

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра Електропостачання і енергоменеджменту

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту (декан факультету)

Завідувач кафедри

_____ Сергій Блаженко
(підпис) (прізвище та ініціали)

_____ Сергій Балюта
(підпис) (прізвище та ініціали)

«__» _____ 2023 р.

«__» _____ 2023 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»

на тему: «Розробка системи електропостачання мікрорайону із загальним навантаженням 54 МВт у м. Мукачєво та розрахунок зовнішнього освітлення»

Виконав: здобувач 5 курсу, групи ЗЕЛ 5-7 ск _____

_____ Лацанич Артур Михайлович _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник Мащенко Олег Анатолійович _____
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Консультанти Сірик А.О. _____
(прізвище та ініціали) (підпис)

_____ (прізвище та ініціали) _____ (підпис)

Рецензент _____ (прізвище та ініціали) _____ (підпис)

Я, як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) недовольної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

Здобувач _____ (підпис)

Київ – 2023 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра Електропостачання і енергоменеджменту
Освітній ступінь бакалавр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕПЕМ

/Балюта С.М./

« » 2022 р.

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Лацанич Артур Михайлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка системи електропостачання мікрорайону із загальним навантаженням 54 МВт у м. Мукачєво та розрахунок зовнішнього освітлення

керівник роботи ст. викладач Мащенко Олег Анатолійович

затверджені наказом закладу вищої освіти від «11» 11.2022 р. № 809-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 25 січня 2023 року.

3. Вихідні дані до роботи План мікрорайону в м. Мукачєво; характеристика споживачів електричної енергії; відомості про джерела живлення; умови проектування

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Характеристика й класифікація об'єктів; вибір числа й потужності силових трансформаторів; вибір схеми живлення ТП і споживачів; розрахунок перерізу мережі; вибір конструктивного виконання й схеми з'єднань ГПП; розрахунок струмів короткого замикання; вибір і перевірка апаратури РУ ГПП і перерізу КЛ; релейний захист; спецпитання «Методика розрахунку зовнішнього освітлення»; розділ «Охорона праці»

5. Перелік графічного матеріалу

1. Генеральний план та розподільча мережа напругою 10 кВ.

2. План підстанції 110/10 кВ.

3. Схема електрична принципова підстанції 110/10 кВ.

4. Принципова схема з'єднань вторинних кіл шафи КРУ відходячої кабельної лінії напругою 10 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
ОП	доц. Сірик А.О.		

7. Дата видачі завдання 11 листопада 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор №	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломний проект	11.11.2022 р	
2	Вступ	14.11.2022 р	
3	Характеристика й класифікація об'єктів	18.11.2022 р	
4	Розрахунок електричних навантажень	25.11.2022 р	
5	Вибір числа й потужності силових трансформаторів	02.12.2022 р	
6	Вибір схеми живлення ТП і споживачів	14.12.2022 р	
7	Розрахунок перерізу мережі	18.12.2022 р	
8	Вибір конструктивного виконання й схеми з'єднань ГПП	22.12.2022 р	
9	Розрахунок струмів короткого замикання	28.12.2022 р	
10	Вибір і перевірка апаратури РУ ГПП і перерізу КЛ	03.01.2023 р	
11	Релейний захист	06.01.2023 р	
12	Спецпитання «Методика розрахунку зовнішнього освітлення»	11.01.2023 р	
10	Охорона праці	15.01.2023 р	
11	Список літератури	17.01.2023 р	
12	Оформлення графічної частини проекту	20.01.2023 р	
13	Оформлення пояснювальної записки проекту	24.01.2023 р	
14	Здача дипломного проекту на перевірку	25.01.2023 р	

Здобувач

_____ (підпис)

Лацанич А.М.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Мащенко О.А.

_____ (прізвище та ініціали)

Анотація

Лацанич Артур Михайлович. Дипломний проєкт на тему:
«Розробка системи електропостачання мікрорайону із загальним навантаженням 54 МВт у м. Мукачево та розрахунок зовнішнього освітлення»

Національний Університет Харчових Технологій, Київ -2023

141. «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Додана пояснювальна записка складається із вступу, 11 розділів та списку використаної літератури. Обсяг проєкту становить 84 сторінок.

До опису надано графічну частину, яка складається із чотирьох креслень: генеральний план та розподільча мережа напругою 10 кВ, план підстанції 110/10 кВ, схема електрична принципова підстанції 110/10 кВ, принципова схема з'єднань вторинних кіл шафи КРУ відходячої кабельної лінії напругою 10 кВ.

Розрахунки й аналіз виконані за допомогою методик, що викладені у навчальній, довідниковій, нормативній і науково-технічній літературі.

У результаті виконання проєкту визначено розрахункове електричне навантаження по елементах умовної ділянки мережі, на шинах 0,4 кВ ТП, розподільчої лінії 10 кВ, на шинах 10 кВ РП, на збірних шинах 10 кВ ГПП, вибрано потужність трансформаторів на рівні ГПП та трансформаторних підстанцій, виконаний розрахунок перерізу розподільчої мережі, розрахунок струмів короткого замикання і уставок максимального струмового захисту відходящої кабельної лінії КЛ -10 кВ. Виконаний вибір комутаційних і захисних апаратів. Розглянута методика розрахунку зовнішнього освітлення з урахуванням вимог діючих нормативно-правових актів в Україні.

У розділі охорона праці розглянуто питання оперативного обслуговування електроустановок, заходи щодо забезпечення безпеки ремонтно-налагоджувальних робіт та пожежної безпеки в електроустановках.

Ключові слова: розрахункове навантаження, розподільчі мережі, розподільчий пристрій, надійність електропостачання споживачів, струм короткого замикання (КЗ), переріз ліній, потужність трансформаторів, кабельні лінії (КЛ), повітряні лінії (ПЛ), головна понижувальна підстанція (ГПП), розподільчий пристрій (РП), трансформаторна підстанція (ТП), зовнішнє освітлення.

Abstract

LATSANICH ARTUR. Diploma project on the topic:

"Development of the power supply system of a microdistrict with a total load of 54 MW in the city of Mukachevo and calculation of outdoor lighting"

National University of Food Technologies, Kyiv -2023 141. "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

The attached explanatory note consists of an introduction, 11 chapters and a list of references. The volume of the project is 84 pages.

The graphic part is included in the description, which consists of four drawings: the general plan and distribution network with a voltage of 10 kV, a plan of a 110/10 kV substation, an electrical schematic diagram of a 110/10 kV substation, a schematic diagram of the connections of the secondary circuits of the switch cabinet of the outgoing voltage cable line 10 kV.

Calculations and analysis were performed using the methods described in educational, reference, regulatory and scientific and technical literature. As a result of the implementation of the project, the calculated electric load on the elements of the conditional section of the network was determined, on the 0.4 kV TP busbars, the 10 kV distribution line, on the 10 kV RP busbars, on the 10 kV GPP busbars, the power of the transformers at the level of the BPP and transformer substations was selected. the calculation of the cross-section of the distribution network, the calculation of short-circuit currents and the settings of the maximum current protection of the outgoing cable line KL -10 kV have been performed. The selection of switching and protective devices has been completed. The method of calculating outdoor lighting is considered, taking into account the requirements of the current regulatory and legal acts in Ukraine.

In the occupational safety section, the issue of operational maintenance of electrical installations, measures to ensure the safety of repair and adjustment works and fire safety in electrical installations are considered.

Key words: calculated load, distribution networks, switchgear, reliability of power supply to consumers, short-circuit current, cross-section of lines, power of transformers, cable lines (KL), overhead lines (PL), main step-down substation (GPP), switchgear (RP), transformer substation (TP), outdoor lighting.

ЗМІСТ

	Вступ.....	7
1.	Характеристика й класифікація об'єктів.....	8
2.	Розрахунок електричних навантажень.....	11
2.1.	Визначення розрахункових навантажень по елементах умовної ділянки мережі.....	12
2.2.	Навантаження на шинах 0,4 кВ ТП.....	17
2.3.	Навантаження розподільчої лінії 10 кВ.....	19
2.4.	Навантаження на шинах 10 кВ РП.....	23
2.5.	Навантаження на збірних шинах 10 кВ ГПП.....	23
3.	Вибір числа й потужності силових трансформаторів.....	24
3.1.	Вибір трансформаторів ГПП.....	24
3.2.	Вибір трансформаторів ТП.....	26
3.3.	Річні втрати електроенергії в трансформаторах.....	33
4.	Вибір схеми живлення ТП і споживачів.....	35
5.	Розрахунок перерізу мережі.....	37
5.1.	Вибір перерізу жил кабелів по економічній густині струму.....	37
5.2.	Вибір перерізів жил кабелів по нагріванню.....	39
5.3.	Перевірка вибраного перерізу жил кабелів по втраті напруги.....	42
6.	Вибір конструктивного виконання й схеми з'єднань ГПП.....	45
7.	Розрахунок струмів короткого замикання.....	46

						<i>ДП 2023 141</i>		
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Лацанич А.М.</i>			Зміст	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Мащенко О.А.</i>					5	
<i>Реценз.</i>						<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-7ск</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						

8.	Вибір і перевірка апаратури РУ ГПП і перерізу КЛ.....	52
9.	Релейний захист.....	57
10.	Спецпитання. Методика розрахунку зовнішнього освітлення.....	59
10.1.	Вибір, розташування і спосіб установки світильників.....	61
10.2.	Розрахунок кроку ліхтарів або окремих світильників при нормуванні середньої яскравості.....	62
10.3.	Розрахунок кроку ліхтарів або окремих світильників при нормуванні середньої освітленості.....	64
10.4.	Розрахунок показника засліпленості.....	64
10.5.	Розрахунок мереж зовнішнього освітлення по втраті напруги.....	66
10.6.	Розрахунок прожекторного освітлення.....	71
11.	Охорона праці.....	75
	Список літератури.....	83

					ДП 2023 141	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Розвиток країни й народного господарства визначають ріст міст і селищ міського типу.

Забудова міст обумовлює необхідність відповідного розвитку розподільчих електричних мереж, які є найважливішим елементом системи електропостачання будь-якого населеного пункту.

Для живлення споживачів, розташованих на території міст, створюються спеціальні системи електричних мереж, які в порівнянні з електричними мережами енергетичних систем мають свої характерні риси.

Під системою електропостачання міста розуміється сукупність електричних мереж всіх напруг, розташованих на території міста й призначених для електропостачання його споживачів. Розрізняють електропостачальні мережі напругою 35-110 кВ і вище й розподільчі мережі напругою 0,4-6-10 кВ.

За допомогою розподільчих мереж здійснюється електропостачання житлових будинків, суспільно-комунальних установ, дрібних, середніх, а іноді й великих промислових споживачів. Через міські розподільчі мережі на теперішній час передається до 40 % виробленої в країні електричної енергії.

Розвиток розподільчих мереж пов'язаний також з безперервним проникненням електрики в усі сфери життєдіяльності міського населення.

Зі збільшенням електроспоживання ростуть вимоги до надійності електропостачання, що позначається на вартості мережі через необхідність додаткових резервів.

У результаті проблема раціональної побудови міських систем електропостачання здобуває серйозне народно-господарське значення.

					<i>ДП 2023 141</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Вступ	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Лацанич А.М.</i>						
<i>Перевір.</i>		<i>Мащенко О.А.</i>					7	
<i>Реценз.</i>						<i>ІННІТ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-7ск</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						

1. ХАРАКТЕРИСТИКА Й КЛАСИФІКАЦІЯ ОБ'ЄКТІВ

По характеру електроспоживання й показникам електричного навантаження всі споживачі міста розбиваються на наступні групи:

- споживачі селищної зони,
- промислові споживачі,
- комунальні споживачі (водопостачання, каналізація, електрифікований транспорт),
- споживачі приміських районів.

Основну групу споживачів селищної території складають багатоповерхові й малоповерхові житлові будинки. Електричне навантаження будинків визначається освітленням квартир і різних електро побутових приладів, що використовуються населенням.

Найважливішим питанням раціональної побудови розподільчих мереж є встановлення необхідного рівня надійності електропостачання міських споживачів.

Залежно від цих вимог визначається обсяг резервних елементів у системі їхнього живлення, що впливає безпосереднім чином на всі техніко-економічні показники мережі.

Всі види електроспоживачів по надійності діляться Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) на 3-і категорії.

При створенні системи електропостачання конкретного споживача, живлення кожної групи електроспоживачів має розглядатися самостійно.

До споживачів 1-й категорії відносяться електроспоживачі, порушення електропостачання яких може викликати небезпеку для життя людей, пошкодження унікального обладнання, розлад складного технологічного процесу, порушення особливо важливих елементів міського господарства.

					<i>ДП 2023 141</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Лацанич А.М.</i>			1. Характеристика й класифікація об'єктів	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Мащенко О.А.</i>					8	
<i>Реценз.</i>						<i>ННІТ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-7ск</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						

Електроспоживачі 1-й категорії повинні забезпечуватися електричною енергією від двох незалежних джерел живлення, і перериви їхнього електропостачання може бути допущені лише на час автоматичного введення резервного живлення.

До 2-й категорії відносяться приймачі, перерив в електропостачанні яких пов'язаний з масовим недовідпустком продукції, простоем робітників, механізмів, і промислового транспорту, порушенням нормальної діяльності значної кількості міських мешканців. Для приймачів 2-ої категорії допустимі перерви електропостачання на час, необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу. Їхнє живлення може передбачатися від одного джерела. Введення резервного живлення може здійснюватися неавтоматично. Допускається живлення розглянутих приймачів по одній повітряній ЛЕП, з огляду на їхню високу надійність, і при наявності централізованого резерву останніх.

Для приймачів 3-ої категорії, до яких відносяться всі інші електроспоживачі, допускаються перерви електропостачання на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, але не понад одну добу.

При створенні системи електропостачання й розгляді умов резервування на різних ступенях системи, слід розрізняти окремий приймач і сукупність приймачів однієї категорії. Ця обставина стосується приймачів 3 категорії, тому що при їхньому великому обсязі й значній потужності в складі розглянутого споживача вони в ряді випадків можуть відноситися по надійності електропостачання до приймачів 2-й категорії.

При використанні в СЕП кабелів не завжди можуть бути виконані вимоги ПУЕ про допустимий час відключення (не більше 1 доби) приймачів 3-й категорії, тому що ремонт кабелів може тривати більше доби, що визначає резервування кабельних ліній, останнє збільшує надійність електропостачання електроспоживачів.

Згідно «Вказівкам по проектуванню міських електричних мереж» школи й дитячі установи, житлові будинки вище 5-ти поверхів тощо є в цілому електроспоживачами 2-ої категорії.

									Арк.
									9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2023 141

Для електроспоживачів 2-ої категорії рекомендації ПУЕ (п.І-2-50) допускають спрощення систем їхнього електропостачання. Наприклад, можлива відмова від резервування трансформаторів і повітряних ЛЕП, використання в аварійних випадках тимчасових перемичок на стороні низької напруги шланговим проводом, довжиною до 50-ти метрів. Такими проводами, як правило, оснащені чергові бригади міських мереж.

					ДП 2023 141	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Розрахункове електричне навантаження будь-якого елемента СЕП житлових будинків, залежно від числа квартир, що живляться від цих елементів дорівнює

$$P_{кв.} = P_{кв.пит.} \cdot n,$$

де $P_{кв.}$ – розрахункове електричне навантаження, розглянутого елемента мережі, кВт;

$P_{кв.пит.}$ – питоме навантаження, що відповідає числу квартир, кВт/квартира;

n – число квартир, що живляться від даного елемента.

Розрахункові навантаження ліній, що живлять ліфти, приймаються по встановленій потужності, при ПВн-1, з урахуванням коефіцієнта попиту:

$$P_{л.} = P_{л.} \cdot \sqrt{ПВн},$$

де $P_{л.}$ – розрахункове електричне навантаження, кВт;

$P_{л.}$ – паспортна потужність електродвигуна,

$P_{л.} = 4,5$ кВт;

ПВн – тривалість включення по паспорті електродвигуна ліфта, ПВн = 0,5 сек;

$$P_{л.} = P_{л.} \cdot \sqrt{ПВн} = 4,5 \cdot \sqrt{0,5} = 3,18 \text{ кВт.}$$

Потужність резервних електродвигунів при визначенні розрахункового навантаження не враховується.

Таким чином, навантаження ліфтових установок складе:

$$S = P_{л.} k_{п.л.} / \cos\varphi$$

де $k_{п.л.}$ – коефіцієнт попиту ліфтів;

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності, для ліфтів – $\cos\varphi = 0,6$.

Розрахункове навантаження на вволі житлового будинку (без вбудованих споживачів) складуть:

$$P_{ж.буд.} = P_{кв.} + 0,9 P_{с.},$$

					ДП 2023 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Лацанич А.М.			2. Розрахунок електричних навантажень	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Мащенко О.А.					11	
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулоого ЗЕЛ-5-7ск		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

де P_c – навантаження силових приймачів (зокрема ліфтів) з урахуванням коефіцієнту участі силових споживачів у максимумі навантаження квартир, рівний 0,9 [ПУЭ. I-2-59].

Сумарне навантаження на вводі загально-комунального будинку або підприємства визначається:

$$P_{заг.} = P_{заг.} \cdot M,$$

де $P_{заг.}$ – питоме розрахункове навантаження одного показника (посадкове місце, робоче місце тощо);

M – величина показника.

2.1. Визначення розрахункових навантажень по елементах умовної ділянки мережі

Навантаження лінії 0,4 кВ ТП-1:

$$S_{л.1} = P_{кв}/\cos \varphi + 0,9 \cdot P_{ном\ буд. Кпл}/\cos \varphi + P_{маг.}/\cos \varphi + P_{кафе.}/\cos \varphi + P_{парик.}/\cos \varphi$$

$$S_{л.1} = 160\,0,79/0,92 + 0,9 \cdot (5 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5 \cdot 0,6}/0,6) + 0,25 \cdot 100/0,8 + 50/0,98 + 1,04 \cdot 50/0,98 + 1,5 \cdot 10/0,97 = 251,48 \text{ кВА}$$

$$S_{л.1} = P_{кв}/\cos \varphi + P_{маг.}/\cos \varphi + 0,9 \cdot P_{ном\ буд. Ксл}/\cos \varphi$$

$$S_{л.1} = 288\,0,75/0,92 + 0,25 \cdot 300/0,8 + 0,9 \cdot (8 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5 \cdot 0,45}/0,6) = 345,71 \text{ кВА}$$

$$S_{л3} = \frac{P_{заг} \cdot M}{\cos \varphi} = \frac{0,07 \cdot 500}{0,9} = 38,89 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л4} = \frac{P_{кв.лит} \cdot n}{\cos \varphi} = \frac{200 \cdot 0,77}{0,92} = 167,39 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л5} = \frac{200 \cdot 0,77}{0,92} = 167,39 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л6} = \frac{100 \cdot 0,85}{0,92} = 92,39 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л7} = \frac{100 \cdot 0,85}{0,92} = 92,39 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л8} = \frac{100 \cdot 0,85}{0,92} = 92,39 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

					ДП 2023 141	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

для ТП-2

$$S_{л9} = \frac{P_{кв.пит} \cdot n}{\cos \varphi} + 0,9 \frac{P_H \cdot \kappa_{сл}}{\cos \varphi} + \frac{P_{ма2}}{\cos \varphi} = \frac{324 \cdot 0,74}{0,92} + 0,9 \frac{9 \cdot 4,5 \sqrt{0,5} \cdot 0,42}{0,6} + \frac{300 \cdot 0,16}{0,9} =$$
$$= 331,98 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л10} = \frac{120 \cdot 0,83}{0,92} = 108,26 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л11} = \frac{140 \cdot 0,81}{0,92} = 123,26 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л12} = \frac{250 \cdot 0,46}{0,97} = 118,56 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л13} = \frac{140 \cdot 0,81}{0,92} = 123,26 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л14} = \frac{140 \cdot 0,81}{0,92} = 123,26 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л15} = \frac{140 \cdot 0,81}{0,92} = 123,26 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

для ТП-3

$$S_{л16} = \frac{800 \cdot 0,25}{0,95} = 210,53 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л17} = \frac{140 \cdot 0,81}{0,92} = 123,26 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л18} = \frac{P_{кв.пит} \cdot n}{\cos \varphi} + 0,9 \frac{P_H \cdot \kappa_{пл}}{\cos \varphi} = \frac{36 \cdot 1,28}{0,92} + 0,9 \frac{4,5 \sqrt{0,5}}{0,6} = 54,86 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л19} = \frac{108 \cdot 0,86}{0,92} + 0,9 \frac{3 \cdot 4,5 \sqrt{0,5} \cdot 0,75}{0,6} = 112,89 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л20} = \frac{108 \cdot 0,86}{0,92} + 0,9 \frac{3 \cdot 4,5 \sqrt{0,5} \cdot 0,75}{0,6} = 112,89 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л21} = \frac{216 \cdot 0,77}{0,92} + 0,9 \frac{6 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,55}{0,6} = 196,53 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

					ДП 2023 141	Арк.
						13
Эмн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

для ТП-4

$$S_{л22} = \frac{180 \cdot 0,78}{0,92} = 152,61 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л23} = \frac{80 \cdot 0,95}{0,92} = 82,61 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л24} = \frac{80 \cdot 0,95}{0,92} = 82,61 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

для ТП-5

$$S_{л25} = \frac{120 \cdot 0,83}{0,92} = 108,26 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л26} = \frac{120 \cdot 0,83}{0,92} = 108,26 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л27} = \frac{80 \cdot 0,95}{0,92} = 82,61 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

для ТП-6

$$S_{л28} = \frac{360 \cdot 0,73}{0,92} + 0,9 \frac{10 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,4}{0,6} = 304,74 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л29} = \frac{100 \cdot 0,85}{0,92} = 92,39 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л30} = \frac{36 \cdot 1,28}{0,92} + 0,9 \frac{4,5 \cdot \sqrt{0,5}}{0,6} = 54,86 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л31} = \frac{20 \cdot 1,5}{0,92} = 32,61 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л32} = \frac{300 \cdot 0,46}{0,97} = 142,27 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

для ТП-7

$$S_{л33} = \frac{96 \cdot 0,9}{0,92} = 93,91 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л34} = \frac{36 \cdot 1,28}{0,92} + 0,9 \frac{4,5 \cdot \sqrt{0,5}}{0,6} = 54,86 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л35} = \frac{20 \cdot 1,5}{0,92} = 32,61 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

					ДП 2023 141	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{л36} = \frac{160 \cdot 0,79}{0,92} = 137,39 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л37} = \frac{144 \cdot 0,8}{0,92} = 125,22 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л39} = \frac{80 \cdot 0,95}{0,92} = 82,61 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л40} = \frac{80 \cdot 0,95}{0,92} = 82,61 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л41} = \frac{P_{\text{кв.пит}} \cdot n}{\cos \varphi} + \frac{P_{\text{прод.маг.}}}{\cos \varphi} + \frac{P_{\text{прод.маг.}}}{\cos \varphi} =$$

$$= \frac{200 \cdot 0,77}{0,92} + \frac{100 \cdot 0,25}{0,8} + \frac{200 \cdot 0,16}{0,9} = 234,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

для ТП-8

$$S_{л42} = \frac{100 \cdot 1}{0,9} = 122,22 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л43} = \frac{80 \cdot 0,95}{0,92} = 82,61 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л44} = \frac{80 \cdot 0,95}{0,92} = 82,61 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л45} = \frac{900 \cdot 0,25}{0,95} = 244,56 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

для ТП-9

$$S_{л46} = \frac{144 \cdot 0,8}{0,92} + 0,9 \frac{4 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,65}{0,6} = 137,63 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л47} = \frac{144 \cdot 0,8}{0,92} + 0,9 \frac{4 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,65}{0,6} = 137,63 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л48} = \frac{180 \cdot 0,78}{0,92} + 0,9 \frac{5 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,6}{0,6} = 166,93 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л49} = \frac{500 \cdot 0,46}{0,97} = 237,11 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л50} = \frac{144 \cdot 0,8}{0,92} + 0,9 \frac{4 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,65}{0,6} = 137,63 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

					ДП 2023 141	Арк.
						15
Эмн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{л51} = \frac{144 \cdot 0,8}{0,92} + 0,9 \frac{4 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,65}{0,6} = 137,63 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л52} = \frac{180 \cdot 0,78}{0,92} + 0,9 \frac{5 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,6}{0,6} = 166,93 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

для ТП-10

$$S_{л53} = \frac{144 \cdot 0,8}{0,92} + 0,9 \frac{4 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,65}{0,6} = 137,63 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л54} = \frac{144 \cdot 0,8}{0,92} + 0,9 \frac{4 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,65}{0,6} = 137,63 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л55} = \frac{180 \cdot 0,78}{0,92} + 0,9 \frac{5 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,6}{0,6} + \frac{100 \cdot 0,25}{0,8} + \frac{100 \cdot 0,16}{0,9} + \frac{10 \cdot 1,5}{0,97} = 231,42 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л56} = \frac{144 \cdot 0,8}{0,92} + 0,9 \frac{4 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,65}{0,6} = 137,63 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л57} = \frac{144 \cdot 0,8}{0,92} + 0,9 \frac{4 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,65}{0,6} = 137,63 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

для ТП-11

$$S_{л58} = \frac{85 \cdot 0,89}{0,92} = 82,23 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л59} = \frac{100 \cdot 0,85}{0,92} = 92,39 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л60} = \frac{32 \cdot 1,3}{0,92} + 0,9 \frac{4,5 \cdot \sqrt{0,5}}{0,6} + \frac{100 \cdot 1,04}{0,98} = 156,11 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л61} = \frac{100 \cdot 0,85}{0,92} = 92,39 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л62} = \frac{70 \cdot 0,98}{0,92} = 74,57 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л63} = \frac{70 \cdot 0,98}{0,92} = 74,57 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л64} = \frac{200 \cdot 0,46}{0,97} = 94,85 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л65} = \frac{100 \cdot 0,85}{0,92} + \frac{200 \cdot 0,25}{0,8} + \frac{100 \cdot 0,054}{0,87} = 161,1 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

					ДП 2023 141	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{л66} = \frac{100 \cdot 0,85}{0,92} = 92,39 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

для ТП-12

$$S_{л67} = \frac{100 \cdot 0,85}{0,92} + \frac{100 \cdot 0,25}{0,8} + \frac{10 \cdot 1,5}{0,97} = 139,1 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л68} = \frac{32 \cdot 1,3}{0,92} + 0,9 \frac{4,5 \cdot \sqrt{0,5}}{0,6} + \frac{100 \cdot 0,16}{0,92} = 67,38 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л69} = \frac{130 \cdot 0,82}{0,92} = 115,87 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л70} = \frac{100 \cdot 0,85}{0,92} = 92,39 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л71} = \frac{200 \cdot 0,46}{0,97} = 94,85 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л72} = \frac{100 \cdot 0,85}{0,92} = 92,39 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л73} = \frac{70 \cdot 0,98}{0,92} = 74,57 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л74} = \frac{70 \cdot 0,98}{0,92} = 74,57 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л75} = \frac{70 \cdot 0,98}{0,92} = 74,57 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

2.2. Навантаження на шинах 0,4 кВ ТП

$$S_{ТП} = \frac{\sum P_{кв.пит} \cdot n}{\cos \varphi} + 0,9 \frac{\sum P_{заг. i}}{\cos \varphi} \cdot km_i$$

де, km_i – коефіцієнт участі i -тої установи в максимумі навантаження;

$P_{заг. i}$ – розрахункове навантаження на вводі в установу;

При живленні від трансформаторних підстанцій, зазначених вище споживачів, повне навантаження на шинах ТП складе:

$$S_{ТП} = \frac{(160 + 288 + 200 + 200 + 100 + 100 + 100) \cdot 0,65}{0,92} +$$

					ДП 2023 141	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{ТП1} = \frac{(85+100+32+100+70+70+100+100) \cdot 0,687}{0,92} + 0,9 \frac{4,5\sqrt{0,5}}{0,6} + \frac{1,04 \cdot 100}{0,98} +$$

$$+ \frac{0,46 \cdot 200}{0,97} \cdot 0,9 + \frac{0,25 \cdot 200}{0,8} \cdot 1 + \frac{0,054 \cdot 100}{0,87} \cdot 1 = 755,58 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{ТП2} = \frac{(100+32+130+100+100+70+70+70) \cdot 0,686}{0,92} + 0,9 \frac{4,5 \cdot \sqrt{0,5}}{0,6} + \frac{0,25 \cdot 100}{0,8} +$$

$$+ \frac{1,5 \cdot 10}{0,97} + \frac{0,16 \cdot 100}{0,92} + \frac{0,46 \cdot 200}{0,97} \cdot 0,9 = 655,32 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

2.3. Навантаження розподільчої лінії 10 кВ

Повне навантаження лінії живильної ТП-1; ТП-2; ТП-3; ТП-4

$$S_{л1} = (S_{ТП1} + S_{ТП2} + S_{ТП3} + S_{ТП4}) \cdot 0,9 = (1075 + 921,1 + 563,48 + 271,26) \cdot 0,9 = 2547,76 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л1} = 2547,76 \text{ кВА}$$

Коефіцієнт одночасності для ліній 10 кВ приймається згідно ПУЕ § 1-2-57.

Повне навантаження лінії живильної ТП-7; ТП-6; ТП-5

$$S_{л2} = (728,97 + 544,51 + 257,39) \cdot 0,9 = 1377,78 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л2} = 1377,78 \text{ кВА}$$

Повне навантаження лінії живильної ТП-9; ТП-8; ТП-10; ТП-11; ТП-12

$$S_{л3} = (977,4 + 330,66 + 689,7 + 755,58 + 655,32) \cdot 0,9 = 3067,79 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{л3} = 3067,79 \text{ кВА}$$

					ДП 2023 141	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1

№	Найменування об'єкту	Житлові будинки		Загально – комунальні будинки				ліфти		Повне навант. ліній 0,4 кВ	Категорія надійності елементів ел. постачання
		Кількість кв-р	Р _{кв.пит.} , кВт	Р _{заг.} , кВт	М	cos φ	km	Кіл-сть	К _{пл.}		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	ТП – 1 9-ти ет. житловий будинок Магазин Кафе Парикмахерська	160	0,79	0,25 1,04 1,5	100 м ² 50 міс. 10 роб. місць	0,8 0,98 0,97	1,0 1,0 1,0	5	0,6	251,48	II
2	9-ти ет. житловий будинок Магазин	288	0,75	0,25 0,07	300 м ² 500	0,8 0,9	1,0 1,0	8	0,45	345,71	II
3	Поліклініка									38,89	II
4	5-ти ет. житловий будинок	200	0,77		відвідувань					167,39	III
5	5-ти ет. житловий будинок	200	0,77							167,39	III
6	5-ти ет. житловий будинок	100	0,85							92,39	III
7	5-ти ет. житловий будинок	100	0,85							92,39	III
8	5-ти ет. житловий будинок	100	0,85							92,39	III
9	ТП – 2 9-ти ет. житловий будинок	324	0,74					9	0,42	331,98	II
10	Пром. магазин			0,16	300 м ²	0,9	1,0				
11	5-ти ет. житловий будинок	120	0,83							108,26	III
12	5-ти ет. житловий будинок	140	0,81							123,26	III
13	Дит.садик			0,46	250 місць	0,97	0,9			118,56	II
14	5-ти ет. житловий будинок	140	0,81							123,26	III
15	5-ти ет. житловий будинок	140	0,81							123,26	III
16	ТП – 3 Школа			0,25	800 місць	0,95	0,3			210,53	II
17	5-ти ет. житловий будинок	140	0,81							123,26	III
18	9-ти ет. житловий будинок	36	1,28					1	1	54,86	II
19	9-ти ет. житловий будинок	108	0,86					3	0,75	112,89	II
20	9-ти ет. житловий будинок	108	0,86					3	0,75	112,89	II
21	9-ти ет. житловий будинок	216	0,77					6	0,55	196,53	II
22	ТП – 4 5-ти ет. житловий будинок	180	0,78							152,61	III
23	5-ти ет. житловий будинок	80	0,95							82,61	III

Арк.

ДП 2023 141

20

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

24	5-ти ет. житловий будинок ТП – 5	80	0,95							82,61	III
25	5-ти ет. житловий будинок	120	0,83							108,26	III
26	5-ти ет. житловий будинок	120	0,83							108,26	III
27	5-ти ет. житловий будинок ТП - 6	80	0,95							82,61	III
28	9-ти ет. житловий будинок	360	0,73				10	0,4		304,74	II
29	5-ти ет. житловий будинок	100	0,85							92,39	III
30	9-ти ет. житловий будинок	36	1,28				1	1		54,86	II
31	5-ти ет. житловий будинок	20	1.5							32.61	III
32	Дитячий садик ТП - 7			0,46	300 місць	0,97	0,9			142,27	II
33	6-ти ет. житловий будинок	96	0,9							93,91	II
34	9-ти ет. житловий будинок	36	1,28				1	1		54,86	II
35	5-ти ет. житловий будинок	20	1,5							32,61	III
36	5-ти ет. житловий будинок	160	0,79							137,39	III
37	6-ти ет. житловий будинок	144	0,8							125,22	II
38	5-ти ет. житловий будинок	80	0,95							82,61	III
39	5-ти ет. житловий будинок	80	0,95							82,61	III
40	5-ти ет. житловий будинок	80	0,95							82,61	III
41	5-ти ет. житловий будинок	200	0,77							234,2	III
	Прод. магазин			0,25	100 м ²	0,8	1,0				
	Прод. магазин			0,16	200 м ²	0,9	1,0				
	ТП – 8										
42	Торговий центр			110	торг.д.	0,9	1,0			122,22	II
43	5-ти ет. житловий будинок	80	0,95							82,61	III
44	5-ти ет. житловий будинок	80	0,95							82,61	III
45	Школа ТП – 9			0,25	900 місць	0,95	0,3			244,56	II
46	9-ти ет. житловий будинок	144	0,8				4	0,65		137,63	II
47	9-ти ет. житловий будинок	144	0,8				4	0,65		137,63	II
48	9-ти ет. житловий будинок	180	0,78				5	0,6		166,93	II
49	Дитячий садик			0,46	500 місць	0,97	0,9			237,11	II
50	9-ти ет. житловий будинок	144	0,8				4	0,65		137,63	II
51	9-ти ет. житловий будинок	144	0,8				4	0,65		137,63	II
52	9-ти ет. житловий будинок	180	0,78				5	0,6		166,93	II

	ТП – 10										
53	9-ти ет. житловий будинок	144	0,8					4	0,65	137,63	II
54	9-ти ет. житловий будинок	144	0,8					4	0,65	137,63	II
55	9-ти ет. житловий будинок	180	0,78					5	0,6	231,42	II
	Прод. магазин			0,25	100 м ²	0,8	1,0				
	Прод. магазин парикмахерска			0,16	100 м ²	0,9	1,0				
				1,5	10 роб. місце	0,97	1,0				
56	9-ти ет. житловий будинок	144	0,8					4	0,65	137,63	II
57	9-ти ет. житловий будинок	144	0,8					4	0,65	137,63	II
	ТП – 11										
58	5-ти ет. житловий будинок	85	0,89							82,23	III
59	5-ти ет. житловий будинок	100	0,85							92,39	III
60	9-ти ет. житловий будинок	32	1,3					1	1	156,11	II
	Кафе			1,04	100 чол	0,98	1,0				
61	5-ти ет. житловий будинок	100	0,85							92,39	III
62	5-ти ет. житловий будинок	70	0,98							74,57	III
63	5-ти ет. житловий будинок	70	0,98							74,57	III
64	Дит. садок			0,46	200 чол	0,97	0,9			94,85	II
65	6-ти ет. житловий будинок	100	0,85							161,1	II
	Магазин			0,25	200 м ²	0,8	1,0				
	Бібліотека			0,054	100 м ²	0,87	1,0				
66	5-ти ет. житловий будинок	100	0,85							92,39	III
	ТП – 12										
67	5-ти ет. житловий будинок	100	0,85							139,1	III
	Магазин			0,25	100 м ²	0,8	1,0				
	Парикмахерска			1,5	10 роб. місце	0,97	1,0				
68	9-ти ет. житловий будинок	32	1,3					1	1	67,38	II
	Аптека			0,16	100 м ²	0,92	1,0				
69	5-ти ет. житловий будинок	130	0,82							115,87	III
70	5-ти ет. житловий будинок	100	0,85							92,39	III
71	Дит. садок			0,46	200	0,97	0,9			94,85	II
72	5-ти ет. житловий будинок	100	0,85		місце					92,39	III
73	5-ти ет. житловий будинок	70	0,98							74,57	III
74	5-ти ет. житловий будинок	70	0,98							74,57	III
75	5-ти ет. житловий будинок	70	0,98							74,57	III

2.4. Навантаження на шинах 10 кВ РП

Повне навантаження на шинах 10 кВ РП складе:

$$S_{РП} = (S_{л.1} + S_{л.2} + S_{л.3}) \cdot 0,9; \text{ кВА};$$

$$S_{РП} = (2547,76 + 1377,78 + 3067,79) \cdot 0,9 = 6294 \text{ кВА};$$

$$S_{РП} = 6294 \text{ кВА}.$$

2.5. Навантаження на збірних шинах 10 кВ ГПП

Для розрахунку приймаємо сумарне навантаження ліній 10 кВ, що живлять промислові підприємства $S_{пр.пр.} = 50\,000$ кВА; навантаження житлового району $S_{РП} = 6\,294$ кВА.

Повне навантаження на шинах 10 кВ ЦП складе:

$$S_{ЦП} = S_{пр.пр.} \cdot k_n \cdot S_{РП};$$

$$S_{ЦП} = 50000 \cdot 0,6 \cdot 6294 = 53776,4 \text{ кВА}$$

$$S_{ЦП} = 53776,4 \text{ кВА}.$$

Розрахунок результуючого навантаження на шинах ЦП виконаний відносно до ранкового максимуму, тому враховується коефіцієнт розбіжності – $k_n = 0,6$, відповідно до навантаження розподільчої мережі.

					ДП 2023 141	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. ВИБІР ЧИСЛА Й ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

3.1. Вибір трансформаторів ГПП

Найбільш часто ГПП, що живлять промислові підприємства, виконують двохтрансформаторними.

Вибір потужності трансформаторів ГПП виконується на підставі розрахункового навантаження на шинах ЦП у нормальному режимі роботи. У післяаварійному режимі (при відключенні одного із трансформаторів) для надійного електропостачання споживачів передбачається їхнє живлення від трансформатора, що залишився в роботі. При цьому частина невідповідальних споживачів, з метою зниження навантаження трансформатора, може бути відключена.

При установці на ГПП двох трансформаторів, номінальна потужність кожного з них визначається за умовою:

$$S_{ном. тр.} = \geq S_{p\Sigma} / 2 \cdot 0,7 = S_{p\Sigma} / 1,4; \text{ кВА}$$

$$S_{ном. тр.} \geq 53\,776,4 / 1,4 = 38\,411,7 \text{ кВА}$$

Приймаємо до установки трансформатори з номінальною потужністю

$$S_{ном. тр.} = 40\,000 \text{ кВА}$$

В аварійних умовах трансформатор, що залишився, перевіряють на допустиме перевантаження з урахуванням можливого відключення споживачів 3-й категорії надійності.

$$1,4 \cdot S_{ном. тр.} \geq S_{p\Sigma}$$

$$1,4 \cdot 40\,000 > 53\,776,4, \text{ тому що } 56\,000 > 53\,776,4 \text{ кВА};$$

					ДП 2023 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Лацанич А.М.			3. Вибір числа й потужності силових трансформаторів	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Мащенко О.А.					24	
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-7ск		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

Перевантажувальна здатність трансформаторів в аварійному режимі задовольняє умові: $1,4 S_{ном. тр.} \geq Sp_{\Sigma}$

Таблиця 3.1

Sp , МВА	$T_{уп}$ тр-ра	$S_{ст}$ МВА	U_B кВ	U_n кВ	$\Delta P'_{x.x.}$ кВт	$\Delta P'_{к.з.}$ кВт	$\Delta Q_{x.x.}$ кВАр	$\Delta I_{x.x.}$ %	U_k %
38,412	ТРДНС 40 000/110	40	115	10,5	34	170	220	0,55	10,5/30

Визначимо річні втрати електричної енергії – $\Delta W_{тр.}$ для трансформаторів ГПП по наступній формулі:

$$\Delta W_{тр} = n \Delta P'_{x.x.} \cdot T_{вкл.} + 1/n_{тр} \cdot \Delta P'_{к.з.} \cdot (S_{max} / S_{ном. тр.})^2 \cdot \tau,$$

де $n_{тр}$ – число паралельно працюючих трансформаторів,

$T_{вкл.}$ – число годин роботи трансформатора в році

$T_{вкл.} = 8760$ год

τ – число годин максимальних втрат, год.

$$\tau = (0,124 + T_{max н.} / 10\,000)^2 \cdot 8760,$$

де $T_{max н.}$ – час використання максимуму навантаження споживачами,

$T_{max н.} = 2190$ год/рік,

$$\tau = (0,124 + T_{max н.} / 10\,000)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 2190 / 10000)^2 \cdot 8760,$$

$\tau = 1030,6$ год

$\Delta P'_{x.x-x}$ – приведені втрати холостого ходу (х.х.);

$\Delta P'_{к.з.}$ – приведені втрати короткого замикання (к.з.)

Визначимо приведені втрати холостого ходу (х.х.) по формулі:

$$\Delta P'_{x.x} = \Delta P_{x.x} + K_{\text{эжк.}} \cdot \Delta Q_{x.x.},$$

									Арк.
									25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2023 141				

де $\Delta Q_{x.x.} = S_{ном.тр.} \cdot I_{x.x.}\%/100\%$, кВА;

$\kappa_{ек}$ – економічний еквівалент реактивної потужності (коефіцієнт перевищення втрат), $\kappa_{ек}=0,05 \div 0,07$ кВт /кВА;

приймаємо $\kappa_{ек}=0,05$ кВт /кВА

$$\Delta Q_{x.x.} = 40000 \cdot 0,55/100 = 220 \text{ кВар}$$

Приведені втрати холостого ходу:

$$\Delta P'_{x.x.} = 34 + 0,05 \cdot 220 = 45 \text{ кВт};$$

Приведені втрати короткого замикання:

$$\Delta P'_{к.з.} = \Delta P_{к.з.} + \kappa_{эк.} \cdot \Delta Q_{к.з.}, \text{кВт};$$

де $\Delta Q_{к.з.} = S_{ном.тр.} \cdot U_{к.}\%/100\%$, кВА

$\kappa_{ек}$ – економічний еквівалент реактивної потужності (коефіцієнт перевищення втрат), $\kappa_{ек}=0,05 \div 0,07$ кВт /кВА,

приймаємо $\kappa_{ек}=0,05$ кВт /кВА

$$\Delta Q_{к.з.} = 40000 \cdot 10,5/100 = 4200 \text{ кВар}$$

$$\Delta P'_{к.з.} = 170 + 0,05 \cdot 4200 = 380 \text{ кВт}$$

Таким чином, річні втрати електричної енергії – $\Delta W_{тр.}$

для трансформаторів ГПП, складуть:

$$\Delta W_{тр.} = 2 \cdot 45 \cdot 8760 + 1/2 \cdot 380 (38411,7/40000)^2 \cdot 1030,6 =$$

$$\Delta W_{тр.} = 968\,972,17 \text{ кВт год/рік}$$

3.2. Вибір трансформаторів ТП

Вибір потужності трансформаторів ТП виконується виходячи з раціонального їхнього завантаження в нормальному режимі роботи й з урахуванням необхідного резервування в післяаварійному режимі

$$S_{ном. тр.} = S_{ТП} / \kappa_з \cdot N;$$

де N – число трансформаторів,

$\kappa_з$ – коефіцієнт завантаження трансформатора.

									ДП 2023 141	Арк.
										26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$S_{ном.тр.} = 977,4 / 2 \cdot 0,9 = 543 \text{ кВА}$$

Для ТП -10

$$S_{ном.тр.} = 689,7 / 2 \cdot 0,9 = 383,17 \text{ кВА}$$

Для ТП -11

$$S_{ном.тр.} = 755,58 / 2 \cdot 0,9 = 419,77 \text{ кВА}$$

Для ТП -12

$$S_{ном.тр.} = 655,32 / 2 \cdot 0,9 = 364,07 \text{ кВА}$$

Приймаємо до установки силові трансформатори:

ТП-1 2ТМ 630/10

ТП-2 2ТМ 630/10

ТП-3 2ТМ 400/10

ТП-4 ТМ 400/10

ТП-5 ТМ 400/10

ТП-6 2ТМ 400/10

ТП-7 2ТМ 630/10

ТП-8 2ТМ 250/10

ТП-9 2ТМ 630/10

ТП-10 2ТМ 400/10

ТП-11 2ТМ 630/10

ТП-12 ТМ 400/10

Прийняті до установки трансформатори двухтрансформаторних підстанцій перевіряються на допустиме перевантаження, з урахуванням можливого відключення споживачів 3-ої категорії надійності за умовою:

$$1,4 S_{ном.тр.} \geq S_{ТП}$$

ТП-1

$$1,4 \cdot 630 = 882 < 1075 \text{ кВА}$$

									Арк.
									28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 2023 141

Умова не виконується, однак, споживачів 3-й категорії надійності (які становлять 49 %) в аварійному режимі можна відключити.

У цьому випадку перевантаження трансформатора складе:

$$K_{n. ав.} = (1075 - 526,75) / 630 = 0,87$$

Таке перевантаження трансформатора допустиме на протязі 5 діб (якщо вжиті заходи по посиленню охолодження трансформатора), оскільки початкове завантаження трансформатора складе:

$$K_{з 1} = S_{ТП} / 2 \cdot S_{ном.} = 1075 / 2 \cdot 630 = 0,85 < 0,9$$

ТП-2

$$1,4 \cdot 630 = 882 < 921,1 \text{ кВА}$$

Умова не виконується, однак, споживачів 3-ої категорії надійності (які становлять 57 %) в аварійному режимі можна відключити.

У цьому випадку перезавантаження трансформатора складе

$$K_{n. ав.} = (921,1 - 526,03) / 630 = 0,63$$

Перевантаження трансформатора допустиме на протязі 5 діб, початкове завантаження трансформатора складе:

$$K_{з 1} = S_{ТП} / 2 \cdot S_{ном.} = 921,1 / 2 \cdot 630 = 0,73 < 0,9$$

ТП-3

$$1,4 \cdot 400 = 560 < 563,48 \text{ кВА}$$

Умова не виконується, однак, споживачів 3-ої категорії надійності (які становлять 15 %) в аварійному режимі можна відключити.

У цьому випадку перезавантаження трансформатора складе

$$K_{n. ав.} = (563,48 - 84,52) / 400 = 1,197 \approx 1,2$$

Перевантаження трансформатора допустиме на протязі 5 діб із тривалістю по 8 годин на добу, початкове завантаження трансформатора складе:

$$K_{з 1} = S_{ТП} / 2 \cdot S_{ном.} = 563,48 / 2 \cdot 400 = 0,7 < 0,9$$

					ДП 2023 141	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$1,4 \cdot 630 = 882 > 755,58 \text{ кВА}$$

Умова не виконується.

Споживачі 3-ої категорії надійності становлять 80 %.

У цьому випадку перевантаження трансформатора складе

$$K_{n.ав.} = (655,32 - 524,26) / 400 = 0,33$$

Перевантаження трансформатора допустиме протягом 5 діб, початкове завантаження трансформатора складе:

$$K_{з.1} = S_{ТП} / 2 \cdot S_{ном.} = 655,32 / 2 \cdot 400 = 0,82 < 0,9$$

Для однотрансформаторних ТП виконується перевірка перевантажувальної здатності трансформатора в години максимальних завантажень:

$$K_{п.доп.} \cdot S_{ном.тр.} \geq S_{ТП},$$

де $K_{п.доп.}$ – коефіцієнт перевищення навантаження трансформатора, визначається залежно від $K_{з.1}$ і від тривалості перевантаження.

ТП-4

$$K_{з.1} = 271,26 / 400 = 0,6$$

$$K_{п.доп.} = 1,16$$

$$1,16 \cdot S_{ном.тр.} = 1,16 \cdot 400 = 464 > 301,4 \text{ кВА}$$

Умова $1,16 S_{ном.тр.} \geq S_{ТП}$ – виконується.

ТП-5

$$K_{з.1} = 257,39 / 400 = 0,64$$

$$K_{п.доп.} = 1,16$$

$$1,16 \cdot S_{ном.тр.} = 1,16 \cdot 400 = 464 > 257,39 \text{ кВА},$$

умова $1,16 S_{ном.тр.} \geq S_{ТП}$ – виконується.

					ДП 2023 141	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.2

<i>N</i> <i>ТП</i>	<i>S</i> _{роз.тр} кВА	<i>T</i> _{тип} тр-ра	<i>S</i> _{ст} , кВА	$\Delta P_{x.x.}$ кВт	$\Delta P_{к.з.}$ кВт	$\Delta I_{x.x.}$ %	<i>U</i> _к кВ	<i>r</i> _{тр.} Ом	<i>X</i> _{тр} Ом
1	2x597,22	2ТМ	630/10	8,05	1,55	2,0	5,5	2,2	9,6
2	2x511,22	2ТМ	630/10	8,05	1,55	2,0	5,5	2,2	9,6
3	2x313,04	2ТМ	400/10	5,7	1,0	2,1	4,5	3,9	12,6
4	301,4	ТМ	400/10	5,7	1,0	2,1	4,5	3,9	12,6
5	285,99	ТМ	400/10	5,7	1,0	2,1	4,5	3,9	12,6
6	2x302,51	2ТМ	400/10	5,7	1,0	2,1	4,5	3,9	12,6
7	2x404,98	2ТМ	630/10	8,05	1,55	2,0	5,5	2,2	9,6
8	2x543	2ТМ	250/10	3,95	0,72	2,3	4,6	6,9	20,2
9	2x597,22	2ТМ	1000/10	12,7	4,5	3,0	5,5	1,4	8,0
10	2x383,17	2ТМ	630/10	8,05	1,55	2,0	5,5	2,2	9,6
11	2x419,77	2ТМ	630/10	8,05	1,55	2,0	5,5	2,2	9,6
12	2x364,07	2ТМ	400/10	5,7	1,0	2,1	4,5	3,9	12,6

$$\Delta P'_{к.з.} = 4,5 + 0,05 \cdot 55 = 7,25 \text{ кВм};$$

$$\Delta W_{ТП-10} = 2 \cdot 8,68 \cdot 8760 + 1/2 \cdot 3,28 \cdot (383,17/630)^2 \cdot 1030,6 = 152698,82 \text{ кВм} \cdot \text{год}/\text{рік};$$

$$\Delta W_{ТП-11} = 2 \cdot 8,68 \cdot 8760 + 1/2 \cdot 3,28 \cdot (419,77/630)^2 \cdot 1030,6 = 152823,97 \text{ кВм} \cdot \text{год}/\text{рік};$$

$$\Delta W_{ТП-12} = 2 \cdot 6,12 \cdot 8760 + 1/2 \cdot 1,9 \cdot (364,07/400)^2 \cdot 1030,6 = 108033,48 \text{ кВм} \cdot \text{год}/\text{рік}.$$

					ДП 2023 141	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. ВИБІР СХЕМИ ЖИВЛЕННЯ ТП І СПОЖИВАЧІВ

Залежно від встановленої потужності споживачів електроенергії розрізняють об'єкти великої (75-100 МВт), середньої (від 5-7,5 до 75 МВт) і малої (до 5 МВт) потужності.

Для підприємств малої й середньої потужності, як правило, застосовують схеми з одним приймальним пунктом електроенергії, а оскільки є споживачі 1-ої категорії надійності, то передбачається секціонування шин приймального пункту й живлення кожної секції по окремій лінії.

Для живлення споживачів електроенергії промислових підприємств приймають схему з вимикачами на високій стороні – В.Н.

Для перетворення електроенергії з однієї напруги на іншу на ГПП встановлені понижувальні трансформатори типу ТРДНС 40 000/110. Трансформатори з розщепленою обмоткою використовують на понижувальних підстанціях з метою обмеження струмів короткого замикання К.З.

Основні параметри трансформатора:

$$S_{ном.тр} = 40 \text{ МВА}$$

$$U_B = 115 \text{ кВ}$$

$$U_H = 10,5 \text{ кВ}$$

$$U_{к\%} = 10,5/30\%$$

$$\Delta I_{х.х.} = 0,55\%$$

Для розподільчих пристроїв 6-10 кВ знижувальних підстанцій для схеми з одною системою шин широко застосовуються КРУ різних типів: з маломасляними вимикачами ВМП, ВММ, ВМПЭ, ВК і МГТ, з електромагнітними вимикачами ВЭМ, ВЭ й ВВТП, з вакуумними вимикачами ВНВП, ВВТЭ й ВВТ.

					ДП 2023 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Лацанич А.М.			4. Вибір схеми живлення ТП і споживачів	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Мащенко О.А.					35	
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-7ск		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

Для проектованої ГПП у РУ-10 кВ застосовуються КРУ з масляними вимикачами.

Для електропостачання житлового району вибираємо схему живильної мережі 10 кВ із паралельною роботою ліній від ЦП до РП.

Так як в нас є об'єкти 2-ої категорії надійності, то доцільно застосовувати петлеву схему електропостачання споживачів електроенергії. Петлева схема містить у собі радіальні лінії 0,4 кВ у сполученні з петлевими лініями 10 кВ, які в нормальному режимі розімкнуті поблизу точки струморозділу.

Потужність трансформаторів ТП передбачається з резервом, на випадок живлення споживачів при відключенні одного із двох трансформаторів, при цьому резервування трансформаторів для живлення електроспоживачів 3-ої категорії надійності не передбачається. Ввод резервних елементів петлевої мережі здійснюється черговим персоналом.

Схема створює необхідну надійність електропостачання для основних міських споживачів і має гарні техніко-економічні показники, а також зручна в експлуатації, її впровадження не вимагає ніяких техніко-економічних обґрунтувань. Схема є основною для більшості міст України.

					ДП 2023 141	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. РОЗРАХУНОК ПЕРЕРІЗУ МЕРЕЖІ

Вибір пропускної здатності ліній і потужності трансформаторів виконується по економічних і технічних вимогах на підставі встановленого розподілу сумарного навантаження. При розрахунку мережі враховуються нормальний і післяаварійний режим її роботи.

Нормальним є режим надійного електропостачання при якому всі елементи мережі перебувають у роботі й розподіл навантаження відповідає найвигіднішим умовам передачі електроенергії.

Післяаварійні режими відповідають стану, коли в мережі по тим або іншим причинам відсутні один і чи кілька елементів.

Вибрані параметри мережі повинні задовольняти умовам роботи в зазначених режимах.

5.1. Вибір перерізу жил кабелів по економічній густині струму

$$F_{ек.} = I_{роз.} / \gamma_{ек.}$$

де, $I_{роз.}$ – розрахунковий струм лінії в нормальному режимі, А

$\gamma_{ек.}$ – нормативне значення економічної густини струму, $\gamma_{ек.} = 1,6 \text{ А/мм}^2$

Розрахункові струми ліній у нормальному режимі.

$$I_{л.} = S / \sqrt{3} U_{ном.}$$

$$I_{ЩП/РП.} = (S_{РП.}/2) / \sqrt{3} U_{ном.} = 3147 / \sqrt{3} \cdot 10 = 181,91 \text{ А}$$

$$I_{ЩП/ТП-1.} = \frac{(S_{ТП-1}/2) + (S_{ТП-2}/2) + (S_{ТП-3}/2) + (S_{ТП4}/2)}{\sqrt{3} \cdot 10}$$

					ДП 2023 141		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Лацанич А.М.			Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Мащенко О.А.				37	
Реценз.					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛІ-5-7ск		
Н. Контр.					5. Розрахунок перерізу мережі		
Затверд.		Балюта С.М.					

$$I_{\text{ЦП/ТП-1}} = \frac{537,5 + 460,55 + 281,74 + 135,63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 81,82 \text{ A}$$

$$I_{\text{ТП-1/ТП-2}} = \frac{(S_{\text{ТП-2}} + S_{\text{ТП-3}} + S_{\text{ТП-4}}) / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{460,55 + 281,74 + 135,63}{17,32} = 50,73 \text{ A}$$

$$I_{\text{ТП-1/ТП-2}} = \frac{(S_{\text{ТП-2}} + S_{\text{ТП-3}} + S_{\text{ТП-4}}) / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{460,55 + 281,74 + 135,63}{17,32} = 50,73 \text{ A}$$

$$I_{\text{ТП-2/ТП-3}} = \frac{(S_{\text{ТП-3}} + S_{\text{ТП-4}}) / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{281,74 + 135,63}{17,32} = 24,13 \text{ A}$$

$$I_{\text{ТП-3/ТП-4}} = \frac{S_{\text{ТП-4}} / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{135,63}{17,32} = 7,84 \text{ A}$$

$$I_{\text{РП/ТП-7}} = \frac{(S_{\text{ТП-7}} + S_{\text{ТП-6}} + S_{\text{ТП-5}}) / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{364,49 + 272,23 + 128,7}{17,32} = 44,24 \text{ A}$$

$$I_{\text{ТП-7/ТП-6}} = \frac{(S_{\text{ТП-6}} + S_{\text{ТП-5}}) / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{272,23 + 128,7}{17,32} = 23,18 \text{ A}$$

$$I_{\text{ТП-6/ТП-5}} = \frac{S_{\text{ТП-5}} / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{128,7}{17,32} = 7,44 \text{ A}$$

$$I_{\text{РП/ТП-9}} = \frac{(S_{\text{ТП-9}} + S_{\text{ТП-8}} + S_{\text{ТП-10}} + S_{\text{ТП11}} + S_{\text{ТП12}}) / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} =$$

$$I_{\text{РП/ТП-9}} = \frac{488,7 + 165,33 + 344,85 + 377,79 + 327,66}{17,32} = 98,52 \text{ A}$$

$$I_{\text{ТП-9/ТП-8}} = \frac{(S_{\text{ТП-8}} + S_{\text{ТП-10}} + S_{\text{ТП11}} + S_{\text{ТП12}}) / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} =$$

$$I_{\text{ТП-9/ТП-8}} = \frac{165,33 + 344,85 + 377,79 + 327,66}{17,32} = 70,27 \text{ A}$$

					ДП 2023 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

$$I_{ТП-8/ТП-10} = \frac{(S_{ТП-10} + S_{ТП-11} + S_{ТП-12}) / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{344,85 + 377,79 + 327,66}{17,32} = 60,71 A$$

$$I_{ТП10/ТП-11} = \frac{(S_{ТП-11} + S_{ТП-12}) / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{377,79 + 327,66}{17,32} = 40,78 A$$

$$I_{ТП-11/ТП-12} = \frac{S_{ТП-12}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{327,66}{17,32} = 18,94 A$$

$$F_{ек} = I_{роз} / \gamma_{ек}$$

$$F_{ек \text{ ІРП/ТП-1}} = I_{ІРП/ТП-1} / \gamma_{ек} = 81,82 / 1,6 = 51,14 \text{ мм}^2$$

$$F_{ек \text{ ІТП-1/ТП-2}} = I_{ІТП-1/ТП-2} / \gamma_{ек} = 50,75 / 1,6 = 31,72 \text{ мм}^2$$

$$F_{ек \text{ ІТП-2/ТП-3}} = I_{ІТП-2/ТП-3} / \gamma_{ек} = 24,13 / 1,6 = 15,08 \text{ мм}^2$$

$$F_{ек \text{ ІТП-3/ТП-4}} = I_{ІТП-3/ТП-4} / \gamma_{ек} = 7,84 / 1,6 = 4,9 \text{ мм}^2$$

$$F_{ек \text{ ІРП/ТП-7}} = I_{ІРП/ТП-7} / \gamma_{ек} = 44,24 / 1,6 = 27,65 \text{ мм}^2$$

$$F_{ек \text{ ІТП-7/ТП-6}} = I_{ІТП-7/ТП-6} / \gamma_{ек} = 23,18 / 1,6 = 14,49 \text{ мм}^2$$

$$F_{ек \text{ ІТП-6/ТП-5}} = I_{ІТП-6/ТП-5} / \gamma_{ек} = 7,44 / 1,6 = 4,65 \text{ мм}^2$$

$$F_{ек \text{ ІРП/ТП-9}} = I_{ІРП/ТП-9} / \gamma_{ек} = 98,52 / 1,6 = 61,58 \text{ мм}^2$$

$$F_{ек \text{ ІТП-9/ТП-8}} = I_{ІТП-9/ТП-8} / \gamma_{ек} = 70,27 / 1,6 = 43,92 \text{ мм}^2$$

$$F_{ек \text{ ІТП-8/ТП-10}} = I_{ІТП-8/ТП-10} / \gamma_{ек} = 60,71 / 1,6 = 37,94 \text{ мм}^2$$

$$F_{ек \text{ ІТП-10/ТП-11}} = I_{ІТП-10/ТП-11} / \gamma_{ек} = 40,78 / 1,6 = 25,49 \text{ мм}^2$$

$$F_{ек \text{ ІТП-11/ТП-12}} = I_{ІТП-11/ТП-12} / \gamma_{ек} = 18,94 / 1,6 = 11,84 \text{ мм}^2$$

$$F_{ек \text{ ІЩП-9/РП}} = I_{ІЩП/РП} / \gamma_{ек} = 181,91 / 1,6 = 113,69 \text{ мм}^2$$

5.2. Вибір перерізів жил кабелів по нагріванню

Перерізи провідників будь-якого призначення повинні задовольняти умовам допустимого нагрівання в нормальних й післяаварійних режимах, а також в період ремонту: $I_{трив.доп.} \geq I_{ав.}$

Розрахункові струми ліній у післяаварійних режимах:

									ДП 2023 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						39

$$I_{\text{ТП-8/ТП-10}} = \frac{(S_{\text{ТП10}} + S_{\text{ТП11}} + S_{\text{ТП12}})}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{689,7 + 755,58 + 655,32}{1,732 \cdot 10} = 121,42 \text{ A}$$

$$I_{\text{ТП-10/ТП-11}} = \frac{(S_{\text{ТП11}} + S_{\text{ТП12}})}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{755,58 + 655,32}{1,732 \cdot 10} = 121,42 \text{ A}$$

$$I_{\text{ТП-11/ТП-12}} = \frac{S_{\text{ТП12}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{655,32}{17,32} = 37,88 \text{ A}$$

4) Вважаємо, що в результаті аварії відключилася лінія від ЦП до РП, тоді:

$$I_{\text{ЦП/РП}} = \frac{S_{\text{РП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{6294}{17,32} = 363,82 \text{ A}$$

5) у результаті аварії на лінії ВЛ-110 кВ до ГПП

$$I_{\text{ГПП}} = \frac{S_{\text{ЦП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{53776,4}{17,32} = 3108,46 \text{ A}$$

					ДП 2023 141	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.1

Найменування лінії	Марка і переріз кабелю	І трив.доп, А	r_o , Ом/км	X_o , Ом/км	Довжина лінії, км	І ав.роз., А
РП/ТП-1	АСБ 3x70	165	0,46	0,086	0,2	163,63
ТП1/ТП2	3x35	115	0,92	0,095	0,15	101,49
ТП2/ТП3	3x16	75	1,28	0,099	0,2	48,25
ТП3/ТП4	3x16	75	1,28	0,099	0,18	15,68
РП/ТП-7	3x25	90	1,28	0,099	0,3	88,48
ТП7/ТП6	3x16	75	1,28	0,099	0,18	46,36
ТП6/ТП5	3x16	75	1,28	0,099	0,1	14,88
РП/ТП9	3x95	205	0,34	0,083	0,4	197,04
ТП9/ТП8	3x70	165	0,46	0,086	0,18	140,54
ТП8/ТП10	3x50	140	0,64	0,09	0,25	121,42
ТП10/ТП11	3x25	90	1,28	0,099	0,25	81,56
ТП11/ТП12	3x16	75	1,28	0,099	0,4	37,88
ЦП/РП	СБ 3x185	400	0,103	0,077	1,000	363,82
ПЛ-110кВ	АС 6x605	240/32	0,0605	0,4	20	3108,46

5.3. Перевірка вибраного перерізу жил кабелів по втраті напруги

Вибраний переріз перевіряється по втраті напруги. Нормованих значень для втрати напруги не встановлено. Однак, знаючи напругу на шинах джерела живлення й підрахувавши втрати напруги в мережі, визначаються втрати в споживачів.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p l (r_{num} \cos \varphi + x_{num} \sin \varphi),$$

де: I_p – розрахунковий струм лінії, А

l – довжина лінії, м

r_{num} ; x_{num} – активні й реактивні питомі опори ліній, Ом/км

$\cos \varphi$; $\sin \varphi$ – відповідають коефіцієнту потужності наприкінці ліній,

										Арк.
										42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2023 141					

$$\cos\varphi=0,92; \sin\varphi=0,38,$$

$$\text{Умова перевірки: } \frac{\Delta U}{U} \cdot 100 \% < 5 \%$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{IPII/III-1} &= \sqrt{3} \cdot I_p l (r_{num} \cos\varphi + x_{num} \sin\varphi) = \\ &= \sqrt{3} \cdot 163,6 \cdot 0,2 \cdot (0,46 \cdot 0,92 + 0,086 \cdot 0,38) = 26,33 \text{ В} \end{aligned}$$

$$\frac{26,33}{10^3} \cdot 100\% = 0,26 \% < 5 \%$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{IPII-1/III-2} &= \sqrt{3} \cdot I_p l (r_{num} \cos\varphi + x_{num} \sin\varphi) = \\ &= \sqrt{3} \cdot 101,49 \cdot 0,15 \cdot (0,92 \cdot 0,92 + 0,095 \cdot 0,38) = 23,24 \text{ В} \end{aligned}$$

$$\frac{23,24}{10^3} \cdot 100\% = 0,23 \% < 5 \%$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{IPII-2/III-3} &= \sqrt{3} \cdot I_p l (r_{num} \cos\varphi + x_{num} \sin\varphi) = \\ &= \sqrt{3} \cdot 48,25 \cdot 0,2 \cdot (0,92 \cdot 1,28 + 0,099 \cdot 0,38) = 20,29 \text{ В} \end{aligned}$$

$$\frac{20,29}{10^3} \cdot 100\% = 0,2 \% < 5 \%$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{IPII-3/III-4} &= \sqrt{3} \cdot I_p l (r_{num} \cos\varphi + x_{num} \sin\varphi) = \\ &= \sqrt{3} \cdot 15,68 \cdot 0,18 \cdot (0,92 \cdot 1,28 + 0,099 \cdot 0,38) = 6,22 \text{ В} \end{aligned}$$

$$\frac{6,22}{10^3} \cdot 100\% = 0,06 \% < 5 \%$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{IPII/III7} &= \sqrt{3} \cdot I_p l (r_{num} \cos\varphi + x_{num} \sin\varphi) = \\ &= \sqrt{3} \cdot 88,48 \cdot 0,3 \cdot (0,92 \cdot 1,28 + 0,099 \cdot 0,38) = 55,8 \text{ В} \end{aligned}$$

$$\frac{55,8}{10^3} \cdot 100\% = 0,55 \% < 5 \%$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{IPII-7/III6} &= \sqrt{3} \cdot I_p l (r_{num} \cos\varphi + x_{num} \sin\varphi) = \\ &= \sqrt{3} \cdot 46,36 \cdot 0,18 \cdot (0,92 \cdot 1,28 + 0,099 \cdot 0,38) = 17,54 \text{ В} \end{aligned}$$

$$\frac{17,54}{10^3} \cdot 100\% = 0,18 \% < 5 \%$$

										ДП 2023 141	Арк.
											43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

$$\Delta U_{\text{ІІІ-6/ІІІ-5}} = \sqrt{3} \cdot I_p l (r_{\text{num}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{num}} \sin \varphi) =$$

$$= \sqrt{3} \cdot 14,88 \cdot 0,1 \cdot (0,92 \cdot 1,28 + 0,099 \cdot 0,38) = 3,13 \text{ В}$$

$$\frac{3,13}{10^3} \cdot 100\% = 0,03 \% < 5 \%$$

$$\Delta U_{\text{ІІІ-7/ІІІ-9}} = \sqrt{3} \cdot I_p l (r_{\text{num}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{num}} \sin \varphi) =$$

$$= \sqrt{3} \cdot 197,04 \cdot 0,4 \cdot (0,92 \cdot 0,34 + 0,083 \cdot 0,38) = 46,95 \text{ В}$$

$$\frac{46,95}{10^3} \cdot 100\% = 0,03 \% < 5 \%$$

$$\Delta U_{\text{ІІІ-9/ІІІ-8}} = \sqrt{3} \cdot I_p l (r_{\text{num}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{num}} \sin \varphi) =$$

$$= \sqrt{3} \cdot 140,54 \cdot 0,18 \cdot (0,92 \cdot 0,46 + 0,086 \cdot 0,38) = 19,95 \text{ В}$$

$$\frac{19,95}{10^3} \cdot 100\% = 0,2 \% < 5 \%$$

$$\Delta U_{\text{ІІІ-8/ІІІ-10}} = \sqrt{3} \cdot I_p l (r_{\text{num}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{num}} \sin \varphi) =$$

$$= \sqrt{3} \cdot 121,42 \cdot 0,25 \cdot (0,92 \cdot 0,64 + 0,38 \cdot 0,09) = 32,72 \text{ В}$$

$$\frac{32,72}{10^3} \cdot 100\% = 0,33 \% < 5 \%$$

$$\Delta U_{\text{ІІІ-10/ІІІ-11}} = \sqrt{3} \cdot I_p l (r_{\text{num}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{num}} \sin \varphi) =$$

$$= \sqrt{3} \cdot 81,56 \cdot 0,25 \cdot (0,92 \cdot 1,28 + 0,38 \cdot 0,099) = 42,87 \text{ В}$$

$$\frac{42,87}{10^3} \cdot 100\% = 0,33 \% < 5 \%$$

$$\Delta U_{\text{ІІІ-11/ІІІ-12}} = \sqrt{3} \cdot I_p l (r_{\text{num}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{num}} \sin \varphi) =$$

$$= \sqrt{3} \cdot 37,88 \cdot 0,4 \cdot (0,92 \cdot 1,28 + 0,38 \cdot 0,099) = 31,85 \text{ В}$$

$$\frac{31,85}{10^3} \cdot 100\% = 0,32 \% < 5 \%$$

Для всіх ліній умова $\Delta U \cdot 100 \% < 5 \%$ дотримується,

У

отже, перерізи жил кабелів вибрані правильно.

									ДП 2023 141	Арк.
										44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

6. ВИБІР КОНСТРУКТИВНОГО ВИКОНАННЯ Й СХЕМИ З'ЄДНАНЬ ГПП

Схема ГПП вибирається з урахуванням установленної потужності споживачів електроенергії й категорії їх надійності, характеру електричних навантажень і розміщення їх на генеральному плані.

Найбільш простими і економічними є схеми підстанцій з одною системою шин на первинній напрузі 35-110 кВ. Для РУ 6-10 кВ широко використовують схему з однієї секціонованою системою шин. Число секцій залежить від числа підключень і прийнятої схеми розподілу електроенергії. У більшості випадків число секцій не перевищує двох. Кожна секція працює роздільно й одержує живлення від окремої лінії або трансформатора. У нормальному режимі роботи секційний апарат відключений.

Застосування секційного вимикача забезпечує автоматичне включення резерву – АВР, що згідно п.1-2-40 ПУЕ дозволяє використовувати таку схему для споживачів будь-якої категорії по надійності електропостачання.

Конструктивне виконання ГПП визначається прийнятою схемою й умовами навколишнього середовища. При нормальному навколишньому середовищі РУ 35-220 кВ виконують відкритими. Силкові трансформатори завжди встановлюються відрито. Для пристрою РУ 6-10 кВ використовують комплектні розподільчі пристрої (КРУ). КРУ складається із закритих шаф з вбудованими в них апаратами, вимірювальними приладами й допоміжними пристроями.

					<i>ДП 2023 141</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Лацанич А.М.</i>			6. Вибір конструктивного виконання й схеми з'єднань ГПП	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Мащенко О.А.</i>					45	
<i>Реценз.</i>						<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-7ск</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						

7. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Основною причиною порушення нормального режиму роботи системи електропостачання є виникнення К.З. у мережі або елементах електроустаткування внаслідок пошкодження ізоляції або неправильних дій обслуговуючого персоналу.

Для зниження збитку, обумовленого виходом з ладу електроустаткування при протіканні струмів К.З., а також для швидкого відновлення нормального режиму роботи системи електропостачання необхідно правильно визначати струми К.З. і по них вибирати електрообладнання, захисну апаратуру й засоби обмеження струмів К.З.

При виникненні К.З. має місце збільшення струмів у фазах системи електропостачання або електроустановок у порівнянні з їхнім значенням у нормальному режимі роботи.

У свою чергу, це викликає зниження напруг у системі, що особливо велике поблизу місця К.З.

Розрахунковим видом К.З. для вибору або перевірки параметрів електроустаткування звичайно вважають трифазне К.З., однак, для вибору або перевірки уставок релейного захисту й автоматики потрібне визначення й несиметричних струмів К.З.

Розрахунок струмів К.З. з урахуванням дійсних характеристик і дійсних режимів роботи всіх елементів системи електропостачання складний. Тому, для рішення більшості практичних завдань вводять допущення, які не дають істотних похибок:

- не враховується зсув по фазі ЕРС різних джерел живлення, що входять у розрахункову схему;

					<i>ДП 2023 141</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Лацанич А.М.</i>			7. Розрахунок струмів короткого замикання	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Мащенко О.А.</i>					46	
<i>Реценз.</i>						<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛІ-5-7ск</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						

- трифазна мережа приймається симетричною;
- не враховуються струми навантаження;
- не враховуються струми намагнічування трансформаторів;
- не враховуються ємності, а отже, і ємнісні струми в повітряній і кабельній мережах.

Для розрахунку струмів К.З. складається розрахункова схема системи електропостачання.

Розрахункова схема являє собою спрощену однолінійну схему, на якій вказуються всі елементи системи електропостачання і їхні параметри, що впливають на струм короткого замикання (К.З.).

Схема заміщення являє собою електричну схему, що відповідає розрахунковій схемі, у якій всі магнітні зв'язки замінені електричними й всі елементи системи електропостачання представлені опорами (r і x).

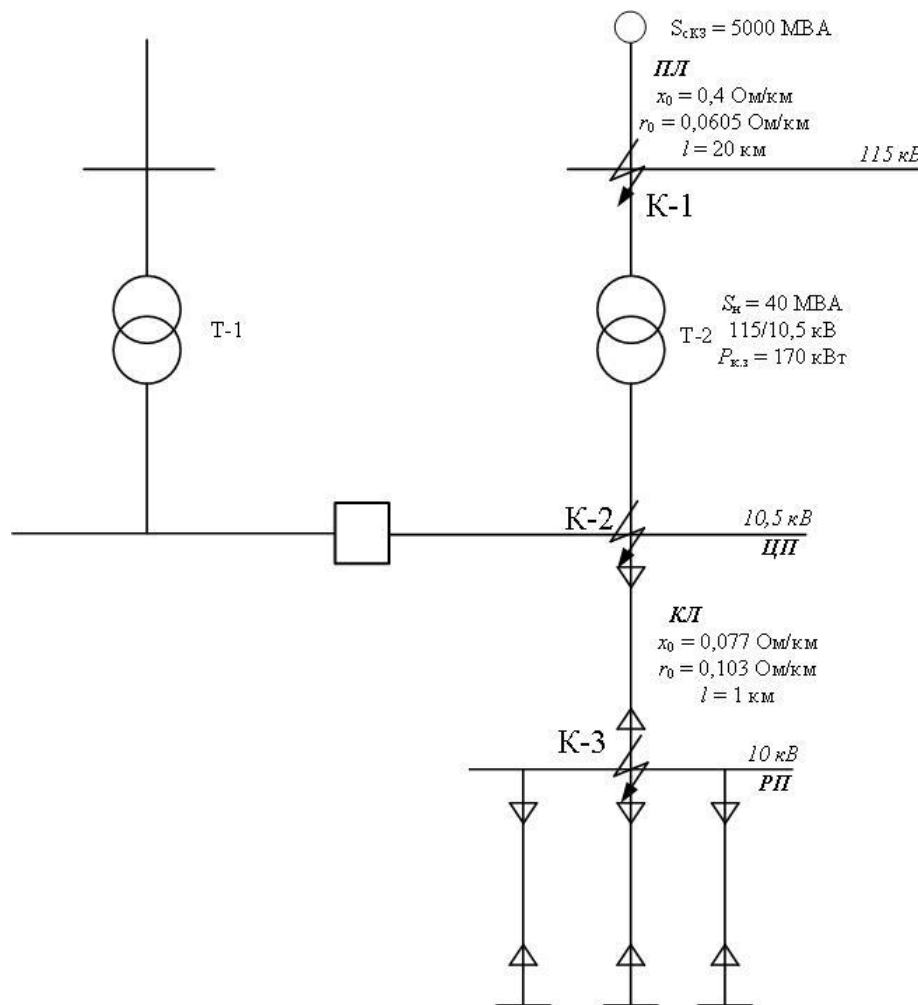


Рис. 7.1. Розрахункова схема

									Арк.
									47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2023 141				

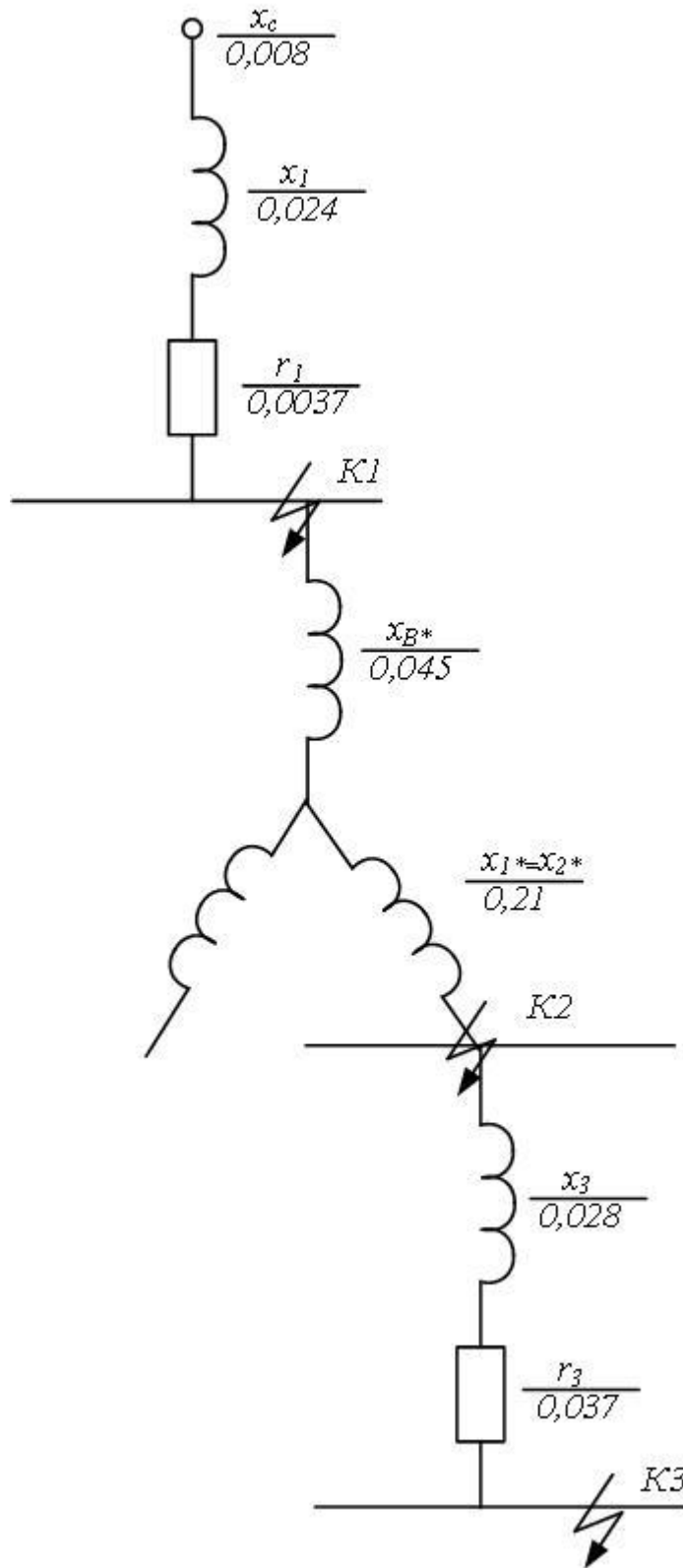


Рис. 7.2. Схема заміщення

За базисні одиниці приймається номінальна потужність трансформатора $S_{\bar{o}} = S_{ном.т} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ й середня напруга ступеня із точками К.3.

$$U_{\bar{o}_1} = U_{cp} = 115 \text{ кВ} \quad \text{і} \quad U_{\bar{o}_2} = U_{cp} = 10,5 \text{ кВ}$$

										ДП 2023 141	Арк.
											48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

$$I_{\delta_1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta_1}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,2 \text{ кА}$$

$$I_{\delta_2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta_2}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,2 \text{ кА}$$

Відповідно до табл. 6.1 [2] визначаються опори елементів схеми заміщення в базисних одиницях.

1) Система

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_{ск.з.}} = \frac{40}{5000} = 0,008$$

2) Повітряна лінія

$$X_1 = X_{num} \cdot \ell \cdot \frac{S_{\delta}}{u_{\delta}^2} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{40}{115^2} = 0,024$$

$$r_1 = r_{num} \cdot \ell \cdot \frac{S_{\delta}}{u_{\delta}^2} = 0,0605 \cdot 20 \cdot \frac{40}{115^2} = 0,0037$$

3) Трансформатор

$$X_{B^*} = \left(\frac{u_{к BH}}{100} - 0,5 \frac{u_{к HH}}{100} \right) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.т}} = \left(\frac{10,5}{100} - 0,5 \frac{30}{100} \right) \cdot \frac{40}{40} = -0,045$$

$$X_{1^*} = X_{2^*} = \frac{2u_{к BH}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.т}} = \frac{2 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{40}{40} = 0,21$$

$$X_T = X_{B^*} + X_{1^*} = -0,045 + 0,21 = 0,165$$

4) Кабельна лінія

$$X_3 = X_{num} \cdot \ell \cdot \frac{S_{\delta}}{u_{\delta}^2} = 0,077 \cdot 1 \cdot \frac{40}{10,5^2} = 0,028$$

$$r_3 = r_{num} \cdot \ell \cdot \frac{S_{\delta}}{u_{\delta}^2} = 0,103 \cdot 1 \cdot \frac{40}{10,5^2} = 0,037$$

Сумарний опір до точки К1

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_1 = 0,008 + 0,024 = 0,032$$

$$r_{\Sigma K1} = r_1 = 0,0037$$

Сумарний опір до точки К2

$$X_{\Sigma K2} = (X_c + X_1) + X_2 = 0,032 + 0,165 = 0,197$$

					ДП 2023 141	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{y\vartheta_2} = 1,9$$

Для точки КЗ — $T_a = \frac{0,225}{314 \cdot 0,0407} = 0,018c$

$$K_{y\vartheta_3} = 1,55$$

Ударний струм у розглянутих точках складе:

$$i_{y\vartheta_1} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 6,25 = 8,84 \text{ кА}$$

$$i_{y\vartheta_2} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 11,17 = 30,01 \text{ кА}$$

$$i_{y\vartheta_3} = \sqrt{2} \cdot 1,55 \cdot 9,78 = 21,44 \text{ кА}$$

					ДП 2023 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

8. ВИБІР І ПЕРЕВІРКА АПАРАТУРИ РУ ГПП І ПЕРЕРІЗУ КЛ

Перевірка апаратів і струмоведучих частин РУ на термічну стійкість зводиться до визначення найбільшої температури нагрівання їх струмами К.З., для чого необхідно знати тривалість К.З.

$$t_{\text{відкл}} = t_3 + t_n = 1,5 \text{ с},$$

де t_3 – час дії релейного захисту;

t_n – повний час відключення вимикача;

При віддаленому К.З. періодична складова струму є незатухаючою, тому

$$B_{\kappa} = I_{\text{но}}^2 (t_{\text{відкл}} + T_a)$$

$$B_{\text{К}_{\text{К1}}} = 8,84^2 (1,5 + 0,0028) = 117,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{К}_{\text{К2}}} = 11,17^2 (1,0 + 0,017) = 145,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{К}_{\text{К3}}} = 9,78^2 (0,5 + 0,018) = 49,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вимикачі розподільчих пристроїв напругою 35 кВ і вище вибираються зазвичай однотипними для всіх ланцюгів даного РУ й перевіряються по найбільш тяжких умовах К.З.

Вимикачі вибираються по номінальному струму $I_{\text{трив.ном}}$, відмикаючій здатності, а також їх перевіряють на термічну стійкість і на динамічну стійкість.

Визначення розрахункових струмів тривалого режиму на стороні ВН:

$$I_{\text{норм}} = (0,65 \div 0,7) \frac{S'_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot u_{\text{ном}}} = \frac{0,65 \cdot 40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 136,6 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = (1,3 \div 1,4) \frac{S'_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot u_{\text{ном}}} = \frac{1,3 \cdot 40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 273,25 \text{ А}$$

Розрахункові струми на стороні Н.Н. при двох встановлених трансформаторах:

					ДП 2023 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Лацанич А.М.			8. Вибір і перевірка апаратури РУ ГПП і перерізу КЛ	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Мащенко О.А.					52	
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-7ск		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

$$I_{\text{норм.}} = \frac{S'_{\text{наван.}}}{2\sqrt{3} \cdot u_{\text{н}}} = \frac{53,78 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1554,34 \text{ A}$$

$$I_{\text{max}} = 2 \cdot I_{\text{норм.}} = 2 \cdot 1554,34 = 3108,67 \text{ A}$$

де, S'_n – перспективне повне навантаження на стороні Н.Н. на 10-літній період;
 $S'_n = 53776,4 \text{ кВ}\cdot\text{А} \approx 53,78 \cdot 10^3 \text{ кВ}\cdot\text{А}$

Вибираємо вимикач на ВН трансформатора – ВМТ -110Б-20/1000 УХЛ1, триполюсний, U=110 кВ, категорія ізоляції – Б, номінальний струм відключення $I_{\text{ном.}}=20 \text{ кА}$, призначений для роботи в районні з помірним і холодним кліматом.

Таблиця 8.1

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{max}} = 273,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{по}} = 6,25 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{уд}} = 8,84 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к}} = 117,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Розрахункові струми на шинах РП

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot u_{\text{н}}} = \frac{6294}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363,82 \text{ A}$$

Вибираємо вимикачі на відходящих лініях РУ ГПП і РУ РП – ВМПЭ - 10-630-20 УЗ.

					ДП 2023 141	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 8.4

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{max} = 273,5 \text{ А}$ $i_{уд} = 8,84 \text{ кА}$ $B_k = 117,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	<u>ТФЗМ -110 Б-ІУ1</u> $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{1ном} = 300 \text{ А}$ $i_{дин.} = 62 \text{ кА}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 147 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$ $I_{ном} \leq I_{1ном}$ $I_{max} \leq I_{1ном}$ $i_{уд} \leq i_{дин}$ $B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 136,6 \text{ А}$ $I_{max} = 273,5 \text{ А}$ $B_k = 117,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	<u>ТВТ -110-І -300/5</u> $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{1ном} = 300 \text{ А}$ $I_{1ном} = 320 \text{ А}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1554,34 \text{ А}$ $I_{max} = 3108 \text{ А}$ $i_{уд.} = 8,84 \text{ кА}$ $B_k = 117,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	<u>ТФЗМ -35Б-ІІ- 3000/5</u> $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{1ном} = 3000 \text{ А}$ $I_{1ном} = 3200 \text{ А}$ $i_{дин.} = 145 \text{ кА}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 9747 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

Для відключення струмів нормального режиму призначені вимикачі навантаження ВН -16 (малопотужний високовольний вимикач). Він має найпростіший дугогасильний пристрій із вкладишами з газогенеруючого матеріалу. Значну роль відіграють також специфічні умови розподільчих мереж, де комутаційні операції за допомогою ВН -16 виконуються, як правило без навантаження або з відключенням струмів, значно менших, чим номінальний струм вимикача.

									Арк.
									55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2023 141				

Поряд з вимикачами навантаження (ВН) широке застосування в міських мережах одержали запобіжники типу ПК, які використовуються як для захисту окремих елементів, так і для захисту автоматичних пристроїв.

Запобіжники ПК на стороні 6-10 кВ трансформатора призначені для захисту мережі від пошкоджень всередині трансформатора й коротких замикань на стороні напруги 6-10 кВ останнього.

Перевірка вибраного перерізу КЛ на термічну стійкість:

$$S_{\min} = \frac{I_{\infty} \sqrt{tn}}{c}$$

де I_{∞} – значення сталого струму К.З.

c – коефіцієнт, що відповідає різниці виділеного тепла в провіднику після й до короткого замикання; $c = 0,95$;

$$t_n = t_{nai} + t_{mn} = 0,05 + 0,6 = 0,65c$$

де t_n – приведений час дії К.З.;

t_{nai}, t_{mn} – приведений час дії аперіодичної й періодичної складової;

$$t_{nai} = 0,05 \cdot B''^2 = 0,05 \cdot 1 = 0,05$$

$$B''^2 = \frac{I''}{I_{\infty}} = 1$$

$$S_{\min ЦП / РП} = \frac{I_{\infty} \sqrt{tn}}{c} = \frac{11,17 \sqrt{0,65}}{0,95} = 9,47 \text{ мм}^2$$

$$S_{\min РП / ТП1} = \frac{I_{\infty} \sqrt{tn}}{c} = \frac{9,78 \sqrt{0,65}}{0,95} = 8,3 \text{ мм}^2$$

$$S_{\min РП / ТП7} = \frac{I_{\infty} \sqrt{tn}}{c} = \frac{9,78 \sqrt{0,65}}{0,95} = 8,3 \text{ мм}^2$$

$$S_{\min РП / ТП9} = \frac{I_{\infty} \sqrt{tn}}{c} = \frac{9,78 \sqrt{0,65}}{0,95} = 8,3 \text{ мм}^2$$

Всі вибрані перерізи кабельних ліній задовольняють умовам:

$$F_{ек} \geq S_{\min}$$

										ДП 2023 141	Арк.
											56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

9. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

Релейний захист елементів розподільчих мереж повинен відповідати загальновідомим вимогам, пред'явленим до всіх пристроїв релейного захисту: селективності, швидкодії, чутливості, надійності.

У всіх пристроях релейного захисту передбачена можливість плавної або східчастої зміни параметрів спрацьовування (установок) у певних межах. Розрахунок релейного захисту полягає у виборі установок, що відповідають наведеним основним вимогам.

Розрахунок установок максимального струмового захисту відходящої кабельної лінії КЛ -10 кВ

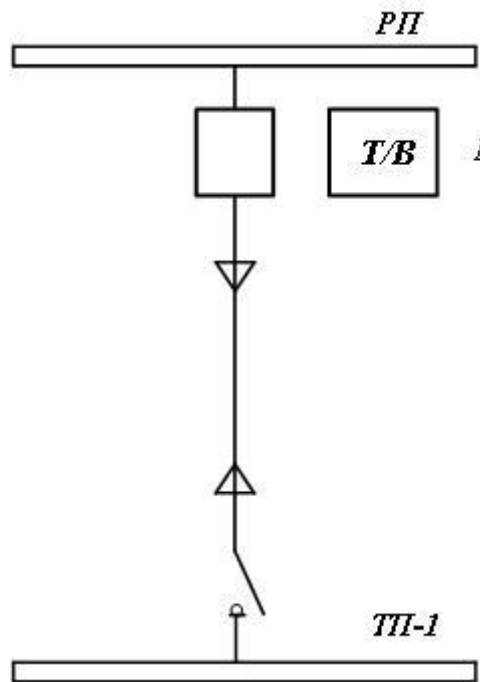


Рис. 9.1

Вибір струму спрацьовування МСЗ 1 за умовою:

$$I_{с.з.} \geq \frac{K_n \cdot K_{с3п}}{K_\epsilon} \cdot I_{роб. max}$$

					ДП 2023 141		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Лацанич А.М.			Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Мащенко О.А.				57	
Реценз.					9. Релейний захист		
Н. Контр.					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛІ-5-7ск		
Затверд.		Балюта С.М.					

де κ_H – коефіцієнт надійності, що враховує похибку реле й необхідний запас,

$$\kappa_H = 1,1 \div 1,2;$$

κ_B – коефіцієнт повернення реле, $\kappa_g = 0,8 \div 0,85$;

$\kappa_{с.з.п.}$ – коефіцієнт самозапуску, значення $\kappa_{с.з.п.}$ залежить від виду навантаження і його параметрів, від схеми й параметрів живильної мережі, від вибраних параметрів спрацьовування захисту й автоматики;

$I_{роб.мах}$ – максимальний робочий струм (струм навантаження) елемента, що захищається.

Робочий максимальний струм лінії приймається рівним $I_{трив.доп} = I_{роб.мах} = 165A$

З огляду на те, що лінія живить побутове навантаження, приймається по досвіду експлуатації $\kappa_{сзн} \approx 1,2 \div 1,3$, тоді

$$I_{с.з.п.} \geq \frac{1,2 \cdot 1,25}{0,8} \cdot 165 = 309,38A$$

струм спрацьовування реле захисту

$$I_{с.р.} = I_{с.з.п.} \cdot \kappa_{сх}^{(3)} / n_m,$$

де $\kappa_{сх}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми;

n_m – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$$I_{с.р.} = \frac{320}{200/5} = 8A.$$

					ДП 2023 141	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. СПЕЦПИТАННЯ. МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ЗОВНІШНЬОГО ОСВІТЛЕННЯ

Основним завданням зовнішнього освітлення (ЗО) промислових підприємств є забезпечення безпеки руху механізованого транспорту і пішоходів в темний час доби. Установки стандартного зовнішнього освітлення повинні створювати необхідні умови зорової роботи водіїв механізованого транспорту і пішоходів, які забезпечують своєчасне виявлення перешкод. При цьому водій механізованого транспорту повинен мати можливість виявити перешкоду на шляху руху машин з відстані в кілька десятків метрів, а пішохід – розрізнити нерівності тротуару і мостової, побачити огорожі і розпізнати зустрічних людей з відстані в кілька метрів.

Фотометричною характеристикою, що визначає рівень видимості об'єктів, є яскравість дорожнього покриття. Для удосконалених дорожніх покриттів (асфальт, бетон і т. ін.) вона в значній мірі залежить від кутів падіння світла, стану поверхні тощо. У зв'язку з цим яскравість і освітленість покриття не пов'язані прямою залежністю, що не дозволяє здійснювати пряме нормування. Однак у випадку найпростіших покриттів (грунт, щебінь та ін.), що мають дифузний характер відображення, може бути застосований метод нормування по освітленості.

Проїжджі частини магістралей промислових підприємств, зокрема, є продовженням вулиць населених пунктів, тому їх зовнішнє освітлення проектується виходячи з умови забезпечення середньої яскравості дорожнього покриття згідно з табл 10.1.

					<i>ДП 2023 141</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Лацанич А.М.</i>			10. Спецпитання. Методика розрахунку зовнішнього освітлення	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Мащенко О.А.</i>					59	
<i>Реценз.</i>						<i>ННІП ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-7ск</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						

10.1. Вибір, розташування і спосіб установки світильників

В установках зовнішнього освітлення при середній яскравості покриття 0,4 кд/м² і вище та середньої освітленості 4 лк і вище слід переважно застосовувати світильники з газорозрядними джерелами або напівширокий світлорозподіл. Не допускається застосування прожекторів, а також відкритих ламп без освітлювальної арматури. Схеми розташування світильників (ліхтарів) на магістралях промислових підприємств повинні відповідати наведеним на рис. 10.1. На закругленнях вулиць з радіусом кривих у плані по осі проїжджої частини 60 – 125 м світильники при їх односторонньому розміщенні повинні розміщуватися по зовнішній стороні вулиці відповідно рисунку 10.2 а, освітлення перехресть в одному рівні слід виконувати відповідно до схеми рисунку 10.2 б, в.

Таблиця 10.2

Значення коефіцієнтів використання за освітленістю та яскравістю для освітлювального приладу типу ЖКП 01-400-002

φ, град	β, град	Значення U_E і U_L при відношенні ширини розрахункової смуги до висоти установки освітлювального приладу b/h						
		0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
		Значення коефіцієнта використання за освітленістю U_E						
0	0;180	0,21	0,31	0,35	0,36	0,37	0,37	0,38
10	0	0,22	0,34	0,39	0,41	0,43	0,43	0,44
10	180	0,16	0,22	0,25	0,26	0,26	0,27	0,27
20	0	0,20	0,34	0,40	0,44	0,45	0,46	0,46
20	180	0,15	0,19	0,20	0,21	0,21	0,21	0,21
30	0	0,16	0,27	0,39	0,43	0,46	0,47	0,48
30	180	0,09	0,12	0,14	0,15	0,15	0,16	0,1
		Значення коефіцієнта використання за яскравістю U_L						
0	0;180	0,050	0,069	0,076	0,079	0,081	0,082	0,082
10	0	0,049	0,072	0,081	0,085	0,087	0,088	0,088
10	180	0,038	0,052	0,056	0,057	0,058	-	-
20	0	0,046	0,070	0,083	0,087	0,090	0,092	0,092
20	180	0,032	0,040	0,046	0,048	-	-	-
30	0	0,040	0,067	0,079	0,085	0,089	0,090	0,090
30	180	0,024	0,029	0,030	-	-	-	-

Типи опор зовнішнього освітлення повинні прийматися відповідно до технічних правил з економного витрачання основних будівельних матеріалів.

									Арк.
									61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2023 141				

Підвіс світильників на вулицях з повітряною електричною мережею загального призначення слід виконувати на опорах цієї мережі. При цьому світильники повинні розташовуватися нижче проводів цієї мережі або по інший бік опори; допускається встановлювати консольні світильники вище проводів зазначеної мережі за умови, що відстань в плані від краю світильника до найближчого проводу не менше 0,6 м. Консольні світильники встановлюються, як правило, під кутом 150° до горизонту. Опори повинні розташовуватися на відстані не менше 0,6 м від лицьової грані бортового каменя до зовнішньої поверхні цоколя опори і не ближче 1,5 м від різного роду в'їздів.

Таблиця 10.3

Мінімально допустима висота встановлення світильників в залежності від їх світлорозподілу

Крива сили світла за ГОСТ 17677-82	Найбільший світловий потік джерел світла в ОП, установок на одній опорі, лк	Найменша висота установки, м, при	
		ЛР	ГЛ
Напівширока	Менше 5000	6,5	7
	Від 5000 до 10000	7	7,5
	Більше 10000 до 20000	7,5	8
	Більше 20000 до 30000	–	9
	Більше 30000 до 40000	–	10
Широка	Більше 40000	–	11,5
	Менше 5000	7	7,5
	Від 5000 до 10000	8	8,5
	Більше 1000 до 20000	9	9,5
	Більше 20000 до 30000	–	10,5
	Більше 30000 до 40000	–	11,5
	Більше 40000	–	13

10.2. Розрахунок кроку ліхтарів або окремих світильників при нормуванні середньої яскравості

Схема розташування світильників або ліхтарів (ліхтар утворюється декількома світильниками розміщеними на одному кронштейні) на заокругленнях або перетинах на одному рівні з урахуванням кроку світильників, показана на рис. 10.1, не враховує прямі ділянки магістралей, для яких крок

										Арк.
										62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2023 141					

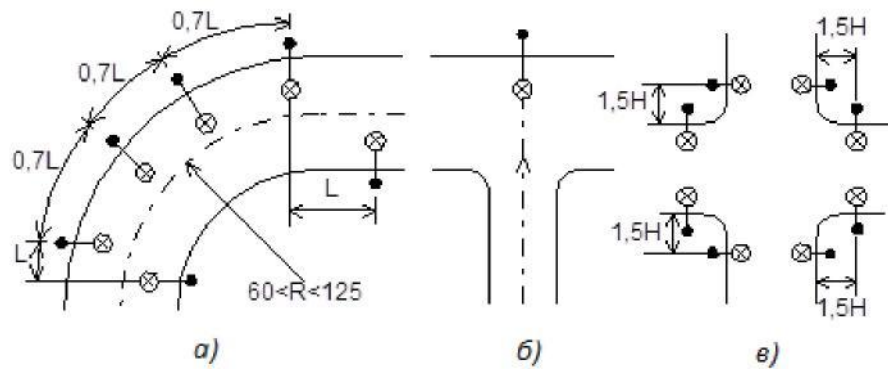


Рис. 10.2. Схема розташування світильників:
 а) на закругленні; б) на примиканні; в) на перетині;
 Н - висота встановлення світильників

10.3. Розрахунок кроку ліхтарів або окремих світильників при нормуванні середньої освітленості

Нормативний документ ДБН В.2.5-28:2018 регламентує при нормованій середній освітленості крок ліхтарів (відстань між опорами) або окремих світильників розраховувати за формулою:

$$L = \frac{1}{\pi \cdot E_n \cdot b \cdot K_3} \sum_{i=1}^N (\eta_{E_i} \cdot F_{\lambda_i} \cdot m_i),$$

де E_n - нормована освітленість;

η_{E_i} - коефіцієнт використання по освітленості світильників i -го ряду.

Крок ліхтарів або світильників в районі пішохідного переходу та залізничного переїзду вибирається рівним $1,5H$, із зсувом $0,75H$ в обидві сторони щодо осьової лінії переходу (переїзду), де H - висота установки світильника.

10.4. Розрахунок показника засліпленості

Показник засліпленості P - це критерій оцінки сліпучої дії освітлювальної установки, значення якого визначається за формулою:

$$F = 570 \cdot a \cdot C_B \frac{\beta_{сум}}{K_3 \cdot B_n},$$

де a - коефіцієнт нееквівалентності, що дорівнює: для ЛР-1; для ЛЛ і ДРЛ-1,3; для ДРИ - 1,1; для ламп ДНаТ - 0,9;

										Арк.
										64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2023 141					

K_3 - коефіцієнт запасу;

B_n - нормована середня яскравість, кд/м²;

C_B - постійний коефіцієнт, що залежить від яскравості фону, визначається за графіком рис. 10.3;

$\beta_{\text{сум}}$ - сумарна яскравість вуалюючої пелени, кд/м²: $\beta_{\text{сум}} = \sum_{i=1}^N \beta_i$

N - число світильників;

β_i - яскравість вуалюючої пелени, створюваної i -м рядом світильників.

Яскравість вуалюючої пелени від кожного ряду світильників визначається для спостерігача, що знаходиться на подовжній лінії посередині проїжджої частини даного напрямку руху, і розраховується за формулою:

$$\beta_i = \frac{m}{3300(H-h)^2 + \Delta b_i^2} [0,88 \cdot (I_{75^\circ})_i + 0,82 \cdot (I_{80^\circ})_i + 2,1 \cdot (I_{85^\circ})_i + 1,55 \cdot (I_{90^\circ})_i],$$

де H - висота встановлення світильників, м;

h - висота очей спостерігача над рівнем проїжджої частини, приймається рівної 1,5 м;

Δb_i - відстань між лінією i -го ряду світильників і середньої позовжньої лінією проїзної частини даного напрямку руху, м;

m - число світильників ліхтаря, що відносяться до i -ого ряду;

$(I_{75^\circ})_i$; $(I_{80^\circ})_i$; $(I_{85^\circ})_i$; $(I_{90^\circ})_i$ - величина сили світла світильників i -го ряду в площині $\beta=90^\circ$ відповідно під кутами $\alpha = 75, 80, 85, 90^\circ$, кд.

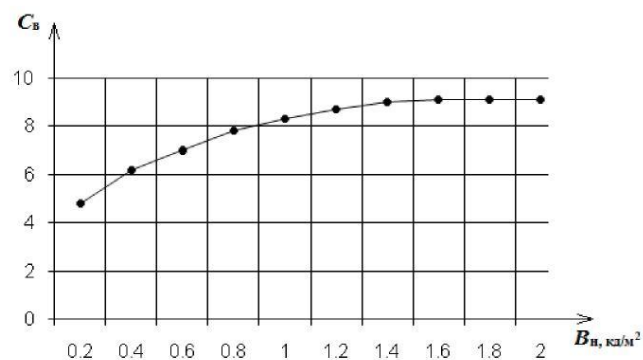


Рис. 10.3. Графік залежності постійного коефіцієнта C_B для розрахунку показника засліпленості від яскравості фону B_n

									Арк.
									65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

10.5. Розрахунок мереж зовнішнього освітлення по втраті напруги

Значення розрахункових втрат напруги в освітлювальній мережі зовнішнього освітлення (у відсотках) при живленні від трансформаторів різної потужності без урахування рівномірності навантаження (загальний випадок) наведено в таблиці 12.

При визначенні розрахункових втрат прийнято, що зниження напруги у найбільш віддалених ламп дорівнює 5 % номінальної напруги ламп, а коефіцієнт завантаження трансформатора дорівнює 0,9.

Таблиця 10.4

Розрахункові втрати напруги в освітлювальній мережі

Потужність трансформатора, кВ·А	Розрахункові втрати в мережі, %, при коефіцієнті потужності сумарного навантаження			
	0,9	0,8	0,7	0,6
1	2	3	4	5
20	0,5	5,5	5,5	5,5
35				
60				
100	0,5	6,0	5,5	5,5
20				
35				
60				
100				
160				
250	7	6,0	6,0	5,5
400				
630 і вище				
		6,5		

10.5.1. Розрахунок освітлювальної мережі при рівномірному навантаженні фаз

Розрахунок перерізу проводів головної ділянки освітлювальної мережі зовнішнього освітлення по втраті напруги проводиться за наступними формулами:

а) для однофазних і двофазних ліній, а також трифазних ліній з окремим нульовим проводом:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^N M_i}{C \cdot \Delta U}$$

б) для трифазних ліній з використанням нульового проводу мережі загального призначення:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^N M_i}{C \cdot \Delta U} \left(1 + \frac{a \cdot K}{\sqrt{P_{н.осв.}}} \right)$$

де S - переріз проводу, мм²;

$\sum_{i=1}^N M_i$ - сума моментів навантаження, добуток навантаження гілки на її довжину, кВт·м;

ΔU - розрахункова втрата напруги, %;

C і a - коефіцієнти, залежні від напруги мережі, перерізу нульового проводу та співвідношення навантаження загального користування і зовнішнього освітлення;

N - кількість ділянок різного навантаження і довжини;

K - відношення навантажень мережі зовнішнього освітлення та мережі загального користування;

$P_{н.осв.}$ - навантаження мережі зовнішнього освітлення, кВт. Значення коефіцієнтів C , a і K наведені в табл. 10.5 і 10.6. Наведені в табл. 10.5 коефіцієнти C визначені без урахування втрати напруги в загальному нульовому проводі. Ці коефіцієнти повинні застосовуватися тільки у випадку симетрії навантаження за фазами в загальній системі (навантаження зовнішнього освітлення та мережі загального користування). При роздільному розрахунку мереж зовнішнього освітлення і для систем з окремим нульовим проводом, якщо переріз нульового проводу мережі загального користування дорівнює перерізу фазових проводів мережі зовнішнього освітлення, а також при перерізах нульового проводу, відмінних від фазного, слід підставляти в формулу розрахунковий коефіцієнт C , який визначається як добуток коефіцієнта C , знайденого при окремому нульовому проводі, на коефіцієнт **2**, що знаходяться з кривих рис. 10.4.

										ДП 2023 141	Арк.
											67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Значення коефіцієнта C

Напруга мережі, В	Число фаз в лінії	Значення коефіцієнта C для мідних і алюмінієвих проводів			
		При окремому нульовому проводі		При використанні нульового проводу мережі загального призначення	
		алюміній	мідь	алюміній	мідь
380/220	3	46	77	46	77
	2	20	34	30	51
	1	7,7	12,8	15,3	25,6

Таблиця 10.6

Значення коефіцієнта a

Співвідношення навантажень мережі зовнішнього освітлення та мережі загального користування	Значення коефіцієнта a при співвідношенні опорів нульового і фазного проводів в мережі 380/220 В	
	1:1	2:1
0,05	9,5	18,2
0,1	6,7	13
0,2	4,6	9,1
0,3	3,8	7,4
0,4	3,3	6,5
0,5	2,9	-
0,6	2,7	-
0,7	2,5	-
0,8	2,3	-
0,9	2,2	-
1,0	2,1	-

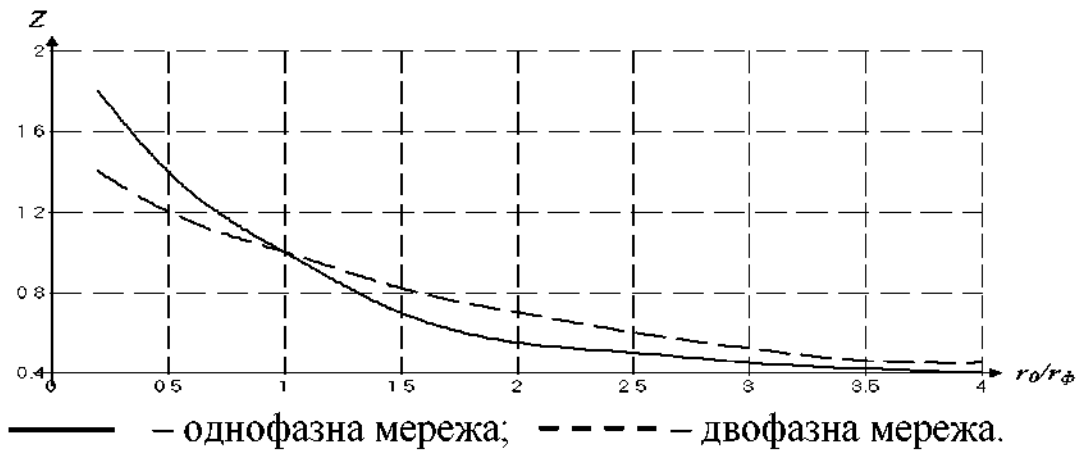


Рис. 10.4. Графік для визначення поправки z

Графік для визначення коефіцієнта z і враховує відмінність перерізу нульового проводу від перерізу фазних проводів (r_0/r_ϕ) і вид мережі.

10.5.2. Розрахунок мережі при нерівномірному навантаженні фаз

Розрахунок перерізів фазних проводів з включенням ламп на фазну напругу проводиться за наступними формулами:

а) для трифазної схеми з окремим нульовим проводом (3 фази + нуль):

$$F = \frac{3 \cdot M}{C \cdot \Delta U} (1 + K_{нс} \cdot m \cdot b),$$

а) для двофазної схеми (2 фази + нуль):

$$F = \frac{3 \cdot M}{C \cdot \Delta U} (1 + K_{нс} \cdot m \cdot b),$$

в) для трифазної схеми з використанням нульового проводу мережі загального користування (3 фази + загальний нульовий провід):

$$F = \frac{3 \cdot M}{C \cdot \Delta U} \left(1 + \frac{a \cdot K}{\sqrt{P_{н.осв.}}} + K_{нс} \cdot m \cdot b \right),$$

де P - переріз фазного проводу зовнішнього освітлення, мм²;

M - сума моментів навантажень в максимально навантаженій фазі лінії зовнішнього освітлення, кВт·м;

m - співвідношення опорів нульового і фазного проводів;

$P_{н.осв.}$ - навантаження мережі зовнішнього освітлення, кВт;

$K_{нс}$ - коефіцієнт несиметрії фазних навантажень, визначається з графіка рис.

10.5;

					ДП 2023 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

b - коефіцієнт, що залежить від співвідношення фазних навантажень, що визначається за табл. 10.7.

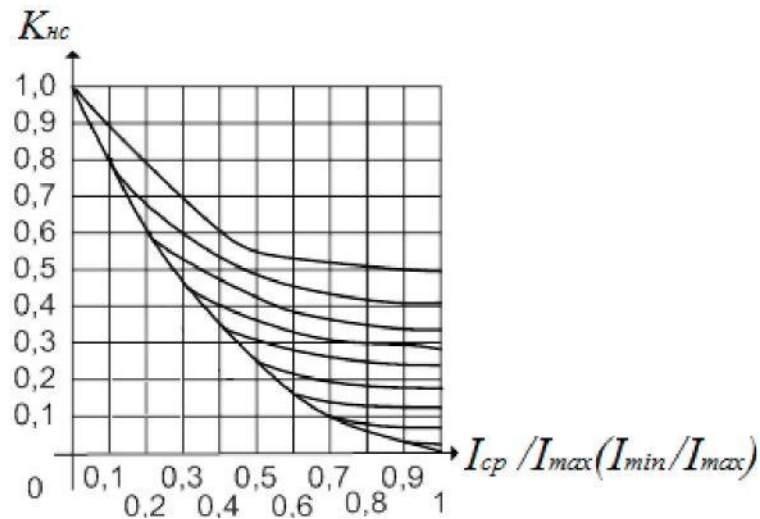


Рисунок 10.5 Графік для визначення коефіцієнта несиметрії фазних навантажень

Таблиця 10.7

Значення коефіцієнта b в залежності співвідношення фазних навантажень

Число фаз в лінії з напругою 380/220 В	Співвідношення навантажень у фазах, %			Коефіцієнт b
	A	B	C	
1	2	3	4	5
3	100	0	0	1,0
	100	0	25	1,2
	100	0	50	1,3
	100	0	75	1,4
	100	0	100	1,0
	100	25	25	1,5
3	100	25	50	1,6
3	100	25	75	1,7
	100	25	100	1,1
	100	50	50	2,0
	100	50	75	1,9
	100	50	100	1,2
	100	75	75	2,5
	100	75	100	1,3
2	100	0	-	1,0
	100	25	-	1,2
	100	50	-	1,3
	100	75	-	1,4
	100	100	-	1,0

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

Графік для визначення коефіцієнта фазних навантажень ($K_{нс}$) визначається в залежності від відношення мінімального струму до максимального (I_{min} / I_{max}) для однофазної мережі і середнього струму до

максимального (I_{cp} / I_{max}) при кількості фазних проводів два і більше.

10.5.3. Розрахунок мереж з газорозрядними лампами по втраті напруги

Розрахунок, за відсутності індивідуальної компенсації реактивної потужності, слід проводити з урахуванням реактивного опору - для повітряних ліній при перерізі дроту 16 мм² і вище і для кабельних ліній при перерізі 50 мм² і вище. Замість допустимої втрати напруги (ΔU , %) слід приймати допустиму величину падіння напруги ($\Delta U'$, %), що враховує реактивні навантаження і опір, розраховується за виразом:

$$\Delta U' = \beta \cdot \Delta U ,$$

де β - коефіцієнт зниження допустимого значення втрат напруги, що враховує реактивне навантаження і опір, що визначаються з графіків рис. 10.6.

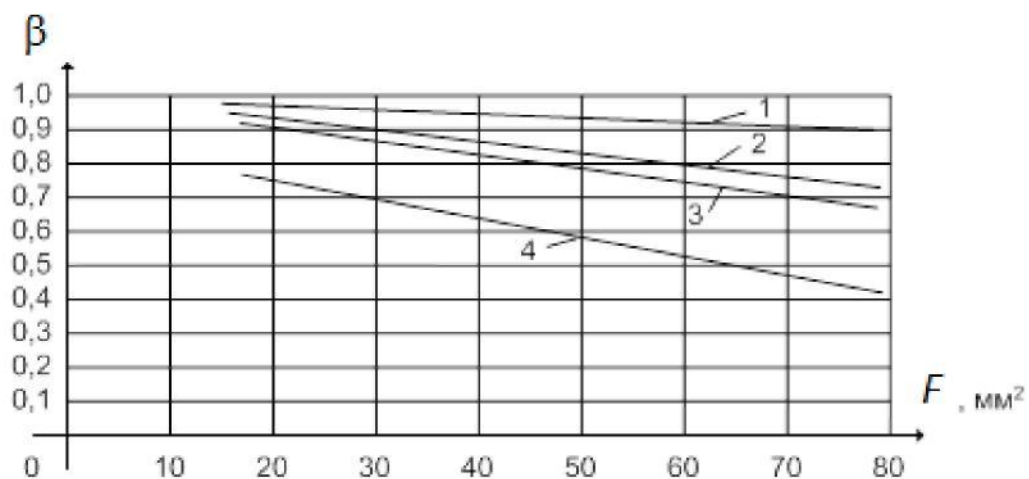


Рис. 10.6. Графік визначення коефіцієнта зниження допустимого значення втрат напруги:

1 - кабельна лінія, $\cos \varphi = 0,9$; 2 - повітряна лінія, $\cos \varphi = 0,9$; 3 - кабельна лінія, $\cos \varphi = 0,5$;

4 - повітряна лінія, $\cos \varphi = 0,5$

10.6. Розрахунок прожекторного освітлення

При розрахунку прожекторного освітлення проїздів і майданчиків промислових підприємств визначаються:

- мінімальна освітленість за нормами;
- коефіцієнт запасу;

									Арк.
									71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2023 141				

- тип і кількість прожекторів;
- висота встановлення прожекторів;
- найвигідніший кут нахилу оптичної осі прожектора;
- місця встановлення прожекторів.

Для визначення кількості прожекторів, необхідних для освітлення заданої площі з мінімальною освітленістю, слід попередньо знайти необхідний сумарний потік $\Phi_{\text{сум}}$, користуючись виразом

$$\Phi_{\text{сум}} = E_n \cdot S \cdot K_z \cdot K_n,$$

де E_n - потрібна (нормована) освітленість, лк;

S - освітлювальна площа, м²;

K_z - коефіцієнт запасу ($K_z = 1,2-1,5$);

K_n - коефіцієнт ($K_n = 1,15-1,5$), що враховує втрати світла в залежності від конфігурації освітлюваної площі.

Якщо відомий сумарний потік, то необхідну кількість прожекторів, необхідна для освітлення даної площі, визначається за формулою

$$N_{\text{пр}} = \frac{\Phi_{\text{сум}}}{\Phi_l \cdot \eta_{\text{пр}}},$$

де Φ_l - світловий потік лампи прожектора, лм;

$\eta_{\text{пр}} = 0,35-0,37$ - ККД прожектора.

Висота установки прожектора визначається за формулою

$$h \geq \sqrt{\frac{I_{\text{max}}}{300}},$$

де I_{max} - максимальна (осьова) сила світла прожектора, кд.

Знаючи кількість прожекторів і висоту їх установки, можна визначити освітленість в окремих точках площі, користуючись точковим методом.

Прожектор заливаючого світла випускає пучок променів у вигляді конуса з кутом β , який утворює світлову пляму, за формою близьку до еліпса з більшою віссю СД (рис. 10.7).

										Арк.
										72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

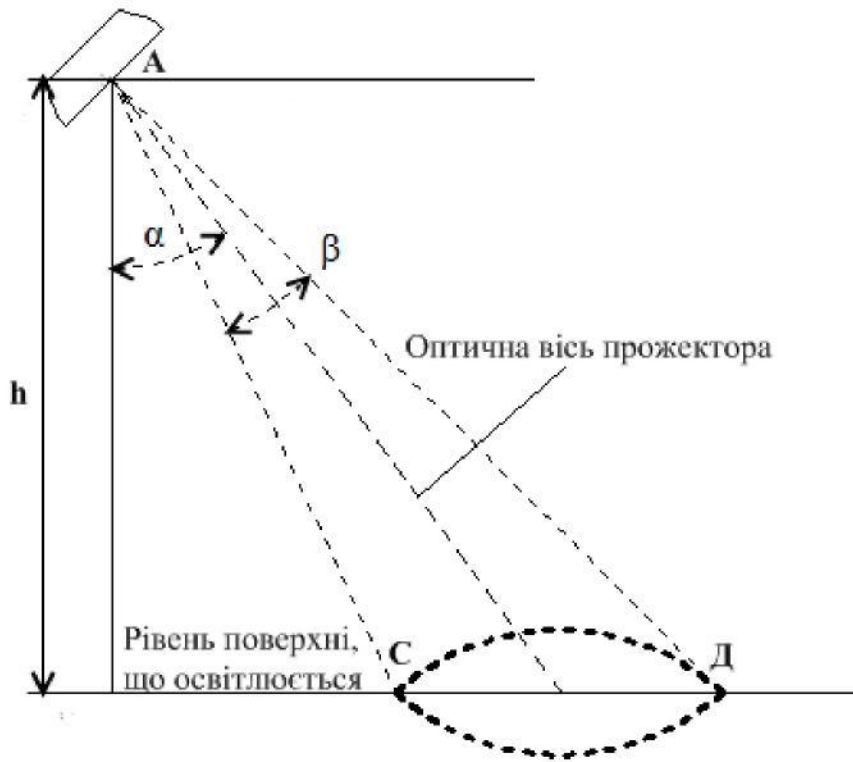


Рис. 10.7. Світлова пляма прожектора

Освітленість у точках, розташованих на осі еліпса, визначається за формулами:

а) горизонтальна освітленість

$$E_2 = \frac{I_a \cdot \cos^3 \alpha}{K_3 \cdot h^2}$$

б) вертикальна освітленість

$$E_6 = E_2 \cdot \operatorname{tg} \alpha,$$

де I_a - сила світла променя прожектора, спрямованого під кутом, кд;

h - висота підвісу прожектора;

α - кут, утворений оптичною віссю пучка променів прожектора і вертикаллю до освітлюваної площі.

Оптимальний кут нахилу оптичної осі прожектора – це кут, при якому площа світлової плями (еліпса) максимальна, а освітленість відповідає нормам – визначається за формулою

$$\gamma = \arcsin \sqrt{m + n \cdot E_0^{\frac{2}{3}}},$$

де m і n - коефіцієнти кутів розсіювання прожекторів в горизонтальній і вертикальній площинах, де m – безрозмірна величина, $E_0 = K_3 \cdot E \cdot h^2$ – при

									Арк.
									73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

освітленні одним прожектором, $E_0 = 0,5 \cdot K_s \cdot E \cdot h^2$ – якщо світлові плями прожекторів перекривають одна одну.

Коли потрібно визначити освітленість вертикальної поверхні, оптимальний кут визначається за формулою

$$\gamma_6 = 2 \cdot \arctg \frac{I_{\max}}{E_6 \cdot h^2}.$$

Наведений метод розрахунку є спрощеним, але цілком прийнятним для практичних цілей.

Більш точний метод розрахунку за відносною освітленістю полягає в наступному. У цьому випадку робочою характеристикою прожектора є ізолюкси освітленості на умовній площині, перпендикулярній його оптичній осі, розташованій на відстані 1 м, які можна знайти в довіднику для кожного типу прожектора. Далі методом проектування з умовної площі на розрахункову можна побудувати ізолюкси на освітлюваній поверхні.

					ДП 2023 141	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11. ОХОРОНА ПРАЦІ

Оперативне обслуговування діючих електроустановок (ЕУ) розподільчих мереж передбачає періодичні й позачергові огляди електрообладнання систем електропостачання й електроспоживачів, контроль і облік електроенергії, оперативні перемикання в електромережах, що забезпечують безперебійне постачання електроенергією. Оперативне обслуговування ЕУ здійснюється інженерно-технічним, черговим і оперативно-ремонтним електротехнічним персоналом.

Обов'язки закріпленого за даною ЕУ чергового (оперативно-ремонтного) персоналу визначаються місцевими інструкціями, у яких повинні бути викладені також основні конкретні заходи щодо електробезпеки й пожежній безпеці стосовно до експлуатованого електрообладнання.

Оперативне обслуговування ЕУ може здійснюватися як одною особою, так і бригадами із двох чоловік і більше.

При обслуговуванні ЕУ напругою понад 1000 В старший у зміні (бригадир) або одиночний черговий повинні мати кваліфіковану групу по техніці безпеки (ТБ) не нижче IV, а в ЕУ до 1000 В – не нижче групи III.

Огляд електрообладнання, що перебуває під напругою пов'язаний з небезпекою ураження електричним струмом, що виникає при випадковому дотику до неізольованих струмоведучих частин або наближенні до них на таку близьку відстань, коли можливе перекриття повітряного проміжку й ураження через електричну дугу. Тому особа, що робить огляд, повинна мати достатню кваліфікацію й знання ТБ. Крім чергового персоналу, одноособовий огляд ЕУ дозволяється адміністративно-технічному персоналу, що має кваліфікаційну групу V (в ЕУ до 1000 В – IV групу).

					ДП 2023 141			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		Лацанич А.М.			11. Охорона праці	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		Сірик А.О.					75	
<i>Реценз.</i>						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-7ск		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		Балюта С.М.						

Щоб уникнути ураження електричним струмом під час огляду діючих ЕУ необхідно дотримуватися наступних заходів безпеки: при огляді ЕУ понад 1000 В одною особою не дозволяється проникати за огороження й входити в камеру РУ.

При виявленні під час огляду випадкового замикання якої-небудь струмоведучої частини ЕУ на землю, забороняється до відключення пошкодженої ділянки наближатися до місця такого замикання на відстань менше 4 м у закритих РУ, і 8 м у ВРП, щоб уникнути ураження кроковою напругою.

Самостійне одноособове обслуговування ЕУ напругою до 1000 В, включаючи періодичні огляди, перевірки, вимірювання й поточний ремонт, дозволяється робітникам-електрикам, що мають кваліфіковану групу не нижче III.

Оперативні перемикання в РУ ТП виконуються черговим або оперативно-ремонтним персоналом по наряді, розпорядженню або з відому вищестоящого чергового електротехнічного персоналу відповідно до встановленого на підприємстві режимом роботи.

Розпорядження про перемикання може бути передане усно або по радіозв'язку, із записом його в оперативному журналі. Список осіб, що мають право робити оперативні перемикання, затверджується головним інженером підприємства.

У РУ напругою понад 1000 В складні оперативні перемикання, виконуємі більш ніж на одному приєднанні, повинні виконуватися двома особами, причому старший з них за посадою контролює й керує діями молодшого, котрий безпосередньо управляє комутаційними апаратами.

Одній особі із числа чергового або оперативно-ремонтного персоналу дозволяється виконувати перемикання тільки в ЕУ, обладнаних блокуваннями роз'єднувачів, що не допускають їх відключення під навантаженням. Одному черговому дозволяється перемикання в РУ напругою до 1000 В.

					ДП 2023 141	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Заходи щодо забезпечення безпеки ремонтно-налагоджувальних робіт в електроустановках

Технічна експлуатація ЕУ передбачає планово-попереджувальні ремонти (ППР) устатовленого електроустаткування, електричні випробування, налагодження систем автоматики й релейного захисту й ін. Крім того, не виключені роботи з попередження й ліквідації можливих аварій і неполадок. Ці роботи пов'язані з небезпекою ураження електричним струмом.

Роботи, відповідно до вимог правил техніки безпеки (ПТБ), виконувані в діючих ЕУ, відносно прийняття заходів безпеки, розділяються на наступні три категорії:

1. Роботи, виконувані зі зняттям напруги, виконують в ЕУ, де із всіх струмоведучих частин електроустановки, у тому числі й вводів, знята напруга й вжиті заходи, що перешкоджають подачі напруги на струмоведучі частини до місця роботи.

При знятті напруги з боку як високої напруги, так і низької напруги, здійснюється поточний ремонт силового трансформатора. Ревізія й чищення апаратури розподільчих пристроїв підстанцій і ремонтно-будівельні роботи в електроприміщеннях виконуються при повному знятті напруги із всіх струмоведучих частин.

2. Роботи, виконувані без зняття напруги поблизу струмоведучих частин і на струмоведучих частинах ЕУ, що перебувають під напругою.

До них відносяться роботи, що вимагають прийняття технічних або організаційних заходів щодо запобігання можливості наближення працюючих людей і використовуваної ними ремонтного оснащення й інструменту до струмоведучих частин на небезпечну відстань, а також роботи, виконувані безпосередньо на струмоведучих частинах, що перебувають під напругою, за допомогою засобів захисту й пристосувань.

Так, без зняття напруги допускаються: робота на заземлених кожухах електроустаткування (фарбування корпусів машин і апаратів, нанесення на них

										Арк.
										77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП 2023 141

5) огороження робочого місця й вивішування приписувальних і попереджувальних плакатів, таких як: «Стій - небезпечно для життя», «Стій - висока напруга» і т.п.

Ці технічні заходи виконує допускаючий до роботи з дозволу, що віддає розпорядження на проведення робіт. Допускаючий відповідає за правильність і достатність вжитих заходів безпеки й відповідність їх заходам, зазначеним в наряді або розпорядженні, характеру й місцю роботи, за правильний допуск до роботи.

Організаційними заходами щодо забезпечення безпечного проведення робіт в ЕУ є наступні:

- оформлення роботи нарядом, розпорядженням або переліком робіт, виконуваних у порядку поточної експлуатації,
- оформлення в наряді допуску робітників до роботи,
- нагляд під час роботи,
- оформлення в наряді закінчення робіт,
- закриття наряду.

Оформлення наряду потрібне на ті роботи, які виконуються зі зняттям напруги з ремонтованої електроустановки, а також на роботи, виконувані без зняття напруги поблизу або безпосередньо на струмоведучих частинах, що перебувають під напругою.

За розпорядженням можуть виконуватися наступні види робіт:

а) роботи без зняття напруги зі струмоведучих частин, удалині від струмоведучих частин, що перебувають під напругою, тривалістю не більше однієї зміни;

б) позапланові й невеликі по обсязі роботи, тривалістю до 1 години, викликані виробничою необхідністю.

в) деякі види робіт в ЕУ напругою до 1000 В зі зняттям напруги тривалістю не більше однієї зміни.

										ДП 2023 141	Арк.
											79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

В окремих випадках, з відому віддаючого розпорядження, допускається виконувати ці роботи одній особі із числа ремонтного персоналу із кваліфікаційною групою не нижче III.

Пожежна небезпека електроустановок

Пожежна небезпека електроустановок обумовлена наявністю в застосовуваному електроустаткуванні горючих ізоляційних матеріалів. Горючою є ізоляція обмоток електричних машин, трансформаторів, різних електромагнітів. Небезпечною відносно пожежі є ізоляція проводів (гума, папір, поліетилен і т.д.) і кабелів. Безпека електроустановок, що містять маслонаповненні електроустаткування й апарати, а так само устаткування, покриті й просочене маслами, лаками, бітумами й т.п., відносно пожежі забезпечується вимогами, наведеними у відповідних главах ПУЕ й діючих нормативно-правових актах з питань пожежної безпеки в Україні.

Найбільшу пожежну небезпеку представляють маслонаповнені апарати – трансформатори, бакові вимикачі високої напруги, а також кабелі з паперовою ізоляцією, просоченою маслоканіфолевим складом.

У силових трансформаторах з масляним охолодженням не виключене міжвиткове КЗ, у результаті якого в частині обмотки (витку) виникає настільки великий струм, що ізоляція швидко розкладається з виділенням горючих газів. При відсутності належного захисту, що відключає пошкоджений трансформатор, не виключений вибух газової суміші з руйнуванням стінок кожуха й наступним викидом палаючого масла в приміщення.

Дуже небезпечні в пожежному відношенні кабелі високої напруги з паперовою ізоляцією, просоченою компаундом, що містить мінеральне масло, прокладені відкрито в приміщенні або в кабельних спорудах. Кабельне господарство електростанцій і підстанцій повинне виконуватися таким чином, щоб при пожежі, що виникла через порушення ізоляції кабелів або інших причин, було виключене порушення роботи всього об'єкта [Ш.-3-79, ПУЕ].

					ДП 2023 141	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для захисту трансформаторів від загоряння необхідно робити огляди, контролювати температуру й тиск трансформаторного масла, вчасно проводити поточні й капітальні ремонти трансформаторів.

При загорянні трансформатора гасіння вогню потрібно робити при повному знятті напруги. При гасінні забороняється використовувати воду, тому що при витіканні трансформаторного масла гасіння вогню водою може привести до збільшення площі пожежі. Для гасіння необхідно використовувати порошкові вогнегасники або пісок.

Згідно п. IV-2-74. ПУЕ відстань від маслonaповненого обладнання до житлових і громадський будинків повинні бути:

не менш 16 м – при ступені вогнестійкості цих будинків і споруд – I або I I;

не менш 20 м при ступені вогнестійкості цих будинків і споруд – I I I;

не менш 24 м - при ступені вогнестійкості цих будинків і споруд – IV і V.

Згідно п. IV-2-88. ПУЕ відстань від окремо стоячих будинків ЗРУ до житлових і громадських будинків повинні бути:

не менш 7 м – при ступені вогнестійкості цих будинків і споруд – I або I I;

не менш 9 м – при ступені вогнестійкості цих будинків і споруд – I I I;

не менш 10 м – при ступені вогнестійкості сусіднього будинку й споруди по протипожежних вимогах – IV і V.

					ДП 2023 141	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Нормативы для определения электрических нагрузок при проектировании системы электроснабжения жилых и общественно-бытовых зданий М.:1999 г.
- 2.А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоиздат. 1987 г.
- 3.В.А. Козлов, Н.И. Блик, Д.Л. Файбисович. Справочник по проектированию электроснабжения городов. Л.: Энергоатомиздат. 1986 г.
- 4.В.А. Козлов. Городские распределительные электрические сети. Л.: Энергоиздат. 1982 г.
5. В.А. Козлов. Электроснабжение городов. М.: Энергия. 1977 г.
- 6.В.Б. Атабеков, Я.Т. Кулешов, И. А. Фридкин. Справочник по городским электрическим сетям подстанциям. М.: 1963 г.
7. Справочник по проектированию электроснабжения. М.: Энергоатомиздат. 1985 г.
8. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). М.: Энергоатомиздат. 1985 г.
9. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 1987 г.
10. Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. Электрическая часть электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 1989 г.
11. М.А. Шабад. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. М.: Энергоатомиздат. 1985 г.
12. Я.Л. Арцишевский. Определение мест повреждения линий электропередачи в сетях с изолированной нейтралью. М.: Высшая школа. 1989 г.
13. Б.А. Князевский. Охрана труда в электроустановках. М.: Энергоатомиздат. 1983 г.

					<i>ДП 2023 141</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Лацанич А.М.</i>			Список літератури	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Архувів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Мащенко О.А.</i>				83		
<i>Реценз.</i>						<i>ННІТ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-7ск</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						

15. ДБН В .2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. К. – Мінрегіон України, 2018 р.

16. Споживачі електричної енергії. Електричне освітлення. Навч. Посібник за ред. О.І. Солов'я. Черкачи – ФОП Гордієнко Є.І., 2018 р.

					ДП 2023 141	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		