

Методичні вказівки до курсової роботи з дисципліни
“Електричні системи та мережі” для підготовки спеціалістів з спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка» /Укл. В. П. Захарченко, В.В. Тихонов - Київ: НАУ, 2004. - 133 с.

Укладачі ,. В. П Захарченко канд. техн. наук, доц.;
В.В.Тихонов канд. техн. наук, доц

ПЕРЕДМОВА

Дані методичні вказівки складені відповідно до обсягу курсової роботи з дисципліни "Електричні системи та мережі" для студентів денної та заочної форми навчання підготовки спеціалістів з спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» ОПП «Енергетичний менеджмент».

Виконання курсової роботи розвиває у студента навички самостійного застосування відомостей, які отримані при вивченні теоретичного матеріалу, та рішення комплексної задачі проектного характеру, освоєння конкретних методик розрахунків.

При виконанні курсової роботи потрібно розробити систему електропостачання (СЕР) промислового підприємства при напрузі понад 1 кВ. Така система складається з ліній, що живлять підприємство, пункту прийому електроенергії, ліній, що розподіляють електроенергію по підприємству, і цехових трансформаторних підстанцій (ТП).

Мета студента - розробити систему внутрішньозаводського електропостачання, яка зможе забезпечити споживачів електричною енергією необхідної якості при заданій надійності електропостачання та мінімумі витрат.

Для вирішення цієї задачі студент повинен підтвердити розрахунками працездатність СЕР в нормальних, форсованих і аварійних режимах. Відповідно до цього треба вибрати такі схемні та технічні рішення, щоб у нормальному режимі система характеризувалася економічністю, у форсованому режимі забезпечувала заданий рівень надійності електропостачання за рахунок переважувальної здатності, а в аварійному режимі - швидко і вибірково вимикала ушкоджений елемент чи ділянку мережі.

У розрахунково-пояснювальній записці повинні бути наведені вихідні дані на проектування, пояснення ходу та послідовності розглянутих питань з обґрунтуванням прийнятих рішень і посиланнями на літературу, указані методи розрахунків і розрахункові формули в загальному вигляді, наведені необхідні числові підстановки у них та отримані результати розрахунків. У одному прикладі це робиться докладно, інші аналогічні розрахунки повинні бути наведені у таблиці.

Виконання курсової роботи проводиться з дотриманням усіх

вимог і норм єдиної системи конструкторської документації.

1. ЗАВДАННЯ, ВИХІДНІ ДАНІ І ЗМІСТ КУРСОВОЇ РОБОТИ

1.1. Завдання до курсової роботи

Розробити систему внутрішньозаводського електропостачання машинобудівного заводу, яка відповідає основним вимогам до СЕП промислових підприємств.

1.2. Вихідні дані

Для виконання курсової роботи задаються наступні обов'язкові вихідні дані:

- 1) Найменування промислового підприємства - машинобудівний завод.
- 2) Генплан підприємства (видається керівником курсової роботи).
- 3) Залежно від номера варіанта, який задається керівником курсової роботи, інші необхідні вихідні дані наведені у таблицях 1.1 -1.8 цих методичних вказівок.
- 4)Номер цеху, до трансформаторної підстанції якого вибирають переріз кабелів електричної мережі напругою 6 (10) кВ і електричні апарати ліній, задається керівником курсової роботи.
- 5)В окремих випадках керівник курсової роботи може корегувати вихідні дані.

Таблиця 1.1. Склад цехів підприємства і категорія надійності їхніх електроприймачів

№ цеху	Назва цехів	Категорія надійності
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 1.2. Встановлена потужність цехів

Варіант	Встановлена потужність окремих цехів $P_{уст.}$ кВт						
	1	2	3	4	5	6	7
01	5000	5600	6100	6900	6900	5700	1000
02	5100	5700	6200	6800	7000	5800	1100
03	5200	5800	6300	6700	6900	5900	1200
04	5300	5900	6400	6600	6800	6000	1300
05	5400	6000	6500	6500	6700	6100	1400
06	5500	6100	6600	6400	6600	6200	1500
07	5600	6200	6700	6300	6500	6300	1600
08	5700	6300	6800	6200	6400	6400	1700
09	5800	6400	6900	6100	6300	6500	1800
10	5900	6500	7000	6000	6200	6600	1900
11	6000	6600	6900	5900	6100	6700	2000
12	6100	6700	6800	5800	6000	6800	2100
13	6200	6800	6700	5700	5900	6900	2200
14	6300	6900	6600	5600	5800	7000	1000
15	6400	7000	6500	5500	5700	6900	1100

	1	2	3	4	5	6	7
16	6500	6900	6400	5400	5600	6800	1200
17	6600	6800	6300	5300	5500	6700	1300
18	6700	6700	6200	5200	5400	6600	1400
19	6800	6600	6100	5100	5300	6500	1500
20	6900	6500	6000	5000	5200	6400	1600
21	7000	6400	5900	4900	5100	6300	1700
22	6900	6300	5800	4800	5000	6200	1800
23	6800	6200	5700	4700	4900	6100	1900
24	6700	6100	5600	4600	4800	6000	2000
25	6600	6000	5500	4500	4700	5900	2100
26	5100	6000	6400	6500	5900	6300	2200
27	5200	6100	6500	6400	5800	6400	1000
28	5300	5200	6600	6300	5700	6500	1100
29	5400	5700	6700	6200	5600	6600	1200
30	5500	5800	6800	6100	5500	6700	1300
31	5600	5900	6900	6000	5600	6800	1400
32	5700	6000	7000	5900	5500	6900	1500
33	5800	6100	6900	5800	5400	7000	1600
34	5900	6200	6800	5700	5300	6900	1700
35	6000	6300	6700	5600	5200	6800	1800
36	6100	6400	6600	5500	5100	6700	1900
37	6200	6500	6500	5400	5000	6600	2000
38	6300	6600	6400	5300	4900	6500	2100
39	6400	6700	6300	5200	4800	6400	2200
40	6500	6800	6200	5100	4700	6300	1000

Таблиця 1.3. Коефіцієнти попиту цехів

Варі- ант	Коефіцієнти попиту окремих цехів K_n						
	1	2	3	4	5	6	7
01	0,20	0,15	0,10	0,15	0,11	0,16	0,20
02	0,19	0,14	0,11	0,16	0,12	0,17	0,19
03	0,18	0,13	0,12	0,17	0,13	0,18	0,18
04	0,17	0,12	0,13	0,18	0,14	0,19	0,17
05	0,16	0,11	0,14	0,19	0,15	0,20	0,16
06	0,15	0,10	0,15	0,20	0,16	0,19	0,15
07	0,14	0,11	0,16	0,19	0,17	0,18	0,14
08	0,13	0,12	0,17	0,18	0,18	0,17	0,15
09	0,12	0,13	0,18	0,17	0,19	0,16	0,16
10	0,11	0,14	0,19	0,16	0,20	0,15	0,17
11	0,10	0,15	0,20	0,15	0,19	0,14	0,18
12	0,11	0,16	0,19	0,14	0,18	0,13	0,19
13	0,12	0,17	0,18	0,13	0,17	0,12	0,20
14	0,13	0,18	0,17	0,12	0,16	0,11	0,19
15	0,14	0,19	0,17	0,11	0,15	0,10	0,18
16	0,15	0,20	0,16	0,10	0,14	0,11	0,17
17	0,16	0,19	0,14	0,11	0,13	0,12	0,16
18	0,17	0,18	0,13	0,12	0,12	0,13	0,15
19	0,18	0,17	0,12	0,13	0,11	0,14	0,14
20	0,19	0,16	0,11	0,14	0,10	0,15	0,15
21	0,20	0,15	0,10	0,15	0,11	0,16	0,16
22	0,19	0,14	0,11	0,16	0,12	0,14	0,17
23	0,18	0,13	0,12	0,17	0,13	0,18	0,18
24	0,17	0,12	0,13	0,18	0,14	0,19	0,19
25	0,16	0,11	0,14	0,19	0,15	0,20	0,20
26	0,10	0,12	0,14	0,15	0,18	0,16	0,19
27	0,11	0,13	0,15	0,16	0,17	0,17	0,18
28	0,12	0,14	0,16	0,17	0,16	0,18	0,17

	1	2	3	4	5	6	7
29	0,13	0,15	0,17	0,18	0,15	0,19	0,16
30	0,14	0,16	0,18	0,19	0,14	0,20	0,15
31	0,15	0,17	0,19	0,20	0,13	0,19	0,14
32	0,16	0,18	0,20	0,19	0,12	0,18	0,15
31	0,17	0,19	0,19	0,18	0,11	0,17	0,16
34	0,18	0,20	0,18	0,17	0,10	0,16	0,17
35	0,19	0,19	0,17	0,16	0,11	0,15	0,18
36	0,20	0,18	0,16	0,15	0,12	0,14	0,19
37	0,19	0,17	0,15	0,14	0,13	0,13	0,20
38	0,18	0,16	0,14	0,13	0,14	0,12	0,19
39	0,17	0,15	0,13	0,12	0,15	0,11	0,18
40	0,16	0,14	0,12	0,11	0,16	0,10	0,17

Таблиця 1.4. - Коефіцієнти потужності цехів

Варіант	Коефіцієнти потужності окремих цехів $\cos\varphi$						
	1	2	3	4	5	6	7
01	0,54	0,64	0,69	0,59	0,56	0,54	0,61
02	0,55	0,65	0,70	0,60	0,55	0,55	0,63
03	0,56	0,66	0,69	0,61	0,54	0,56	0,64
04	0,57	0,67	0,68	0,62	0,53	0,57	0,66
05	0,58	0,68	0,67	0,63	0,52	0,58	0,62
06	0,59	0,69	0,66	0,64	0,51	0,59	0,66
07	0,60	0,70	0,65	0,65	0,50	0,60	0,65
08	0,61	0,69	0,64	0,66	0,51	0,61	0,64
09	0,62	0,68	0,63	0,67	0,52	0,62	0,63
10	0,63	0,67	0,62	0,68	0,53	0,63	0,63
11	0,64	0,66	0,61	0,69	0,54	0,64	0,64
12	0,65	0,65	0,60	0,70	0,55	0,65	0,65
13	0,66	0,64	0,61	0,69	0,56	0,66	0,64
14	0,67	0,63	0,62	0,68	0,57	0,67	0,66
15	0,68	0,62	0,63	0,67	0,58	0,68	0,65
16	0,69	0,61	0,64	0,66	0,59	0,69	0,64
17	0,70	0,60	0,65	0,65	0,60	0,70	0,65

	1	2	3	4	5	6	7
18	0,69	0,61	0,66	0,64	0,61	0,69	0,63
19	0,68	0,62	0,67	0,63	0,62	0,68	0,64
20	0,67	0,63	0,68	0,62	0,63	0,67	0,65
21	0,66	0,64	0,69	0,61	0,64	0,66	0,66
22	0,65	0,65	0,70	0,60	0,65	0,65	0,66
23	0,64	0,66	0,69	0,61	0,64	0,64	0,65
24	0,63	0,67	0,68	0,62	0,63	0,63	0,64
25	0,62	0,68	0,67	0,63	0,62	0,62	0,67
26	0,60	0,65	0,70	0,75	0,56	0,54	0,61
27	0,61	0,64	0,69	0,74	0,55	0,55	0,63
28	0,62	0,63	0,68	0,73	0,54	0,56	0,64
29	0,63	0,62	0,67	0,72	0,53	0,57	0,66
30	0,64	0,61	0,66	0,71	0,52	0,58	0,62
31	0,65	0,60	0,65	0,70	0,51	0,59	0,66
32	0,66	0,61	0,64	0,69	0,50	0,60	0,65
33	0,67	0,62	0,63	0,68	0,51	0,61	0,64
34	0,68	0,63	0,62	0,67	0,52	0,62	0,63
35	0,69	0,64	0,61	0,66	0,53	0,63	0,63
36	0,70	0,65	0,60	0,65	0,54	0,64	0,64
37	0,71	0,66	0,61	0,64	0,55	0,65	0,65
38	0,72	0,67	0,62	0,63	0,56	0,66	0,64
39	0,73	0,68	0,63	0,62	0,57	0,67	0,66
40	0,74	0,69	0,64	0,61	0,58	0,68	0,65

Таблиця 1.5 - Спосіб виконання загального освітлення цехів

Варіант	Коефіцієнти потужності окремих цехів $\cos\varphi$						
	1	2	3	4	5	6	7
01	1	2	3	1	2	3	1
02	2	3	1	2	3	1	2
03	3	1	2	3	1	2	3
04	1	2	3	1	2	3	1
05	2	3	1	2	3	1	2
06	3	1	2	3	1	2	3
07	1	2	3	1	2	3	1
08	2	3	1	2	3	1	2
09	3	1	2	3	1	2	3
10	1	2	3	1	2	3	1
11	2	3	1	2	3	1	2
12	3	1	2	3	1	2	3
13	1	2	3	1	2	3	1
14	2	3	1	2	3	1	2
15	3	1	2	3	1	2	3
16	1	2	3	1	2	3	1
17	2	3	1	2	3	1	2
18	3	1	2	3	1	2	3
19	1	2	3	1	2	3	1
20	2	3	1	2	3	1	2
21	3	1	2	3	1	2	3
22	1	2	3	1	2	3	1
23	2	3	1	2	3	1	2
24	3	1	2	3	1	2	3
25	1	2	3	1	2	3	1
26	2	3	1	2	3	1	2
27	3	1	2	3	1	2	3
28	1	2	3	1	2	3	1
29	2	3	1	2	3	1	2
30	3	1	2	3	1	2	3

	1	2	3	4	5	6	7
31	1	2	3	1	2	3	1
32	2	3	1	2	3	1	2
33	3	1	2	3	1	2	3
34	1	2	3	1	2	3	1
35	2	3	1	2	3	1	2
36	3	1	2	3	1	2	3
37	1	2	3	1	2	3	1
38	2	3	1	2	3	1	2
39	3	1	2	3	1	2	3
40	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 1.6. Дані електродвигунів компресорної станції

Варіант	U _{ном} кВ	P _{ном} кВт	П НОМ ОБ/ ХВ	Тип	КількістьN шт.
	1	2	3	4	5
01	6	500	369	АНЗ-2- 17-3 1-1 6У3	6
02	10	1000	375	СДНЗ-2-18-39-16	2
03	6	800	1000	СДН-2-16-31-6	4
04	10	1250	375	СДНЗ-2- 18-49- 16	4
05	6	630	369	АНЗ-2- 1 7-39- 16У3	6
06	10	1600	500	СДНЗ-2-1 8-49-12	4
07	6	1000	1000	СДН-2- 16-36-6	6
08	10	2000	500	СДНЗ-2- 18-61-1 2	4
09	6	800	493	АНЗ-2-16-57-12У3	6
10	10	630	3000	СТД-630-2	4
11	6	630	3000	СТД-630-2	4
12	10	800	3000	СТД-800-2	4
13	6	1000	990	АНЗ-2- 15-57-6У3	4
14	10	2000	300	СДНЗ-2-1 9-54-20	4
15	6	500	500	СДН-2- 15-36-12	6
16	10	1250	300	СДНЗ-2- 19-34-20	4
17	6	1250	990	АНЗ-2- 15-69-6У3	4
18	10	1600	250	СДНЗ-2- 19-54-24	4
19	6	800	750	СДН-2- 16-36-8	6
20	10	2000	250	СДНЗ-2-20-41-24	4
21	6	1250	3000	СТД- 1250-2	4
22	10	2000	3000	СТД-2000-2	4
23	6	1250	600	СДН-2- 17-44- 10	4
24	10	1000	300	СДНЗ-2- 18-49-20	4
25	6	1600	1000	СДН-2- 16-59-6	4
26	6	500	493	АНЗ-2- 1 6-39- 12У3	6
27	10	1000	3000	СТД- 1000-2	2
28	6	1000	3000	СТД- 1000-2	4

	1	2	3	4	5
29	10	1250	3000	СТД- 1250-2	4
30	6	800	592	АНЗ-2- 15-69- 10УЗ	6
31	10	1600	375	СДНЗ-2- 18-6 1-16	4
32	6	800	600	СДН-2- 16-44- 10	6
33	10	2000	500	СДНЗ-2- 18-61- 12	4
34	6	1000	592	АНЗ-2- 1 6-57-1 ОУЗ	6
35	10	1250	250	СДНЗ-2- 19-44-24	4
36	6	1000	750	СДН-2- 16-46-8	4
37	10	1600	300	СДНЗ-2- 19-44-20	4
38	6	1250	592	АНЗ-2- 16-69-1 ОУЗ	4
39	10	1600	3000	СТД- 1600-2	4
40	6	800	3000	СТД-800-2	6

Таблиця 1.7. Тривалість перевантаження трансформатора головної понижувальної підстанції у після аварійному режимі і відношення літнього розрахункового навантаження до зимового

Варіант	1 Тривалість перевантаження, год	Відношення літнього розрахункового навантаження до зимового, во
	1	2
01	1	0,90
02	2	085
03	4	0.80
04	6	075
05	8	0,70
06	1	0,75
07	2	0,80
08	4	085
09	6	0,90
10	8	085
11	1	080
12	2	075
13	4	0.70
14	6	075
15	8	080
16	1	085
17	2	0,90
18	4	085
19	6	080
20	8	075
21	1	070
22	2	075
23	4	080
24	6	085

	1	2
25	8	090
26	1	085
27	2	080
28	4	075
29	6	0,70
30	8	075
31	1	080
32	2	085
33	4	090
34	6	085
35	8	080
36	1	075
37	2	070
38	4	075
39	6	0,80
40	8	0,85

Примітка - Температуру холодного повітря для м.Києва прийняти зимову - 8 °С , літню+20°С.

Таблиця 1.8. Напряга джерела живлення, номінальна напруга електричної мережі внутрішньозаводського електропостачання, схема приєднання головної понижувальної підстанції, величина початкового струму трифазного короткого замикання від системи на стороні високої напруги головної понижувальної підстанції і напруга системи у максимальному режимі, число годин використання максимуму навантаження за рік

Варіант	УживкВ	U ном.м, кВ	Схема приєднання	I ^{к.с. макс.} кА	U макс., кВ	T макс, год
	1	2	3	4	5	6
01	110	6	Відгалужувальна	20,0	102	1500
02	110	10	Тупикова	19,5	103	2000
03	35	6	Відгалужувальна	19,0	30,0	2500
04	35	10	Тупикова	18,5	30,5	3500
05	110	6	Відгалужувальна	18,0	104	4000
06	110	10	Тупикова	17,5	105	4500
07	35	6	Відгалужувальна	17,0	310	1500
08	35	10	Тупикова	16,5	315	2000
09	110	6	Відгалужувальна	16,0	106	2500
10	110	10	Тупикова	15,5	107	3500
11	35	6	Відгалужувальна	15,0	32,0	4000
12	35	10	Тупикова	14,5	32,5	4500
13	110	6	Відгалужувальна	14,0	108	1500
14	110	10	Тупикова	13,5	109	2000
17	35	6	Відгалужувальна	13,0	330	2500
16	35	10	Тупикова	12,5	108	3500
17	110	6	Відгалужувальна	120	110	4000
18	110	10	Тупикова	11,5	111	4500
19	35	6	Відгалужувальна	11,0	34,0	1500
20	35	10	Тупикова	10,5	34,5	2000
21	110	6	Відгалужувальна	10,0	111	2500

	1	2	3	4	5	6
22	110	10	Тупикова	10,5	110	3500
23	35	6	Відгалужувальна	11 0	34,5	4000
24	35	10	Тупикова	11,5	34,0	4500
25	110	6	Відгалужувальна	12,0	109	1500
26	110	6	Туішкова	12,5	108	2000
27	35	10	Відгалужувальна	13,0	33.5	2500
28	35	6	Тупикова	13,5	33,0	3500
29	110	10	Відгалужувальна	14,0	107	4000
30	110	6	Тупикова	14,5	106	4500
31	35	10	Відгалужувальна	15,0	325	1500
32	35	6	Тупикова	15 5	32,0	2000
33	110	10	Відгалужувальна	16,0	105	2500
34	110	6	Тупикова	165	104	3500
35	35	10	Відгалужувальна	17,0	31,5	4000
36	3 5	6	Тупикова	17,5	31,0	4500
37	110	10	Відгалужувальна	18,0	103	1500
38	110	6	Тупикова	18,5	102	2000
39	35	10	Відгалужувальна	19,0	30.5	2500
40	35	6	Тупикова	19,5	30,0	3500

1.3. Зміст курсової роботи

Розрахунково-пояснювальна записка та графічна частина курсової роботи мають наступний зміст:

ЗМІСТ

Вступ

1. Визначення розрахункових навантажень цехів і підприємства.
2. Визначення центра електричних навантажень підприємства і місця розташування головної понижувальної підстанції
3. Вибір числа і потужності трансформаторів головної понижувальної підстанції
4. Вибір числа і потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій
5. Вибір потужності компенсуючих пристроїв у системі електропостачання підприємства
6. Розробка схеми електропостачання підприємства
7. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання на шинах низької напруги головної понижувальної підстанції
8. Вибір перетину кабелів електричної мережі з напругою 6 (10) кВ і електричних апаратів ліній до цехів.

Перелік літератури

ГРАФІЧНА ЧАСТИНА РОБОТИ

Аркуш № 1: Генплан підприємства з головною понижувальною підстанцією, розподільчим пунктом (якщо такий є), цеховими трансформаторними підстанціями, лініями з напругою 6(10) кВ і з картограмою електричних навантажень.

Аркуш № 2: Схема електропостачання підприємства.

Розвинути зміст курсового проекту можливо за рахунок додатків, якщо це доцільно. Крім того, керівник може задати студенту розробити детально окреме питання.

2. СТРУКТУРА ТА ОФОРМЛЕННЯ КУРСОВОЇ РОБОТИ

2.1. Структура розрахунково-пояснювальної записки

Розрахунково-пояснювальна записка курсової роботи повинна мати таку структуру:

- 1-а сторінка - титульна (додаток А);
- 2-а сторінка - бланк завдання на проектування (додаток Б);
- 3-я і 4-а сторінки — вихідні дані (додаток В);
- 5-а сторінка - зміст;
- 6-а сторінка - вступ;
- 7-а сторінка і далі - основна частина записки;
- N-а сторінка - перелік літератури;
- N-а + сторінки - додатки.

2.2. Оформлення розрахунково-пояснювальної записки

Розрахунково-пояснювальна записка повинна бути виконана на стандартних аркушах формату А4 (розмір 297x210 мм). Об'єм розрахунково-пояснювальної записки становить 25 сторінок рукописного тексту. Дозволяється набирати текст на комп'ютері 14 кеглем (розмір шрифту), заголовки - 16 кеглем. Усі сторінки розрахунково-пояснювальної записки нумеруються, крім титульної сторінки та бланка завдання на проектування. На сторінці зі змістом повинен бути заповнений великий штамп. Кожний розділ починається з нової сторінки. Назву розділу писати великими літерами, підзаголовки — малими літерами, крім першої. Підзаголовки від заголовка та основного тексту відокремлюються двома інтервалами. Абзацний відступ всюди однаковий і дорівнює 5 знакам. Потрібно дотримуватись супідрядності між заголовками та підзаголовками, нумеруючи їх таким чином, щоб заголовки та підзаголовки одного рівня рубрикації мали однакові номери.

2.3. Оформлення графічної частини

Креслення виконуються на стандартних аркушах формату А1 (розмір 814x576 мм). Об'єм графічної частини - 2 аркуші. При виконанні креслення обов'язково застосування умовних позначень, позначень та креслення елементів електричних схем відповідно до ДСТ. Штмп на кресленнях повинен бути єдиної форми, яка прийнята на кафедрі. Крім того, на кафедрі вивішені зразки оформлення аркушів графічної частини.

ГРАФІК ВИКОНАННЯ КУРСОВОЇ РОБОТИ

Виконання курсової роботи проводиться відповідно до графіка.

№ етапів	Назва етапів курсової роботи	Строк виконання етапів курсової роботи (тижні)	Примітки
1	Узгодження вихідних даних. Креслення генплану підприємства (аркуш № 1). Вступ	1-2	
2	Визначення розрахункових навантажень цехів і підприємства. Визначення центру електричних навантажень підприємства та місця розташування головної понижувальної підстанції	3-4	
3	Вибір числа і потужностей трансформаторів головної понижувальної підстанції та цехових трансформаторних підстанцій	5-6	
4	Вибір потужностей компенсуючих пристроїв у системі електропостачання підприємства	7-8	
5	Розробка схеми електропостачання підприємства. Нанесення на генплан головної понижувальної підстанції, розподільчого пункту (при наявності), цехових трансформаторних підстанцій, електричних мереж з напругою 6 (10) кВ (аркуш № 1). Схема електропостачання підприємства (аркуш № 2)	9-10	
6	замі- кання	11-12	
7	Вибір перетину кабелів електричної мережі з напругою 6 (10) кВ та електричних апаратів ліній до цеху №	13-14	
8	Оформлення курсової роботи. Задача курсової роботи на перевірку	15	
9	Захист курсової роботи	16-17	

4. ЗАГАЛЬНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ ОКРЕМИХ РОЗДІЛІВ КУРСОВОЇ РОБОТИ

4.1. Вступ

Навести мету курсової роботи, визначення СЕП промислового підприємства, структуру СЕП підприємства та її реалізацію, основні загальні вимоги до СЕП та способи їхнього виконання.

4.2. Визначення розрахункових навантажень цехів та підприємства

У курсовій роботі 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 $\cos \varphi$ 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)

$$K_{II} = \frac{P_p}{\sum_{i=1}^n P_{уст.i}} \quad (4.1)$$

де $P_{уст.i}$ - установлена активна потужність i -го ЕП, яка при коефіцієнті довготривалості вмикання ДВ = 100 % дорівнює його номінальній потужності $P_{ном}$;

n - число 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 сприймаються як директивні [2].

4.2.1. Визначення розрахункового силового навантаження цехів

Очевидно, що з формули (4.1) можна одержати розрахункове силове активне навантаження для окремого цеху при напрузі 0,38/0.22 кримінальної відповідальності

$$P_{P.C.i} = K_{П.і} P_{УСТ.і}, \text{ кВт} \quad (4.2)$$

де $K_{П.і}$ - коефіцієнт попиту і-го цеху (числові значення $K_{П}$ окремих цехів наведені в таблиці 1.3 цих методичних вказівок);

$P_{УСТ.і}$ - установлена активна потужність і-го цеху (числові значення $P_{УСТ.і}$ окремих цехів наведені в таблиці 1.2).

Розрахункове силове реактивне навантаження і-го цеху визначається так:

$$Q_{P.C.i} = P_{УСТ.і} \operatorname{tg} \varphi_i, \text{ кВАр} \quad (4.3)$$

де $\operatorname{tg} \varphi_i$ - відповідає значенню коефіцієнта потужності $\cos \varphi_i$ -го цеху (числові значення $\cos \varphi$ окремих цехів наведені в таблиці 1.4).

Розрахункове силове повне навантаження і-го цеху:

$$S_{P.C.i} = \sqrt{P_{P.C.i}^2 + Q_{P.C.i}^2}, \text{ кВА} \quad (4.4)$$

За формулами (4.2), (4.3) і (4.4) визначаються розрахункове силове активне, реактивне та повне навантаження кожного цеху підприємства. Так, для механічного цеху № 1 (дані узяті з варіанта 16)

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

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

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

Результати розрахунків для інших цехів наводяться в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1. Визначення розрахункового силового навантаження цехів

№ цеху	Назва цехів	$P_{уст.с}$, кВт	K_n в.о.	$\cos\varphi / tg\varphi$	Результати розрахунків		
					$P_{р.с}$ кВт	$Q_{р.с}$, квар	$S_{р.с}$ - 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

4.2.2. 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 $P_{уст.о. i}$, якщо воно не визначено до цього світлотехнічним розрахунком. На етапі визначення загального навантаження цеху воно визначається так:

$$P_{уст.о.i} = k \cdot P_{п.о.i} \cdot F_i, \text{ кВт} \quad (4.5)$$

де k - коефіцієнт, що враховує потужність пускових приладів залежно від джерела світла (для ламп розжарювання приймається $k = 1,0$; для ламп типу дугових ртутних ламп (ДРЛ) - $k=1,1$; для люмінесцентних ламп низького тиску стартерних - $k = 1,2$, а без-стартерних - $k= 1,35$);

$P_{п.о.i}$ - питоме навантаження загального освітлення i -го цеху, Вт/м² (орієнтовні значення наведені в додатку Г);

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

$$P_{P.O.i} = K_{п.о} \cdot P_{уст.о.i}, \text{ кВт} \quad (4.6)$$

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

Для виробничих будівель (цехів), що складаються з окремих приміщень, приймається коефіцієнт попиту загального освітлення $K_{п.о} = 0,85$, для окремих великих прольотів — $K_{п.о}=0,95$, для невеликих виробничих будівель - $K_{п.о} = 1,0$. У курсовому проекті рекомендується прийняти $K_{п.о} = 0,95$ незалежно від виду джерела світла.

Розрахункове реактивне навантаження загального освітлення i -го цеху визначається як

$$Q_{P.O.i} = P_{P.O.i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{O.i}, \text{ кВАр} \quad (4.7)$$

де $\operatorname{tg} \varphi_{O.i}$ - відповідає значенню коефіцієнта потужності $\cos \varphi_{O.i}$ i -го цеху залежно від типу джерела світла, що задається в таблиці-1.5 (величина коефіцієнта потужності $\cos \varphi_0$ для різних типів ламп наведена у примітках до таблиці 1.5).

Розрахункове повне навантаження загального освітлення i -го цеху

$$S_{P.O.i} = \sqrt{P_{P.O.i}^2 + Q_{P.O.i}^2}, \text{ кВА} \quad (4.8)$$

За формулою (4.5) визначається установлене (номінальне) навантаження загального освітлення, за формулами (4.6) - (4.8) визначаються розрахункове активне, реактивне та повне навантаження загального освітлення кожного цеху підприємства.

Так для механічного цеху: №1

Результати розрахунків для інших цехів наводяться в табли-

ці 4.2.

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

$$P_{P.O.1} = 0,95 \cdot 46,1 = 43,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.o.1} = 43,8 \cdot 0 = 0, \text{ кВАр}$$

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

Таблиця 4.2 - Визначення розрахункового навантаження загального електричного освітлення цехів

№ цеху	Площа цеху $F, \text{ м}^2$	Тип ламп	$P_{пю.}, \text{ Вт/м}^2$	Результати розрахунків			
				$P_{уст.о.}, \text{ кВт}$	$P_{p.o.}, \text{ кВт}$	$Q_{p.o.}, \text{ квар}$	$S_{p.o.}, \text{ кВА}$
1	2880	Розжарювання	16	46,1	43,8	0	43,8
2	4608	Люмінесцент	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

4.2.3 Визначення розрахункового навантаження компресорної станції

Компресором називається машина, що призначена для стиску 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).

В якості електродвигунів для компресорів використовуються синхронні двигуни (СД) або асинхронні двигуни (АД).

Для електропривода поршневих компресорів, за-

стосовують тихохідні електродвигуни. При використанні СД потрібно враховувати, що при роботі поршневого компресора виникають коливання ротора СД. Це приводить 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. Указана обмотка забезпечує розворот СД до підсинхронної швидкості в асинхронному режимі. Опір пускової обмотки має бути і достатньої величини для забезпечення необхідного пускового моменту при зниженому пусковому струмі.

Ротаційні компресори порівняно зі 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. Вони порівняно зі поршневими компресорами мають такі переваги: меншу вагу і розміри; відсутність кривошипно-шатунного механізму, що забезпечує рівномірну подачу повітря без його забруднення мастильними маслами; можливість безпосередньої з'єднання з електродвигуном. Для електропривода турбокомпресорів використовуються швидкохідні електродвигуни.

Залежно від варіанта курсової роботи в таблиці 1.6 задаються дані високовольтних електродвигунів компресорної станції та їхня кількість.

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

$$N_p = N - 2 \quad (4.9)$$

де N - задана кількість електродвигунів, шт. (таблиця 1.6);

2 - кількість резервних електродвигунів.

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

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

$$P_{pCD} = N_p \beta_{CD} P_{ном.СД}, \text{ кВт} \quad (4.10)$$

де N_p - кількість робочих СД, що працюють одночасно, шт.;
 $\beta_{сд}$ - коефіцієнт завантаження СД активною потужністю, в.о;

$P_{ном.СД}$ - номінальна активна потужність СД, кВт.

Розрахункова активна потужність АД з напругою 6 (10) кВ визначається також за формулою (4.10) з підстановкою даних АД.

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

Мінімальна реактивна потужність, що генерується СД, визначається як:

$$Q_{\min.СД} = N_p \beta_{СД} Q_{ном.СД} = N_p \beta_{СД} P_{ном.СД} tg_{ном.СД}, \quad \text{кВАр} \quad (4.11)$$

де $Q_{ном.СД} \sim$ номінальна реактивна потужність СД, яка приймається залежно від серії, номінальної активної потужності та частоти обертання з паспортних даних та довідкових таблиць, квар;

$tg_{ном.СД}$ - відповідає значенню номінального коефіцієнта потужності СД $\cos \varphi_{ном.СД}$, який є випереджальним і приймається для усіх типів СД $\cos \varphi_{ном.сд} = 0,9$ (дивись примітку до додатка М).

При такому значенні мінімальної реактивної потужності двигун зберігає властивості СД і стійко працює. У даному випадку ця потужність і с розрахунковою реактивною потужністю, яку можна визначити так:

$$Q_{р.СД} = P_{ном.СД} tg_{ном.СД}, \quad \text{кВАр} \quad (4.12)$$

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

Розрахункову реактивну потужність АД можна також визначити за (4.12), але $\cos \varphi_{ном.АД}$ приймається для кожного конкретного двигуна з додатка Л. Ця потужність береться зі знаком плюс, бо АД є споживачем реактивної потужності.

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

$$P_{р.к.с.} = P_{р.с.} + P_{р.о.} + P_{р.СД(АД)}, \quad \text{кВт} \quad (4.13)$$

Загальне розрахункове реактивне навантаження ком-

пресорної станції з СД:

$$Q_{p.k.c.} = Q_{p.c.} + Q_{p.o.} - Q_{p.СД}, \text{кВАр} \quad (4.14)$$

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

Загальне розрахункове реактивне навантаження компресорної станції з АД визначається так:

$$Q_{p.k.c.} = Q_{p.c.} + Q_{p.o.} + Q_{p.АД}, \text{кВАр} \quad (4.15)$$

Загальне розрахункове повне навантаження компресорної станції з СД(абоАД)

$$S_{p.k.c.} = \sqrt{P_{p.k.c.}^2 + Q_{p.k.c.}^2}, \text{кВА} \quad (4.16)$$

4.2.4 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 приймається коефіцієнт одночасності збігання максимумів навантаження $K_0 = 1,0$. Необхідні розрахункові дані (розрахункове силове навантаження цеху і розрахункове навантаження загальної о електричного освітлення цеху) беруться відповідно з таблиць 4.1 і 4.2.

Загальне розрахункове активне навантаження i -го цеху визначається за формулою

$$P_{p.c.i} = P_{p.c.i} + P_{p.o.i}, \text{кВт} \quad (4.17)$$

Загальне розрахункове реактивне навантаження i -го цеху визначається як:

$$Q_{p.c.i} = Q_{p.c.i} + Q_{p.o.i}, \text{кВАр} \quad (4.18)$$

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

$$S_{p.c.i} = \sqrt{P_{p.c.i}^2 + Q_{p.c.i}^2}, \text{ кВА} \quad (4.19)$$

Так, для механічного цеху № 1:

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

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

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

Результати розрахунків для інших цехів наводяться в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3. Визначення розрахункового навантаження підприємства

№ цеху	Назва цехів		Р _{р.ц.} , кВт	Q _{р.ц.} , квар	С _{р.ц.} , 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 приймають в інтервалі K₀ = 0,85 - 0,95)

$$P_p = K_o \sum_{i=1}^m P_{p.c.i}, \text{ кВт} \quad (4.20)$$

$$Q_p = K_o \sum_{i=1}^m Q_{p.c.i}, \text{ кВАр} \quad (4.21)$$

де m - число розрахункових груп (цехів підприємства), шт.
Розрахункову повну потужність можна визначити так:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВА} \quad (4.22)$$

4.3 Визначення центру електричних навантажень та місця розташування головної понижувальної підстанції

Розташування джерела живлення проектованої системи електропостачання повинно сприяти досягненню мінімуму затрат на всю СЕП. Для цього необхідно звести до мінімуму довжину мереж, в наслідок чого, вартість втрат енергії та напруги в живильних і розподільчих мережах СЕП промислового підприємства також будуть мінімальні. 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, M1, M2]. Ця умовна точка називається центром електричних навантажень (ЦЕН).

Для наочності визначення ЦЕН на генеральний план підприємства наноситься картограма навантажень. При цьому для кожного цеху накреслюється коло, центр якого збігається з ЦЕН цеху. В курсовій роботі ЦЕН цеху можна визначити приблизно, вважаючи, що його навантаження розподілені рівномірно по всій території. У цьому випадку ЦЕН цеху збігається з його геометричним.

Площа кола у прийнятому масштабі m дорівнює повному розрахунковому навантаженню цеху, кВА:

$$S_{p.c.i} = \pi \cdot r_{c.i}^2 m, \text{ кВА} \quad (4.23)$$

де $S_{p.c.i}$ - розрахункове повне навантаження i -го цеху, кВА;

$r_{ц.і}$ радіус кола i -го цеху, см або мм;
 m - масштаб, кВА/см² або кВА/мм².

З цього виразу визначається радіус кола:

$$r_{ц.і} = \sqrt{\frac{S_{р.ц.і}}{\pi \cdot m}}, \text{ см} \quad (4.24)$$

Так, для механічного цеху № 1 радіус кола при прийнятому 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 наводяться в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4. Координати та радіуси кіл картограм окремих цехів

№ цеху	Назва цехів	Координати		$r_{ц.і}$, 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 визначаються в умовній системі координат, яка наноситься на план підприємства довільним чином з умовними одиницями виміру. Здебільшого умовну систему координат суміщають з нижнім лівим кутом площі підприємства.

Координати ЦЕН підприємства можна обчислити за формулами:

$$X_{\psi} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{p.\psi.i} X_{\psi.i}}{\sum_{i=1}^n S_{p.\psi.i}}, \text{ од}$$

(4.25)

$$Y_{\psi} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{p.\psi.i} Y_{\psi.i}}{\sum_{i=1}^n S_{p.\psi.i}}, \text{ од}$$

(4.26)

де $X_{\psi.i}$, $Y_{\psi.i}$ - координати ЦЕН /-го цеху;
 n - кількість цехів підприємства.

ГПП та підстанції глибокого *вводу* (ПГВ) треба розміщувати якнайближче до ЦЕН у межах розмірів, що допускаються "Правилами устрою електроустановок" (ПУЕ) [ДЗ], 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). За звичаєм їх розміщують біля огорожі підприємства на його території.

Розподільчі 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 перетоків енергії до приєднаних підстанцій та електроприймачів.

Цехові трансформаторні та підстанції усіх потужностей і напруг необхідно розміщувати ближче до ЦЕН відповідного цеху. У цьому випадку довжина мереж до 1 кВ зменшується, що приводить 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 внутрішньо цехові, вбудовані, прибудовані, зовнішні (окремо роз-

міщені), дахові, підземні. На практиці перевагу віддають застосуванню комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) з їхнім внутрішньо цеховим розташуванням. У цьому випадку відсутні значні капітальні витрати на будівельну частину підстанцій, скорочується термін будівництва та зростає культура їхньою монтажу і обслуговування, тому у курсовому проекті рекомендується застосування КТП з їхнім внутрішньо цеховим розташуванням та максимальним наближенням до ЦЕН цеху.

4.4 Вибір числа та потужності трансформаторів головної понижувальної підстанції

Число 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, при поетапному будівництві і застосовуються дуже рідко (для ЕП 3-ї категорії надійності).

Найбільш частіше ГПП промислових підприємств виконують двотрансформаторними (для ЕП 1-ї та 2-ї категорій надійності, а також за наявності нерівномірного графіка навантаження).

Установка більше двох трансформаторів на ГПП можлива лише у деяких випадках: коли потрібно виділити різко змінні навантаження на окремий трансформатор, при реконструкції підстанції, якщо установка третього трансформатора економічно доцільна.

Вибір номінальної потужності трансформаторів ГПП залежно від вихідних даних можливо визначити за графіком навантаження (у курсовій роботі він не задається) 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

$$S_p = \sqrt{P_{p5}^2 + Q_{e5}^2}, \text{ кВт} \quad (4.27)$$

де P_{p5} ~ розрахункова активна потужність підприємства на 5-

му рівні електропостачання (дані з таблиці 4.3);

Q_{e5} - вхідна економічна реактивна потужність на 5-му рівні електропостачання.

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

$$Q_{e5} = 0,25 \cdot P_{P5}, \text{ кВАр} \quad (4.28)$$

Це обумовлено 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". З цієї методики, щоб складова П2 (надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності плати П за споживання і генерацію реактивної потужності) дорівнювала нулю ($P2 = 0$), нормативний коефіцієнт $K\phi$ повинен бути $K\phi = 1$ (це можливо при $tg\phi_r < 0,25$, що відповідає $\cos\phi_r \geq 0,97$)

У після аварійному режимі (при вимиканні одного з двох трансформаторів) для надійного електропостачання усіх 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 $SNOM.T$ 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 (4.27), тому що при аварійному вимиканні одної з трансформаторів релейним захистом (РЗ) і при автоматичному вмиканні секційного вимикача пристроєм автоматичного вмикання резерву (АВР) у розподільчому пристрої низької напруги (НИ) інший трансформатор бере на себе усе навантаження підстанції. Тоді цю умову можна записати так:

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{S_{P.H.}}{2} \quad (4.29)$$

Вибирається найближча більша номінальна потужність трансформатора ГПП (додаток Д). Первинна та вторинна напруги трансформатора беруться з таблиці 1.8.

При виконанні 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 (Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки). За цей час можуть бути вжиті заходи для обмеження перевантаження трансформатора до допустимої величини у після аварійному режимі протягом декількох діб, які необхідні для відновлення нормального режиму роботи підстанції.

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

По-друге, повинна також виконуватись умова

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{S_{P.H.a}}{K_{2ав}} \quad (4.30)$$

де $S_{P.H.a}$ - розрахункове навантаження у післяаварійному режимі, яке визначається з урахуванням сезонної зміни навантаження та можливого обмеження навантаження у такому режимі;

$K_{2ав} \sim$ коефіцієнт, який визначає величину допустимого аварійного перевантаження залежно від тривалості перевантаження, температури охолодного повітря та величини попереднього навантаження.

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

вантаження. Для точної оцінки допустимості такого режиму або при аналізі умов роботи трансформатора у цьому режимі потрібно проводити розрахунки теплового режиму та навантажувальної здатності.

Увага! У курсовій роботі передбачається вибір номінальної потужності трансформаторів із наближеною оцінкою їхньої навантажувальної здатності в аварійному режимі. При цьому величина

$K_{2ав}$ визначається з узагальнюючої таблиці 4.5 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 °С і температурі масла у верхньому шарі не більше 115 °С.

У курсовій роботі виконання другої вимоги за формулою (4.30) необхідно перевірити для зимової та літньої температур охолодного повітря при відповідних навантаженнях за формулами

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{S_{Р.Н.}}{K_{2ав.З}} \quad (4.31)$$

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{S_{Р.Н.}}{K_{2ав.Л}} \quad (4.32)$$

де $K_{2ав.З}$ - коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження в зимовий період (у примітці до таблиці 1.7 для м. Києва зимова температура охолодного повітря прийнята -8 °С);

$K_{2ав.Л}$ - коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження в літній період (у примітці до таблиці 1.7 для м. Києва літня температура охолодного повітря прийнята 20 °С);

K - коефіцієнт відношення літнього до зимового розрахункових навантажень (задається для кожного варіанта в таблиці 1.7).

Таблиця 4.5. Значення коефіцієнта допустимого аварійного перевантаження трансформаторів $K_{2ав}$ системами охолодження М і Д

Тривалість перевантаження, год	Коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження. $K_{2ав}$ залежно від темпера гури охолодного 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

У зв'язку з достатньо великим кроком шкали номінальних потужностей трансформаторів часто перша умова за формулою (4.30) нездійсненна при перевірці другої умови за формулами (4.31) і (4.32), але безумовно здійсненна для трансформаторів сусідньої за шкалою більшої потужності. Тому рекомендується спочатку вибрати трансформатори мінімальної потужності за формулою (4.30) і перевірити їх за формулами (4.31) і (4.32). Якщо друга умова не виконується, то потрібно урахувати вимикання ЕП 3-ї категорії надійності (розрахункова повна потужність ЕП 3-ї категорії надійності обчислюється за даними таблиць 1.1 і 4.3). Якщо навіть при вимиканні ЕП 3-ї категорії друга умова не виконується, то потрібно вибрати трансформатори найближчої за шкалою більшої потужності і перевірити їх за формулами (4.31) і (4.32) без

обмеження навантаження підстанції.

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

4.5. Вибір числа та потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій

Однотрансформаторні цехові підстанції застосовують для живлення ЕП 3-ї категорії надійності. У випадку, коли преваюють ЕП 3-ї категорії, але є ЕП 2-ї категорії, доцільно здійснювати взаємне резервування на стороні НН між найближчими сусідніми ТП (15 – 30% від $S_{НОМ.Т}$ при резервуванні кабельною перемичкою та 35 - 40 % від $S_{НОМ.Т}$ при резервуванні шинною перемичкою між кінцями двох магістралей НН у разі схеми блока трансформатор-магістраль).

Двотрансформаторні цехові підстанції застосовують при більшості ЕП 1-ї та 2-ї категорій надійності, а також при нерівномірних добових графіках навантаження.

Цехові підстанції з числом 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 [М2].

При 3-х і менше трансформаторах їхню номінальну потужність вибирають за емпіричною формулою

$$S_{НОМ.Т} \geq S_{НОМ.Т.Р.} = \frac{P_{р.3}}{N\beta_T} \quad (4.33)$$

де $S_{НОМ.Т.Р.}$ - повна номінальна розрахункова потужність трансформатора;

$P_{р.3}$ ~ розрахункова активна потужність на 3-му рівні електропостачання (розрахункова активна потужність цеху $P_{рц}$ з таблиці 4.3);

N - число трансформаторів ТП;

β_T - коефіцієнт завантаження трансформатора цехової ТП.

Рекомендується приймати такі коефіцієнти завантаження трансформаторів:

а) за перевагою ЕП 1-ї категорії надійності для дво-трансформаторних ТП $\beta_T = 0,65 \dots 0,67$

б) за перевагою ЕП 2-ї категорії надійності для одно-трансформаторних ТП із взаємним резервуванням - $\beta_T = 0,7 \dots 0,8$;

в) за перевагою ЕП 2-ї категорії надійності для одно-трансформаторних ТП при наявності складського резерву, а також для ЕП 3-ї категорії надійності - $\beta_T = 0,9 - 0,95$,

Нашим часом для живлення ЕП 2-ї категорії надійності, а також ЕП 2-ї та 3-ї категорій надійності найбільш частіше застосовують двотрансформаторні ТП. Якщо приймати коефіцієнти завантаження

трансформаторів $\beta_T > 0,7$, то у цьому випадку з урахуванням допустимого перевантаження трансформаторів вимикають частину ЕП 3-ї категорії

Так, для механічної цеху № 1 номінальна потужність трансформаторів цехової ТП

$$S_{НОМ.Т} \geq S_{НОМ.Т.Р.} = \frac{1018,8}{2 \cdot 0,8} = 636,8, \text{ кВА}$$

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 наведені в додатку Е). У даному випадку можливо проаналізувати варіант вибору двох трансформаторів типу ТМЗ-630/10, але це вимагає 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 наводяться в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6. Вибір числа та номінальної потужності трансформаторів цехових підстанцій

№цеху	Назва цехів	$P_{р.ц.}$ кВт	N . шт.	$\beta_{т.}$ в. о.	$S_{номтр.}$ кВА	Трансформатор
1	Механічний цех №1 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 додатка Е.

4.6. Вибір потужності компенсуючих пристроїв у системі електропостачання підприємства

При розрахунках проєктованих систем зовнішнього електропостачання промислових підприємств необхідно знати вхідну реактивну потужність споживача та потужність його компенсуючих пристроїв, а при розрахунках систем внутрішньозаводського та внутрішньо цехового електропостачання — структуру цих пристроїв та потужність їхніх окремих складових [М1. М2].

При проєктуванні СЕП величина вхідної економічної реактивної потужності споживача вказується в технічних умовах на проєктування або визначається спеціальним розрахунком. У курсовому проєкті величина вхідної економічної реактивної потужності підприємства не задається, тому її доцільно визначати за формулою (4.28). Ця величина є відправним пунктом для розрахунків реактивної потужності та структури пристроїв компенсації споживача.

4.6.1. Визначення реактивної потужності компенсуючих пристроїв споживачів електроенергії підприємства

Потужність компенсуючих пристроїв підприємства ви-
значається так:

$$Q_{к.п.} = Q_{р.5} - Q_{е.5}, \text{ кВАр} \quad (434)$$

де $Q_{р.5}$ - розрахункова реактивна потужність підприємства на 5-му рівні електропостачання (береться з таблиці 4.3 з урахуванням коефіцієнта одночасності).

Загальна встановлена потужність компенсуючого при-
строю підприємства при наявності СД

$$Q_{к.п.} = Q_{н.к.} + Q_{сд} + Q_{в.к.}, \text{ кВАр} \quad (4.35)$$

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, квар.

Синхронні двигуни, які звичайно працюють з випереджа-
ючим 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 за-
стосовуються за технологічним процесом споживача, то необ-
хідно враховувати їхню реактивну потужність при розрахунках
електричною навантаження споживача. При цьому їхній
коефіцієнт завантаження активною потужністю $\beta_{сд}$ повинен
бути менше одиниці.

Увага! У формулі (4.35) реактивна потужність, одержувана
від СД, приймається $Q_{сд} = 0$, бо у підрозділі 4.2.3 і в таблиці 4.3 ця
реактивна потужність була вже врахована зі знаком мінус.

При застосуванні на компресорній станції СД або АД ви-
значення 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 (4.35).

В якості додаткових 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 % установленної 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:

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

Високі техніко-економічні характеристики сучасних конденсаторів, з яких комплектують конденсаторні батареї, привели до суттєвого зростання їхньої частки в загальній кількості додаткових джерел реактивної потужності і електроенергетичних систем. Цьому сприяла також здатність до подібнення 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 просочення паперової ізоляції. В сучасних конденсаторах широко застосовують синтетичне просочення (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 сполучають 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 числом фаз: конденсатори напругою 3150...10500 В тільки однофазні, конденсатори напругою 230...690 В - однофазні та трифазні;

- за видом просочення: 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; при напрузі вище 1 кВ — $\Delta P_{к.в.} = 0,0025$ кВт/квар

Але вартість КУ залежно від номінальної напруги їхніх конденсаторів теж різна і може бути прийнятою 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 додатках Ж та К наведені номінальні стандартні потужності ККУ.

На практиці застосовують конденсаторні батареї та установки, що комплектують окремими конденсаторами певної потужності та напруги. За звичаєм розрахункове значення потужності конденсаторного компенсуючого пристрою заокруглюють до найближчого стандартного значення з додатків Ж та К, які застосовують у дійсності.

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 у вузловій точці СЕП групи споживачів, при централізованій - ДРП встановлюється в гичці приєднання до СЕП джерела живлення її електроенергією.

В електричних мережах до 1 кВ СЕП промислових підприємств застосовують усі три види компенсації реактивної потужності. а в електричних мережах вище 1 кВ - в основному 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 східчасто (залежно від числа 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 транс-

форматорів цехової ТП та цехових мереж до 1 кВ, якщо вони встановлені біля цехових силових розподільчих пунктів або ЕП.

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

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

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

$$Q_T = \sqrt{(N\beta_T S_{НОМ.Т})^2 - P_{P.3}^2} \quad (4.36)$$

де N - число трансформаторів ТП, шт.;

$S_{НОМ.Т}$ - повна номінальна потужність трансформатора цехової підстанції, кВА;

$P_{P.3}$ - розрахункова активна потужність навантаження на 3-му рівні електропостачання (розрахункова активна потужність цеху $P_{P.Ц}$ береться з таблиці 4.3), кВт.

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

$$Q_{Н.К} = Q_{P.Т} - Q_T \quad (4.37)$$

де $Q_{P.Т}$ - розрахункова реактивна потужність на 3-му рівні електропостачання, яка дорівнює розрахунковій реактивній потужності цеху $Q_{P.Ц}$ з таблиці 4.3, квар.

Для застосування приймається найближча стандартна величина потужності ККУ $Q_{Н.К.СТ}$, що вибирається зі спеціальної

технічної літератури та з додатка Ж.

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

Так для механічного цеху № 1

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

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

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

Аналогічні розрахунки для вибору номінальної потужності конденсаторів з номінальною напругою 0,4 кВ для цехових підстанцій інших цехів наводяться в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7. Визначення потужності комплектних конденсаторних установок з номінальною напругою 0,4 кВ

№цеху	Q_T , квар	$Q_{н.к.}$, квар	Типономінал	Потужність, квар	Кількість ККУ
1	1233,7	-209,9,	—	—	—
-----	-----	-----	-----	-----	-----
7	62,5	182,3	УКП-0,4-90-10УЗ	90	2

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

Розшифровка типономіналу 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;

З - для внутрішньої установки.

ККУ приєднуються до розподільчого пристрою НН КТП через автоматичні повітряні вимикачі, які встановлені в шафі

низьковольтній лінійній (ШНЛ).

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

Потужність цих компенсуючих пристроїв визначається при розрахунках систем зовнішнього та внутрішньозаводського електропостачання за формулою

$$Q_{HECK} = Q_{K.P} - \sum Q_{H.K.CT}, \text{ кВАр} \quad (4.38)$$

де $\sum Q_{H.K.CT}$ - сумарна потужність встановлених низьковольтних ККУ.

Для застосування приймається найближча стандартна величина потужності ККУ $Q_{B.K.CT}$, що вибирається зі спеціальної технічної літератури та з додатка К. Кількість ККУ повинна бути парною.

Якщо при встановленні високовольтних ККУ залишається не скомпенсована реактивна потужність, що обумовлено достатньо великим шагом шкали номінальних потужностей цих ККУ, то її компенсують за допомогою додаткових низьковольтних ККУ.

Величину не скомпенсованої реактивної потужності визначають так:

$$Q_{HECK} = Q_{B.K} - \sum Q_{H.K.CT}, \text{ кВАр} \quad (4.39)$$

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 улаштований мастилоприймач, який розрахований на 20 % загальної кількості масла і виконаний відповідно до ПУЭ.

ККУ приєднуються до високовольтного розподільчого пристрою за допомогою спеціально встановлених для цього розподільчих комірок.

У курсовій роботі високовольтні ККУ, якщо вони потрібні за результатом розрахунку, приєднуються до шин 6 (10) кВ ГПП.

4.7. Розробка 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 факторів [1, Д2].

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

4.7.1. Загальні відомості про джерела живлення в системах промислового електропостачання

До основних джерел живлення підприємств належать енергосистеми, заводські електростанції. Крім того, на підприємствах застосовують агрегати гарантованого живлення (АГЖ). джерела реактивної потужності (підрозділ 4.6). джерела живлення вторинних допоміжних ланцюгів.

Техніко-економічні показники енергосистем кращі, ніж у заводських електростанцій, які будують, якщо це технічно доцільно та економічно рентабельно, для сумісною виробництва теплової та електричної енергії у таких випадках; наявності відходів виробництва, придатних в якості палива; при великому теплоспоживанні; особливих вимогах до електропостачання.

АГЖ використовують за наявності ЕП особливої категорії надійності в якості третього незалежного джерела живлення. При невеликій потужності ЕП особливої категорії надійності застосовують АГЖ потужністю від 16 до 250 кВА.

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

У вихідних даних до курсової роботи джерелом живле-

ння підприємства є енергосистема, а приймальним пунктом (ПП) - ГПП, заводська електростанція не передбачена. АГЖ не потрібні за відсутністю ЕП особливої категорії надійності (дивись таблицю 1.1). Вибір структури та потужності ДРП зроблений у підрозділі 4.6. Джерела живлення вторинних допоміжних ланцюгів не проектуються.

4.7.2. 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 після аварійному режимі при вимиканні пошкоджених елементів приймати на себе живлення залишених у роботі споживачів з урахуванням допустимих правилами для цих елементів перевантажень.

Третій принцип - глибоке секціонування усіх 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 приводить до зниження струмів короткого замикання (КЗ), застосування більш "легкої" та дешевої комутаційної апаратури, спрощеного релейного захисту.

4.7.3. Електропостачання промислового підприємства від енергосистеми без власної електростанції

Залежно від напруги джерела живлення електропостачання виконується за двома варіантами схем [Д1, Д2]:

- 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 роз-

подільчим пунктом (ЦРП) і розташованих на відстані від енергосистеми не більш 5 - 10 км. Існують різні схеми, які дозволяють живлення ЕП 1-ї, 2-ї та 3-ї категорій надійності.

Інші застосовуються при живленні підприємств середньої та значної потужності з ЕП різних категорій надійності та розташованих на великій відстані від енергосистеми. В якості ПП найчастіше бувають ГПП чи ПГВ. Існують схеми з одним, двома та більше ПП.

У вихідних даних до курсової роботи (дивись таблицю 1.8) задані напруга живлення, а також схема приєднання ГПП.

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

Внутрішньозаводський розподіл електричної енергії при напрузі 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 проектного об'єкта [Д1, М1, М2].

4.7.4.1. Радіальні схеми розподільчих 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 усі комутаційні та захисні апарати (маломасляні вимикачі, вимикачі

навантаження. запобіжники) розміщуються на РП. На цехових ТП передбачається глухе 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 при числі 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 усіх навантажень 1-ї та 2-ї категорій даної підстанції у після-аварійному режимі.

Радіальне живлення однострансформаторних підстанцій, залежно від конкретних вимог (категорії усіх 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 взаємно резервуються. 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 $S_{\text{ном.г}}$).

При використанні радіальних схем здійснюється

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

У курсовій роботі використовується двоступенева радіальна схема при 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 при навантаженнях, розташованих у різних напрямках від неї.

4.7.4.2. Магістральні схеми розподільчих мереж з напругою 6 - 10 кВ

Магістральні схеми при кабельній прокладці застосовують:

- у разі прямолінійного розміщення цехових підстанцій на території підприємства;
- при 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 підрозділити 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 електропо-

стачання та зручністю в експлуатації.

Одиночні магістралі без резервування служать для живлення ЕП 3-ї 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 3-ї та частково 2-ї 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 ВИ 3-ї та частково 2-ї 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 порівняно рідко.

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

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

Кожна магістраль розрахована на покриття навантаження ЕП 1-ї та 2-ї категорій надійності усіх підстанцій.

При магістральному живленні установка комутаційного апарата на кожній з підстанцій (роз'єднувача, маломасляного вимикача, вимикача навантаження із запобіжником) практично обов'язкова.

При подвійних магістралях можливі три варіанти

схеми приєднання цехових двотрансформаторних підстанцій до магістралі:

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

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

в) без апаратів ВН на вводах.

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

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

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

У зв'язку з тим, що у курсовій роботі застосовуються КТП, при магістральному живленні на стороні ВН вони комплектуються високовольтною шафою вводу, в якій встановлений вимикач навантаження типу ВНР із запобіжником типу ПКТ.

Магістральним схемам слід віддати перевагу як більш економічним.

4.7.4.3 Змішані схеми розподільчих мереж з напругою 6 - 10 кВ

Залежно від розташування цехових ТП і ЕП з напругою більше 1 кВ та вимог надійності їхнього електропостачання розподільчі 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 сполучення дозволяє більш повно викори-

стовувати переваги обох схем.

Кінцеве рішення за вибором загальної схеми приймається на основі ТЕО різних варіантів схем розподільчих мереж, але в курсовій роботі воно не виконується.

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

4.8.1 Призначення розрахунків та основні допущення

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

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

У даній курсовій роботі розрахунок РЗ не виконується, тому 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 таблиці 1.6) 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 неприйнятно 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.

4.8.2 Складання розрахункової схеми

Розрахунку струмів КЗ передусе аналіз схеми електричної мережі та визначення найбільш тяжких, але імовірних розрахункових умов, у 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 указуються основні параметри (технічні характеристики) усіх 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 числу генераторів, трансформаторів, електродвигунів, помножених на номінальну потужність одного генератора, трансформатора, електродвигуна.

На розрахунковій схемі указують ті гонки КЗ, вибір яких залежить від мети розрахунків струмів КЗ.

При виборі та перевірці вимикачів на лініях 6 - 35 кВ без реакторів, що відходять від збірних шин розподільчого пристрою, розрахунковим режимом є КЗ за вимикачем пасивного елемента, такого елемента, який не генерує струм КЗ.

4.8.3. Розрахункова схема для максимального режиму

Режим СЕП, при якому струм КЗ в елементі, що вибирається або перевіряється, буде найбільшим, досягається при умовах, коли в мережі між джерелами і точкою КЗ ввімкнена 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). При наявності РП його секційний вимикач також вимкнений.

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

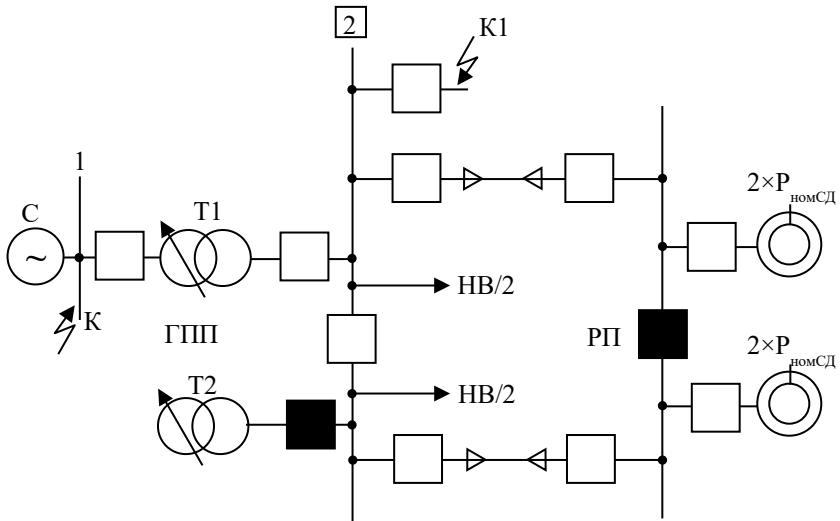


Рис. 4.1

На рисунку 4.1 наведений приклад розрахункової схеми для максимального режиму при наявності РП і 6-ти СД (два з них у резерві). Точка К - задана величина початкового надперехідного струму трифазного КЗ на стороні ВІ трансформатора ГПП. Точка К1 - за вимикачем 6 (10) кВ лінії, що відходить від шин ГПП.

У розрахунковій схемі нумеруються ступені напруги: 1 - сторона ВН трансформатора ГПП і 2 - сторона НН ГПП. У якості основного ступеня приймається ступінь 2, де знаходиться точка КЗ - К1.

На рисунку 4.2 наведена схема заміщення для максимального режиму.

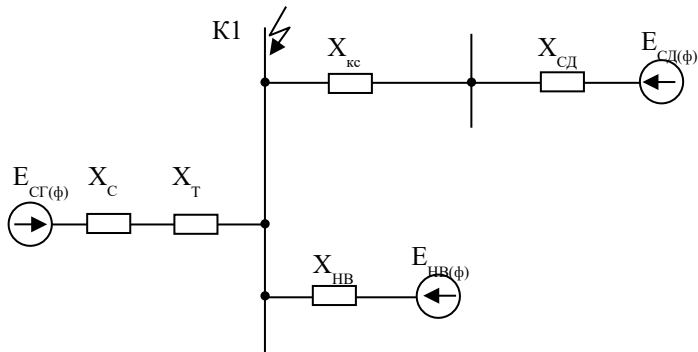


Рис. 4.2

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

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

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

Вихідні дані системи:

- напруга у максимальному режимі $U_{c, \max}$, кВ (з таблиці 1.8);
- задана величина початкового струму трифазного КЗ від системи на стороні ВН трансформатора ГПП у максимальному режимі $I''_{к.с. \max}$, кА (з таблиці 1.8).

Вихідні дані трансформаторів ГПП:

- обраний тип трансформатора;
- номінальна потужність обраних трансформаторів $S_{\text{ном}}$, МВА;
- номінальна напруга регульованої обмотки ВН на

середньому відгалуженні $U_{\text{ном.ВН}}$ (паспортне значення з таблиці додатка Д):

- номінальна напруга обмотки НН $U_{\text{ном.НН}}$, кВ (паспортне значення з таблиці додатка Д);

- діапазон РПН $\Delta U_{\text{рпн}}$, % (з таблиці 4.8):

- напруга КЗ для крайнього відгалуження "- РО" $u_k^{-\text{PO}}$, % (з таблиці 4.8).

Таблиця 4.8 — Діапазон, число ступенів регулювання під навантаженням і значення напруг короткого замикання силових двохобмоткових трансформаторів для середнього та крайніх відгалужень регульованої обмотки

Номінальна потужність трансформатора $S_{\text{ном. т, МВА}}$	Діапазон і число ступенів РПН обмотки ВН	$u_k^{-\text{PO}}$, %	u_k , %	$u_k^{+\text{PO}}$, %
Номінальна напруга обмотки ВН 35 кВ				
1; 1.6:2.5	± 10 %; ± 4 ступені	6,3	6,5	6,8
4; 6,3	± 10 %; ± 4 ступені	6,9	7,5	7,6
Номінальна напруга обмотки ВН 115кВ				
6.3	± 16 %; ± 9 ступенів	10,58	10,5	11.72
10	± 16 %; ± 9 ступенів	10.49	10,5	11,73
16	± 16 %; ± 9 ступенів	10,09	10,5	11,05
25	± 16 %; ± 9 ступенів	10,44	10,5	11,34
40	± 16 %; ± 9 ступенів	10,35	10,5	11,02
63	± 16 %; ± 9 ступенів	10,05	10,5	10,66
80	± 16 %; ± 9 ступенів	10,44	10.5	10,91

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

- середній індуктивний питомий опір x_0 , Ом/км (приймається 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 залежно від варіанта курсової роботи.

Вихідні дані високовольтних АД:

- тип (з таблиці 1.6);

- номінальна напруга $U_{\text{ном.АД}}$, кВ (з таблиці 1.6);

- кількість двигунів N , шт. (з таблиці 1.6);

- номінальна активна потужність $P_{\text{ном.АД}}$, кВт (з таблиці додатка Л);

- номінальний ККД $\eta_{\text{ном.АД}}$, в.о.(з таблиці додатка Л);

- номінальний коефіцієнт потужності $\cos\varphi_{\text{ном АД}}$ (з таблиці додатка Л);

- кратність пускового струму електродвигуна при номінальній напрузі $I_{\text{КП}} = I_{\text{п}}/I_{\text{ном}}$, в.о (з таблиці додатка Л).

Вихідні дані високовольтних СД:

-тип (з таблиці 1.6):

-номінальна напруга $U_{\text{ном.СД}}$, кВ (з таблиці 1.6);

-кількість двигунів N , шт. (з таблиці 1.6);

-номінальна активна потужність $P_{\text{ном. СД}}$, кВт (з таблиці додатка М);

-номінальний ККД $\eta_{\text{ном.СД}}$, в.о. (з таблиці додатка М);

- подовжній надперехідний індуктивний опір при номінальних умовах машини X'' , в. о (з таблиці додатка М);

- номінальний коефіцієнт потужності $\cos\varphi_{\text{ном.СД}} = 0,9$ (примітка до таблиці додатка М).

Вихідні дані навантаження:

- 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 $x''_{\text{нв}} = 0.35$.

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

Після запису усіх вихідних даних проводиться без-

посередньо розрахунок струмів КЗ у чотири етапи.

1 етап: розрахунок параметрів елементів схеми заміщення.

1) Визначається величина номінальної напруги обмотки ВН трансформатора у максимальному режимі при роботі на крайньому відгалуженні регульованої обмотки “- РО”

$$U_{НОМ}^{-РО} = (1 \cdots \Delta U_{*РПН}) U_{НОМ.ВН}, \text{ кВ} \quad (4.40)$$

де: $\Delta U_{*РПН} = \frac{\Delta U_{РПН}(\%) }{100}$ - відносна максимальна

величина діапазону РПН в одну із сторін від середнього відгалуження регульованої обмотки.

2) З урахуванням того, що в якості основного ступеня прийнятий ступінь 2, коефіцієнт трансформації трансформатора ГПП у максимальному режимі визначається як

$$K_T = \frac{U_{НОМ.НН}}{U_{НОМ.ВН}^{-РО}} \quad (4.41)$$

3) ЕРС та опір системи визначаються за формулами:

$$E_{C(\Phi)} = U_{C.МАКС} K_1 \frac{1}{\sqrt{3}}, \text{ кВ} \quad (4.42)$$

$$X_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} I_{К.С.МАКС(0)}''} K_T^2, \quad \text{Ом} \quad (4.43)$$

4) Індуктивний опір трансформатора розраховується так:

$$X_T = \frac{u_K^{-РО} U_{НОМ.НН}^2}{100 S_{НОМ.Т}}, \text{ Ом} \quad (4.44)$$

5) Параметри кабелю для схеми заміщення (рисунок 4.2) визначаються за формулами:

$$X_K = x_o l, \text{ Ом} \quad (4.45)$$

$$X_{К.С.} = \frac{X_K}{2}, \text{ Ом} \quad (4.46)$$

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 представляються у відносних одиницях:

$$U_{*0(ном)} = 1, I_{*ном} = 1, \cos \varphi_0 = \cos \varphi_{ном}.$$

ЕРС СД для попереднього номінального режиму їхньої роботи та опір розраховуються як

$$E_{СД0(ном)}'' = \sqrt{(U_{*0(ном)} \cos \varphi_0)^2 + (U_{*(ном)} \sin \varphi_0 + I_{*d(ном)} X_{*d(ном)}'')^2} \quad (4.47)$$

$$E_{СД(\phi)}'' = E_{*СД0(ном)} U_{ном.СД} \frac{1}{\sqrt{3}} \quad (4.48)$$

$$X_{СД.с}'' = X_{*d(ном)} \frac{U_{ном.СД}^2 \cos \varphi_{ном.СД} \eta_{ном.СД}}{N_p P_{ном.СД} 10^{-3}} \quad (4.49)$$

7) ЕРС АД для попередньої о номінального режиму їхньої роботи та опір розраховуються так:

$$E_{АД0(ном)}'' = \sqrt{(U_{*0(ном)} \cos \varphi_0)^2 + (U_{*(ном)} \sin \varphi_0 - I_{*d(ном)} X_{*АД(ном)}'')^2} \quad (4.50)$$

$$E_{АД(\phi)}'' = E_{*АД0(ном)} U_{ном.АД} \frac{1}{\sqrt{3}} \quad (4.51)$$

$$X_{АД.с}'' = X_{*АД(ном)} \frac{U_{ном.АД}^2 \cos \varphi_{ном.СД} \eta_{ном.АД}}{N_p P_{ном.АД} 10^{-3}} \quad (4.52)$$

8) Параметри узагальненого навантаження розраховуються за формулами:

$$E_{НВ(\phi)}'' = E_{*НВ} U_{ном.сер} \frac{1}{\sqrt{3}}, \text{ кВ} \quad (4.53)$$

$$X_{НВ}'' = X_{*НВ} \frac{U_{ном.сер}^2}{S_{НВ}}, \text{ Ом} \quad (4.54)$$

де $U_{ном.сер}$ - середня номінальна напруга ступеня (у

курсівому проєкті це напруги 6,3 або 10,5 кВ).

Усі розрахункові значення ЕРС та опорів слід нанести на схему заміщення (рисунок 4.2).

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

На рисунку 4.3 наведена перетворена схема заміщення відповідно до вихідної схеми заміщення (рисунок 4.2).

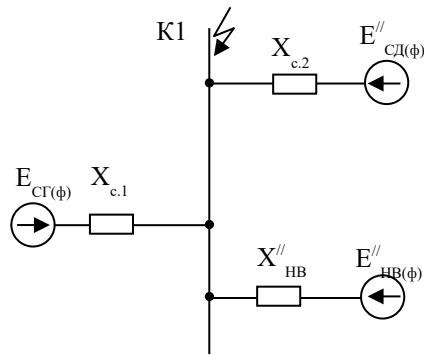


Рис. 4.3

Параметри для перетвореної схеми заміщення (рисунок 4.3) визначаються як

$$X_{c.1} = X_c + X_r, \text{ Ом} \quad (4.55)$$

$$X_{c.2} = X''_{CD(AD)} + X_{к.с}, \text{ Ом} \quad (4.56)$$

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

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

$$I_{Л(0)} = I''_{K1} = I''_{К.С(0)} + I''_{СД(АД)(0)} + I''_{HB(0)} = \frac{E_{c(\phi)}}{X_{e.1}} + \frac{E''_{СД(АД)(\phi)}}{X_{e.2}} + \frac{E''_{HB(\phi)}}{X''_{HB}}$$

,кА

(4.57)

4 eman: 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 прийняти ударний коефіцієнт на шинах 6 (10) кВ

ГПП $K_{yc} = 1,8 - 1,85$ при потужності трансформаторів 16 МВА та менше; для СД потужністю 1,6 МВА ударний коефіцієнт $K_{y,cd} = 1-8$, потужністю 2 МВт та більше $K_{y,cd} = 1,9$; для АД ударний коефіцієнт $K_{y,ад} = 1,6$; для узагальненого навантаження ударний коефіцієнт $K_{y,нв} = 1,0$. Ударний струм у точці К1 визначається за формулою:

$$i_y = \sqrt{2}(K_{y,c} I''_{к.с.(0)} + K_{y,cd(ад)} I''_{cd(ад)(0)} + K_{y,нв} I''_{нв(0)}), \quad \text{кА} \quad (4.58)$$

4.9 Вибір перерізу кабелів електричної мережі з напругою 6 (10) кВ і електричних апаратів ліній до цеху №

4.9.1 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, М1, М2]:

- 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 при дуже великій території підприємства.

У курсовій роботі для системи внутрішньозаводського

електропостачання машинобудівного заводу рекомендується застосовувати кабелі. Вибір перерізу кабелів з напругою 6 або 10 кВ (залежно від варіанта курсової роботи), які з'єднують трансформатори цехових ТП з шинами ГППГ, РГГ 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

4.9.1.1 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 . Граничним 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 1 кВ вибирають за економічно вигідною густиною струму $J_{ек}$ для навантаження нормального режиму. Економічно вигідний переріз провідників:

$$S_{ек} = \frac{I_n}{J_{ек}}, \text{ мм}^2$$

(4.59)

де I_n - струм нормального режиму. А;

$J_{ек}$ - нормоване значення економічно вигідної густини струму, А/мм², яке вибирають р таблиці 1.3.36 ПУЕ чи з таблиці додатка Н.

Розрахунковий економічно вигідний переріз $S_{ек}$, який визначено за формулою (4.59), заокруглюється до найближчого більшого або меншого стандартного перерізу $S_{ст}$, мм².

При виборі перерізу кабелю, що живить цехову трансформаторну підстанцію з трансформатором 6 - 10/0,4 кВ, у якості

струму нормального режиму приймається номінальний первинний струм трансформатора, який визначається за паспортними даними трансформатора з відповідного каталога чи з таблиці додатка Е. Номінальний первинний струм трансформатора визначають за формулою:

$$I_{НОМ.Т.1} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3}U_{НОМ.Т.1}}$$

(4.60)

де $S_{НОМ.Т}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_{НОМ.Т.1}$ - номінальна первинна напруга трансформатора, кВ.

4.9.1.2. 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 оточуючого середовища від стандартних умов $I_{ДОП}''$ та коефіцієнтів допустимого перевантаження $K_{пер}$ (наводяться у таблицях 1.3.1 та 1.3.2 ПУЭ) порівнюють зі струмом його форсованого режиму (I_{Φ}) з урахуванням коефіцієнта резервування $K_{рез}$:

$$K_{пер} I_{ДОП} \geq I_{\Phi} = K_{рез} I_{Н}, А \quad (4.61)$$

У курсовій роботі приймається $K_{пер} = 1$, бо у вихідних даних не заданий коефіцієнт попереднього навантаження.

При визначенні допустимого тривалого струму для кабелів необхідно враховувати відхилення параметрів оточуючого середовища від стандартних умов (якщо вони мають довготривалий характер) за допомогою поправочних коефіцієнтів $K_{пр}$ та $K_{сер}$:

$$I_{ДОП} = K_{пр} K_{сер} I_{ДОП}, А \quad (4.62)$$

де $K_{пр}$ - поправочний коефіцієнт на кількість кабелів, що лежать поруч у землі (таблиця 1.3.26 ПУЭ та таблиця додатка П):

$K_{сер}$ - поправочний коефіцієнт на температуру оточуючого середовища, якщо вона відрізняється від стандартної (таблиця 1.3.3 ПУЭ);

$I_{доп}$ - допустимий тривалий струм провідника стандартного перерізу для стандартних умов (для однієї окремої лінії; стандартних температур для землі та води 15 °С і 25 °С для повітря) залежно від матеріалу жил, їхньої ізоляції та способу прокладання. А (таблиці ПУЭ чи таблиця додатка Р).

Поправочний коефіцієнт на температуру оточуючого середовища можна також обчислити за формулою:

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

(4.63)

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

$T_{сер}$ - фактична температура середовища (у курсовій роботі при прокладці кабелів у землі прийняти $T_{сер} = 15$ °С, а на повітрі - $T_{сер} = 30$ °С)

Допустима температура нагрівання провідників залежить від їхньої конструкції та режиму (таблиця 4.9).

Таблиця 4.9. 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 6кВ 10 кВ	80	125	200
	65	100	200
	60	90	200
Кабелі і проводи з ізоляцією: гумовою звичайною гумовою теплостійкою полівінілхлоридною поліетиленовою	55	100	150
	65	110	150
	70	90	150
	70	80	120

Примітка - Указані в таблиці температури справедливі при температурі навколишнього середовища: 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, ч о

температура жил такого провідника дорівнює зазначеній в стовпчику 2 таблиці 4.9. При такій незмінній за величиною температурі строк служби ізоляції провідника становить 20 - 25 років, на який і розрахований провідник.

Таким чином, з таблиці 4.9 для кабелів з паперовою просоченою маслосланцістою та нестикаючою масами ізоляцією (ААБ, АСБ, ААШВ та ін.) нормована тривало допустима температура жили $T_{ж.л} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$ (при напрузі 6 кВ) і $T_{ж.н} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ (при напрузі 10 кВ).

На території підприємства кабелі прокладають в кабельних спорудах або (при малому їхньому числі на трасі) так [Д2]:

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

У курсовому проекті рекомендується кабелі прокладати у землі (в траншеях). Прокладку в траншеях (від 1-ю до 6-ти кабелів) застосовують на неасфальтованих територіях у випадку малої ймовірності пошкодження кабелів земляними механізмами, зсувом ґрунту, корозією.

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

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

Для кабелів, прокладених у землі, нормована температура середовища $T_{\text{ср.н}} - 15 \text{ }^\circ\text{C}$, а на повітрі - $T_{\text{ср.н}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

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

Якщо умова за формулою (4.61) не виконується, то необхідно прийняти нове значення найближчого більшого стандартно-

го перерізу кабелю, щоб вона виконувалась.

4.9.1.3. 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 (мм^2) термостійким до струмів КЗ:

$$S_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \text{ мм}^2 \quad (4.64)$$

де B_K - тепловий імпульс струму КЗ, $\text{А}^2\text{с}$;

C - температурний коефіцієнт, який враховує обмеження допустимої температури провідника (наводиться у довідкових таблицях та в таблиці додатка С), $\text{Ас}^{1/2} / \text{мм}^2$.

Тепловий імпульс визначається як:

$$B_K = I_K^2 t, \text{ А}^2\text{с} \quad (4.65)$$

де I_K - початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ, А;

t - дійсний час вимикання КЗ, с.

Величина дійсного часу вимикання КЗ визначається так:

$$t = t_{\text{зах}} + t_{\text{вимик.в}} + T_a, \text{ с} \quad (4.66)$$

де $t_{\text{зах}}$ - час дії основної о РЗ, с;

$t_{\text{вимик.в}}$ - час вимикання вимикача (можна прийняти $t_{\text{вимик.в}} = 0.05\text{с}$);

T_a - стала часу аперіодичної складової струму КЗ ($T_a = 0.05\text{с}$).

Величина початкового значення періодичної складової струму трифазного КЗ на шинах НН ГПП $I''_{\text{к1}}(0)$ розрахована у підрозділі 4.8.

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 ввіді до трансформатора (глухий ввід) 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 прийняти $t_{с.в} = 0,1$ с. Тоді дійсний час вимикання КЗ:

$$t = 0,1 + 0,05 + 0,05 = 0,2, \text{ с} \quad (4,66)$$

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 прийняти $t_{м.с.з.2} = 0,5$ с. Тоді

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

Для одноступеневої схеми при магістральному живленні ТП від шин ГПП можна прийняти цей же 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 прийняти

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

Після розрахунку за формулою (4.65) при виконанні умови $S_{ст} \geq S_{мін}$ залишається стандартний переріз кабелю. Якщо в результаті розрахунку $S_{ст} < S_{мін}$, то необхідно за умовою термічної стійкості в режимі КЗ прийняти нове найближче більше значення стандартного перерізу кабелю, щоб виконувалась умова $S_{ст} > S_{мін}$. Остаточо записується марка кабелю, напруга, число жил і переріз жили, наприклад ААБ-10(3х50).

4.9.2. Вибір електричних апаратів до заданого цеху №

4.9.2.1. Особливості вибору електричних апаратів у курсовому проекті

Розподільчі пристрої НН ГПП або РП складаються частіше із комірок комплектних розподільчих пристроїв (КРП) і рідше із камер стаціонарних одnobічного обслуговування (КСО). У склад комірки (камери) входять комутаційні та захисні апарати, трансформатори струму (ТС), вимірювальні прилади та ін. У курсовому проекті застосовуються комірки КРП, тому спочатку слід вибирати комірку із номенклатури даної серії [3J].

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

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

2) якщо параметри ЕА комірки не задовольняють перерахованим нижче у підрозділі 4.9.2.3 умовам, то придатний ЕА треба вибирати із номенклатури того ж типу даної комірки або (якщо у даній серії не має ЕЛ 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.

4.9.2.2. Електричні апарати, що підлягають вибору

Вибору підлягають ЕА, що знаходяться:

- у комірках розподільчого пристрою НН ГПП або РП, до яких приєднуються кабельні лінії, що живлять цех №;

- у шафі високовольтного вводу КТП.

У курсовому проекті вибираються ЕА, що знаходяться у комірці: вимикач, ТС і ТС нульової послідовності (тільки тип).

При радіальній схемі живлення КТП мають шафу високовольтного вводу типу ШВВ-1 (глухий ввід - без Е А ВН).

При магістральній схемі живлення КТП мають шафу високовольтного вводу типу ШВВ-2 з вимикачем навантаження та високовольтним запобіжником, які потрібно вибрати.

4.9.2.3. Умови вибору і перевірки електричних апаратів

Вибір ЕА напругою понад 1 кВ здійснюють за такими умовами:

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

$$U_{ном.е.а.} \geq U_{ном.м} \quad (4.68)$$

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

2) допустимого нагрівання струмами в тривалому режимі

$$I_{ном.е.а.} \geq I_{\phi} \quad (4.69)$$

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

3) відповідності навколишньому середовищу (нормальне, пожежо- небезпечне, вибухонебезпечне та ін.), роду установки (зовнішня, внутрішня), її конструктивному виконанню (стаціонарна, висувна) та ін.

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 уставка 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:

5) струм електродинамічної стійкості:

$$i_{дин} \geq i_y$$

$$(4.70)$$

де i_y - розрахунковий ударний струм;

6) допустимий струм термічної стійкості I_m^2 за допустимий час термічної стійкості t_T :

$$I_T^2 t_T \geq I_K^2 t \quad (4.71)$$

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

Умови вибору за пунктами 1) - 3) однакові для всіх ЕА.

Особливості вибору за пунктом 4) і перевірки за пунктами 5) та 6) різних ЕА наводяться нижче.

Вимикач. Відповідно до п. 4.2.2 ПУЭ 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.

При перевірці здатності вимикання вимикачів ВИ 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 виконуватись умови:

$$I_{\text{ном.вимик}} \geq I_{II(t)} \quad (4.72)$$

$$\sqrt{2}I_{\text{ном.вимик}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{u(t)} + i_{a(t)}$$

де $I_{\text{ном.вимик}}$ - номінальний струм вимикання при нормованих умовах роботи;

$I_u(t)$ і $i_a(t)$ - відповідно діюче значення періодичної і миттєве значення аперіодичної складових струму КЗ для часу t ;

$\beta_{\text{ном}}$ - номінальний зміст аперіодичної складової струму, % [2].

Якщо ударний коефіцієнт менше ніж 1,8, то умову (4.73) можна не перевіряти. У курсовій роботі перевіряють здатність вимикання тільки за однією умовою (4.72).

При вмиканні повинна виконуватись умова

$$I_{\text{нб.вимк}} \geq I_k$$

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

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

Трансформатор струму. Цей елемент силового ланцюга зазнає такі ж термічні та електродинамічні впливи, що і інші послідовно ввімкнені з ним ЕА. Тому вибір за пунктами 1) — 3) і

перевірка за пунктами 5) та 6) такі ж. Вибір за пунктом 4) функціональних параметрів полягає у дотриманні умов роботи в заданому класі точності:

$$Z_{2ном} \geq Z_{2розр} \quad (4.74)$$

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

Вимикач навантаження. Застосовується самостійно як комутаційний апарат для вмикання і вимикання струму навантаження робочого режиму. У цьому випадку його вибирають за пунктами 1) - 3) і перевіряють на стійкість при наскрізних, струмах КЗ за пунктами 5) та 6), а вибір комутаційної здатності за пунктом 4) полягає у виконанні умов:

$$I_{ном.вимик} \geq I_{вимик.розр} \quad (4.75)$$

$$I_{ном.вимик} \geq I_{вимик.розр} \quad (4.76)$$

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

Номінальний струм вимикання звичайно не перевищує номінальний струм вимикача навантаження.

Запобіжник. У камерах КСО та шафах уводу ШВВ-2 використовується запобіжник типу ПКТ. Він має струмообмежуючу дію - величина струму КЗ не досягає максимальної очікуваної розрахункової величини, тому на стійкість до наскрізних струмів КЗ за пунктами 5) та 6) перевіряти його не потрібно, але відповідно з пунктом 4) перевіряється умова (4.72).

Як апарат захисту запобіжник повинен бути вибраний з урахуванням його захисної характеристики. Таким чином, номінальний струм плавкої вставки $I_{ном.вст}$ при захисті трансформаторів вибирають не тільки з урахуванням форсованого режиму за умовою (4.69), але і перехідних процесів вмикання трансформатора:

$$I_{ном.вст} \geq (1,5 - 2)I_{ном.т} \quad (4.77)$$

а номінальний струм патрона

$$I_{ном.п} \geq I_{ном.вст} \quad (4.78)$$

Якщо зазначені вище умови виконуються і запобіжник

здатний вимкнути найменший можливий аварійний струм даного ланцюга, то ланцюг захищений. У цьому випадку при напрузі понад 1 кВ в 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 уводу ШВВ-2) сполучає функції вимикача при комутації навантаження в нормальному режимі та вимикання запобіжником струму КЗ.

Результати вибору ЕА представляють у вигляді таблиці: у першій колонці записують умови вибору, у другій - розрахункові дані, у третій - каталожні дані ЕА. Для правильно вибраного апарата величини у третій колонці не повинні бути менше відповідних величин другої колонки. Для прикладу наведена таблиця 4.9 вибору високовольтного вимикача.

Таблиця 4.9. Розрахункові і каталожні дані високовольтного вимикача

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані вимикача ВК-10-630-20У2
За номінальною напругою $U_{ном.в} \geq U_{ном.м}$	$U_{ном.м} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.м} = 10 \text{ кВ}$
За номінальним струмом $I_{ном.н} \geq I_{\phi}$	$I_{\phi} = 212 \text{ А}$	$I_{ном.в} = 630 \text{ А}$
Рід установки. Відповідність навколишньому середовищу	Установлюється в приміщенні з нормальним середовищем	У2
За здатністю вимикання $I_{ном.вимик} \geq I''_{к1(0)}$	$I''_{к1(0)} = 5,09 \text{ кА}$	$I_{ном.вимик} = 20 \text{ кА}$
За динамічною стійкістю	$i_{у.к.1} = 11,53 \text{ кА}$	$i_{дин} = 53 \text{ кА}$

$i_{\text{дм}} \geq i_{\text{у.к.1}}$		
За термічною стійкістю $I_T^2 t_T \geq B_\kappa$	$B_\kappa = 15,57 \kappa A^2 c$	$I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 4 = 1600 \kappa A^2 c$

5. ЗАГАЛЬНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ ГРАФІЧНОЇ ЧАСТИНИ КУРСОВОЇ РОБОТИ

На аркуші № 1 наводяться: генплан підприємства з указівкою розмірів цехів у мм (рекомендовані масштаби такі: М 1:500, М 1:800, МІ:1000); напрямок живлення від енергосистеми; картограма навантажень цехів та вісі для визначення ЦЕН підприємства з його вказівкою на генплані; розташування ГПП, РП (якщо такі є) та цехових ТП; траси кабельних ліній з указівкою марки, напруги, числа, перерізу жил і довжини кабелів (наприклад ААБ-10 (3 х 120), 140 м), що вибираються. Крім того, на цьому аркуші повинні бути наведені: таблиця з номерами та назвами цехів; необхідні умовні позначення, примітки (якщо вони потрібні).

На аркуші № 2 наводиться схема електропостачання підприємства. У систему зовнішнього електропостачання входять повітряні ЛЕП енергосистеми відповідної напруги (35 чи 110 кВ), а ПП є ГПП підприємства з відповідною схемою приєднання (відгалужувальна чи тупикова).

У системі внутрішньозаводського електропостачання відбувається розподіл електроенергії при нарузі 6 чи 10 кВ поміж ТП окремих цехів. У курсовій роботі джерелом живлення для внутрішнього заводського електропостачання є ГПП, а приймальними пунктами - РП (якщо такі є), цехові ТП та окремі ЕП з номінальною напругою 6 чи 10 кВ (АД чи СД). Для трансформаторів ГПП потрібно указати необхідний РЗ. На шинах ГПП (РП) повинна бути нумерація комірок, включаючи комірки трансформаторів власних потреб (ТВП) ГПП. До шин ГПП (РП) мають бути підімкнені вимірювальні трансформатори напруги (ТН), а до шин ГПП - ККУ, якщо вони потрібні (дивись розрахунки підрозділу 4.6.3). Для комірок, від яких відходять кабельні лінії до проектного цеху, треба указати електричні апарати (вимикачі, ТС, ТС нульової послідовності) та

їхні типи, вимірювальні прилади (амперметр, лічильники активної та реактивної енергії), типи РЗ. Крім того, для кабельних ліній до проєктованого цеху указати всі параметри.

Вимикачі, що у нормальному режимі вимкнені (секційні вимикачі, вимикачі до резервних електродвигунів), зачорнюються. Слід указати пристрої АВР на шинах ГПП, РП і на шинах НН двотрансформаторних КТП.

Для цехових КТП указуються ГА, що знаходяться у шафі високовольтного вводу, силові трансформатори, автомати вводу та секційні для двотрансформаторних підстанцій, частково лінійні автомати для ККУ 0,4 кВ, якщо ті потрібні (дивись розрахунки підрозділу 4.6.2). Крім того, навести необхідні умовні позначення та примітки.

ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРИ

Основна

1. Захарченко В.П., Єнчев С.В., Тихонов В.В., Красношарпа 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. Проєктування електропостачання авіаційного підприємства. Навч. посібник. – К.: НАУ, 2006. – 60 с.
5. Електропостачання. Методичні рекомендації і завдання до виконання курсового проєкту 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 елек-

тричних 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 ХХІ 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.

ДОДАТОК А
(обов'язковий]

Зразок виконання титульного аркуша
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний авіаційний університет

Аерокосмічний факультет

Кафедра автоматизації та енергоменеджменту

ДО КУРСОВОВОЇ РОБОТИ З
ДИСЦИПЛІНИ
" ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ"

Тема "Електропостачання машинобудівного заводу"
Варіант 16

Студент групи ЕМ-304Б
підпис

Д.Я. Семеряк

Керівник
підпис

доц.В.П. Захарченко

2021 р.

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)

Зразок завдання на проєктування

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ

Факультет
Кафедра
Спеціальність
Група

ЗАВДАННЯ НА КУРСОВУ РОБОТУ

Студента _____

1. Тема роботи _____
2. Вихідні дані до роботи (узгоджуються з керівником)

3. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці)

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

5. Дата видачі завдання

Керівник _____ (підпис)

Завдання прийняв до виконання

ДОДАТОК В
(обов'язковий)

ВИХІДНІ ДАНІ

до курсової роботи з дисципліни "Електричні системи та мережі"

Таблиця В.1. - Склад цехів підприємства і категорія надійності їхніх електроприймачів

№ 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 В.2 - Установлена потужність цехів

Варіант	Установлена потужність окремих цехів $P_{уст. кВт}$						
	1	2	3	4	5	6	7
16	6500	6900	6400	5400	5600	6800	1200

Таблиця В.3. - Коефіцієнти попиту цехів

Варіант	Коефіцієнти попиту окремих цехів K_n						
	1	2	3	4	5	6	7
16	0,15	0,20	0,15	0,10	0,14	0,11	0,17

Таблиця В.4. - Коефіцієнти потужності цехів

Варіант	Коефіцієнти потужності окремих цехів $\cos\varphi$						
	1	2	3	4	5	6	7
16	0,69	0,61	0,64	0,66	0,59	0,69	0,64

Таблиця В.5. - Спосіб виконання загального освітлення цехів

Варіант	Спосіб виконання загального освітлення окремих цехів						
	1	2	3	4	5	6	7
16	1	2	3	4	5	6	7
	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 В.6. Дані електродвигунів компресорної станції

Варіант	$U_{ном}, кВ$	$P_{ном}, кВт$	$n, об/хв$	Тип	Кількість N, шт
16	10	1250	300	СДН-2- 19-34-20	4

Таблиця В.7. - Тривалість перевантаження трансформатора головної понижувальної підстанції у після аварійному режимі і відношення літнього розрахункового навантаження до зимового

Варіант	Тривалість перевантаження, год	розрахункового навантаження до зимового, в.о
16	1	0,85

Примітка - Температуру охолодного повітря для м.Києва прийняти: зимову $-8^{\circ}C$, літню $+20^{\circ}C$.

Таблиця В.8. - Напряга джерела живлення, номінальна напряга електричної мережі внутрішньозаводського електропостачання, схема приєднання головної понижувальної підстанції, величина початкового струму трифазного короткого замикання від системи на стороні високої напруги головної понижувальної підстанції і напряга системи у максимальному режимі, число годин використання максимуму навантаження за рік

Варіант	$U_{жив}, кВ$	$U_{ном.м}кВ$	Схема приєднання	$I''_{к.с.макс}, кА$	$U_{с.макс}, кВ$	$T_{макс}, год$
16	35	10	Тупикова	12,5	33,5	3500

ДОДАТОК Г
(довідковий)

Орієнтовні значення питомої установленної потужності загального освітлення цехів

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

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

ДОДАТОК Д
(довідковий)

Технічні дані трифазних масляних двообмоткових трансформаторів загального призначення з напругою 35-И 0/6,3(6,6)-1(10,5) кВ

Тип	Номінальна потужність, кВА	напруг, кВ		Втрати, кВт		Напру - га 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; 10,5	14,5	65,0	8,0	0,8
ТМН-2500/110	2500	ПО	6,6; 11	5,0	22,0	10,5	1,5
ТМН-4000/110	4000	115	6,6; 11	7,7	28,2	10,5	1,2
ТМН-6300/110	6300	115	6,6 11	11,5	33,5	10,5	1,0
ТДН-10000/110	10000	115	6,6; 11	14,0	60,0	10,5	0,9

ДОДАТОК Е (довідковий)

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

Тип	Номінальна потужність, кВА	Номінальна напруга. кВ		Втрати, кВт		Напру га КЗ, %	Струм XX, %
		ВН	НН	XX	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	1600			2,65	16,5	6,0	1,0
ТМЗ-2500/10	2500			3,75	24,0	6,0	0,8

ДОДАТОК Ж (довідковий)

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

Типономшал	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
УКРП-0,4-70-10УЗ	70	10	7128	800x600x300
УКРП-0,4-80-10УЗ	80	10	8100	800x600x300

Продовження додатка Ж

Типономінал	Потужність, квар	Ступінь регулювання, квар	Відпускна ціна, грн	Габаритні розміри, мм
УКРГТ 0.4-90-10УЗ	90	10	9720	1200x600x300
УКРП G.4-100-10УЗ	100	10	12420	1200x600x300
УКРПО.4-105-5УЗ	105	5	12636	1200x600x300
УКРПО,4-110-10УЗ	110	10	12690	1200x600x300
УКРПО,4-120-20УЗ	120	20	12852	1200x600x300
УКРПО,4-140-20УЗ	140	20	13392	1200x600x300
УКРПО.4-150-10УЗ	150	10	14040	1800x600x450
УКРПО,4-160-20УЗ	160	20	14364	1800x600x450
УКРПО.4-180-20УЗ	180	20	15390	1800x600x450
УКРП 0,4-200-20УЗ	200	20	16524	1800x600x450
УКРП 0,4-220-20УЗ	220	20	17604	1800x800x450
УКРП 0,4-225-25УЗ	225	25	17796	1800x800x450
УКРП 0,4-240-20УЗ	240	20	18819	1800x800x450
УКРП 0,4-260-20УЗ	260	20	21519	1800x800x450
УКРП 0,4-300-20УЗ	300	20	23463	1800x800x450
УКРП 0,4-320-20УЗ	320	20	24435	1800x800x450
УКРП 0,4-360-40УЗ	360	40	25650	1800x1200x450
УКРП 0,4-375-25УЗ	375	25	25896	1800x1200x450
УКРП 0,4-400-40УЗ	400	40	26109	1800x1200x450
УКРП 0,4-475-25УЗ	475	25	31950	1800x1200x450
УКРП 0,4-480-40УЗ	480	40	32208	1800x1200x450
УКРП 0,4-520-40УЗ	520	40	33210	11800x1600x450
УКРПО,4-525-25УЗ	525	25	33210	1800x1600x450
УКРП 0,4-540-60УЗ	540	60	36018	1800x1600x450
УКРП 0,4-550-50УЗ	550	50	36030	1800x1600x450
УКРП 0,4-600-50УЗ	600	50	43920	1800x1600x450

ДОДАТОК К
(довідковий)

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

Тип установки	$U_{ном}, кВ$	$Q_{ном},$ квар	Маса, кг	Габарити, мм
УКЛ-6,3-450 УЗ	63	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

ДОДАТОК Л (довідковий)

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

Тип	$P_{ном},$ кВт	$\eta_{ном}, \%$	$\cos\varphi_{ном}$	$n_{ном}$ /хв	$I_n / I_{ном}$
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
Аі 13-2-1 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

ДОДАТОК М
(довідковий)

Технічні дані синхронних електродвигунів типу СДН-2,
СДНЗ-2, СД

Тип	$P_{ном}$, кВт	$U_{ном}$, кВ	$\eta_{ном}$, %	$n_{ном}$, об/хв	$X_{d(ном)}$, 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
1 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
СД-630-2	630	6	95,8	3000	0,147
СД-630-2	630	10	95,6	3000	0,143
СД-800-2	800	6	96,0	3000	0,143
СД-800-2	800	10	95,8	3000	0,145
СД- 1000-2	1000	6	96,3	3000	0,133
СД- 1000-2	1000	10	96,0	3000	0,128
СД- 1250-2	1250	6	96,8	3000	0,138
СД- 1250-2	1250	10	96,5	3000	0,137
СД- 1600-2	1600	10	96,6	3000	0,134
СД-2000-2	2000	10	96,8	3000	0,133

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

ДОДАТОК Н
(довідковий)

Економічна густина струму

Провідник	Економічна густина струму $J_{ок}$, А/мм ² , при кількості годин використання максимуму навантаження за рік $T_{макс}$, год		
	від 1000 до 3000	від 3000 до 5000	понад 5000
Неізольовані проводи та ши- ни: мідні алюмінієві	2,5 1,3	2,1 1,1	1,8 1,0
Кабелі з паперовою і проводи з гумовою та полівінілхлори- дною ізоляцією з жилами: мідними алюмінієвими	3,0 1,6	2,5 1,4	2,0 1,2
Кабелі з гумовою та пла- стмасовою ізоляцією з жила- ми: мідними алюмінієвими	3,5 1,9	3,1 1,7	7 1,6

Примітка - Дані з таблиці 1.3.36 ПУЕ

ДОДАТОК П
(довідковий)

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

Відстань між кабелями, мм	Коефіцієнт $-K_{лр}$ 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 таблиці 1.3.26 ПУЭ.

ДОДАТОК Р
(довідковий)

Допустимий тривалий струм для кабелів з алюмінієвими жи-
лами з паперовою просоченою маслоканіфольною та нестікаючою
масами ізоляцією у свинцевій або алюмінієвій оболонці, що
прокладаються у землі

Переріз	Струм, А					
	одножи- льних до 1 кВ	дво- жильних до 1 кВ	Трижильних з напру- гою, кВ			чотири- жильних до 1 кВ
			д	б	в	
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 таблиці 1.3.16 ПУЭ.

ДОДАТОК С
(довідковий)

Значення коефіцієнта C для кабелів з напругою 6 та 10 кВ

Кабель	Коефіцієнт C , $A_c^{1/2}$ / мм при напрузі кабе- ля, 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 багато дротяними жилами і паперовою ізоляцією	147	150
Кабелі з алюмінієвими жилами і полівінілхлоридною або гумовою ізоляцією	75	78
І Кабелі з мідними жилами і полівінілхлоридною або гумовою ізоляцією	114	118
Кабелі з алюмінієвими жилами і поліетиленовою ізоляцією	62	65
Кабелі з мідними жилами і поліетиленовою ізоляцією	94	98

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 розподільчий пристрій
КТП - комплектна трансформаторна підстанція
КУ - конденсаторна установка
ЛЕП - лінія електропередачі
МСЗ - максимальний струмовий захист
НН - низька напруга
ПГВ - підстанція глибокого вводу
ПП - приймальний пункт
ПУЭ - правила устрою електроустановок
РЗ - релейний захист
РП - розподільчий пункт
СВ - струмова відсічка
СД - синхронний двигун
СЕС - система електропостачання
СК - синхронний компенсатор
ТВП - трансформатор власних потреб
ТЕО - техніко-економічне обґрунтування
ТЕЦ- теплоелектроцентр (теплофікаційна електростанція)
ТН - трансформатор напруги
ТП - трансформаторна підстанція
ТС - трансформатор струму
ЦЕН - центр електричних навантажень
ЦРП - центральний розподільчий пункт
ШНЛ - шафа низьковольтна лінійна

ЗМІСТ

Передмова.....	3
1 Завдання, вихідні дані і зміст курсової роботи.....	4
2 Структура та оформлення курсової роботи.....	13
3 Графік виконання курсової роботи	14
4 Загальні вказівки до виконання окремих розділів курсової роботи.....	15
4 Загальні вказівки до виконання графічної частини курсової роботи ..	68
5 .Перелік літератури	69
Додаток А. Зразок виконання титульного аркуша.....	70
Додаток Б. Зразок завдання на проектування.....	71
Додаток В. Зразок оформлення вихідних даних	2
Додаток Г. Орієнтовні значення питомої установленної потужності загального освітлювання цехів	74
Додаток Д. Технічні дані трифазних масляних двохобмоткових трансформаторів загального призначення з напругою 35-110/6,3(6.6)-! 1(10,5) кВ	74
Додаток Е. Технічні дані трифазних масляних двохобмоткових трансформаторів загального призначення з напругою 6-10/0,4-0.69 кВ для комплектних трансформаторних підстанцій.....	75
Додаток Ж. Комплектні конденсаторні установки з номінальною напругою 400 В 3 АТ "СІЛКОН-КВАР", м. Київ.....	75
Додаток К. Комплектні конденсаторні установки з номінальною напругою 6,3 і 10,5кВ.....	77
Додаток Л. Технічні дані асинхронних електродвигунів типу АНЗ-2.....	77
Додаток М. Технічні дані синхронних електродвигунів типу СДН-2.	78
СДНЗ-2. СТД.....	78
Додаток Н. Економічна густина струму.....	79
Додаток П. Поправочний коефіцієнт на кількість працюючих кабелів.	80
що лежать поруч у землі (в трубах або без труб).....	80
Додаток Р. Допустимий тривалий струм для кабелів з алюмінієвими жилами з паперовою просоченою маслоканіфольною та нестікаючою масами ізоляцією у свинцевій або алю-	

мінієвій оболонці, що прокладаються у землі.....	80
Додаток С. Значення коефіцієнта С для кабелів з напругою 6 та 10 кВ.....	81
Перелік скорочень.....	82

Навчальне видання
«ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ»
МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
ДО КУРСОВОЇ РОБОТИ
для підготовки бакалаврів за спеціальністю 141
Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Укладач Віктор Панасович Захарченко
Віктор Васильович Тихонов
Редактор Коректор Верстка

ДОДАТОК
Габаритні розміри корпусів, мм

Таблиця 1.1а

№ вар.	1 корп.		2 корп.		3 корп		4 корп		5 корп.		6 корп.		7 корп.	
	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
01	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45	175	137	200	25
02	75	85	100	75	125	60	150	45	175	35	200	25	50	100
03	100	75	125	60	150	45	175	35	200	25	50	100	75	85
04	125	60	150	45	175	137	200	25	50	100	75	85	100	75
05	150	45	175	137	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60
06	175	137	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45
07	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45	175	137
08	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45	175	137	200	25
09	75	85	100	75	125	60	150	45	175	35	200	25	50	100
10	100	75	125	60	150	45	175	35	200	25	50	100	75	85
11	125	60	150	45	175	137	200	25	50	100	75	85	100	75
12	150	45	175	137	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60
13	175	137	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45
14	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45	175	137
15	125	60	150	45	175	137	200	25	50	100	75	85	100	75
16	150	45	175	35	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60
17	175	35	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45

18	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45	175	137
19	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45	175	137	200	25
20	75	85	100	75	125	60	150	45	175	137	200	25	50	100
21	100	75	125	60	150	45	175	137	200	25	50	100	75	85
22	125	60	150	45	175	137	200	25	50	100	75	85	100	75
23	150	45	175	35	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60
24	175	35	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45
25	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45	175	137
26	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45	175	137	200	25
27	75	85	100	75	125	60	150	45	175	137	200	25	50	100
28	100	75	125	60	150	45	175	137	200	25	50	100	75	85
29	75	85	100	75	125	60	150	45	175	137	200	25	50	100
30	100	75	125	60	150	45	175	35	200	25	50	100	75	85
31	125	60	150	45	175	35	200	25	50	100	75	85	100	75
32	150	45	175	137	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60
33	175	137	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45
34	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45	175	137
35	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45	175	137	200	25
36	75	85	100	75	125	60	150	45	175	137	200	25	50	100
37	100	75	125	60	150	45	175	35	200	25	50	100	75	85
38	125	60	150	45	175	35	200	25	50	100	75	85	100	75
39	150	45	175	137	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60
40	175	137	200	25	50	100	75	85	100	75	125	60	150	45

Найменування електроспоживачів та їх координати, мм

Таблиця 1.16

№ вар.	1 корп.		2 корп.		3 корп.		4 корп.		5 корп.		6 корп.		7 корп.	
	x	y	x	y	x	y	x	y	x	y	x	y	x	y
01	1	1	26	101	-23	-98	54	204	99	244	-46	-49	-53	224
02	3	-2	25	99	-5	-99	56	194	100	238	-10	-52	-90	216
03	5	3	24	100	124	-80	58	206	100	244	249	-47	-349	225
04	-2	-2	24	99	-24	-99	44	194	91	238	-48	-52	-43	216
05	-5	-3	26	100	-26	-100	42	194	91	239	-52	-53	-39	216
06	-3	2	25	101	-25	-94	44	206	91	244	-50	-48	-41	225
07	0	6	25	100	-24	304	50	211	96	245	-48	-44	-48	228
08	-1	-1	24	99	-24	-99	46	196	92	239	-48	-51	-45	218
09	-5	4	26	99	-26	-45	42	206	91	243	-52	-46	-39	225
10	-5	-3	26	100	-26	-100	42	194	91	239	-52	-53	-39	216
11	-1	1	-26	101	23	-98	-54	204	-99	244	46	-49	53	224
12	-3	-2	-25	99	5	-99	-56	194	-100	238	10	-52	90	216
13	-5	3	-24	100	-124	-80	-58	206	-100	244	-249	-47	349	225
14	2	-2	-24	99	24	-99	-44	194	-91	238	48	-52	43	216
15	5	-3	-26	100	26	-100	-42	194	-91	239	52	-53	39	216
16	3	2	-25	101	25	-94	-44	206	-91	244	50	-48	41	225
17	0	6	-25	100	24	304	-50	211	-96	245	48	-44	48	228
18	1	-1	-24	99	24	-99	-46	196	-92	239	48	-51	45	218
19	5	4	-26	99	26	-45	-42	206	-91	243	52	-46	39	225

20	5	-3	-26	100	26	-100	-42	194	-91	239	52	-53	39	216
21	1	-1	26	-101	-23	98	54	-204	99	-244	-46	49	-53	-224
22	3	2	25	-99	-5	99	56	-194	100	-238	-10	52	-90	-216
23	5	-3	24	-100	124	80	58	-206	100	-244	249	47	-349	-225
24	-2	2	24	-99	-24	99	44	-194	91	-238	-48	52	-43	-216
25	-5	3	26	-100	-26	100	42	-194	91	-239	-52	53	-39	-216
26	-3	-2	25	-101	-25	94	44	-206	91	-244	-50	48	-41	-225
27	0	-6	25	-100	-24	-304	50	-211	96	-245	-48	44	-48	-228
28	-1	1	24	-99	-24	99	46	-196	92	-239	-48	51	-45	-218
29	-5	-4	26	-99	-26	45	42	-206	91	-243	-52	46	-39	-225
30	-5	3	26	-100	-26	100	42	-194	91	-239	-52	53	-39	-216
31	-1	-1	-26	-101	23	98	-54	-204	-99	-244	46	49	53	-224
32	-3	2	-25	-99	5	99	-56	-194	-100	-238	10	52	90	-216
33	-5	-3	-24	-100	-124	80	-58	-206	-100	-244	-249	47	349	-225
34	2	2	-24	-99	24	99	-44	-194	-91	-238	48	52	43	-216
35	5	3	-26	-100	26	100	-42	-194	-91	-239	52	53	39	-216
36	3	-2	-25	-101	25	94	-44	-206	-91	-244	50	48	41	-225
37	0	-6	-25	-100	24	-304	-50	-211	-96	-245	48	44	48	-228
38	1	1	-24	-99	24	99	-46	-196	-92	-239	48	51	45	-218
39	5	-4	-26	-99	26	45	-42	-206	-91	-243	52	46	39	-225
40	5	3	-26	-100	26	100	-42	-194	-91	-239	52	53	39	-216