних напрямках від джерела живлення. Вони можуть бути одно- та двоступеневими (більше двох ступенів, як правило, застосовувати не рекомендується).

Одноступеневі радіальні схеми краще застосовувати на невеликих підприємствах і на великих підприємствах для

живлення великих зосереджених навантажень (компресорні та насосні станції, підстанції електричних печей та ін.).

Двоступеневі радіальні схеми застосовують на великих і середніх підприємствах для живлення розташованих поруч одно- та двотрансформаторних підстанцій без шин ВН та ЕП напругою понад 1 кВ від проміжних РП. При цьому всі комутаційні та захисні апарати (маломасляні вимикачі, вимикачі навантаження, запобіжники) розміщуються на РП. На цехових ТП передбачається щільне приєднання трансформаторів до радіальних ліній другої ступені, що дуже спрощує конструкцію та зменшує габарити ТП (це має велике значення при застосуванні внутрішньоцехових ТП).

Питання про спорудження РП розглядають за кількістю радіальних ліній, що перевищує вісім.

Сумарна потужність секцій РП повинна забезпечувати повне використання пропускної здатності головних вимикачів і ліній, що живлять ці секції.

Радіальне живлення цехових двотрансформаторних підстанцій слід здійснювати від різних секцій РП, як правило, окремими лініями для кожного трансформатора. Кожна лінія і трансформатор мають бути розраховані на покриття всіх навантажень першої та другої категорій даної підстанції у післяаварійному режимі.

Радіальне живлення однострансформаторних підстанцій, залежно від конкретних вимог (категорії всіх споживачів, необхідного відсотка резервування, розташування підстанцій, схем та виконання цехових мереж та ін.) потребує резервування, яке здійснюється за такими схемами:

- з резервною перемичкою на стороні ВН між сусідніми ТП;
- з резервною магістраллю ВН;
- з резервним радіусом ВН;
- з резервною кабельною перемичкою на стороні НН між сусідніми ТП;
- з резервною шинною перемичкою між кінцями двох магістралей НН одного цеху у разі застосування схеми блока трансформатор - магістраль (у цьому випадку живлення ТП, що взаєморезервуються, слід здійснювати від різних секцій РП, ЦРП, ПГВ, ГПП);
- взаємне резервування за допомогою кабельних перемичок НН, яке передбачається в обсязі 15-30 % від номінальної

потужності трансформатора, а у разі шинних перемичок НН 35 - 40 % (іноді до 60 % від $S_{ном.м}$).

Під час використання радіальних схем здійснюється глибоке секціонування всієї системи електропостачання, починаючи від основних джерел живлення (ГПП) і закінчуючи шинами напругою до 1кВ, а іноді навіть цеховими силовими розподільними шафами. За допомогою секційних апаратів може здійснюватися автоматичне вмикання резерву для живлення у післяаварійному режимі роботи СЕП.

Можливе використання двоступеневої радіальної схеми у разі доцільності застосування РП на компресорній станції. У цьому випадку здійснюється радіальне живлення цехових двотрансформаторних підстанцій від різних секцій РП окремими лініями для кожного трансформатора.

Крім того, радіальне живлення цехових підстанцій доцільно від шин ГПП у разі навантажень, розташованих у різних напрямках від неї.

6.4.2. Магістральні схеми розподільних мереж з напругою 6 - 10 кВ

Магістральні схеми під час кабельної прокладки застосовують:

- у разі прямолінійного розміщення цехових підстанцій на території підприємства;
- за необхідності (з вимог надійності електропостачання) резервування живлення цехових підстанцій від іншого джерела при аварії основного джерела живлення;
- для групи технологічно зв'язаних агрегатів, якщо магістральні схеми мають техніко-економічні переваги порівняно з іншими схемами.

При струмах понад 1,5 – 2 кА застосовують магістральні струмопроводи.

Магістральні схеми можна розділити на одиночні (одинарні) магістралі, наскрізні ("зустрічні") з двома джерелами живлення, з двома та більше паралельними магістралями, кільцеві.

За ступенем надійності електропостачання магістральні схеми можна розділити на дві групи.

До першої групи належать одиночні та кільцеві магістралі, які поступаються радіальним надійністю електропостачання та зручністю в експлуатації.

Одиночні магістралі без резервування служать для живлення ЕП третьої категорії лише у випадках, коли допускається перерва живлення на час пошуку та поладження пошкодженої ланки магістралі.

Одиночні магістралі із загальною резервною магістраллю треба застосовувати для живлення ЕП третьої та частково другої категорій, які допускають перерву живлення на час пошуку і від'єднання пошкодженої ланки магістралі та приєднання споживачів до резервної магістралі, у разі необхідності живлення від незалежного джерела у післяаварійних режимах.

Одиночні магістралі з двостороннім живленням застосовують, якщо група підстанцій розташована між двома живильними пунктами.

Кільцеві магістралі допускається застосовувати для живлення ВН третьої та частково другої категорій при відповідному розміщенні груп підстанцій, які вони живлять. Не рекомендується приєднувати більше 4-6 підстанцій до одного кільця при потужності одного трансформатора до 630 кВА. У нормальному режимі експлуатації кільцева магістраль розімкнута вимикачем на дві частини, кожна з яких є одиночною магістраллю і приєднується до різних секцій збірних шин ГПП, ПГВ, ЦРП, РП. На промислових підприємствах кільцеві магістралі застосовують рідко.

До другої групи схем належать магістральні схеми з двома та більше паралельними магістралями, які можуть бути застосовані для живлення споживачів будь-якої категорії. Кількість паралельних магістралей більше двох зустрічається рідко.

Подвійні магістральні схеми слід застосовувати за наявності двотрансформаторних підстанцій без збірних шин первинної напруги.

Кожна магістраль розрахована на покриття навантаження ЕП першої та другої категорій надійності всіх підстанцій.

У разі магістрального живлення установа комутаційного апарата на кожній з підстанцій (роз'єднувача, маломасляного вимикача, вимикача навантаження із запобіжником) практично обов'язкове.

При подвійних магістралях можливі три варіанти схеми приєднання цехових двотрансформаторних підстанцій до магістралі:

а) з апаратами ВН для захисту трансформаторів і роз'єднувачами на входах;

б) з захисними апаратами ВН, але без роз'єднувачів на входах;

в) без апаратів ВН на входах.

Найчастіше як для подвійних, так і для одиночних магістралей застосовують варіант "б", тому що конструкція цехових ТП, що приєднуються за такою схемою, значно простіше порівняно з варіантом "а" (при збереженні високої надійності та зручності експлуатації).

Варіант "в" застосовується тільки у тих випадках, коли установлення апаратів ВН ускладнено специфічними умовами, але при цьому забезпечується найбільше спрощення конструкції ТП, хоча відсутність комутаційних апаратів ВН ускладнює умови експлуатації.

Кількість трансформаторів, що приєднуються до однієї магістралі, може бути орієнтовно взята в межах 2-3 при їхній номінальній потужності 1000 - 2500 кВА і від 4 до 5 при номінальній потужності 250 - 630 кВА.

Під час використання КТП, при магістральному живленні на стороні ВН вони комплектуються високовольтною шафою входа, в якій встановлен вимикач навантаження типу ВНР із запобіжником типу ПКТ. Магістральним схемам слід віддати перевагу як більш економічним.

6.4.3. Змішані схеми розподільних мереж з напругою 6 - 10 кВ

Залежно від розташування цехових ТП і ЕП з напругою більше 1 кВ та вимог надійності їхнього електропостачання розподільні мережі з напругою 6 - 10 кВ виконують здебільшого за змішаною схемою, яка складається з радіальних і магістральних схем. Частина цехових ТП та ЕП одержують живлення за радіальною схемою, а інша частина - за магістральною. Таке з'єднання дозволяє більш повно використовувати переваги обох схем. Кінцеве рішення за вибором загальної схеми приймається на основі ТЕО різних варіантів схем розподільних мереж.

7. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання на шинах низької напруги головної понижувальної підстанції

7.1. Призначення розрахунків та основні допущення

Розрахунок струмів КЗ є необхідним для вибору та перевірки струмоведучих частин і електричних апаратів (ЕА) з номінальною напругою вище 1кВ на термічну й електродинамічну стійкість, вибору вимикачів розподільного устрою 10 (6) кВ за комутаційною здатністю, а також для розрахунків уставок та перевірки чутливості РЗ.

У першому випадку використовують значення струмів трифазного КЗ у максимальному режимі, в другому - струмів трифазного та несиметричних КЗ у максимальному і мінімальному режимах.

Якщо розрахунок КЗ не виконується, то визначається тільки діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ в початковий момент (початкового надперехідного струму) в одній розрахунковій точці (на стороні НН трансформатора ГПП) з урахуванням підживлення від високовольтних двигунів (АД або СД залежно від варіанта з табл. 6 додатка) і узагальненого навантаження в максимальному режимі.

Оскільки джерела живлення значно віддалені від указаної точки, то можна вважати, що періодична складова струму КЗ від них (системи) не залежить від часу. Таке допущення недопустимо для періодичної складової струму підживлення точки КЗ від двигунів. Однак ПУЕ допускає проводити розрахунки струмів КЗ для вибору і перевірки струмоведучих частин і ЕА приблизно для початкового моменту КЗ, що забезпечує додатковий запас.

7.2. Складання розрахункової схеми

Розрахунку струмів КЗ передусе аналіз схеми електричної мережі та визначення найбільш тяжких, але ймовірних розрахункових умов, в яких може бути той чи інший її елемент [2]. Ці умови повинні відобразитися у розрахунковій схемі, яка являє собою однолінійну схему електричної мережі з ЕА та провідниками, що підлягають вибору і перевірці за умовами КЗ.

У розрахункову схему вводять ті елементи, по яких протікає струм КЗ: система, генератори, СК, високовольтні АД та СД, узагальнене навантаження, що має мале електричне віддалення від точок КЗ, автотрансформатори, трансформатори, реактори, струмопроводи, повітряні та кабельні лінії. У розрахунковій схемі вказуються основні параметри (технічні характеристики) всіх елементів. При зображенні на розрахунковій схемі однотипних однаково з'єднаних відносно точки КЗ генераторів, трансформаторів або високовольтних електродвигунів доцільно показувати їх у вигляді одного еквівалентного генератора, трансформатора, електродвигуна, номінальна потужність якого дорівнює кількості генераторів, трансформаторів, електродвигунів, помножених на номінальну потужність одиничного генератора, трансформатора, електродвигуна.

На розрахунковій схемі вказують ті точки КЗ, вибір яких залежить від мети розрахунків струмів КЗ.

Під час вибору та перевірки вимикачів на лініях 6 - 35 кВ без реакторів, що відходять від збірних шин розподільного пристрою, розрахунковим режимом є КЗ за вимикачем пасивного елемента, такого елемента, який не генерує струм КЗ.

7.3. Розрахункова схема для максимального режиму

Режим СЕП, при якому струм КЗ в елементі, що вибирається або перевіряється, буде найбільшим, досягається за умов, коли в мережі між джерелами і точкою КЗ увімкнена найменша кількість послідовних елементів і найбільша кількість – паралельних.

У схемі електропостачання заводу в нормальному режимі передбачена роздільна робота трансформаторів ГПП на збірні шини 6 або 10 кВ (секційний вимикач вимкнений). За наявності РП його секційний вимикач також вимкнений.

У розрахунковій схемі максимального режиму один із трансформаторів вимкнений, а секційний вимикач увімкнений. Цей режим можливий у таких випадках: один із трансформаторів знаходиться в планово попереджувальному ремонті або післяаварійному режимі. Крім того, всі робочі двигуни перебувають в роботі, а трансформатори ГПП працюють з максимальною добавкою напруги.

Приклад розрахункової схеми для максимального режиму за наявності РП і шести СД (два з них у резерві) показано на рис. 7.1.

Точка К - задана величина початкового надперехідного струму трифазного КЗ на стороні ВН трансформатора ГПП. Точка К1 - за вимикачем 6 (10) кВ лінії, що відходить від шин ГПП.

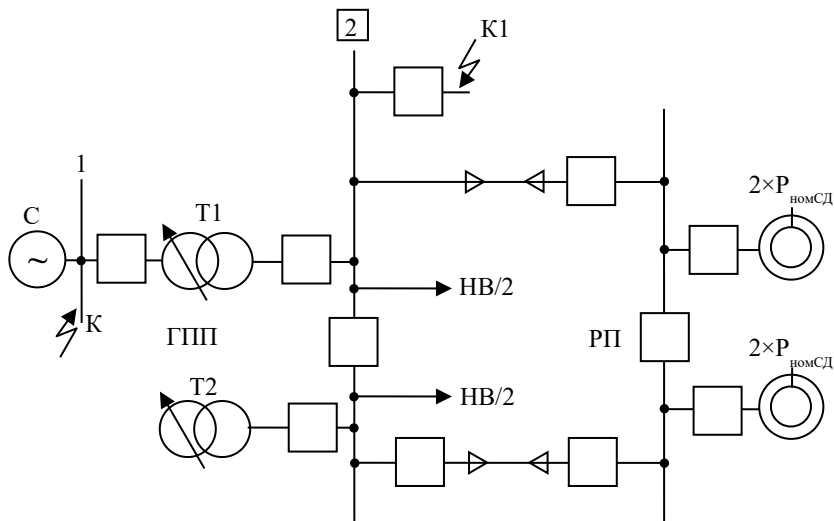


Рис. 7.1

Схема заміщення для максимального режиму наведена на рис.7.2.

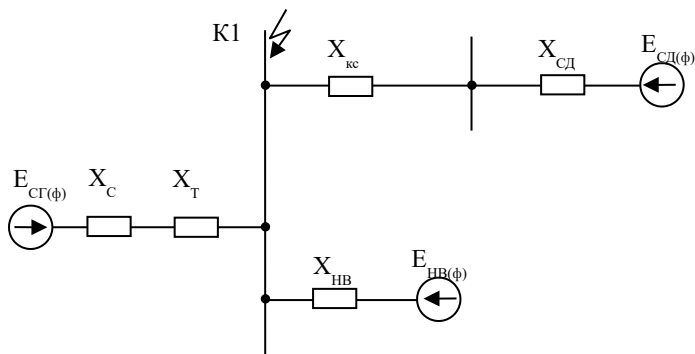


Рис. 7.2

У розрахунковій схемі нумеруються ступені напруги: 1 - сторона ВН трансформатора ГПП і 2 - сторона НН ГПП. Як основний ступінь береться ступінь 2, де знаходиться точка КЗ - К1.

7.4. Алгоритм розрахунку струмів трифазного короткого замикання на шинах низької напруги головної понижувальної підстанції для максимального режиму

Розрахунок виконується в поіменованих одиницях при точному зведенні до основного ступеня 2. У розрахункових формулах беруться такі розмірності величин: повна потужність - МВА, активна потужність – МВт, напруга - кВ, струм – кА, опір - Ом.

Для розрахунку використовуються вихідні та розрахункові дані, які отримані в попередніх розділах.

Вихідні дані системи такі:

- напруга у максимальному режимі $U_{c,max}$, кВ (табл. 8 додатка);
- задана величина початкового струму трифазного КЗ від системи на стороні ВН трансформатора ГПП у максимальному режимі $I''_{к.с,max}$, кА (табл. 8 додатка).

Вихідні дані трансформаторів ГПП такі:

- обраний тип трансформатора;
- номінальна потужність обраних трансформаторів $S_{ном,Т}$, МВА;
- номінальна напруга регульованої обмотки ВН на середньому відгалуженні $U_{ном,вн}$ (паспортне значення з табл. 12 додатка):

- номінальна напруга обмотки НН $U_{ном,нн}$, кВ (паспортне значення з табл. 10 додатка);
- діапазон РПН $\Delta U_{рпн}$, % (табл. 7.1);
- напруга КЗ для крайнього відгалуження u_k^{-PO} , % (табл.7.1).

Вихідні дані кабелів, що відходять від шин ГПП до РП при двоступеневій схемі або від шин ГПП до високовольтних двигунів при одноступеневій схемі такі:

- середній індуктивний питомий опір x_0 , Ом/км (береться для кабелів з напругою 6 або 10 кВ = 0,08 Ом/км);
- довжина кабелю l , км (з генплану підприємства).

Далі наводяться вихідні дані високовольтних АД чи СД.

Вихідні дані високовольтних АД такі:

- тип (табл. 6 додатка);
- номінальна напруга $U_{ном,АД}$, кВ (табл. 6 додатка);
- кількість двигунів N , шт. (табл. 6 додатка);
- номінальна активна потужність $P_{ном,АД}$, кВт (табл. 14 додатка);
- номінальний ККД $\eta_{ном,АД}$, в.о. (табл. 14 додатка);

- номінальний коефіцієнт потужності $\cos\varphi_{\text{ном,Д}}$ (табл.17 додатка);
- кратність пускового струму електродвигуна при номінальній напрузі $I_{\text{кп}} = I_{\text{п}}/I_{\text{ном}}$, в.о (табл. 14 додатка).

Таблиця 7.1

Діапазон, кількість ступенів регулювання під навантаженням і значення напруг короткого замикання силових двообмоткових трансформаторів

Номінальна потужність трансформатора, $S_{\text{ном.т}}$, МВ.А	Діапазон і кількість ступенів РПН обмотки ВН	$u_k^{-\text{P}0}, \%$	$u_k, \%$	$u_k^{+\text{P}0,0}\%$
Номінальна напруга обмотки ВН 35 кВ				
1; 1,6; 2,5	$\pm 10 \%$; ± 4 ступені	6,3	6,5	6,8
4; 6,3	$\pm 10 \%$; ± 4 ступені	6,9	7,5	7,6
Номінальна напруга обмотки ВН 115кВ				
6,3	$\pm 16 \%$; ± 9 ступенів	10,58	10,5	11,72
10	$\pm 16 \%$; ± 9 ступенів	10,49	10,5	11,73
16	$\pm 16 \%$; ± 9 ступенів	10,09	10,5	11,05
25	$\pm 16 \%$; ± 9 ступенів	10,44	10,5	11,34
40	$\pm 16 \%$; ± 9 ступенів	10,35	10,5	11,02
63	$\pm 16 \%$; ± 9 ступенів	10,05	10,5	10,66
80	$\pm 16 \%$; ± 9 ступенів	10,44	10,5	10,91

Вихідні дані високовольтних СД такі:

- тип (табл. 6 додатка);
- номінальна напруга $U_{\text{ном-СД}}$, кВ (табл. 6 додатка);

- кількість двигунів N , шт. (табл. 6 додатка);
- номінальна активна потужність $P_{\text{ном.СД}}$, кВт (табл.15 додатка);
- номінальний ККД $\eta_{\text{ном.СД}}$, в.о. (табл. 15 додатка);
- подовжній надперехідний індуктивний опір при номінальних умовах машини X'' , в. о (табл. 15 додатка);
- номінальний коефіцієнт потужності $\cos\varphi_{\text{ном.СД}} = 0,9$ (примітка до табл. 5 додатка).

Вихідні дані навантаження такі:

- повне узагальнене навантаження $S_{\text{нв}}$, МВА (береться без навантаження високовольтних двигунів);
- надперехідна електрорушійна сила (ЕРС) навантаження у відносних одиницях $E''_{\text{нв}} = 0,85$;
- надперехідний індуктивний опір навантаження у відносних одиницях $x''_{\text{нв}} = 0,35$.

Електрорушійна сила та опір навантаження приведені до потужності навантаження і до середньої номінальної напруги ступеня, на якому воно підімкнено.

Після запису всіх вихідних даних проводиться безпосередньо розрахунок струмів КЗ у чотири етапи.

1 етап: розрахунок параметрів елементів схеми заміщення.

1. Визначається величина номінальної напруги обмотки ВН трансформатора у максимальному режимі під час роботи на крайньому відгалуженні регульованої обмотки (РО), кВ:

$$U_{\text{ном}}^{-\text{РО}} = (1 \cdot \dots \cdot \Delta U_{*\text{рпн}}) U_{\text{ном.вн}},$$

де $\Delta U_{*\text{рпн}} = \frac{\Delta U_{\text{рпн}}}{100}$ - відносна максимальна величина діапазону

РПН в одну зі сторін від середнього відгалуження регульованої обмотки, %.

2. З урахуванням того, що як основний ступінь взятий ступінь 2, коефіцієнт трансформації трансформатора ГПП у максимальному режимі визначається як:

$$K_{\text{T}} = \frac{U_{\text{ном.нн}}}{U_{\text{ном.вн}}^{-\text{РО}}}.$$

3. Електрорушійна сила та опір системи визначаються за формулами:

$$E_{c(\Phi)} = U_{c.\max} K_1 \frac{1}{\sqrt{3}}, \text{ кВ};$$

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} I_{\text{к.с. max}(0)}} K_T^2, \text{ Ом.}$$

4. Індуктивний опір трансформатора розраховується так (у омах):

$$X_T = \frac{u_k^{-\text{PO}} U_{\text{НОМ.НН}}^2}{100 S_{\text{НОМ.Т}}}.$$

5. Параметри кабелю для схеми заміщення (рис.7.2) визначаються за формулами (у омах):

$$X_k = x_o l;$$

$$X_{\text{к.с}} = \frac{X_k}{2}.$$

6. При розрахунках струмів КЗ для максимального режиму вважають, що у попередньому до КЗ режимі СД (АД) працюють з номінальною напругою, номінальним струмом і номінальним коефіцієнтом потужності. Ці параметри надаються у відносних одиницях:

$$U_{*0(\text{НОМ})} = 1; I_{*\text{НОМ}} = 1; \cos \varphi_0 = \cos \varphi_{\text{НОМ}}.$$

Електрорушійна сила СД для попереднього номінального режиму їхньої роботи та опір розраховуються як:

$$E_{*СД0(\text{НОМ})}'' = \sqrt{(U_{*0(\text{НОМ})} \cos \varphi_0)^2 + (U_{*(\text{НОМ})} \sin \varphi_0 + I_{*d(\text{НОМ})} X_{*d(\text{НОМ})}'')^2};$$

$$E_{СД(\Phi)}'' = E_{*СД0(\text{НОМ})}'' U_{\text{НОМ.СД}} \frac{1}{\sqrt{3}};$$

$$X_{СД.с}'' = X_{*d(\text{НОМ})}'' \frac{U_{\text{НОМ.СД}}^2 \cos \varphi_{\text{НОМ.СД}} \eta_{\text{НОМ.СД}}}{N_p P_{\text{НОМ.СД}} 10^{-3}}.$$

7. Електрорушійна сила АД для попереднього номінального режиму їхньої роботи та опір розраховуються так:

$$E_{*АД0(ном)}^{//} = \sqrt{(U_{*0(ном)} \cos \varphi_0)^2 + (U_{*(ном)} \sin \varphi_0 - I_{*d(ном)} X_{*АД(ном)}^{//})^2} ;$$

$$E_{АД(\phi)}^{//} = E_{*АД0(ном)} U_{ном.АД} \frac{1}{\sqrt{3}} ;$$

$$X_{АД,с}^{//} = X_{*АД(ном)} \frac{U_{ном.АД}^2 \cos \varphi_{ном.СД} \eta_{ном.АД}}{N_p P_{ном.АД} 10^{-3}} .$$

8. Параметри узагальненого навантаження розраховуються за формулами:

$$E_{нв(\phi)}^{//} = E_{*нв} U_{ном.сеп} \frac{1}{\sqrt{3}} , \text{ кВ};$$

$$X_{нв}^{//} = X_{*в} \frac{U_{ном.сеп}^2}{S_{нв}} , \text{ Ом} ,$$

де $U_{ном.сеп}$ - середня номінальна напруга ступеня.

Усі розрахункові значення ЕРС та опорів слід нанести на схему заміщення (рис. 7.2).

2 етап: перетворення схеми заміщення до елементарного вигляду відносно точки КЗ К1.

Перетворена схема заміщення відповідно до вихідної схеми заміщення зображена на рис. 7.3.

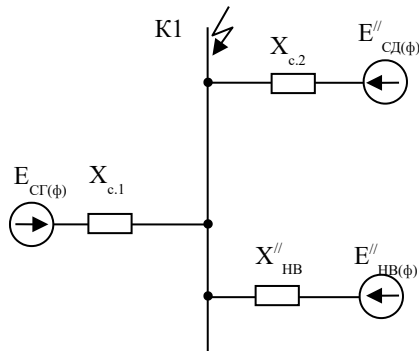


Рис. 7.3

Параметри для перетвореної схеми заміщення (рис. 7.3) визначаються як (у омах):

$$X_{e.1} = X_c + X_T;$$

$$X_{e.2} = X''_{CD(AD)} + X_{к.е}.$$

3 етап: визначення діючого значення періодичної складової струму трифазного КЗ у початковий момент (початкового надперехідного струму) у точці К1.

Для визначення цього струму на шинах ГПП 6 (10) кВ необхідно знайти його складові від системи, високовольтних двигунів (СД або АД) і узагальненого навантаження так (у кілоамперах):

$$I_{п(0)} = I''_{к1} = I''_{к.с(0)} + I''_{сд(ад)(0)} + I''_{нв(0)} = \frac{E_{с(ф)}}{X_{e.1}} + \frac{E''_{сд(ад)(ф)}}{X_{e.2}} + \frac{E''_{нв(ф)}}{X''_{нв}}.$$

4 етап: визначення ударного струму у точці К1.

Для визначення ударного струму необхідно також знайти його складові від системи, високовольтних двигунів (СД або АД) і узагальненого навантаження, для чого визначаються ударні коефіцієнти від системи, двигунів і узагальненого навантаження. У приблизних розрахунках можна взяти ударний коефіцієнт на шинах 6 (10) кВ ГПП $K_{у.с} = 1,8 - 1,85$ при потужності трансформаторів 16 МВ.А та менше; для СД потужністю 1,6 МВ.А ударний коефіцієнт $K_{у.сд} = 1,8$, потужністю 2 МВт та більше $K_{у.сд} = 1,9$; для АД ударний коефіцієнт $K_{у.ад} = 1,6$; для узагальненого навантаження ударний коефіцієнт $K_{у.нв} = 1,0$. Ударний струм у точці К1 визначається за формулою (у кілоамперах):

$$i_y = \sqrt{2}(K_{у.с} I''_{к.с(0)} + K_{у.сд(ад)} I''_{сд(ад)(0)} + K_{у.нв} I''_{нв(0)}).$$

8. Вибір перерізу кабелів електричної мережі з напругою 6 (10) кВ і електричних апаратів ліній до цеху

8.1. Вибір перерізу кабелів електричної мережі з напругою 6 (10) кВ до цеху

Вибір перерізу провідників (жорсткі та гнучкі шини, кабельні лінії, ізольовані та неізольовані проводи) передбачає [1; 4; 5]:

- 1) вибір перерізу за нормальним режимом навантаження;
- 2) перевірку вибраного перерізу за максимальним

режимом навантаження;

3) перевірку вибраного перерізу на стійкість при аварійному режимі;

4) перевірку за умовами відсутності втрат енергії за умовами „корони”;

5) перевірку за умовами механічної стійкості проводів повітряних ліній електропередачі (ЛЕП) відповідно до кліматичних умов місцевості, якщо в СЕП промислового підприємства застосовують повітряні ЛЕП, що може мати місце у разі дуже великої території підприємства.

У курсовій роботі для системи внутрішньозаводського електропостачання машинобудівного заводу рекомендується застосовувати кабелі. Вибір перерізу кабелів з напругою 6 або 10 кВ, які з'єднують трансформатори цехових ТП з шинами ГППІ, РГІ або між собою при магістральній схемі, здійснюється за трьома першими умовами. За умовами „корони”, а також механічної міцності жил кабелі не перевіряються, бо мінімальний переріз алюмінієвої жили для кабелів становить 2,5 мм², мідної – 1,5 мм².

8.1.1. Вибір перерізу провідників за нормальним режимом

Нормальний - це такий режим роботи, за якого всі елементи системи електропостачання та електротехнічних установок знаходяться в роботі, а параметри їхнього режиму не виходять за межі номінальних значень. Нормальний режим роботи кожної електроустановки (генератор, трансформатор, лінія електропередачі тощо) характеризується струмом нормального режиму I_n . Гранічним характерним випадком нормального режиму є номінальний режим ($I_{ном}$).

Провідники будь-якого призначення мають задовольняти вимогам тривалого їхнього нагрівання струмами як нормального, так і максимального режимів роботи. Окрім того, вартість провідника і втрат електроенергії в ньому повинні бути мінімальними. У зв'язку з цим переріз провідників з напругою вище 1кВ вибирають за економічно вигідною густиною струму $J_{ек}$ для навантаження нормального режиму. Економічно вигідний переріз провідників:

$$S_{ек} = \frac{I_n}{J_{ек}}, \quad (8.1)$$

де I_n - струм нормального режиму, А; $J_{ек}$ - нормоване значення економічно вигідної густини струму, А/мм², яке вибирають з табл.1.3.36 ПУЕ чи з табл. 19. додатка.

Розрахунковий економічно вигідний переріз $S_{ек}$, який визначено за формулою (8.1), заокруглюється до найближчого більшого або меншого стандартного перерізу $S_{ст}$, мм².

Під час вибору перерізу кабелю, що живить цехову трансформаторну підстанцію з трансформатором 6 - 10/0,4 кВ, як струм нормального режиму береться номінальний первинний струм трансформатора, який визначається за паспортними даними трансформатора з відповідного каталога чи з табл. 3 додатка. Номінальний первинний струм трансформатора визначають за формулою:

$$I_{ном.т.1} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3}U_{ном.т.1}},$$

де $S_{ном.т}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА; $U_{ном.т.1}$ - номінальна первинна напруга трансформатора, кВ.

8.1.2. Перевірка перерізу провідників за максимальним режимом

Режим максимального навантаження провідників може призвести до його перегрівання з порушенням не тільки його ізоляції, але й до розплавлення жил. Тому переріз провідників, вибраний за економічною густиною струму, перевіряють на нагрівання за величиною струму його максимального навантаження. Для цього допустимий для даного провідника струм з урахуванням відхилення параметрів довкілля від стандартних умов $I_{доп}^{//}$ та коефіцієнтів допустимого перевантаження $K_{пер}$ (табл. 1.3.1 та 1.3.2 ПУЕ) порівнюють зі струмом його форсованого режиму ($I_{ф}$) з урахуванням коефіцієнта резервування $K_{рез}$, А:

$$K_{пер} I_{доп} \geq I_{ф} = K_{рез} I_n. \quad (8.2)$$

Якщо у вихідних даних не заданий коефіцієнт попереднього навантаження, то береться $K_{пер} = 1$.

При визначенні допустимого тривалого струму для

кабелів необхідно враховувати відхилення параметрів довкілля від стандартних умов (якщо вони мають довготривалий характер) за допомогою поправкових коефіцієнтів $K_{пр}$ та $K_{сер}$:

$$I_{доп} = K_{пр} K_{сер} I_{доп},$$

де $K_{пр}$ - поправковий коефіцієнт на кількість кабелів, що лежать поруч у землі (табл. 1.3.26 [6]); $K_{сер}$ - поправковий коефіцієнт на температуру довкілля, якщо вона відрізняється від стандартної (табл. 1.3.3 [6]); $I_{доп}$ - допустимий тривалий струм провідника стандартного перерізу для стандартних умов (для однієї окремої лінії; стандартних температур для землі та води 15 і 25 °С для повітря) залежно від матеріалу жил, їхньої ізоляції та способу прокладання (таблиці [6]).

Поправковий коефіцієнт на температуру довкілля можна також обчислити за формулою:

$$K_{сер} = \sqrt{\frac{T_{ж.н} - T_{сер}}{T_{ж.н} - T_{сер.н}}},$$

де $T_{сер}$ - фактична температура середовища; $T_{ж.н}$ і $T_{сер.н}$ - нормована тривало допустима температура жили та нормована температура середовища відповідно.

Граничнодопустима температура нагрівання провідників залежить від їхньої конструкції та режиму (табл. 8.1).

Таблиця 8.1

Допустимі температури провідників у нормальному, форсованому та аварійному режимах

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

Примітка. При температурі довкілля: повітря +25 °С землі або води +15 °С.

Якщо по провіднику, який перебуває у середовищі (повітря, земля, вода) при нормованій температурі, тривало протікає струм, що дорівнює допустимому для даного перерізу, то температура жил такого провідника дорівнює зазначеній у стовпчику 2 табл. 8.1. При такій незмінній за величиною температурі строк служби ізоляції провідника становить 20 - 25 років, на який і розрахований провідник.

Таким чином, з табл. 8.1 для кабелів з паперовою просоченою маслоканіфольною та нестікаючою масами ізоляцією (ААБ, АСБ, ААШв та ін.) нормована тривало допустима температура жили $T_{ж.н}=65\text{ °С}$ (при напрузі 6 кВ) і $T_{ж.н}= 60\text{ °С}$ (при напрузі 10 кВ).

На території підприємства кабелі прокладають в кабельних спорудах або (у разі малої їх кількості на трасі) так:

- 1) на зовнішніх неспалених стінах цехів та споруд;
- 2) безпосередньо в землі (в траншеях);
- 3) на тросі чи шляхом застосування тросових кабелів;
- 4) на естакадах та інших конструкціях.

Прокладання в траншеях (від одного до шести кабелів) застосовують на неасфальтованих територіях у випадку малої ймовірності пошкодження кабелів землерийними механізмами, зсувом ґрунту, корозією.

Перевагами траншейного прокладання вважають малу вартість ліній, хороші умови охолодження кабелю, малу ймовірність поширення аварії одного кабелю на сусідні паралельні кабелі.

Недоліками цього виду прокладання є менша надійність, незручність оглядів і значно більший обсяг робіт при ремонтах та заміні, внаслідок чого сумарні витрати за час експлуатації лінії можуть виявитися більшими, ніж у випадках інших видів прокладання.

Для кабелів, прокладених у землі, нормована температура середовища становить $T_{сер.н} - 15\text{ °С}$, а на повітрі - $T_{сер.н} = 25\text{ °С}$.

Для двотрансформаторних підстанцій береться $K_{рез} = 1,4$; а для однострансформаторних підстанцій з резервуванням кабелями при напрузі 0,4 кВ - $K_{рез} = 1,3$, без резервування - коефіцієнт систематичного перевантаження.

Якщо умова за формулою (8.2) не виконується, то необхідно

взяти нове значення найближчого більшого стандартного перерізу кабелю, щоб вона виконувалась.

8.1.3. Перевірка вибраного перерізу провідників на термічну стійкість

Увага! При напрузі понад 1 кВ перевірці на термічну стійкість при КЗ підлягають всі провідники, окрім тих, що захищаються запобіжниками.

Критерієм термічної стійкості провідників є кінцева температура їхнього нагрівання при проходженні по них струму КЗ, яка не повинна перевищувати короткотривалу допустиму нормовану температуру.

Для спрощення розрахунків термічна здатність може бути оцінена найменшим перерізом провідника термостійким до струмів КЗ:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C},$$

де B_K - тепловий імпульс струму КЗ, A^2c ; C - температурний коефіцієнт, який враховує обмеження допустимої температури провідника (наводиться у довідкових таблицях та в табл. 19 додатка), $Ac^{1/2}/mm^2$.

Тепловий імпульс визначається як, A^2c :

$$B_K = I_K^2 t, \quad (8.3)$$

де I_K - початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ, А; t - дійсний час вимикання КЗ, с.

Величина дійсного часу вимикання КЗ визначається так:

$$t = t_{\text{зах}} + t_{\text{вимик.в}} + T_a,$$

де $t_{\text{зах}}$ - час дії основної о РЗ, с; $t_{\text{вимик.в}}$ - час вимикання вимикача (можна взяти $t_{\text{вимик.в}} = 0,05c$); T_a - стала часу аперіодичної складової струму КЗ ($T_a = 0,05c$).

Величина початкового значення періодичної складової струму трифазного КЗ на шинах НН ГПП $I'_{к1}(0)$ розрахована у розд.7.

Якщо ТП живиться від РП, то необхідно визначити величину початкового значення періодичної складової струму трифазного КЗ на шинах РП.

На лініях, що відходять від шин ГПП чи РП, установлюється двоступеневий струмовий захист, який складається з

максимального струмового захисту (МСЗ) та струмової відсічки (СВ).

Для радіальних схем живлення ТП без апаратів на вході до трансформатора (щільне введення) при коротких лініях, що характерно для промислових підприємств, основним захистом є СВ. Струм спрацювання СВ вибирається з умови відстроювання від струму КЗ на стороні НН трансформатора, при цьому зона дії охоплює всю лінію та частину обмотки трансформатора. Час дії СВ можна взяти $t_{с.в} = 0,1$ с. Тоді дійсний час вимикання КЗ:

$$t = 0,1 + 0,05 + 0,05 = 0,2 \text{ с.}$$

Для магістральних схем живлення ТП основним захистом є МСЗ. Для двоступеневої радіальної схеми при магістральному живленні ТП від шин РП (друга ступінь) час дії МСЗ можна взяти $t_{м.с.з.2} = 0,5$ с. Тоді:

$$t = 0,5 + 0,05 + 0,05 = 0,2 \text{ с.}$$

Для одноступеневої схеми при магістральному живленні ТП від шин ГПП можна взяти цей самий дійсний час вимикання КЗ ($t = 0,6$ с).

Для двоступеневої радіальної схеми при магістральному живленні ТП від шин ГПП (перша ступінь) дійсний час вимикання КЗ з урахуванням часу дії МСЗ $t_{м.с.з.2} = 0,5$ с і ступеня часу $\Delta t = 0,3$ с можна взяти:

$$t = 0,5 + 0,3 + 0,05 + 0,05 = 0,2 \text{ с.}$$

Після розрахунку за формулою (8.3) при виконанні умови $S_{сг} \geq S_{\min}$ залишається стандартний переріз кабелю. Якщо в результаті розрахунку $S_{сг} < S_{\min}$, то необхідно за умовою термічної стійкості в режимі КЗ взяти нове найближче більше значення стандартного перерізу кабелю, щоб виконувалась умова $S_{сг} > S_{\min}$. Остаточоно записується марка кабелю, напруга, кількість жил і переріз жили, наприклад, ААБ-10(3х50).

8.2. Вибір електричних апаратів до заданого цеху

8.2.1. Особливості вибору електричних апаратів у курсовому проекті

Розподільні пристрої НН ГПП або РП складаються частіше із комірок комплектних розподільних пристроїв (КРП) і рідше із камер стаціонарних однобічного обслуговування (КСО). У склад комірки (камери) входять комутаційні та захисні апарати, трансформатори струму (ТС), вимірювальні прилади та ін. У

курсівому проекту застосовуються комірки КРП, тому спочатку слід вибирати комірку із номенклатури даної серії [3].

У зв'язку з цим при виборі ЕА враховують такі чинники:

1) вибирають тільки ті ЕА, які входять у склад імовірної комірки;

2) якщо параметри ЕА комірки не задовольняють перерахованим нижче у підрозд. 8.2.3 умовам, то придатний ЕА треба вибирати із номенклатури того самого типу даної комірки або (якщо у цій серії немає ЕА з необхідними параметрами) вибирають іншу серію комірок;

3) усі ЕА силового ланцюга одної комірки мають однакову пропускну здатність і розраховані на певну стійкість, тому у першу чергу треба ознайомитися з характеристиками самої комірки.

8.2.2. Електричні апарати, що підлягають вибору

Вибору підлягають ЕА, що знаходяться:

- у комірках розподільного пристрою НН ГПП або РП, до яких приєднуються кабельні лінії, що живлять цех;

- у шафі високовольтного введення КТП.

При радіальній схемі живлення КТП мають шафу високовольтного введення типу ШВВ-1 (щільне введення - без ЕА ВН).

У разі магістральної схеми живлення КТП мають шафу високовольтного введення типу ШВВ-2 з вимикачем навантаження та високовольтним запобіжником, які потрібно вибрати.

8.2.3. Умови вибору і перевірки електричних апаратів

Вибір ЕА напругою понад 1 кВ здійснюють за таких умов:

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

$$U_{\text{ном.е.а.}} \geq U_{\text{ном.м.}}$$

де $U_{\text{ном.е.а.}}$ і $U_{\text{ном.м.}}$ - номінальна напруга ЕА і номінальна напруга мережі (установки), в якій застосовується ЕА відповідно;

2) допустимого нагрівання струмами в тривалому режимі:

$$I_{\text{ном.е.а}} \geq I_{\phi}, \quad (8.4)$$

де $I_{\text{ном.е.а}}$ і I_{ϕ} - номінальний струм ЕА і струм форсованого режиму (максимальний робочий струм) відповідно;

3) відповідності доквіллю (нормальне, пожежонебезпечне, вибухонебезпечне та ін.), роду установки (зовнішня, внутрішня), її конструктивному виконанню (стаціонарна, висувна) тощо;

4) параметрам основної функціональної характеристики: для комутаційних ЕА - це струм вимикання (вмикання) при КЗ (комутаційна здатність), для ЕА захисту — це номінальний струм плавкої вставки запобіжника чи вставка розчеплювача автомата, для ТС - це опір навантаження вторинного ланцюга.

Перевірку ЕА здійснюють за їхньою стійкістю та працездатністю при наскрізних струмах КЗ. Повинні виконуватися такі умови:

а) струм електродинамічної стійкості:

$$i_{\text{дин}} \geq i_y,$$

де i_y - розрахунковий ударний струм;

б) допустимий струм термічної стійкості I_T за допустимий час термічної стійкості t_T :

$$I_T^2 t_T \geq I_K^2 t,$$

де I_K і I - розрахункові параметри струму КЗ і дійсного часу вимикання КЗ.

Умови вибору за п. 1)...3) однакові для всіх ЕА. Особливості вибору за п. 4) і перевірки за пунктами а) та б) різних ЕА наводяться нижче.

Вимикач. Відповідно до п. 4.2.2 ПУЕ апарати, які призначені для вимикання струмів КЗ і за умовами своєї роботи можуть вмикати короткозамкнений ланцюг, повинні мати здатність проводити ці операції при всіх можливих струмах КЗ. Тому перевіряють комутаційну здатність вимикача як при вимиканнях струмів КЗ, так і при вмиканні короткозамкненого ланцюга.

Під час перевірки здатності вимикання вимикачів ВН враховують зміну періодичної та аперіодичної складових струму КЗ. Розрахунковим часом вимикання вважають власний час вимикання вимикача $t_{\text{вимик.в}}$ (знаходиться у межах 0,05 - 0,24 с

залежно від його швидкодії). При вимиканні повинні виконуватися умови:

$$I_{\text{ном.вмик}} \geq I_{\text{П}(t)} ; \quad (8.5)$$

$$\sqrt{2}I_{\text{ном.вмик}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{\text{П}(t)} + i_{\text{а}(t)},$$

(8.6)

де $I_{\text{ном.вмик}}$ - номінальний струм вимикання при нормованих умовах роботи; $\beta_{\text{ном}}$ - номінальний зміст аперіодичної складової струму, % [2]; $I_{\text{П}(t)}$ і $i_{\text{а}(t)}$ - діюче значення періодичної і миттєве значення аперіодичної складових струму КЗ для часу t відповідно.

Якщо ударний коефіцієнт менше ніж 1,8, то умову (8.6) можна не перевіряти. У курсовій роботі перевіряють здатність вимикання тільки за однією умовою (8.5).

Під час вмикання повинна виконуватись умова:

$$I_{\text{нб.вмик}} \geq I_{\text{к}},$$

де $I_{\text{нб.вмик}}$ - найбільший гарантований струм вмикання при найбільшій напрузі та нормованих умовах.

Для вимикачів з напругою понад 1 кВ $I_{\text{нб.вмик}} \geq I_{\text{ном.вмик}}$.

Трансформатор струму. Цей елемент силового ланцюга зазнає таких самих термічних та електродинамічних впливів, що й інші послідовно ввімкнені з ним EA . Тому вибір за п. 1) – 3) і перевірка за п. а) та б) такі самі. Вибір за п. 4) функціональних параметрів полягає у дотриманні умов роботи в заданому класі точності:

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2\text{розр}},$$

де $Z_{2\text{ном}}$ і $Z_{2\text{розр}}$ – номінальне і розрахункове значення опорів навантаження вторинного ланцюга відповідно.

Вимикач навантаження. Застосовується самостійно як комутаційний апарат для вмикання і вимикання струму навантаження робочого режиму. У цьому випадку його вибирають за п. 1)...3) і перевіряють на стійкість при наскрізних струмах КЗ

за п. а) та б), а вибір комутаційної здатності за п. 4) полягає у виконанні умов:

$$I_{\text{ном.вимик}} \geq I_{\text{вимик.розр}} ;$$

$$I_{\text{ном.вимик}} \geq I_{\text{вимк.розр}} ,$$

де $I_{\text{ном.вимик}}$ і $I_{\text{ном.вимк}}$ - номінальні струми вимикання і вмикання відповідно.

Номінальний струм вимикання звичайно не перевищує номінальний струм вимикача навантаження.

Запобіжник. У камерах КСО та шафах введення ШВВ-2 використовується запобіжник типу ПКТ. Він має струмообмежувальну дію - величина струму КЗ не досягає максимальної очікуваної розрахункової величини, тому на стійкість до наскрізних струмів КЗ за п. а) та б) перевіряти його не потрібно, але відповідно з п. 4) перевіряється умова (8.5).

Як апарат захисту запобіжник повинен бути вибраний з урахуванням його захисної характеристики. Таким чином, номінальний струм плавкої вставки $I_{\text{ном.вст}}$ при захисті трансформаторів вибирають не тільки з урахуванням форсованого режиму за умовою (8.4), але і перехідних процесів вмикання трансформатора:

$$I_{\text{ном.вст}} \geq (1,5 - 2)I_{\text{ном.т}} ,$$

а номінальний струм патрона:

$$I_{\text{ном.п}} \geq I_{\text{ном.вст}} .$$

Якщо зазначені вище умови виконуються і запобіжник здатний вимкнути найменший можливий аварійний струм цього ланцюга, то ланцюг захищений. У цьому випадку при напрузі понад 1 кВ у режимі КЗ не перевіряють на електродинамічну стійкість апарати, захищені запобіжниками із вставками на номінальний струм до 60 А, і на термічну стійкість - апарати, захищені плавкими запобіжниками незалежно від їхнього номінального струму і типу.

Комплект вимикача навантаження із запобіжником (у камерах КСО та шафах введення ШВВ-2) сполучає функції

вимикача при комутації навантаження в нормальному режимі та вимикання запобіжником струму КЗ.

Результати вибору ЕА наведено у табл. 8.2. У першій графі записують умови вибору, у другій - розрахункові дані, у третій - дані каталогу ЕА. Для правильно вибраного апарата величини у третій графі не повинно бути менше відповідних величин другої графі.

Таблиця 8.2

Дані розрахункові і каталогу високовольтного вимикача

Умови вибору	Розрахункові дані	Дані каталогу вимикача ВК-10-630-20У2
За номінальною напругою $U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.м}}$	$U_{\text{ном.м}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.м}} = 10 \text{ кВ}$
За номінальним струмом $I_{\text{ном.н}} \geq I_{\phi}$	$I_{\phi} = 212 \text{ А}$	$I_{\text{ном.в}} = 630 \text{ А}$
Вид установлення та відповідність до вкільлю	У приміщенні з нормальним середовищем	У2
За здатністю вимикання $I_{\text{ном.вимик}} \geq I''_{\text{к1(0)}}$	$I''_{\text{к1(0)}} = 5,09 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.вимик}} = 20 \text{ кА}$
За динамічною стійкістю $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у.к.1}}$	$i_{\text{у.к.1}} = 11,53 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 53 \text{ кА}$
За термічною стійкістю $I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 15,57 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 20^2 \cdot 4 = 1600$

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

Основна

1. Захарченко В.П., Єнчев С.В., Тихонов В.В., Красношопка Н.Д. Електричні системи та мережі. Навчальний посібник. – К.: НАУ, 2021. – 340 с.
2. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Електричні мережі та системи. Підруч. для вузів. – К.: НТУУ «КПІ», 2007. – 504 с.
3. Розрахунок режимів електроенергетичних систем. Навч. посібник/ Сулейманов В.М. – К.: КПІ, 2001. – 100 с.
4. Захарченко В.П., Тихонов В.В. Проектування електропостачання авіаційного підприємства. Навч. посібник. – К.: НАУ, 2006. – 60 с.
5. Електропостачання. Методичні рекомендації і завдання до виконання курсового проекту для студентів напряму 0906 „Електротехніка”. В.П. Захарченко, В.В. Тихонов. – К.: НАУ, 2006. – 32 с.
6. Величко Ю.К. Електропостачання аеропортів: Навч. посібник. – Київ: КПЦА, 1996. – 312 с.

Додаткова

7. Розрахунок і регулювання сталих режимів роботи електричних мереж енергосистем. Навч. посібник / Сулейманов В.М. – К.: УМК ВО, 1992. – 216 с.
8. Електричні системи та мережі. Навч. посібник / Романюк Ю.Ф. – К.: Знання, 2007. – 292 с. – (Вища освіта XXI століття).
9. Економія енергії в електричних мережах / Під ред. Качанової Н.А. і Щербини Ю.В. – К.: Техніка, 1986. – 167 с.
10. Електричні мережі і системи / Під ред. Денисенко Г.І. – К.: Вища школа, 1986. – 584 с.
11. Величко Ю.К., Нерет В.І. Принципи побудови систем електропостачання аеропортів. Навч. посібник. – К.: КПЦА, 1988, - 92 с.
12. Захарченко В.П., Ільєнко С.С., Ільєнко А.В., Електричні системи та мережі. Лабораторний практикум. – К.: НАУ, 2022. – 140 с.

ВИХІДНІ ДАНІ

Таблиця 1

Склад цехів підприємства і категорія надійності їхніх електроприймачів

Номер цеху	Назва цеху	Категорія надійності електроприймачів
1	Механічний цех 1	2 і 3
2	Механічний цех 2	2 і 3
3	Механічно-складальний цех	2
4	Інструментальний цех	3
5	Цех дрібних серій	2
6	Ремонтно-механічний цех	3
7	Компресорна станція	1 і 2

Таблиця 2

Установлена потужність цехів

Установлена потужність окремих цехів $P_{\text{уст}}$, кВт						
6500	6900	6400	5400	5600	6800	1200

Таблиця 3

Коефіцієнти попиту цехів

Коефіцієнти попиту окремих цехів $K_{\text{п}}$						
0,15	0,20	0,15	0,10	0,14	0,11	0,17

Коефіцієнти потужності цехів

Коефіцієнти потужності окремих цехів $\cos\varphi$						
0,69	0,61	0,64	0,66	0,59	0,69	0,64

Таблиця 5

Спосіб виконання загального освітлення цехів

Спосіб виконання загального освітлення окремих цехів						
1	2	3	1	2	3	1

Примітки:

- 1 - лампи розжарювання ($\cos\varphi = 1$).
- 2 - люмінесцентні лампи низького тиску ($\cos\varphi = 0,95$).
- 3 - дугові ртутні лампи високого тиску ($\cos\varphi = 0,5$).

Таблиця 6

Дані електродвигунів компресорної станції

$U_{\text{ном}}$, кВ	$P_{\text{ном}}$, кВт	n , об/хв	Тип	Кількість N, шт.
10	1250	300	СДН-2-19- 34-20	4

Таблиця 7

**Тривалість перевантаження трансформатора
у післяварійному режимі і відношення літнього
розрахункового навантаження до зимового**

Тривалість перевантаження, год	Відношення літнього розрахункового навантаження до зимового, в.о
1	0,85

Примітка. Температуру охолодженого повітря для м.Києва взяти: зимову -8 °С, літню + 20 °С.

Продовження додатка

Таблиця 8

Напруга джерела живлення, номінальна напруга електричної мережі внутрішньозаводського електропостачання, схема приєднання головної понижувальної підстанції

$U_{жив}, кВ$	$U_{ном.м}, кВ$	Схема приєднання	$I''_{к.с.макс}, кА$	$U_{с.макс}, кВ$	$T_{макс}, год$
35	10	Тупикова	12,5	33,5	3500

Таблиця 9

Орієнтовні значення питомої установленної потужності загального освітлення цехів

Назва цеху	Питома потужність, Вт/м ²
Механічні, ремонтно-механічні цехи	11-16
Механічно-складальні цехи дрібних серій	12-19
Інструментальні цехи	15-16
Компресорна станція	17-18

Примітка. Для люмінесцентних джерел світла беруться менші, а для ламп розжарювання - більші значення питомої потужності.

Таблиця 10

Технічні дані трифазних масляних двообмоткових трансформаторів загального призначення

Тип	Номінальна потужність, кВА	Сполучення напруг, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМН-2500/35	2500	35	6,3; 11	5,1	24,3	6,5	1,1
ТМН-4000/35	4000	35	6,3; 11	6,7	33,5	7,5	1,0
ТМН-6300/35	6300	35	6,3; 11	9,4	46,5	7,5	0,9
ТДН- 10000/35	10000	36,75	6,3; 11	14,5	65,0	8,0	0,8
ТМН-2500/110	2500	ПО	6,3; 11	5,0	22,0	10,5	1,5
ТМН-4000/110	4000	115	6,3; 11	7,7	28,2	10,5	1,2
ТМН-6300/110	6300	115	6,3; 11	11,5	33,5	10,5	1,0
ТДН-10000/110	10000	115	6,3; 11	14,0	60,0	10,5	0,9

Таблиця 11

Технічні дані трифазних масляних двообмоткових трансформаторів загального призначення з напругою 6-10/0,4-0,69 кВ для комплектних трансформаторних підстанцій

Тип	Номінальна потужність, кВА	Номінальна напруга, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМ-100/10	100	6; 10	0,4 0,69	0,33	1,97	4,5	2,6
ТМ-160/10	160			0,51	2,65	4,5	2,4
ТМЗ-250/10	250			0,74	3,7	4,5	2,3
ТМЗ-400/10	400			0,95	5,5	4,5	2,1
ТМЗ-630/10	630			1,31	7,6	5,5	1,8
ТМЗ1000/10	1000			1,90	10,8	5,5	1,2
ТМЗ- 1600/10 ¹	1600			2,65	16,5	6,0	1,0
ТМЗ-2500/10	2500			3,75	24,0	6,0	0,8

Таблиця 12

Комплектні конденсаторні установки з номінальною напругою 400 В ЗАТ "СІЛКОН-КВАР", м. Київ

Типономінал	Потужність, квар	Ступінь регулювання, квар	Відпускна ціна, грн.	Габаритні розміри, мм
УКРП-0,4-25-5УЗ	25	5	5238	800x600x300
УКРП-0,4-35-5УЗ	35	5	5670	800x600x300
УКРП 0,4-45-5УЗ	45	5	5940	800x600x300
УКРП-0,4-50-10УЗ	50	10	6318	800x600x300
УКРП-0,4-55-5УЗ	55	5	6480	800x600x300
УКРП-0,4-60-10УЗ	60	10	6588	800x600x300

Продовження додатка
Закінчення табл.12

Типономінал	Потужність, квар	Ступінь регулювання, квар	Відпускна ціна, грн.	Габаритні розміри, мм
УКРП-0,4-70-10УЗ	70	10	7128	800х600х300
УКРП-0,4-80-10УЗ	80	10	8100	800х600х300
УКРГТ 0,4-90- 10УЗ	90	10	9720	1200х600х300
УКРП 0,4-100- 10УЗ	100	10	12420	1200х600х300
УКРП 0,4-105-5УЗ	105	5	12636	1200х600х300
УКРП 0,4-110-10УЗ	110	10	12690	1200х600х300
УКРП 0,4-120-20УЗ	120	20	12852	1200х600х300
УКРП 0,4-140-20УЗ	140	20	13392	1200х600х300
УКРП 0,4-150-10УЗ	150	10	14040	1800х600х450
УКРП 0,4-160-20УЗ	160	20	14364	1800х600х450
УКРП 0,4-180-20УЗ	180	20	15390	1800х600х450
УКРП 0,4-200-20УЗ	200	20	16524	1800х600х450
УКРП 0,4-220-20УЗ	220	20	17604	1800х800х450
УКРП 0,4-225-25УЗ	225	25	17796	1800х800х450
УКРП 0,4-240-20УЗі	240	20	18819	1 800х800х450
УКРП 0,4-260-20УЗ	260	20	21519	1800х800х450
УКРП 0,4-300-20УЗ	300	20	23463	1800х800х450
УКРП 0,4-320-20УЗ	320	20	24435	1800х800х450
УКРП 0,4-360-40УЗ	360	40	25650	1800х1200х450
УКРП 0,4-375-25УЗ	375	25	25896	1800х1200х450
УКРП 0,4-400-40УЗ	400	40	26109	1800х1200х450
УКРП 0,4-475-25УЗ	475	25	31950	1800х1200х450
УКРП 0,4-480-40УЗ	480	40	32208	1800х1200х450
УКРП 0,4-520-40УЗ	520	40	33210	11800х1600х450
УКРПО,4-525-25УЗ	525	25	33210	1800х1600х450
УКРП 0,4-540-60УЗ	540	60	36018	1800х1600х450
УКРП 0,4-550-50УЗ	550	50	36030	1800х1600х450
УКРП 0,4-600-50УЗ	600	50	43920	1800х1600х450

Продовження додатка

Таблиця 13

**Комплектні конденсаторні установки з номінальною
напругою 6,3 і 10,5 кВ**

Тип установки	$U_{\text{ном}}$, кВ	$Q_{\text{ном}}$, квар	Маса, кг	Габарити, мм
УКЛ-6,3-450 УЗ	6,3	450	600	2210x820x3600
УКЛ-6,3-900 УЗ	6,3	900	885	3010x820x1600
УКЛ-6,3-1350УЗ	6,3	1350	1170	3810x820x1600
УКЛ- 10,5-450 УЗ	10,5	450	600	2210x820x1600
УКЛ- 10,5-900 УЗ	10,5	900	885	3010x820x1600
УКЛ- 10,5- і 350 УЗ	10,5	1350	1170	3810x820x1600
УКЛ- 10,5-2700 УЗ	10,5	2700	2025	6210x820x1600

Таблиця 14

**Технічні дані асинхронних електродвигунів типу
АНЗ-2 ($U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$)**

Тип	$P_{\text{ном}}$, кВт	$\eta_{\text{ном}}$, %	$\cos\varphi_{\text{ном}}$	$n_{\text{ном}}$, об/хв	$I_{\text{п}} / I_{\text{ном}}$
АНЗ-2-15-57-6УЗ	1000	95,0	0,858	990	6,3
ЛНЗ-2-15-69-6УЗ	1250	95,2	0,871	990	6,3
АНЗ-2-15-69-10УЗ	800	94,7	0,813	592	5,0
АНЗ-2-16-57-10УЗ	1000	94,7	0,819	592	5,5
АНЗ-2-1 6-69- 10УЗ	1250	94,9	0,834	592	5,5
АНЗ-2-16-39-12УЗ	500	93,8	0,801	493	5,5
АНЗ-2-16-57-12УЗ	800	94,5	0,807	493	5,5
АНЗ-2-17-31-16УЗ	500	93,3	0,758	369	5,0
АНЗ-2-17-39-16УЗ	630	93,7	0,761	369	5,0

Продовження додатка

Таблиця 15

**Технічні дані синхронних електродвигунів типу
СДН-2, СДНЗ-2, СТД**

Тип	$P_{\text{ном}},$ кВт	$U_{\text{ном}},$ кВ	$\eta_{\text{ном}},$ %	$n_{\text{ном}},$ об/хв	$X_{\text{d(ном)}},$ В.О
СДН-2-16-31-6	800	6	95,3	1000	0,169
СДН-2- 16-36-6	1000	6	95,5	1000	0,182
СДН-2- 16-59-6	1600	6	96,2	1000	0,157
СДН-2-16-36-8	800	6	94,9	750	0,192
СДН-2- 16-46-8	1000	6	95,4	750	0,181
СДН-2- 16-44- 10	800	6	95,1	600	0,213
СДН-2- 17-44- 10	1250	6	95,5	600	0,189
СДН-2- 15-36- 12	500	6	93,7	500	0,200
СДНЗ-2- 18-49- 12	1600	10	94,6	500	0,156
СДНЗ-2-18-61-12	2000	10	95,9	500	0,140
СДНЗ-2- 18-39- 16	1000	10	94,0	375	0,197
СДНЗ-2- 18-49- 16	1250	10	93,8	375	0,184
СДНЗ-2- 18-61 -16	1600	10	95,1	375	0,190
СДНЗ-2- 18-49-20	1000	10	94,6	300	0,164
СДНЗ-2- 19-34-20	1250	10	95,3	300	0,206
СДНЗ-2- 19-44-20	1600	10	95,7	300	0,179
СДНЗ-2- 19-54-20	2000	10	94,8	300	0,184
СДНЗ-2-19-44-24	1250	10	93,2	250	0,199
СДНЗ-2- 19-54-24	1600	10	93,8	250	0,202
СДНЗ-2-20-41-24	2000	10	94,6	250	0,211
СТД-630-2	630	6	95,8	3000	0,147
СТД-630-2	630	10	95,6	3000	0,143
СТД-800-2	800	6	96,0	3000	0,143
СТД-800-2	800	10	95,8	3000	0,145
СІД- 1000-2	1000	6	96,3	3000	0,133
СТД- 1000-2	1000	10	96,0	3000	0,128
СТД- 1250-2	1250	6	96,8	3000	0,138
СІД- 1250-2	1250	10	96,5	3000	0,137
СІД- 1600-2	1600	10	96,6	3000	0,134
СТД-2000-2	2000	10	96,8	3000	0,133

Примітка. У всіх двигунів $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,9$ (випереджальний).

Економічна густина струму

Провідник	Економічна густина струму, $I_{\text{ок}}$, А/мм ² , при кількості годин використання максимуму навантаження за рік T_{max} , год		
	від 1000 до 3000	від 3000 до 5000	понад 5000
Неізольовані дроти та шини:			
мідні	2,5	2,1	1,8
алюмінієві	1,3	1,1	1,0
Кабелі з паперовою і проводи з гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією з жилами:			
мідними	3,0	2,5	2,0
алюмінієвими	1,6	1,4	1,2
Кабелі з гумовою та пластмасовою ізоляцією з жилами:			
мідними	3,5	3,1	7
алюмінієвими	1,9	1,7	1,6

Примітка. Дані з табл. 1.3.36 ПУЕ.

Таблиця 17

**Поправковий коефіцієнт на кількість працюючих кабелів,
що лежать поруч у землі (у трубах або без труб)**

Відстань між кабелями, мм	Коефіцієнт $K_{\text{пр}}$ при кількості кабелів, шт.					
	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

Примітка. Дані з табл. 1.3.26 ПУЕ.

Закінчення додатка

Таблиця 18

**Допустимий тривалий струм для кабелів з алюмінієвими
жилами**

Переріз	Струм, А					
	одножильний до 1 кВ	двожильний до 1 кВ	трижильний з напругою, кВ			чотири- жильний до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	-	60	55	-	-	-
10	110	80	75	60	-	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	-	380	340	310	345
240	675	-	440	390	355	-

Примітка. Дані з табл. 1.3.16 ПУЕ.

Таблиця 19

Значення коефіцієнта C для кабелів з напругою 6 та 10 кВ

Кабель	Коефіцієнт C , $A_c^{1/2}/mm$	
	6	10
Напруга кабеля, кВ	6	10
Кабелі з алюмінієвими суцільними жилами і паперовою ізоляцією	92	94
Кабелі з алюмінієвими багатодротяними жилами і паперовою ізоляцією	98	100
Кабелі з мідними суцільними жилами і паперовою ізоляцією	140	143
Кабелі з мідними багатодротяними жилами і паперовою ізоляцією	147	150
Кабелі з алюмінієвими жилами і полівінілхлоридною або гумовою ізоляцією	75	78
Кабелі з мідними жилами і полівінілхлоридною або гумовою ізоляцією	114	118

ЗМІСТ

Перелік скорочень.....	3
Вступ	4
1. Визначення розрахункових навантажень цехів та підприємства.....	5
1.1. Визначення розрахункового силового навантаження цехів.....	5
1.2. Визначення розрахункового навантаження загального електричного освітлення цехів.....	6
1.3. Визначення розрахункового навантаження компресорної станції.....	8
1.4. Визначення розрахункового навантаження підприємства...	11
2. Визначення центра електричних навантажень та місця розташування головної понижувальної підстанції.....	12
3. Вибір кількості та потужності трансформаторів головної понижувальної підстанції.....	15
4. Вибір кількості та потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій.....	19
5. Вибір потужності компенсуючих пристроїв у системі електропостачання підприємства.....	21
5.1. Визначення реактивної потужності компенсуючих пристроїв споживачів електроенергії підприємства.....	22
5.2. Визначення потужності конденсаторних установок з номінальною напругою конденсаторів 0,4 кВ	25
5.3. Визначення потужності комплектних конденсаторних установок з номінальною напругою конденсаторів 6,3 та 10,5 кВ.....	27
6. Розроблення схеми електропостачання підприємства.....	28
6.1. Загальні відомості про джерела живлення в системах промислового електропостачання.....	28
6.2. Основні принципи побудови схем електропостачання промислових підприємств.....	29
6.3. Електропостачання промислового підприємства від енергосистеми без власної електростанції.....	30
6.4. Схеми внутрішньозаводського електропостачання з напругою 6 та 10 кВ: радіальні, магістральні, змішані.....	30
6.4.1. Радіальні схеми розподільних мереж з напругою 6 - 10 кВ.....	30

6.4.2. Магістральні схеми розподільних мереж з напругою 6 - 10 кВ.....	32
6.4.3. Змішані схеми розподільних мереж з напругою 6 - 10 кВ.....	34
7. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання на шинах низької напруги головної понижувальної підстанції.....	35
7.1. Призначення розрахунків та основні допущення.....	35
7.2. Складання розрахункової схеми.....	35
7.3. Розрахункова схема для максимального режиму.....	36
7.4. Алгоритм розрахунку струмів трифазного короткого замикання на шинах низької напруги головної понижувальної підстанції для максимального режиму..	38
8. Вибір перерізу кабелів електричної мережі з напругою 10 (6)кВ і електричних апаратів ліній до цеху	43
8.1. Вибір перерізу кабелів електричної мережі з напругою 10 (6) кВ до цеху	43
8.1.1. Вибір перерізу провідників за нормальним режимом..	44
8.1.2. Перевірка перерізу провідників за максимальним режимом.....	45
8.1.3. Перевірка вибраного перерізу провідників на термічну стійкість.....	48
8.2. Вибір електричних апаратів до заданого цеху	49
8.2.1. Особливості вибору електричних апаратів у курсівому проекті.....	49
8.2.2. Електричні апарати, що підлягають вибору.....	50
8.2.3. Умови вибору і перевірки електричних апаратів	50
Список літератури	55
Додаток	56

Навчально–методичне видання

Захарченко Віктор Панасович
Тихонов Віктор Васильович

Проектування електропостачання авіаційного підприємства

Навчально-методичний посібник

Технічний редактор А.І. Лавринович
Коректор О.О. Крусь

Підп. до друку 05.09.06. Формат 60x84/16. Папір офс.
Офс. друк. Ум. друк. арк..3,95. Обл.-вид. арк. 4,25
Тираж 100 пр. Замовлення № 175-1. Вид. №28/І

Видавництво НАУ
03680. Київ-680, проспект Космонавта Комарова, 1

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК №977 від 05.07.2002