

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва транспорту та енергетики
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“ ____ ” _____2023р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за першим (бакалаврським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Проектування електротехнічної системи
електроспоживання електромеханічного заводу”

Виконав здобувач вищої освіти
4 курсу, групи ЕЕ-20-ЗСК
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Розпутній П.В.

« ____ » _____2023р.

Керівник роботи

к.т.н., доцент

_____Андрій КОТИШ

« ____ » _____2023р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет Будівництва транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ П'єшков П.Г.

«_____» _____ 2023 р.

**ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА
ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ
ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**

Розпутнього Павла Вікторовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Проектування електротехнічної системи

електроспоживання електромеханічного заводу

Design of the electrical system of power consumption of an electromechanical plant

2. Керівник роботи (проекту)

Котиш Андрій Іванович, к.т.н., доцент

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Вступ; 1.Електричні навантаження; 2.Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної розподільної установки; 3.Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання; 4.Компенсація реактивної потужності; 5.Трансформаторні підстанції; 6.Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання; 7.Спеціальний розділ; Висновки; Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>	<i>к.т.н., доц. Н. Гарасьова</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>08.05.23</i>	
2	<i>Електричні навантаження</i>	<i>12.05.23.</i>	
3	<i>Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної розподільної установки</i>	<i>16.05.23.</i>	
4	<i>Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства</i>	<i>19.05.23.</i>	
5	<i>Компенсація реактивної потужності</i>	<i>21.05.23.</i>	
6	<i>Трансформаторні підстанції</i>	<i>24.05.23</i>	
7	<i>Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання</i>	<i>28.05.23.</i>	
8	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>01.06.23.</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2023 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2023 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: с.; 10 рис.; 21 табл.; 10 джерел.

Розпутній П.В. Проектування електротехнічної системи електроспоживання електромеханічного заводу. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2023 р.

Метою бакалаврської кваліфікаційної роботи є проектування електротехнічної системи електроспоживання промислового підприємства. При цьому вирішувалися такі питання як розрахунок навантажень, вибір основного електрообладнання, компенсація реактивної потужності, різноманітні схемні рішення тощо.

У спеціальному розділі роботи було розглянуто систему релейного захисту та автоматики на підприємстві. Розраховано окремі види захисту, запропоновано схеми тощо.

Ключові слова: система електропостачання, електричне навантаження, електрична енергія, потужність, релейний захист.

SUMMARY

Rozputnii P.V. Design of the electrical system of power consumption of an electromechanical plant. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Electric power, electrical engineering and electromechanics". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2023.

The purpose of the bachelor's qualification work is the design of the electrical system of power consumption of an industrial enterprise. At the same time, such

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

issues as calculation of loads, selection of the main electrical equipment, compensation of reactive power, various circuit solutions, etc., were solved.

In a special section of the work, the system of relay protection and automation at the enterprise was considered. Separate types of protection are calculated, schemes, etc. are proposed.

Key words: power supply system, electrical load, electrical energy, power, relay protection.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

Стор.

Вступ.....	
1. Електричні навантаження.....	
2. Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної розподільної установки (головної знижувальної підстанції).....	
3. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства.....	
4. Компенсація реактивної потужності.....	
5. Трансформаторні підстанції.....	
6. Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання.....	
7. Спеціальний розділ роботи.....	
Висновки.....	
Перелік посилань.....	

					<i>Випускна кваліфікаційна робота</i>				
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис.	Дата					
Розроб.	Розпутній				Проектування електротехнічної системи електроспоживання електромеханічного заводу		Літ.	Аркуш	Аркушів
Переві	Котиш								
Н.контр.							ЦНТУ		
Затвер.	Плєшков								

ВСТУП

Система електропостачання промислових підприємств та цехів створюється для забезпечення електроенергією промислових приймачів, до яких відносяться двигуни різноманітних машин і механізмів, електричні печі, електролізні установки, апарати і машини для електричного зварювання, освітлювальні установки і т.д.

Кожне виробництво існує тому, що його машини-знаряддя забезпечують роботу технологічних механізмів, що виробляють промислову продукцію. В наш час всі машини-знаряддя приводяться електродвигунами. Для їх нормальної роботи застосовують електроенергію як саму гнучку і зручну форму енергії, що забезпечує роботу виробничих механізмів.

Електромеханічний завод, що розглядається в роботі це сучасне підприємство по виробництву електромеханічних та електротехнічних приладів, а також ремонту сільськогосподарської техніки та виробництва деталей до них. Для підприємства характерна динамічність технологічного процесу, зв'язана з неперервним введенням нових методів обробки, нового обладнання, його переналадкою, а також неперервної зміни і удосконалення самої моделі виробу. Потужність що споживається заводом з шин 10 кВ складає 10,5 мВт, при цьому середня потужність приводів станків коливається в межах 5-10 кВт. Напруга змінного струму застосовується 0,38 кВ в цехах та 10 кВ ліній що живлять цехові ТП. За безперебійністю електропостачання більшість споживачів відносяться до 2 та 3 категорії.

Для виробництва невеликих деталей на підприємстві застосовують різноманітний спектр пресів потужністю від 4 до 45 кВт.

При обробці заготовок застосовують різноманітні за призначенням станки та автомати (шліфувальні, свердлильні, точильні) з потужністю 1,7-55 кВт що відносяться до 2 та 3 категорії за безперебійністю електропостачання.

Розробка проекту по проектуванню електропостачання промислового підприємства передбачає вирішення досить широкого кола питань по розрахунку електричних навантажень, вибору напруги і схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання, кількості і потужності трансформаторів, розрахунку струмів короткого замикання, вибору електричних апаратів, компенсації реактивної потужності тощо.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. Електричні навантаження в системі електропостачання

1.1. Визначення силових електричних навантажень

в мережах до 1000 В

При визначенні електричного навантаження в мережах напругою до 1000 В рекомендовано застосовувати наступний порядок розрахунку:

а) підсумувати кількість споживачів електроенергії у розрахунковому вузлі та їх номінальні потужності;

б) підсумовуються середні активні та реактивні навантаження працюючих споживачів електроенергії;

в) визначаємо коефіцієнт використання групи та її середньозважений коефіцієнт потужності;

г) визначаємо кількість приймачів активної потужності вузла;

д) визначити максимальний коефіцієнт і максимальне електричне навантаження силового електроприймача за кривою або таблицею;

е) визначаємо сумарну номінальну потужність і середнє навантаження електроприймачів даного вузла з постійним графіком, якщо такі є;

ж) розрахункове електричне навантаження вузла визначається підсумовуванням розрахункового навантаження силових електроиртймачів зі змінним графіком і середнього навантаження приймачів з постійним графіком.

Розрахункове ефективне навантаження групи ТП або вузлів навантаження визначається за наступним рівнянням.

$$P_p = P_{cm} \cdot K_m, \quad (1.1)$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де P_{cm} - активне середнє навантаження групи електроприймачів або вузла за найбільш завантажену зміну;

K_m - коефіцієнт максимуму навантаження.

Коефіцієнт K_m знаходять по таблицях [1, 2] в залежності від значення групового коефіцієнта використання та ефективного числа електроприймачів в групі або в вузлі навантаження.

Груповий коефіцієнт використання визначаємо за виразом

$$K_B = \Sigma P_{cm} / \Sigma P_n , \quad (1.2)$$

де P_n , P_{cm} - відповідно встановлена потужність та середнє навантаження групи ЕП з однаковим режимом роботи, яке входить до складу розрахункового вузла; n - число груп ЕП з різними режимами роботи, які входять до складу навантажень розрахункового вузла.

Ефективне число електроприймачів в групі n_e визначається в залежності від значення K_B та відношення

$$m = P_{n \max} / P_{n \min} , \quad (1.3)$$

де $P_{n \max}$, $P_{n \min}$ - встановлена потужність відповідно найбільшого і найменшого ЕП групи.

При $m \geq 3$, $K_B > 0,2$ значення n_e визначається за формулою

$$n_e = 2 \cdot \Sigma P_n / P_{n \max} , \quad (1.4)$$

Якщо ж знайдене за (1.4) число n_e буде більше дійсного числа ЕП групи n , то необхідно прийняти $n_e = n$.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Реактивне розрахункове навантаження групи ЕП або ділянки навантаження визначають за наступними формулами

$$Q_p = Q_{cm} , \quad (1.5)$$

при $n_e > 10$;

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{cm} , \quad (1.6)$$

при $n_e \leq 10$,

де Q_{cm} - реактивне середнє навантаження за найбільш завантажену зміну;

$$Q_{cm} = P_{cm} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (1.7)$$

Розрахунковий максимум навантаження

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (1.8)$$

При розрахунці навантажень ЕП з тривалим режимом роботи, у яких $K_n > 0,6$ і коефіцієнт вмикання $K_b = 1$, значення K_m приймають рівним 1,0.

Таким чином, маючи на увазі все вищезазначене виконуємо розрахунок навантажень в мережі напругою до 1000 В табличним способом (таблиця 1.1).

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1. Розрахунок електричних навантажень в мережі до 1000 В.

№ п/п	Найменування обладнання	п	Рн, кВт		Ки	Cos	tg	Середнє		пз	Км	Розрахункове		
			Одного	Сумарна				Рср	Qср			Рр	Qр	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Головний корпус														
1.	Металоріжучі верстати	178	4,5-90	1780	0,14	0,5	1,7	249,2	423,6					
2.	Верстати	190	20-28	4100	0,4	0,7	1,02	1640	1673					
3.	Преси	75	10,5-40	1850	0,35	0,65	1,169	647,5	757					
4.	Автоматичні лінії, конвеєри	82	11,5-40	1056	0,4	0,75	0,882	422,4	372,5					
5.	Електричні печі	35	10,0-80	1750	0,6	1	0	1050	0					
6.	Вентилятори	15	20	300	0,6	0,75	0,882	180	158,7					
7.	Насоси	16	10	160	0,5	0,7	1,02	80	81,62					
8.	Крани	8	20	160	0,3	0,8	0,75	48	36					
	Всього по головному корпусу	599	4,5-90	11156	0,387	0,78	0,811	4317	3503	248	1,07	4619	3503	5797,1
Побутова споруда														
1	Миючі машини	10	15	150	0,25	0,7	1,02	37,5	38,26					
2	Вентилятори	5	2,0-10	35	0,6	0,8	0,75	21	15,75					
3	Інше обладнання	25	1,0-15	180	0,25	0,6	1,333	45	60					
	Всього по побутовій споруді	40	1,0-15	365	0,284	0,67	1,102	103,5	114	40	1,23	127,31	114,0	170,89
Інженерний корпус														
1	Вентилятори	6	10	60	0,5	0,8	0,75	30	22,5					
2	Інше обладнання	40	1,0-5	110	0,2	0,7	1,02	22	22,44					
	Всього по корпусу	46	1,0-10	170	0,306	0,76	0,864	52	44,94	34	1,28	66,56	44,94	80,313
Лабораторія														
1	Верстати	12	1,0-15	90	0,15	0,65	1,169	13,5	15,78					
2	Вентилятори	4	5	20	0,5	0,8	0,75	10	7,5					
3	Інше обладнання	25	1,0-10	85	0,2	0,7	0,811	17	13,79					
	Всього по лабораторії	41	1,0-15	195	0,208	0,74	0,915	40,5	37,08	26	1,35	54,68	37,1	66,061
Корпус допоміжних цехів														
1	Верстати	94	2,0-65	1280	0,17	0,65	1,169	217,6	254,4					
2	Фарбопульти	10	7,0-15	100	0,2	0,8	0,75	20	15					
3	Конвеєри	5	7,0-20	80	0,2	0,6	1,333	16	21,33					
4	Насоси	15	5,0-10	75	0,5	0,7	1,02	37,5	38,26					
	Всього по корпусу	124	2,0-65	1535	0,19	0,66	1,13	291,1	329	47	1,24	361,0	329,0	488,4
Гараж														
1	Миючі машини	3	15	45	0,25	0,7	1,02	11,25	11,48					
2	Водонагрівачі	2	10	20	0,5	1	0	10	0					
3	Верстати	6	1,0-10	30	0,2	0,7	1,02	6	6,12					
	Всього по гаражу	11	1,0-15	95	0,287	0,84	0,646	27,25	17,6	11	1,55	42,238	17,60	45,757
Склад														
	Всього	33	0,5-19	150	0,3	0,8	0,75	45	33,7	16	1,41	63,45	33,7	71,844
Столова №1														
	Технологічне обладнання	25	4,0-40	520	0,35	0,6	1,333	182	242,7	25	1,24	225,7	242,7	331,39
Котельня														
1.	Мережні насоси	4	40-160	400	0,7	0,8	0,75	280	210					
2.	Димососи	2	55	110	0,7	0,8	0,75	77	57,75					
3.	Вентилятори	1	75	75	0,7	0,8	0,75	52,5	39,38					
4.	Мазутні насоси	2	22	44	0,7	0,8	0,75	30,8	23,1					
5.	Конденсатні насоси	1	15	15	0,7	0,8	0,75	10,5	7,875					
6.	Щити управління	2	15	30	0,7	0,8	0,75	21	15,75					
	Всього по котельні	12	1,0-160	674	0,7	0,8	0,75	471,8	353,9	8	1,2	566,16	389,24	687,05
Ремонтно-будівельний цех														
1	Деревооброблюючі верстати	20	2,0-15	170	0,35	0,7	1,02	59,5	60,7					
2	Металооброблюючі верстати	15	1,0-22	210	0,25	0,6	1,333	52,5	70					
3	Крани	2	20	40	0,3	0,8	0,75	12	9					
4	Мішалки	5	10	50	0,4	0,7	1,02	20	20,4					
5	Вентилятори	2	10	20	0,6	0,75	0,882	12	10,58					
	Всього по цеху	44	1,0-22	490	0,318	0,67	1,094	156	170,7	44	1,16	180,96	170,7	248,76
Кузня і енергоблок														
1.	Преси	10	35	350	0,3	0,65	1,169	105	122,8					
2.	Штампи	5	22	110	0,35	0,7	1,02	38,5	39,28					
3.	Конвеєри	2	11	22	0,25	0,7	1,02	5,5	5,611					
4.	Зварювальні машини	5	14	70	0,35	0,6	1,333	24,5	32,67					
5.	Вентилятори	2	10	20	0,6	0,75	0,882	12	10,58					
	Всього по цеху	24	10,0-35	572	0,324	0,66	1,137	185,5	210,9	24	1,25	231,88	210,9	313,44
Механоскладальний корпус														
1.	Термопластавтомати	77	5,0-44	2026	0,37	0,5	1,732	749,6	1298					
2.	Литтєві автомати	59	1,0-22	877	0,14	0,5	1,732	122,8	212,7					
3.	Намоточні барабани	60	5,0-60	2150	0,24	0,65	1,169	516	603,3					
4.	Нарізувачі верстати	35	80	2800	0,14	0,65	1,169	392	458,3					
5.	Конвеєри	17	10,0-25	375	0,25	0,7	1,02	93,75	95,64					
6.	Гальванічне обладнання	13	1,0-280	1000	0,17	0,65	1,169	170	198,8					
7.	Зварювальні автомати	25	5,0-3	490	0,35	0,6	1,333	171,5	228,7					
8.	Вентилятори	10	5,0-10	70	0,6	0,8	0,75	42	31,5					
	Всього по корпусу	296	1,0-280	9788	0,231	0,59	1,385	2258	3127	70	1,16	2618,9	3127,2	4078,9
Столова №2														
	Технологічне обладнання	25	4,0-40	520	0,35	0,6	1,333	182	242,7	25	1,24	225,7	242,7	331,39
Адміністративний корпус														
	Всього по корпусу	45	0,5-5	185	0,35	0,7	1,02	45	33,7	45	1,16	52,2	33,7	62,133
ВСЬОГО ПО ЗАВОДУ														
		1365	0,5-280	26415	0,316	0,7	1,012	8357	8460	189	1,08	9025,6	8460	12371

1.2 Визначення освітлювальних навантажень

Розрахунок освітлювальних навантажень виконується по питомій потужності освітлювального навантаження на одиницю корисної площі виробничого приміщення.

Усталена потужність освітлювальних ЕП, кВт:

$$P_y = p_0 * F * 10^{-3} , \quad (1.9)$$

де p_0 – питома потужність освітлювального навантаження, кВт;

F – площа виробничого приміщення, м²;

Розрахункове навантаження освітлювальних електроприймачів, кВт

$$P_{росв} = K_c * P_y , \quad (1.10)$$

де K_c – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження.

Для освітлення використовуються люмінесцентні лампи, тому:

$$Q_p = P_p * \operatorname{tg} \varphi . \quad (1.11)$$

Розрахунок освітлювальних навантажень виконується у вигляді таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 Розрахунок освітлювальних навантажень

Найменування	F, м ²	p ₀ , Вт/м ²	P _y , кВт	K _c	K ₁	cosφ	tgφ	P _p , кВт	Q _p , квар
Головний корпус	28 170	16	450,72	0,90	1,12	0,50	1,73	454,3	786,9
Побутова споруда	1 260	18	22,68	0,90	1,20	0,90	0,48	24,5	11,9
Інженерний корпус	880	20	17,60	0,90	1,20	0,90	0,48	19,0	9,2
Лабораторія	310	20	6,20	0,90	1,20	0,90	0,48	6,7	3,2
Корпус допоміжних цехів	6 750	14	94,50	0,80	1,12	0,50	1,73	84,7	146,7
Гараж	530	10	5,30	0,70	1,00	1,00	0,00	3,7	0,0
Склад	710	6	4,26	0,60	1,00	1,00	0,00	2,6	0,0
Столова №1	970	12	11,64	0,85	1,20	0,90	0,48	11,9	5,8
Котельня	760	8	6,08	0,60	1,12	0,50	1,73	4,1	7,1
Ремонтно-будівельний цех	790	16	12,64	0,80	1,12	0,50	1,73	11,3	19,6
Кузня і енергоблок	530	14	7,42	0,80	1,12	0,50	1,73	6,6	11,5
Механоскладальний корпус	16 270	16	260,32	0,90	1,12	0,50	1,73	262,4	454,5
Столова №2	970	12	11,64	0,85	1,20	0,90	0,48	11,9	5,8
Адміністративний корпус	2 300	20	46,00	0,90	1,20	0,90	0,48	49,7	24,1
Територія заводу	260 000	0,2	52,00	1,00	1,12	0,50	1,73	58,2	100,9
Всього по заводу								1011,6	1587,0

1.3 Визначення електричних навантажень в силових мережах вище 1000

В

Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В виконується у такому встановленому порядку:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. Сумуються номінальні потужності всіх установлених силових ЕП напругою до 1000 В і вище, що живляться від даного РП;
2. Визначаються середні навантаження й груповий коефіцієнт використання;
3. Визначається ефективне число електроприймачів (ЕП), коефіцієнт максимуму та розрахункове навантаження;
4. Сумуються освітлювальні навантаження;
5. Сумуються втрати в силових трансформаторах. Втрати в силових трансформаторах визначаються за виразом:

$$\Delta P = n * (\Delta P_x + \Delta P_K K_3^2) \quad (1.12)$$

$$\Delta Q = n * \left(\frac{I_x}{100} * S_H + \frac{U_K}{100} * S_H * K_3^2 \right) \quad (1.13)$$

де n – число трансформаторів;
 $\Delta P_x, \Delta P_K$ – втрати відповідно х.х і к.з, кВт;
 I_x – струм х.х, %;
 U_K – напруга к.з, %;
 K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора;

Розрахунок електричних навантажень в силових мережах вище 1000 В, оформлюється у вигляді таблиці 1.3

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.3. Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В.

№ п/п	Найменування обладнання	п	Рн, кВт		Ки	Cos	tg	Середнє		пз	Км	Розрахункове		
			Одного	Сумарне				Рср	Qср			Рр	Qр	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП 1,2,3,4														
Головний корпус														
	Силове	599	4,5-90	11156	0,387	0,777	0,81	4317,1	3502,7	248	1,07	4619	3503	
	Освітлювальне							504	874			454,3	786,9	
	Всього по головному корпусу							4821,1	4376,7			5073,3	4289,9	
Побудова споруда														
	Силове	40	1,0-15	365	0,284	0,67	1,1	103,5	114	40	1,23	127,3	114	
	Освітлювальне							27,2	13,2			24,5	11,9	
	Всього по споруді							130,7	127,2			151,8	125,9	
Гараж														
	Силове	11	1,0-15	95	0,29	0,84	0,65	27,25	17,6	11	1,55	42,2	17,6	
	Освітлювальне							5,3	0			3,7	0,0	
	Всього по корпусу							32,6	17,6			45,9	17,6	
Склад														
	Силове	33	0,5-19	150	0,3	0,8	0,75	45	33,7	16	1,41	63,45	33,7	
	Освітлювальне							4,3	0			2,5	0,0	
	Всього по складу							49,3	33,7			66,1	33,7	
Столова №1														
	Силове	25	4,0-40	520	0,35	0,6	1,33	182	242,7	25	1,24	225,7	242,7	
	Освітлювальне							14	6,8			11,9	5,8	
	Всього по столовій							196,0	249,5			237,6	248,5	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всього по ТП 1,2,3,4														
	Силове	711	1,0-90	12291	0,38	0,77	0,84	4674,9	3910,7	273	1,05	4908,6	3910,7	
	Освітлювальне							575,9	904,2			497,0	804,6	
	Всього по ТП 1,2,3,4							5250,8	4814,9			5405,6	4715,3	7173,16
	Втрати в тр-рах (8*1000 кВА)											74,5	460,5	
	Комп. Пристрої 0,4 кВ												-4000,0	
	Всього на шинах 10 кВ ТП1,2,3,4											5480,1	1175,8	5604,81
ТП 5														
Корпус допоміжних цехів														
	Силове	124	2,0-65	1535	0,19	0,66	1,13	291,1	329,0	47	1,24	361,0	329,0	
	Освітлювальне							105,8	183,4			84,7	146,7	
	Всього по корпусу							396,9	512,4			445,7	475,7	
Лабораторія														
	Силове	41	1,0-15	195	0,208	0,74	0,92	40,5	37,1	26	1,35	54,7	37,1	
	Освітлювальне							7,4	3,5			6,7	3,2	
	Всього по корпусу							47,9	40,6			61,4	40,3	
Інженерний корпус														
	Силове	46	1,0-10	170	0,306	0,757	0,86	52	44,9	34	1,28	66,5	44,9	
	Освітлювальне							21,1	10,2			19	9,2	
	Всього по корпусу							73,1	55,1			85,5	54,1	
Всього по ТП 5														
	Силове	211	1,0-65	1900	0,20	0,68	1,07	383,6	411,0	58	1,2	460,3	411,0	
	Освітлювальне							134,3	197,1			110,4	159,1	
	Всього по ТП 5							517,9	608,1			570,7	570,1	806,68
	Втрати в тр-рах (1*1000 кВА)											8,1	49,7	
	Комп. Пристрої 0,4 кВ												-270,0	
	Всього на шинах 10 кВ ТП5											578,8	300,1	651,99
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП 6														
Котельня														
	Силове	12	1,0-160	674	0,7	0,8	0,75	471,8	353,85	8	1,2	566,2	389,2	
	Освітлювальне							6,8	11,8			7,1	7,1	
	Всього по котельні							478,6	365,7			570,3	396,3	
Ремонтно-будівельний цех														
	Силове	44	1,0-22	490	0,32	0,67	1,09	156	170,69	44	1,16	181,0	170,7	
	Освітлювальне							14,1	24,5			11,3	19,6	
	Всього по цеху							170,1	195,2			192,3	190,3	
Кузня Енергоблок														
	Силове	24	10,0-35	572	0,32	0,66	1,14	185,5	210,9	24	1,25	231,9	210,9	
	Освітлювальне							8,2	14,3			6,6	11,5	
	Всього по цеху							193,7	225,2			238,5	222,4	
Освітлення території														
	Всього по території							58,2	100,9			58,2	100,9	
Всього по ТП 6														
	Силове	80	1,0-160	1736	0,47	0,74	0,90	813,3	735,4	22	1,19	967,8	735,4	
	Освітлювальне							87,3	151,5			80,2	139,1	
	Всього по ТП 6							900,6	886,9			1048,0	874,5	1364,98
	Втрати в тр-рах (2*1000 кВА)											13,0	49,7	
	Комп. Пристрої 0,4 кВ												-400,0	
	Всього на шинах 10 кВ ТП6											1061,0	474,5	1162,31
ТП 7, 8														
Механоскладальний корпус														
	Силове	296	1,0-280	9788	0,23	0,63	1,23	2258	3127,0	70	1,16	2618,9	3127,2	
	Освітлювальне							291,5	505,0			262,4	454,5	
	Всього по корпусу							2549,5	3632,0			2881,3	3581,7	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Столова №2														
	Силове	25	4,0-40	520	0,35	0,6	1,33	182	242,67	25	1,24	225,7	242,7	
	Освітлювальне							14	6,8			11,9	5,8	
	Всього по столовій							196,0	249,5			237,6	248,5	
Адміністративний корпус														
	Силове	45	0,5-5	185	0,35	0,7	1,02	45	33,7	45	1,16	52,2	33,7	
	Освітлювальне							55,2	26,7			49,7	24,1	
	Всього по корпусу							100,2	60,4			101,9	57,8	
Всього по ТП 7, 8														
	Силове	369	1,0-280	10498	0,24	0,59	1,37	2485,0	3403,4	75	1,12	2783,2	3403,4	
	Освітлювальне							360,7	538,5			324,0	484,4	
	Всього по ТП 7, 8							2845,7	3941,9			3107,2	3887,8	4976,89
	Втрати в тр-рах (4*1000 кВА)											54,6	339,5	
	Комп. Пристрої 0,4 кВ												-3100,0	
	Всього на шинах 10 кВ ТП 7,8											3161,8	787,8	3258,46
Всього по ЗАВОДУ														
	Силове	1365	0,5-280	26415	0,32	0,70	1,01	8357	8460	189	1,08	9025,6	8460	12371
	Освітлювальне											1011,6	1587,0	
	Всього											10037,2	10047,0	
	Втрати в трансформаторах (15*1000 кВА)											150,2	928,5	
	Комп. Пристрої 0,4 кВ												-770,0	
	Всього по ЗАВОДУ											10187,4	3205,5	
	Комп. Пристрої 10 кВ												-1800,0	
	Всього на шинах 10 кВ ГПП											10187,4	1405,5	10284

1.4 Графіки електричних навантажень

На підставі замірів на підприємстві будується добовий зимовий і літній графік навантажень $P(t); Q(t); S(t)$ з урахуванням кількості робочих і вихідних днів.

Річний графік за тривалістю будується на основі добового графіка.

За добовим графіком визначається навантажувальна здатність трансформаторів, а також значення максимального і мінімального навантаження, яке необхідне для розрахунку рівнів напруг в мережі.

За річним графіком визначають значення річних витрат активної і реактивної енергії, середньозваженого коефіцієнта потужності, кількість годин використання максимуму навантаження $-T_{\max}$ та річний час повних витрат $-\tau$.

При цьому приймається:

Кількість днів робочих

Зимою – 147

Літом - 105

Кількість днів вихідних

Зимою – 65

Літом - 48

Річні витрати активної і реактивної енергії в умовах проектування визначаються за виразами:

$$W_r = \sum P_i * T_i \quad (1.14)$$

$$V_r = \sum Q_i * T_i \quad (1.15)$$

Кількість годин використання максимуму навантаження визначається за виразом:

$$T_{\max} = \frac{\sqrt{W_r^2 + Q_r^2}}{P_p}, \quad (1.16)$$

де P_p – розрахункове навантаження підприємства.

Час максимальних витрат:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4})^2 * 8760. \quad (1.17)$$

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Побудову графіків електричних навантажень виконано із застосуванням математичного пакету електронних таблиць **Microsoft Excel**. Зовнішній вигляд графіків представлено на рис. 1.1 – 1.5.

Програма для побудови річного графіку за тривалістю						
Робочі дні:						
Зимові	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:		Кількість днів робочих:			
	Wг= 23648931		зимою	147		
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:		літом	105		
	Vг= 22738048,2					
Літні	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:		Кількість днів вихідних:			
	Wг= 12808695,9		зимою	65		
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:		літом	48		
	Vг= 13805243,55					
Вихідні дні:						
Зимові	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:		Wp = 5249496448 Vp = 4977035993			
	Wг= 4501146					
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:					
	Vг= 3044593,5					
Літні	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:					
	Wг= 2825334,72					
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:					
	Vг= 1911067,92					
Час викорористання максимального навантаження, год:						
$T_M = 4072,924454$						
Час максимальних втрат, год:						
$\tau_M = 2472,699764$						

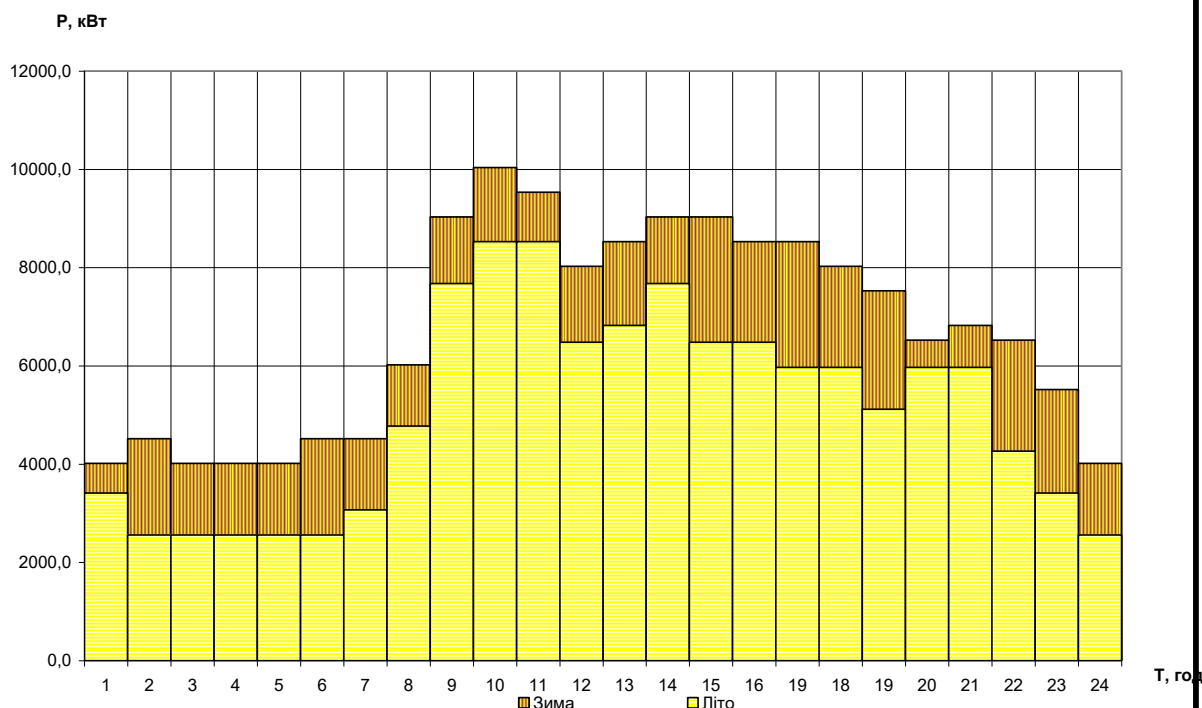


Рис. 1.1 Споживання активної потужності в робочий день

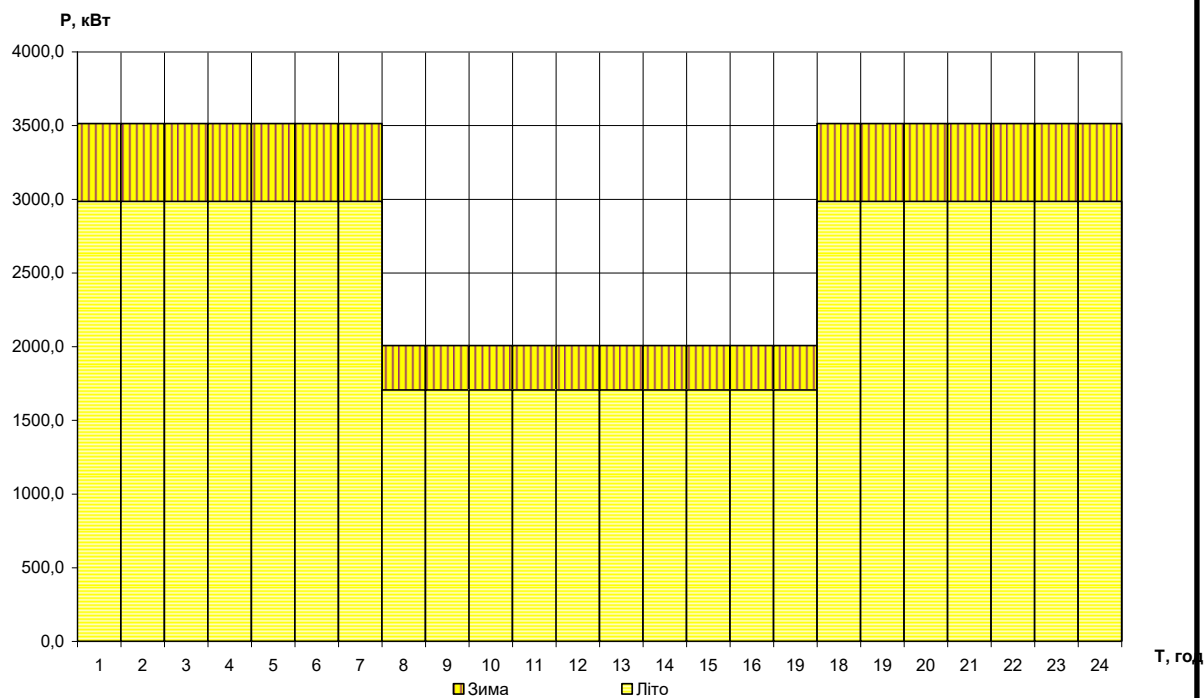


Рис. 1.2 Споживання активної потужності у вихідний день

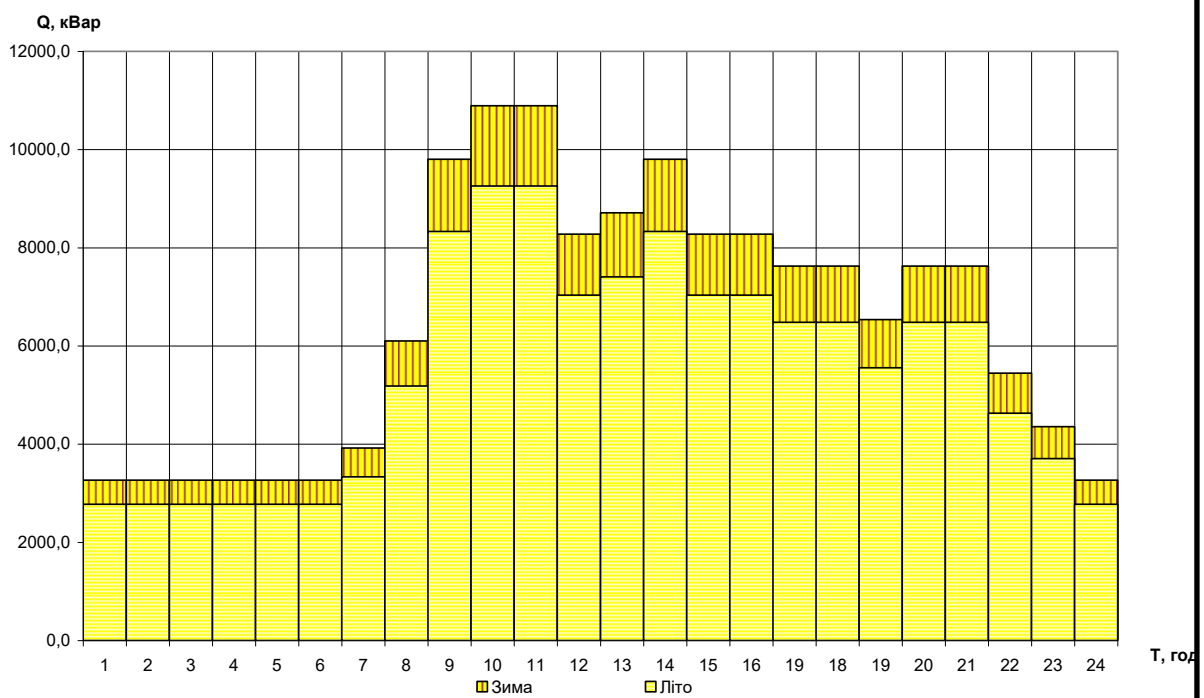


Рис. 1.3 Споживання реактивної потужності в робочий день

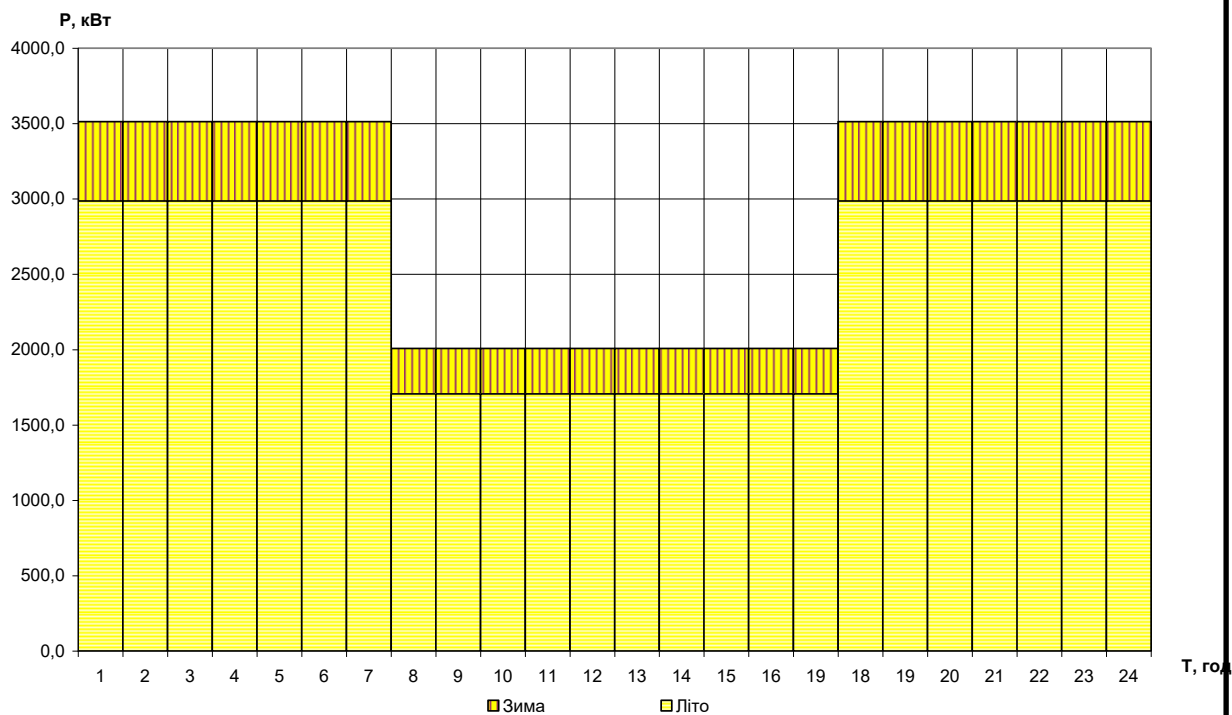


Рис. 1.4 Споживання реактивної потужності у вихідний день

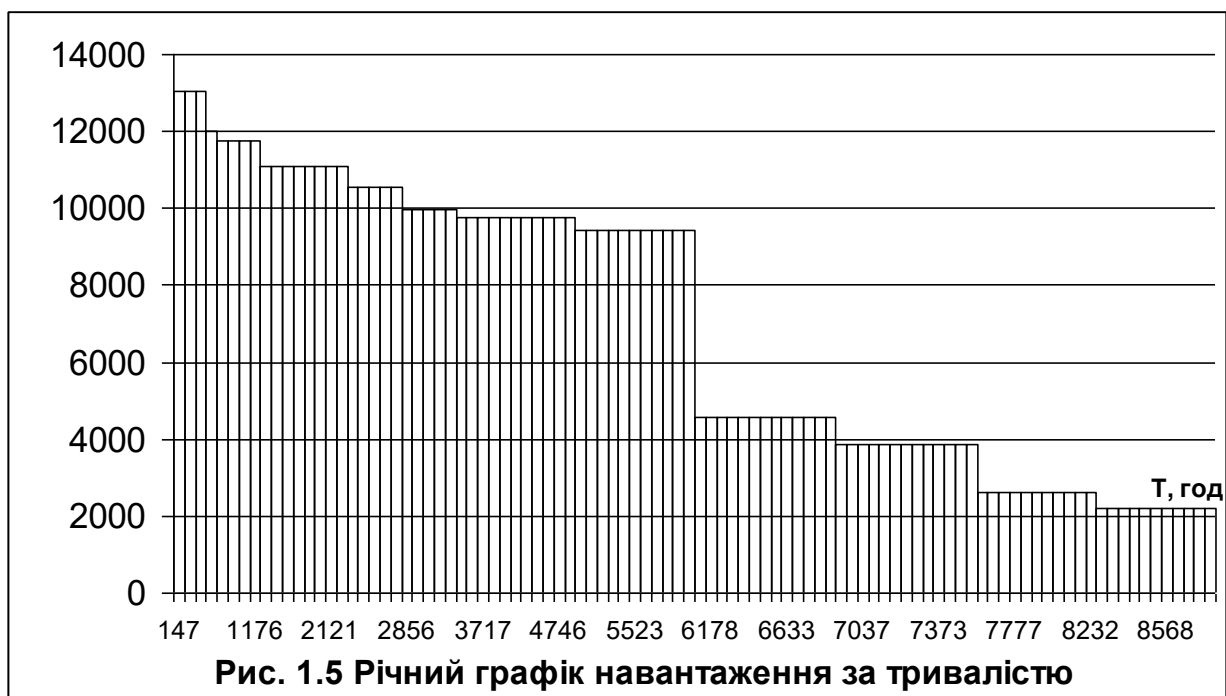


Рис. 1.5 Річний графік навантаження за тривалістю

2. Картограма електричних навантажень та місце розташування головної знижувальної підстанції ГПП, центрального розподільчого пристрою (ЦРП)

Для визначення місця розташування ГПП (ЦРП), а також РП і ТП на генеральний план промислового підприємства наноситься картограма електричних навантажень. Картограма навантаження підприємства являє собою кола на генплані, площа яких дорівнює розрахунковим навантаженням цехів в обраному масштабі.

Для того щоб побудувати картограму навантажень цехів і підприємства в цілому визначають для кожного цеху радіуси кіл R_i , площа $\pi * R^2$, котрих у обраному масштабі дорівнює повному навантаженню цеху P_i кВА

$$P_i = \pi * R_i * m \quad (2.1)$$

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi * m}} \quad (2.2)$$

де m – масштаб кола, кВт /мм².

Є ціла низка математичних методів, які дозволяють аналітично визначити центр електричних навантажень (ЦЕН) промислового підприємства. Найпоширеніший метод ґрунтується на теоретичній механіці і передбачає, що навантаження на об'єкти рівномірно розподілені по його площі, а центр навантаження збігається з центром ваги плоского представлення цеху.

Проводячи аналогію між масами та електричними навантаженнями цехів P_i , координати їх центру для підприємства можна визначити за наступними виразами:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i * P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad Y = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i * P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (2.3)$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На картограмі окрім силових навантажень наносяться також освітлювальні у вигляді сектора.

Центральний кут α відповідає тій площі, яка у обраному масштабі дорівнює площі освітлюваного навантаження:

$$\alpha = \frac{P_{\text{осв}} * 360^0}{\pi * R_i^2} \quad (2.4)$$

Для прикладу наведемо побудову для Головного корпусу підприємства.

$$R = \sqrt{\frac{P}{\pi * m}} = \sqrt{\frac{P_{\text{осв}} + P_{\text{сил}}}{\pi * m}} = \sqrt{\frac{454 + 4619}{3,14 * 0,5}} = 57_{\text{мм}}$$

$$\alpha = \frac{P_{\text{осв}} * 360^0}{\pi * R^2} = \frac{454 * 360^2}{3,14 * 57^2} = 16^0$$

З генплану (умовно) визначається положення центру об'єкту на координатній площині

$$X = 20 \text{ см}$$

$$Y = 17 \text{ см}$$

Аналогічні розрахунки проводяться у всіх інших випадках, а дані зводяться в табл. 2.1

Таблиця 2.1. Допоміжна таблиця до побудови картограми навантажень.

№п/п	Назва підрозділу	m	Pr осв	Pr сил	Pr сил + Pr осв	R	α	Xi	Yi	Pi*Xi	Pi*Yi
1	Головний корпус	0,5	454,3	4619	5073	57	16	20	17	101466	86246
2	Побутова споруда	0,5	24,5	127,3	152	10	29	25	17	3795	2581
3	Інженерний корпус	0,5	19	66,5	86	7	40	30	21	2565	1796
4	Лабораторія	0,5	6,7	54,7	61	6	20	33	20	2026	1228
5	Корпус допоміжних цехів	0,5	84,7	361	446	17	34	32	17	14262	7577
6	Гараж	0,5	3,7	42,2	46	5	15	17	12	780	551
7	Склад	0,5	2,6	63,5	66	6	7	21	12	1388	793
8	Столова №1	0,5	11,9	225,7	238	12	9	25	12	5940	2851
9	Котельня	0,5	4,1	566	570	19	1	9	19	5133	10836
10	Ремонтно-будівельний цех	0,5	11,3	181	192	11	11	8	16	1538	3077
11	Кузня і енергоблок	0,5	6,6	232	239	12	5	12	15	2862	3578
12	Механоскладальний корпус	0,5	262,4	2618,9	2881	43	16	7	4	20169	11525
13	Столова №2	0,5	11,9	225,5	237	12	9	2	6	475	1424
14	Адміністративний корпус	0,5	49,7	52,2	102	8	88	2	3	204	306

10389

162604

134368

$$X_0 = 15,65 \text{ см}$$

$$Y_0 = 12,93 \text{ см}$$

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

3. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства

Раціональна побудова системи зовнішнього електропостачання промислового підприємства багато в чому визначається правильним вибором напруги та схеми електропостачання.

На вибір напруги і схеми зовнішнього електропостачання впливає велика кількість факторів. Серед них основні:

- а) розрахункове навантаження підприємства;
- б) значення напруги можливих джерел живлення;
- в) відстань між споживачем і джерелом живлення;
- г) необхідний рівень надійності електропостачання та ін.

Вибір напруги системи зовнішнього електропостачання як правило зводиться до визначення такого його стандартного значення, яке задовольняє усім технічним вимогам і є найбільш економічним варіантом. Практично при виконанні випускної кваліфікаційної роботи кількість можливих варіантів вибору обмежується не більше ніж двох або трьох в залежності від існуючих наруг в найближчих можливих точках приєднання до енергосистеми. У той же час, на етапі наближених розрахунків можна визначити обґрунтовані значення напруг за допомогою номограми, наведеної в [4]. Номограма дозволяє попередньо оцінити можливі альтернативи і в деяких випадках дозволяє виключити деякі варіанти з розгляду без необхідності виконання спеціальних розрахунків.

В даній роботі можливим джерелом електропостачання заводу з розрахунковим навантаженням $S_p = 10284 \text{ кВА}$ є п/ст енергетичної системи з 2-ма трансформаторами 150/35/10 кВ потужністю 63 МВА. Відстань між підстанцією і підприємством $L = 1,1 \text{ км}$. Таким чином для порівняння схем зовнішнього електропостачання можна вибрати два варіанти:

- 1) з наругою 35 кВ;
- 2) з наругою 10 кВ.

Остаточне проектне рішення вибирається порівнянням зведених витрат по двом варіантам.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зведені витрати по i -му варіанту

$$Z_i = E_H * K_i + C_i + C_{BTP_i} + Y_i, \quad (3.1)$$

де E_H – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень;

K_i – сумарні капітальні вкладення, тис. грн.;

C_i – поточні витрати по передачі і розподілу електроенергії, тис. грн./рік;

C_{BTP_i} – вартість втрат електричної енергії, тис. грн. /рік;

Y_i – ймовірний збиток від перерви в електропостачанні, тис. грн./рік.

Розрахунок капітальних витрат проводиться підсумовуванням витрат по елементах схеми. Якщо в схемних рішеннях варіантів, що порівнюються між собою є однакові елементи, то при розрахунку K_i їх вартість не враховується.

Поточні витрати C_i визначаються як сума витрат на амортизацію C_{ai} та поточний ремонт й експлуатацію C_{ei} :

$$C_i = C_{ai} + C_{ei}. \quad (3.2)$$

Вартість втрат електроенергії визначається за виразом:

$$C_{BTP} = C_O * \Delta \mathcal{E}, \quad (3.3)$$

де C_O – вартість 1 кВт*год втрат, грн.

$\Delta \mathcal{E}$ – втрати електроенергії в повітряних і кабельних лініях, кВт*год;

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{1KM} \cdot l_{\Sigma} \cdot K_3^2 \cdot \tau, \quad (3.4)$$

де ΔP_{1KM} – втрати потужності в лініях на 1 км довжини при максимально допустимому навантаженні, кВт;

l_{Σ} – сумарна довжина ланцюгів лінії, км;

K_3 – коефіцієнт завантаження лінії;

τ – число годин максимальних втрат за рік.

Втрати електроенергії в трансформаторі:

$$\Delta \mathcal{E}_{TP} = \Delta P_X \cdot t_{\text{екл}} + \Delta P_K \cdot K_3^2 \cdot \tau, \quad (3.5)$$

де $t_{\text{екл}}$ – число годин роботи трансформатора на рік.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У схемах зовнішнього електроживлення з паралельними ланцюгами, вибраними на основі взаємного резервування, імовірнісний збиток, спричинений перервою в електропостачанні, визначається сумою ймовірної кількості збоїв живлення в двох ланцюгах і часу їх відновлення.

При розрахунку збитків визначаємо параметр потоку відмов одного ланцюга (лінії):

$$\lambda_a = \sum_{i=1}^n \lambda_{ai}, \quad (3.6)$$

де λ_{ai} – параметр потоку відмов одного елемента системи електропостачання, 1 рік;
середній час відновлення однієї лінії (ланцюга)

$$T_B = \frac{\sum \lambda_{ai} \cdot T_{Bi}}{\lambda_a}, \quad (3.7)$$

де T_{Bi} – середній час відновлення елемента схеми після відмови, років;

коефіцієнт планового простою одного ланцюга, який має найбільше значення середнього часу планового простою із усіх елементів цього розрахункового ланцюга, в.о.;

$$K_{\Pi} = 1,2 \cdot K_{\Pi m}; \quad (3.8)$$

коефіцієнт аварійного простою одного ланцюга

$$K_a = \lambda_a \cdot T_B; \quad (3.9)$$

коефіцієнт аварійного простою, коли один ланцюг відключений для планового ремонту, а в цей час інший відключається через пошкодження

$$K_{a\Pi} = 0,5 \cdot \lambda_a \cdot K_{\Pi}; \quad (3.10)$$

коефіцієнт аварійного простою 2-х ліній

$$K_a^{(2)} = K_a^2 + 2 \cdot K_{a\Pi}; \quad (3.11)$$

середньорічний час аварійного простою

$$T_a = K_a^{(2)} \cdot 8760 \quad (3.12)$$

збиток від перерви в електропостачанні

$$Y = Y_o \cdot P_{CT} \cdot T_a, \quad (3.13)$$

де Y_o – збиток від аварійного недовідпуску електроенергії, грн./кВт*год;

P_{CT} – середньорічне активне навантаження підприємства, кВт.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Значення $\lambda_{ai}, T_{Bi}, K_{П}, U_O$ елементів схеми електропостачання визначаємо згідно [5].

Завдяки цим положенням виконуємо техніко – економічне порівняння 2-х варіантів схем зовнішнього електропостачання Рис 3.1.

У відповідності з вибраними варіантами підприємство живиться від п/ст системи з двома класами напруги: 35 кВ та 10 кВ.

Згідно викладеної методики проводимо розрахунок, а проміжні дані заносимо в таблиці 3.1 – 3.4.

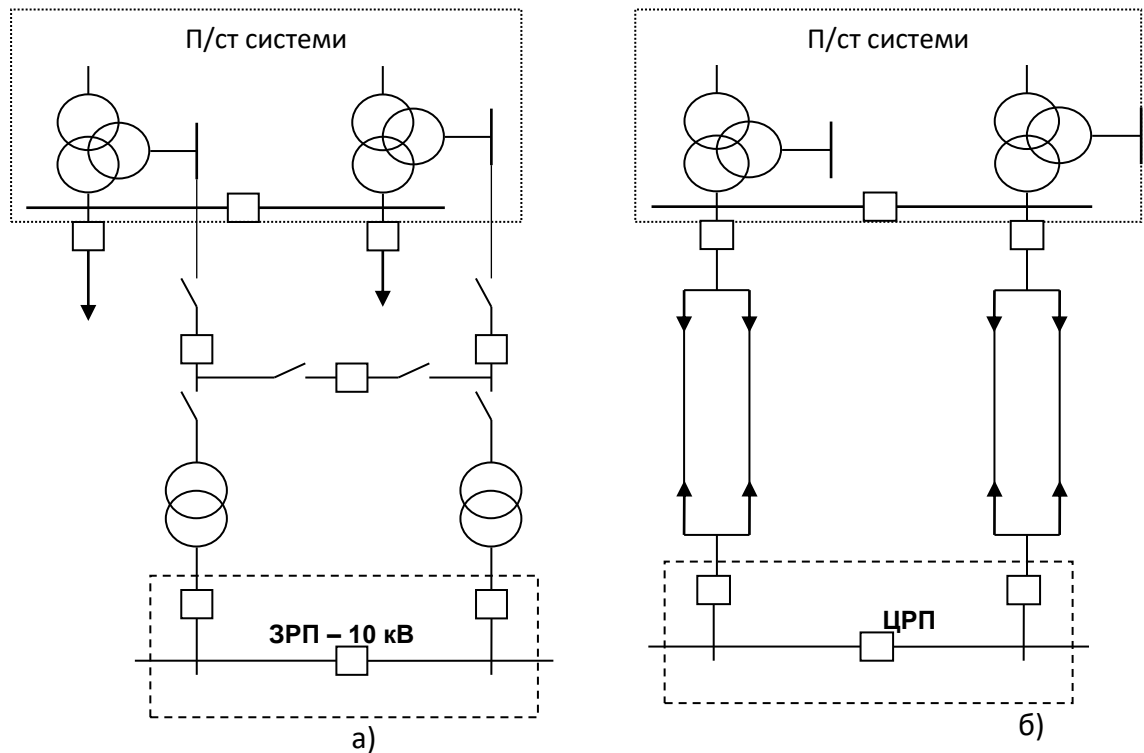


Рис 3.1. Схеми зовнішнього електропостачання

I Варіант

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок капітальних вкладень

Таблиця 5.1. Розрахунок капітальних вкладень

№ вар.	Назва елемента схеми	Одиниця	Кількість	Вартість	Всього
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	км	1,1	64,94	71,434
	ВРП 35 кВ	шт.	1	124	124
	2 х ТМН-10000/35	шт.	2	1000	2000
Всього					2195,434

Розрахунок поточних витрат

Таблиця 5.2. Розрахунок поточних витрат

№ вар.	Назва елемента схеми	K _j , тис.грн.	P _{aj} , %	C _{aj} , тис.грн.	P _{эj} , %	C _{aj} , тис.грн.	C _j , тис.грн.
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	71,434	5	3,5717	5	3,5717	7,1434
	ВРП 35 кВ	124	15	18,6	5	6,2	24,8
	2 х ТМН-10000/35	2000	15	300	5	100	400
Всього							431,943

Розрахунок збитку від перерви електропостачання

$$U = U_0 P_{cp} T_a = 15,5 \cdot 4,74 \cdot 0,01186 = 0,87$$

II Варіант

Розрахунок капітальних вкладень

Таблиця 5.1. Розрахунок капітальних вкладень

№ вар.	Назва елемента схеми	Одиниця	Кількість	Вартість	Всього
2	КЛ 10 кВ	км	13,2	887	11708,4
	Траншея	км.	2,2	18,2	40,04
	Шафи КРП серії КУ-10	шт.	2	168,7	337,4
Всього					12085,84

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Розрахунок поточних витрат

Таблиця 5.2. Розрахунок поточних витрат

№ вар	Назва елемента схеми	К _ј , тис.грн.	Р _{ај} , %	С _{ај} , тис.грн.	Р _{эј} , %	С _{ај} , тис.грн.	С _ј , тис.грн.
2	КЛ 10 кВ	11708,4	5	585,42	5	585,42	1170,84
	Траншея	40,04	5	2,002	5	2,002	4,004
	Шафи КРП серії КУ-10	337,4	15	50,61	5	16,87	67,48
<i>Всього</i>							1242,32

Розрахунок збитку від перерви електропостачання

$$Y = Y_0 P_{cp} T_a = 25,5 \cdot 4,74 \cdot 0,02737 = 3,31$$

Загальні результати розрахунку зводимо в підсумкову таблицю 3.5.

Таблиця 3.5. Техніко – економічні показники варіантів.

Показники	Варіанти	
	I	II
Капітальні вкладення	2195,43	12085,84
Поточні витрати	431,94	1242,32
Вартість втрат електроенергії	979,3	136,28
Збиток	0,87	3,31
Зведені витрати	2009,42	2891,58

В результаті порівняння видно, що за техніко-економічними показниками більш перспективним є І варіант з напругою зовнішнього живлення 35 кВ.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

4. Компенсация реактивной мощности

Одним з основних способів зменшення втрат електричної енергії та підвищення ефективності в електроустановках промислових підприємств є компенсація реактивної потужності з одночасним підвищенням якості електричної енергії безпосередньо в мережі підприємства. Передача реактивної потужності лініями та трансформаторами є не вигідною, оскільки знижує ефективність системи передачі та якість електропостачання з наступних причин:

- а) відбувається збільшення втрат активної потужності в трансформаторах, лініях, генераторах, пов'язаної з протіканням реактивних струмів;
- б) відбувається зниження пропускної здатності елементів мережі, включаючи й трансформатори;
- в) відбувається підвищення втрат напруги в елементах мережі й зниження рівнів напруги у споживачів.

4.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації

Сумарна потужність компенсуючих пристроїв, які належать установці в системі електропостачання підприємства:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_e \quad (4.1)$$

де Q_p – фактичне реактивне навантаження в максимальному режимі;

Q_e – реактивна потужність, яка за технічними умовами може бути передана споживачу в режимі найбільших реактивних навантажень:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_e = P_p \operatorname{tg} \phi_e \quad (4.2)$$

Оптимальне розподілення потужності КП високої та низької напруги, затратами на установку комутаційного обладнання і додаткових трансформаторів ТП, вартістю втрат енергії.

При проектуванні систем електропостачання необхідно розглядати декілька можливих варіантів розміщення КП з метою вибору найбільш економічного. Критерієм економічності є мінімум приведених затрат.

Розрахункові затрати на компенсацію реактивної потужності визначаються за формулою:

$$Z = E_n * (K_{кн} + K_{кв} + K_{ктп}) + (P_{кн} + P_{кв} + P_{тп}) * C * \tau \quad (4.3)$$

де $E_n = 0,12$ – нормативний коефіцієнт капіталовкладень;

$K_{кн}$, $K_{кв}$, $K_{ктп}$ – вартість відповідно високовольтних, низьковольтних комплектних конденсаторних установок та цехових ТП;

$P_{кв}$, $P_{кн}$, $P_{тп}$ – втрати активної потужності відповідно у високовольтних, низьковольтних конденсаторних установках і в трансформаторах цехових ТП;

C_o – вартість втрат електроенергії;

τ – час максимальних втрат.

При виборі засобів компенсації вирішальне значення має кількість N трансформаторів що встановлюються. При проектуванні, як правило розглядають варіанти компенсації із встановкою мінімального $N=N_0$, збільшеного на один $N=N_0 + 1$ і збільшеного на два $N=N_0 + 2$ числа

$$N_0 = P_n / (K_z S_n) \quad (4.4)$$

де P_n – сумарне споживання активної потужності у мережі напругою до 1000 В

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

K_3 – коефіцієнт завантаження трансформаторів;

S_n – номінальна потужність 1-го трансформатора.

Значення N_0 , отримане за формулою (4.4) округляється до наблизчого більшого цілого значення.

Найбільша реактивна потужність, що може бути передана із мережі 10 кВ у мережу до 1000 В при установці N трансформаторів, визначається за виразом:

$$Q_n = \sqrt{(n \cdot S_n \cdot K_3)^2 - P_n^2} \quad (4.5)$$

Потужність КП, що встановлюються в мережі до 1000 В визначається із умови балансу реактивної потужності на шинах ТП:

$$Q_{кн} = Q_n - Q_{п} \quad (4.6)$$

Тоді потужність КП, що встановлюються в мережі 10 кВ:

$$Q_{кв} = Q_p - Q_{кн} - Q_e \quad (4.7)$$

Активне та реактивне навантаження в мережі до 1000 В (цехові ТП):

$$P_n = 10036 \text{ кВт}$$

$$Q_n = 10047 \text{ квар}$$

Сумарне споживання по заводу:

$$P_p = P_v + P_n + \square P_{тр} = 10036 + 150,2 = 10186 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_v + Q_n + \square Q_{тр} = 0 + 10047 + 928,5 = 10976 \text{ квар}$$

Економічно доцільна потужність, що може бути передана від системи:

$$Q_e = P_p \cdot \operatorname{tg} \phi_3 = 10186 \cdot 0,15 = 1527,93 \text{ квар}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тоді сумарна потужність компенсуючих пристроїв визначається з умови балансу реактивної потужності:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_e = 10976 - 1527,9 = 9447,57 \text{ квар}$$

Визначаємо мінімальну кількість трансформаторів по (4.4):

$$N_0 = P_H / (K_3 * S_{H \text{ тр}}) = 10036 / (0,7 * 1000) = 14,337$$

Приймаємо $N_0 = 15$

Розглянемо варіанти компенсації при кількості трансформаторів $N = N_0$,
 $N = N_0 + 1$, $N = N_0 + 2$

Варіант I: $N = N_0 = 15$

Визначаємо реактивну потужність, яка може бути передана з мережі 10 кВ в мережу 0,4 кВ через цехові трансформатори по (4.5):

$$Q_{\text{т}} = \sqrt{(n \cdot S_m \cdot K_3)^2 - P_H^2} = (15 * 1000 * 0,7)^2 - 10036^2 = 3086,9 \text{ кВар}$$

Потужність компенсуючих пристроїв які потрібно встановити в мережі 0,4 кВ визначаємо з умови балансу реактивної потужності на шинах ТП по (4.6):

$$Q_{кн} = Q_H - Q_{\text{т}} = 10047 - 3086,9 = 6960,14 \text{ квар}$$

Приймаємо до встановлення $Q_{кн} =$ квар (8х300 квар, 10х200 квар, 5х135 квар, 4х100 квар, 9х75 квар, 3х50 квар)

БК потужністю 300 квар приймаємо 15шт.

БК потужністю 200 квар приймаємо 15шт.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

БК потужністю 135 квар приймаємо 2шт.

БК потужністю 100 квар приймаємо 0шт.

БК потужністю 75 квар приймаємо 0шт.

БК потужністю 50 квар приймаємо 0шт.

Уточнюємо значення $Q_{\Pi} = Q_{\text{н}} - Q_{\text{кн}} =$

Потужність КП, встановлюємих на шинах 10 кВ:

Потужність компенсуючих пристроїв, які необхідно встановити в мережі 10 кВ:

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{кн}} - Q_{\text{е}} = 10976 - 6960,1 - 1527,9 = 2487,4$$

кВар

Приймаємо до встановки $Q_{\text{кв}} = 1800$ кВар

БК потужністю 1125 квар приймаємо 0шт.

БК потужністю 450 квар приймаємо 4шт.

$$Q_{\text{кв}} = 1800 \quad \text{кВар}$$

Активні втрати потужності при передачі реактивної енергії через трансформатори цехових ТП:

$$\square P_{\text{ТП}} = Q_{\text{П}}^2 * R_{\text{ек}} / U_{\text{н}}^2 = 2277^2 * 57,3 / 10 = 3,0 \text{ кВт}$$

$$\text{де } R_{\text{ек}} = (D P_{\text{кз}} * U_{\text{н}}^2) / (N_{\text{тр}} * S_{\text{нтр}}^2)$$

Втрати активної потужності у низьковольтних батареях конденсаторів:

$$D P_{\text{кв}} = D P_{\text{пит}} * Q_{\text{кв}} = 0,0045 * 1800 = 8,10 \text{ кВт}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $DP_{\text{пит}} = 0,0045$ кВт/квар – питомі втрати потужності в низьковольтних конденсаторах.

Втрати активної потужності у високовольтних батареях конденсаторів:

$$DP_{\text{кн}} = DP_{\text{пит}} * Q_{\text{кн}} = 0,003 * 7770 = 23,31 \text{ кВт}$$

де $DP_{\text{пит}} = 0,003$ кВт/квар – питомі втрати потужності в низьковольтних конденсаторах.

Вартість низьковольтних конденсаторних батарей:

$$K_{\text{кн}} = N_{\text{бк}}^{0,4i} K_{\text{кку}}^{0,4i} =$$

$$15 * 13,1 + 15 * 8,05 + 2 * 7,09 + 0 * 2,4 + 0 * 2,35 + 0 * 1,28 = 330,68 \text{ тис. грн.}$$

Вартість високовольтних конденсаторних батарей:

$$K_{\text{кв}} = N_{\text{бк}}^{10i} K_{\text{кку}}^{10i} = 0 * 15,9 + 4 * 8,6 = 34,4 \text{ тис. грн.}$$

Вартість комплектних трансформаторних підстанцій:

$$K_{\text{кТП}} = N_{\text{ТП}(1)} * K_{\text{ТП}(1)} + N_{\text{ТП}(2)} * K_{\text{ТП}(2)} = 1 * 67,5 + 3,0 * 127,35 = 449,55 \text{ тис. грн.}$$

де $N_{\text{ТП}(1)}$, $N_{\text{ТП}(2)}$ – кількість відповідно одно- та дво- трансформаторних підстанцій;

$K_{\text{ТП}(1)}$, $K_{\text{ТП}(2)}$ – вартість відповідно одно- та дво- трансформаторних підстанцій.

Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності по (4.3):

$$Z_1 = E_n * (K_{\text{кн}} + K_{\text{кв}} + K_{\text{кТП}}) + (DP_{\text{кн}} + DP_{\text{кв}} + DP_{\text{ТП}}) * C_o * \tau =$$

$$0,12 * (330,68 + 8,10 + 2,97) +$$

$$+ (23,31 + 34,4 + 449,55) * 5,54 * 2473 = 3990,6 \text{ тис. грн.}$$

Варіант II: $N = N_0 + 1 = 16$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо реактивну потужність, яка може бути передана з мережі 10 кВ в мережу 0,4 кВ через цехові трансформатори по (6.5):

$$Q = \sqrt{(r S_m \cdot K_s)^2 - P_n^2} = (16 \cdot 1000 \cdot 0,7)^2 - 10036^2 = 4971,8 \text{ кВар}$$

Потужність компенсуючих пристроїв які потрібно встановити в мережі 0,4 кВ визначаємо з умови балансу реактивної потужності на шинах ТП по (6.6):

$$Q_{кн} = Q_n - Q_{п} = 10047 - 4971,8 = 5075,21 \text{ квар}$$

Приймаємо до встановлення $Q_{кн} = (8 \times 300 \text{ квар}, 10 \times 200 \text{ квар}, 5 \times 135 \text{ вар}, 4 \times 100 \text{ квар}, 9 \times 75 \text{ квар}, 3 \times 50 \text{ квар})$

БК потужністю 300 квар приймаємо 15 шт.

БК потужністю 200 квар приймаємо 7 шт.

БК потужністю 135 квар приймаємо 0 шт.

БК потужністю 100 квар приймаємо 0 шт.

БК потужністю 75 квар приймаємо 0 шт.

БК потужністю 50 квар приймаємо 0 шт.

$$\text{Уточнюємо значення } Q_{п} = Q_n - Q_{кн} = 10047 - 5900 = 4147 \text{ квар}$$

Потужність компенсуючих пристроїв, які необхідно встановити в мережі 10 кВ:

$$Q_{кв} = Q_p - Q_{кн} - Q_{дчм}^{10} - Q_e = 10976 - 5075,2 - 1527,9 = 4372 \text{ кВар}$$

Приймаємо до встановки $Q_{кв} = 3250 \text{ кВар}$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

БК потужністю 1125 квар приймаємо 2 шт.

БК потужністю 500 квар приймаємо 2 шт.

$$Q_{\text{кв}} = 3250 \text{ кВар}$$

Активні втрати потужності при передачі реактивної енергії через трансформатори цехових ТП:

$$D_{\text{РТП}} = Q^2_{\text{п}} * R_{\text{ек}} / U^2_{\text{н}} = 4147^2 * 53,8 / 10^2 = 9,2437 \text{ кВт}$$

$$\text{де } R_{\text{ек}} = (D_{\text{Ркз}} * U^2_{\text{н}}) / (N_{\text{тр}} * S_{\text{нтр}}^2)$$

Втрати активної потужності у низьковольтних батареях конденсаторів:

$$D_{\text{Ркв}} = D_{\text{Рпит}} * Q_{\text{кв}} = 0,0045 * 3250 = 14,63 \text{ кВт}$$

де $D_{\text{Рпит}} = 0,0045 \text{ кВт/квар}$ – питомі втрати потужності в низьковольтних конденсаторах.

Втрати активної потужності у високовольтних батареях конденсаторів:

$$D_{\text{Ркн}} = D_{\text{Рпит}} * Q_{\text{кн}} = 0,003 * 5900 = 17,7 \text{ кВт}$$

де $D_{\text{Рпит}} = 0,003 \text{ кВт/квар}$ – питомі втрати потужності в високовольтних конденсаторах.

Вартість низьковольтних конденсаторних батарей:

$$K_{\text{кн}} = N_{\text{бк}}^{0,4i} K_{\text{кк}}^{0,4i} = 15 * 13,1 + 7 * 8,05 + 0 * 7,09 + 0 * 2,4 + 0 * 2,35 + \\ + 0 * 1,28 = 252,1 \text{ тис. грн.}$$

Вартість високовольтних конденсаторних батарей:

$$K_{\text{кв}} = N_{\text{бк}}^{10i} K_{\text{кк}}^{10i} = 2 * 15,9 + 2 * 8,6 = 49 \text{ тис. грн.}$$

Вартість комплектних трансформаторних підстанцій:

$$K_{\text{ктп}} = N_{\text{ТП(1)}} * K_{\text{ТП(1)}} + N_{\text{ТП(2)}} * K_{\text{ТП(2)}} = 0 * 67,5 + 4,0 * 127,35 = 509,4 \text{ тис. грн.}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $N_{ТП(1)}$, $N_{ТП(2)}$ – кількість відповідно одно- та дво- трансформаторних підстанцій;

$K_{ТП(1)}$, $K_{ТП(2)}$ – вартість відповідно одно- та дво- трансформаторних підстанцій.

Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності по (6.3):

$$Z_2 = E_H * (K_{KH} + K_{KB} + K_{КТП}) + (DP_{KH} + DP_{KB} + DP_{ТП}) * C_0 * \tau =$$

$$= 0,12 * (252,1 + 14,63 + 9,2437) + (17,7 + 49 + 509,4) * 5,54 * 2473 = 7925,9 \text{ тис. грн.}$$

Варіант III: $N = N_0 + 2 = 17$

Визначаємо реактивну потужність, яка може бути передана з мережі 10 кВ в мережу 0,4 кВ через цехові трансформатори по (4.5):

$$Q_{\#} = \sqrt{(n \cdot S_m \cdot K)^2 - P_n^2} = (17 * 1000 * 0,7)^2 - 10036^2 = 6394,4 \text{ кВар}$$

Потужність компенсуючих пристроїв які потрібно встановити в мережі 0,4 кВ визначаємо з умови балансу реактивної потужності на шинах ТП по (4.6):

$$Q_{KH} = Q_H - Q_{\Pi} = 10047 - 6394,4 = 3652,57 \text{ квар}$$

Приймаємо до встановлення $Q_{KH} = (8 \times 300 \text{ квар}, 10 \times 200 \text{ квар}, 5 \times 135 \text{ квар}, 4 \times 100 \text{ квар}, 9 \times 75 \text{ квар}, 3 \times 50 \text{ квар})$

БК потужністю 300 квар приймаємо 15 шт.

БК потужністю 200 квар приймаємо 0 шт.

БК потужністю 135 квар приймаємо 0 шт.

БК потужністю 100 квар приймаємо 0 шт.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

БК потужністю 75 квар приймаємо 0 шт.

БК потужністю 50 квар приймаємо 0 шт.

Уточнюємо значення $Q_{\text{п}} = Q_{\text{н}} - Q_{\text{кн}} = 10047 - 4500 = 5547$ квар

Потужність компенсуючих пристроїв, які необхідно встановити в мережі 10 кВ:

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{кн}} - Q_{\text{е}} = 10976 - 3652,6 - 1527,9 = 5795 \text{ кВар}$$

Приймаємо до встановки $Q_{\text{кв}} = 3750$ кВар

БК потужністю 1125 квар приймаємо 2 шт.

БК потужністю 750 квар приймаємо 2 шт.

$$Q_{\text{кв}} = 3750 \text{ кВар}$$

Активні втрати потужності при передачі реактивної енергії через трансформатори цехових ТП:

$$D_{\text{РТП}} = Q_{\text{п}}^2 * R_{\text{ек}} / U_{\text{н}}^2 = 5547^2 * 50,6 / 10 = 15,57 \text{ кВт}$$

$$\text{де } R_{\text{ек}} = (D_{\text{Ркз}} * U_{\text{н}}^2) / (N_{\text{тр}} * S_{\text{нтр}}^2)$$

Втрати активної потужності у низьковольтних батареях конденсаторів:

$$D_{\text{Ркв}} = D_{\text{Рпит}} * Q_{\text{кв}} = 0,0045 * 3750 = 16,88 \text{ кВт}$$

де $D_{\text{Рпит}} = 0,0045$ кВт/квар – питомі втрати потужності в низьковольтних конденсаторах.

Втрати активної потужності у високовольтних батареях конденсаторів:

$$D_{\text{Ркн}} = D_{\text{Рпит}} * Q_{\text{кн}} = 0,003 * 4500 = 13,5 \text{ кВт}$$

де $D_{\text{Рпит}} = 0,003$ кВт/квар – питомі втрати потужності в низьковольтних конденсаторах.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вартість низьковольтних конденсаторних батарей:

$$K_{KH} = N_{bK}^{0,4i} K_{KKY}^{0,4i} = 15 \cdot 13,1 + 0 \cdot 8,05 + 0 \cdot 7,09 + 0 \cdot 2,4 + 0 \cdot 2,35 + \\ + 0 \cdot 1,28 = 195,75 \text{ тис. грн.}$$

Вартість високовольтних конденсаторних батарей:

$$K_{KB} = N_{bK}^{10i} K_{KKY}^{10i} = 2 \cdot 15,9 + 2 \cdot 8,6 = 49 \text{ тис. грн.}$$

Вартість комплектних трансформаторних підстанцій:

$$K_{KTP} = N_{TP(1)} \cdot K_{TP(1)} + N_{TP(2)} \cdot K_{TP(2)} = 1 \cdot 67,5 + 4,0 \cdot 127,35 = 576,9 \text{ тис. грн.}$$

де $N_{TP(1)}$, $N_{TP(2)}$ – кількість відповідно одно- та дво- трансформаторних підстанцій;

$K_{TP(1)}$, $K_{TP(2)}$ – вартість відповідно одно- та дво- трансформаторних підстанцій.

Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності по (4.3):

$$Z_3 = E_H \cdot (K_{KH} + K_{KB} + K_{KTP}) + (DP_{KH} + DP_{KB} + DP_{TP}) \cdot C_0 \cdot \tau = \\ = 0,12 \cdot (195,75 + 16,88 + 15,566) + (13,5 + 49 + 576,9) \cdot 5,54 \cdot 2473 = 8787,3 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 4.1 Баланс реактивної потужності.

Показники	Варіант I	Варіант II	Варіант III
Потужність КП в мережі 0,4 кВ	7770	5900	4500
Потужність КП в мережі 10 кВ	1800	3250	3750
Споживання реактивної потужності	1527,93	1527,93	1527,93
Всього за умовою балансу	11097,93	10677,93	9777,93
Затрати на компенсацію	6990,6	7925,9	8787,3

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Отже приведені затрати першого варіанту компенсації найменші, його і приймаємо для подальшого розрахунку.

4.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв.

Вибір кількості, потужності, типу та місця встановлення компенсуючих пристроїв повинен забезпечувати максимальну ефективність при дотриманні допустимих режимів напруги живильної та розподільчої мережі та допустимих струмів навантаження всіх елементів мережі. Компенсуючі пристрої можуть встановлюватися як в мережах 0,4 кВ, так і в мережах 10 кВ. Оптимальний розподіл потужності компенсуючого обладнання в мережах 0,4 кВ і 10 кВ визначається питомою вартістю високовольтного і низьковольтного компенсуючого обладнання, вартістю встановленого комутаційного обладнання і додаткових трансформаторів, а також вартістю втрат енергії.

Таким чином, при проектуванні системи електропостачання необхідно розглядати декілька можливих варіантів розміщення КП з метою вибору найбільш економічного.

Критерієм економічності є мінімум приведенених розрахункових затрат, при визначені яких потрібно враховувати:

- а) затрати на установку КП і додаткове обладнання до них;
- б) зниження вартості обладнання трансформаторних підстанцій і спорудження живлячих і розподільчих мереж;

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

в) зниження втрат електроенергії в елементах електричних мереж при установці КП.

Вибір кількості і місця розташування КП виконуємо у вигляді табл. 4.2.

Таблиця 4.2. Вибір кількості та місця розташування КП

№ КТП	К-сть трансформаторів	S _н , кВА	<i>T_{un} КП</i>	К-сть КП	QΣ, квар	Місце встановлення
КТП 1,2,3,4	8	1000	УКЛН-0,38-300УЗ	8	2400	Шини 0,4 кВ КТП 1, 2, 3, 4
			УКЛН-0,38-200УЗ	8	1600	
КТП 5	1	1000	УКЛН-0,38-135УЗ	2	270	Шини 0,4 кВ КТП 5
КТП 6	2	1000	УКЛН-0,38-200УЗ	2	400	Шини 0,4 кВ КТП 6
КТП7,8	4	1000	УКЛН-0,38-300УЗ	7	2100	Шини 0,4 кВ КТП 7,8
			УКЛН-0,38-200УЗ	5	1000	
			УКЛ-10-900 УЗ	2	1800	Шини 10 кВ ГПП

Таким чином сумарна потужність КП на стороні 0,4 кВ складає 7770 квар, а на стороні 10 кВ 1800 квар.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. Трансформаторні підстанції

5.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів ГПП

Вибір потужності силових трансформаторів здійснюється з урахуванням аварійних й допустимих систематичних перевантажень.

Згідно Держстандарту в аварійному режимі припустиме перевантаження трансформатора на 40% на протязі не більше 5 діб, при цьому коефіцієнт початкового завантаження повинен бути не більшим 0,93 і час перевантаження не більш 6 годин на добу.

Аварійне навантаження визначається з умови відказу одного з трансформаторів підстанції, при цьому припустиме відключення споживачів III категорії. В зв'язку з цим потужність трансформатора знижувальної підстанції з двома і більше трансформаторами розраховується за виразом

$$S_{\text{т. розр}} = \frac{S_{\text{р}}}{(n-1) \cdot 1,4} \quad (5.1)$$

де n – кількість трансформаторів на п/ст. $n=2$

$$S_{\text{т. розр}} = \frac{10284}{(2-1) \cdot 1,4} = 7345,7 \text{ кВА}$$

Вибираємо силові трансформатори ТДНС-10000/35, у котрих $S_{\text{ном}}=10$ МВА; $U_{\text{ном.в}}=36,75$ кВ; $U_{\text{ном.н}}=10,5$ кВ; $\Delta P_{\text{х}}=12$ кВт, $\Delta P_{\text{к}}=60$ кВт, $U_{\text{к}}\%=8$, $I_{\text{х}}\%=0,75$.

Знаходимо коеф. завантаження в максимальному режимі (при включенні усіх компенсуючих пристроїв)

$$K_3 = \frac{10284}{2 \cdot 10000} = 0,514$$

5.2 Вибір кількості та потужності трансформаторів, та місця розташування цехових підстанцій (ТП).

При виборі кількості, потужності, місця розташування і типу трансформаторів завжди враховуються наступні фактори:

1. Розрахункове навантаження;

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

2. Категорійність споживачів;
3. Перевантажувальна здатність трансформаторів;
4. Умови довкілля;
5. Питома щільність навантаження;
6. Пристрої компенсації реактивної потужності;
7. Архітектурні міркування.

Двохтрансформаторні цехові підстанції використовуються при перевазі електроприймачів I та II категорій, коли безперебійне електропостачання котрих необхідне за вимогами техпроцесу виробництва або для усунення небезпеки для життя людей, а також в енергомістких цехах підприємств при великій питомій щільності навантаження цеху $S_{шт}$.

Кількість і потужність трансформаторів цехових підстанцій пов'язані взаємно між собою, тому що при заданому розрахунковому навантаженні цеху S_p число трансформаторів може змінюватись в залежності від обраної потужності одиничної КТП. При проектному виборі цехових трансформаторів для промислових підприємств як правило необхідно порівнювати трансформатори (КТП) з одиничною потужністю 630; 1000; 1600; 2500 кВ*А. Кількість і потужність трансформаторів залежить від розподілу навантаження на території цеху, наявності місця для цехової підстанції, а також від характеру і режиму роботи споживачів електроенергії. Вибір трансформаторних підстанцій часто збігається з вирішенням проблеми компенсації реактивної потужності цехових споживачів електроенергії, що і було зроблено в даній роботі.

В проектній практиці цехові трансформатори часто обирають виходячи з коефіцієнта завантаження трансформатора і розрахункового навантаження цеху. Для двухтрансформаторних цехових підстанцій при переваженні навантажень I категорії коефіцієнт завантаження трансформаторів k_3 приймається в межах 0,65 – 0,7. Для однострансформаторних підстанцій де є взаємне резервування по перемичках з іншими підстанціями на вторинній напрузі потужність трансформаторів вибирається із урахуванням ступеня резервування. Коефіцієнт завантаження цехових трансформаторів може бути

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

прийнятий: при переважанні навантажень II категорії – 0,7- 0,8, а при навантаженнях III категорії – 0,9 - 0,95.

Однак такий підхід до вибору трансформаторів часто призводить до не оптимальних рішень, так як в умовах дефіциту вихідної інформації можуть мати місце помилки при визначенні розрахункових навантажень підрозділів підприємства (завищення навантажень) і, крім того, значення розрахункового навантаження цеху або підприємства досягає не одразу в перший рік своєї експлуатації, а поступово. Експертні оцінки показують, що фактичні коефіцієнти завантаження цехових ТП, як правило, значно нижчі за проектні.

Найбільш ефективним методом вибору потужності цехових ТП є застосування питомої густини навантаження, яке для промислового підприємства росте у часі.

$$s_{yd} = \frac{S_p}{F\Sigma} \quad (5.2)$$

де S_p – розрахункове навантаження на підприємстві;

$F\Sigma$ - сумарна площа цехів і підрозділів підприємства

$$s_{yd} = \frac{10284}{61200} = 0,168$$

В цьому випадку найбільш доцільним є встановлення ТП з одиничною потужністю трансформаторів 1000 кВА.

Потужність ТП обирається ще в залежності від категорійності споживачів і перевіряється на аварійне перевантаження

$$S_{доп} = 1,4S_{ном} \geq S_{ав} \quad (5.3)$$

Вибір кількості, потужності та місця розташування цехових ТП наводимо в табл. 5.1

Таблиця 5.1. Вибір кількості та місця розташування цехових ТП

Номер КТП	S_p , кВА	$S_{ном}$, кВА	N	Марка трансф.	Kз	Kз.ав	Категорійність приймачів	Тип КТП	Місце розташування
1,2,3,4	5605	1000	8	ТМ-1000/10	0,7	1,4	I, II, III	вбудована	Головний корпус
5	652	1000	1	ТМ-1000/10	0,65	-	II, III	вбудована	Корпус доп. цехів
6	1162	1000	2	ТМ-1000/10	0,58	1,16	I, II, III	вбудована	Кузня і енергоблок
7, 8	3258	1000	4	ТМ-1000/10	0,81	1,62	II, III	Вбудована	Механоскл. корпус

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6. Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання

6.1. Розрахунок струмів короткого замикання.

Для розрахунку струмів короткого замикання складаємо розрахункову схему в однолінійному виконанні. В цій схемі показуються всі джерела, що приймають участь в живленні місця КЗ, та усі елементи системи електропостачання (трансформатори, реактори, лінії), які розташовані у схемі до точки КЗ. Синхронні компенсатори, асинхронні та синхронні двигуни враховуються в схемі як джерела живлення.

По складеній розрахунковій схемі далі складається схема заміщення, де усі елементи замінюються опорами, що приведені до базових умов. Потім дана схема заміщення перетворюється й спрощується у еквівалентну схему.

У відповідності із схемою заміщення, приведеною до самого простого вигляду з результируючою ЕРС та результируючим опором, початкове значення періодичної складової струму КЗ визначається за виразом:

$$I_{no}=I''=E''_{\Sigma}/(\sqrt{3}\cdot x_{рез}), \quad (6.1)$$

де E''_{Σ} - результируюча надперехідна ЕРС, кВ;

$x_{рез}$ - результируючий опір, Ом.

У випадку великої віддаленості точки КЗ від джерела живлення вважається, що точка КЗ живиться від джерела нескінченної потужності; це означає, що $S = \infty$; $x_c \approx 0$; $E''_{\Sigma} = U_c = \text{const}$.

Ударний струм КЗ визначається за виразом:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I'', \quad (6.2)$$

де $k_y = 1 + e^{-(0,01/T)}$ - ударний коефіцієнт ; T_a - постійна часу ланцюга КЗ ;
 $T_a = x_k/\omega \cdot r_k$; x_k, r_k - індуктивний та активний опір ланцюга КЗ.

Опори різних елементів схеми електропостачання визначають за формулами:

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

- енергосистема:

$$x_c = U_c / S_K ; \quad (6.3)$$

- двохобмоткові трансформатори :

$$x_m = (U_{k.\%} \cdot U_{m-ра ном}) / (100 \cdot S_{m-ра.ном}) ; \quad (6.4)$$

- кабельні та повітряні лінії електропередачі:

$$x_l = x_0 \cdot l ; \quad (6.5)$$

де $S_{ном}$ - номінальна потужність певного елемента, МВА, S_K - потужність КЗ системи, МВА, $U_{k.\%}$ - напруга КЗ трансформатора ; x_0 - питомий реактивний опір лінії, Ом ; l - довжина лінії, км.

Для розрахунку струмів КЗ на рисунку 6.1 показано розрахункову схему на якій намічено точки, в яких необхідно розрахувати струми короткого замикання.

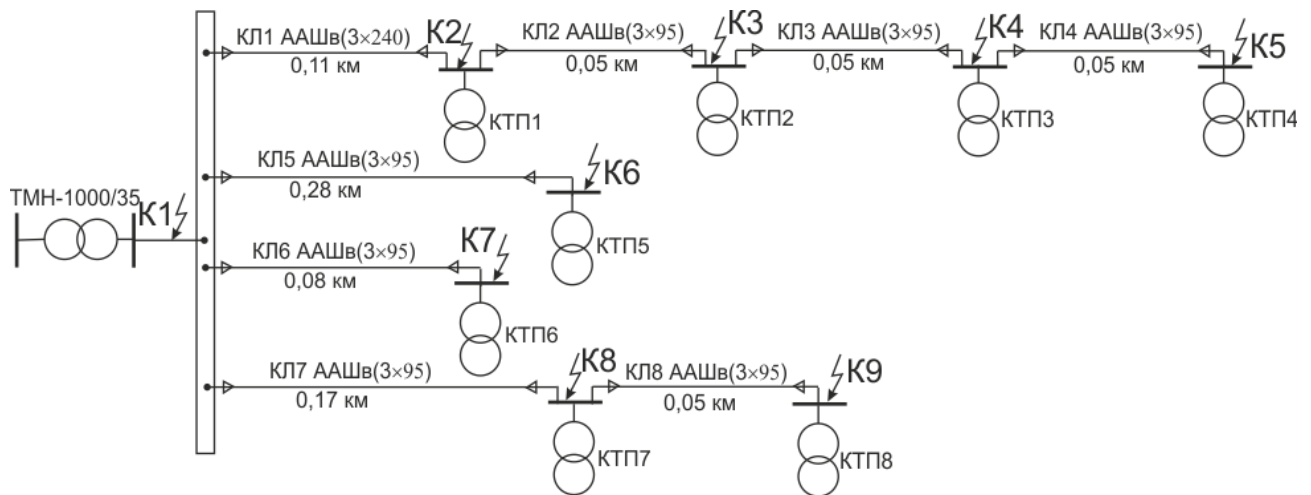


Рис. 6.1. Розрахункова схема для розрахунку струмів КЗ

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

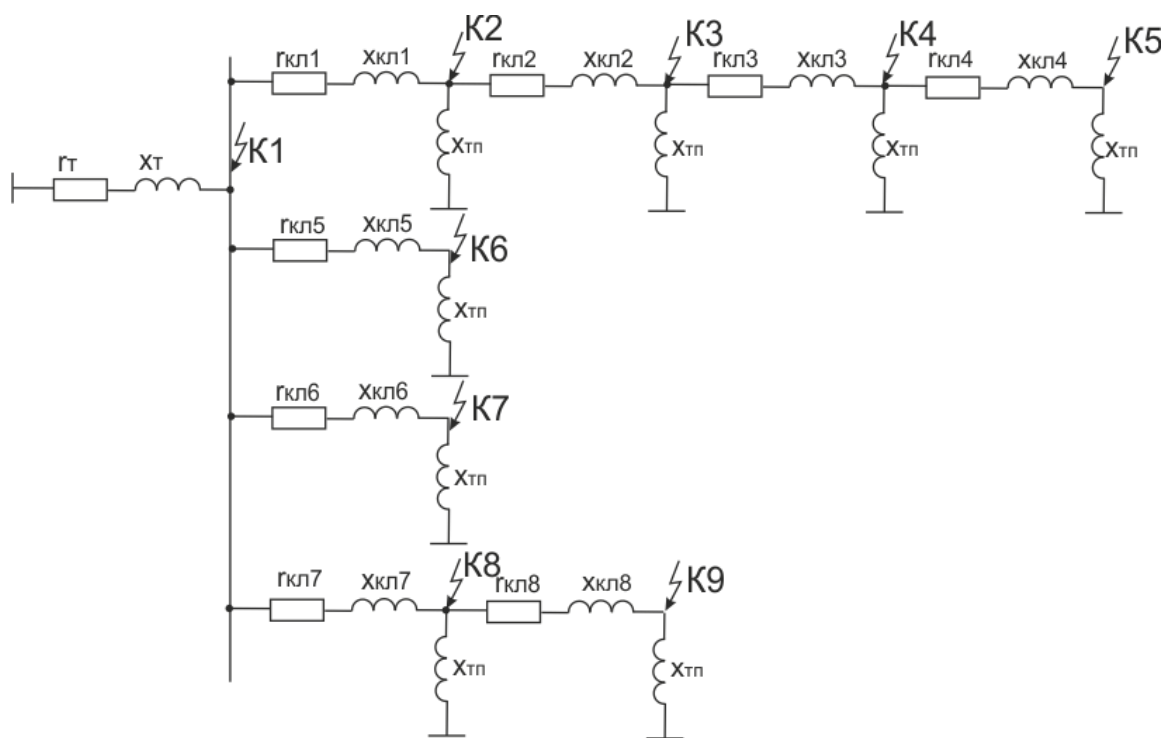


Рис. 6.2. Схема заміщення мережі для розрахунку струмів КЗ

По розрахунковій схемі складаємо схему заміщення, на якій всі елементи представлені у вигляді опорів (рис. 6.2). Розрахунок проводимо за допомогою комп'ютерної програми TKZ-RS, яка має велику базу даних по обладнанню й мережам. Програма дозволяє розраховувати токи КЗ у всіх точках системи електропостачання, а також на низькій стороні трансформаторів 10/0,4 кВ. Результати розрахунків представлені на роздрукованих листах.

Расчет производится для схемы РОЗПУТНІЙ

Сопровождающие данные				Спротивления системы			
Имя ЦП	R тр.ЦП НН	X тр.ЦП НН		Rсист (к НН ЦП)	Xсист (к НН ЦП)		
Режим		MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
-	[Om]	[Om]	[Om]	[Om]	[Om]	[Om]	[Om]
1	.063	.571	.705	.000	.000	.000	.000

Расчет производится для схемы РОЗПУТНІЙ

		Токи КЗ в максимальном режиме				
N п/п	Начало	Конец	Z трассы (к Ун ВН)	I кз 3-фазн.	I кз удар.	
-	-	-	[Ом]	[Ом]	[кА]	[кА]
1	0	1	.069	.633	10.0216	24.2105
2	1	ТР1	.084	.641	9.7904	23.0338
	НН	ТР1	.002	.008	26.6048	56.7116
3	ТР1	ТР2	.094	.645	9.6322	22.2410
	НН	ТР2	.002	.008	26.5620	56.5351
4	ТР2	ТР3	.110	.649	9.3954	21.0795
	НН	ТР3	.002	.008	26.4963	56.2575
5	ТР3	ТР4	.127	.653	9.1700	20.0242
	НН	ТР4	.002	.008	26.4309	55.9825
6	1	ТР5	.161	.656	8.7397	18.0835
	НН	ТР5	.002	.008	26.2996	55.4122
7	1	ТР6	.096	.640	9.6189	22.1093
	НН	ТР6	.002	.008	26.5605	56.5067
8	1	ТР7	.125	.647	9.2025	20.1100
	НН	ТР7	.002	.008	26.4424	56.0092
9	ТР7	ТР8	.141	.651	8.9862	19.1382
	НН	ТР8	.002	.008	26.3773	55.7363

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Расчет производится для схемы РОЗПУТНІЙ

			Токи КЗ в минимальном режиме			
N п/п	Начало	Конец	Z трассы (к Ун ВН)	I кз 3-фазн.	I кз 2-фазн.	
-	-	-	[Ом]	[Ом]	[кА]	[кА]
1	0	1	.056	.633	9.5150	8.2402
2	1	ТР1	.071	.641	9.2969	8.0514
	НН	ТР1	.002	.008	25.2183	21.8397
3	ТР1	ТР2	.081	.645	9.1471	7.9217
	НН	ТР2	.002	.008	25.1777	21.8045
4	ТР2	ТР3	.097	.649	8.9224	7.7270
	НН	ТР3	.002	.008	25.1154	21.7506
5	ТР3	ТР4	.113	.653	8.7083	7.5416
	НН	ТР4	.002	.008	25.0534	21.6969
6	1	ТР5	.148	.656	8.2985	7.1867
	НН	ТР5	.002	.008	24.9289	21.5891
7	1	ТР6	.082	.640	9.1329	7.9093
	НН	ТР6	.002	.008	25.1762	21.8033
8	1	ТР7	.112	.647	8.7378	7.5671
	НН	ТР7	.002	.008	25.0643	21.7064
9	ТР7	ТР8	.128	.651	8.5326	7.3894
	НН	ТР8	.002	.008	25.0026	21.6529

6.2. Вибір струмопровідних пристроїв силових мереж

Вибір кабелів 10 кВ.

Згідно з ПУЕ перерізи кабелів необхідно перевіряти по економічній щільності струму. Економічно доцільний переріз визначається зі співвідношення:

$$F_{ек} = I_p / j_{ек} , \quad (6.6)$$

де I_p - розрахунковий струм, А; $j_{ек}$ - нормоване значення економічної щільності струму А/мм², визначається за довідниками.

Переріз, отриманий в результаті розрахунку, приймається як найближчий стандартний переріз.

Прийнята площа перерізу повинна задовольняти вимогам перевірки за допустимим струмовим навантаженням по нагріву:

$$I_p \leq K_n \cdot I_{доп} , \quad (6.7)$$

де $I_{доп}$ - тривалий допустимий струм за умовами нагріву; K_n - поправочний коефіцієнт, враховуючий кількість працюючих кабелів, що лежать поруч у землі

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Площа перерізу кабелю перевіряється за умовою роботи у аварійному режимі:

$$I_{p.ав} \leq K_{ап} \cdot K'_п \cdot I_{доп}, \quad (6.8)$$

де $K'_п$ - поправочний коефіцієнт, що враховує кількість кабелів в післяаварійному режимі; $K_{ап}$ - допустимий коефіцієнт щодо аварійного перевантаження; $I_{p.ав}$ - розрахунковий струм в кабелі у аварійному режимі.

Мінімальна площа перерізу кабелю, яка відповідає вимогам термічної стійкості:

$$F_{min} = \sqrt{B_k / C}, \quad (6.9)$$

де C - розрахунковий термічний коефіцієнт; для кабелів із алюмінієвими жилами у бумажній ізоляції $C = 92$, $C = 94 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ на напрузі відповідно 6 та 10 кВ; B_k - тепловий імпульс.

$$B_k = I_p^2 \cdot t_{відк.} + T_a, \quad (6.10)$$

Перерізи кабелів вибираємо відповідно розрахункової схеми, зображеної на рис.6.1.

Для прикладу візьмемо КЛ ГПП-ТП1. Розрахунковий струм в кабелі:

$$I_p = S_p / n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном} = 5604 / 2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 = 162 \text{ А}$$

Розрахунковий струм в кабелі у аварійному режимі:

$$I_{p.ав} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 162 = 324 \text{ А}$$

Економічно доцільний переріз за формулою (6.6):

$$F_{ек} = I_p / j_{ек} = 162 / 1,25 = 130 \text{ мм}^2,$$

де $j_{ек} = 1,25$ визначене по табл. 1.3.36 [9] при числі годин використання максимального навантаження $T_m < 5000$ год/рік.

Приймаємо кабель ААШВ (3х240): $F = 240 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = 355 \text{ А}$. При роботі двох кабелів, прокладених в одній траншеї $K_p = 0,92$ (1.3.26 [9]).

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перевіряємо вибраний переріз по допустимому струму навантаження в нормальному режимі по (6.7):

$$I_p \leq K_p \cdot I_{\text{доп}} \quad : \quad 162 \text{ А} < 0,92 \cdot 355 = 327 \text{ А}$$

Перевіряємо кабель по умові роботи в аварійному режимі по (6.8):

$$I_{p,ав} \leq K_{ап} \cdot K'_п \cdot I_{\text{доп}} \quad : \quad 324 \text{ А} < 1,25 \cdot 1 \cdot 355 = 444 \text{ А},$$

де $K_{ап} = 1,25$ - коефіцієнт аварійного перевантаження при попередньому завантаженні $K_z = I_p / (K_p \cdot I_{\text{доп}}) = 162 / (0,92 \cdot 355) = 0,49$;

$K'_п = 1$ - коефіцієнт, який враховує число працюючих кабелів в аварійному режимі, при двох кабелях.

Мінімальна площа перерізу за вимогами термічної стійкості:

$$F_{\text{min}} = \sqrt{B_k / C} = \sqrt{133,78 \cdot 10^6 / 94} = 123 \text{ мм}^2$$

$$\text{де } B_k = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{\text{відк.}} + T_a) = 6,9^2 \cdot (2,55 + 0,26) = 133,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Інші кабелі у системі електропостачання підприємства вибираємо аналогічно, а розрахунки зводимо до табл. 6.1.

Таблица 6.1 Вибір кабелів 10 кВ.

№ КЛ	S _p , кВА	n	I _p , А	I _{p,ав} , А	F _{ек} , мм ²	Марка кабеля	I _{доп} , А	B _к , кА ² ·с	F _{min} , мм ²
КЛ-1	5604	2	162	324	130	ААШв(3х240)	355	133,78	123
КЛ-2	4203	2	121	242	97	ААШв(3х150)	275	108,5	110
КЛ-3	2802	2	81	162	65	ААШв(3х95)	205	81,5	94
КЛ-4	1401	2	40	80	32	ААШв(3х95)	205	78,4	92
КЛ-5	652	1	38	38	30	ААШв(3х95)	205	65,6	87
КЛ-6	1162	2	34	68	27	ААШв(3х95)	205	73,2	90
КЛ-7	3258	2	94	188	75	ААШв(3х95)	205	75,4	91
КЛ-8	1629	2	47	94	38	ААШв(3х95)	205	72,1	90

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір вимикачів виконується за найважливішими параметрами:

$$\text{- по значенню напруги : } U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (6.11)$$

- по 6.3 Вибір електрообладнання

$$\text{тривалому струму : } I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} ; I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}} \quad (6.12)$$

- по здатності відключення.

В першу чергу виконується перевірка на симетричний струм відключення КЗ по умові :

$$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{відк.ном}} \quad (6.13)$$

Потім перевіряється можливість відключення аперіодичної складової струму К.З.:

$$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{відк.ном}} , \quad (6.14)$$

де $i_{\text{а.ном}}$ - номінальне допустиме значення періодичної складової у струмі відключення для часу τ ; $\beta_{\text{н}}$ - нормоване значення аперіодичної складової у струмі відключення; $i_{\text{а.т}}$ - аперіодична складова струму к.з. в момент розходження контактів τ ; τ - найменший час від початку к.з. до моменту розходження дугогасних контактів:

$$\tau = t_{\text{з.мін}} + t_{\text{в.в.}} , \quad (6.15)$$

де $t_{\text{з.мін}} = 0,01$ с - мінімальний час дії релейного захисту [10]; $t_{\text{в.в.}}$ - власний час відключення вимикача.

Якщо умова (6.13) виконується, а (6.14) не виконується, то дозволяється перевірку по відключаючій здатності проводити за повним струмом к.з.:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{\text{п.т}} + i_{\text{а.т}}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{відк.ном}} (1 + \beta_{\text{н}}) \quad (6.16)$$

По включаючій здатності виконується перевірка за умовою :

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$i_y \leq i_{\text{вкл.}} ; I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл.}} , \quad (6.17)$$

де i_y - ударний струм к.з. ланцюга вимикача; $I_{\text{п.о}}$ - початкове значення періодичної складової струму к.з.; $I_{\text{вкл.}}$ - номінальний струм включення; $i_{\text{вкл.}}$ - найбільший пік струму включення.

На електродинамічну стійкість перевіряється вимикач за граничним наскрізним струмам к.з.:

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{гр.ск.}} ; i_y \leq i_{\text{гр.ск.}} \quad (6.18)$$

На термічну стійкість вимикач перевіряється за тепловим імпульсом струму к.з.:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} , \quad (6.19)$$

де B_k - тепловий імпульс струму к.з.; $I_{\text{тер}}$ - струм термічної стійкості; $t_{\text{тер}}$ - час протікання струму термічної стійкості.

На вводі 35 кВ ГПП підприємства передбачається встановлення вакуумних вимикачів типу ВБЗЕ – 35.

Розрахунки по вибору та перевірці вимикача приведені в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2. Вибір вимикачів 35 кВ на вводах.

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
35 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	35 кВ
170А	$I_{\text{роб.форс}} \leq I_{\text{ном}}$	1000 А
7,07 кА	$I_K \leq I_{\text{динс}}$	26 кА
16,7 кА	$i_y \leq 1,8 * \sqrt{2} * I_{\text{динс}}$	66,185 кА
7,07 кА	$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{номввідкл}}$	16 кА
$\sqrt{2} * 7,07 + 0,077 = 11,467$	$\sqrt{2} * I_{\text{номт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} * I_{\text{нввідкл}} (1 + \beta_n)$	$\sqrt{2} * 16 * (1 + 0,3) = \mathbf{29,416 \text{ кА}}$
$B_k = I_k^2 * t_{\text{спр зах}} = 7,07^2 * 2,124 = 137,8 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}$	$26^2 * 3 = 2028 \text{ кА}^2 * \text{с}$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На вводах 10 кВ ГПП обираємо вакуумні вимикачі типу ВР1. Розрахунки по вибору та перевірці вимикача приведені в таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 Вибір вимикачів 10 кВ.

Параметри мережі	Умови вибору	Параметри вимикача
10 кВ 297 А 594 А 6,95 кА $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o} \cdot e^{-\tau/T} = \sqrt{2} \cdot 6,95 \cdot e^{-0,065/0,045} = 3,56$ кА 16,12 кА 6,95 кА 16,12 кА $B_k = I_{n.o}^2 \cdot (t_{відк.} + T_a) = 6,95^2 \cdot (2,55 + 0,26) = 133,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{вст} \leq U_{ном}$ $I_{ном} \leq I_{ном}$ $I_{max} \leq I_{ном}$ $I_{n,\tau} \leq I_{відк.ном}$ $i_{a,\tau} \leq i_{a.ном}$ $i_y \leq i_{вкл.}$ $I_{n.o} \leq I_{вкл.}$ $I_{n.o} \leq I_{гр.ск.}$ $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	10 кВ 630 А 630 А 20 кА $i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \theta_n \cdot I_{відк.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 =$ = 11,31 кА 52 кА 20 кА 52 кА $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На фідерах 10 кВ вибираємо тіж самі вимикачі ВР-1, з тими ж параметрами

Всі вимикачі встановлені в комірки комплектних розподільчих пристроїв внутрішньої установки типу КРЗ - 10 виробництва РЗВА.

Параметри шафи з вакуумними вимикачами ВР1 -20/630 УЗ:

- номінальна напруга 10 кВ;
- номінальний струм головних кіл 630 А;
- стійкість головних кіл при наскрізних струмах:
 - термічна на протязі 3с. 20 кА
 - електродинамічна 52 кА
- номінальний струм відключення вимикачів 20 кА

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір вимикачів навантаження.

Вимикачі навантаження вибирають по номінальному струму та напрузі, а також по струмам відключення і включення в робочому режимі, після чого перевіряють на стійкість при наскрізних струмах к.з. Основні умови вибору вимикачів навантаження такі ж самі, як і для звичайних вимикачів.

Вибираємо вимикач навантаження ВНВпз-17УЗ

Таблиця 6.4 Вибір вимикачів навантаження.

Параметри мережі	Умови вибору	Параметри вимикача навантаження
10 кВ $I_{max} = 1,6 \cdot S_{ном.тр.} / (\sqrt{3} \cdot U_{ном})$ $= 1,4 \cdot 1000 / (1,73 \cdot 10) = 50,92 \text{ А}$ 50,92 1,62 4,26 $B_k = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{відк.} + T_a) =$ $1,62^2 \cdot (1,3 + 0,045) = 3,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{вст} \leq U_{ном}$ $I_{max} \leq I_{ном}$ $I_{max} \leq I_{відк.ном}$ $I_{п.о} \leq I_{вкл.}$ $i_y \leq i_{вкл.}$ $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	10 кВ 400 А 400 А 10 кА 25 кА $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 10^2 \cdot 1 = 10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір роз'єднувачів.

Роз'єднувач – це комутаційний апарат, призначений для включення і відключення електричної мережі без струму чи із незначним струмом, котрий для забезпечення безпеки має між контактами у відключеному положенні ізоляційний проміжок.

Для ремонтних робіт роз'єднувачем утворюється видимий розрив між частинами, які залишилися під напругою, і апаратами, які виведені в ремонт.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Роз'єднувачами не можна відключати струми навантаження, так як контактна система не має дугогасячих пристроїв і у випадку помилкового відключення струмів навантаження виникає стійка дуга, яка може привести до міжфазного к.з.

Вибір роз'єднувачів 35 кВ виконується у вигляді таблиці 6.5. Для встановлення приймаються роз'єднувачі типу РНДЗ – 2 – 35/1000.

Таблиця 6.5. Вибір роз'єднувачів 35 кВ.

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
35 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ
170 А	$I_{роб\,форс} \leq I_{ном}$	1000 А
16,12	$i_y \leq i_{динс}$	64 кА
$B_k = I_k^2 * t_{спр\,зах} = 8,054^2 * 2,124 = 137,8 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 * t_{тер}$	$25^2 * 4 = 2500 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Вибір розрядників .

Встановлення вентиляних розрядників необхідна на вводах силових трансформаторів від атмосферних і внутрішніх перенапруг.

Зі сторони 35 кВ передбачається встановлення розрядників типу РВМ – 35 з такими параметрами:

Номінальна напруга розрядника - $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$;

найбільша допустима напруга на розряднику - $U_{дон} = 40,5 \text{ кВ}$;

пробивна напруга розрядника - $75 \leq U_{пр} \leq 90 \text{ кВ}$;

імпульсна напруга пробивна напруга розрядника - $U_{ім} = 116 \text{ кВ}$.

На стороні 10 кВ приймаються розрядники типу РВП – 10 для захисту трансформаторів напруги з параметрами:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Номинальна напруга розрядника -	$U_{ном} = 10кВ ;$
найбільша допустима напруга на розряднику -	$U_{дон} = 12,7кВ ;$
пробивна напруга розрядника -	$26 \leq U_{np} \leq 30,5кВ ;$
імпульсна напруга пробивна напруга розрядника -	$U_{им} = 50кВ .$

Вибір трансформаторів власних потреб.

Потужність трансформаторів власних потреб обирається за навантаженням власних потреб з урахуванням коефіцієнтів завантаження та одночасності.

Навантаження власних потреб визначаємо у вигляді таблиці. Для двигунів приймається $\cos \varphi = 0,85$, визначається встановлене реактивне та розрахункове навантаження:

Розрахункове навантаження:

$$S_{розр} = K_C * \sqrt{(P_{встр}^2 + Q_{встр}^2)},$$

де K_C – коефіцієнт попиту, що враховує коефіцієнти одночасності та завантаження

($K_C = 0,8$).

Потужність трансформатора обирається за умовою:

$$S_{тр} \geq \frac{S_{розр}}{1,4}$$

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 6.6. Навантаження власних потреб.

№ п/п	Споживач	Потужність, кВт
1	Електродвигуни обдуву силових трансформаторів.	4*1,5
2	Пристрої підігріву вимикачів 35 кВ.	1,75*3
3	Обігрів комірок КРП 10 кВ.	7*1
4	Освітлення і вентиляція приміщення КТР	8
5	Навантаження яке споживають оперативні кола	2
Всього		28,25

Розрахункова потужність споживачів власних потреб:

$$S_{розр} = K_C * \sqrt{(P_{всп}^2 + Q_{всп}^2)} = 0,8 * \sqrt{28,25^2 + 0^2} = 22,6 \text{ кВ} * \text{А}$$

Потужність трансформатора:

$$S_{тр} \geq \frac{S_{розр}}{1,4} = \frac{28,25}{1,4} = 20,179 \text{ кВ} * \text{А};$$

Обираємо трансформатор ТМ – 40/10 з такими параметрами:

$$S_{ном} = 40 \text{ кВА}, U_{вн} = 10 \text{ кВ}, U_{нн} = 0,4 \text{ кВ}, \Delta P_{xx} = 0,16 \text{ кВт}, \Delta P_k = 0,9 \text{ кВт}, U_k = 4,6\%, I_{xx} = 3 \%$$

Коефіцієнт завантаження:

$$K_z = \frac{S_{роз}}{S_{ном}} = \frac{22,6}{40} = 0,6.$$

Вибір трансформаторів струму

На вводі 10 кВ встановлюємо вимірювальні трансформаторів струму типу ТЛК-10 з такими параметрами: $K_T=300/5$, $Z_{2 ном}=0,4 \text{ Ом}$ в класі точності 0,5.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Перевіряємо обрані трансформатори по нормальному та максимальному струму:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{1 \text{ ном}} : 108 \text{ A} < 300 \text{ A}$$

$$I_{\text{max}} \leq I_{1 \text{ ном}} : 216 \text{ A} < 300 \text{ A}$$

по електродинамічній стійкості:

$$i_y \leq i_{\text{дин.}} : 7,39 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$$

по термічній стійкості:

$$B_k \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} : 29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

по вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}}$$

Визначимо навантаження по фазах на трансформатор струму (табл.6.7.).

Таблиця 6.7.

Прилад	Тип	Навантаження фази, В•А		
		А	В	С
Амперметр	ЭЗ77	0,1	-	-
Багатофункціональний лічильник типу "Альфа"	A1R-3-OL-C2-T	3,6	-	3,6
Всього		3,7	0	3,6

Як видно з таблиці 6.7, найбільш завантажений трансформатор струму фази А.

Загальний опір приладів:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{\text{прил.}} = S_{\text{прил.}} / I_2^2 = 3,7 / 5^2 = 0,148 \text{ Ом.}$$

Допустимий переріз проводів:

$$r_{\text{пр.}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{прил.}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,148 - 0,1 = 0,152 \text{ Ом}$$

де $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ - опір контактів.

Приймаємо кабель з мідними жилами ($\rho = 0,0175$) орієнтовною довжиною 6 м (10). Трансформатори струму з'єднані в неповну зірку, тому

$$l_{\text{розр.}} = \sqrt{3} \cdot 6 = 10,39 \text{ м, тоді переріз проводу:}$$

$$q = (\rho \cdot l_{\text{розр.}}) / r_{\text{пр.}} = (0,0175 \cdot 10,39) / 0,152 = 1,2 \text{ мм}^2.$$

За умовою міцності мідні проводи повинні бути перерізом не менше $2,5 \text{ мм}^2$, тому приймаємо $q = 2,5 \text{ мм}^2$. Тоді опір проводів:

$$r_{\text{пр.}} = (\rho \cdot l_{\text{розр.}}) / q = 0,0175 \cdot 10,39 / 2,5 = 0,073 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{прил.}} + r_{\text{пр.}} + r_{\text{к}} = 0,148 + 0,073 + 0,1 = 0,321 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}} : 0,321 \text{ Ом} < 0,4 \text{ Ом}$$

На лініях, що відходять від шин підстанції до споживачів встановлюємо трансформатори струму ТЛК-10 з параметрами: $k_{\text{т}} = 100/5$; $Z_{2 \text{ ном}} = 0,4 \text{ Ом}$

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин.}} : 7,39 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$$

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} : 29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Визначимо навантаження по фазам на трансформатор струму (табл.6.8.).

Таблиця 6.8 Вторинне навантаження трансформатора струму на фідерах

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Прилад	Тип	Навантаження фази, В•А		
		А	В	С
Амперметр	Э377	0,1	-	-
Ватметр	Д365	0,5	-	0,5
Варметр	Д365	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	ЦЭ 6803В/1 1Т 100В 5-7,5А М6Р32	0,1	-	0,1
Лічильник реактивної енергії	ЦЭ 6811 2Н 100В 5-7,5А	0,3	-	0,3
Всього		1.5	0	1.4

Найбільш завантажена є фаза А. Для неї загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил.}} = S_{\text{прил.}} / I_2^2 = 1,5 / 5^2 = 0,09 \text{ Ом.}$$

Допустимий переріз проводів:

$$r_{\text{пр.}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,09 - 0,1 = 0,21 \text{ Ом}$$

де $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ - опір контактів.

$$q = (\rho \cdot l_{\text{розр.}}) / r_{\text{пр.}} = (0,0175 \cdot 10,39) / 0,21 = 0,86 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель з мідними жилами ($\rho = 0,0175$) орієнтовною довжиною 6 м (10). Трансформатори струму з'єднані в неповну зірку, тому

$$l_{\text{розр.}} = \sqrt{3 \cdot 6} = 10,39 \text{ м. Приймаємо } q = 2,5 \text{ мм}^2, \text{ тоді}$$

$$r_{\text{пр.}} = (\rho \cdot l_{\text{розр.}}) / q = 0,0175 \cdot 10,39 / 2,5 = 0,073 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{прил}} + r_{\text{пр.}} + r_{\text{к}} = 0,09 + 0,073 + 0,1 = 0,263 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}} : 0,263 \text{ Ом} < 0,4 \text{ Ом.}$$

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Вибір трансформаторів напруги

Вибираємо для встановлення трансформатор напруги (ТН) типу НАМИ-10 66УЗ, у якого номінальна потужність 75 В·А в класі точності 0,5. Перевіряємо його по вторинному навантаженню. Розрахунок навантаження основної обмотки ТН приведено в таблиці 6.9.

Таблиця 6.9. Вторинне навантаження трансформатора напруги.

Прилад	Тип	С обмотки, В·А	Кількість обмоток	Cosφ	Sinφ	Кількість приладів	P _Σ , кВт	Q _Σ , квар
Вольтметр	Э377	2	1	1	0	1	2	0
Лічильник типу "Альфа"	A1R-3-OL-C2-T	1,8	2	0,92	0,39	1	3,31	1,4
	Д365	1,5	2	1	0	2	6	0
Ватметр	Д365	1,5	2	1	0	2	6	0
Варметр	ЦЭ 6803В/1 1Т							
Лічильник активної енергії	100В 5-7,5А М6Р32	2	2	0,25	0,97	5	4,5	17,46
Лічильник реактивної енергії	ЦЭ 6811 2Н 100В 5-7,5А	1	2	0,25	0,97	5	4,5	17,46
Всього							26,3	36,32

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2)} = \sqrt{(26,3^2 + 36,32^2)} = 44,80 \text{ В·А}$$

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} : 44,80 \text{ В·А} < 75 \text{ В·А.}$$

Таким чином, обраний трансформатор напруги може робити в класі точності 0,5.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7. Спеціальний розділ

Релейний захист та автоматика системи електропостачання

Релейний захист є найважливішою автоматикою, яка автоматично усуває пошкодження або ненормальні режими в електричній частині енергосистеми і забезпечує надійну та стійку роботу енергосистеми.

Зростання навантажень, збільшення довжини ліній електропередач і підвищення вимог до стабільності роботи енергосистеми ускладнили умови роботи релейного захисту і підвищили вимоги до його швидкодії, чутливості й надійності.

В енергосистемах можуть виникати пошкодження або ненормальні режими роботи електрообладнання електростанцій і підстанцій, їх розподільчих пристроїв, ліній електропередачі та електрообладнання споживачів електроенергії.

Ненормальні режими як правило призводять до відхилення напруги, струму та частоти від припустимих значень. Падіння частоти або напруги може призвести до порушення нормальної роботи споживача електроенергії або стабільності електроенергетичної системи, а підвищення напруги або струму - до пошкодження обладнання або ліній електропередачі.

Релейний захист - основний вид електричної автоматики, без якого нормальна і надійна робота сучасних енергосистем була б неможливою. Він безперервно контролює стан і роботу всіх елементів енергосистеми та реагує на пошкодження або ненормальні умови. У разі несправності захисний пристрій виявляє і відключає несправну частину від системи, впливаючи на спеціальні вимикачі, призначені для відключення струму несправності. У разі виникнення нештатної ситуації захисний пристрій виявляє її і, залежно від характеру порушення, або виконує необхідні операції для відновлення нормальної роботи, або подає сигнал черговому персоналу.

У сучасних електроенергетичних системах релейний захист тісно пов'язаний з електричною автоматикою, призначеною для швидкісного автоматичного відновлення нормальної роботи і забезпечення електропостачання споживачів. Ключовими пристроями в такій автоматичній системі є (АПВ) - автоматичне повторне включення (АВР) - автоматичне включення резерву та автоматичне частотне розвантаження (АЧР).

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основними вимогами, що пред'являються до релейного захисту є:

а) селективність чи вибірковість захисту - це здатність захисту відключати при к. з. лише пошкоджену ділянку мережі;

б) швидкодія. Вимкнення КЗ потужностей має здійснюватися якнайшвидше, щоб зменшити масштаби пошкодження обладнання, підвищити ефективність автоматичного перепідключення ліній та шин, зменшити тривалість падіння напруги у споживачів та зберегти стабільність паралельної роботи генераторів, електростанцій та електроенергетичної системи в цілому. З цих умов остання є найважливішою. Сучасні енергосистеми вимагають дуже короткого часу відключення для підтримки стабільності. Наприклад, лінії електропередач 330-500 кВ повинні бути відключені протягом 0,05-0,12 секунди після пошкодження, а мережі 110-220 кВ - протягом 0,15-0,3 секунди. У розподільчих мережах 6 кВ і 10 кВ, які відокремлені від джерела живлення високим опором, коротке замикання може бути відключене приблизно через 0,5-2 секунди, оскільки воно не викликає небезпечного падіння напруги в генераторі і не впливає на стабільність системи. Точна оцінка допустимого часу відключення проводиться за допомогою спеціальних розрахунків стійкості, що проводяться для цього;

в) чутливість. Для того, щоб захист надійно реагував на відхилення від сталого режиму, які виникають при КЗ (збільшення струму, зниження напруги тощо), вона повинна мати певну чутливість у певній зоні своєї дії. Кожен захист повинен відключати пошкодження саме на тій ділянці, для захисту якої він власне і встановлений і, крім того, має діяти на коротке замикання на наступній, другій ділянці, що захищається іншим захистом. Дія захисту на суміжній ділянці називається дальнім резервуванням. Це необхідно для відключення КЗ у тому випадку, якщо захист суміжної ділянки не спрацює через якусь несправність. Резервування наступної ділянки є важливою вимогою.

Тому чутливість захисту повинна бути такою, щоб він спрацьовував в мінімальному режимі у разі пошкодження, навіть через електричну дугу, на межі зони пошкодження.

Чутливість захисту характеризується коефіцієнтом чутливості

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кмін}}}{I_{\text{сз}}} \quad (7.1)$$

де $I_{\text{кмін}}$ – мінімальний струм короткого замикання,

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$I_{сз}$ – струм спрацьовування захисту (найменший струм, при якому захист починає працювати);

г) надійність. Вимога надійності полягає в тому, що захисний пристрій повинен надійно працювати в умовах КЗ в межах визначеної для нього зони і не повинен виходити з ладу в умовах, за яких захисний пристрій не призначений для роботи. Вимоги до надійності є дуже важливими. Відмова або несправність захисного пристрою завжди призводить до додаткових збоїв живлення, а іноді навіть до аварій на рівні системи.

Згідно ПУЕ всі електроустановки мають бути обладнані пристроями релейного захисту, які призначені для:

1. Відключення пошкодженого елемента (автоматично) від іншої, непошкодженої частини електричної схеми за допомогою вимикачів; якщо ж пошкоджений елемент не порушує безпосередньо роботу електричної системи, та допускається дія релейного захисту на сигнал;

2. Реагування на небезпечні та ненормальні режими роботи електротехнічної системи, що залежить від режиму роботи та умов експлуатації електроустановки, релейний захист має бути виконаний з дією на сигнал чи на відключення тих елементів, припинення роботи яких може призвести до пошкодження чи аварії.

Пристрої релейного захисту повинні забезпечувати найменший можливий час відключення КЗ для забезпечення безперебійної роботи непошкодженої частини схеми, і обмеження області і ступеня пошкодження елемента.

Релейний захист, що діє на відключення повинен забезпечувати селективність дії, щоб при пошкодженні якого-небудь елемента електроустановки відключався лише цей пошкоджений елемент.

На кожному з елементів електроустановки повинен бути передбачений основний захист, призначений для його дії при пошкодженнях в межах елемента, що захищається, з часом, меншим, ніж у інших, встановлених на цьому елементі захистів.

Для захисту при відмовах захистів та вимикачів суміжних елементів слід передбачувати резервний захист, передбачений для дальнього резервування.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Якщо основний захист має абсолютну селективність, то на даному елементі також повинен бути встановлений резервний захист, що виконує функції не лише дальнього, але і ближнього резервування.

Релейний захист кабельних ліній 10 кВ

Релейний захист кабельних ліній 10 кВ з боку джерела живлення здійснюється як від багатофазних (міжфазних) КЗ, так і від однофазних замикань на землю (ОЗЗ).

Захист від міжфазних КЗ з боку джерел живлення передбачається у двофазному виконанні (схема неповної зірки), причому трансформатори струму включаються в ті самі фази у всій мережі даної напруги для забезпечення відключення в більшості випадків подвійних замикань на землю лише одного з двох місць однофазних замикань на землю. Як правило, захист виконується дворелейним. Струмові відсічки застосовуються на нереактованих лініях при необхідності швидкого відключення КЗ, що викликають зниження напруги нижче 0,5-0,6 номінальної на шинах генераторної напруги електростанцій, а також підстанцій, що живлять великі синхронні двигуни.

Максимальний струмовий захист виконується із залежною або незалежною характеристикою витримки часу. У першому випадку використовуються електромеханічні реле струму типу РТ-80 або типу РТВ, мікроелектронний комплектний пристрій ЯРЕ-2201, а в останнє десятиліття — цифрові реле та термінали різних вітчизняних та зарубіжних фірм, в яких є набір зворотнозалежних часових характеристик за стандартом МЕК або їм подібних (вони розглянуті у цьому розділі). У другому випадку використовуються аналогові реле максимального струму типів РТ-40 (електромеханічні) або РСТ (мікроелектронні) спільно з реле часу, мікроелектронний пристрій ЯРЕ-2201, цифрові реле та термінали різних фірм.

В даній роботі для кабельних ліній в мережах 10 кВ з ізолюваною нейтраллю передбачаються пристрої релейного захисту від багатофазних замикань та однофазних замикань на землю.

На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних замикань встановлюється двохступінчатий струмовий захист, перша ступінь якого виконана у вигляді струмової відсічки без витримки часу на реле РТ-40, а друга - у вигляді максимального струмового захисту з залежною характеристикою витримки часу (реле РТ-80).

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Захист від замикань на землю на всіх кабельних лініях виконаний у вигляді селективного захисту, що діє на сигнал.

В роботі виконуємо розрахунок кабельної лінії на прикладі КЛ-5.

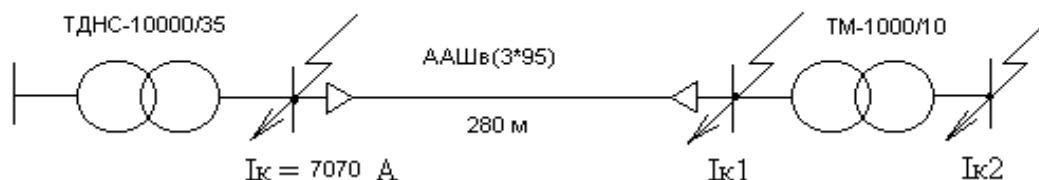


Рис. 7.1. Розрахункова схема КЗ.

1. Максимальний струмовий захист.

Виконуємо розрахунки струмів КЗ. Беремо дані п.6. даної роботи

$$I_{к1\max}^{(3)} = 6610 \text{ А}$$

$$I_{к2\max}^{(3)} =$$

$$25440 \text{ А}$$

$$I_{к1\min}^{(3)} = 6410 \text{ А}$$

$$I_{к2\min}^{(3)} = 25320$$

$$\text{А}$$

Струм спрацьовування захисту

$$I_{сз} = \frac{K_H \cdot K_{сз}}{K_B} \cdot I_{роб.мах} \quad (7.2)$$

де $K_H = 1,2$ – коефіцієнт надійності

$K_{сз} = 1,8$ – коефіцієнт самозапуску

$K_B = 0,8$ (реле типу РТ-40)

$I_{роб.мах} = 38 \text{ А}$ (див. П.6)

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,8}{0,8} \cdot 38 = 103 \text{ А}$$

Струм спрацьовування реле

$$I_{ср} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сз}}{K_{тт}} = \frac{1 \cdot 103}{50/5} = 10,3 \text{ А} \quad (7.3)$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо чутливість захисту

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к\text{л}м\text{н}}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{0,87 \cdot 6410}{103} = 54,1 > 1,5$$

Ча спрацьовування захисту

$$T_{\text{сз}} = T_{\text{сзпред}} + \Delta T = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$$

2. Струмова відсічка

Струмову відсічку розраховуємо як для блоку лінія-трансформатор.

Таким чином відстройку захисту необхідно здійснювати від максимального струму КЗ за трансформатором.

Приводимо струм КЗ до сторони 10 кВ.

$$I_{\text{к2}}^{(3)'} = I_{\text{к2}}^{(3)} \cdot 1/K_{\text{T}} = 25440 \cdot 0,4/10 = 1018 \text{ А}$$

Струм спрацьовування відсічки

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{к2}}^{(3)'} \quad (7.4)$$

Де $K_{\text{н}} = 1,4$ – коефіцієнт надійності

$$I_{\text{сз}} = 1,4 \cdot 1018 = 1425 \text{ А}$$

Струм спрацьовування реле

$$I_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1 \cdot 1425}{50/5} = 143 \text{ А}$$

Визначаємо чутливість захисту в кінці лінії

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к\text{л}м\text{н}}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{0,87 \cdot 6410}{1425} = 3,9 > 1,5$$

Таким чином відсічка є ефективною і захищає всю лінію.

3. Захист від замикань на землю

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$I_{c3}=K_H \cdot K_6 \cdot I_c \quad (7.5)$$

Де $K_H=1,2$ – коефіцієнт надійності

$K_6=3$ – коефіцієнт, що враховує кидки ємнісного струму в момент запалювання дуги.

I_c – ємнісний струм лінії.

$$I_c=0,11 \cdot U_H \cdot l = 0,11 \cdot 10 \cdot 0,28 = 0,308 \text{ A}$$

$$I_{c3}=1,2 \cdot 3 \cdot 0,308 = 1,1 \text{ A}$$

Перевіряємо на чутливість

$$K_q = \frac{I_{c\Sigma} - I_c}{I_{c3}} \quad (7.6)$$

$$I_{c\Sigma}=0,11 \cdot U_H \cdot l_{\Sigma}=0,11 \cdot 10 \cdot 2,84=2,292 \text{ A}$$

$$K_q = \frac{2,292 - 0,308}{1,1} = 1,8 > 1,5$$

Релейний захист конденсаторних установок

Захист конденсаторних установок, що приєднуються паралельно приймачам електричної енергії, які мають індуктивний характер, потрібних для покращення коефіцієнта потужності, передбачається для наступних видів пошкоджень та ненормальних режимів:

- багатофазних КЗ;
- надструмів перевантаження;
- підвищення напруги.

В якості захисту від багатофазних коротких замикань конденсаторної установки передбачається захист миттєвої дії в двохфазному, двохранейному виконанні (максимальний струмовий захист без витримки часу).

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Захист від надструмів перевантаження передбачається при можливості перевантаження конденсаторів вищими гармоніками струму. Захист виконується в двохфазному, трьохрелейному виконанні з витримкою часу та відключає конденсаторну установку при діючому значенні повного струму більше 130 % номінального (максимальний струмовий захист з витримкою часу на реле струму РТ-40 та реле часу).

Захист від підвищення напруги виконується одним реле максимальної напруги РН-58 і реле часу з уставкою часу спрацювання 5 хв.

Релейний захист силових трансформаторів

Основними видами пошкоджень у трансформаторах та автотрансформаторах є:

а) замикання між різними фазами всередині кожуха трансформатора та на зовнішніх виводах обмоток;

б) замикання у обмотках між витками однієї фази (так звані виткові замикання);

в) замикання на землю обмоток або їх зовнішніх виводів;

г) пошкодження магнітопроводу трансформаторів, що веде до появи місцевого нагріву та «пожежі сталі».

Досвід показує, що КЗ на вводах та виткові замикання в обмотках трансформаторів відбуваються найчастіше.

Міжфазні ушкодження всередині трансформаторів виникають як правило значно рідше. У 3-х фазних трансформаторах вони хоч і не виключені зовсім, але малоймовірні внаслідок міцної міжфазної ізоляції. У трансформаторних групах, що складаються із трьох однофазних трансформаторів, замикання фаз між обмотками практично неможливі.

Для трансформаторів повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від наступних видів пошкоджень й ненормальних режимів роботи:

- багатofазних замикань у обмотках та на виводах;

- однофазних замикань на землю в обмотці та на виводах, що приєднані до мережі з глухозаземленою нейтраллю;

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- міжвиткових замикань в обмотках;
- струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми КЗ;
- струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням;
- зниженням рівня масла;
- однофазних замикань на землю в мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю, якщо трансформатор живить мережу, в якій відключення однофазних замикань на землю в мережах необхідне за вимогами безпеки.

При захисті трансформаторів необхідно враховувати особливості їх нормальної роботи, намагнічуючі стрибки струму при подачі живлення на трансформатор, а також вплив коефіцієнта трансформації трансформатора та схеми з'єднання обмоток.

Газовий захист набув широкого поширення як дуже чутливий захист від внутрішніх пошкоджень трансформаторів. Пошкодження, що виникають всередині трансформатора, спричиняють електричну дугу та нагрівання компонентів, що призводить до розкладання масла та ізоляційних матеріалів з утворенням летких газів. Оскільки ці гази легші за масло, вони піднімаються до розширювального бака, який розташований у найвищій точці трансформатора і контактує з атмосферою.

При інтенсивному газоутворенні, що виникає при значних пошкодженнях, гази, що бурхливо розширюються, створюють сильний тиск, і тоді масло в баці трансформатора приходить в рух, переміщаючись у бік розширювача. Таким чином, утворення газів у кожусі трансформатора та рух масла у бік розширювача можуть бути ознакою пошкодження всередині трансформатора. Всі ці ознаки використовуються для виконання спецзахисту за допомогою газових реле, які реагують на появу газу та рух масла.

Газовий захист також реагує на зниження рівня масла в трансформаторі. У цьому випадку спрацьовує сигнальний контакт, а якщо рівень масла падає далі, спрацьовує контакт відключення для знеструмлення трансформатора. Остання операція ефективна в разі швидкого витoku масла, коли рівень масла може впасти нижче обмоток трансформатора до того, як черговий встигне вжити заходів для розвантаження та відключення трансформатора, або на автоматичних підстанціях без чергового.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Газовий захист є найбільш чутливим захистом трансформатора від пошкоджень його обмоток і особливо при виткових замикання, на які диференціальний захист реагує тільки при замиканні великої кількості витків, а максимальний захист і відсічка не реагують зовсім. В даний час всі трансформатори потужністю 1000 кВА і вище поставляються разом з газовим захистом.

Для захисту від багатофазних замикань на обмотках і виводах блочних трансформаторів і трансформаторних підстанцій передбачено поздовжній диференційний захист з циркулюючими струмами, який діє на відключення вимикача силового трансформатора без витримки часу. У порівнянні з диференціальним захистом генераторів, особливістю диференціального захисту трансформаторів є нерівність первинних струмів у різних обмотках трансформатора та їхній зсув за фазою.

Для компенсації зсуву фаз струму вторинні обмотки трансформаторів струму, встановлених на стороні зірки силового трансформатора, з'єднуються в трикутник, а вторинні обмотки трансформаторів струму, встановлених на стороні трикутника силового трансформатора, з'єднуються в зірку. Компенсація нерівномірності первинного струму досягається вибором правильного коефіцієнта трансформації трансформатора струму. Якщо коефіцієнт трансформації трансформатора струму не може бути обраний таким чином, щоб різниця вторинних струмів плеча захисту від перенапруги була менше 10% (оскільки трансформатор струму має задане значення коефіцієнта трансформації трансформатора струму), він повинен бути обраний таким чином, щоб різниця вторинних струмів плеча захисту від перенапруги не перевищувала 10%, при виконанні захисту для компенсації нерівності струмів використовують диференціальні реле типу ДЗТ-21. Основна перевага диференціальних захистів трансформаторів полягає в тому, що вони забезпечують швидке та селективне відключення пошкоджень як у самому трансформаторі, так і на його висновках та у струмопровідних частинах до його вимикачів.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

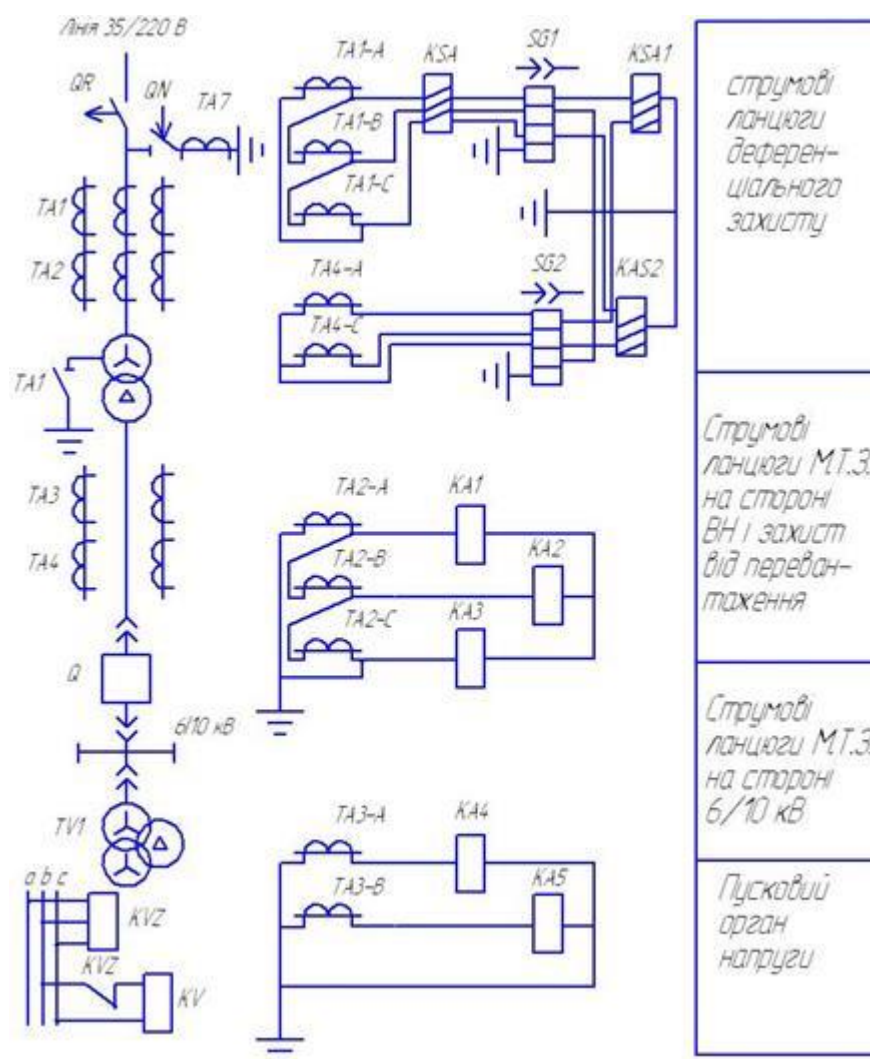


Рис. 7.2. Первинні кола захисту силових трансформаторів

На робочих та пускорезервних трансформаторах власних потреб (ТВП) електростанцій застосовується поздовжній диференційний захист.

Найпростішою схемою виконання поздовжнього дифзахисту є диференціальна струмова відсічка, яка застосовується у випадках, коли вона взмозі задовольняти вимогам чутливості. Якщо ж ця умова не виконується, у поздовжньому дифзахисті застосовують реле типу ДЗТ-21.

На трансформаторах із регулюванням напруги під навантаженням (РПН) передбачається дифзахист з гальмуванням і установкою реле типу ДЗТ або їхні замінники. Попередньо захист розраховується для випадку коли реле із гальмуванням не застосовується. Якщо ж це не забезпечує необхідної

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

чутливості, застосовують реле із мінімальним числом гальмівних обмоток, які забезпечують необхідну чутливість.

Автоматичне повторне включення

Пристрої автоматичного повторного включення (АПВ) передбачаються для швидкого відновлення живлення споживачів методом автоматичного включення вимикачів, відключених пристроями релейного захисту.

Пристрої АПВ виконані так, що вони не діють при: відключенні вимикача персоналом дистанційно або за допомогою засобів телемеханіки;

- автоматичному відключенні безпосередньо від релейного захисту після включення персоналом дистанційно або за допомогою телекерування;

- відключенні захистом вимикача від внутрішніх пошкоджень трансформаторів.

Пристрої АПВ виконані так, що виключена можливість багаторазового включення на КЗ при будь-якій несправності в схемі пристрою.

При використанні АПВ передбачається прискорення дії релейного захисту на випадок безуспішного АПВ виконується за допомогою пристрою прискорення після включення вимикача.

Автоматичне включення резерву

Пристрої АВР призначені для відновлення електропостачання споживачів шляхом автоматичного підключення їх до резервного джерела живлення в разі відключення робочого джерела живлення і переривання нормальних технологічних процесів.

Пристрої АВР забезпечують можливість його дії при факті зникнення напруги на шинах елемента, що живиться, яке спричинено будь-якою причиною, в тому числі КЗ на цих шинах.

Автоматичне частотне розвантаження

Автоматичне частотне розвантаження (АЧР) призначене для запобігання неприпустимому зниженню частоти у разі виникнення дефіциту активної

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

потужності в енергосистемі або окремих її районах. Діє відключення частини менш відповідальних споживачів.

Навантаження споживачів, відключених при аварійному зниженні частоти, не має відновлюватися пристроями АПВ і АВР. Тому АПВ лінії, що відключена дією АЧР, має блокуватися.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

Кваліфікаційна робота з проектування системи електропостачання підприємства була виконана на основі вимог надійності, економічності і технологічності та з урахуванням перспектив розвитку навантаження підприємства.

Робота включала в себе розрахунок електричних навантажень споживачів підприємства, складання графіків електричних навантажень, вибір найбільш підходящої системи електропостачання на основі техніко-економічних розрахунків, дослідження режимів її роботи. Підстанції підприємства були оснащені сучасним високовольтним обладнанням та проведено вимірювання споживання електроенергії. Підібрано цехові розподільчі пристрої та компенсуюче обладнання. Спроектована система електропостачання була перевірена на відхилення напруги і розрахунки показали, що допустимі відхилення не перевищуються.

В спеціальному розділі роботи розглянуто питання пов'язані із релейним захистом елементів схеми електропостачання.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П.Г., Зінзура В.В., Гарасьова Н.Ю., Котиш А.І., Величко Т.В.]; – М.-во освіти і науки України, Центральн. Нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ПП «Ексклюзив –Систем», 2021. – 209 с.

2. Шкрабець Ф.П., Плешков П.Г. Основи електропостачання. Навчальний посібник –Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010. – 408 с.

3. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П. Шкрабець; М.-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.

4. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків: ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.

5. Плешков П.Г., Орлович А.Ю., Котиш А.І. Електропостачання промислових підприємств: Навчальний посібник для курсового та дипломного проектування. - Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007. – 386 с.

6. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В. Навчальний посібник. Видавець Лисенко В.Ф., м.Кропивницький, 2020р. – 272 с.

7. Черемісін М. М., Мороз О. М., Єгоров О. Б., Швець С. В. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. — Харків: ТОВ "В справі", 2016. — 260 с.

8. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.

9. Сокол Є. І. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник для студентів зі спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Є.І. Сокол, Г.А. Сендерович, О.Г. Гриб та ін. – Харків: ФОП Бровін О.В., 2020. – 306 с.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. Релейний захист трансформаторів – режим доступу

<https://studfile.net/preview/5992832/page:16/>

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		