

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Ігор ЛЕБЕДИНСЬКИЙ

" ____ " _____ 2023 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 режимів роботи електричної мережі та вибір
електрообладнання понижувальної підстанції»

Здобувача групи ЕТ-91 _____ М. І. Тріщенко

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

(підпис)

_____ Микола Тріщенко
(Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

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

АНОТАЦІЯ

с. 75 рис. 8, табл. 49

Бібліографічний опис: Тріщенко М. І. Розрахунок режимів роботи електричної мережі та вибір електрообладнання понижувальної підстанції [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спеціальність: 6.141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / М. І. Тріщенко; керівник М.В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2023. – 75 с.

Ключові слова потужність споживачів, силовий трансформатор, втрати потужності в мережі, схема заміщення, поточкорозподіл, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора, стрижневий блискавкозахист підстанції, заземлення підстанції

consumer power, power transformer, power losses in the network, substitution scheme, flow distribution, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, differential current protection of the transformer, rod lightning protection of the substation, grounding of the substation

Короткий огляд.

В даній роботі проведено розрахунок та вибір енергоефективної конфігурації електричної мережі. Виконано аналіз режимів роботи високовольтних мереж, проведено розрахунок нормального та аварійних режимів роботи мережі. Проведено розрахунок номінальних струмів, струмів при короткому замиканні найбільш завантаженої лінії. Проведено розрахунок електричної частини підстанції. Обрано високовольтне обладнання: вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму та напруги. Проведено розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Розраховано зону захисту стрижневого блискавкозахисту підстанції та розраховано оптимальну зону заземлюючого пристрою.

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		3

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ВРП – ввідно-розподільний пристрій.

ЗРП – закритий розподільний пункт.

к. з. – коротке замикання.

КРП – компенсація реактивної потужності.

ЛЕП – лінія електропередавання.

ПЛ – повітряна лінія електропередавання із застосуванням неізолюваних проводів.

ПС – понижувальна підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок.

РП – розподільний пункт.

РПН – регулювання під навантаженням

РУ – розподільний пристрій.

ТП – трансформаторна підстанція.

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		4

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	9
1.1 Постановка завдання.....	9
1.2 Розробка конфігурації електричної мережі.....	10
1.3 Розрахунок електричної мережі	13
1.3.1 Визначення довжин ліній.....	13
1.3.2 Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів	14
1.3.3 Вибір трансформаторів для схеми	17
1.3.4 Розрахунок потужності та падіння напруги.....	20
1.3.5 Розрахунок втрати електроенергії.....	23
1.4 Аварійний режим роботи електричної мережі.....	25
1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі.....	26
1.6 Висновок до розділу	28
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.....	29
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів	29
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	33
2.3 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв	36
2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 110 кВ.....	36
2.3.2 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ.....	37
2.3.3 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ.....	38
2.3.4 Вибір роз'єднувача напругою 110 кВ.....	38

					<i>БР 3.6.141.363 ПЗ</i>			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	<i>Розрахунок режимів роботи електричної мережі та вибір електрообладнання понижувальної підстанції.</i>	Лит.	Аркуш	Листів
Розроб.		Трищенко					5	75
Перевір.		Петровський				<i>СумДУ, ЕТ-91</i>		
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський						

2.4	Вибір трансформатора власних потреб	39
2.5	Вибір електровимірювальних приладів	40
2.5.1	Вибір трансформаторів струму (ТС).....	40
2.5.1.1	Вибір ТС на стороні 110 кВ	41
2.5.1.2	Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора.....	42
2.5.1.3	Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ	44
2.5.1.4	Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ	45
2.5.2	Вибір трансформаторів напруги.....	47
2.5.2.1	Трансформатор напруги на боці ВН.....	47
2.5.2.2	Трансформатор напруги на боці НН.....	47
2.6	Вибір струмопровідні збірні шин	49
2.7	Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції	52
2.7.1	Компонування розподільних пристроїв.....	52
3	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА	53
3.1	Вихідні дані до розрахунку захисту	53
3.2	Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту.....	55
3.3	Вибір уставок реле ДЗТ	56
3.4	Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі	59
4	РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ.....	62
4.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції.....	62
4.1.1	Визначення зони захисту блискавковідводів	62
4.1.2	Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2	63
4.1.3	Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4	63

4.1.4	Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3	63
4.1.5	Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4	64
4.2	Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції	65
	ВИСНОВКИ.....	68
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	69
	Додаток А.....	71
	Додаток Б	72
	Додаток В.....	73
	Додаток Г	74
	Додаток Д.....	75

					<i>БР 3.6.141.363 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ВСТУП

Надійність та безперебійність електропостачання споживачів електричної енергії сьогодні є актуальним завданням. Електропостачання передбачає забезпечення споживачів електричною енергією. Стабільне функціонування промисловості, сільського господарства, транспорту, комунального господарства можливе у разі надійного забезпечення електроенергією.

При передачі електричної енергії на великі відстані виникають ряд задач та проблем які необхідно вирішувати. Одна із них – це зменшення технологічних втрат. Для досягнення даної мети, використовують підвищення класу номінальної напруги лінії електропередавання. Тому, процес розробки конфігурації високовольтних електричних мереж для живлення потужних споживачів або центри електричних навантажень являється актуальною задачею на сьогодні.

В даній роботі необхідно провести розробку конфігурації мережі для живлення потужних електроспоживачів. В обов'язковому порядку, перевірити дану схему в умовах мінімального та аварійного режиму роботи. Визначити величини напруги на низькій стороні трансформатора подальше регулювання величини напруги за допомогою РПН.

Провести перевірку трансформатора на певній підстанції. Для даної підстанції необхідно обрати вимикачі на високій стороні, низькій стороні, секційний вимикач на низькій стороні, трансформатори напруги на високій та низькій стороні та трансформатори струму на високій та низькій стороні. Обрати трансформатор власних потреб, котрий встановлюється на низькій стороні.

Провести розрахунок релейного захисту для даної мережі, а саме вибір уставок реле захисту та диференційного захисту трансформатора.

Розрахувати висоти і зони захисту блискавковідводів, встановлених на двох порталах і двох блискавковідводів, розрахувати опір заземлювального контуру ввідно-розподільного пристрою, який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами.

					<i>БР 3.6.141.363 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Постановка завдання

Необхідно виконати електропостачання споживачів від потужного джерела електроенергії [1]. Чотири споживачі характеризуються великою потужністю, для цієї групи споживачів доставлена електроенергія повинна бути перетворена на напругу 10 кВ. Два споживачі мають відносно невелику потужність і розташовані недалеко від одного з крупних споживачів. Ними можуть бути невеликі промислові, сільськогосподарські і житлові райони. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних крупних споживачів і забезпечити напругою 380 В [2].

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	34	12	27	-38	16	13
Y, мм	23	26	38	5	25	22
P _{max} , МВт*	15,00	25,00	76,00	39,00	0,66	0,59
cos f	0,95	0,95	0,85	0,95	0,95	0,78
T _{нб} , годин	3160	4790	3730	4890	4890	4560
Категорія	II	III	I	III	III	III

В табл. 1.2 приведені додаткові вихідні дані. За допомогою цих даних, необхідно побудувати конфігурацію основної електричної мережі для споживачів 1-4 у відповідно до масштабу. Для споживачів 5 та 6 масштаб інший. Тим більше, дані споживачі прив'язані до 1 споживача. В даній таблиці приведено частку всіх навантажень в номінальному режимі для мінімального режиму по відношенню до споживання максимального режиму. Дане значення необхідне для розрахунку та моделювання мінімального режиму роботи.

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

Характеристика споживачів	Пара-ри
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	1
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,1
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	1
Частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max}	0,58

1.2 Розробка конфігурації електричної мережі

За конфігурацією мережі поділяють на розімкнені і замкнені. Розімкнені мережі живляться від одного джерела живлення і передають електроенергію до споживачів лише в одному напрямку. У замкнених мережах електроприймачі одержують щонайменше з двох боків. Розрізняють прості замкнені мережі і складнозамкнені мережі. Прості замкнені мережі мають один замкнений контур, складнозамкнені – декілька. До простих замкнених мереж відносять кільцеву мережу та мережу з двостороннім живленням.

Для початку розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою (1.1) [3]:

$$S_{max} = P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f)), \quad (1.1)$$

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою (1.2):

$$S_{min} = [P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f))] \cdot K_{min}, \quad (1.2)$$

де K_{min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max} .

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю зане-
семо до табл. 1.3.

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

Таблиця 1.3 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
P_{\max} , МВА	15,00	25,00	76,00	39,00	0,66	0,59
Q_{\max} , МВА	4,93	8,22	47,10	12,82	0,22	0,47
P_{\min} , МВА	8,70	14,50	44,08	22,62	0,38	0,34
Q_{\min} , МВА	2,86	4,77	27,32	7,43	0,13	0,27

Електроспоживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Електроспоживачі II категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

За даними, що характеризують споживачів, побудуємо дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі. На рис. 1.1 зображено з'єднання споживачів за першим варіантом (схема А).

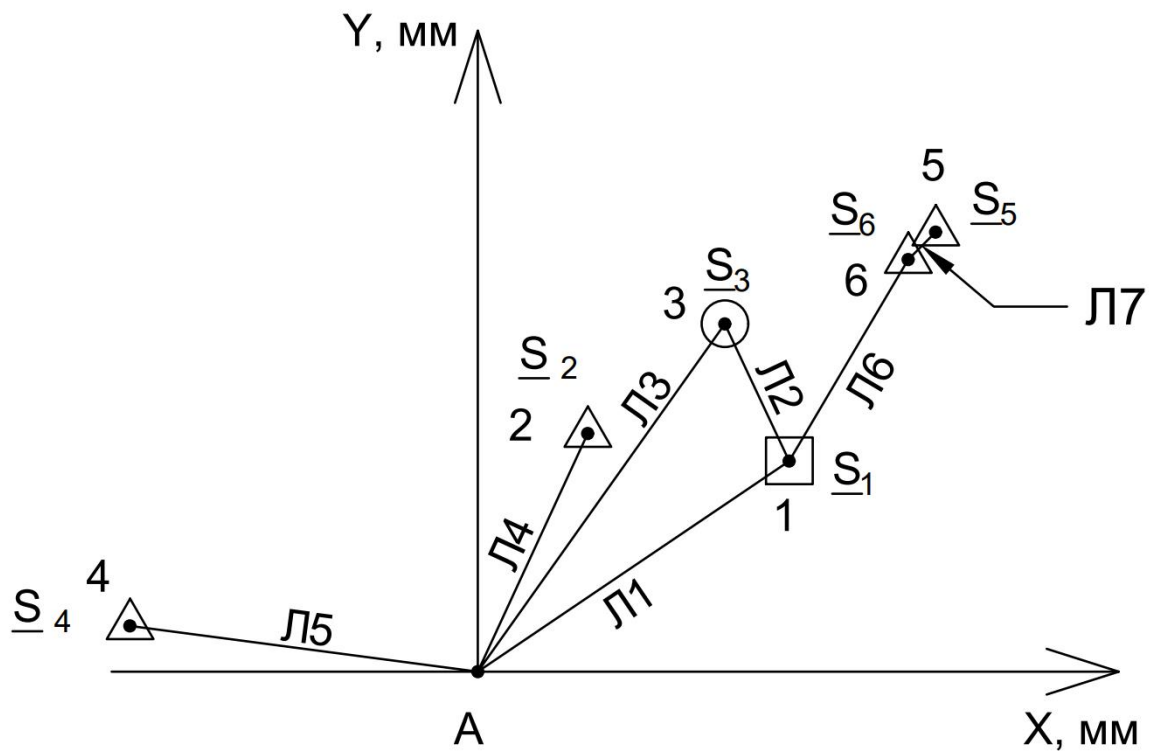


Рисунок 1.1 – Схема А

При розробці конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати наступне:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагає 100 % резерву по мережі і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;
- замкнутою мережею доцільно зв'язувати споживачів приблизно однакової потужності;
- по можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;
- не слід допускати мало завантажених ліній в замкнутих мережах;
- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

									Арк.
									12
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.363 ПЗ				

1.3 Розрахунок електричної мережі

1.3.1 Визначення довжин ліній

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою (1.3):

$$L = l \cdot k_L, \quad (1.3)$$

де l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, км;

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою $k_L \approx 1,25$.

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{цеп} \approx 1,45$, для ВЛ 110 кВ на двохланцюгових залізобетонних опорах [4], [5] (1.4).

$$L' = L \cdot k_{цеп}, \quad (1.4)$$

Двохланцюгові лінії менш надійні, тому краще проектувати одноланцюгові лінії [6]. Довжини ліній із урахуванням масштабу показані у табл. 1.4.

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі (1.5):

$$L = l \cdot k_M, \quad (1.5)$$

де l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, мм;

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою,

k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Розрахунки заносяться до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Довжина лінії з урахуванням масштабу

Ділянка	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7
l (км)	41	16,5	46,6	28,6	38,3	2,55	0,424
k_M	1	1	1	1	1	0,1	0,1
L (км) (з урахуванням k_M)	51,25	20,63	58,25	35,75	47,87	0,318	0,053

1.3.2 Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів

Для розрахунку струмів та напруги на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності, рис. 1.2.

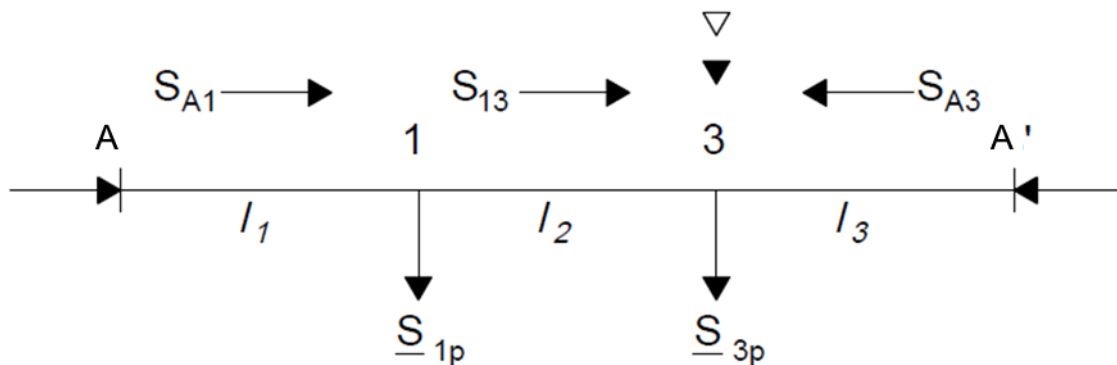


Рисунок 1.2 – Схема заміщення розрахункової схеми А

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1p} \cdot (l_2 + l_3) + \underline{S}_{3p} \cdot (l_3)}{l_1 + l_2 + l_3} = 43,9 + j24,5 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3p} \cdot (l_1 + l_2) + \underline{S}_{1p} \cdot (l_1)}{l_1 + l_2} = 48,4 + j28,2 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1p} = 27,6 + j18,9 \text{ МВА}$$

Виходячи із довжин ліній і потужності яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова (1.6):

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1.6)$$

									Арк.
									14
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.363 ПЗ				

де U – напруга відповідної лінії, кВ;
 L – довжина відповідної лінії, км;
 P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою (1.7):

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.7)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;
 S – повна потужність лінії, МВА;
 U_H – зворотня номінальна напруга.

Згідно методу економічної густини струму, економічний переріз розраховуємо за формулою (1.8):

$$F_e = \frac{I_M}{j_e}, \quad (1.8)$$

де F_e – економічний переріз проводу, мм²;
 I_M – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі, А;
 j_e – економічна густина струму, А/мм².

У даному проекті для побудови ліній електропередачі (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведена у табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Економічна густина струму, А/мм²

Проводи	Т _{нб} , год/рік		
	1000— 3000	3001— 5000	> 5000
Алюмінієві неізольовані проводи	1,3	1,1	1,0

У табл. 1.6 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 1.6 – Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	43,87+24,49i	122,40	-	263,71	131,85
Л2	27,62+18,87i	93,35	-	175,57	87,79
Л3	48,38+28,23i	128,82	-	294,00	147,00
Л4	25+8,22i	93,66	-	138,13	69,06
Л5	39+12,82i	115,82	-	215,47	107,74
Л6	1,243+0,685i	21,48	81,94	-	-
Л7	0,585+0,469i	13,85	43,29	-	-

Обираємо напругу в колі $U_{ном}=110$ кВ.

У табл. 1.7 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.7 – Вибір проводів мережі

Лінія	$I_{ном}, A$	$U_{ном}, кВ$	Дані проводу		$I_{доп}, A$
			$F_e, мм^2$	Марка проводу	
Л1	263,71	110	235	АС-240	605
Л2	175,57	110	174	АС-185	520
Л3	294,00	110	250	2хАС-150	2х450
Л4	138,13	110	110	АС-150	450
Л5	215,47	110	195	АС-240	605
Л6	81,94	10	66	2хАС-50	2х210
Л7	43,29	10	40	АС-50	210

1.3.3 Вибір трансформаторів для схеми

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на одно трансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього (1.9):

$$S_{T_{\text{ном}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}}, \quad (1.9)$$

де $S_{T_{\text{ном}}}$ – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА (кВА);

$S_{\text{розр}}$ – потужність однострансформаторної підстанції, МВА (кВА);

$S_{i_{\text{max}}}$ – максимальна потужність і-го споживача. МВА (кВА).

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою (1.10):

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (1.10)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою (1.11):

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \quad (1.11)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі.

На електростанціях і підстанціях встановлюють трифазові й однофазові, двообмоткові й триобмоткові силові трансформатори й автотрансформатори, силові однофазові та трифазові трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги.

Вибір кількості трансформаторів (автотрансформаторів) на підстанції залежить від вимог до надійності електропостачання споживачів, які живляться від неї і є в загальному випадку техніко-економічним завданням. Існуючою практикою проектування районних і системоутворювальних електричних мереж передбачається установлення на підстанціях, як правило, не менше ніж двох трансформаторів. На підстанціях із вищою напругою 110 кВ і

					<i>БР 3.6.14.1.363 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

вище, як правило, встановлюються автотрансформатори, які мають низку переваг порівняно з трансформаторами.

Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію [7]. Для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію; припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби. Для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію.

Результати вибору трансформаторів показано у табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Вибір трансформаторів

№ ПС	S, MVA	Категорія споживача	$N_{\text{тр}}$	Срозр (1-го тр), МВА	$S_{\text{ном}}$ (1-го тр), МВА	$K_{\text{з}}$	Марка тр-ра
1	17,19	II	2	12,28	16,00	0,54	ТДН-16000/110
2	26,32	III	1	26,32	40,00	0,66	ТРДН-40000/110
3	89,41	I	2	63,87	80,00	0,56	ТРДЦН-80000/110
4	41,05	III	1	41,05	63,00	0,65	ТРДЦН-63000/110
5	0,69	III	1	0,69	1,00	0,69	ТМ-1000/10
6	0,75	III	1	0,75	1,00	0,75	ТМ-1000/10

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів.

Для подальшого розрахунку мережі необхідно розрахувати опір та потужність холостого ходу трансформаторів.

Опір трансформаторів розраховується за формулою (1.12), (1.13):

$$R_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (1.12)$$

					<i>БР 3.6.14.1.363 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

$$X_T = \frac{U_k \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad (1.13)$$

де R_T та X_T – активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

ΔP_k – втрати короткого замикання, кВт;

U_{BH} – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги (ВН), кВ;

$S_{НОМ}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

U_k – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних [8], [9] трансформаторів показано в табл. 1.9 та 1.10.

Таблиця 1.9 – Параметри обраних трансформаторів

Тип трансформатора	$S_{НОМ}$, МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{НОМ}$ обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
			ВН	НН				
ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \cdot 1,78\%$	115	11	10,5	85	19	0,7
ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \cdot 1,78\%$	115	10,5	10,5	172	36	0,65
ТРДЦН-80000/110	80	$\pm 9 \cdot 1,78\%$	115	11	10,5	310	70	0,6
ТРДЦН-63000/110	63	$\pm 9 \cdot 1,78\%$	115	10,5	10,5	260	59	0,6

Таблиця 1.10 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	$S_{НОМ}$, кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані			
		$U_{НОМ}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр	пТ
		ВН	НН								
ТМ-630/10	630	10	0,4	5,5	18	2,23	2,1	1,22	5,35	26	25
ТМ-1000/10	1000	10	0,4	5,5	7,6	1,42	2	2,12	8,5	18,9	25

1.3.4 Розрахунок потужності та падіння напруги

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності [1].

Активний та реактивний опір лінії, Ом (1.14), (1.15):

$$R_{л} = r_0 \cdot l_i, \quad (1.14)$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l_i, \quad (1.15)$$

де $R_{л}$ та $X_{л}$ – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії визначається за формулою (1.16):

$$Z_{л} = R_{л} + j \cdot X_{л} \quad (1.16)$$

Зарядна потужність лінії визначається за формулою (1.17):

$$Q_{л} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2, \quad (1.17)$$

де, b_0 – питома ємнісна провідність (См/км);

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

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків показано в табл.1.12.

Таблиця 1.2 – Параметри ліній за схемою А

Ділянка	Довжина, км	Марка про- воду	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	b0·10-6, См/км		
Л1	51,25	АС-240	0,12+0,405i	2,81	0,87	6,15+20,76i
Л2	20,625	АС-185	0,162+0,413i	2,75	0,34	3,34+8,52i
Л3	58,25	2хАС-150	0,198+0,42i	2,7	1,90	5,77+24,47i
Л4	35,75	АС-150	0,198+0,42i	2,7	0,58	7,08+15,02i
Л5	47,875	АС-240	0,12+0,405i	2,81	0,81	5,75+19,39i
Л6	3,19375	2хАС-50	0,592+0,382i	-	-	0,95+0,61i
Л7	0,53125	АС-50	0,592+0,382i	-	-	0,31+0,2i

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблицях 3.6 та 3.7

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

даного документу), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою (1.18):

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z, \quad (1.18)$$

де P – активна потужність на ділянці, МВА;
 Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;
 Z – опір ділянки, Ом.

Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [2].

Розрахунок напруги проводимо за формулою (1.19):

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2}, \quad (1.19)$$

де P – активна потужність на ділянці, МВА;
 Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;
 R та X – активний та реактивний опір, Ом;
 U_{i+1} – напруга у вузлі, кВ;
 U_i – напруга у попередньому вузлі, кВ.

Відсоткове відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховується за формулою (1.20):

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (1.20)$$

					<i>БР 3.6.14.1.363 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

Розрахуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 1.2. Розрахунок починаємо з знаходження точки поточкорозподілу. Результати розрахунку потужності в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 1.12, 1.13.

Таблиця 1.11 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	$S^{кін}, МВА$	$\Delta S, МВА$	$S^{поч}, МВА$	$I_{роз}, А$	$I_{дон}, А$
Л1	45,42+25,12i	1,369+4,622i	46,789+29,742i	290,99	605
Л2	29,04+19,3i	0,336+0,856i	29,376+20,156i	186,99	520
Л3	47,3+32,26i	1,563+6,629i	48,863+38,889i	327,78	2x450
Л4	25,12+9,89i	0,426+0,905i	25,546+10,795i	145,56	450
Л5	39,18+15,42i	0,842+2,841i	40,022+18,261i	230,89	605
Л6	1,27+0,8i	0,021+0,014i	1,291+0,814i	88,12	2x210
Л7	0,67+0,27i	0,002+0,001i	0,672+0,271i	41,83	210
Л8	45,42+25,12i	1,369+4,622i	46,789+29,742i	290,99	605

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	$S^{кін}, МВА$	$\Delta S, МВА$	$S^{поч}, МВА$
1-ВН	16,291+5,744i	0,05+1,07i	16,341+6,814i
1-СН	25+8,22i	0,08+1,99i	25,08+10,21i
1-НН	76+47,1i	0,2+5,75i	76,2+52,85i
2-2'	39+12,82i	0,12+3,06i	39,12+15,88i
3-3'	0,658+0,216i	0,01+0,03i	0,668+0,246i
4-4'	0,585+0,469i	0,01+0,03i	0,595+0,499i
5-5'	16,291+5,744i	0,05+1,07i	16,341+6,814i
6-6'	25+8,22i	0,08+1,99i	25,08+10,21i

Загальна потужність системи складе:

$$S_A = 161,2 + j93,5 \text{ МВА}$$

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Проведемо розрахунок величини напруги в проєктованій мережі. Результати розрахунку напруги у вузлах мережі показано у табл. 1.14.

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
	121	121	–
1	110	114,57	–
2	110	118,33	–
3	110	106,09	–
4	110	116,69	–
1'	10	9,90	2
2'	10	10,39	–
3'	10	9,78	–
4'	10	10,07	2
5	10	9,32	–
6	10	9,35	–
5'	0,38	0,37	–
6'	0,38	0,37	–

В додатку Б показано схему заміщення та поточкорозподілу потужності та актуальні значення напруги в мережі.

1.3.5 Розрахунок втрати електроенергії

Основними величинами, які необхідно використовувати при визначенні втрат електроенергії, є час найбільших навантажень, час найбільших втрат та втрати електричної енергії в лініях та трансформаторах.

Час найбільших втрат визначаємо за формулою (1.21):

$$\tau_0 = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (1.21)$$

Втрати в лініях (1.22):

					<i>БР 3.6.14.1.363 ПЗ</i>	Арк.
						23
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta W_{л} = \left(\frac{S_{нб}}{U_H} \right)^2 R_{л} \tau \quad (1.22)$$

Втрати в трансформаторах (1.23):

$$\Delta W_m = 3I_{СК}^2 R_m T + R_x T \quad (1.23)$$

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку втрат електроенергії

Ділянка мережі	$T_{нб}, год$	$\tau, год$	$\Delta W, MВт \cdot год$
Л1	3566	2023	2770,11
Л2	3730	2164	727,04
Л3	3730	2164	3382,02
Л4	4790	3185	1356,90
Л5	4890	3292	2771,64
Л6	4736	3129	65,70
Л7	4890	3292	6,58
Л8	3274	1785	89,25
Т1	4790	3185	254,82
Т2	3730	2164	432,76
Т3	4890	3292	395,01
Т4	4890	3292	32,92
Т5	4560	2947	29,47
Т6	3566	2023	2770,11
Загальні втрати			12314,2

Загальна енергія, яка передається:

$$W = 6,7 \cdot 10^6 MВт \cdot год$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1,84 \%$$

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

1.4 Аварійний режим роботи електричної мережі

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів І категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів ІІ категорії при може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

У аварійному режимі дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$. Результати розрахунку потужності під час аварійного режиму показано у табл. 1.16, 1.17.

Таблиця 1.15 – Результати розрахунків потужності в лініях під час аварійного режиму

Ділянка	$S^{кін}, MVA$	$\Delta S, MVA$	$S^{ноч}, MVA$	$I_{роз}, A$	$I_{дон}, A$
Л1	0	0	0	0,00	605
Л2	16,38+6,69i	0,086+0,22i	16,466+6,91i	93,73	520
Л3	92,81+59,42i	5,791+24,56i	98,601+83,98i	679,79	2x450
Л4	25,12+9,89i	0,426+0,905i	25,546+10,795i	145,56	450
Л5	39,18+15,42i	0,842+2,841i	40,022+18,261i	230,89	605
Л6	1,27+0,8i	0,021+0,014i	1,291+0,814i	88,12	210
Л7	0,67+0,27i	0,002+0,001i	0,672+0,271i	41,83	210
Л8	0	0	0	0,00	605

Таблиця 1.16 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах під час аварійного режиму

Ділянка	$S^{кін}, MVA$	$\Delta S, MVA$	$S^{ноч}, MVA$
1-ВН	16,291+5,744i	0,05+1,07i	16,341+6,814i
1-СН	25+8,22i	0,08+1,99i	25,08+10,21i
1-НН	76+47,1i	0,2+5,75i	76,2+52,85i
2-2'	39+12,82i	0,12+3,06i	39,12+15,88i
3-3'	0,658+0,216i	0,01+0,03i	0,668+0,246i
4-4'	0,585+0,469i	0,01+0,03i	0,595+0,499i
5-5'	16,291+5,744i	0,05+1,07i	16,341+6,814i
6-6'	25+8,22i	0,08+1,99i	25,08+10,21i

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі під час аварійного режиму показано у табл. 1.18.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунків напруги у вузлах під час аварійного режиму

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
А	121	121	-
1	110	104,71	-
2	110	118,33	-
3	110	105,77	-
4	110	116,69	-
1'	10	9,78	-
2'	10	10,58	-
3'	10	9,74	-
4'	10	10,43	-
5	10	9,20	-
6	10	9,23	-
5'	0,38	0,36	-
6'	0,38	0,37	-

Схема заміщення роботи мережі в аварійному режимі роботи приведена в додатку В.

1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням за табл. 1.2 потужність споживачів дорівнює (1.24):

$$P_{min} = P_{max} \cdot K_{min}, \quad (1.24)$$

де P_{max} – потужність максимального режиму;

					<i>БР 3.6.14.1.363 ПЗ</i>	Арк.
						26
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

K_{min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max} . Результати розрахунку потужності під час мінімального режиму показано у табл. 1.29, 1.20.

Таблиця 1.18 – Результати розрахунків потужності під час мінімального режиму

Ділянка	$S^{кін}, MVA$	$\Delta S, MVA$	$S^{поч}, MVA$	$I_{роз}, A$	$I_{дон}, A$
Л1	26,3+13,29i	0,441+1,49i	26,741+14,78i	160,37	605
Л2	16,81+10,58i	0,109+0,278i	16,919+10,858i	105,52	520
Л3	27,48+17,39i	0,504+2,139i	27,984+19,529i	179,11	450
Л4	14,57+5,12i	0,14+0,296i	14,71+5,416i	82,27	450
Л5	22,72+8i	0,276+0,93i	22,996+8,93i	129,48	605
Л6	0,72+0,48i	0,007+0,005i	0,727+0,485i	50,46	210
Л7	0,38+0,17i	0,001	0,381+0,17i	24,09	210
Л8	26,3+13,29i	0,441+1,49i	26,741+14,78i	160,37	605

Таблиця 1.19 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	$S^{кін}, MVA$	$\Delta S, MVA$	$S^{поч}, MVA$
1-ВН	9,427+3,345i	0,02+0,36i	9,447+3,705i
1-СН	14,5+4,77i	0,03+0,67i	14,53+5,44i
1-НН	44,08+27,32i	0,07+1,93i	44,15+29,25i
2-2'	22,62+7,43i	0,04+1,03i	22,66+8,46i
3-3'	0,381+0,13i	0,01i	0,382+0,14i
4-4'	0,34+0,27i	0,01i	0,34+0,28i
5-5'	9,427+3,345i	0,02+0,36i	9,447+3,705i
6-6'	14,5+4,77i	0,03+0,67i	14,53+5,44i

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі під час мінімального режиму показано у табл. 1.21.

Таблиця 1.20 – Результати розрахунку напруги у вузлах при мінімальному режимі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
А	121	121	-
1	110	117,45	-
2	110	119,52	-
3	110	112,72	-
4	110	118,65	-
1'	10	10,03	6
2'	10	10,06	4
3'	10	10,04	3
4'	10	9,99	4
5	10	9,69	-
6	10	9,71	-
5'	0,38	0,38	-
6'	0,38	0,39	-

В додатку Г приведено схему заміщення електричної мережі роботи в мінімальному режимі.

1.6 Висновок до розділу

В результаті розрахунку даного розділу знайдено потоки потужностей в мережі при наступних випадках: максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи. Знайдено падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуто величини напруги у вузлах мережі з урахуванням подовжніх і поперечних складових падінь напруги на ділянках мережі. Значення напруги у вузлових точках електричної системи мають допустимі відхилення в усіх трьох режимах роботи, що відповідає правилам, та нормативним документам проектування.

					<i>БР 3.6.141.363 ПЗ</i>	Арк.
						28
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів

Приклад білого тексту

Відповідно курсового проекту з курсу «Електричні системи та мережі», обираємо електричну схему живлення, котра має найменше втрат електроенергії в процесі експлуатування. В додатку Б показано таку принципову електричну схему підстанції, яку будемо проектувати. В табл. 2.1 приведено вихідні дані трансформаторної підстанції.

Таблиця 2.1 – Трансформатори на підстанціях

№ ПС	$S_{\text{спож}}$, МВА	Кат. спож.	N тр-рів, шт.	$S_{\text{розр}}$ (1-го тр), МВА	$S_{\text{ном}}$ (1-го тр), МВА	Кз	Марка тр-ра
1	17,19	II	2	12,28	16,00	0,54	ТДН-16000/110

В табл. 1.2 приведено технічні параметри та тип використаного проводу в електричній схемі.

Виходячи з умови даного розділу необхідно виконати наступні завдання:

- 1) Обрати трансформаторну підстанцію з двома трансформаторами;
- 2) Взяти величину $S_{\text{кз.с}}$ та температури з методичних вказівок та занести дані величини до табл. 2.2.

					<i>БР 3.6.14.1.363 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

- 3) Порахувати значення X_{L1} та X_{L2} згідно до схеми та занести значення до табл. 2.2.
- 4) Обрати графік споживання електричної енергії та занести значення до табл. 2.4.

Відповідно до першого пункту списку вище обираємо 2 підстанцію. Потужність навантаження складатиме $P = 15 \text{ МВт}$, а попередньо обраний трансформатор ТДН – 16000/110.

Таблиця 2.2 – Вихідні дані до проектування

$P_{НОМ.НАВ}$, МВт	$\cos \varphi$	X_{L1} , Ом	X_{L2} , Ом	Скз.С, МВА	t , °С
15	0,95	21,7	34,2	2500	-10

Таблиця 2.3 – Графік споживання електричної енергії

№ Годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
9	50	40	55	85	95	95	80	95	95	120	150	105

Знаходимо номінальну потужність трансформатора

$$S_{ном} = \frac{P_{НОМ}}{\cos \varphi} = \frac{15}{0,95} = 15,79 \text{ (МВА)}$$

Знаходимо $S_{тр}$

$$S_{тр} = \frac{S_{ном}}{1,4} = \frac{15,79}{1,4} = 11,3 \text{ (МВА)}$$

Перевіряємо номінальну потужність трансформатора

$$S_{ном} = 16 \text{ (МВА)}$$

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою та заносимо дані до табл. 2.4:

$$S_n = \frac{S_{НОМ} \cdot \%}{100}$$

Таблиця 2.4 – Споживання електричної енергії в нормальному режимі роботи

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, МВА	7,9	6,3	8,7	13,4	15,0	15,0	12,6	15,0	15,0	18,9	23,7	16,6

Проведемо перевірку трансформатора в аварійному режимі, так як в систематичному режимі при роботі двох трансформаторів перенавантаження немає. Побудуємо графік навантаження рис. 2.1.

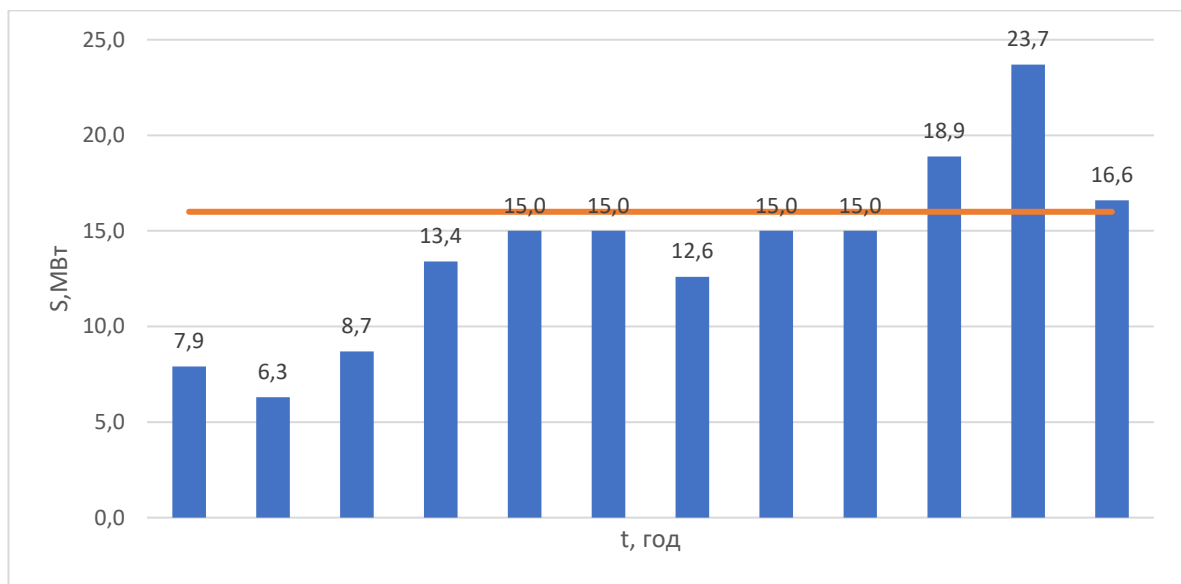


Рисунок 2.1 – Графік споживання електричної енергії в аварійному режимі

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою:

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;
 t_1, t_2, \dots, t_n , тривалість ступеня.

$$K_1 = \frac{1}{16} \sqrt{\frac{7,9^2 \cdot 2 + 6,3^2 \cdot 2 + 8,7^2 \cdot 2 + 13,4^2 \cdot 2 + 15^2 \cdot 8 + 12,6^2 \cdot 2}{18}} = 0,74$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напруги.

$$K_2 = \frac{1}{16} \sqrt{\frac{18,9^2 \cdot 2 + 23,7^2 \cdot 2 + 16,6^2 \cdot 2}{6}} = 1,38$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за виразом:

$$K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{НОМ}} = \frac{23,7}{16} = 1,48$$

де S_{max} – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
						32
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Попереднє значення K_2' необхідно порівняти із значенням K_{MAX} ,

$$K_2' = 0,9K_{max} = 0,9 \cdot 1,48 = 1,33$$

Порівнюємо два числа K_2' та $0,9 \cdot K_{MAX}$, та обираємо найбільше. Остаточно беремо $K_2 = 1,38$.

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури -10 C) і часу перевантаження $t = 6$ годин, та заносимо дані до табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Дані державного стандарту

	0,7	0,74	0,8
6	1,45	1,446	1,44

$$K_{12ГОСТ} = 1,446$$

Як видно, $K_{12ГОСТ} = 1,446$ більше за реальне $K_2 = 1,38$, отже даний режим роботи допустимий для даного трансформатора.

Як видно, даний трансформатор задовольняє умові навантаження споживачів.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ [10]. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис 2.2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях [11]. Потужність короткого замикання на шинах 220 кВ центра живлення складає $S_c = 2500\text{MVA}$

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

у точці K_2 , $I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K_2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 12,1 = 27,6$ (кА).

Припустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова ТКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення.

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{Kn} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової для K_1 ; $T_a=0,02$ с., $t=0,06$ с., для K_2 – $T_a=0,05$ с., $t=0,1$ с.

$$\text{для } K_1 \quad i_a = \sqrt{2} \cdot 3,51 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,45 \quad (\text{кА});$$

$$\text{для } K_2 \quad i_a = \sqrt{2} \cdot 12,1 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 2,32 \quad (\text{кА}).$$

Інтеграл Джоуля

для K_1

$$B_{K_1} = I_{K_1}^2 (t + T_a) = 3,51^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,05 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

для K_2

$$B_{K_2} = I_{K_2}^2 (t + T_a) = 12,1^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 22 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

Таблиця 2.6 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ(K_1)	3,51	7,99	3,51	0,45	1,05
Шини 10 кВ(K_2)	12,1	27,6	12,1	2,32	22

2.3 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3233 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1617 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{10}^{omx} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 323 \text{ А.}$$

2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 110 кВ

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.7. Каталожні параметри вимикача узяті з [3].

Таблиця 2.7 – Вибір вимикача на боці 110 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	294 А	2500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	3,51 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	7,99 кА	81 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	3,51 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,45 кА	7,245 кА
$B_K \leq I_{T_r}^2 t_r$	1,05 кА ² с	7500 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-110-31,5/81-2500

Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

Таблиця 2.8 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233 А	4000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	12,1 кА	20 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	27,6 кА	52 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	12,1 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	2,32 кА	8 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	22 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-10-20/52-4000

2.3.2 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Таблиця 2.9 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1617 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	12,1 кА	20 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	27,6 кА	52 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	12,1 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	2,32 кА	8 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	22 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-10-20/52-2000

2.3.3 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ

Таблиця 2.10 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	323 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	12,1 кА	20 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	27,6 кА	52 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	12,1 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	2,32 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	22 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-10-20/52-630.

2.3.4 Вибір роз'єднувача напругою 110 кВ

У табл. 2.11 наведений вибір роз'єднувачів на боці 110 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.11 – Вибір роз'єднувача 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	294 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	7,99 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,05 кА ² с	4800 кА ² с

Обираємо до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНД-1-110/630 Т1.

2.4 Вибір трансформатора власних потреб

В якості трансформаторів власних потреб використовуються трифазні силові масляні трансформатори з дуттям ТД, ТДН, ТРДН. Такі присторої призначені для перетворення електричної енергії в мережах енергосистем, а також для живлення різних споживачів в мережах змінного струму частотою 50 Гц, в т. ч. для власних потреб електростанцій.

У трансформаторах передбачена можливість регулювання напруги. Від регулювання – РПН (регулювання під навантаженням), тобто перемикання трансформатора на інший щабель регулювання здійснюється в робочому стані.

Трансформатори комплектуються:

- системою охолодження з дуттям;
- мастило вказівника, для контролю рівня масла в баку;
- мастило вказівника, для контролю рівня масла в відсіку РПН;
- датчиком температури трансформатора (для трансформаторів, потужністю 1000 кВА та більше);
- датчиком температури пристрою РПН;
- газове реле трансформатора, для візуального контролю виділення газу, а також для відбору проби масла (для трансформаторів, потужністю 1600 кВА та більше);
- газовим реле для пристрою РПН;
- пристроєм, для переключування в поздовжньому і поперечному напрямку (для трансформаторів, потужністю 1000 кВА та більше).

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 2.12.

					<i>БР 3.6.141.363 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Таблиця 2.12 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		Всього	cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Кількість				P, кВт	Q, кВАр
Охолодження ТДН – 16000/110	3,3	2	6,6	0,95	0,329	6,6	2,17
Підігрів вимикачів напругою 110 кВ	1,8	3	5,4	1	0	5,4	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	1,2	15	18	1	0	18	0
Освітлення ВРП 110 кВ	7	1	7			7	
Освітлення ЗРП	9	1	9			9	
Опалення, вентиляція закритого РП	9	1	9	1	0	9	0
Всього						55	2,17

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб потужністю:

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{55^2 + 2,17^2} = 44,03 \text{ кВА}$$

Обираємо два трансформатори власних потреб ТМ- 40/10 [12], потужністю по 40 кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $44/40 = 1,1$, що допустимо.

2.5 Вибір електровимірювальних приладів

2.5.1 Вибір трансформаторів струму (ТС)

Вимірювальні ТС відносяться до класу спеціальних трансформаторів і

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

призначені для:

- а) розширення межі вимірювання приладів (амперметрів, ватметрів);
- б) живлення струмових обмоток лічильників електричної енергії;

Основними складовими частинами ТС є первинна обмотка, вторинна обмотка та магнітопровід (осереддя).

2.5.1.1 Вибір ТС на стороні 110 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку високої напруги встановлено амперметр ватметр та варметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.12.

Таблиця 2.13 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Сумарне навантаження			1,5	0,5	1,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.16.

Таблиця 2.14 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	110	110
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	294	300
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	7,99	25
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2\text{с}$	1,05	288

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 110-У1.

					<i>БР 3.6.14.1.363 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом}$$

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_K,$$

де, $Z_{\text{ном}}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір приладів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,06 - 0,1 = 1,04 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 85 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом}\cdot\text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{85}{2,5} = 0,595 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{\text{прил}} + Z_K + Z_{\text{пр}} = 0,06 + 0,1 + 0,595 = 0,755 \text{ Ом},$$

що менше ніж $1,04 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

2.5.1.2 Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр ватметр, варметр, лічильник активної та реактивної енергії. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.17.

					БР 3.6.141.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Таблиця 2.15 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5		
Ватметр	Д350	1,5	0,5		0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5		0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5		2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5		2,5
Сумарне навантаження			6,5	0	6

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 50 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{50}{2,5} = 0,35 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,26 + 0,1 + 0,35 = 0,71 \text{ Ом},$$

що менше ніж $0,84 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.16.

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
						43
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.16 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	3233	4000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	27,6	81
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2 \text{с}$	22	288

2.5.1.3 Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.18.

,

Таблиця 2.18 – Трансформатор струму секційної комірки

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	1617	2000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	27,6	81
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2 \text{с}$	22	288

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом}$$

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,28 + 0,1 + 0,28 = 0,4 \text{ Ом},$$

що менше ніж 1,08 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

2.5.1.4 Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.19.

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	0,5	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження			5,5	0,5	5,5

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}$$

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,22 - 0,1 = 0,88 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,28 + 0,1 + 0,22 = 0,6 \text{ Ом},$$

що менше ніж $0,88 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Розрахункові параметри трансформатора струму приведені у табл. 2.20.

Таблиця 2.20 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}, \text{ кВ}$	323	400
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{ А}$	27,6	100
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{ кА}$	22	288
$B_K \leq I_T^2 t_T, \text{ кА}^2 \text{ с}$	323	400

Обираємо трансформатор струму ТОЛ-Э.

2.5.2 Вибір трансформаторів напруги

2.5.2.1 Трансформатор напруги на боці ВН

Для вибору трансформатора напруги необхідно визначити потужність його вторинної обмотки. Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку ВН і занесемо їх до табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть. обм.	с	сі	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Ваттметр	ПЛ - 110 кВ	ДЗ 50	1,5	2	1	0	2	6	0
Варметр		ДЗ 45	2	2	1	0	2	8	0
Фіксатор імпульсної дії		ФІ П	3	1	1	0	2	6	0
Всього								20	0

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

$$S_{нав} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{20^2 + 0^2} = 20 \text{ ВА}$$

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НКФ-110-58 з параметри наведеними в табл. 2.25.

2.5.2.2 Трансформатор напруги на боці НН

Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку НН і занесемо їх до табл. 2.22.

										Арк.
										47
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.363 ПЗ					

Таблиця 2.22 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть. обм.	cos	sin	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Вольтметр	Збірні шини	Э - 335	2	1	1	0	2	4	0
Вольтметр (регистр.)		Н - 394	10	1	1	0	2	20	0
Лічильник активної енергії	Лінії 10 кВ	I-674	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Лічильник реактивної енергії		I673	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Всього								168	350

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

$$S_{нав} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{168^2 + 350^2} = 388 \text{ ВА}$$

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НТМІ-10-66 з параметри наведеними в табл. 2.23.

Так як потужність трансформатора не достатня, щоб працювати в класі точності 0,5. Можна встановити на кожну секцію шин по два вимірювальні трансформатор напруги, що з'єднані в неповний трикутник.

Таблиця 2.23 – Технічні дані трансформаторів напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-220-58	150/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000
НТМІ-10-66	10	100	100:3		120	200	600	960

2.6 Вибір струмопровідні збірні шин

Струмопроводів і кабелів на боці низької (середньої) напруги підстанції В РУ 110 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелеюмінієвими проводами марки АС

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{min} = \frac{I_{трив}}{j_e},$$

де j_e - економічна щільність струму $[j_e] = \frac{A}{A/mm^2}$;

$j_e = 1,0$ – для неізолюваних мідних проводів (при $T_{нб} = 5220$ год - час використання найбільшого навантаження)

$$q_{min} = \frac{147}{1,1} = 133,6 \text{ мм}^2$$

Обираємо провід АС – 150, найближчий до розрахованого.

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{max} = 147 \text{ А}$$

$$I_{доп} = 450 \text{ А}$$

3) Вибраний переріз гнучких шин перевіряється на термічну стійкість при КЗ.

$$q_{min} \leq q_{розр}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{1,05}}{91 \cdot 10^{-3}} = 11,3 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}^{-1/2}}{\text{мм}^2}$

Умова виконується $3,51 \text{ мм}^2 \leq 11,3 \text{ мм}^2$.

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова: $I_{кз} > 20 \text{ кА}$, а за нашими розрахунками $I_{кз} = 3,51 \text{ кА}$ – отже умова не виконується.

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
						49
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруги 110 кВ за умовами корони повинен бути не менше 95 мм², тому провід АС–150 задовольняє умові.

6) В РУ 10 кВ застосовують жорсткі шини, які перевіряються по нагріву, щоб температура провідника не перевищувала припустимого значення необхідно, щоб виконувалася нерівність:

$$I_{\text{роб.нб}} \leq I_{\text{доп}}$$
$$I_{\text{роб.нб}} = 3233 \text{ А}$$

По $I_{\text{роб.нб}}$ вибираємо алюмінієві шини коробчастого перерізу $2 \times 100 \times 45 \times 6$ мм, переріз (1010 мм²), для цих шин $I_{\text{доп}} = 3500$ А.

$I_{\text{роб.нб}}$ – максимальне значення струму в після аварійному та нормальному режимах.

$I_{\text{доп}}$ – максимальне значення допустимого струму шин вибраного перерізу.

$k_{\text{п}}$ – поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища (умовна температура середовища 25°C, нормована температура 70°C і температурі середовища 20°C).

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot k_{\text{п}} = 3500 \cdot 1,05 = 3675 \text{ А}$$
$$3233 \leq 3675$$

Нерівність виконується.

2) Жорсткі шини повинні перевірятися на термічну стійкість при КЗ.

$$q \geq q_{\text{min}}$$
$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{144}}{91 \cdot 10^{-3}} = 51,5 \text{ мм}^2$$
$$2 \times 10,1 \leq 51,5$$

Нерівність виконується.

					БР 3.6.141.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

3) Вибрані шини, у загальному випадку, необхідно перевірити також на електродинамічну стійкість. Жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц. частота власних коливань для мідних шин визначається за формулою

Частота власних коливань шинної конструкції

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J_{y_0-y_0}}{q}},$$

де l - довжина прольоту між ізоляторами $l = 1,7$ м;

$J_{y_0-y_0}$ - момент інерції шини коробчастого перерізу щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см⁴;

q - поперечний переріз шини, см².

$$f_0 = \frac{173,2}{1,7^2} \sqrt{\frac{290}{20,2}} = 227 \text{ Гц}$$

Оскільки $f_0 > 200$ Гц, то резонанс виключений.

4) Перевірка шини на міцність

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз визначається за формулою, МПа:

$$\sigma_p = K_p \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \cdot 10^{-2},$$

де K_p - коефіцієнт, який враховує розташування шин ;

i_y - ударний струм к.з., кА;

a - відстань між фазами, м;

W - момент опору шини відносно осі, перпендикулярної до дії зусилля, см³.

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \frac{27,6^2 \cdot 1,7^2}{58 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 0,82 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
						51
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$f_{\Pi} = 0,05 \frac{i_y^2}{h},$$

де h – висота шин, м.

$$f_{\Pi} = 0,05 \frac{27,6^2}{0,1} = 381 \text{ Н/м}$$

Напруга в матеріалі шин від дії сили f_{Π} , МПа:

$$\sigma_{\Pi} = \frac{f_{\Pi} \cdot l^2}{12 \cdot W_{\Pi}}$$

де $W_{\Pi} = W_{y-y}$

$$\sigma_{\Pi} = \frac{381 \cdot 1,87^2}{12 \cdot 58} = 1,58 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\Pi} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

$$2,4 \text{ МПа} \leq 75 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності виконується, отже шини обрано правильно

2.7 Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції

2.7.1 Компонування розподільних пристроїв

Схеми для напруги 35 кВ і вище повинні складатися з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення приєднань: повітряні лінії відключаються від РП не більше ніж двома вимикачами, трансформатори блоків відключаються не більше ніж трьома вимикачами.

При відключеннях вимикачів у нормальному режимі РП не повинне відключати більше одного блока, у ремонтному - не більше двох блоків.

Для РП-35-220 кВ при числі приєднань 12-16 одну з двох систем секціонують, при числі приєднань більш ніж 16 – секціонують обидві системи шин.

					<i>БР 3.6.14.1.363 ПЗ</i>	Арк.
						52
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

3.1 Вихідні дані до розрахунку захисту

В розподільчих мережах більшість диференціальних захистів трансформаторів виконано на базі традиційних реле типу РНТ, ДЗТ-10. В останні роки включені в роботу нові реле диференціального струмового захисту РСТ-15 і РСТ-23, ДЗТ-23, блоки ЯРЭ-2201, а також цифрові реле фірм АВВ, Siemens та інші. Для захисту силових трансформаторів з регулюванням напруги під навантаженням, як правило, застосовуються реле серії ДЗТ-10 з НТТ і магнітним гальмуванням циркулюючим струмом диференціального захисту. Номінальний струм трансформатора на стороні ВН. Завданням даного розділу являється розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатофазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізольованою нейтраллю трансформатора. Опір системи складає $X_{c.макс} = 10 \text{ Ом}$; $X_{c.мін} = 22 \text{ Ом}$. Вихідні дані трансформатора приведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні параметри трансформатора

Тип	S _{ном} , МВ·А	U _{ном} , кВ		U _к , %
		ВН	НН	
ТДН-16000/110	16	115	11	10,5

Схема релейного захисту та схема заміщення трансформатора приведені на рис. 3.1.

					БР 3.6.141.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

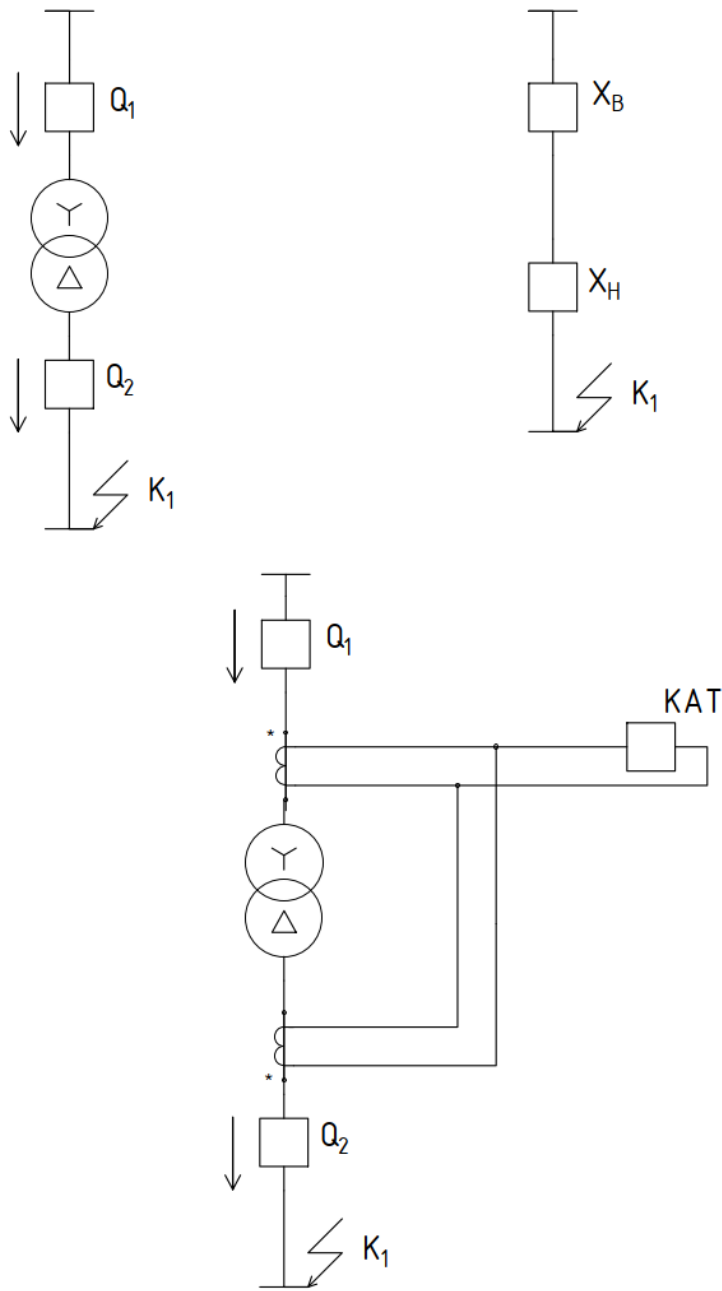


Рисунок 3.1 – Схема РЗА та схема заміщення

Виходячи з рис. 3.1 обчислимо опори трансформатора:

$$X_T^{BH} \approx \frac{U_{KB\%} \cdot U_{B\text{ср.ном}}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 16} = 86,8 \text{ Ом}$$

$$X_B^{BH} = X_T^{BH} = 86,8 \text{ Ом}$$

При розрахунках струмів КЗ для захистів трансформаторів з РПН слід врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

110 кВ наближено можна прийняти:

$$x_{т.макс} = x_{т.ном} (1 + \Delta U)^2 \quad x_{т.мін} = x_{т.ном} (1 - \Delta U)^2$$

$$x_{В.макс} = 86,8 \cdot (1 + 0,12)^2 = 108,9 \quad x_{В.мін} = 86,8 \cdot (1 - 0,12)^2 = 67,2$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К1 та К2, рис. 2.1)

$$I_{К2.макс}^3 = \frac{U_{СР.НОМ}}{\sqrt{3}(x_{С.макс} + x_{В.мін})} = \frac{115}{\sqrt{3}(10 + 67,2)} = 0,86 \text{ кА}$$

$$I_{К2.мін}^2 = \frac{U_{СР.НОМ}}{2(x_{С.мін} + x_{В.макс})} = \frac{115}{2(22 + 108,9)} = 0,439 \text{ кА}$$

3.2 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту

Попередній розрахунок диференційного захисту та вибір типу реле.

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов [13]:

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{СР.НОМ}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,08 \text{ кА}$$

$$I_{С.з.} = k_{від.} \cdot I_{НОМ} = 1,3 \cdot 80 = 104 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу:

$$I_{С.з.} = k_z (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{К1.макс} = \\ = 1,3 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 860 = 302 \text{ А}$$

Приймаємо $I_{С.з.} = 302 \text{ А}$

Попередня перевірка чутливості проводиться при первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН (точка К2, рис. 2.1):

$$K_{ч} = \frac{I_{К2.мін}^{(2)}}{I_{С.з.}} = \frac{439}{302} = 1,45 < 2 - \text{незадовільняє}$$

Оскільки захист з реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахунковою є відбудова від струму небалансу, то слід застосувати реле типу ДЗТ-11, для якого струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

									Арк.
									55
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

а) відбудова по (1.1) від кидка струму що намагнічується

$$I_{C.3.} = k_{від.} \cdot I_{НОМ} = 1,5 \cdot 80 = 120 \text{ A}$$

б) відбудова по (1.2) від струму небалансу при КЗ на СН:

$$I_{C.3.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{K1.макс} = \\ = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 860 = 348 \text{ A}$$

в) відбудова по (1.2) від струму небалансу при КЗ на НН

$$I_{C.3.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I) \cdot I_{K2.макс} = \\ = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 0,86 \cdot 1000 = 284 \text{ A}$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкою гальмівної обмотки з боку СН. Тоді відбудова по підп.3 б) буде забезпечена за рахунок гальмування, а струм спрацьовування захисту приймається за більшим з умов 3 а) і 3 в): $I_{с.з} = 284 \text{ A}$.

4. Визначається чутливість захисту при КЗ на стороні НН при мінімальному регулюванні:

$$k_{ч} = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{439}{284} = 1,546$$

Це значення $k_{ч}$ дещо менше нормованого, однак, уже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе:

$$I_{K2.мін}^2 = \frac{U_{CP.НОМ}}{2(x_{C.мін} + x_{B.макс})} = \frac{115}{2(22 + 86,8)} = 528 \text{ A}$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_{ч} = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{528}{284} = 1,859$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

3.3 Вибір уставок реле ДЗТ

Визначаються первинний і вторинний струми сторін трансформатора Дані розрахунку наведені в табл. 3.2. В якості основної слід взяти сторону ВН (230 кВ), що має більший вторинний номінальний струм.

					<i>БР 3.6.14.363 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

Таблиця 3.2 – Розрахунок номінальних струмів

Значення параметрів	I-ВН-115 кВ	III-НН-11 кВ
$I_{ном}, A$	$\frac{40}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100$	$\frac{40}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099$
K_{In}	200/5	3000/5
Схема з'єднання ТТ	Трикутник	Зірка
k_{cx}	1,73	1
$I_{В.ном}, A$	$\frac{100 \cdot 1,73}{200 / 5} = 4,33$	$\frac{2099 \cdot 1}{3000 / 5} = 3,5$

Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{cx} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номп}}}{K_{In}} = \frac{284 \cdot 1 \cdot \frac{115}{115}}{150 / 5} = 4,62 A$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається

$$w_{осн.розр} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{4,62} = 10,56 \text{ витків}$$

Приймається $w_{осн.роб} = 10$, що відповідає фактичному струму спрацьовування реле $I_{ср.осн} = \frac{100}{10} = 10 A$.

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються за виразом:

$$\text{для сторони 11 кВ } w_{розр.1} = w_{осн} \cdot \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{в.ном.1}} = 10 \cdot \frac{4,62}{4,2} = 11. \text{ Приймається}$$

$w_1 = 11$ витків.

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

$$w_I = \frac{w_{I_{розрах}} - w_I}{w_{I_{розрах}}} = \frac{|11 - 11|}{11} = 0$$

$$I_{C.3.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) \cdot I_{K2.макс} =$$

$$= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,005) \cdot 0,86 \cdot 1000 = 284 \text{ A}$$

Визначається уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле.

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номI}}}{k_{I(I)}} = \frac{284 \cdot 1 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{115 \cdot 10^3}}{150 / 5} = 9,47 \text{ A}$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле (10 А) менше фактичного (9,47 А), то вибір робочих витків закінчений.

Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні НН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

$$I_{нб.расч} = k_3 (k_{пер} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_I) I_{кc.макс}^{(3)} =$$

$$= 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,129 + 0,05 + 0,005) \cdot 0,86 \cdot 1000 = 348,3 \text{ A}$$

8. Число витків гальмівної обмотки знаходиться за виразом

$$w_{гальм} = \frac{k_3 \cdot I_{нб.расч} \cdot w_{роб}}{I_{кc.макс}^{(3)} \cdot tg \alpha} = \frac{1,5 \cdot 348 \cdot 10}{860 \cdot 0,75} = 8,1 = 8$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_I = 11 \quad w_{II} = 10 \quad w_{гальм} = 8$$

Чутливість захисту визначається наближено по первинним струмам при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора:

$$k_{ч} = \frac{439}{523} = 0,839 \quad k_{ч} = \frac{528}{523} = 1,01$$

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номIII}}}{k_{I(III)}} = \frac{4,76 \cdot 1 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{11 \cdot 10^3}}{1000 / 5} = 523 \text{ A}$$

Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному регулюванні

						Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.363 ПЗ	

напруги досить високий і при мінімальному регулюванні досить високий, то захист з реле ДЗТ-11 рекомендується до установки. На рис. 3.2 зображено схему уставок реле ДЗТ-11.

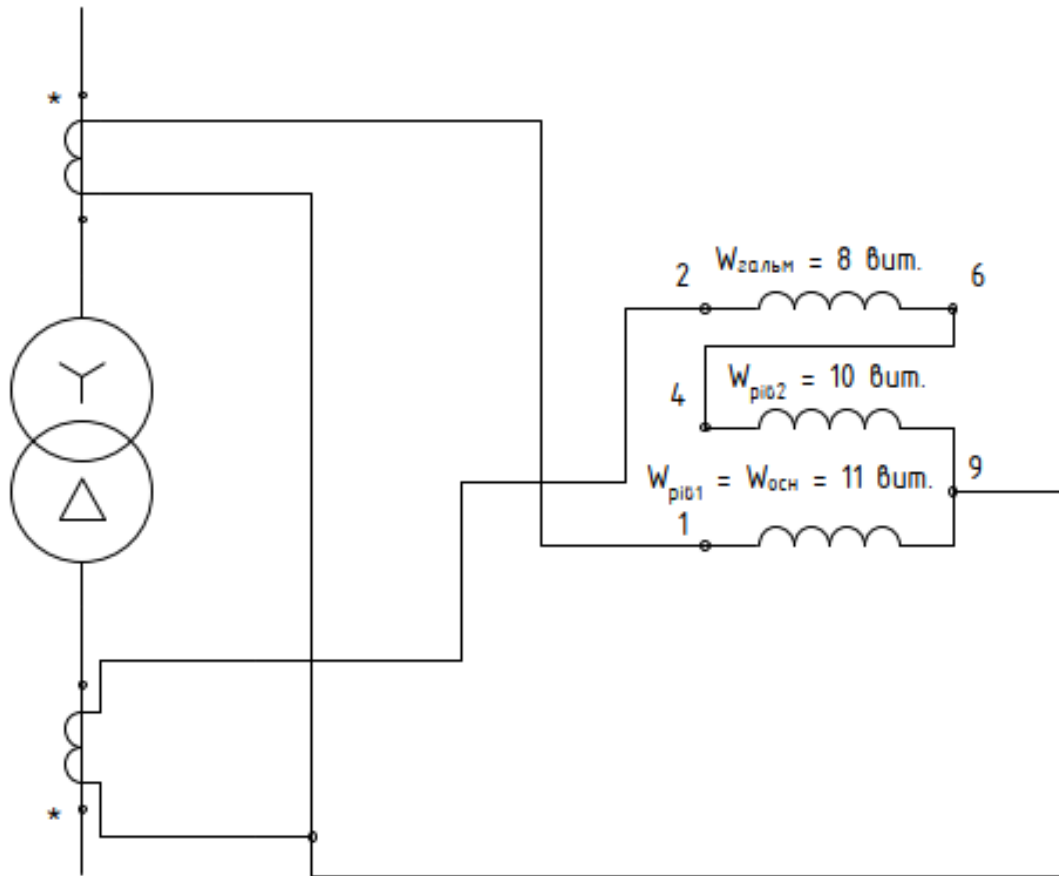


Рисунок 3.2 – Схема уставок реле ДЗТ-11

3.4 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі

Для триобмоткових трансформаторів з одностороннім живленням в якості резервного захисту рекомендується установка на стороні живлення МТЗ з пуском або без пуску по напрузі.

1. Спочатку визначається струм спрацьовування МТЗ без пуску по напрузі:

									Арк.
									59
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.363 ПЗ				

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 80 = 300 \text{ A}$$

2. Чутливість захисту перевіримо по (1.57) при КЗ на шинах СН і НН в мінімальних розрахункових режимах (см. п.2.1)

$$k_{ч} = \frac{439}{300} = 1,46$$

Оскільки чутливість МТЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторін СН і НН трансформатора. У цьому випадку струм спрацьовування захисту дорівнює

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 120 = 3,66 \text{ A}$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_{ч} = \frac{439}{120} = 3,66$$

3. Напруга спрацьовування органу блокування при симетричних КЗ визначимо наближено за виразом:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{с.мін}}{k_г} = \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,08 \text{ кВ}.$$

4. Напруга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ визначається по:

$$U_{2с.з.} = 0,06 U_{ном} = 0,06 \cdot 115 = 6,9 \text{ кВ}$$

5. Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на прийомних сторонах трансформатора, куди і підключені блокуючі реле, тобто.

$$U_{к.зах}^{(3)} = 0, \text{ а } U_{к.зах} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{115}{2 \times \sqrt{3}} = 33,2 \text{ кВ}.$$

Тоді,

$$k_{чU} = \frac{U_{с.з.}}{U_{к.макс}} = \frac{67}{0} > 1,5$$

$$k_{чU} = \frac{U_{2к.зах}}{U_{2с.з.}} = \frac{33,2}{6,9} = 4,81 > 1,5$$

Оскільки при КЗ на прийомних сторонах трансформатора $k_{чU} > 1,5$, то

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

диференціальні захисти шин на цих сторонах можна не встановлювати.

6. Струм спрацьовування захисту від симетричного перевантаження, що діє на сигнал, визначається з умови налагодження від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений захист, за виразом:

$$I_{сз} = \frac{k_з}{k_{нов}} I_{т.ном} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 80 = 105 \text{ A}$$

Вибір схем максимального струмового захисту нульової послідовності на сторонах з ефективно заземленою нейтраллю залежить від типу обладнання, яке захищає (трансформатор або автотрансформатор) і схеми підключення об'єкта на стороні вищої напруги (збірні шини, чотирикутник, місток).

Для трансформаторів МТЗ від замикань на землю встановлюється на стороні ВН тільки при наявності двостороннього живлення і виконується одноступінчастою. Захист підключається до трансформатора струму, встановленого в нейтралі трансформатора, і діє на відключення з двома витягами часу: з першою відключається вимикач боку ВН, з другою - всі вимикачі трансформатора.

Струмові органи третіх ступенів земляних захистів спільно з реле контролю не переключення фаз утворює захист від режиму автотрансформатора. При виведенні з роботи захистів шин СН і ВН вводиться оперативне прискорення за часом першого (або другого) ступенів захисту від замикань на землю. Захист діє послідовно на поділ-систем (секцій) шин, відключення вимикача на стороні установки захисту і відключення всіх вимикачів автотрансформатора.

					<i>БР 3.6.141.363 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

4 РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ

4.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції

Зона захисту багаторазового стрижневого блискавковідводу визначається як зона захисту попарно взятих стрижневих блискавковідводів. Блискавкозахист ПС виконуємо за допомогою двох пар стрижневих блискавковідводів [14]. Розрахуємо зону захисту кожної з пар блискавковідводів [15]–[18]. Вихідні дані ПС наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані розташування блискавковідводів

A, м	B, м	$L_1, м$	$L_2, м$	$L_3, м$	$L_4, м$	$L_5, м$	$h_x, м$
48	36	34	16	30	10	4	5

4.1.1 Визначення зони захисту блискавковідводів

Визначаємо параметри L_6 і L_7

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{36 - 16}{2} = 10 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{33 - 30}{2} = 3 \text{ м}$$

Визначаємо параметри p_1 та p_2

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{10^2 + 10^2} = 14,1 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{3^2 + 4^2} = 5 \text{ м}$$

Визначаємо висоту блискавковідводів виходячи за умови, що $r_{x1} = p_1$

$r_{x3} = p_2$ при висоті h_x

$$p_1 = 14,1 \text{ м}, p_2 = 5 \text{ м}$$

$$h_1 = h_2 = \frac{0,7 \cdot p_1 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 14,1 + 5 \cdot 0,6}{0,42} = 30,7$$

$$h_3 = h_4 = \frac{0,7 \cdot p_2 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 5 + 5 \cdot 0,6}{0,42} = 15,5$$

4.1.2 Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2

$$L_{12} = L_2 = 16 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 21,48 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 18,39 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 14,1 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25h_1 = 68,9 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25h_1 = 130,4 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 18,39 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{18,39(21,48 - 5)}{21,48} = 14,1 \text{ м}$$

4.1.3 Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4

$$L_{34} = L_3 = 30 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 10,8 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 9,29 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 5 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25h_3 = 34,8 \text{ м}$$

$$L_{\max 34} = 4,25h_3 = 65,8 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 10,8 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 5 \text{ м}$$

4.1.4 Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3

$$L_3 = 30 \text{ м}$$

— на висоті $h_1 = 69 \text{ м}$

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

$$L_{c13} = 2,25h_1 = 68,9 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25h_1 = 130,4 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 31,4 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті $h_3 = 15,48 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25h_3 = 34,8 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = 4,25h_3 = 65,8 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 21,5 \text{ м}$$

$$h_{c \min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{21,5 + 10,8}{2} = 16,2 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{18,4 + 9,29}{2} = 13,8 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c \min 13} - h_x)}{h_{c \min 13}} = \frac{13,8(16,1 - 5)}{16,2} = 9,56 \text{ м}$$

4.1.5 Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2} \right)^2} = 41,1 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 30,7 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 68,9 \text{ м}; \quad L_{\max 14} = 4,25h_1 = 130,4 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 30,7 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті $h_3 = 15,4 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25h_4 = 34,8 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = 4,25h_4 = 65,8 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 8,66 \text{ м}$$

$$h_{c \min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{21,5 + 8,66}{2} = 15,1 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{18,4 + 9,29}{2} = 13,8 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c \min 13} - h_x)}{h_{c \min 13}} = \frac{13,8(15,1 - 5)}{15,1} = 9,25 \text{ м}$$

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.4.1.

					БР 3.6.14.1.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

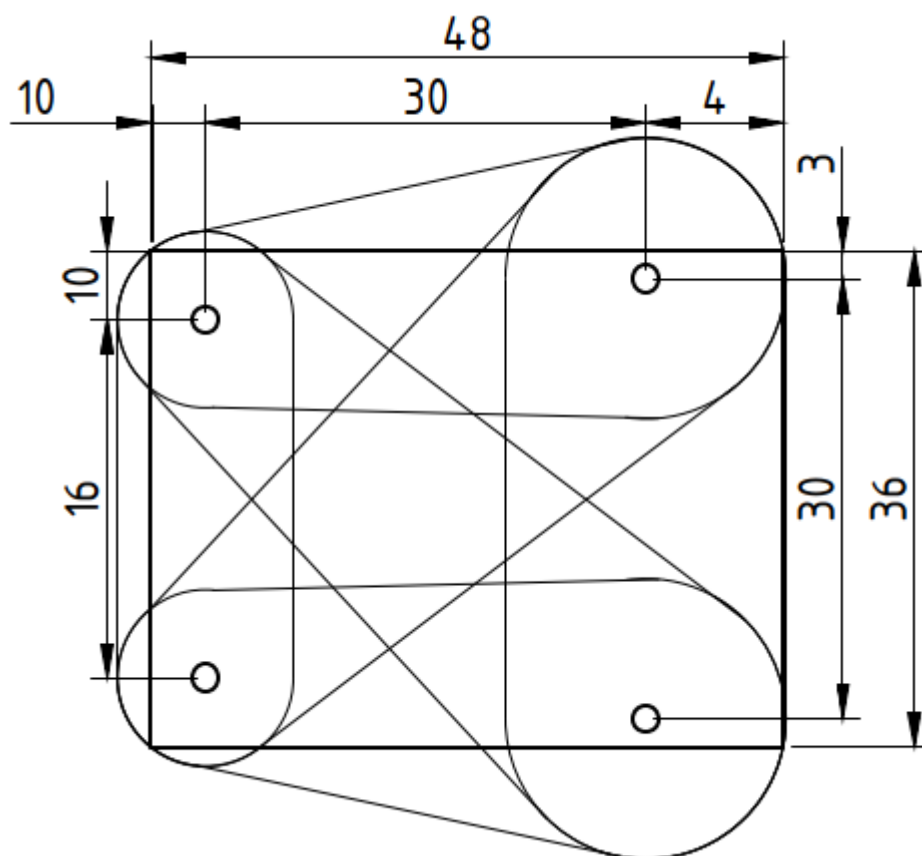


Рисунок 4.1 – Схема зони захисту від ураження блискавки підстанції на висоті $h_x = 5$ м

4.2 Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції

Необхідно провести розрахунок опору заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами табл. 4.2. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП.

Таблиця 4.2 – Вихідні дані до розрахунку

а, м	б, м	$\rho_{вим}, Ом \cdot м$	$n_{тр}, шт$	$l_{тр}, м$	Тип тросу
48	36	94	1	180	С-50

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованих у вузлах сітки по її периметру. Крок сітки беремо 10 м, довжину вертикальних електродів 10 м.

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах

$$\rho_{розр} = K \rho_{вим} = 1,4 \cdot 94 = 131,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

K – сезонний коефіцієнт. Для середньої вологості ґрунту при проведенні вимірів припускаємо, що $K=1,4$.

Опір заземлення системи трос-опора: $R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}}$

Опір троса:

$$R_{тр} = \frac{0,0024 l_{тр}}{n_{тр}} = \frac{0,0024 \cdot 180}{1} = 0,432 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори

При $100 < \rho_{розр} \leq 500$: $R_{оп} \leq 15$

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}} = \sqrt{0,432 \cdot 10} = 1,47 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{пр} = R_{тр-оп} = 1,47 \text{ Ом}$$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_з = \frac{R_{дон} R_{пр}}{R_{пр} - R_{дон}} = \frac{0,5 \cdot 1,47}{1,47 - 0,5} = 0,758 \text{ Ом}$$

$$R_{дон} = 0,5 \text{ Ом}$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{48 \cdot 36} = 41,6 \text{ мм}^2$$

A – коефіцієнт, що залежить від

$$\frac{10}{41,6} = 0,24$$

Приймаємо $A=0,283$.

Визначимо кількість вертикальних електродів:

					БР 3.6.141.363 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

ВИСНОВКИ

В даній бакалаврській роботі проведено розробку конфігурацію схему електричної мережі економічно оптимальним способом. Отриману схему перевірено в умовах мінімального режиму навантаження та аварійного відключення найбільш завантаженої лінії. Проведено аналіз та перевірка проводів на нагрів, результати показали, що така схема може працювати у аварійному режимі. Обрано ступені РПН на трансформаторах для регулювання величини напруги на низькій стороні трансформатора.

Проведено перевірку трансформатора систематичне навантаження, згідно добового графіка споживання. Крім того, для номінальної потужності трансформатора було розраховано струми короткого замикання в розрахункових точках на стороні високої та низької напруги підстанції, за якими в подальшому проводилася перевірка та вибір обладнання. За розрахованими даними обрано високовольтне устаткування та струмопровідні частини. Проведено розрахунок та вибір шин для напруги 110 кВ та 10 кВ, яка виконується алюмінієвими проводами та жилами відповідно. Головною умовою була перевірка на відповідність умови, та щоб переріз шин не був меншим перерізу ліній, які живлять підстанцію. Для контролю та обліку електроенергії на підстанції встановлено контрольно-вимірювальні прилади у відповідності із нормативними документами.

Проведено розрахунок та вибір уставок реле захисту та диференційного захисту трансформатора.

Проведено розрахунки висоти і зони захисту блискавковідводів, встановлених на двох порталах і двох блискавковідводів, розраховано опір заземлювального контуру ввідно-розподільного пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами.

					<i>БР 3.6.141.363 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] І. Л. Лебединський і І. І. Борзенков, *Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка*. Суми: СумДУ, 2019.
- [2] І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, і В. В. Волохін, *Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі»*. Суми: СумДУ, 2015.
- [3] І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, і Т. М. Загородня, *Теоретичні основи електротехніки : конспект лекцій*. Суми: СумДУ, 2016.
- [4] І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, і Т. М. Загородня, *Електричні системи та мережі : конспект лекцій*. Суми: СумДУ, 2018.
- [5] ПУЕ-2017. *Правила улаштування електроустановок*. Київ: Міненергоугілля України, 2017.
- [6] А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матєєнко, і О. Р. Пастух, *Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж*, Київ. КПІ ім. Ігоря Сікорського: «Політехніка», 2017.
- [7] П. О. Василега, *Електропостачання [Текст]*. Суми: СумДУ, 2019.
- [8] П. В. Волох, М. П. Цоколенко, і Л. В. Ревенко, *Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник*. Київ: Аграрна освіта, 2014.
- [9] М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, і О. Д. Супрун, *Проектування систем електропостачання залізниць*. Харків: УкрДУЗТ, 2019.
- [10] *Струми короткого замикання у трифазних система змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму*. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007, 2007.
- [11] *Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання*. ДСТУ ІЕС 60909-4:2008, 2008.
- [12] «Трансформатори силові масляні типу ТМ», Трансформатор сервис. <http://transf.com.ua/ua/russkij-produktsiya/russkij-transformatory-silovye->

									Арк.
									69
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

maslyanye/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm/ (дата звернення 02, Травень 2023).

- [13] В. П. Кідиба, *Релейний захист електроенергетичних систем*. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013.
- [14] М. В. Петровський, *Техніка високих напруг: конспект лекцій для студ. спец. 6.141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» усіх форм навчання*. Суми: СумДУ, 2019.
- [15] *Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи*. ДСТУ ІЕС 62305-2:2012, 2012.
- [16] *Захист від блискавки. Частина 2. Керування ризиками*. ДСТУ ІЕС 62305-2:2012, 2012.
- [17] *Захист від блискавки. Частина 3. Фізичні руйнування споруд та небезпека для життя людей*. ДСТУ ІЕС 62305-3:2012, 2012.
- [18] *Захист від блискавки. Частина 4. Електричні та електронні системи, розташовані в будинках і спорудах*. ДСТУ EN 62305-4:2012, 2012.

					БР 3.6.141.363 ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		