

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Ігор ЛЕБЕДИНСЬКИЙ

" ____ " _____ 2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на здобуття освітнього ступеня бакалавр

зі спеціальності 6.141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
програми 6.141.00.02 Електротехнічні системи електроспоживання

на тему: «Розрахунок релейного захисту закритої трансформаторної підстанції
10 кВ ТОВ “Зернова Індустрія”»

Здобувача групи ЕТ-01 Сергій Олексійович ШЕШЕНЯ

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень.
Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на
відповідне джерело.

(підпис)

Сергій ШЕШЕНЯ

(Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

Керівник канд. фіз.-мат. наук, доцент Михайло ПЕТРОВСЬКИЙ _____

Суми – 2024

Анотація

с. 77, рис.20, табл. 17.

Бібліографічний опис: Шешеня С.О. Розрахунок релейного захисту закритої трансформаторної підстанції 10 кВ ТОВ «Зернова Індустрія» : робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра : спец. 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / кер. М.В. Петровський. Суми : Сумський державний університет, 2024. 77 с.

Ключові слова:

трансформатор, підстанція, релейних захист, реле, струм, коротке замикання;

transformer, substation, relay protection, relay, current, short circuit.

Об'єкт дослідження: електрична схема підстанції 10/0,4 кВ

Короткий огляд.

Опрацьовано теоретичні данні про види релейних захистів для підстанцій, за якими було обрано до встановлення максимальний струмовий захист, струмову відсічку та дуговий захист. Проведено розрахунок, вибір схем підключення трансформаторів струму, струмових реле та уставок релейного захисту для закритої трансформаторної підстанції номінальною напругою 10 кВ. Розраховано струми коротких замикань та робочих режимів в лініях та на підстанції. Проведена перевірка силових трансформаторів підстанції за допустимим навантаженням. Для пристроїв релейного захисту розраховані параметри спрацювання – уставки струму та часу. Виконано розрахунок блискавкозахисту, що складається з чотирьох стрижневих блискавковідводів та заземлювача у вигляді заземлюючого контуру, який складається зі вертикальних електродів, з'єднаних між собою горизонтальними полосами.

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Аркуш
						3
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перелік скорочень, умовних позначень, термінів

АПВ – автоматичне повторне включення
ВВ – високовольтний вимикач
ДЖ – джерело живлення
ДЗ – дуговий захист
ЕУ – електроустановка
ЗП – заземлюючий пристрій
ЗТП – закрыта трансформаторна підстанція
КЗ – коротке замикання
КРУЗ – комплектна розподільча установка зовнішнього виконання
ЛЕП – лінія електропередачі
МСЗ – максимальний струмовий захист
НН – низька напруга
ПАТ – публічне акціонерне товариство
ПС – підстанція
ПУЕ – Правила улаштування електроустановок
РЗ – релейний захист
РЗА – релейний захист та автоматика
РП – розподільний пункт
РПН – регулювання під навантаженням
СВ – струмова відсічка
ТН – трансформатор напруги
ТОВ – товариство з обмеженою відповідальністю
ТП – трансформаторна підстанція
ТС – трансформатор струму

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		4

Зміст

Вступ.....	7
1. Загальна характеристика об'єкта проектування	8
1.1. Характеристика джерела живлення.....	8
1.2. Характеристика ЗТП 10/04 кВ ТОВ “Зернова Індустрія”	9
2. Розрахунок робочих струмів та струмів КЗ	15
2.1. Розрахунок опорів схеми заміщення до точок КЗ	15
2.2. Розрахунок струмів КЗ, ударних струмів та інтеграла Джоуля	20
2.3. Розрахунок струму робочого режиму	23
3. Релейний захист трансформаторних підстанцій.....	24
3.1. Основні типи пошкоджень та режимів роботи трансформаторів та автотрансформаторів	24
3.2. Види захистів, що застосовуються для трансформаторних підстанцій.....	28
3.3. Релейний захист кабельних ліній	31
3.4. Вимоги до пристроїв релейного захисту	33
4. Вибір пристроїв релейного захисту та їх уставок.....	35
4.1. Вибір видів релейних захистів та місця їх установки	35
4.2. Вибір вимірювальних трансформаторів струму	36
4.3. Вибір високовольтних вимикачів та роз'єднувачів	43
4.4. Характеристика реле LX 120 РЕДУТ.21	47
4.5. Розрахунок уставок максимального струмового захисту LX 120 РЕДУТ.21	49

					БР 3.6.141.227 ПЗ			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Розрахунок релейного захисту ЗТП 10 кВ ТОВ “Зернова Індустрія” Пояснювальна записка	<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Розробив</i>	<i>Шешеня С.О.</i>					5	77	
<i>Керівник</i>	<i>Петровський М.В.</i>					СумДУ, ЕТ-01		
<i>Консульт.</i>								
<i>Н.контроль</i>								
<i>Завтвер.</i>	<i>Лебединський І.Л.</i>							

4.6.	Розрахунок уставок струмової відсічки реле LX 120 РЕДУТ.21	55
4.7.	Дуговий захист реле LX 120 РЕДУТ.21	58
5.	Розрахунок блискавкозахисту та заземлюючого контуру	61
5.1.	Розрахунок зони захисту блискавковідводів	62
5.2.	Розрахунок заземлюючого контуру.....	67
Висновки		72
Список використаних джерел		74
Додаток А.....		76

					<i>БР 3.6.141.227 ПЗ</i>	Арк.
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		6

Вступ

Трансформаторні підстанції, поряд з електричними станціями, повітряними та кабельними лініями, є одними з ключових елементів в системі електропостачання, без яких неможливе безпечне та надійне забезпечення споживачів електроенергією.

Головним елементом на будь-якій ТП є трансформатор – електричний апарат, що і забезпечує перетворення електричної енергії на вищий клас напруги (для подальшої її передачі на великі відстані по ЛЕП) або на нижчий клас напруги (для подальшої її передачі до інших ПС або до споживачів). Відштовхуючись від того, які трансформатори планується встановити на підстанції, проектується і інші її частини та необхідне обладнання – розподільчі установки, системи шин, високовольтні вимикачі, роз'єднувачі тощо. Проте в цій бакалаврській роботі ми зосередимось на іншій важливій частині будь-якої підстанції, та і електросистеми в цілому – релейному захисті.

Релейний захист є основним видом захисту елементів електросистеми від ненормальних режимів, пошкоджень, та її автоматизації. В трансформаторних підстанціях релейний захист необхідний для захисту від коротких замикань та надструмів в трансформаторі, на системах шин, в колах ліній, що йдуть від підстанції, тощо. Такий захист виконується спеціальними пристроями – реле певного типу, яке у разі виявлення пошкоджень чи ненормальних режимів роботи відключає пошкоджену ділянку мережі чи обладнання, діючи на вимикачі живлення.

Такі заходи безпеки необхідні, щоб уберегти обладнання на ПС від руйнування та несправностей, так як ремонт чи купівля електричних апаратів (в особливості силових трансформаторів) дуже дорогий та працемісткий процес.

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. Загальна характеристика об'єкта проектування

Об'єктом проектування для даної бакалаврської роботи було обрано реально існуючу закриту трансформаторну підстанцію 10/0,4 кВ, від якої живиться зерновий комплекс ТОВ “Зернова індустрія”, що розташований в смт. Низи Сумської області. Даний об'єкт був обраний з метою підвищення надійності експлуатації електрообладнання ПС шляхом застосування мікропроцесорних реле. Принципову електричну схему об'єкта проектування разом з джерелом живлення наведемо на рис. А.1 додатку А.

1.1. Характеристика джерела живлення

Джерелом постачання електроенергії підстанції зернового комплексу є ПС-35/10 кВ “Низи” ПАТ “Сумиобленерго”.

Точкою приєднання ЗТП до цього джерела є комірки №8 та №17 КРУН-10 кВ ПС “Низи”. Принципова електрична схема цих комірок наведена на рис. А.1 (секція «Джерело живлення») додатку А.

В даних комірках встановлено наступне обладнання:

- високовольтний вакуумний вимикач типу ВВ/TEL-10-20/630, що призначений для вмикання та вимикання електричного кола комірки;
- два роз'єднувачі з заземлюючими ножами типу РВЗ-10, призначені для відключення електричного кола комірки без струму, створення видимого розриву контактів при ремонтних чи експлуатаційних роботах та заземлення відключених частин електроустановки;
- обмежувач перенапруг нелінійний типу ОПН-10, що необхідний для захисту ізоляції встановленого на підстанції обладнання від атмосферних і короткочасних перенапруг;

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- трансформатори струму, за допомогою яких до електричного кола комірки можна безпечно підключити пристрої РЗА, вимірювальні пристрої, тощо.

Живлення ЗТП відбувається двома кабельними лініями, виконаними кабелями марки АСБ2л-10,0 3х95 (кабель трижильний алюмінієвий зі свинцевою оболонкою, захищений бронею з двох сталевих стрічок та подвійною стрічкою поліестера, перерізом 95 мм² та номінальною напругою 10 кВ), його каталожні данні та данні про довжини ліній наведено в табл. 1.1 [10]:

Таблиця 1.1 – Каталожні данні про лінії від джерела живлення до ЗТП

Номер лінії	Марка кабелю	Довжина, км	Питомий активний опір, Ом/км	Питомий реактивний опір, Ом/км	Тривало допустимий струм, А
L1	АСБ2л-10,0 3х95	2,29	0,326	0,083	192
L2	АСБ2л-10,0 3х95	2,3	0,326	0,083	192

Дані кабельні лінії прокладаються з комірок №8 та №17 КРУН-10 кВ ПС-35/10 “Низи” та підключаються до комірок №1 та №7 ЗТП-10/0,4 кВ зернового комплексу. Таким чином ЗТП має два взаємо-резервуючих одне одного джерела живлення.

Живильна мережа 10 кВ має систему з ізольованою нейтраллю.

1.2. Характеристика ЗТП 10/04 кВ ТОВ “Зернова Індустрія”

Даний зерновий комплекс відноситься до II категорії надійності електроспоживання, так як переривання в електропостачанні цього зернового комплексу можуть призвести до великих економічних збитків та спричинити такі наслідки:

- простої зернової продукції;

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- масові прості механізмів зернового комплексу, транспорту та робітників.

Розподільча установка підстанції 10/0,4 кВ виконана двома секціями шин, що підключені одна до одної через високовольтний вимикач ВВ-TEL-10-20/630.

Основними споживачами електроенергії цієї ЗТП є електроосвітлення та технологічне обладнання зернового комплексу. Їх активна номінальна потужність $P_{н.ном}$ становить 1750 кВт. Також для компенсації реактивної потужності на стороні 0,4 кВ ЗТП встановлені конденсаторні батареї, через що $\cos\phi$ становить 0,96.

Кабельні лінії підключені до ЗТП 10/0,4 кВ в комірках №1 та 2, в яких встановлене таке ж обладнання, що і у комірках джерела живлення. Також до цих комірок через запобіжник підключені трансформатори власних потреб потужністю 1 кВА типу ТСН-1.

Для трансформації напруги з 10 кВ на 0,4, на якій живляться ці споживачі, на ТП встановлені чотири трансформатори типу ТМ-630/10, в комірках №2, 3, 5 та 6. Їх каталожні данні наведені в табл. 1.2. Також в цих комірках встановлені вимикачі навантаження типу ВНРА-10/630, що призначені для автоматичного вмикання і вимикання робочих струмів навантажень.

Таблиця 1.2 – Данні про трансформатор ТМ-630/10

Тип трансформатора	$S_{Т.ном},$ кВА	Каталожні данні						Схема з'єднання
		$U_{ном},$ кВ		$U_K, \%$	$\Delta P_K,$ кВТ	$P_X,$ кВТ	$I_X, \%$	
		ВН	НН					
ТМ-630/10	630	10	0,4	5,5	7,6	1,42	2,0	Δ/Y

Проведемо перевірку даних трансформаторів за допустимим навантаженням. Для цього наведемо в таблиці 1.3 добовий графік

					<i>БР 3.6.14.1.227 ПЗ</i>	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

навантаження літнього періоду, так як в цей період навантаження зернового комплексу є найбільшим [10].

Таблиця 1.3 – Добовий графік навантаження ЗТП 10/0,4 кВ в літньому періоді

Години	Навантаження в % від номінальної потужності											
	50	50	60	70	90	100	110	110	100	100	80	60
Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22

Повна потужність навантаження:

$$S_{н.ном} = \frac{P_{н.ном}}{\cos\varphi} = \frac{1750}{0,96} = 1822,917 \text{ (кВА)}. \quad (1.1)$$

Повна потужність ЗТП:

$$S_{пс.ном} = S_{т.ном} * 4 = 630 * 4 = 2520 \text{ (кВА)}. \quad (1.2)$$

Зобразимо на рис. 1.1 добовий графік навантаження, відмітивши червоною лінією потужність всієї ПС.



Рисунок 1.1 – Добовий графік навантаження ЗТП 10/0,4 кВ

З графіка рис.1.1 можемо бачити, що трансформатори на ЗТП не зазнають перевантаження при нормальному режимі роботи. Проте ще необхідно провести перевірку перевантаження для аварійного режиму, коли один з трансформаторів відключений. Потужність ПС в такому випадку буде:

$$S_{\text{пс.авар.}} = S_{\text{т.ном}} * 3 = 630 * 3 = 1890 \text{ (кВА)}. \quad (1.3)$$

Зобразимо на рис. 1.2 добовий графік навантаження, відмітивши червоною лінією сумарну потужність 3-х трансформаторів.

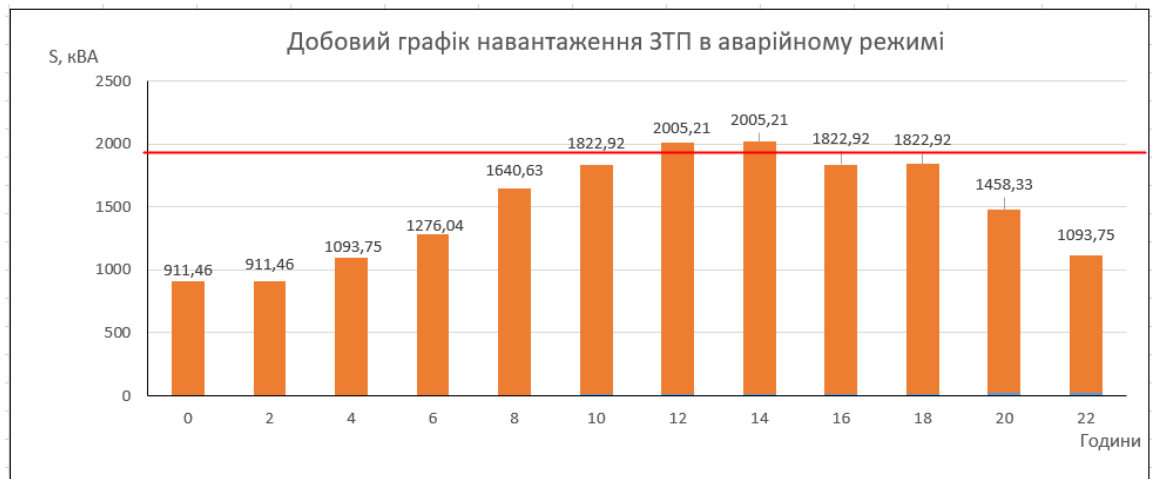


Рисунок 1.2 – Добовий графік навантаження ЗТП 10/0,4 кВ при роботі лише 3-х трансформаторів

Тепер необхідно перетворити графік на рис. 1.2 в двоступінчастий, визначивши К1 – початкове навантаження у частках від номінальної потужності, що передує перевантаженню К2, чи йде після зниження цього перевантаження, та К2 – перевантаження у частках від номінальної потужності, що слідує за початковим навантаженням К1.[1]

Розрахункове значення К1:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ПС.НОМ}}} \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (1.4)$$

де S_n – потужність при t_n годин;

t_n – години.

$$K_1 = \frac{1}{1890} \sqrt{\frac{2*(1276,04^2 + 1640,63^2 + 1458,33^2) + 4*(911,46^2 + 1093,75^2) + 6*(1822,92^2)}{2*3 + 4 + 6}} = 0,846.$$

Розрахункове значення K_2 також розраховується за формулою 1.4:

$$K_2 = \frac{1}{1890} \sqrt{\frac{4*2005,21^2}{4}} = 1,061.$$

Розрахуємо максимальне перевантаження трансформаторів та K'_2 :

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{пс.авар}}} = \frac{2005,21}{1890} = 1,061; \quad (1.5)$$

$$K'_2 = 0,9 * 1,061 = 0,955; \quad (1.6)$$

$K'_2 < K_2$, отже за K_2 беремо значення 1,061.

За вихідними даними об'єкта проектування еквівалентна температура навколишнього середовища $\theta_{\text{охл}}$ становить 20 °С [10]. Тоді, з урахуванням цієї температури та часу перевантаження 4 години, знайдемо значення припустимого K_2 для трансформаторів з системою охолодження М, за методом лінійної інтерполяції:

$$\begin{cases} 0,9 - 0,8 = 0,1 \\ 1,25 - 1,19 = 0,06 \\ 0,846 - 0,8 = 0,046 \end{cases} \rightarrow \frac{0,046*0,06}{0,1} = 0,0276; \quad (1.6)$$

$$K_{2\text{доп}} = 1,25 - 0,0276 = 1,222; \quad (1.7)$$

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Реальне значення менше аніж те, що наведено в ДСТУ [Помилка! Джерело посилання не знайдено., с.11], отже трансформатори обрані правильно.

Зведемо до таблиці 1.4 всі основні данні про об'єкт проектування.

Таблиця 1.4 – Основні данні про об'єкт проектування

Напруга мережі, частота	10 кВ, 50 Гц
Джерело живлення	ПС-35/10 кВ “Низи”
Точка підключення до джерела живлення	Комірки №8 та №17 ПС-35/10 кВ “Низи”
Марка кабелю кабельних ліній	АСБ2л-10,0 3х95
Довжини кабельних ліній	L1 = 2290 м L2 = 2300 м
Тип трансформаторів, кількість	ТМ-630/10, 4
Активна потужність навантаження	1750 кВт
Повна потужність навантаження	1822,917 кВА
Коефіцієнт потужності (cosφ), з урахуванням встановлених на стороні нижчої напруги ЗТП конденсаторних батарей	0,96
Категорія надійності електропостачання	II

2. Розрахунок робочих струмів та струмів КЗ

2.1. Розрахунок опорів схеми заміщення до точок КЗ

Щоб виконати розрахунок струмів короткого заминання та струмів нормального режиму, наведемо на рис. 2.1 місця точок КЗ, для яких будуть розраховуватися струми.

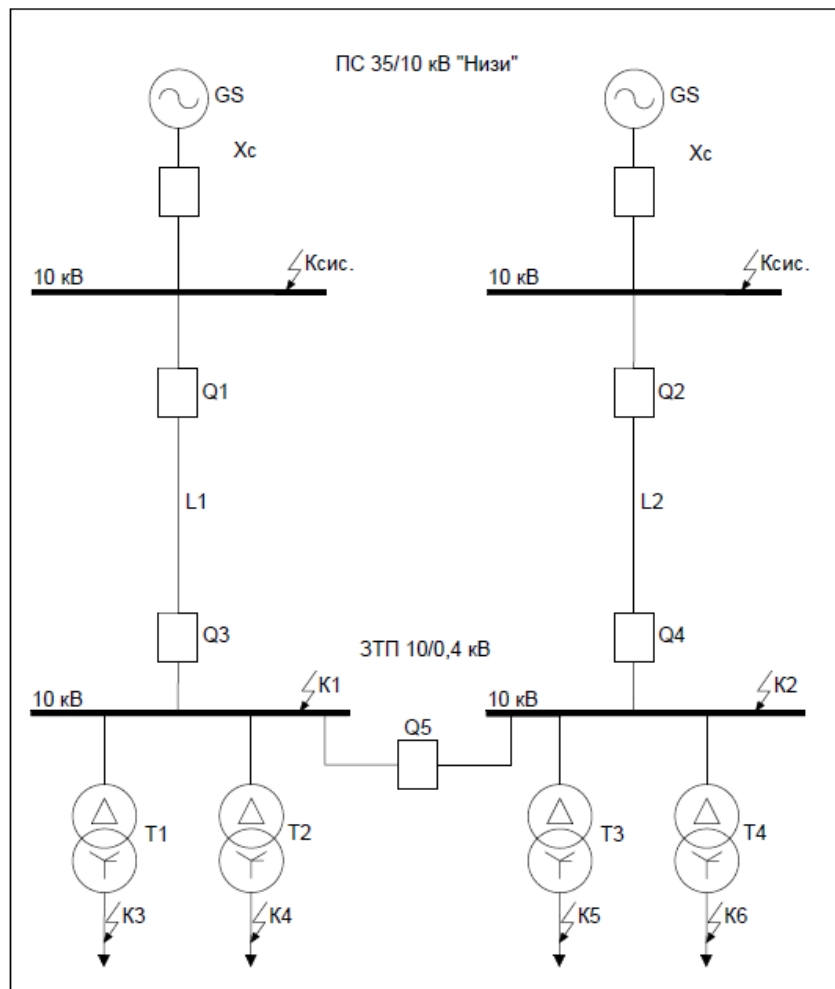


Рисунок 2.1 – Розташування точок КЗ

Відштовхуючись від рис.2.1, складемо розрахункову схему заміщення об'єкта проектування (рис. 2.2):

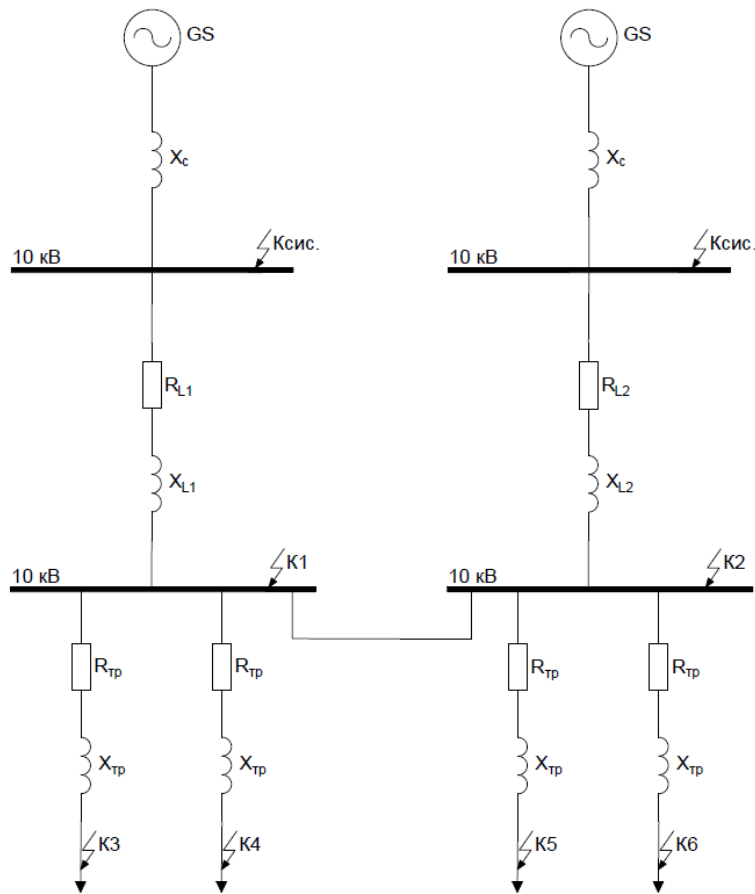


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема заміщення об’єкта проектування

Для подальшого розрахунку схеми заміщення визначимо опори її елементів. Реактивний опір системи в мінімальному режимі роботи становить $X_{C, \text{мін}} = 3,6$ Ом, у максимальному режимі $X_{C, \text{макс}} = 3,24$ Ом. Так як активний опір системи дуже малий, то будемо вважати, що для системи $Z_C = X_C$ [10].

Активний та реактивний опір ліній визначимо за формулами:

$$R = r_{\text{пит}} * l; \quad (2.1)$$

$$X = x_{\text{пит}} * l; \quad (2.2)$$

де l – довжина лінії, км (табл. 1.1);

$r_{\text{пит}}$ – питомий активний опір матеріалу провідника, Ом/км (табл. 1.1)

$x_{\text{пит}}$ – питомий реактивний опір матеріалу провідника, Ом/км (табл. 1.1)

Відповідно опори лінії L_1 :

$$R_{L1} = r_{\text{ПИТ}} * l_1 = 0,326 * 2,29 = 0,747 \text{ (Ом)};$$

$$X_{L1} = x_{\text{ПИТ}} * l_1 = 0,083 * 2,29 = 0,19 \text{ (Ом)}.$$

Опори лінії L_2 :

$$R_{L2} = r_{\text{ПИТ}} * l_2 = 0,326 * 2,3 = 0,75 \text{ (Ом)};$$

$$X_{L2} = x_{\text{ПИТ}} * l_2 = 0,083 * 2,3 = 0,191 \text{ (Ом)}.$$

Активний та реактивний опори трансформатора ТМ-630/10, приведений до сторони ВН визначимо за наступними формулами:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_k * U_{\text{НОМ.ТР}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2} * 10^3; \quad (2.3)$$

де ΔP_k – потужність короткого замикання, кВт (за табл. 1.2);

$U_{\text{НОМ.ТР}}$ – номінальна напруга трансформатора, кВ (за табл. 1.2);

$S_{\text{НОМ.ТР}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА (за табл. 1.2);

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_k * U_{\text{НОМ.ТР}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}} * 10; \quad (2.4)$$

де U_k – напруга короткого замикання, % (за табл. 1.2);

Відповідно:

$$R_{\text{тр}} = \frac{7,6 * 10^2}{630^2} * 10^3 = 1,915 \text{ (Ом)};$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{5 * 10^2}{630^2} * 10 = 7,937 \text{ (Ом)}.$$

					<i>БР 3.6.14.1.227 ПЗ</i>	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сумарні опори для кожної з точок КЗ максимального та мінімального режимів розрахуємо за формулами:

$$R_{Kn} = \sum R_{\text{елементів}}; \quad (2.5)$$

$$X_{Kn} = \sum X_{\text{елементів}}; \quad (2.6)$$

$$Z_{Kn} = \sqrt{R_{Kn}^2 + X_{Kn}^2}; \quad (2.7)$$

- Точка К₁:

$$R_{K1.\text{макс}} = R_{K1.\text{мін}} = R_{L1} = 0,747(\text{Ом});$$

$$X_{K1.\text{макс}} = X_{C.\text{макс}} + X_{L1} = 3,24 + 0,19 = 3,43 (\text{Ом});$$

$$X_{K1.\text{мін}} = X_{C.\text{мін}} + X_{L1} = 3,6 + 0,19 = 3,79 (\text{Ом});$$

$$Z_{K1.\text{макс}} = \sqrt{R_{K1.\text{макс}}^2 + X_{K1.\text{макс}}^2} = \sqrt{0,747^2 + 3,43^2} = 3,51 (\text{Ом});$$

$$Z_{K1.\text{мін}} = \sqrt{R_{K1.\text{мін}}^2 + X_{K1.\text{мін}}^2} = \sqrt{0,747^2 + 3,79^2} = 3,863 (\text{Ом});$$

- Точка К₂:

$$R_{K2.\text{макс}} = R_{K2.\text{мін}} = R_{L2} = 0,75 (\text{Ом})$$

$$X_{K2.\text{макс}} = X_{C.\text{макс}} + X_{L2} = 3,24 + 0,191 = 3,431 (\text{Ом})$$

$$X_{K2.\text{мін}} = X_{C.\text{мін}} + X_{L2} = 3,6 + 0,191 = 3,791 (\text{Ом})$$

$$Z_{K2.\text{макс}} = \sqrt{R_{K2.\text{макс}}^2 + X_{K2.\text{макс}}^2} = \sqrt{0,75^2 + 3,431^2} = 3,512 (\text{Ом})$$

$$Z_{K2.\text{мін}} = \sqrt{R_{K2.\text{мін}}^2 + X_{K2.\text{мін}}^2} = \sqrt{0,75^2 + 3,791^2} = 3,864 (\text{Ом})$$

• так як трансформатори Т₁ та Т₂ мають однакові опори, тому і опори до точок К₃ та К₄ також будуть однаковими:

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

$$R_{K3.макс} = R_{K3.мін} = R_{L1} + R_{тр} = 0,747 + 1,915 = 2,661 \text{ (Ом)};$$

$$X_{K3.макс} = X_{C.макс} + X_{L1} + X_{тр} = 3,24 + 0,19 + 7,937 = 11,367 \text{ (Ом)};$$

$$X_{K3.мін} = X_{C.мін} + X_{L1} + X_{тр} = 3,6 + 0,19 + 7,937 = 11,727 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{K3.макс} = \sqrt{R_{K3.макс}^2 + X_{K3.макс}^2} = \sqrt{2,661^2 + 11,367^2} = 11,674 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{K3.мін} = \sqrt{R_{K3.мін}^2 + X_{K3.мін}^2} = \sqrt{2,661^2 + 11,727^2} = 12,025 \text{ (Ом)};$$

• аналогічно попередньому пункту, опори в точках К₅ та К₆ будуть однакові:

$$R_{K5.макс} = R_{K5.мін} = R_{L2} + R_{тр} = 0,75 + 1,915 = 2,665 \text{ (Ом)};$$

$$X_{K5.макс} = X_{C.макс} + X_{L2} + X_{тр} = 3,24 + 0,191 + 7,937 = 11,367 \text{ (Ом)};$$

$$X_{K5.мін} = X_{C.мін} + X_{L2} + X_{тр} = 3,6 + 0,191 + 7,937 = 11,727 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{K5.макс} = \sqrt{R_{K5.макс}^2 + X_{K5.макс}^2} = \sqrt{2,665^2 + 11,367^2} = 11,676 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{K2.мін} = \sqrt{R_{K2.мін}^2 + X_{K2.мін}^2} = \sqrt{2,665^2 + 11,727^2} = 12,026 \text{ (Ом)};$$

Зведемо до таблиці 2.1 отримані данні про опори елементів розрахункової схеми заміщення.

Таблиця 2.1 – Опори до точок КЗ

Точка	Елементи	Повний опір до точки	
		в макс. режимі	в мін. режимі
К1	Система, лінія L1	3,51	3,863
К2	Система, лінія L2	3,512	3,864
К3, К4	Система, лінія L1, трансформатор Т1/Т2	11,674	12,025
К5, К6	Система, лінія L2, трансформатор Т3/Т4	11,676	12,026

2.2. Розрахунок струмів КЗ, ударних струмів та інтеграла Джоуля

Початкове значення періодичної складової струму КЗ для точок на рис. 2.1 визначимо за формулою:

- для максимального режиму:

$$I_{Kn.макс}^{(3)} = \frac{U_{сер.ном}}{\sqrt{3} * Z_{Kn.макс}}; \quad (2.8)$$

- для мінімального режиму:

$$I_{Kn.мін}^{(2)} = \frac{U_{сер.ном}}{2 * Z_{Kn.мін}}. \quad (2.9)$$

Також необхідно для цих точок розрахувати значення ударного струму та інтеграла Джоуля, за формулами:

- ударний струм

$$I_{уд} = \sqrt{2} * k_y * I_{Kn}; \quad (2.10)$$

де k_y – ударний коефіцієнт (для розподільчих мереж 6-10 кВ, де розглядається КЗ, становить 1,369);

I_{Kn} – значення періодичної складової струму КЗ максимального режиму;

- термічна дія:

$$B_k = I_{Kn}^2 * (t_{відкл} + T_\alpha); \quad (2.11)$$

де $t_{відкл}$ – час відключення вимикача ВВ-TEL-10-20/630, 0,025с;

T_α – стала часу (узагальнене значення для розподільчих мереж 6-10 кВ становить 0,01 с).

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відповідно, початкове значення періодичної складової КЗ, ударний струм та інтеграл Джоуля для (всі значення приведені до сторони 10 кВ):

- точки К_{сис}:

$$I_{\text{Ксис.макс}}^{(3)} = \frac{U_{\text{сер.ном}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{с.макс}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,24} = 1,871 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Ксис.мін}}^{(2)} = \frac{U_{\text{сер.ном}}}{2 \cdot X_{\text{с.мін}}} = \frac{10,5}{2 \cdot 3,6} = 1,458 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{уд.сис}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{Ксис}} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 1,871 = 3,622 \text{ (кА)};$$

$$W_{\text{к.сис}} = I_{\text{Ксис}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{\alpha}) = 1,871^2 \cdot (0,025 + 0,01) = 0,123 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

- точки К₁:

$$I_{\text{К1.макс}}^{(3)} = \frac{U_{\text{сер.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{К1.макс}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,510} = 1,727 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{К1.мін}}^{(2)} = \frac{U_{\text{сер.ном}}}{2 \cdot Z_{\text{К1.мін}}} = \frac{10,5}{2 \cdot 3,863} = 1,359 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{уд.К1}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{К1}} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 1,727 = 3,343 \text{ (кА)};$$

$$W_{\text{к.К1}} = I_{\text{К1}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{\alpha}) = 1,727^2 \cdot (0,025 + 0,01) = 0,104 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

- точки К₂:

$$I_{\text{К2.макс}}^{(3)} = \frac{U_{\text{сер.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{К2.макс}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,512} = 1,726 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{К2.мін}}^{(2)} = \frac{U_{\text{сер.ном}}}{2 \cdot Z_{\text{К2.мін}}} = \frac{10,5}{2 \cdot 3,864} = 1,359 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{уд.К2}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{К2}} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 1,726 = 3,342 \text{ (кА)};$$

$$W_{\text{к.К2}} = I_{\text{К2}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{\alpha}) = 1,726^2 \cdot (0,025 + 0,01) = 0,104 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

- точок К₃ та К₄:

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{K3.макс}^{(3)} = I_{K4.макс}^{(3)} = \frac{U_{сер.ном}}{\sqrt{3} * Z_{K3.макс}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} * 11,674} = 0,519(\text{кА});$$

$$I_{K3.мін}^{(2)} = I_{K4.мін}^{(2)} = \frac{U_{сер.ном}}{2 * Z_{K3.мін}} = \frac{10,5}{2 * 12,025} = 0,437(\text{кА});$$

$$I_{уд.К3} = I_{уд.К4} = \sqrt{2} * k_y * I_{K3} = \sqrt{2} * 1,369 * 0,519 = 1,005(\text{кА});$$

$$B_{к.К3} = B_{к.К4} = I_{K1}^2 * (t_{відкл} + T_{\alpha}) = 0,519^2 * (0,025 + 0,01) = 0,009(\text{кА}^2 \text{с});$$

- точок К5 та К6:

$$I_{K5.макс}^{(3)} = I_{K6.макс}^{(3)} = \frac{U_{сер.ном}}{\sqrt{3} * Z_{K5.макс}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} * 11,676} = 0,519(\text{кА});$$

$$I_{K5.мін}^{(2)} = I_{K6.мін}^{(2)} = \frac{U_{сер.ном}}{2 * Z_{K5.мін}} = \frac{10,5}{2 * 12,026} = 0,437(\text{кА});$$

$$I_{уд.К5} = I_{уд.К6} = \sqrt{2} * k_y * I_{K5} = \sqrt{2} * 1,369 * 0,519 = 1,005(\text{кА});$$

$$B_{к.К5} = B_{к.К6} = I_{K5}^2 * (t_{відкл} + T_{\alpha}) = 0,519^2 * (0,025 + 0,01) = 0,009(\text{кА}^2 * \text{с});$$

Зведемо отримані данні до таблиці 2.2

Таблиця 2.2 – Данні про струми КЗ об'єкта проектування

Точка короткого замикання	Періодична складова КЗ в макс. режимі, кА	Періодична складова КЗ в мін. режимі, кА	Ударний струм, кА	Інтеграл Джоуля, кА ² *с
К _{сис}	1,871	1,458	3,622	0,123
К ₁	1,727	1,359	3,343	0,104
К ₂	1,726	1,359	3,342	0,104
К ₃ , К ₄	0,519	0,437	1,005	0,009
К ₅ , К ₆	0,519	0,437	1,005	0,009

2.3. Розрахунок струму робочого режиму

Струм нормального робочого режиму визначимо за найбільшим навантаженням ЗТП, відповідно до добового графіку навантаження для літнього періоду (рис.1.1). Тоді максимальний струм робочого режиму, коли в роботі перебуває лише одна лінія, а інша відключена, буде:

$$S_{\text{макс}} = 2005,208 \text{ кВА};$$
$$I_{\text{роб.макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2005,208}{\sqrt{3} \cdot 10} = 115,771 \text{ (А)}. \quad (2.12)$$

Будемо вважати, що коли включені обидві лінії, то навантаження по них розподіляється однаково. Тоді максимальний струм робочого режиму при цьому буде:

$$S_L = \frac{S_{\text{макс}}}{2} = \frac{2005,208}{2} = 1002,604 \text{ (кВА)};$$
$$I_{L.\text{макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1002,604}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,885 \text{ (А)}.$$

Також приймемо, що навантаження по всіх трансформаторах розподіляється однаково. Тоді максимальний струм робочого режиму в трансформаторі, приведений до сторони ВН:

$$S_{\text{нав.}n} = \frac{S_{\text{макс}}}{4} = \frac{2005,208}{4} = 501,302 \text{ (кВА)};$$
$$I_{T.\text{макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{501,302}{\sqrt{3} \cdot 10} = 28,943 \text{ (А)}.$$

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

3. Релейний захист трансформаторних підстанцій

3.1. Основні типи пошкоджень та режимів роботи трансформаторів та автотрансформаторів

Загалом виділяють наступні основні типи пошкоджень в трансформаторах і автотрансформаторах:

- міжфазні короткі замикання в обмотках і на виводах трансформаторів та автотрансформаторів;
- двофазні та однофазні короткі замикання на землю в обмотках і на виводах (для трансформаторів з ефективно-заземленою нейтраллю та для автотрансформаторів);
- однофазні короткі замикання на землю (в трансформаторах з ізолюваною нейтраллю);
- виткові короткі замикання;
- «пожежа» магнітопроводу.

При *міжфазних КЗ* в обмотках та на виводах, а також за *однофазних та двофазних КЗ на землю* в мережах з ефективно-заземленою нейтраллю та в автотрансформаторах значно зростає сила струмів в обмотках трансформатора, через що ці обмотки перегріваються, наслідком чого можуть бути виткові КЗ, розклад охолоджувального масла (в трансформаторах з масляним охолодженням) та пожежа трансформатора. Через це захист від таких типів пошкоджень мають діяти без витримки часу на вимикання трансформатора від мережі живлення. При відключенні від таких пошкоджень трансформатор необхідно вимикати з усіх сторін, щоб не допустити живлення місця КЗ не тільки від джерела електропостачання, а також від працюючих двигунів навантаження.

За *однофазних КЗ на землю в системах заземлення з ізолюваною нейтраллю* трансформатора, значення сили струмів порівняно незначні та

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

безпосередньо не загрожують роботі трансформатора. Проте в такому режимі зростають напруги на кожній з непошкоджених фаз відносно землі, значення яких, у випадку металічного замикання на землю, збільшуються в $\sqrt{3}$ разів. Таке збільшення напруги може призвести до пробію ізоляції та інших ушкоджень. Спеціальний захист від такого типу пошкоджень на самих трансформаторах не встановлюється, проте на лініях, що живлять електроенергією трансформатори електромереж з ізольованою нейтраллю, встановлюється захист від однофазних замикань на землю.

При *виткових замиканнях* в обмотці трансформатора в короткозамкнених витках цієї обмотки виникають струми, значення яких у багато разів перевищують номінальний струм трансформатора, хоча за такого режиму фазні струми трансформатора можуть бути і менше номінальних значень. Тому захисти від цих типів пошкоджень має діяти без витримки часу на відключення трансформатора від електричної мережі.

«Пожежа» магнітопроводу, або «пожежа» сталі трансформатора виникає, коли зазнає пошкодження ізоляція між листами магнітопроводу. В такому випадку виникають замикання між листами і в них зростає сила вихрових струмів (так званих струмів Фуко – вихрових індукційних струмів, які виникають у масивних провідниках при зміні магнітного потоку, що їх пронизує). Через це виникає локальне перегрівання, яке супроводжується розкладанням трансформаторного масла та утворенням газу. Захист при такому пошкодженні повинен діяти на сигнал. Проте, якщо пошкодження ізоляції між листами магнітопроводу значне, це може супроводжувати більш бурхливим газоутворенням розкладеного масла. В такому випадку захист має діяти без витримки часу, вимикаючи трансформатор від мережі.

Також важкими для трансформатора є *особливі режими* роботи, до яких відносять режими роботи, при яких обмотками трансформатора протікають надструми – струми, значення яких менші від струмів при міжфазних КЗ, але

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

більші від струмів нормального робочого режиму. Причинами появи таких надструмів можуть бути:

- зовнішні короткі замикання;
- колювання в системі електропостачання;
- перевантаження трансформатора;
- перезбудження обмоток трансформатора.

Коли відбувається *зовнішнє КЗ* (КЗ на шинах, на приєднаннях, які живить трансформатор, тощо) в обмотках трансформатора значно зростає значення сили струмів, що викликає їх надмірне нагрівання, передчасне старіння ізоляції обмоток, і в результаті – пробій цієї ізоляції. Для запобігання цьому на трансформаторах передбачається захист від надструмів зовнішніх КЗ, що має витримку часу та діє на вимкнення. У триобмоткових трансформаторах такий захист діє на вимкнення вимикача саме тієї обмотки, від якої йде живлення пошкодженої ділянки чи об'єкту.

Колювання можливі між частинами електричної системи, що з'єднані через трансформаторні підстанції. При колюваннях через обмотки трансформаторів протікають зрівнювальні струми, що викликають додаткове їх нагрівання. Значення сили зрівнювальних струмів може бути дуже великим, що створює небезпеку для нормальної роботи трансформаторів.

Перевантаження можуть виникати, наприклад, при включенні додаткового навантаження пристроєм АВР після виходу з ладу паралельно працюючого трансформатора. При перевантаженні збільшується значення сили струму, що протікає через обмотки трансформатора. Це значення зазвичай є меншим, аніж при виникненні зовнішніх КЗ, проте воно все ще буде більшим за номінальний струм трансформатора.

За невеликих перевантажень роботу масляних трансформаторів допускають на час, який залежить від кратності перевантаження (відношення реального струму в обмотках трансформатора I_T до його номінального

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

значення $I_{ТНОМ}$). Відношення часу перевантаження до його кратності наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Допустимі перевантаження масляних трансформаторів

Кратність перевантаження, $I_T/I_{ТНОМ}$	1,3	1,6	1,75	2	3
Допустимий час перевантаження, хв	120	45	20	10	1,5

З огляду на допустимий час перевантаження, можна зробити висновок, що незначні перевантаження можливо ліквідувати діями обслуговуючого персоналу підстанції, так як для перемикачів буде достатньо часу. Якщо ж на ПС персоналу немає, то довготривалі перевантаження мають ліквідувати спеціальні пристрої автоматики, які з певною витримкою часу будуть відключати споживачів менш важливих категорій електропостачання. Тому захисти від перевантажень повинні діяти на сигнал, якщо є можливість розвантажити трансформатор автоматично чи вручну. В усіх інших випадках захист від перевантаження має діяти з витримкою часу на відключення трансформатора від електромережі.

Також трансформатори великої потужності можуть бути пошкоджені через *перезбудження обмоток*. Завдяки ефективному використанню матеріалів (таких як трансформаторна сталь для листів магнітопровода, провідники обмоток, тощо) при проектуванні та побудові нових трансформаторів, оптимальне значення номінальної індукції в сталі становить до $\sim 1,65$ Тл. Проте подальше збільшення індукції в магнітопроводі призводить до значного збільшення значення струму намагнічення в обмотках трансформатора та втрат в сталі. Через це підвищення напруги трансформатора без збільшення кількості витків в обмотці може призвести до перезбудження трансформатора і його надмірного нагрівання. Захистити трансформатор від перезбудження можна за допомогою автоматики

регулювання напруги пристроєм РПН, яка забезпечує відповідний підбір кількості витків живильної обмотки трансформатора, що не допускає його перезбудження.

3.2. Види захистів, що застосовуються для трансформаторних підстанцій

Згідно останній редакції ПУЕ, необхідно передбачати пристрої релейного захисту від таких пошкоджень і ненормальних режимів роботи [9, ст. 400]:

- багатофазних замикань у обмотках і на виводах;
- однофазних замикань на землю в обмотці та на виводах, приєднаних до мережі із глухозаземленою нейтраллю;
- виткових замикань в обмотках;
- струмів у обмотках, зумовлених зовнішніми КЗ;
- струмів у обмотках, зумовлених перевантаженням;
- зниження рівня масла;
- часткового пробою ізоляції вводів 500 – 750 кВ;
- втрата охолодження;
- однофазних замикань на землю в мережах 3-10 кВ з ізолюваною нейтраллю, якщо трансформатор живить мережу, в якій вимкнення однофазних замикань на землю є необхідним згідно з вимогами безпеки

Для забезпечення захисту трансформатора від цих видів пошкоджень та ненормальних режимів у загальному використовуються наступні типи захистів[11]:

Повздовжній диференційний струмовий захист.

Використовується для трансформаторів потужністю 6 МВА та більше, а також для трансформаторів потужністю 4 МВА, якщо вони працюють

					<i>БР 3.6.141.227 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

паралельно, з метою селективного відключення одного з трансформаторів при пошкодженні. Цей тип захисту призначений для ліквідації всіх видів КЗ на виводах та в обмотках, а також для часткового захисту від виткових замикань в усіх обмотках. Такий захист підключають до ТС з усіх сторін трансформатора, який необхідно захистити.

Газовий захист.

Чутливий захист від внутрішніх пошкоджень трансформатора, що виконується у вигляді газового реле, діє на сигнал у випадку слабкого газоутворення і зниження рівня охолоджуючого масла та на вимкнення при інтенсивному утворенні газу і подальшому зниженні рівні масла. Виключення вимикачів має проходити з усіх сторін трансформатора, з пуском пожежогасіння, на закриття відсічних клапанів (при їх наявності) та з заборонаю на АПВ. Якщо в трансформаторі присутній пристрій РПН, то в баку його контактора має бути встановлене окреме газове реле з дією на відключення. Використовується для трансформаторів потужністю 6,3 МВА та більше та для внутрішньоцехових понижуючих трансформаторах потужністю 630 кВА та більше. Також цей тип захисту можна встановлювати на трансформаторах з потужністю 1 – 4 МВА.

Захист від перевантаження.

Виконує функцію захисту трансформатора від симетричного перевантаження. Застосовується у трансформаторах потужністю від 400 кВА. Може бути встановлений зі сторони ВН, а в трансформаторах з розщепленою обмоткою НН – зі сторін НН1 та НН». Даний тип захист подає сигнал, якщо в обмотці трансформатора протікає струм, значення якого більше за номінальне. Для відбудови від короткочасних кидків струму навантаження, захист виконують з витримкою часу в 7,0 – 9,0 секунд.

Струмова відсічка (СВ)

Такою відсічкою називають струмовий захист, що реагує на пошкодження в трансформаторі без витримки часу, що захищає від міжфазних КЗ на вводах

					<i>БР 3.6.141.227 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

вищої напруги та в частині первинної обмотки трансформатора. Застосовується у трансформаторах невеликої та середньої потужності, до 6,3 МВА, коли відсутній повздовжній диференційний захист.

Максимальний струмовий захист (МСЗ).

Цей тип захисту реагує на струм та спрацьовує з деякою витримкою часу, резервуючи основний захист, зокрема, СВ так як спрацьовує і на міжфазні КЗ зі сторони нижчої напруги трансформатора та в частині обмотки НН, де СВ не діє. Встановлюється на стороні ВН трансформатора, який необхідно захистити. Може виконуватись з комбінованим пусковим органом по напрузі, який включає в себе реле зворотної послідовності та реле мінімальної напруги, що підключаються до ТН зі сторони НН. Проте цей орган можна не використовувати, якщо на стороні нижчої напруги у навантаженні відсутні великі та потужні двигуни (зазвичай – синхронні), тобто навантаження є більшою мірою побутовим

Струмовий захист нульової послідовності (СЗНП).

Застосовується для захисту понижувальних трансформаторів 10/0,4 кВ та 6/0,4 кВ, де на стороні НН нейтраль трансформатора є глухозаземленою, від однофазних КЗ на землю зі сторони НН. Може бути застосований спеціальний захист на стороні НН, підключений до ТС в нульовому провіднику трансформатора.

Дуговий захист (ДЗ).

Особливий вид швидкодіючого захисту, від коротких замикань, дія якого заснована на реєстрації спектра світла відкритої електричної дуги. В основному використовується для захисту шин та елементів ошинковки розподільчих пристроїв класу напруги 10 кВ, які розміщені в комірках КРП.

Контроль ізоляції кіл НН.

Необхідний для контролю ізоляції кіл на стороні НН трансформатора, коли клас нижчої напруги 35 кВ та менше. Виконується у вигляді сигналізації від КЗ на землю в електричному колі нижчої напруги. Принцип виконання цього

					<i>БР 3.6.14.1.227 ПЗ</i>	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

типу захисту визначається за режимом заземлення нейтралі та іншими факторами.

Захист від неповнофазного режиму.

Необхідний для захисту від неповнофазного режиму, що може виникнути при відключенні не всіма фазами вимикача автотрансформатора

3.3. Релейний захист кабельних ліній

Також для резервування захисту ЗТП 10/0,4 кВ та захисту кабельних ліній, що прокладені від джерела живлення, необхідно встановити релейний захист в комірках №8 та №17 підстанції 35/10 кВ «Низи».

Основними видами пошкоджень високовольтних кабельних ЛЕП є:

- міжфазні короткі замикання – трифазні та двофазні;
- однофазні короткі замикання на землю в мережах з ефективно заземленою нейтраллю;
- двофазні короткі замикання на землю в мережах з ефективно заземленою нейтраллю;
- однофазні короткі замикання на землю в мережах з ізолюваною чи компенсованою нейтраллю.

У нашому випадку кабельна мережа має систему з ізолюваною нейтраллю, для якої рівень струмів при однофазних КЗ на землю незначний – від кількох ампер до кількох десятків ампер. Проте під час такого пошкодження можуть виникнути ферорезонансні явища, через що значно можуть підвищитися фазні напруги, що може призвести до пробоя ізоляції електрообладнання. Зазвичай, під час цього насамперед виходять з ладу трансформатори напруги, також можуть зазнати пошкоджень кабелі. До того ж є велика небезпека ураження струмом людей чи тварин. Тому для мереж, від яких живляться промислові підприємства, умови функціонування яких підвищують небезпеку ураження струмом персоналу (наприклад – шахти),

					<i>БР 3.6.141.227 ПЗ</i>	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

захисти від такого виду пошкоджень повинні бути виконані з мінімально можливою витримкою часу на відключення пошкодженої ділянки. Для всіх інших випадків допустима дія захисту від однофазних КЗ на землю на сигнал.

До особливих режимів роботи ЛЕП відносять:

- перевантаження лінії;
- асинхронний хід;
- синхронні коливання.

Перевантаження лінії може виникнути при збільшенні навантаження, або ж під час виникнення зовнішніх КЗ. В такому режимі надмірно нагріваються проводи лінії та знижується напруга на підстанціях. Через це захисти від перевантажень мають діяти з витримкою часу на відключення перевантаженої лінії.

Асинхронний хід та синхронні коливання можуть виникнути при значних збуреннях в електросистемі, які можуть призвести до порушень стійкості її нормальної роботи. Такі режими можуть виникнути після відключення значних генеруючих потужностей, відключення зовнішніх КЗ, включенні потужних навантажень, і т.п. Це супроводжується періодичними коливаннями координат режиму зі значними амплітудами. Для ліквідації таких режимів необхідні спеціальні пристрої автоматики, пристрої ж релейного захисту не повинні спрацьовувати від час виникнення таких особливих режимів роботи і не діяти на відключення ліній. Лише якщо пристрої автоматики електросистем спрацьовують неправильно чи не спрацьовують за тривалих коливань чи асинхронного ходу, спеціальні резервні захисти джерел енергії (в більшості – синхронних машин) мають запобігти їх пошкодженню та відключити мережу.

У обраному об'єкті проектування живлення одностороннє. Для захисту ЛЕП з одностороннім живленням від наведених вище пошкоджень та особливих режимів застосовують наступні види захистів:

- максимальний струмовий захист;
- струмова відсічка без витримки часу;

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- струмова відсічка з витримкою часу.

3.4. Вимоги до пристроїв релейного захисту

При виборі пристроїв для виконання релейного захисту також необхідно обов'язково враховувати вимоги, які висуваються до функціонування цих пристроїв, а саме:

Селективність.

Це здатність пристрою РЗ реагувати на пошкодження в тих ділянках чи об'єктах електричної системи, для захисту яких цей пристрій призначений. Селективність поділяють на абсолютну – коли пристрій РЗ реагує на пошкодження лише того елемента системи, для захисту якого він призначений; та відносну – коли РЗ окрім пошкоджень в елементі, для захисту якого він призначений, реагує і на пошкодження в суміжних елементах системи.

Чутливість.

Пристрій РЗ ділянки чи об'єкта мережі має реагувати на пошкодження при усіх можливих режимах роботи цих об'єкта чи ділянки, тобто бути чутливим до пошкоджень як за максимального режиму роботи мережі, для якого характерні найбільші значення струмів КЗ, так і у мінімальному режимі роботи, для якого значення струмів КЗ є найменшим. Показником чутливості захисту є коефіцієнт чутливості, який перевіряється для мінімального режиму мережі, коли сила струмів КЗ є найменшою. Логічно, що якщо для цього режиму коефіцієнт чутливості буде відповідати вимогам, то і при пошкодженнях у більш потужних режимах роботи чутливість пристрою РЗ буде забезпечено. Згідно ПУЕ, значення коефіцієнта чутливості для основних захистів елемента мережі має становити $k_{\text{ч}} \geq 2$ або $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ (в залежності від типу захисту), для резервних захистів – $k_{\text{ч}} \geq 1,2$ або $k_{\text{ч}} \geq 1,25$.

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Надійність.

Це здатність релейного захисту виконувати свої функції зі збереженням експлуатаційних характеристик у межах, що гарантовані виробником.

Недотримання цієї вимоги може призвести до того, що РЗ буде спрацьовувати хибно, коли в елементі, що захищається, немає пошкоджень, надлишково, при пошкодженнях на суміжних елементах, або ж не спрацьовувати взагалі при пошкодженнях в елементі, для захисту якого призначений цей захист.

Швидкодія.

Це здатність пристрою захисту спрацьовувати за мінімально можливий час. Адже чим швидше засоби РЗ відключать пошкоджений елемент мережі від джерела живлення, тим менші шанси ймовірних ушкоджень чи руйнування електрообладнання та устаткування, порушень технологічних процесів інших елементів мережі, тощо.

					<i>БР 3.6.141.227 ПЗ</i>	Арк.
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		34

4. Вибір пристроїв релейного захисту та їх уставок

4.1. Вибір видів релейних захистів та місця їх установки

З огляду на потужність електроприймачів зернового комплексу, а також режими роботи ЗТП та встановлене на ній обладнання, можна зробити висновок про доцільність застосування наступних видів релейного захисту:

- максимальний струмовий захист;
- струмова відсічка без витримки часу;
- струмова відсічка з витримкою часу;
- дуговий захист.

Інші види захистів, описані в розділі 3, буде недоцільно застосовувати, через відносно малу потужність трансформаторів (так, наприклад, диференційний захист застосовується лише для трансформаторів потужністю 4 МВА та більше), схему їх з'єднання (в даному випадку трансформатори мають схему з'єднання обмоток «трикутник/зірка», через що МЗС, встановлений на стороні ВН, буде чутливим і до міжфазних, і до однофазних КЗ на стороні НН, тому додатково застосовувати струмовий захист нульової послідовності не потрібно), тощо.

Встановити ці захисти необхідно в наступних місцях:

- *Захист живильних кабельних ліній 10 кВ* – в комірках №8 та 17 ПС 35/10 кВ “Низи”, звідки йде живлення підстанції зернового комплексу. В цих комірках пристрої РЗ будуть виконувати функції основного захисту кабельних ліній та резервного захисту ЗТП;
- *Захист шин 10 кВ* – у ввідних комірках ЗТП №1 та 7, куди приходить живлення від джерела, де пристрої РЗ будуть виконувати функції основного захисту шин та резервного захисту трансформаторів;
- *Захист трансформаторів 10/0,4 кВ* – в комірках ЗТП №2, 3, 5 та 6, в яких розміщені трансформатори, де пристрої РЗ будуть виконувати функцію

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- номінальний струм ТС повинен бути якомога ближчим до робочого струму ЕУ, так як недовантаження первинної обмотки призведе до збільшення погрішностей;
- значення електродинамічної стійкості ТС має бути більшим або рівним значення ударного струму КЗ;
- значення термічної стійкості ТС має бути більшим або рівним значенню термічної дії струму КЗ

Також необхідно провести перевірку ТС за опором вторинного навантаження. Клас точності всіх ТС має становити 0,5, так як до них окрім пристроїв РЗ будуть приєднані ще вимірювальні прилади – амперметри, вольтметри та лічильники потужності.

Спочатку проведемо вибір ТС для встановлення в комірках №2, 3, 4 та 6 ЗТП 10/0,4 кВ. Для цього визначимо максимальний струм трансформатора ТМ-630 на стороні ВН:

$$I_{Т.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 50,922 \text{ (А)}. \quad (4.1)$$

Порівняємо каталожні данні ТС типу ТПК-10-100/5 з розрахунковими даними:

- номінальна напруга:

$$U_{ном.ЕУ} \leq U_{ном.ТС} \rightarrow 10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}; \quad (4.2)$$

де $U_{ном.ЕУ}$ – номінальна напруга електроустановки, кВ;

$U_{ном.ТС}$ – номінальна напруга ТС, кВ.

- електродинамічна стійкість:

$$I_{уд.К5} \leq I_{гр.нас.} \rightarrow 1,005 \text{ кА} \leq 29,56 \text{ кА}; \quad (4.3)$$

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $I_{гр.нас.}$ – струм електродинамічної стійкості ТС, кА.

- термічна стійкість:

$$B_{к.к5} \leq I_{терм.}^2 * t_{терм} \rightarrow 0,009 \text{ кА}^2 * \text{с} \leq 11,33^2 * 60 = 7702,134 \text{ кА}^2 * \text{с};$$

де $I_{терм.}$ – струм термічної стійкості, кА;

$t_{терм.}$ – час протікання струму термічної стійкості, с.

Зведемо отримані данні до таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Вибір ТС у колі трансформатора ТМ-630 зі сторони ВН

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення ТС типу ТПК-10-100/5
$U_{ном.ЕУ} \leq U_{ном.ТС}$	10 кВ	10 кВ
$I_{роб.ЕУ} \leq I_{ном}$	50,992 А	100 А
$I_{уд} \leq I_{гр.нас}$	1,005 кА	29,56 кА
$B_{к} \leq I_{терм}^2 * t_{терм}$	0,009 кА ² *с	7702,134 кА ² *с

Далі проведемо вибір ТС для встановлення у ввідних комірках №1 та 7 на ЗТП 10/0,4 кВ. Обирати будемо за найбільш завантаженим режимом, коли в роботі перебуває лише одна кабельна лінія.

Порівняємо каталожні данні ТС типу ТПК-10-200/5 з розрахунковими:

- номінальна напруга:

$$U_{ном.ЕУ} \leq U_{ном.ТС} \rightarrow 10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- електродинамічна стійкість:

$$I_{уд.к5} \leq I_{гр.нас.} \rightarrow 3,343 \text{ кА} \leq 43,57 \text{ кА};$$

- термічна стійкість:

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B_{к.К5} \leq I_{\text{терм.}}^2 * t_{\text{терм}} \rightarrow 0,104 \text{ кА}^2 * \text{с} \leq 16,82^2 * 3 = 16974,744 \text{ кА}^2 * \text{с}.$$

Зведемо отримані данні до таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Вибір ТС у колі ввідних комірок ЗТП

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення ТС типу ТПК-10-200/5
$U_{\text{ном.ЕУ}} \leq U_{\text{ном.ТС}}$	10 кВ	12 кВ
$I_{\text{роб.ЕУ}} \leq I_{\text{ном}}$	115,771 А	200 А
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{гр.нас}}$	3,343 кА	43,57 кА
$B_{к} \leq I_{\text{терм.}}^2 * t_{\text{терм}}$	0,104 кА ² *с	16974,744 кА ² *с

Проведемо вибір ТС для комірок джерела живлення, у режимі, коли працює лише одна комірка.

Порівняємо каталожні данні ТС типу ТПК-10-200/5 з розрахунковими:

- номінальна напруга:

$$U_{\text{ном.ЕУ}} \leq U_{\text{ном.ТС}} \rightarrow 10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- електродинамічна стійкість:

$$I_{\text{уд.К5}} \leq I_{\text{гр.нас.}} \rightarrow 3,622 \text{ кА} \leq 43,57 \text{ кА};$$

- термічна стійкість:

$$B_{к.К5} \leq I_{\text{терм.}}^2 * t_{\text{терм}} \rightarrow 0,123 \text{ кА}^2 * \text{с} \leq 16,82^2 * 3 = 16974,744 \text{ кА}^2 * \text{с}.$$

Зведемо отримані данні до таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Вибір ТС у колі комірок джерела живлення

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення ТС типу ТПК-10-200/5
$U_{ном.ЕУ} \leq U_{ном.ТС}$	10 кВ	12 кВ
$I_{роб.ЕУ} \leq I_{ном}$	115,771 А	200 А
$I_{уд} \leq I_{гр.нас}$	3,622 кА	43,57 кА
$B_k \leq I_{терм}^2 * t_{терм}$	0,123 кА ² *с	16974,744 кА ² *с

Перевірка за опором вторинного навантаження для всіх ТС буде однаковою, так як їх вторинні обмотки будуть навантажені однаково. Покажемо це в табл. 4.4, перерахувавши всі прилади, що будуть під'єднані до вторинних обмоток ТС.

Таблиця 4.4 – Данні про навантаження трансформаторів струму

Прилад	Навантаження по фазах, ВА		
	А	В	С
Амперметр	0,5	0,5	0,5
Ватметр	0,5	0,5	0,5
Варметр	0,5	0,5	0,5
Лічильник	2,5	2,5	2,5
Реле	0,002	0,002	0,002
Всього	4,002	4,002	4,002

Індуктивний опір струмових кіл незначний, тому будемо вважати що наявна тільки активна складова опору. Перевірка за фторинним навантаженням проводиться за формулою:

$$R_{2.p} \leq Z_{2.ном}; \quad (4.4)$$

де $R_{2.p}$ – розрахункове вторинне навантаження ТС, Ом;

$Z_{2.ном}$ – номіальне вторинне навантаження, для ТС класу точності 0,5 становить 0,4 Ом

Значення опору вторинного навантаження знайдемо за формулою:

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{2.p} = R_{\text{прил}} + R_{\text{к}} + R_{\text{пр}}; \quad (4.5)$$

де $R_{\text{прил}}$ – опір приладів, під'єднаних до ТС, визначається за формулою:

$$R_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2} = \frac{4,002}{5^2} = 0,16 \text{ (Ом)}; \quad (4.6)$$

де $S_{\text{прил}}$ – сумарна споживана приладами потужність, ВА;

I_2 – вторинний номінальний струм ТС, А;

$R_{\text{к}}$ – опір контактів, при приєднання до ТС більше трьох приладів буде становити 0,1 Ом;

$R_{\text{пр}}$ – опір з'єднувальних проводів, Ом.

Опір з'єднувальних проводів знаходиться наступним чином. Спочатку потрібно визначити його попереднє значення $R'_{\text{пр}}$.

$$R'_{\text{пр}} = Z_{2.\text{ном}} - R_{\text{прил}} - R_{\text{к}} = 0,4 - 0,16 - 0,1 = 0,14 \text{ (Ом)}. \quad (4.7)$$

Маючи $R'_{\text{пр}}$ знаходимо розрахунковий перетин з'єднувальних проводів:

$$S = \frac{\rho * l_{\text{роз}}}{R'_{\text{пр}}}; \quad (4.8)$$

де $\rho = 0,028$ – питомий опір алюмінієвих проводів, Ом;

$l_{\text{роз}}$ – розрахункова довжина з'єднувальних проводів, обчислюється за формулою, м:

$$l_{\text{роз}} = \sqrt{3} * k_n * l; \quad (4.9)$$

де k_n – поправочний коефіцієнт, для ПС приймають 0,8-0,85;

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

l – довжина з'єднувальних проводів від ТС до приладів (в один кінець, прийmemo 50 м [3]).

$$s = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot k_n \cdot l}{R'_{\text{пр}}} = \frac{0,028 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,825 \cdot 50}{0,14} = 14,289 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо алюмінієвий провід перерізом 16 мм². Тоді фактичний опір з'єднувальних проводів буде:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{роз}}}{s} = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot k_n \cdot l}{s} = \frac{0,028 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,825 \cdot 50}{16} = 0,125 \text{ (Ом)}. \quad (4.10)$$

Перевірка ТС за опором вторинного навантаження:

$$R_{\text{прил}} + R_{\text{к}} + R_{\text{пр}} \leq Z_{2.\text{ном}};$$

$$0,16 + 0,1 + 0,125 = 0,385 \leq 0,4;$$

умова (4.4) виконується.

Для з'єднання ТС та пристроїв РЗ в усіх місцях встановлення використаємо схему неповної зірки. Типовий вигляд такої схеми наведено на рис.4.1.

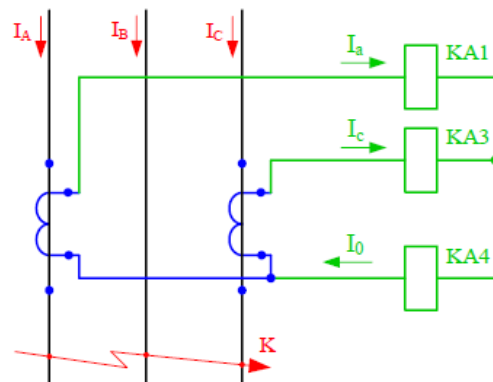


Рисунок 4.2 – Схема неповної зірки.

4.3. Вибір високовольтних вимикачів та роз'єднувачів

Для роботи пристроїв РЗ в комірках ЗТП, де встановлені трансформатори, необхідно замінити встановлені там вимикачі навантаження на високовольтні вимикачі. Також разом з високовольтними вимикачами в цих комірках необхідно встановити роз'єднувачі, що потрібні для створення видимого розриву електричного кола комірки при проведенні ремонтних та експлуатаційних робіт (наприклад – ремонту трансформатора), а також для заземлення відключеного об'єкта.

Обраний тип високовольтного вимикача перевіряють за наступними параметрами:

- номінальною напругою;
- номінальним струмом;
- вимикаючою здатністю симетричного струму відключення;
- можливість відключення аперіодичної складової струму КЗ;
- електродинамічною стійкістю;
- термічною стійкістю.

Проведемо перевірку вакуумного вимикача типу ВВТП-10-10/630У2:

- номінальна напруга

$$U_{\text{ном.ЕУ}} \leq U_{\text{ном.ВВ}} \rightarrow 10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}; \quad (4.11)$$

де $U_{\text{ном.ВВ}}$ – номінальна напруга ВВ, кВ.

- номінальний струм:

$$I_{\text{т.макс}} \leq I_{\text{ном.ВВ}} \rightarrow 50,922 \text{ А} \leq 630 \text{ А}; \quad (4.12)$$

де $I_{\text{ном.ВВ}}$ – номінальний струм ВВ, А.

- вимикаюча здатність:

					<i>БР 3.6.141.227 ПЗ</i>	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{КЗ.макс}^{(3)} \leq I_{вим.ном} \rightarrow 0,519 \text{ кА} \leq 10 \text{ кА}; \quad (4.13)$$

де $I_{вим.ном}$ – номінальний струм відключення, кА.

- можливість відключення аперіодичної складової:

$$I_{\alpha\tau} \leq I_{\alpha.ном} = \frac{\sqrt{2} * \beta_n * I_{вим.ном}}{100\%}, \quad (4.14)$$

де β_n – нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі, що вимикається, %;

$I_{\alpha\tau}$ – аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів вимикача, кА. Обчислюється за формулою:

$$I_{\alpha\tau} = \sqrt{2} * I_{нт1} * e^{-\frac{t}{T\alpha}} = \sqrt{2} * 0,519 * e^{-\frac{0,03}{0,01}} = 0,037 \text{ (кА)}; \quad (4.15)$$

де $I_{нт}$ – періодична складова в момент відключення ВВ, кА. Будемо вважати, що це значення рівне значення періодичної складової струму КЗ на початку замикання;

t – час відключення вимикача, 0,03 с.

$$0,037 \text{ кА} \leq \frac{\sqrt{2} * 60\% * 10}{100\%} = 8,49 \text{ кА.}$$

- електродинамічна стійкість:

$$I_{уд.К5} \leq I_{гр.нас.ВВ} \rightarrow 1,005 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}; \quad (4.16)$$

де $I_{гр.нас.}$ – струм електродинамічної стійкості ВВ, кА.

- термічна стійкість:

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B_{к.К5} \leq I_{\text{терм.}}^2 * t_{\text{терм.}} \rightarrow 0,009 \text{ кА}^2 * \text{с} \leq 10^2 * 3 = 300 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

де $I_{\text{терм.}}$ – струм термічної стійкості, кА;

$t_{\text{терм.}}$ – час протікання струму термічної стійкості, с.

Зведемо отримані данні до таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Вибір високовольтного вимикача для трансформаторних комірок ЗТП 10/0,4 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення ВВ типу ВВП-10-10/630У2
$U_{\text{ном.ЕУ}} \leq U_{\text{ном.ВВ}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{розр.ЕУ}} \leq I_{\text{ном.ВВ}}$	50,922 А	630 А
$I^{(3)}_{\text{КЗ.макс}} \leq I_{\text{вим.ном}}$	0,519 кА	10 кА
$I_{\alpha\tau} \leq I_{\alpha.\text{ном}}$	0,037 кА	8,49 кА
$I_{\text{уд.К5}} \leq I_{\text{гр.нас.ВВ}}$	1,005 кА	25 кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм.}}^2 * t_{\text{терм.}}$	0,009 кА ² *с	300 кА ² *с

Роз'єднувачі перевіряють за наступними параметрами:

- номінальною напругою;
- номінальним струмом;
- електродинамічною стійкістю;
- термічною стійкістю.

Проведемо перевірку роз'єднувача типу РВЗ-10/400:

- номінальна напруга:

$$U_{\text{ном.ЕУ}} \leq U_{\text{ном.роз.}} \rightarrow 10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}; \quad (4.17)$$

де $U_{\text{ном.роз}}$ – номінальна напруга роз'єднувача, кВ.

- номінальний струм:

$$I_{\text{Т.макс}} \leq I_{\text{ном.роз.}} \rightarrow 50,922 \text{ А} \leq 400 \text{ А}; \quad (4.18)$$

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $I_{\text{ном.роз}}$ – номінальний струм роз'єднувача, А.

- значення електродинамічної стійкості для даного типу роз'єднувача не нормується, тому перевірку за цим пунктом проводити не будемо;
- термічна стійкість:

$$B_{\text{к.К5}} \leq I_{\text{терм.}}^2 * t_{\text{терм}} \rightarrow 0,009 \text{ кА}^2 * \text{с} \leq 16^2 * 4 = 1024 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

Зведемо отримані данні до таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Вибір роз'єднувача для трансформаторних комірок ЗТП 10/0,4 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення роз'єднувача типу РВЗ-10/400
$U_{\text{ном.ЕУ}} \leq U_{\text{ном.роз.}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{розр.ЕУ}} \leq I_{\text{ном.роз.}}$	50,922 А	4000 А
$I_{\text{уд.К5}} \leq I_{\text{гр.нас.роз.}}$	1,005 кА	-
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм.}}^2 * t_{\text{терм}}$	0,009 кА ² *с	1024 кА ² *с

На рис. А.2 додатку А зобразимо принципову електричну схему об'єкта проектування після всієї проведеної в цьому розділі модернізації.

4.4.Характеристика реле LX 120 РЕДУТ.21

Для виконання РЗ використаємо мікропроцесорне реле ПРЕМКО LX 120 РЕДУТ.21. Його зовнішній вигляд наведено на рис. 4.3.



Рисунок 4.3 – Зовнішній вигляд реле серії ПРЕМКО LX 120 РЕДУТ.21

Даний пристрій застосовується для виконання функцій релейного захисту, автоматики та сигналізації кабельних і повітряних ліній, трансформаторів, електродвигунів, збірних шин і т.д. в мережах та електроустановках напругою 6-35 кВ. До переваг реле цієї серії можна віднести компактність, надійність, велика кількість функцій для захисту та автоматики (які дозволять нам реалізувати всі необхідні для проекту захисти), можливість запам'ятовування та зчитування даних після спрацювання захисту а також тонке налаштування уставок струмових захистів.

В пристроях даної серії реалізована вільна конфігурація, що передбачає вільне призначення вихідних реле, дискретних входів та світлодіодних індикаторів. Також дане реле можна програмувати за допомогою відповідного програмного забезпечення, налаштування якого можна з флеш-носія через порт USB на передній панелі.

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Живлення LX 120 РЕДУТ.21 відбувається від джерела постійного або змінного оперативного струму, також реле має комбінований блок живлення від струмових кіл електроустановки. МСЗ може працювати лише від струму КЗ, до того ж вхідний струм повинен мати значення не менше 3 А. Короткочасне зникнення напруги (до 800 мс) фільтруються і стабілізуються в блоці живлення.

Зобразимо на рис. 4.4 приклад підключення LX 120 РЕДУТ.21 до вторинних кіл.

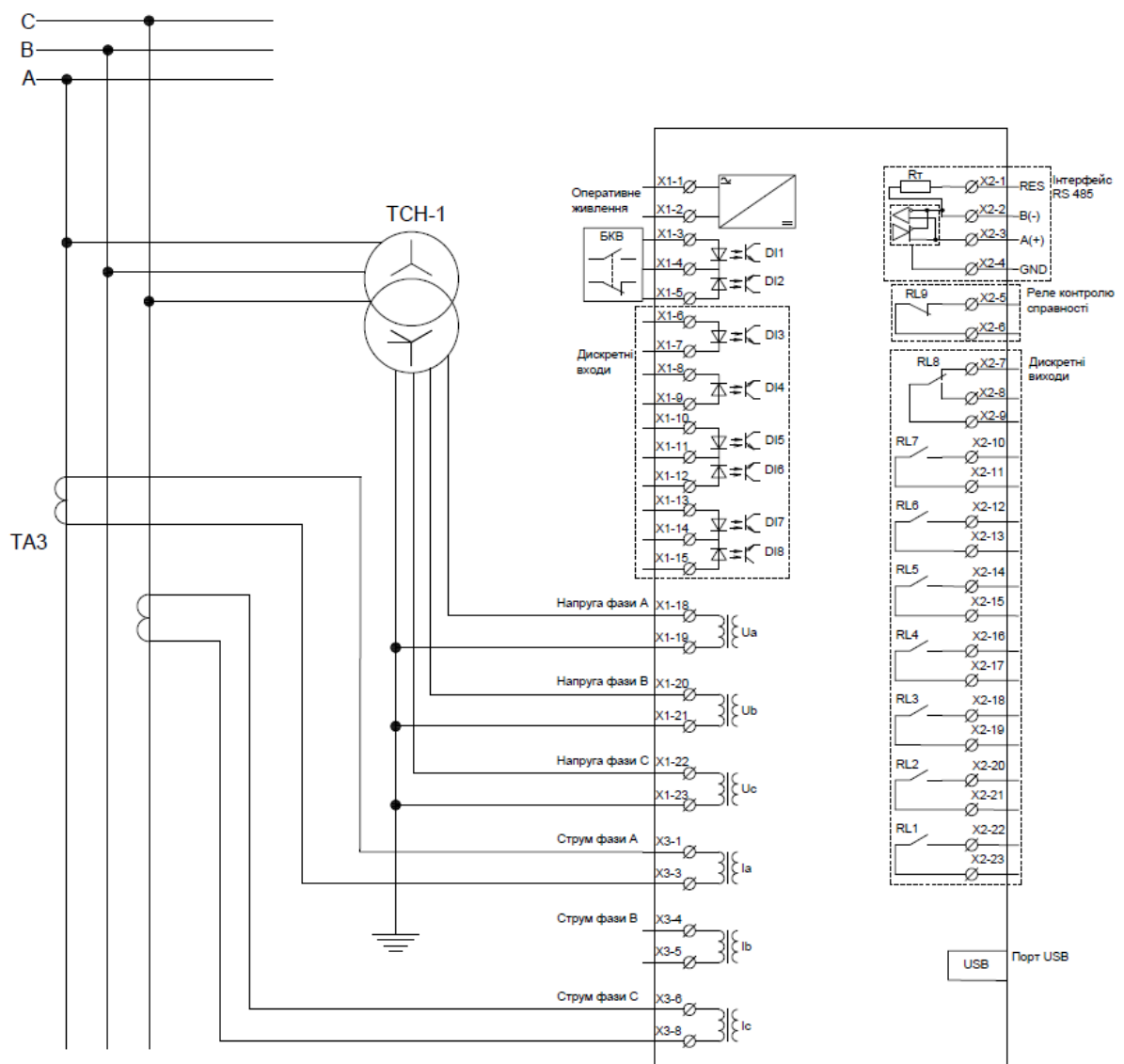


Рисунок 4.4 – Схема підключення реле LX 120 РЕДУТ.21 до вторинних кіл установки

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141.227 ПЗ

Арк.

48

4.5. Розрахунок уставок максимального струмового захисту

LX 120 РЕДУТ.21

В обраному реле МСЗ працює по найбільшому з фазних струмів. Якщо функція увімкнена і немає блокування її ступеню, при перевищенні струмом обраної уставки, видається сигнал пуску МСЗ і починається відлік витримки часу спрацювання. В якості часу відключення використовується час по одній з характеристик спрацювання, або ж уставка часу прискорення. По закінченню витримки часу, якщо за цей час струм не падав нижче 95% значення струмової уставки, видається сигнал спрацювання МСЗ, що утримується, поки струм не впаде нижче 95% уставки, але не менше 300 мс.

Захист трансформаторів 10/0,4 кВ.

Для захисту трансформаторів оберемо обернено залежну характеристику спрацювання реле. Її типовий графік наведено на рис. 4.5.

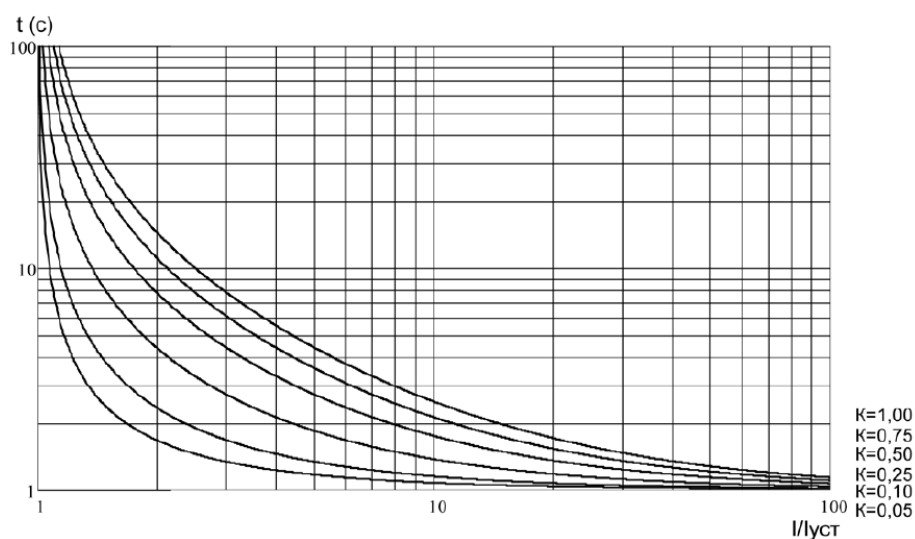


Рисунок 4.5 – Обернено залежна характеристика спрацювання реле

LX 120 РЕДУТ.21

Час спрацювання при такій характеристиці розраховується за формулою:

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$t = \frac{13,5 * K}{\left(\frac{I}{I_{уст}}\right)^{-1}} [c]; \quad (4.17)$$

де I – вхідний струм, А;

$I_{уст}$ – уставка струму спрацювання, А;

K – коефіцієнт часу за рис.4.4, візьмемо найменше значення 0,05

Струм спрацювання МСЗ трансформатора розраховується з відведенням від режимів післяаварійних перевантажень, тому його вибирають більшим від струму самозапуску двигунів, що живляться від трансформатора:

$$I_{с.з} = \frac{k_{від} * k_{с.зап}}{k_{пов}} * I_{роб.макс}; \quad (4.18)$$

де $k_{від} = 1,15$ – коефіцієнт відведення;

$k_{с.зап} = 1,25$ – коефіцієнт самозапуску двигунів;

$k_{пов} = 0,95$ – коефіцієнт повернення

$I_{роб.макс}$ – робочий струм трансформатора за найбільшого навантаження, А.

Тоді струм спрацювання захисту буде:

$$I_{с.з} = \frac{1,15 * 1,25}{0,95} * 50,922 = 77,053 \text{ (А)}.$$

Розрахунковий струм спрацювання реле обчислимо за формулою:

$$I_{с.р} = \frac{k_{сх} * I_{с.з}}{k_{ТА}}; \quad (4.19)$$

де $k_{сх}$ – коефіцієнт схеми з'єднання ТС за трифазного КЗ, для схеми неповної зірки становить 1;

$k_{ТА}$ – коефіцієнт трансформації ТС.

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{c.p} = \frac{1 \cdot 77,053}{100/5} = 3,853 \text{ (A)}.$$

МТЗ пристрою LX 120 РЕДУТ.21 має діапазон уставки струму від 0,1 до 32 А, з кроком 0,01 А. Обираємо уставку 3,86 А. Тоді струм спрацювання захисту буде:

$$I_{c.з} = \frac{I_{c.p} \cdot k_{TA}}{k_{cx}} = \frac{3,86 \cdot 100/5}{1} = 77,2 \text{ (A)}. \quad (4.20)$$

Час спрацювання МСЗ для трансформатора має задовольняти такі умови:

- забезпечення термічної стійкості трансформатора, через що час спрацювання не повинен перевищувати 0,4-2 с.
- узгодження часу спрацювання з часами спрацювання МСЗ суміжних приєднань, для чого має бути забезпечена селективність по часу. Ступінь селективності Δt приймемо 0,3 с

Для перевірки першої умови розрахуємо час спрацювання за формулою (4.11) при відношенні струму в ЕУ до струму спрацювання 1,2:

$$t = \frac{13,5 \cdot 0,05}{1,2-1} = 1,534 \text{ (с)};$$

Отже, умова виконується.

Обчислимо коефіцієнт чутливості даної зони захисту (що має бути не менше 1,5):

$$k_{ч} = \frac{I_{K3, \text{мін}}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{437}{77,2} = 5,655 \geq 1,5. \quad (4.21)$$

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Захист шин 10 кВ.

Для цього захисту оберемо пологу характеристику спрацювання. Її типовий вигляд наведено на рис.4.6:

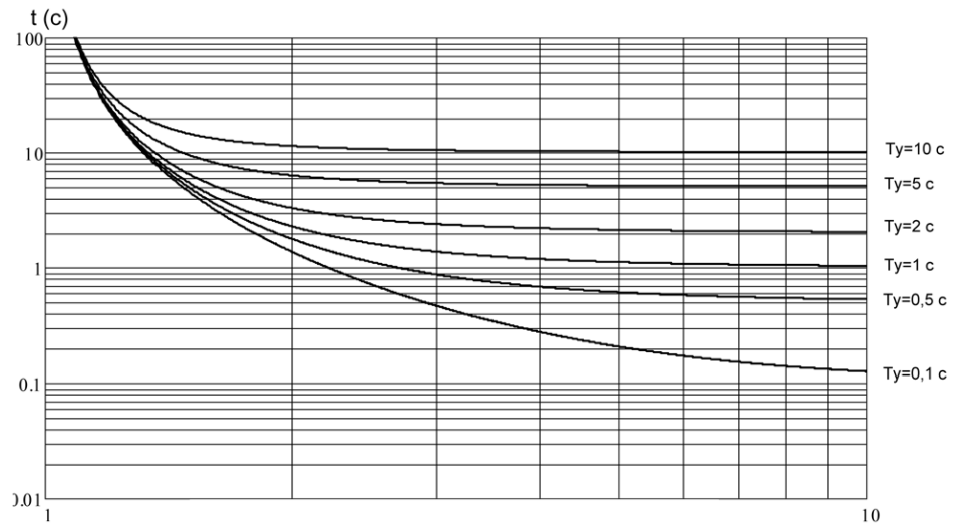


Рисунок 4.6 – Полога характеристика спрацювання реле LX 120
РЕДУТ.21

Час спрацювання при такій характеристиці визначатиметься за формулою:

$$t = \frac{1}{20 \cdot \left(\frac{1}{6} \cdot \left(\frac{I}{I_{уст}} - 1 \right) \right)} + t_{уст} [c]; \quad (4.22)$$

де $t_{уст}$ – уставка часу реле, с.

Така характеристика дозволить забезпечити селективність встановлених захистів.

Розрахунковий струм спрацювання МСЗ за формулою 4.12:

$$I_{с.з} = \frac{1,15 \cdot 1,25}{0,95} * 155,771 = 175,179 \text{ (А)}.$$

Розрахунковий струм спрацювання реле:

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

$$I_{c.p} = \frac{1 \cdot 175,179}{200/5} = 4,379 \text{ (A)}.$$

Обираємо уставку струму 4,38 А. Струм спрацювання захисту тоді:

$$I_{c.з} = \frac{4,38 \cdot 200/5}{1} = 175,2 \text{ (A)}.$$

Перевіримо чутливість в основній зоні захисту (шини ЗТП) та в резервній (КЗ на стороні НН трансформатора).

$$k_{ч.осн} = \frac{I_{КЗ.мін}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{1359}{175,2} = 7,754 \geq 1,5;$$

$$k_{ч.рез} = \frac{I_{КЗ.мін}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{437}{175,2} = 2,492 \geq 1,2;$$

як бачимо, умова виконується.

Для забезпечення селективності прийmemo значення ступеня селективності $\Delta t = 0,3$ с. Це значення необхідно встановити на уставці часу. Реле має діапазон уставки часу для МСЗ від 0,02 с до 250 с, з кроком 0,01 с. Приймаємо для другої зони захисту уставку часу 0,3 с.

Захист живильних кабельних ліній 10 кВ.

Для цього захисту також обираємо положу характеристику спрацювання, що зображена на рис.4.б.

Для забезпечення селективності спрацьовування по струму необхідно, щоб струм спрацьовування ліній був на 10% більше струму спрацьовування захисту шин 10 кВ:

$$I_{c.з10\%} = 175,2 * 1,1 = 192,72 \text{ (A)}. \quad (4.23)$$

Тоді розрахунковий струм спрацювання реле буде:

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{c.p} = \frac{1 \cdot 192,72}{200/5} = 4,818 \text{ (A)}.$$

Обираємо уставку струму 4,82 А. Струм спрацювання захисту при такій уставці буде:

$$I_{c.з} = \frac{4,82 \cdot 200/5}{1} = 192,8 \text{ (A)}.$$

Також необхідно забезпечити селективність по часу:

$$t_{c.з.I} = t_{c.з.II} + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ (с)}; \quad (4.24)$$

де $t_{c.p.II}$ – уставка часу другої зони захисту.

Приймаємо уставку часу 0,6 с.

Проведемо перевірку чутливості основної зони захисту (кабельних ліній) та резервної (трансформаторів):

$$k_{ч.осн} = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{1458}{175,2} = 8,324 \geq 1,5;$$

$$k_{ч.рез} = \frac{I_{K3.мін}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{437}{175,2} = 2,492 \geq 1,2.$$

В результаті ми отримаємо карту селективності, зображену на рис.4.7.

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

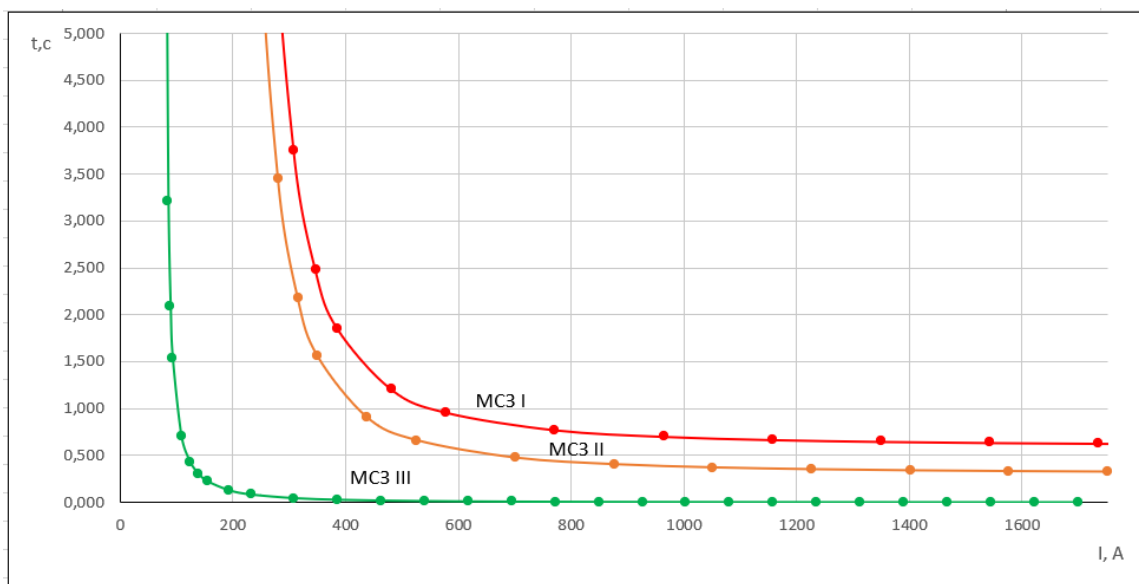


Рисунок 4.7 – Карта селективності максимального струмового захисту

На даній карті можна побачити, що спочатку буде спрацьовувати захист трансформаторів (МСЗ ІІІ), потім з витримкою часу – захист шин (МСЗ ІІ), а після – захист ліній (МСЗ І).

Зведемо до таблиці 4.7 данні про обрані уставки часу і струму для МСЗ.

Таблиця 4.7 – Параметри уставок МСЗ.

Ділянка захисту	Уставка часу, с	Уставка струму, А
Захист трансформаторів 10/0,4 кВ	-	3,86
Захист шин 10 кВ.	0,3	4,38
Захист живильних кабельних ліній 10 кВ.	0,6	4,82

4.6. Розрахунок уставок струмової відсічки реле LX 120 РЕДУТ.21

СВ в реле працює по найбільшому з фазних струмів. Якщо функція увімкнена та відсутнє блокування ступеню, при перевищенні струмом обраної уставки починається відлік часу спрацьовування. Після закінчення, встановленої уставкою витримки часу, якщо за цей час струм не знижувався

нижче 95% уставки струму, видається сигнал спрацювання СВ, який утримується доки струм не впаде нижче 95% уставки, але не менше 300 мс.

СВ має наступний діапазон уставок: для струму – від 5 А до 150 А (крок 0,01 А), для часу – від 0,02 с до 250 с (крок 0,01 с)

Захист трансформаторів 10/0,4 кВ.

Для захисту трансформаторів струмова відсічка має діяти без витримки часу. Її селективну роботу забезпечують відведенням від найбільшого струму КЗ на шинах НН трансформатора:

$$I_{с.з.СВ} = k_{від} * I_{КЗ.макс}^{(3)} = 1,3 * 0,519 = 0,675 \text{ (кА)}; \quad (4.25)$$

де $k_{від}$ – коефіцієнт відведення.

Струм спрацювання реле тоді буде:

$$I_{с.р.СВ} = \frac{1*675}{100/5} = 33,754 \text{ (А)}.$$

Обираємо уставку струму 33,76 А. Тоді струм спрацювання захисту буде:

$$I_{с.з.СВ} = \frac{16,87*100/5}{1} = 675,2 \text{ (А)}.$$

Захист шин 10 кВ

Для захисту шин вже необхідно забезпечити один ступінь селективності, тому встановимо значення уставки часу 0,3 с.

Розрахунковий струм спрацювання захисту:

- точки К1:

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

$$I_{с.з.СВ} = k_{від} * I_{K1.макс}^{(3)} = 1,3 * 1,727 = 2,245 \text{ (кА)};$$

- точки К2:

$$I_{с.з.СВ} = k_{від} * I_{K1.макс}^{(3)} = 1,3 * 1,726 = 2,244 \text{ (кА)};$$

Струм спрацювання реле:

- точки К1:

$$I_{с.р.СВ} = \frac{1*2245}{200/5} = 56,125 \text{ (А)};$$

- точки К2:

$$I_{с.р.СВ} = \frac{1*2244}{200/5} = 56,101 \text{ (А)}.$$

Обираємо уставки струму 56,13 А для реле в комірці №1 та 56,11 А в комірці №7. Тоді струм спрацювання захисту буде:

- точки К1:

$$I_{с.з.СВ} = \frac{56,13*200/5}{1} = 2245,2 \text{ (А)};$$

- точки К2:

$$I_{с.з.СВ} = \frac{56,11*200/5}{1} = 2244,4 \text{ (А)}.$$

Захист живильних кабельних ліній 10 кВ.

Для забезпечення селективності по струму спрацювання від захисту шин 10 кВ, необхідно, щоб струм спрацювання СВ захисту ліній був на 10% більше найбільшого струму спрацювання захисту шин:

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{c.з10\%.CB} = 2245,2 * 1,1 = 2469,72 \text{ (A)}. \quad (4.23)$$

Розрахунковий струм спрацювання реле:

$$I_{c.p.CB} = \frac{1*2469,72}{100/5} = 61,743 \text{ (A)}.$$

Обираємо уставку струму 64,75 А. Струм спрацювання СВ тоді буде:

$$I_{c.з.CB} = \frac{64,75*200/5}{1} = 2470 \text{ (A)}.$$

Уставку часу обираємо 0,6 с, для забезпечення селективності від захисту шин 10 кВ.

Зведемо до таблиці 4.8 данні про обрані уставки часу і струму для СВ.

Таблиця 4.8 – Параметри уставок СВ.

Ділянка захисту	Уставка часу, с	Уставка струму, А
Захист трансформаторів 10/0,4 кВ	-	33,76
Захист шин 10 кВ.	0,3	56,13 (для К1)/ 56,11 (для К2)
Захист живильних кабельних ліній 10 кВ.	0,6	61,75

4.7.Дуговий захист реле LX 120 РЕДУТ.21

При увімкненій функції та присутньому сигналу пуску МСЗ сигнал про наявність дуги в комірці починає відраховувати витримку часу спрацювання першого ступеню дугового захисту (ДЗ1). Цей час становить 40 мс. Якщо включений і другий ступінь ДЗ, то і він починає відраховувати уставлену його уставкою витримку часу. Для кожного з ступенів після закінчення його

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

витримки часу, якщо за цей час стан вхідних сигналів не змінювався, видається сигнал спрацювання, що утримується, поки не пропаде сигнал пуску МСЗ чи сигнал про наявність дуги, але не менше 300 мс.

Для роботи дугового захисту потрібно до дискретного входу 8 пристрою LX 120 РЕДУТ.21 підключити датчик контролю наявності дуги, що складається з двох елементів:

- ДД – датчику дуги, що встановлюється безпосередньо в шинному відділенні;
- БДД – блок датчиків дуги, що може бути встановлений в релейному відділенні комірки чи в іншому зручному місці.

Зовнішній вигляд датчиків дуги та блоку датчиків дуги наведено на рис.4.8 та 4.9



Рисунок 4.8 – Зовнішній вигляд датчику дуги

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Рисунок 4.9 – Зовнішній вигляд блоку датчиків дуги

Працює дуговий захист наступним чином:

Коли виникає дуга, датчик ДД передає сигнал на блок БДД, де відбувається його проміжне опрацювання, потім сигнал йде на дискретний вхід приладу. Після цього реле, згідно уставок ДЗ, формує вихідний дискретний сигнал на спрацювання.

Всього до блоку БДД можна підключити до чотирьох датчиків дуги одночасно, які будуть працювати паралельно. Структурна схема роботи ДЗ наведена на рис.4.10.

Уставку часу для другого ступеню дугового захисту (ДЗ2) оберемо 0,3, для забезпечення селективності від першого ступеня ДЗ.

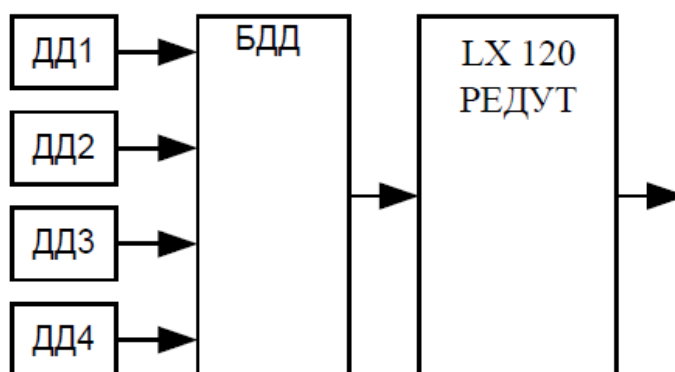


Рисунок 4.10 – Структурна схема роботи ДЗ

5. Розрахунок блискавкозахисту та заземлюючого контуру

Ще одними важливими елементами будь-якої підстанції, що забезпечують її безаварійну та надійну роботу, є блискавкозахист та заземлення.

Блискавкозахист необхідний для захисту електроустановок від прямого та непрямого впливу грозових розрядів. Так, в уражених струмопровідних частинах електрообладнання імпульси струму блискавки викликають короткочасні, проте дуже високі по амплітуді перенапруги, аж до кількох десятків мегавольт. Такі великі перенапруги цілком можуть викликати пробію та перекриття ізоляції, навіть у мережах та електроустановках вищих класів напруги. До того ж дуга, яка виникає у місці ураження електроустановки (ЕУ) блискавкою, може продовжити горіти і після спаду імпульсу струму, так як її будуть підживлювати наявні в електричній мережі джерела енергії. Через це грозове перекриття здатне перерости в стійке коротке замикання. Тому струм блискавки необхідно відводити через заземлення у землю.

Заземленням, згідно ПУЕ, є електричне з'єднання між визначеною точкою системи, установки чи обладнання та заземлюючим пристроєм. В свою чергу, заземлюючим пристроєм називають сукупність електрично з'єднаних між собою заземлювача (провідника або їх сукупності, з'єднаних між собою, що перебувають в електричному контакті з землею) та заземлюючого провідника (провідника, який з'єднує заземлювач з визначеною точкою системи, ЕУ чи обладнання).

Заземлювач на підстанціях виконують у вигляді контуру, що складається зі з'єднаних між собою вертикальних чи горизонтальних електродів, поміщених в землю. Разом із заземлюючими провідниками обладнання та установок ПС вони утворюють заземлення, що виконує наступні функції:

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- робоче заземлення, що потрібне для виконання заземлень нейтралей силових трансформаторів, генераторів, вимірювальних трансформаторів, і т.д.;
 - захисне заземлення, що необхідне для захисту персоналу ПС від напруги дотику, яка може з'явитись на провідних частинах електрообладнання у разі перекриття або пробоя ізоляції;
 - заземлення блискавкозахисту, що слугує для відводу струму блискавки в землю від розрядників, блискавковідводів та інших конструкцій, у які відбувся удар блискавки
- Всі ці функції може поєднувати в собі один ЗП, обраний по найбільш жорстким умовам.

5.1. Розрахунок зони захисту блискавковідводів

Блискавкозахист на ЗТП виконаємо чотирьома стрижневими блискавковідводами, на висоті h_x 2,5 метрів, з надійністю захисту $P_z = 0,999$. Схему їх розміщення наведемо на рис. 5.1, також в таблиці 5.1 наведемо розрахункові параметри даної схеми

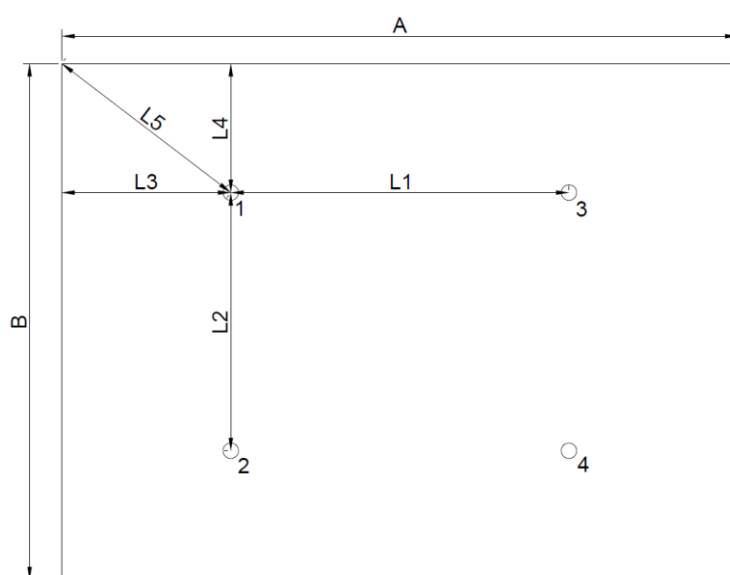


Рисунок 5.1 – Схема розміщення блискавковідводів ЗТП 10/0,4 кВ

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

Таблиця 5.1 – Розрахункові параметри схеми розміщення блискавкозахисту

A, м	B, м	L ₁ , м	L ₂ , м	L ₃ , м	L ₄ , м	h _x , м
13,1	10	6,55	5	3,275	2,5	2,5

Довжину параметра L₅ знайдемо за формулою теореми Піфагора

$$L_5 = \sqrt{L_3^2 + L_4^2} = \sqrt{3,275^2 + 2,5^2} = 4,12 \text{ (м)}. \quad (5.1)$$

В даній схемі кожні два блискавковідводи утворюють подвійний блискавковідвід, що має зовнішню область захисту та внутрішню. Зовнішня область утворюється напівконусами з габаритами h₀ та r₀, що розраховуються за формулами для одиничних стрижневих блискавковідводів. Внутрішня ж зона визначається параметром h₀, який показує максимальну висоту зони безпосередньо біля блискавковідводів, та параметром h_c, що позначає мінімальну висоту зони захисту посередині між блискавковідводами.

Параметри зони захисту одиничного стрижневого блискавковідводу висотою h до 30 метрів включно, при ступені надійності P₃ = 0,999, розраховуються за формулами:

$$h_0 = 0,7 * h; \quad (5.2)$$

$$r_0 = 0,6 * h; \quad (5.3)$$

$$r_x = \frac{r_0 * (h_0 - h_x)}{h_0}. \quad (5.4)$$

Розрахуємо за цими формулами висоти всіх чотирьох блискавковідводів, за умови створення ними захисної зони на висоті h_x до кутів ЗТП:

$$h_{01} = 0,7 * h_1;$$

$$r_{01} = 0,6 * h_1;$$

$$r_{x1} = \frac{r_{01} * (h_{01} - h_x)}{h_{01}}, \text{ при } r_{x1} = L_5.$$

За допомогою математичних перетворень виведемо рівняння для отримання шуканої величини h_1 :

$$L_5 = \frac{0,6 * h_1 * (0,7 * h_1 - h_x)}{0,7 * h_1}; \quad (5.5)$$

$$0,42 * h_1^2 - (0,7 * h_1 + 0,6 * h_x) * h_1 = 0; \quad (5.6)$$

$$h_1 = 0 \text{ м}; h_1 = -10,438 \text{ м}.$$

Остаточно прийємо значення висоти всіх блискавковідводів 10,45 м, $h_1 = h_2 = h_3 = h_4 = 10,45$ м, така висота задовольняє умови застосування рівнянь для $h \leq 30$ м.

Обчислимо зовнішні та внутрішні параметри зон захисту блискавковідводів 1-2 та 3-4:

$$L_{12} = L_{34} = L_2 = 5 \text{ м};$$

$$r_{01} = r_{02} = r_{03} = r_{04} = 0,6 * h_1 = 0,6 * 10,45 = 6,27 \text{ (м)};$$

$$h_{01} = h_{02} = h_{03} = h_{04} = 0,7 * h_1 = 0,7 * 10,45 = 7,135 \text{ (м)};$$

$$r_{x1} = r_{x2} = r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{01} * (h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{6,27 * (7,135 - 2,5)}{7,135} = 4,127 \text{ (м)};$$

$$L_{c12} = L_{c34} = 2,25 * h_1 = 2,25 * 10,45 = 23,513 \text{ (м)} \quad (5.7);$$

$$L_{max12} = L_{max34} = 4,25 * h_1 = 4,25 * 10,45 = 44,413 \text{ (м)} \quad (5.8).$$

Відстань між блискавковідводами $L_{12} \leq L_{c12}$, отже зона захисту не має провисання, тобто висота посередині між блискавковідводами дорівнює висоті безпосередньо біля самих блискавковідводів:

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$h_{c12} = h_{c34} = h_{01} = 7,135 \text{ (м)}.$$

До того ж $h_{c12} \geq h_x$, тому максимальна напівширина зони, r_x , буде розраховуватись за формулою:

$$r_{cx12} = r_{cx34} = \frac{r_{01} \cdot (h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{6,27 \cdot (7,135 - 2,5)}{7,135} = 4,127 \text{ (м)}. \quad (5.9)$$

Визначимо параметри зон захисту між блискавковідводами 1 і 3 та 2 і 4. Так як всі блискавковідводи у нашому випадку однакові по висоті і симетрично розташовані, їх параметри за формулами 5.2 – 5.8 будуть однакові і для всіх зон захисту. Відстань між блискавковідводами 1 і 3 та 2 і 4:

$$L_{13} = L_{24} = L_1 = 6,55 \text{ м};$$

$L_{13} \leq L_{c12}$, отже зона захисту не має провисання. Максимальна напівширина зони для цих зон захисту буде аналогічна формулі 5.9.

Знайдемо параметри зон захисту між блискавковідводами 1 і 4 та 2 і 3. Відстань між ними:

$$L_{14} = L_{23} = \sqrt{L_1^2 + L_2^2} = \sqrt{3,275^2 + 2,5^2} = 8,24 \text{ (м)}; \quad (5.10)$$

$L_{14} \leq L_{c12}$, тому захисна зона не матиме провисання, а напівширина зони буде рівна напівширині інших зон.

Зобразимо отримані зони захисту на рисунках 5.2 та 5.3 (масштаб 1м:10мм).

З отриманої схеми видно, що захисна зона охоплює всю територію підстанції.

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

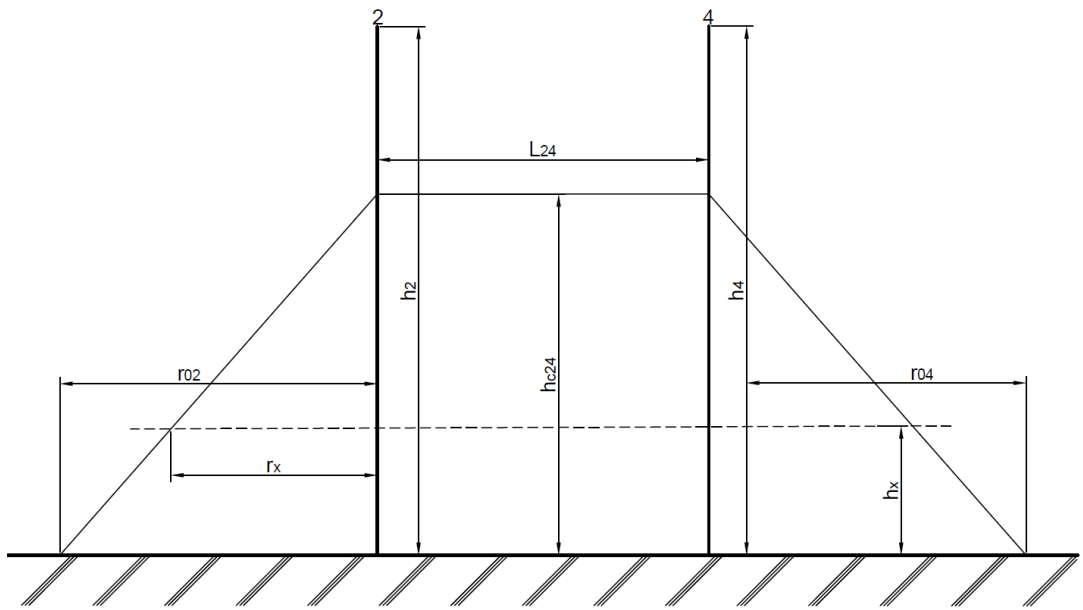


Рисунок 5.2 – Горизонтальний переріз зони захисту блискавковідводів на ЗТП 10/0,4 кВ

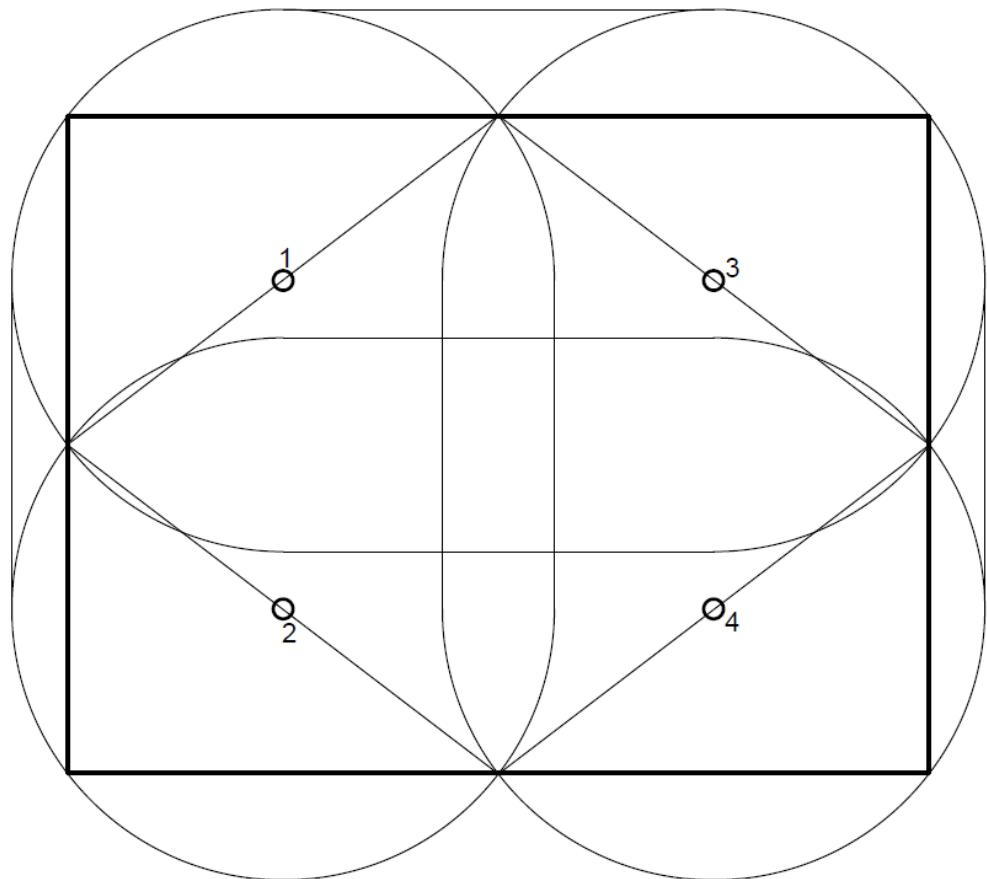


Рисунок 5.3 – Вертикальне зображення зони захисту блискавковідводів ЗТП 10/0,4 кВ на висоті h_x

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141.227 ПЗ

Арк.

66

5.2. Розрахунок заземлюючого контуру

Заземлюючий контур на ЗТП будемо виконувати вертикальними електродами, що з'єднанні горизонтальними електродами. Візьмемо вертикальний електрод зроблений з круглої сталі діаметром 15 міліметрів, та довжиною 5 метрів, глибина закладання – 0,7 метра. Горизонтальним електродом слугуватиме сталеві смуга шириною 40 міліметрів та товщиною 4 міліметри. Всі з'єднання електродів необхідно виконувати зварюванням. Грунт в місці встановлення – чорнозем, з питомим опором ρ в 200 Ом*м. Прийmemo кліматичну зону II, з коефіцієнтом $K_{сез}$ 1,7 для вертикального заземлювача і 4 для горизонтального. Природніх заземлювачів на підстанції немає. Ширина та довжина ПС наведені в табл. 5.1.

Так як заземлюючий пристрій на об'єкті проектування буде поєднувати в собі функції захисного, робочого заземлення і заземлення блискавкозахисту, то розраховувати його необхідно по найбільш жорсткій умові. Такою умовою буде наступна: для трансформаторів з глухозаземленою нейтраллю опір заземлюючого пристрою має становити 2 Ом, 4 Ом або 8 Ом відповідно для лінійних напруги 660 В, 380 В та 220 В [9]. Тому беремо максимальне значення опору ЗП 4 Ом, $R_{ЗП} = 4$ Ом.

Визначимо розрахунковий опір одного вертикального електрода за наступною формулою:

$$R_B = \frac{\rho_{розр.в}}{2 * \pi * l_B} * \left(\ln \frac{2 * l_B}{d} + \frac{1}{2} * \ln \frac{2p + \frac{l_B}{2}}{2p - \frac{l_B}{2}} \right); \quad (5.11)$$

де $\rho_{розр.в} = \rho * K_{сез.в}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом*м;

ρ – питомий опір ґрунту;

$K_{сез.в}$ – коефіцієнт сезонності для вертикального електрода;

параметр p знаходиться за формулою:

					<i>БР 3.6.141.227 ПЗ</i>	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$p = t + \frac{l_B}{2}; \quad (5.12)$$

де t – глибина закладання вертикального електрода;
 l_B – довжина вертикального електрода.

$$p = 0,7 + \frac{5}{2} = 3,2;$$

$$R_B = \frac{200 \cdot 1,7}{2 \cdot \pi \cdot 5} * \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{15} + \frac{1}{2} * \ln \frac{2 \cdot 3,2 + \frac{5}{2}}{2 \cdot 3,2 - \frac{5}{2}} \right) = 32,517 \text{ (Ом)}.$$

Обчислимо кількість вертикальних електродів без урахування екранування (округливши результат до найближчого більшого числа, що кратне 2):

$$N_{\text{в.р}}^{\wedge} = \frac{R_B}{R_{3П}} = \frac{32,517}{4} = 8,129 \approx 10 \text{ (шт.)}. \quad (5.13)$$

Далі визначимо кількість вертикальних електродів, врахувавши екранування:

$$N_{\text{в.р}} = \frac{N_{\text{в.р}}^{\wedge}}{\eta_B}; \quad (5.14)$$

де η_B – коефіцієнт використання вертикальних електродів, за таблицею 5.2.
 Для вибору коефіцієнту необхідно розрахувати відношення відстані між електродами до їх довжини, α/l_B . Значення α розраховується за формулою:

$$\alpha = \frac{L_n}{N_{\text{в.р}}}; \quad (5.15)$$

де L_n – довжина по периметру закладання, м.

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.2 – Коефіцієнти використання вертикальних η_B і горизонтальних η_G електродів заземлюючого пристрою

N_B	α/l_B						Додаткові відомості
	1		2		3		
	η_B	η_G	η_B	η_G	η_B	η_G	
4	0,69	0,45	0,78	0,55	0,85	0,70	Значення в чисельнику для контурного ЗП, в знаменнику – для рядного
	0,74	0,77	0,83	0,89	0,88	0,92	
6	0,62	0,40	0,73	0,48	0,80	0,64	
	0,63	0,71	0,77	0,83	0,83	0,88	
10	0,55	0,34	0,69	0,40	0,76	0,56	
	0,59	0,62	0,75	0,75	0,81	0,82	
20	0,47	0,27	0,64	0,32	0,71	0,45	
	0,49	0,42	0,68	0,56	0,77	0,68	
30	0,43	0,24	0,60	0,30	0,68	0,41	
	0,43	0,31	0,65	0,46	0,75	0,58	

Так як контурний ЗП закладають на відстані не менше 1 м до будівлі, то довжина по периметру закладання буде:

$$L_n = (A + 2) * 2 + (B + 2) * 2 = (13,1 + 2) * 2 + (10 + 2) * 2 = 54,2 \text{ (м);}$$

$$\alpha = \frac{54,2}{10} = 5,42 \text{ (м);}$$

$$\frac{\alpha}{l_B} = \frac{5,42}{5} = 1,084.$$

Значення потрібного коефіцієнту знайдемо за методом лінійної інтерполяції:

$$\eta_B = 0,55 - \left(\frac{0,55 - 0,69}{10} * (1,084 - 1) \right) = 0,55. \quad (5.16)$$

Тоді кількість вертикальних електродів з врахуванням екранування буде:

$$N_{B,p} = \frac{10}{0,55} = 18,18 \approx 20 \text{ (шт.).}$$

Далі потрібно уточнити відстань між електродами з урахуванням форми об'єкта. По одному електроду розмістимо по кутах, решту – між ними. Для їх симетричного розміщення знайдемо відстань між вертикальними електродами по ширині a_B та по довжині a_A .

$$a_A = \frac{A}{n_A - 1}; \quad (5.17)$$

$$a_B = \frac{B}{n_B - 1}; \quad (5.18)$$

де $n_A = 6$ – кількість електродів по довжині об'єкта;

$n_B = 6$ – кількість електродів по ширині об'єкта.

$$a_A = \frac{13,1}{6-1} = 3,02 \text{ (м)};$$

$$a_B = \frac{10}{6-1} = 2,4 \text{ (м)}.$$

Для уточнення прийємо середнє значення відношення a/l_B :

$$\left(\frac{a}{l_B}\right)_{\text{сер}} = \frac{1}{2} * \left(\frac{a_A + a_B}{l_B}\right) = \frac{1}{2} * \left(\frac{3,02 + 2,4}{5}\right) = 0,542 \approx 1. \quad (5.19)$$

За таблицею 5.2 прийємо такі значення коефіцієнтів використання електрода: для вертикального $\eta_B = 0,47$, для горизонтального $\eta_\Gamma = 0,27$.

Далі обчислимо уточнені значення опорів вертикальних та горизонтальних електродів:

$$R_B = \frac{R_B}{N_B * \eta_B} = \frac{32,517}{20 * 0,47} = 3,844 \text{ (Ом)}; \quad (5.20)$$

$$R_\Gamma = \frac{0,4}{L_n * \eta_\Gamma} * \rho_{\text{розр.в}} * \ln \frac{2 * L_n^2}{b * t}; \quad (5.21)$$

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{\Gamma} = \frac{0,4}{54,2 \cdot 0,27} * 340 * \ln \frac{2 \cdot 54,2^2}{40 \cdot 0,7} = 49,458.$$

Фактичний опір ЗП знайдемо за формулою знаходження еквівалентного опору двох паралельних опорів:

$$R_{\text{ЗП.Ф}} = \frac{R_{\text{В}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{В}} + R_{\Gamma}} = \frac{3,844 \cdot 49,458}{3,844 + 49,458} = 3,566 \text{ (Ом)};$$

$$R_{\text{ЗП.Ф}} < R_{\text{ЗП.}}$$

Фактичний опір відповідає вимозі, обраній на початку цього пункту, отже заземлюючий контур можна приймати до встановлення.

На рис. 5.4 зобразимо план отриманого заземлюючого контуру.

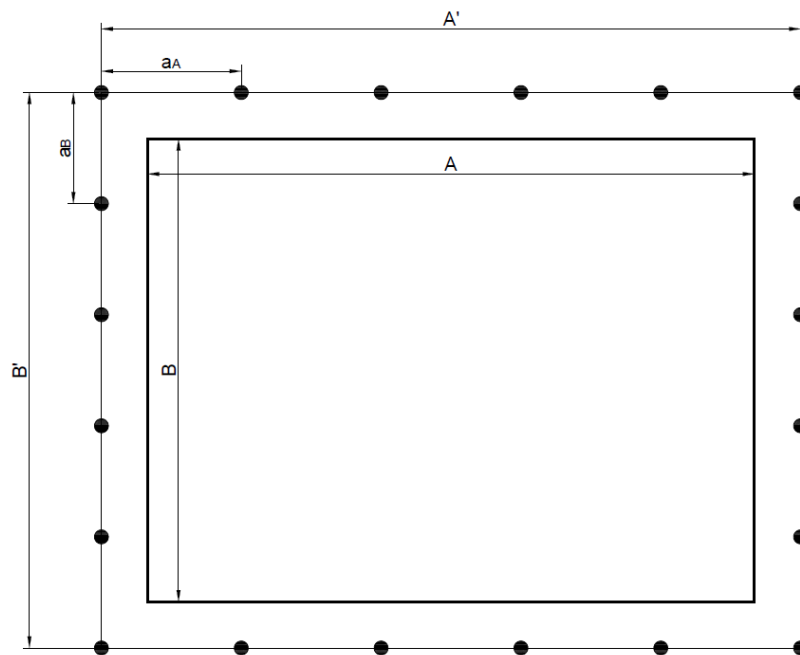


Рисунок 5.4 – План заземлюючого контуру

Висновки

В даній бакалаврській роботі було проведено проектування релейного захисту трансформаторної підстанції від коротких замикань та надструмів. Робота складається з 5 розділів.

В першому розділі проведено опис та характеристику об'єкту проектування – ЗТП 10/0,4 кВ, а також його джерела живлення – ПС 35/10 кВ. Ми виділили особливості роботи об'єкта, його структуру та функціонування, та звели до таблиць необхідні для подальших розрахунків дані. Також в цьому розділі ми перевірили трансформатори на ЗТП за допустимим навантаженням

Другим розділом бакалаврської роботи став розрахунок струмів робочого режиму та струмів коротких замикань об'єкта проектування. Для струмів КЗ також був проведений розрахунок їх термічної та електродинамічної дії, значення яких потрібні для подальшого вимірювальних ТС, через які підключені пристрої РЗ. Всі отримані значення зведені до таблиць, для більшої зручності користування цими даними.

Третій розділ став результатом опрацювання теоретичної інформації про види пошкоджень трансформаторів і кабельних ліній, а також про види захистів електроустановок та вимоги до пристроїв РЗ. Таким чином ми виділили для себе інформацію, на яку спиралась в подальшому проектування релейного захисту, а саме – які види захистів обрати, виходячи з інформації розділу 1 про об'єкт проектування, які пристрої РЗ буде краще застосувати і в яких місцях потрібно встановити ці пристрої.

На початку четвертого розділу ми окреслили, які саме види захистів будуть використані та в яких місцях підстанції. Таким чином ми поділили РЗ об'єкту проектування на взаєморезервуючі зони захисту. Після цього ми провели модернізацію ЗТП для налагодження роботи релейного захисту– в комірках з трансформаторами замінили вимикачі навантаження на високовольтні вимикачі, а також обрали типи вимірювальних трансформаторів струму. В якості пристрою РЗ було обрано мікропроцесорне

					БР 3.6.14.1.227 ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

реле серії ПРЕМКО LX 120 РЕДУТ.21, від українського виробника ПРЕМКО™. Даний пристрів відповідає всім вимогам, та має у своєму функціоналі всі необхідні захисти, які нам потрібні (МСЗ, СВ, ДЗ). Для цього реле було розраховано всі потрібні уставки струму на часу.

Також ми виконали розрахунок блискавкозахисту та заземлюючого контуру підстанції у розділі 5. Блискавкозахист було виконано у вигляді чотирьох стрижневих блискавковідводів заземлювач – у вигляді контуру з вертикальними електродами, які з'єднані горизонтальними полосами.

Розраховані захисти забезпечать надійну та безпечну роботу електроустановок та обладнання об'єкту проектування. Завдяки обраним мікропроцесорним пристроям пошкоджені установки будуть відключені за мінімально можливий час, а селективність роботи цих пристроїв дозволить залишатись в роботі іншим непошкодженим ЕУ.

					<i>БР 3.6.141.227 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

Список використаних джерел

1. ДСТУ 14209-85. Трансформатори силові масляні загального призначення. Допустимі навантаження. – Київ: Мінрегіонбуд України, 2009
2. ДСТУ Б В.2.5-38:2008 Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305:2006, NEQ). – Київ: Мінрегіонбуд України, 2008.
3. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / А. Ю. Орлович та ін. Кропивницький : Міністерство освіти та науки України, 2020. 272 с
4. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2013. – 500 с
5. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.
6. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков –Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.
7. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту і автоматики ПРЕМКО. URL: http://premko.net/LX%20120%20REDUT.21_p2.pdf.
8. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах : навчальний посібник / В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін. – Вінниця : ВНТУ, 2010. – 145 с.
9. Правила улаштування електроустановок: офіційне видання. Київ, 2017. 617 с.
- 10.Робочий проект «Будівництво кабельної лінії 10 кВ»/Загальна пояснювальна записка/Директор: А.В. Кислощаєв/Головний інженер проекту: Головач В.М; Низи, 2014. 44 с.

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11.Сокол Є.І. Релейний захист електроенергетичних систем. – Харків : ФОП
Бровін О.В., 2020. – 306 с.

					<i>БР 3.6.141.227 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		75

Додаток А

Електричні схеми

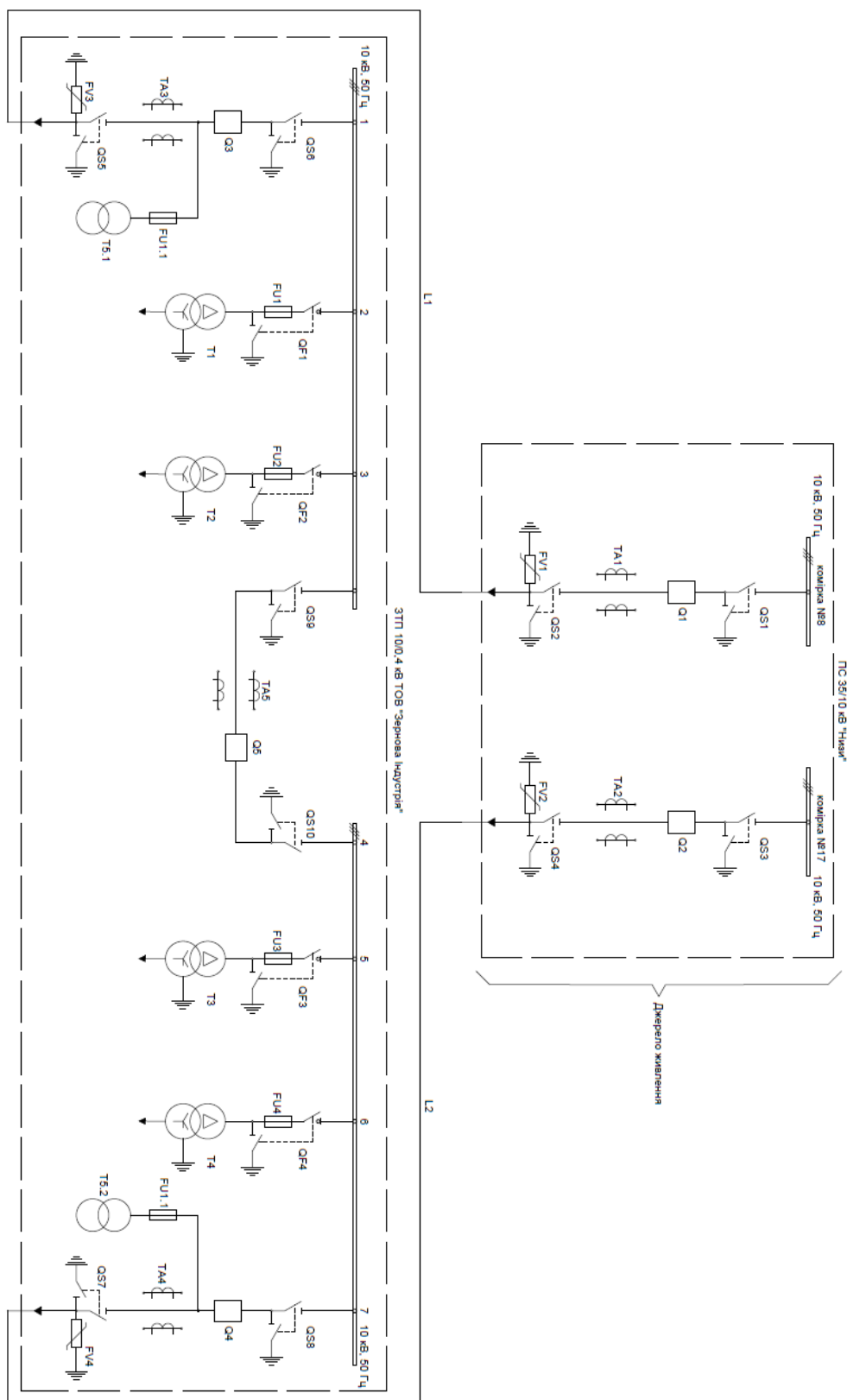


Рисунок А.1 – Принципова електрична схема об'єкту проектування та його джерела електропостачання

					БР 3.6.141.227 ПЗ	Арк. 76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

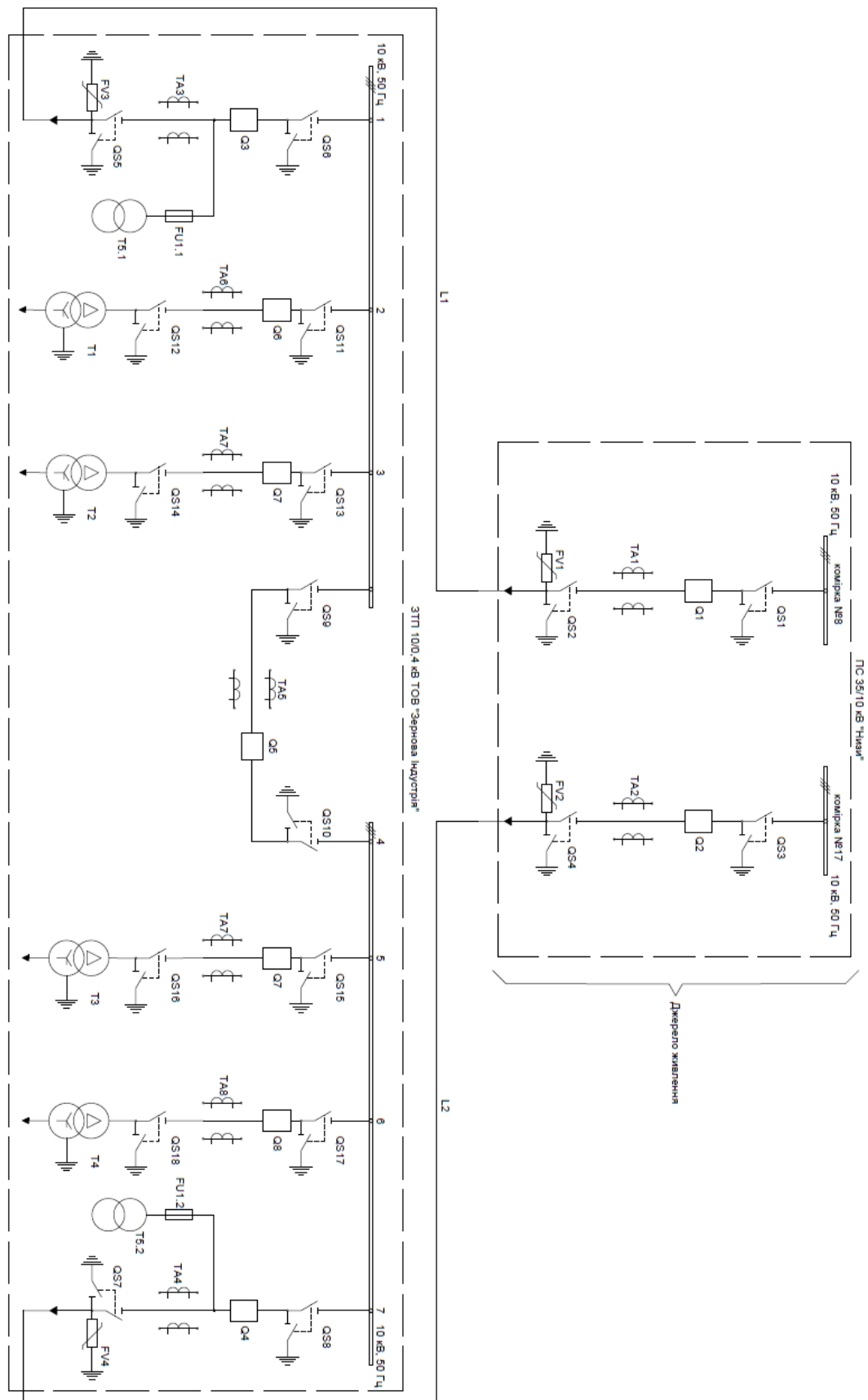


Рисунок А.2 – Принципова електрична схема об'єкту проектування та його джерела електропостачання після модернізації

					Арк.
					77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.227 ПЗ