

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту
Зав. кафедри електроенергетики
_____ Лебединський І.Л.
“ ___ ” _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: “Розрахунок режимів роботи електричних мереж і блискавкозахисту електричної підстанції”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-51п

Керівник, доцент к.т.н

Василевич Д.О.
Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота
Захищена на засіданні ДЕК
“ ___ ” _____ 2020 р
Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу бакалавра
Василевича Дмитра Олександровича

1 Тема роботи **“Розрахунок режимів роботи електричних мереж і блискавкозахисту електричної підстанції”**

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі студентом завершеної роботи

3 Вихідні дані до роботи задана схема електричної мережі, споживачі мережі, їх потужність і категорія

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- розрахунок блискавкозахисту будівель і споруд.

5 Список графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	27.04.-14.05.2020	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	15.05.-21.05.2020	
3	Розрахунок релейного захисту	22.05.-28.05.2020	
4	Розрахунок блискавкозахисту будівель і споруд	29.05.-05.06.2020	
	Оформлення роботи	1.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн -51п _____

Василевич Д.О.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л..

РЕФЕРАТ

с. 79, рис. 14, табл. 23, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок режимів роботи електричних мереж і блискавкозахисту електричної підстанції” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма – “Електротехнічні системи електроспоживання” / Д.О Василевич; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2020. - 79 с.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозподіл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференціальний струмовий захист трансформатора, втрати потужності в мережі.

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, потокораспределение, выключатель, разъединитель, трансформатор тока, трансформатор напряжения, трехфазное короткое замыкание, дифференциальная токовая защита трансформатора, потери мощности в сети.

electric network, consumer, category, power, transformer, power line, wire, resistance, voltage, equivalent circuit, flow distribution, switch, disconnecter, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, transformer differential current protection, power loss in the network.

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Розглянуто пристрій і розрахунок блискавкозахисту будівель і споруд

Перелік умовнихначень

- ПС – понижувальна підстанція
- ПЛ – повітряна лінія
- ВН – вища напруга
- СН – середня напруга
- НН – низька напруга
- РЕМ – розподільні електричні мережі
- ТВЕ – технічні втрати електроенергії
- ТС – трансформатор струму
- ТН – трансформатор напруги
- КЗ – коротке замикання
- РПН – регулювання під навантаженням
- РП – розподільний пристрій
- СКЗ – струм короткого замикання
- ПУЕ – Правила улаштування електроустановок
- ГАЕС – гідроакumuлююча електростанція
- ТВЕ – технологічні витрати електроенергії
- ЛЕП – лінії електропередач
- МСЗ – максимальний струмовий захист

Зміст

	Вступ.....	8
1	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	10
1.1	Вибір напруг ліній	10
1.2	Вибір типу проводів повітряних ліній	12
1.3	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій	13
1.4	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів	17
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах	19
1.6	Визначення напруг у вузлах навантаження	22
2	Розрахунок електричної частини підстанції	25
2.1	Вибір трансформаторів власних потреб.....	26
2.2	Розрахунок струмів короткого замикання	28
2.3	Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини	30
2.4	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	34
2.5	Вибір ошиновки розподільних пристроїв	36
2.6	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина	42
2.7	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина	44
2.8	Заземлювальні пристрої підстанції	45
3	Розрахунок релейного захисту	46
3.1	Види захистів трансформатора.....	46
3.2	Технічні дані трансформатора, що захищається	54
3.3	Розрахунок струмів короткого замикання.....	55
3.4	Розрахунок МСЗ лінії, яка відходить від шин НН трансформатора.....	57
3.5	Розрахунок уставок захисту трансформатора.....	58

Підпись и дата	
Индв.№дубл.	
Взам.инв.№	
Підпись и дата	
Индв.№подл.	

БР.6.141.699 ПЗ ЕТ				
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
Розроб.		Василевич Д.О.		
Перев.		Лебединський		
Нач.бюро				
Н. контр.				
Затв		Лебединський		
Розрахунок електричної мережі				
		Літ.	Аркуш	Аркушів
		Н	6	79
СумДУ ЕТдн-51п				

Вступ

В умовах безперервного розвитку промисловості країни з'являється все більше і більше нових підприємств, які вносять вклад у збільшення енергоспоживання. Слід також зауважити, що зі збільшенням числа енергоспоживаючих об'єктів розширюється щільність географічного розташування споживачів електричної енергії. У зв'язку з цим виникає потреба в розширенні існуючих мереж і в створенні нових.

Зростаюча кількість енергоспоживаючих об'єктів веде до зростання переданих по електричних мережах потужностей. Одним з найголовніших завдань сьогодні є економічне використання існуючого електричного обладнання та розробка нового з поліпшеними параметрами.

Дана робота є кваліфікаційною роботою бакалавра спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання».

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

- набуття досвіду аналізу отриманих результатів, формування висновків і публічного захисту виконаної роботи;
- формування навичок використання отриманих в знань під час вирішення конкретних практичних і науково-технічних завдань;
- набуття досвіду виконання технічної документації - пояснювальної записки і креслень відповідно до умов діючих стандартів;
- систематизації, закріпленні та поглибленні теоретичних і практичних знань із загальнотехнічних і спеціальних дисциплін за напрямом професійної підготовки.

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

- розрахунок електричної мережі містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатор і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту високовольтної лінії;
- розрахунок блискавкозахисту будівель і споруд

					БР.6.141.699 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані для виконання проекту

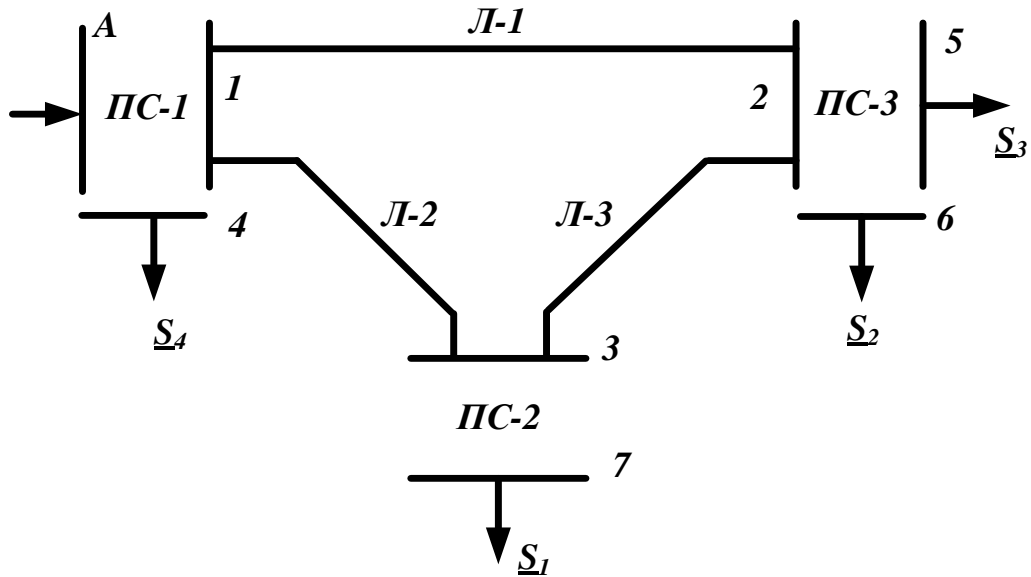


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

Таблиця 1.1 – Вихідні дані електричної мережі

Довжина ПЛ, км			Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	\underline{S}_1	\underline{S}_2	\underline{S}_3	\underline{S}_4
50	40	20	$\frac{60+j30}{I}$	$\frac{40+j20}{III}$	$\frac{15+j10}{III}$	$\frac{10+j5}{III}$

1.1 Вибір напруг ліній

Прийmemo навантаження вузла 1 рівним навантаженню вузла 3. Навантаження вузла 7 дорівнює сумі навантажень вузла 6 і вузла 5. Зобразимо замкнуту мережу, яка складається з ліній Л-1, Л-3, Л-3 (рисунок 1.2). Визначимо розрахункові навантаження вузлів 3 і 2.

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 40 + j20 + 15 + j10 = 55 + j30 \text{ МВА}$$

					БР.6.141.699 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Василевич Д.О.				Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					Н	10	79
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-51п		
Н. контр.								
Затв	Лебединський							

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_1 = 60 + j30 \text{ МВА}$$

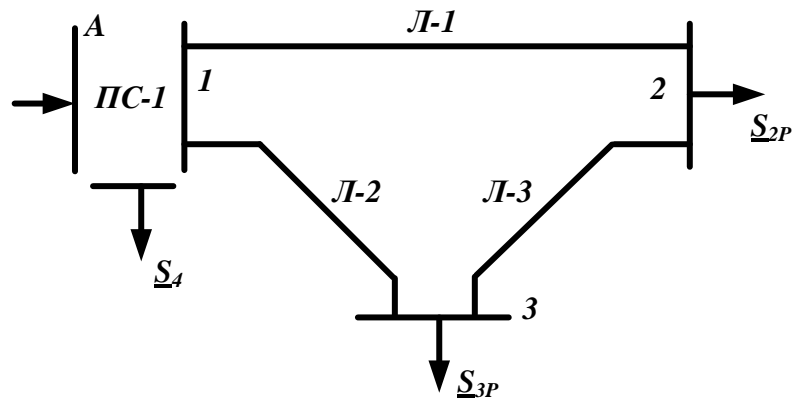


Рисунок 1.2 –Замкнута мережа

Розімкнемо замкнуту мережу, наведену на рисунку 1.2, по вузлу 1 (рисунок 1.3) і позначимо потужності на ділянках мережі.

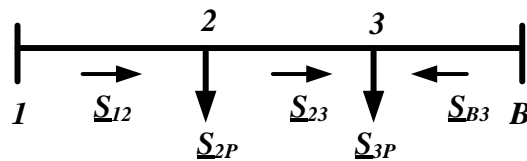


Рисунок 1.3 – Розімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі [1, 2]:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{3B}}{l_{23} + l_{3B} + l_{12}} = 51,81 + j27,27 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = -3,18 - j2,73 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{12} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{12})}{l_{23} + l_{3B} + l_{12}} = 63,18 + j32,75 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{B3}$$

$$115 + j60 = 115 + j60$$

Баланс потужності зійшовся. Потужність ділянки 2-3 вийшла від'ємною, тому точка 2 є точкою поточкорозділу.

1.2 Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначимо напруги на ділянках мережі (рисунок 1.3) за формулою Іларіонова [1, 2].

$$U_L = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_L}}}$$

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	50	40	20
Напруга ділянки, кВ	131	138	35

Приймаємо напругу електричної мережі рівною 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, кА	0,307	0,374	0,022

Приймаємо для ліній провід марки АС -185/29.

Таблиця 1.4 – Марка і параметри проводів

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і перетин проводу	АС-185/29	АС-185/29	АС-185/29
Параметри проводів			
$R_0 = 0,159 \text{ Ом/км}$, $X_0 = 0,413 \text{ Ом/км}$, $b_0 = 2,75 \times 10^{-6} \text{ См/км}$			

Знайдемо параметри ліній електричної мережі

Значення активних та реактивних опорів ліній, а також величина зарядної потужності, наведені в таблиці 1.5

$$R_{Л} = r_0 \cdot l_{Л}; \quad X_{Л} = x_0 \cdot l_{Л}; \quad \frac{jQ_{Л}}{2} = U_{НОМ}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot l_{Л}}{2}$$

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3
Ділянки		1-2	В-3	2-3
R _Л	Ом	7,95	6,36	3,18
X _Л	Ом	20,65	16,5	8,26
$\frac{Q_{Л}}{2}$	МВАр	0,83	0,66	0,33

1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругами мережі і навантаженнями вибираємо трансформатори.

Для ПС-3

$$S_T = S_2 + S_3 = \sqrt{55^2 + 30^2} = 62,65 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТДТН-63000/110.

Визначаємо коефіцієнт завантаження

$$K_3 = \frac{S_2 + S_3}{S_T} = 0,97$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 1,0, то трансформатор ТДТН-63000/110 задовольняє вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.6 – Каталожні дані трансформатора ТДТН-63000/110 [3, 5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Каталожні дані					
		U _{НОМ} обмоток, кВ			U _к , %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-63000/110	63	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6,5

Продовження табл. 1.6

Тип	Каталожні дані			Розрахункові дані						
	ΔРк, кВт	Рх, кВт	Іх, %	Rт, Ом			Хт, Ом			ΔQх, кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН- 63000/110	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22	0	13,6	441

Для ПС-2

Навантаження S_1 відноситься до першої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори.

$$S_T = \frac{S_1}{1,4} = \frac{\sqrt{60^2 + 30^2}}{1,4} = 47,92 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДЦН-63000/110.

Визначити коефіцієнт завантаження трансформаторів

$$K_z = \frac{S_1}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{60^2 + 30^2}}{2 \cdot 63} = 0,531$$

Таблиця 1.7 – Каталожні дані трансформатора ТРДЦН-63000/110 [3, 5]

Тип	Sном, МВА	Межі регу- люван- ня	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			Uном обмоток, кВ		Uк, %	ΔРк, кВт	ΔРх, кВт	Іх, %	Rт, Ом	Хт, Ом	ΔQх, кВАр
			ВН	НН							
ТРДЦН- 63000/110	63	±9×1,78%	115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410

Для ПС-1

Навантаження S_1 відноситься до першої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори.

$$S_T = \frac{S_1 + S_2 + S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{125^2 + 65^2}}{1,4} = 100,64 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор АТДЦТН-200000/220/110.

Визначити коефіцієнт завантаження

$$K_3 = \frac{S_1 + S_2 + S_3 + S_4}{\sqrt{2} \cdot S_T} = \frac{\sqrt{125^2 + 65^2}}{1,41 \cdot 200} = 0,51$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то трансформатор АТДЦТН-200000/220/110 задовольняє вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.8 – Каталожні дані трансформатора АТДЦТН-200000/220/110 [3, 5]

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регу- люван- ня	Каталожні дані					
			U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
АТДЦТН-200000/220/110	200	±6×2 %	230	121	6,6;11;15,7 5;38,5	11	32	20

Продовження таблиці 1.8

Тип	Каталожні дані					Розрахункові дані						ΔQ _х , кВАр
	ΔP _к , кВт			ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН- 200000/220/110	430	-	-	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000

Складається однолинейная схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

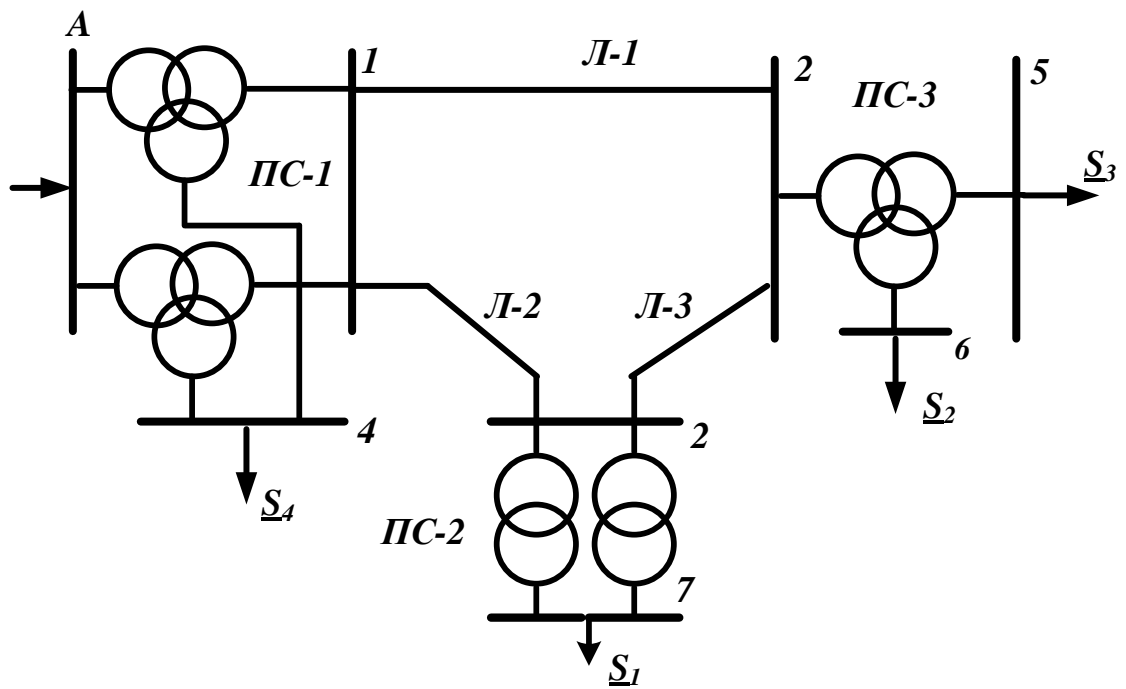


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.699 ПЗ ЕТ

Арк.

16

1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 ПС - 2 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображаємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховуємо потужність [3, 5].

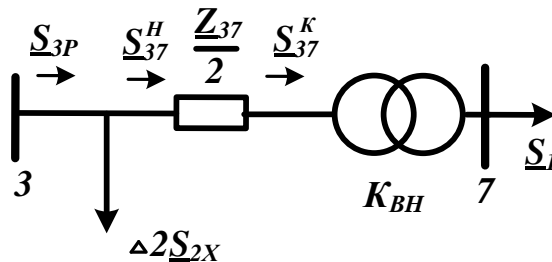


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС – 2

Визначаємо потужність \underline{S}_{37}^K [6, 7]:

$$\underline{S}_{37}^K = \underline{S}_I = 60 + j30 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{37}^H :

$$\underline{S}_{37}^H = \underline{S}_{37}^K + \frac{(P_{37}^K)^2 + (Q_{37}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{37}}{2} = 60,1 + j32,05 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність:

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{37}^H + \Delta 2 \underline{S}_X = 60,2 + j32,86 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 ПС - 3 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображаємо схему заміщення триобмоткового трансформатора.

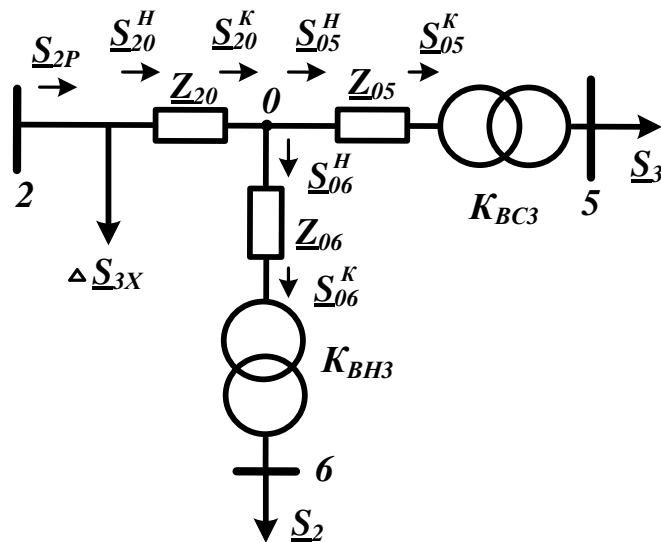


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність \underline{S}_{05}^K :

$$\underline{S}_{05}^K = \underline{S}_3 = 15 + j10 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{05}^H :

$$\underline{S}_{05}^H = \underline{S}_{05}^K + \frac{(P_{05}^K)^2 + (Q_{05}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{05} = 15,0 + j10,36 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{06}^K :

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_2 = 40 + j20 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{06}^H :

$$\underline{S}_{06}^H = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{06} = 40,1 + j20 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{20}^K :

$$\underline{S}_{20}^K = \underline{S}_{05}^H + \underline{S}_{06}^H = 55,096 + j30,364 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{20}^H :

$$\underline{S}_{20}^H = \underline{S}_{20}^K + \frac{(P_{20}^K)^2 + (Q_{20}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{20} = 55,26 + j37,56 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{2P} :

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{20}^H + \Delta \underline{S}_X = 55,32 + j38,0 \text{ МВА}$$

1.5 Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі (рисунок 1.3) з урахуванням втрат потужності в трансформаторах [6, 7]:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}) + \underline{S}_{3P} \cdot \underline{Z}_{3B}}{\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B} + \underline{Z}_{12}} = 52,1 + j31,75 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = -3,25 - j6,25 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot \underline{Z}_{12} + \underline{S}_{3P} \cdot (\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{12})}{\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B} + \underline{Z}_{12}} = 63,45 + j38,2 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{B3}$$

$$115,51 + j69,93 = 115,51 + j69,93$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 2-3 вийшла від'ємною, тому точка 2 є точкою потокорозділу. Складемо схему заміщення електричної мережі з урахуванням потокорозділу.

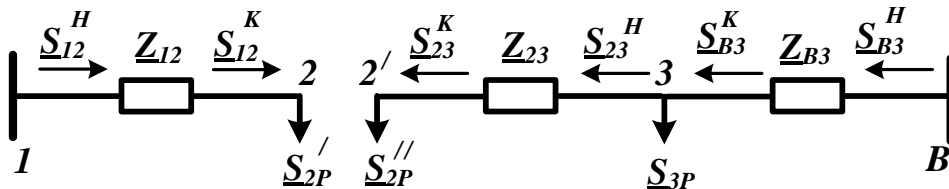


Рисунок 1.7 – Розімкнута мережа

Визначимо потокорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.7, з урахуванням втрат в лініях.

Знайдемо потужність джерела \underline{S}_{B3}

Приймаємо $\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{2P}'' = 3,25 + j6,26 \text{ МВА}$

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 3,29 + j6,81 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3}^K = \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_{3P} = 63,48 + j39,68 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3}^H = \underline{S}_{B3}^K + \frac{(P_{B3}^K)^2 + (Q_{B3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B3} = 66,43 + j47,33 \text{ MVA}$$

Знайдемо потужність \underline{S}_{12} :

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}'_{2P} = 55,32 + j38,002 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 58,26 + j45,69 \text{ MVA}$$

Розрахункова потужність вузла 1:

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{12}^H + \underline{S}_{B3}^H = 124,71 + j93,02 \text{ MVA}$$

Зображаємо схему заміщення ПС-1 у вигляді двох триобмоткових трансформаторів, включених паралельно і розрахуємо потужність у вузлі А.

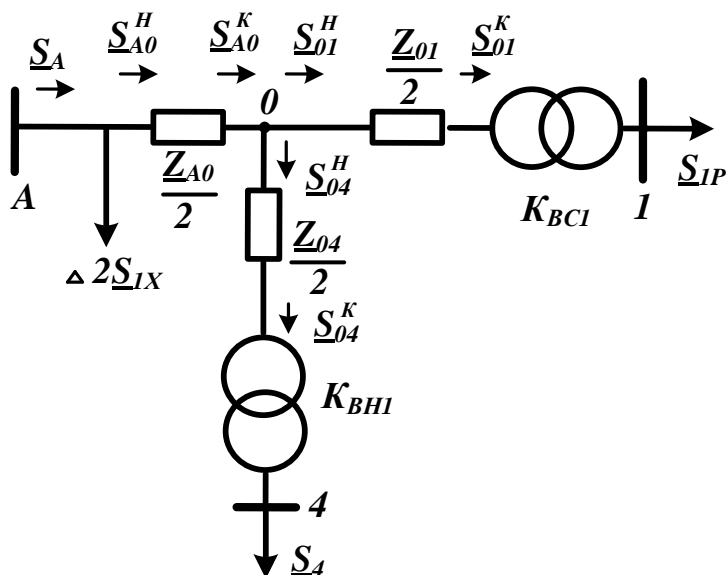


Рисунок 1.8 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність \underline{S}_{01}^K :

$$\underline{S}_{01}^K = \underline{S}_{1P} = 124,71 + j93,02 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{01}^H :

$$\underline{S}_{01}^H = \underline{S}_{01}^K + \frac{(P_{01}^K)^2 + (Q_{01}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{01}}{2} = 124,786 + j93,02 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{04}^K :

$$\underline{S}_{04}^K = \underline{S}_4 = 10 + j5 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{04}^H :

$$\underline{S}_{04}^H = \underline{S}_{04}^K + \frac{(P_{04}^K)^2 + (Q_{04}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{04}}{2} = 10,0 + j5,07 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{A0}^K :

$$\underline{S}_{A0}^K = \underline{S}_{01}^H + \underline{S}_{04}^H = 134,78 + j98,09 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{A0}^H :

$$\underline{S}_{A0}^H = \underline{S}_{A0}^K + \frac{(P_{A0}^K)^2 + (Q_{A0}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{A0}}{2} = 134,87 + j106,81 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_A :

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A0}^H + 2\Delta\underline{S}_X = 135,11 + j108,8 \text{ MVA}$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

1.6 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більшою номінальною напругою мережі $U = 242$ В [6, 7]:

ПС-1

Визначимо напругу вузла **0**:

$$U_0 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A0}^H R_{A0} + Q_{A0}^H X_{A0}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A0}^H X_{A0} - Q_{A0}^H R_{A0}}{U_A} \right)^2} = 229,0 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла **1**:

$$U_1^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{01}^H R_{01} + Q_{01}^H X_{01}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{01}^H X_{01} - Q_{01}^H R_{01}}{U_0} \right)^2} = 228,87 \text{ кВ}$$

$$U_1 = \frac{U_1^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 120,4 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 4 по високій стороні:

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{04}^H R_{04} + Q_{04}^H X_{04}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{04}^H X_{04} - Q_{04}^H R_{04}}{U_0} \right)^2} = 227,8 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 4 по низькій стороні:

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 38,1 \text{ кВ}$$

ПС-2

Визначимо напругу вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{21}^H R_{21} + Q_{21}^H X_{21}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{21}^H X_{21} - Q_{21}^H R_{21}}{U_1} \right)^2} = 108,9 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 0:

$$U_0 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{20}^H R_{20} + Q_{20}^H X_{20}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{20}^H X_{20} - Q_{20}^H R_{20}}{U_2} \right)^2} = 101,7 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 5 по високій стороні:

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^H R_{05} + Q_{05}^H X_{05}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{05}^H X_{05} - Q_{05}^H R_{05}}{U_0} \right)^2} = 101,63 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 5 по низькій стороні:

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 34,0 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 6 по високій стороні:

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^H R_{06} + Q_{06}^H X_{06}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^H X_{06} - Q_{06}^H R_{06}}{U_0} \right)^2} = 98,97 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 6 по низькій стороні:

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,46 \text{ кВ}$$

ПС-3

Визначимо напругу вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{13}^H R_{13} + Q_{13}^H X_{13}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{13}^H X_{13} - Q_{13}^H R_{13}}{U_1} \right)^2} = 110,6 \text{ кВ}$$

Визначимо напруги на низькій стороні трансформаторної підстанції, як приведені до високої сторони:

$$U_7^B = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{37}^H R_{37} + Q_{37}^H X_{37}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{37}^H X_{37} - Q_{37}^H R_{37}}{U_3} \right)^2} = 104,4 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні підстанцій з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,53 \text{ кВ}$$

2 Розрахунок електричної частини підстанції

У цьому розділі здійснюється проектування районної типової понижувальної двотрансформаторної підстанції 110/10 кВ, призначеної для перетворення і передачі електроенергії споживачу з навантаженням S_1 . Здійснюється вибір схеми первинних з'єднань, трансформаторів власних потреб, вимикачів РП, роз'єднувачів і ін.

В даному випадку для розрахунку обрана типова двотрансформаторна понижувальна підстанція 110/10 кВ, встановлена у споживача S_1 другої категорії надійності.

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги: забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах; враховувати перспективи розвитку мережі; допускати можливість розширення; забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань [8, 9, 10]].

В якості основної схеми електричних з'єднань приймається стандартна схема з'єднань типової понижувальної підстанції 110/10 кВ. Схема наведена в додатку Б.

					БР.6.141.699 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Василевич Д.О.			Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	25	79
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

2.1 Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб для підстанції є: оперативні кола; електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електрообігрів приміщень; електропідігрів комутаційної апаратури і т.ін.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту [8, 9]. Розрахунок потужності споживачів власних потреб наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахунок потужності споживачів власних потреб

№ з/п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць, кВт	Коеф. попиту	cos φ	Споживана потужність, кВт
1	Охолодження трансформаторів	2	3	0,82	0,82	5,72
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,6
3	Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,6
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	0,65	0,95	3,42
5	Освітлення РП	1	2	0,65	0,93	1,35
Сумарне навантаження власних потреб, кВА						17,69

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умов:

$$S_{ТВН} > S_{ВН},$$

де $S_{ТВН}$ – потужність трансформатора власних потреб, кВА;

S_{BH} – потужність споживачів власних потреб, кВА.

Оскільки $S_{BH} = 17,69$ кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб рівним 25 кВА. Ремонтне навантаження підстанції беремо рівним 20 кВА. При підключенні такого навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20 %. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень:

$$S_{ТВН} = \frac{S_{ТНР} + S_{BH}}{1,2} = \frac{17,7 + 20}{1,2} = 31,41 \text{ кВА} .$$

Стандартна потужність трансформатора 40 кВА. Остаточо, для живлення споживачів власних потреб приймаємо два трансформатори ТМ-40/10.

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.6.141.699 ПЗ ЕТ				27

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [13]. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення становить $S_C = 3000$ МВА.

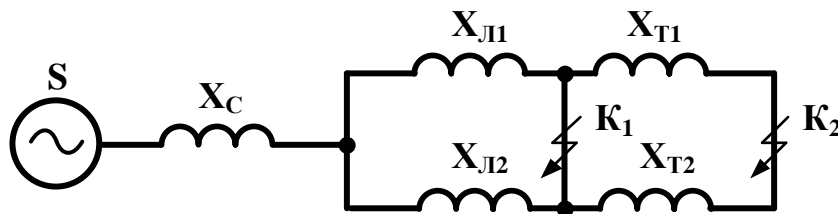


Рисунок 2.1 – Схема замінення для розрахунку струмів короткого замикання.

Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} \text{ Ом.}$$

$$U_L = \sqrt{X_C \cdot S_C} = \sqrt{4,03 \cdot 3000} = 110 \text{ кВ.}$$

Опір: працюючих ліній $X_L = 1,55$ Ом; трансформаторів $X_T = 69,5$ Ом.

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_L}{X_C + X_L} = \frac{110}{4,03 + 1,55} = 19,71 \text{ кА,}$$

також в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{X_C + X_L + X_T} = \frac{110}{4,03 + 1,55 + 69,5} = 1,458 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 1,458 \cdot \frac{110}{10} = 16,58 \text{ кА}$$

Ударний струм

В точці K_1 :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 19,7 = 44,855 \text{ кА}$$

В точці K_2 :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 16,06 = 36,567 \text{ кА}$$

Припустимо, що амплітуда ЕРС і періодична складова СКЗ незмінні за часом, тому через час, рівний часу відключення:

для точки К₁:

$$I_{nr} = I_{K1} = 19,71 \text{ кА}$$

для точки К₂:

$$I_{nr} = I_{K2} = 16,06 \text{ кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}$$

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 19,71 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 2,53 \text{ кА},$$

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 16,06 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 3,07 \text{ кА}$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової для К₁ $T_a = 0,025$ с для К₂ $T_a = 0,05$ с.

Інтеграл Джоуля:

для точки К₁:

$$V_K = I_{K1}^2 (t + T_a) = I_{K1}^2 (0,06 + 0,025) = 19,7^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 33 \text{ кА}^2 \text{с}$$

для точки К₂:

$$V_K = I_{K2}^2 (t + T_a) = I_{K2}^2 (0,1 + 0,05) = 16,06^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 38,7 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Результати розрахунку зведені в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2– Струми короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ в момент розходу контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля V_k , кА ² с
Шини 110 кВ (К ₁)	19,7	44,855	19,7	2,53	33

$$I_{10}^{с.вимк.} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить (якщо на одне приєднання доводиться 3МВА)

$$I_{10}^{відк} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,2 \text{ А.}$$

Динамічний струм:

$$I_{дин} = 2,55 \cdot I_{відк}$$

Подальший вибір вимикачів і роз'єднувачів наведено в таблицях.

Таблиця 2.3 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	463 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	14,031 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	32 кА	102 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	14,0 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	1,8 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	16,733 кА ² с	112 кА ² с

Вибираємо **ВВБМ – 110Б – 31,5/2000В1** :

$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$, $I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$, $I_{НОМ.відкл.} = 31,5 \text{ кА}$,

$I_{СКВ.ін.} = 40 \text{ кА}$, $I_{СКВ} = 102 \text{ кА}$, $I_T = 40 \text{ кА}$,

$t_{відкл} = 0,07 \text{ сек}$, $\beta_H = 36 \%$.

$$I_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.відк}}{100} = \frac{1,41 \cdot 36 \cdot 31,5}{100} = 16 \text{ кА}$$

$$B_K = I_T^2 \cdot t_r = 40^2 \cdot 0,07 = 112 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Таблиця 2.4 – Вибір вимикачів в колі трансформатора на стороні 10 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
--------------	-----------------------	--------------------

$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	404,15 А	3200 А

Продовження таблиці 2.4

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	16,06 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	36,57 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	16,06 кА	45/20 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	3,07 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с

На сторону 10 кВ обраний маломасляний вимикач типу МГГ-10-3150-45У3.

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	404,15 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	16,06 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	36,57 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	16,06 кА	45/20 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	3,07 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5.

Таблиця 2.6 – Вибір вимикачів на відхідну лінію 10 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
--------------	-----------------------	--------------------

$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	173,21 А	3150 А

Продовження таблиці 2.6

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	16,06 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	36,57 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	16,06 кА	45/20 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	3,07 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69 (кА) ² ·с	303,75 (кА) ² ·с

Вимикач МГГ-10-3150-45У3

Таблиц 2.7 – Вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110
$I_{розр} \leq I_{ном}$	73,48	1000
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	44,855	80
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	4,43	3969/1323(кА ²)·с

Роз'єднувач обраний типу РНД3.1-110/1000ХЛ1.

2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для включення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. В даному проекті релейний захист не виконується, тому перевірку трансформаторів по вторинному навантаженню виконуємо з урахуванням включення тільки вимірювальних приладів.

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюються амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії. На шинях 110 кВ - вольтметр з перемикачем для вимірювання трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на відходних лініях - 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведено в таблиці 2.8 [10].

Таблиця 2.8 - Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-350	1,5	0,5	–	0,5
Варметр	Д-345	1,5	0,5	–	0,5
Лічильник активної енергії	СА-3	1	2,5	–	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	–	2,5
Сумарне струмове навантаження в колі силового трансформатора з боку НН			6,5	0,5	6,5

Сумарне струмове навантаження в колі секційних вимикачів на стороні НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне струмове навантаження в колі силового трансформатора з боку ВН			0,5	0,5	0,5

Продовження таблиці 2.8

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Сумарне струмове навантаження в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформаторів струму наведено в таблицях 9 –12.

Таблиця 2.9 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні високої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73,48 А	50-600 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	44,855 кА	62-124кА
$B_K \leq I_{T_r}^2 \cdot c$	32,99 (кА) ² ·с	162,5(кА) ² ·с
$Z_H \leq Z_{Hном}$	1,25 Ом	4Ом

Обрано трансформатор струму ТВТ-110-1.

Для перевірки по вторинним навантаженням визначимо опір приладів:

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

Тоді опір сполучних проводів може бути:

$$Z_{np} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K,$$

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом.

$$Z_{np} = 4 - 0,02 - 0,1 = 3,88 \text{ Ом.}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен становити не менше 4 мм^2 для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабелю $l = 160 \text{ м}$

$$Z_{np} = \rho \cdot \frac{l}{F};$$

де ρ – питомий опір алюмінію, $0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$;

F – перетин жил, мм^2 ;

$$Z_{np} = \frac{0,028 \cdot 160}{4} = 1,13 \text{ Ом.}$$

Загальна опір кола струму:

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 1,13 = 1,25 \text{ Ом,}$$

що менше 4 Ом, допустимих при роботі трансформатора в класі точності 1.

Трансформатор струму ТФЗМ-110-У1 відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.10 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	404,15 А	2000А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	36,567 кА	81 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69 кА ² ·с	74,42 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р.

Перевірка по вторинному навантаженню проводиться аналогічно.

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму на відхідну лінію

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	173,21 А	5-200 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	36,567 кА	250кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69(кА) ² ·с	74,42(кА) ² ·с

Продовження таблиці 2.11

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Вибираємо трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р.

Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги також вибираємо відповідно до вимірювальних приладів і реле, що підлягають приєднанню до них. Далі підраховується очікуване навантаження і перевіряється похибка. У нормальному режимі навантаження трансформатора визначається споживанням приєднаних приладів і реле. За цих умов визначається, в якому класі і з якою похибкою працюватимуть трансформатори. Опір проводів від трансформатора напруги до приладів не враховується. Але згідно з ПУЕ втрати напруги лічильником не повинні перевищувати 0,5 %, а в проводах щитка – 3 %. З умов міцності перетин мідних проводів повинен бути не менше 1,5 мм², а алюмінієвих – не менше 2,5 мм².

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 Вторинне навантаження трансформатора напруги

№ з/п	Прилад	Клас	Споживана потужність, Вт

1	Ватметр	Д-305	2
2	Варметр	Д-305	2
3	Ватметр реєструючий	Н-348	10
4	Варметр реєструючий	Н-348	10
5	Лічильник ватгодин	І-675	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	І-673	3
7	Вольтметр	Э-378	2
8	Частотомір	Э-371	3

Коефіцієнт потужності перерахованих приладів дорівнює 1. Відстань від трансформаторів, встановлених в РП, до щита управління приймаємо 50 мм.

Вторинні проводи проектуємо алюмінієвими.

Для установки вибираємо трифазні трансформатори НТМИ-10-66.

Таблиця 2.13 – Розподіл вторинного навантаження між фазами

№ з/п	Прилад	Навантаження, Вт	
		А-В	В-С
1	Ватметр	2	2
2	Варметр	2	2
3	Ватметр реєструючий	10	10
4	Варметр реєструючий	10	10
5	Лічильник ватгодин	3	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	3	3
7	Вольтметр	2	—
8	Частотомір	—	3
Разом		32	33

З характеристики похибки при навантаженні менше 50 Вт і кутової похибки 10 хв клас точності дорівнює 0,5.

Для визначення втрати напруги в проводах визначимо струми

$$S_{AB} = 32 \text{ Вт}, \quad I_a = \frac{S_{AB}}{U_{AB}} = \frac{32}{100} = 0,32 \text{ А},$$

$$S_{BC} = 33 \text{ Вт}, \quad I_c = \frac{S_{BC}}{U_{BC}} = \frac{33}{100} = 0,33 \text{ А}.$$

Для спрощення приймаємо $I_a = I_c = 0,325 \text{ А}$.

Тоді:

$$I_b = 0,325 \cdot \sqrt{3} = 0,562 \text{ А}.$$

Втрати напруги в проводі **a** й проводі **b** можуть бути визначені як.

$$I_a \cdot R + I_b \cdot R = (I_a + I_b) \cdot R.$$

Питомий опір алюмінію – $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$, перетин проводу за умовами міцності $2,5 \text{ мм}^2$.

Тоді:

$$R = \frac{0,028 \cdot 50}{2,5} = 0,56 \text{ Ом}.$$

Падіння напруги становить:

$$\Delta U = R \cdot (I_a + I_b) = 0,56 \cdot (0,325 + 0,562) = 0,5 \text{ В},$$

що становить $0,5 \%$ і відповідає вимогам ПУЕ.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

2.5 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС [10]. При цьому перетин шин має бути меншим 70 мм² (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довго допустимим струмом. При максимальному робочому струмі до 200 А вибираємо перетин 70 мм² з допустимим струмом 265 А мінімальний перетин, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C};$$

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

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{13,792}}{91 \cdot 10^{-3}} = 40,81 \text{ мм}^2$$

Так як розрахунковий перетин менший допустимого, для ошиновки РП 110 кВ вибираємо гнучкий сталевалюмінієвий кабель АС-70. Перетин підходить по умові термічної стійкості.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також виконується по припустимому струму. Тверді 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 менша 30 і більша 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}},$$

де l – довжина прольоту між ізоляторами $l = 1,5 \text{ м}$;

γ – момент інерції поперечного перетину шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинальної сили, см^4 ;

q – поперечний перетин шини, см^4 .

						БР.6.141.699 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			40

що більше значення 200 Гц.

Перевірка шини по нагріванню. Інтеграл Джоуля:

$$W_R = I^2 \cdot (t + Ta) = 480^2 \cdot (1 + 0,1) = 253,44 \text{ кА}^2\text{с},$$

що менше розрахованого значення 38,69 кА²с.

Дана шина підходить по допустимих значеннях механічного напруження в матеріалі, власних коливань і по допустимому нагріву. Тому остаточно приймаємо шину 40×4 мм.

					БР.6.141.699 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

2.7 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ

і конструктивна частина

РП 10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРПН або КРП, встановлюваних в закритих приміщеннях [10].

РП 10 кВ закритого типу (в будівлях, в тому числі з УТБ або полегшених конструкцій типу панелі "сендвіч" і ін.) можуть застосовуватися:

а) в районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери, або наявність снігових заметів, або заповнених вділянок) неможливе застосування КРПН;

б) при кількості шаф більше ніж 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

В ЗРП 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення. Для ремонту і збереження викочуючих візків в ЗРП слід передбачати спеціальне місце.

2.8 Заземлювальні пристрої підстанції

Всі електричні частини електроустановок, які нормально не перебувають під напругою, але здатні виявитися під нею через пошкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися з землею [10]. Таке заземлення називається захисним.

Заземлення, призначене для створення нормальних умов роботи апарату або електроустановки, називається робочим.

Для захисту обладнання від пошкодження ударом блискавки застосовується грозозахист за допомогою розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів, які приєднуються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один спільний заземлювальний пристрій.

					БР.6.141.699 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

3 Розрахунок релейного захисту трансформатора

3.1 Види захистів трансформатора

Енергетична система являє собою складну багатоосередкову технічну систему, призначену для виробництва, розподілу і споживання електроенергії. Процеси, що відбуваються в енергосистемі, відрізняються швидкістю, взаємозв'язком, єдністю процесів виробництва, розподілу і споживання електроенергії. Управління ними без застосування спеціальних технічних засобів, які називаються засобами автоматичного управління, в більшості випадків виявляється неможливим [11, 12].

Умовно, всі пристрої автоматики за своїм призначенням і області застосування можна розділити на наступні дві великі групи: технологічну і протиаварійну автоматику.

Технологічна автоматика забезпечує автоматичне керування в нормальному режимі.

Призначенням протиаварійної автоматики є запобігання або найбільш ефективна ліквідація наслідків аварій.

З перерахованих видів пристроїв автоматики особливо виділяється релейний захист, що вивчає поведінку електроенергетичної системи та її елементів в режимах глибоких збурюючих впливів і стрибкоподібних змін електричних параметрів.

На елементах системи електропостачання - генераторах, трансформаторах, лініях електропередачі і електродвигунах застосовуються струмові, струмові спрямовані, дистанційні, диференційні захисти, а також максимальні і мінімальні захисти напруги. На цих елементах передбачаються відповідні пристрої автоматики.

					БР.6.141.699 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Василевич Д.О.			Розрахунок релейного захисту трансформатора	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	46	79
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						
						СумДУ ЕТдн-51п		

Релейний захист і автоматика тісно пов'язані між собою, доповнюють одне одного, взаємно впливають на вибір параметрів схеми, мають загальні кола. Перш за все, це характерно для релейного захисту та пристроїв АПВ і АВР.

Особливості захищуваного елемента системи електропостачання, безумовно, впливають на схеми захисту і автоматики, на вибір їх параметрів, але принципи дії цих пристроїв залишаються незмінними.

За призначенням залежно від відповідальності і порядку дії захисту трансформаторів і автотрансформаторів поділяються на основні, резервні та захисту [11, 12].

1. Основні захисти реагують на всі види пошкоджень трансформатора або автотрансформатора (надалі - об'єкта) і діють на відключення вимикачів з усіх боків без витримки часу.

До основних захистів відносяться:

а) подовжній диференційний струмовий захист 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;

б) газовий захист від замикань всередині кожуха об'єкта, що супроводжуються виділенням газу, а також при різкому зниженні рівня масла;

2. Резервні захисти резервують основні захисти і реагують на зовнішні КЗ, діючи на відключення з двома витримками часу: з першою витримкою часу відключається вимикач однієї зі сторін нижчої напруги (зазвичай тієї, де встановлений захист), з другої - всі вимикачі об'єкта. Резервні захисти від міжфазних пошкоджень мають кілька варіантів виконання:

а) МСЗ без пуску по напрузі;

б) МСЗ з комбінованим пуском по напрузі;

в) МСЗ зворотній послідовності з приставкою для дії при симетричних КЗ;

г) дистанційні захисти автотрансформаторів.

Резервні захисти від замикань на землю виконуються у вигляді МСЗ нульової послідовності.

За характеристиками витримок часу її перша, друга і третя ступені аналогічні відповідним ступеням струмового захисту. Це ілюструється графіками (рис. 3.1, а). Захист А1 має характеристику 1, захист А2 - характеристику 2, захист А3 - характеристику 3. При пошкодженні в точці К1 приходять в дію захисти А1 і А2, але пошкодження відключає найближчий до нього захист А2, так як він має меншу витримку часу. Якщо пошкодження виникає в точці К2, то воно відключається найближчим до нього захистом А3.

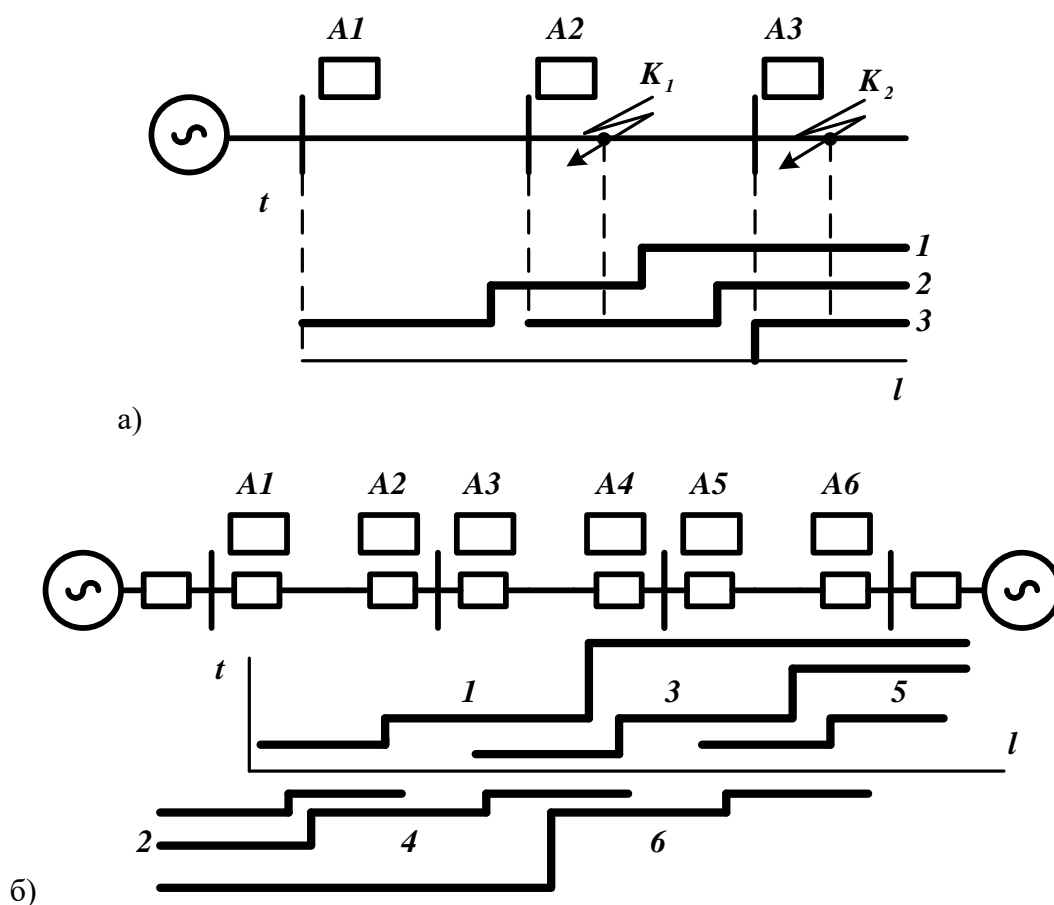


Рисунок 3.1 – Ступінчасті характеристики витягів часу дистанційного захисту

На лініях з двостороннім живленням дистанційний захист виконується спрямованим, а витримки часу відповідних ступенів захисту вибираються, як і у струмового спрямованого захисту, за зустрічно-ступінчастим принципом (рис. 3.1, б).

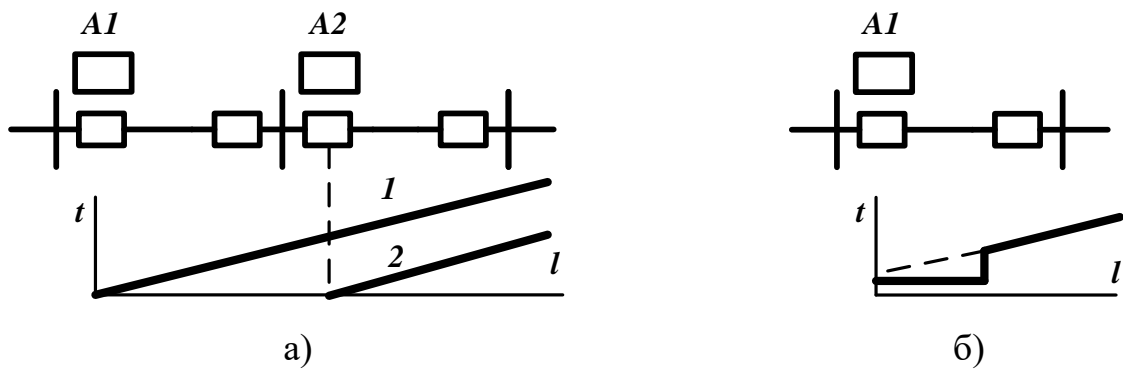


Рисунок 3.2 – Характеристики витримки часу дистанційного захисту:

- а) безперервно залежні;
- б) комбіновані

Селективну дію можуть забезпечувати також дистанційні захисти з безперервно залежними (рис. 3.2, а) і комбінованими (рис. 3.2, б) характеристиками.

Диференційні струмові захисти

Для захисту елементів електричних установок широко використовується диференційний принцип, на якому здійснюються поздовжні і поперечні диференційні захисти з абсолютною селективністю.

Поздовжні диференційні струмові захисти використовуються в основному для захисту елементів із зосередженими параметрами, наприклад трансформаторів. Вони можуть застосовуватися також для захисту ліній невеликої довжини. Поперечні диференційні захисти виконуються у вигляді диференційних струмового і струмового спрямованого, а також балансного захистів. Вони служать для захисту двох (і більше) паралельних ліній, а також для захисту від виткових замикань обмотки статора синхронного генератора, що має паралельні вітки.

Подовжній диференційний струмовий захист заснований на порівнянні струмів на початку і кінці захищеного елемента. Для виконання захисту лінії на кінцях встановлюються вимірювальні трансформатори струму з однаковим коефіцієнтом трансформації.

Вторинні обмотки трансформаторів струму однойменних фаз і реле з'єднуються за допомогою допоміжних проводів так, щоб при короткому замиканні поза

зони, що захищається, обмеженої вимірювальними трансформаторами, струм в реле був відсутній, а при пошкодженні усередині зони дорівнював струму короткого замикання.

Застосовуються дві можливі схеми виконання диференційного захисту - з які циркулюючими струмами і з врівноваженими напругами.

Більш часто використовуються захисту, виконані за схемою з циркулюючими струмами (рис. 3.1) [11, 12]. Схема виходить шляхом паралельного з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму TAI , $TAII$ і реле струму $КА$. При цьому струм в реле I_p визначається з урахуванням прийнятих умовних додатних напрямків струмів I_{II} і I_{III} по кінцях захищуваної лінії L .

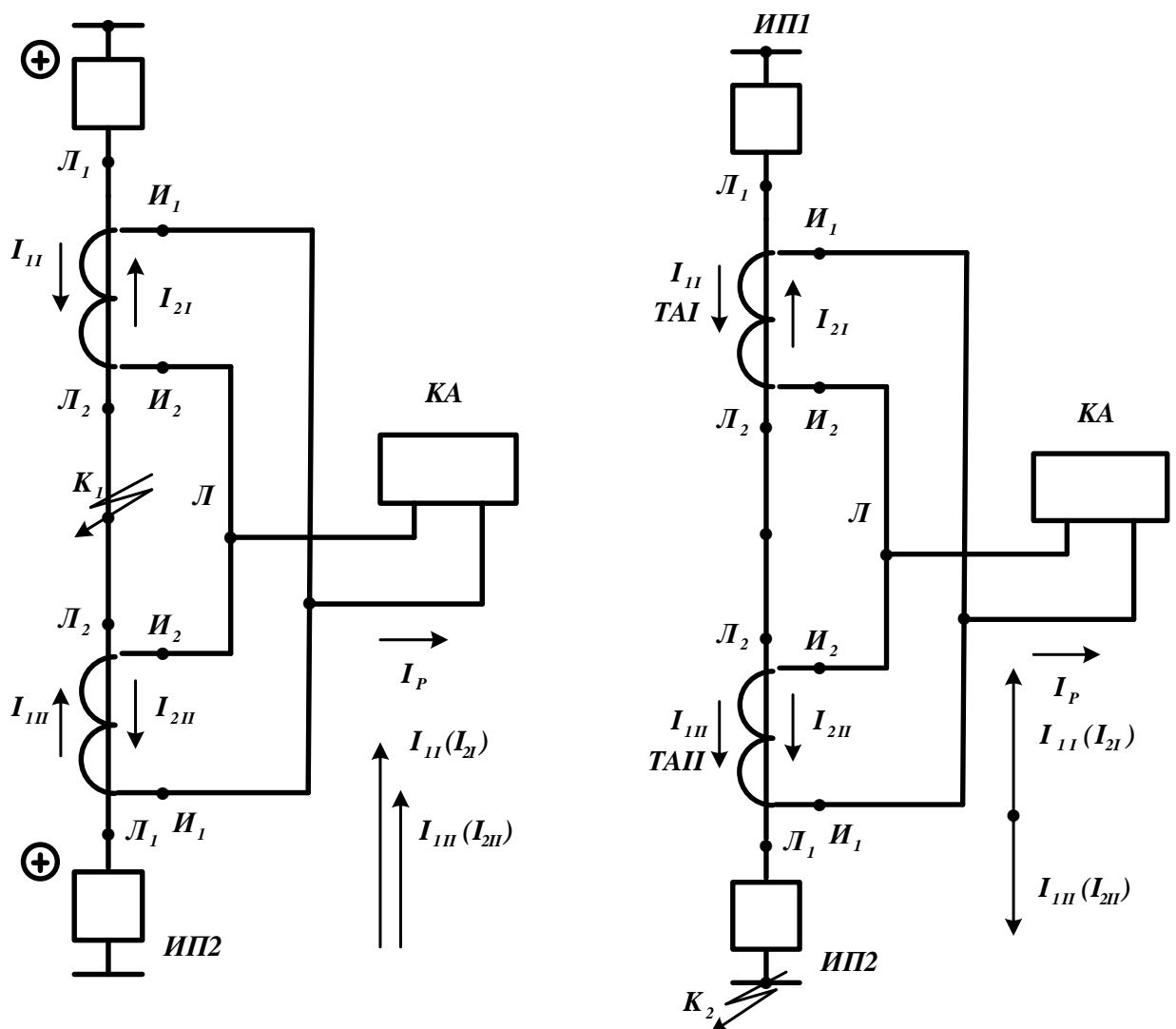


Рисунок 3.3 – Розподіл струмів в схемі поздовжнього диференційного захисту з

$$U_{РПН}=0,16 \quad U_{К.МІН}=9,59 \% \quad U_{К.НОМ}=10,5 \% \quad U_{Р.МАХ}=11,46 \%$$

3.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Мінімальна і максимальна напруга трансформатора [11, 12].

$$U_{Т.мін} = U_{Т.ном.вн} \cdot (1 - \Delta U_{РПН}) = 115 \cdot (1 - 0,16) = 96,6 \text{ кВ}$$

$$U_{Т.макс} = U_{Т.ном.нн} \cdot (1 + \Delta U_{РПН}) = 115 \cdot (1 + 0,16) = 133,4 \text{ кВ}$$

Мінімальний і максимальний опір трансформатора.

$$X_{Т.мін} = \frac{U_{К.мін}}{100} \cdot \frac{U_{Т.мін}^2}{S_{Т.ном}} = \frac{9,59}{100} \cdot \frac{96,6^2}{40} = 22,4 \text{ Ом}$$

$$X_{Т.макс} = \frac{U_{К.макс}}{100} \cdot \frac{U_{Т.макс}^2}{S_{Т.ном}} = \frac{11,46}{100} \cdot \frac{133,4^2}{40} = 60 \text{ Ом}$$

Мінімальні та максимальні коефіцієнти трансформації трансформатора:

$$K_{Т.мін} = \frac{U_{Т.мін.вн}}{U_{Т.нн}} = \frac{96,6}{38,5} = 2,5;$$

$$K_{Т.макс} = \frac{U_{Т.макс.вн}}{U_{Т.нн}} = \frac{133,4}{38,5} = 3,46;$$

Мінімальні і максимальні струми КЗ на сторонах трансформатора:

$$I_{К.макс.вн}^{(3)} = \frac{U_{ном.мережи}}{\sqrt{3}(X_C + X_{Т.макс})} = \frac{115000}{\sqrt{3}(0 + 60)} = 1106 \text{ А}$$

X_C приймаємо рівним нулю;

$$I_{К.макс.нн}^{(3)} = I_{К.макс.вн} \cdot K_{Т.мін.вн} = 1106 \cdot 2,5 = 2766 \text{ А}$$

$$I_{К.мін.вн}^{(3)} = \frac{U_{макс.вн}}{\sqrt{3}(X_{С.макс} + X_{Т.мін})} = \frac{133400}{\sqrt{3} \cdot 22,4} = 3443 \text{ А}$$

$$I_{К.мін.нн}^{(3)} = I_{К.мін.вн} \cdot K_{Т.макс} = 3443 \cdot 3,46 = 11,9 \text{ кА}$$

Опір загального навантаження, приведеного до сторони ВН:

$$X'_{нав} = \frac{X_{нав} \cdot U_{Т.мін}^2}{S_{Т.ном}} = \frac{0,35 \cdot 96,6^2}{40} = 81,65 \text{ Ом}$$

Максимальний струм самозапуску на сторонах трансформатора:

$$I_{\text{сзн.макс.вн}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с.макс}} + X_{\text{Т.мін}} + X'_{\text{наг}})} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (22,4 + 81,65)} = 638,2 \text{ А}$$

$$I_{\text{сзн.макс.нн}} = I_{\text{сзн.макс.вн}} \cdot K_{\text{Т}} = 638,2 \cdot 2,5 = 1,59 \text{ кА}$$

Робочий струм на стороні ВН:

$$I_{\text{роб.макс.нн}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т.мін}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 96,6} = 239 \text{ А}$$

Коефіцієнт самозапуску:

$$K_{\text{сзн}} = \frac{I_{\text{сзн.макс.вн}}}{I_{\text{роб.макс.вн}}} = \frac{638,2}{239} = 2,67 \text{ А}$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.699 ПЗ ЕТ

Арк.

56

3.4 Розрахунок МСЗ лінії, яка відходить від шин НН трансформатора

Максимальний струм навантаження $I_{\text{нав.макс.нн}} = 600 \text{ A}$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_n \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{нав}}} \cdot I_{\text{нав.макс.нн}} = \frac{1,5 \cdot 2,67}{0,8} \cdot 600 = 3,0 \text{ кА}$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{сп}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{сх}}^2}{n_T} = \frac{3003,75 \cdot 1 \cdot 5}{500} = 10 \text{ A}$$

Мінімальний струм КЗ, який протікає по обмотці реле:

$$I_{\text{р.мін}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к.мін.нн}}^{(3)}}{n_T} = \frac{11913 \cdot 0,87 \cdot 5}{500} = 34,5 \text{ A}$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р.мін}}}{I_{\text{сп}}} = \frac{34,5}{10} = 3,4 > 1,5$$

Витримка часу $t_{\text{сз}} = 0,5 \text{ с}$.

Тип реле РТ-40/5.

$$I_{ном} = \frac{560 \cdot 1 \cdot 5}{15000} = 1,86 \text{ A}.$$

Визначимо первинний струм небалансу без урахування $I_{нб.3}$:

$$\begin{aligned} I_{нб} &= I_{нб.1} + I_{нб.2} = (K_{анер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН}) \cdot I_{к.макс.вн}^{(3)} = \\ &= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1106 = 176,96 \text{ A} \end{aligned}$$

Струм спрацьовування захисту:

$$I_{с.з} = K_n \cdot I_{Т.макс.вн} = 1,5 \cdot 239 = 358,5 \text{ A}$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{сп} = \frac{I_{с.з3} \cdot K_{сх}^{(3)}}{n_T} = \frac{358,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{15000} = 2,1 \text{ A}$$

Попереднє значення коефіцієнта чутливості:

$$K_{ч} = \frac{I_{р.мін}}{I_{сп}} = \frac{10,3}{2,1} = 4,9 \approx 5.$$

3.6 Визначення числа витків обмоток реле

Струм спрацьовування реле в основній зоні [11, 12]:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{с.з.осн}} \cdot K_{\text{сх.вн}}}{n_T}$$

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{286,3 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{400} = 6,2 \text{ А.}$$

Число витків обмотки реле для основної сторони основної зони:

Розрахункове значення:

$$W_{\text{осн.розр}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{сн.осн}}} = \frac{100}{6,2} = 16,13 \text{ вит}$$

Прийняте значення $W_{\text{осн}} = 16 \text{ вит}$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{F_{\text{ср}}}{W_{\text{осн}}} = \frac{100}{16} = 6,25 \text{ А}$$

Струм спрацьовування захисту в основній зоні:

$$I_{\text{сз.осн}} = I_{\text{ср.осн}} \cdot \frac{n_T}{K_{\text{сх}}} = 6,25 \cdot \frac{80}{1} = 500 \text{ А}$$

Струм спрацьовування захисту в неосновній зоні:

$$I_{\text{сз.неосн}} = I_{\text{сз.осн}} \cdot K_{\text{Т.мін}} = 500 \cdot 2,5 = 1,25 \text{ кА}$$

Число витків обмотки реле для неосновної сторони.

Розрахункове значення:

$$W_{\text{неосн.розр}} = \frac{I_{2.\text{осн}} \cdot W_{\text{осн}}}{I_{2.\text{неосн}}} = \frac{2,5 \cdot 16}{1,86} = 21,5 \text{ вит}$$

Прийняте значення $W_{\text{неосн}} = 22$

$$W'_{\text{неосн.розр}} = \left(\frac{W_{\text{неосн.розр}} - W_{\text{неосн}}}{W_{\text{неосн.розр}}} \right) \cdot I_{\text{к.макс.вн}}^{(3)}$$

$$W_{\text{неосн.розр}} = \left(\frac{21,5 - 22}{21,5} \right) \cdot 1106 = -25,7$$

Первинний струм небалансу з урахуванням $I_{нб.3}$:

$$I'_{нб} = I_{нб} + I_{нб.3},$$

$$I'_{нб} = 176,96 - 25,7 = 151,26 \text{ A}$$

Прийняті числа витків

$$W_{осн} = W_{розр.1} \quad W_{осн} = 16 \cdot W_{неосн} = W_{розр.2} \quad W_{неосн} = 22.$$

Робимо перевірку:

$$I_{2.осн} \cdot W_{осн} \approx I_{2.неосн} \cdot W_{неосн.розр}$$

$$2,5 \cdot 16 = 40 \approx 1,86 \cdot 21,5 = 40$$

Коефіцієнт чутливості захисту при КЗ за трансформатором:

$$K_{\chi} = \frac{34,5}{6,25} = 5,5 \approx 5$$

Кількість витків обмотки гальмування:

$$W_{гал.розр} = \frac{K_n \cdot I'_{нб} \cdot W_{неосн} \cdot K_{Т.мін}}{I_{к.макс}^{(3)} \cdot tg\alpha}$$

$$W_{гал.розр} = \frac{1,5 \cdot 151,26 \cdot 22 \cdot 2,5}{1595,5 \cdot 0,87} = 8,99 \text{ вит}$$

Приймаємо число витків рівним 9: $W_n = 9$

Схема неповної зірки є типовою для понижувальних трансформаторів 6 або 10 кВ і схемами з'єднання обмоток В / Yo або Д / Yo, а також для трансформаторів 35 кВ.

МСЗ встановлюємо на стороні ВН з двома витримками часу [11, 12].

Струм спрацьовування реле:

- за умови неспрацьовування від струму самозапуску[^]

$$I_{cp} = K_x \cdot I_{сп.макс.вн}$$

$$I_{сз} = 1,1 \cdot 638,2 = 702 \text{ A}$$

- за умови погодження з МСЗ лінії :

$$I_{сз} = K_{нс} \cdot I_{поз.лін}$$

$$I_{сз} = 1,3 \cdot \frac{3003,75 \cdot 38,5}{115} = 1307,3 \text{ A}$$

Приймаємо $I_{сз} = 1307,3 \text{ A}$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{сз} \cdot K_{cx}^{(3)}}{n_T} = \frac{1307}{80} = 16,3 \text{ A}$$

Чутливість МТС при двофазному КЗ за трансформатором:

$$K_u = \frac{34,5}{16,3} = 2,12 > 1,5$$

Час спрацьовування першого та другого ступенів МСЗ:

$$t_{мсз.1} = t_{мсз.лін} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ c}$$

$$t_{мсз.2} = t_{мсз.1} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ c}$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

3.8 Захист від перевантаження

Захист від перевантаження згідно з ПУЕ встановлюється на трансформаторах потужністю 0,4 мВт і більше. Захист від перевантаження при симетричному навантаженні може здійснюватися реле, встановленим в одній фазі [11, 12].

Захист виконуємо за допомогою одного реле, яке включаємо в коло одного з ТС МСЗ трансформатора.

Струм спрацьовування захисту:

$$I_{сз} = \frac{K}{K_{полн}} \cdot I_{Т.ном.вн} = \frac{1,05 \cdot 191}{0,8} = 250 \text{ А}$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}^{(3)}}{n_T} = \frac{250 \cdot 1}{80} = 3,125 \text{ А}$$

Час спрацьовування захисту:

$$t_{пер} = t_{мсз.2} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}$$

3.9 Захист від пошкоджень всередині трансформатора

Використовуємо газовий захист з поплавковим реле типу РЗС-80 і струменевим реле РЗС-24. Газовий захист (ГЗ) - це захист від внутрішніх пошкоджень трансформатора, що супроводжуються виділенням газу, зниженням рівня масла в газовому реле, або інтенсивним рухом потоку масла з бака трансформатора в розширювач. Для правильної роботи ГЗ корпус трансформатора встановлюється з нахилом 1,5-2 % в сторону розширювача. Газове реле встановлюється у розтин трубопроводу від корпусу трансформатора до розширювача. Газовий захист абсолютно селективний і не реагує на пошкодження поза баком трансформатора. Газовий захист трансформатора виконується двоступеневим:

Перший ступінь ГЗ спрацьовує при незначному виділенні газу, або зниженні рівня масла в газовому реле, і з витримкою часу діє на сигнал.

Другий ступінь ГЗ спрацьовує при значному виділенні газу, зниженні рівня масла в газовому реле, або при інтенсивному русі потоку масла з бака транс-

форматора в розширювач, і діє на відключення трансформатора з усіх боків без витримки часу.

					БР.6.141.699 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

4. Пристрій і розрахунок блискавкозахисту будівель і споруд

4.1 Види, категорії блискавкозахисту

Категорії за умовами захисту

Розроблена та прийнята класифікація споруд і будівель за умовами захисту від згубного впливу блискавки залежно від рівня небезпеки ураження розрядом і вибору відповідних заходів захисту [20].

1 категорія - будівлі електростанцій і підстанцій, а також будівлі і споруди з вибухонебезпечними сумішами класу В-1 і В-2.

У даній категорії блискавкозахист виконується:

а) від прямих ударів блискавки, за допомогою окремо розташованих стрижневих і тросових блискавковідводів, що забезпечують необхідну зону захисного покриття;

б) від зарядів статичної електрики, шляхом заземлення всіх металевих корпусів обладнання, встановлених в будинках через спеціальні заземлювачі, з опором розтікання струму не більше 10 Ом;

в) від магнітного поля, що з'являється як вторинна дія блискавки і індукуючого в контурах сили, за допомогою невеликих перемичок, що об'єднують контури в єдину систему.

2 категорія - інші будівлі і приміщення з вибухонебезпечними сумішами, що не належать до першої категорії. У другій категорії блискавкозахист будівель і споруд від прямих ударів блискавки виконується одним із зазначених способів:

а) окремо стоячими чи розташованими на будівлях, неізольованими тросовими або стрижневими відводами, що забезпечують необхідну зону захисту;

б) заземленою блискавкоприймальною металевою сіткою, з вічком 6х6 метрів, що накладається на неметалеву покрівлю будівлі;

в) безпосереднє заземлення металевої покрівлі.

					БР.6.141.699 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Василевич Д.О.			Пристрій і розрахунок блискавкозахисту будівель і споруд	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський.				Н	66	79
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

3 категорія - всі інші, в тому числі і пожежонебезпечні, будівлі та споруди.

Захист будівель і споруд даної категорії застосовується такий же як і в другій категорії, але блискавкоприймальна металева сітка може мати осередок 12x12 або 6x24, а опір заземлювача допускається до 20 Ом.

Системи блискавкозахисту

Пасивна система.

Являє собою добре відому систему, що складається зі звичайних металевих елементів, за якими найкоротшим шляхом відбувається переміщення струму блискавки в землю.

Активна система.

Принцип роботи активної системи полягає в постійній роботі спеціального пристрою - активного блискавкоприймача, який генерує електричні імпульси в напрямку грозової хмари і тим самим створює повітряний канал зі значно зниженим опором. Його включення відбувається в той момент, коли електромагнітна напруженість між землею і грозовою хмарою досягає критичної величини, що передуює неминучого розряду. І в разі її руху до території, що захищається, вона буде прийнята струмоприймачем, в іншому випадку струмоприймач не зробить на блискавку ніякого впливу і вона пройде стороною. Подібний блискавозахист широко поширений в багатьох країнах світу.

Ризик загибелі людини від блискавки в рік становить $5 \cdot 10^{-7}$.

За ступенем захисту будівель і споруд від впливу атмосферної електрики блискавкозахист підрозділяється на три категорії. Категорія блискавкозахисту визначається: призначенням будівель і споруд, середньорічною тривалістю гроз, а також очікуваним числом поразок будівель або споруд блискавкою в рік.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.699 ПЗ ЕТ

Арк.

67

4.3. Розрахунок зони захисту одиночного стрижневого блискавковідводу

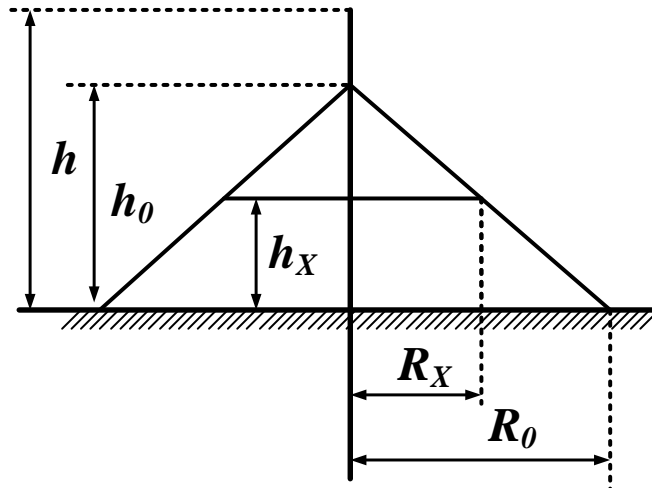


Рисунок 4.1 – Одиночний стрижневий блискавковідвід

Зона захисту одиночного стрижневого блискавковідводу висотою $h = 150 \text{ м}$ являє собою круглий конус. Вершина конуса знаходиться на висоті $h_0 < h$. На рівні землі зона захисту являє собою коло радіусом R_0 . Горизонтальний перетин зони захисту на висоті захищаємої споруди (h_x) являє собою коло радіусом R_x (схема зони захисту представлена на рисунку 4.1).

За відомими розмірами будівлі можна визначити повну висоту (h) стрижневого блискавковідводу для зон захисту A і B (м) на підставі горизонтального перетину блискавковідводу:

Зона A

$$R_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot (h - h_x/0,8)$$

$$R_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, h_0 = 0,85 \cdot h$$

Зона B

$$R_x = 1,5 \cdot (h - h_x/0,92)$$

$$R_0 = 1,5 \cdot h, h_0 = 0,92 \cdot h$$

Горизонтальний перетин блискавковідводу визначається за такою формулою:

$$R_x = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{A^2 + B^2}$$

де A, B – довжина і ширина захищаємої будівлі, м.

Таким чином, **блискавкозахист** призначений для безпеки людей, збереження будівель та споруд, а також обладнання електричних пристроїв від пошкодження при прямих ударах блискавки.

Внутрішній *блискавкозахист* виключає можливість появи небезпечної напруги в трубопроводах і електричних колах, що знаходяться всередині об'єктів.

Зовнішній блискавкозахист перехоплює блискавку і відводить по струмовідводу на заземлення, захищаючи об'єкт від пошкоджень і пожежі. До його складу входить блискавкоприймач (сприймає удар блискавки), струмовідвід (відводить струм блискавки) і заземлювач (провідна частина).

Існує два типи блискавкозахисту будівель і споруд: пасивний та активний. Основна відмінність між ними - тип блискавкоприймача.

Блискавкозахист для будівель передбачає вибір одного з чотирьох існуючих класів об'єктів:

I клас - громадські та урядові будівлі, а також житлові будинки понад дев'ять поверхів (конструкції першого ступеня довговічності і вогнестійкості),

II клас - будівлі не більше 5 поверхів і громадські будівлі масового будівництва (конструкції другого ступеня довговічності і вогнестійкості),

III клас - громадські будівлі малої місткості та будівлі не більше 5 поверхів (конструкції другого ступеня довговічності і третього-вогнестійкості),

IV клас - тимчасові громадські будівлі та малоповерхові житлові будівлі (конструкції третього ступеня довговічності).

Розрахунок установки блискавкозахисту вимагає виявлення вихідних даних, головними з яких є розміри об'єкта, що захищається, наявність в зоні підземних комунікацій, питомий електричний опір ґрунту, інженерно-геологічні та метеорологічні умови, а також ряд інших даних, які вводяться в механічні та електричні розрахунки окремих конструктивних елементів блискавкозахисного пристрою. Розрахунок блискавкозахисту повинен виконуватися правильним розміщенням і монтажем всіх його елементів, тому наполегливо рекомендується звертатися до фахівців даної області.

Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Розрахунок блискавкозахисту виконується в суворій відповідності з Інструкцією по влаштуванню блискавкозахисту будівель і споруд.

					БР.6.141.699 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

Висновки

В результаті виконання випускної роботи бакалавра був проведений розрахунок параметрів електричної мережі, визначені напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі.

Виконано розрахунок електричної частини підстанції з подальшим вибором комутаційного вимірювального обладнання; в процесі розрахунку була визначена сумарна потужність споживачів підстанції. На підставі графіка навантаження споживачів протягом доби був зроблений вибір потужності силового трансформатора. Виходячи з забезпечення надійності електропостачання та з огляду на перспективи розвитку та можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт був зроблений вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій. Виходячи з навантаження, був зроблений вибір електровимірювальних трансформаторів.

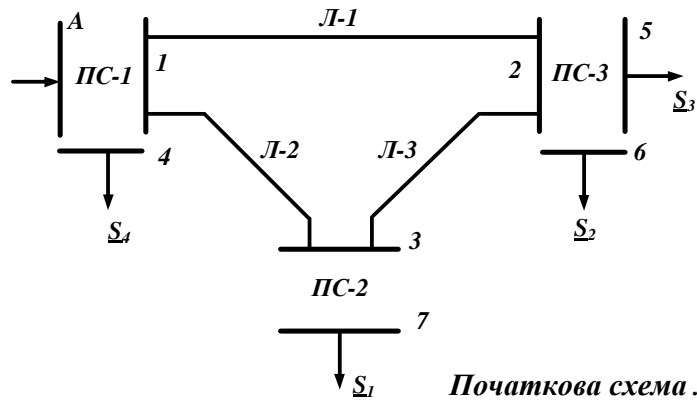
Були розраховані електричні перехідні процеси в електричній мережі, в результаті розрахунку були визначені зверхперехідний і ударний струм при симетричному трифазному замиканні.

Виконано основний релейний захист трансформаторів (диференційний струмовий захист), визначені уставки спрацьовування захисту і забезпечена чутливість захисту.

Розглянуто пристрій і розрахунок блискавкозахисту будівель і споруд

Література

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебедка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. - 52 с
<http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с.
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.



Потужності навантажень Категорія споживача

$\underline{S}_1 = 60 + j30 \text{ MVA}$
 $\underline{S}_2 = 40 + j20 \text{ MVA}$
 $\underline{S}_3 = 15 + j10 \text{ MVA}$
 $\underline{S}_4 = 10 + j5 \text{ MVA}$

$\underline{S}_1 - I$
 $\underline{S}_2 - III$
 $\underline{S}_3 - III$
 $\underline{S}_4 - III$

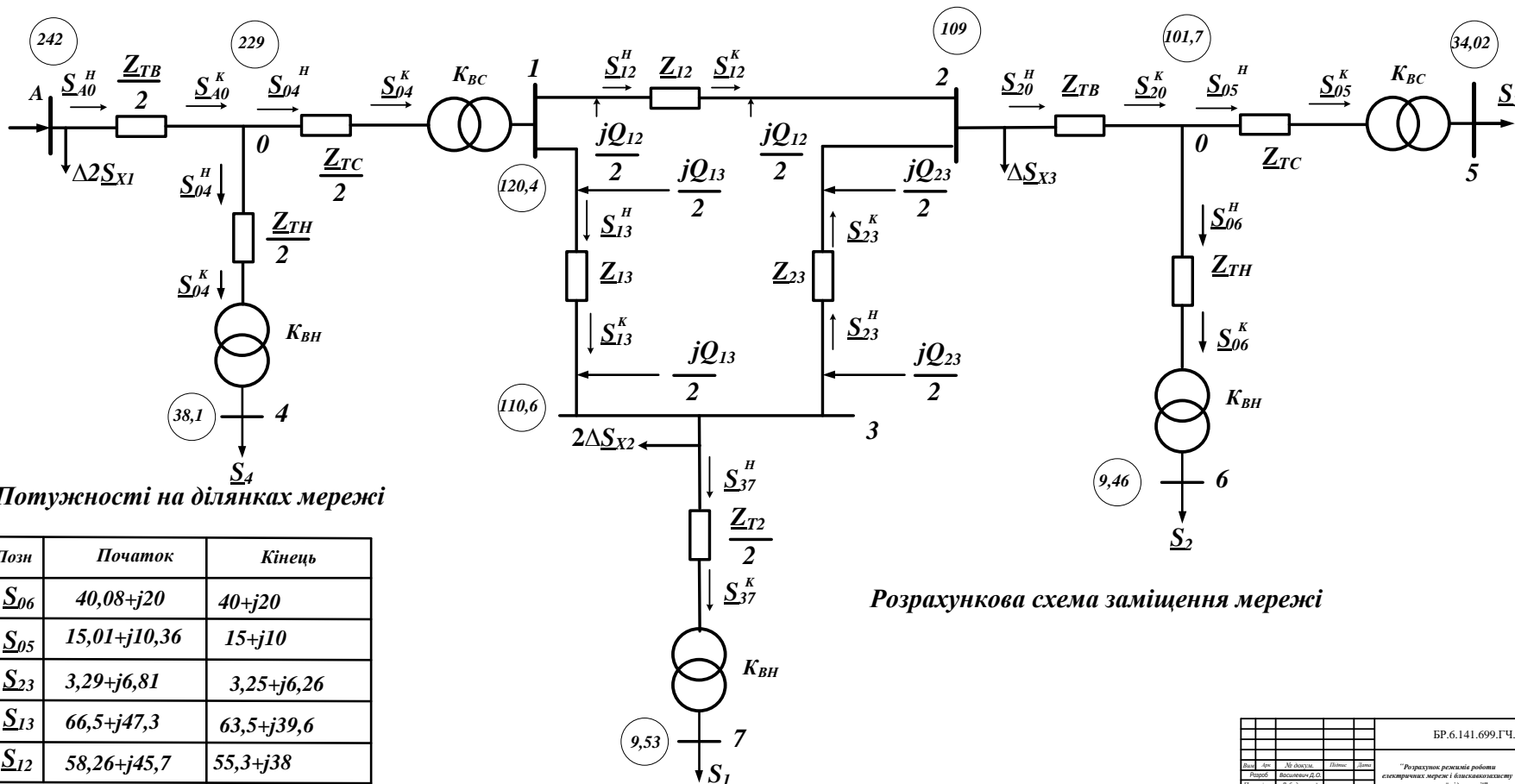
Довжина ліній

Л-1 50 км
 Л-2 40 км
 Л-3 20 км

Потужності на ділянках мережі

Пози	Початок	Кінець
\underline{S}_A	135,1+j108,8	
\underline{S}_{A0}	134,87+j106,8	134,8+j98,1
\underline{S}_{01}	124,79+j93,02	124,7+j93,02
\underline{S}_{04}	10+j5,07	10+j5
\underline{S}_{20}	55,26+j37,36	55,1+j30,36

Початкова схема мережі

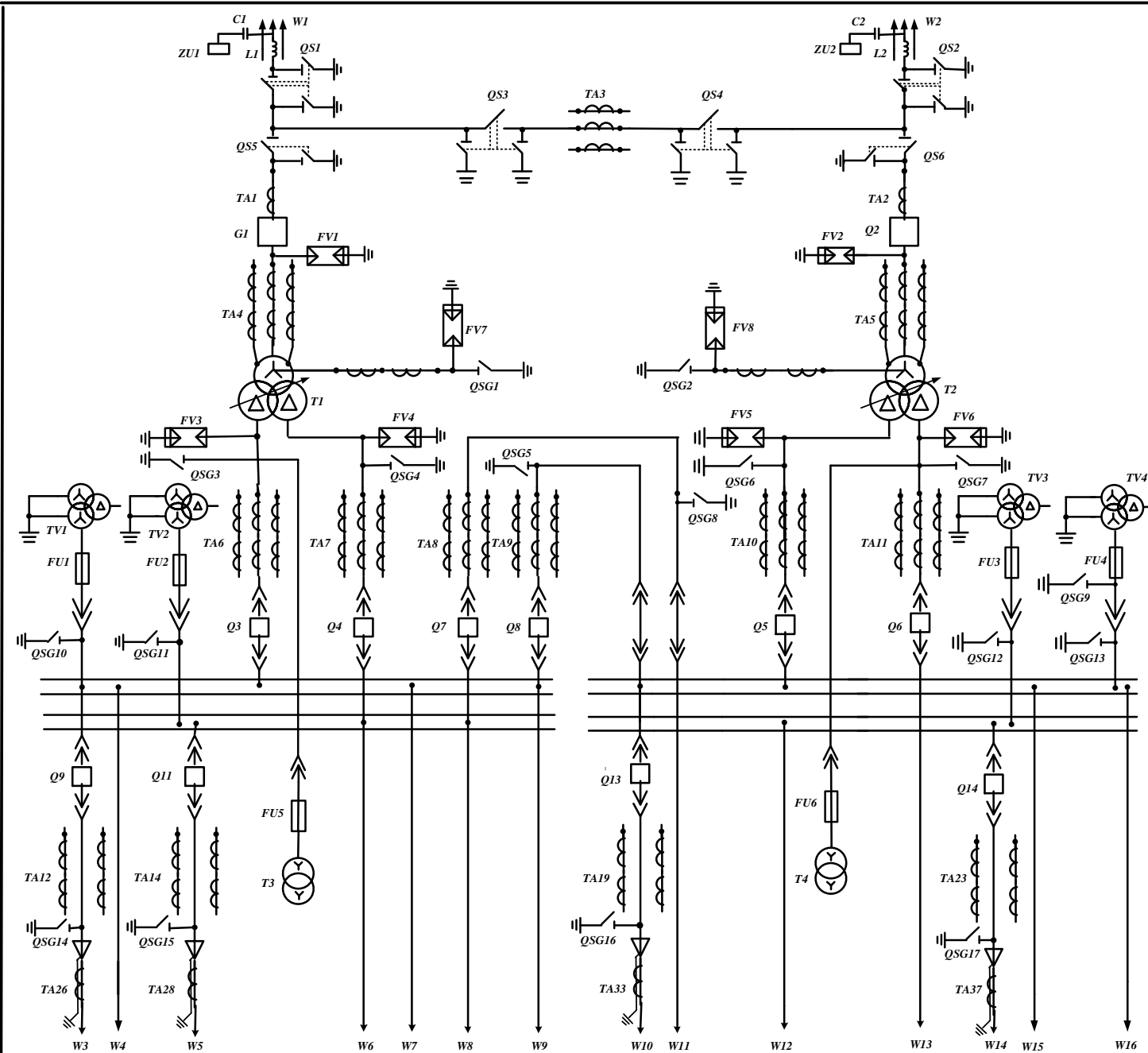


Потужності на ділянках мережі

Пози	Початок	Кінець
\underline{S}_{06}	40,08+j20	40+j20
\underline{S}_{05}	15,01+j10,36	15+j10
\underline{S}_{23}	3,29+j6,81	3,25+j6,26
\underline{S}_{13}	66,5+j47,3	63,5+j39,6
\underline{S}_{12}	58,26+j45,7	55,3+j38

Розрахункова схема заміщення мережі

				БР.6.141.699.Г.Ч.ЕТ			
Вид	№	№ докум.	Підпис	Дата	Лист	Місяц	Місяць/Рік
Розроб	Л	Висоцький Д.О.			У		
Перевірив	Л	Лобовий С.В.			Аркуш 1	Аркуш 2	
Розроб	Л				Розрахунок електричної мережі		СумДУ. гр.ЕТон-5.Іп
Перевірив	Л						
Комп'ютер	Л	Лобовий С.В.					



Поз	Позначення	Найменування	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДНЦ-63000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загороджувач	2
4	QS1-QS6	Роз'єднувач зовнішньої установки РНД-(3)-110/1000	6
5	Q1, Q2	Вимикач ВВП-110/630	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТВТ-110-1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму вбудований ТВТ-110-1	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентильний РВС-110МУ1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентильний РВП-10МУ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентильний РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗОН-110М	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5	4
15	Q7, Q8	Вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПКН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги НТМИ-10-66	4
18	Q9-Q22	Вимикач ВММ-10+400/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р	28
20	TA26- 37	Трансформатор струму ТПЛ-10-У3	14
21	ZU1, ZU2	Фільтр присидання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУЗ	7

				БР.6.141.699.ГЧ.ЕТ			
Вид	Арх	Місця	План	Датум	Лист	Маса	Місця
Розроб	Висновки	Л.О.					
Лектор	Добова						
Рисув							
Надир							
Замов							
				Розрахунок режимів роботи електричних мереж і близьколіній електричної підстанції			
				Розрахунок електричної частоти підстанції			
				Суцільн. ар.ЕТ0н-51п			