

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 параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах”

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

Виконав студент гр. ЕТдн-51п

Лещенко А.О

Керівник доц. к.т.н

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2020 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Лещенка Андрія Олеговича

1 Тема роботи “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах”

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;
- аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах.

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	Примечание
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	Аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах.	29.05.-05.06.2020	
5	Оформлення пояснювальної записки	1.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-51п _____

Лещенко А. О.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 67, рис. 12, табл. 20, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма – “Електротехнічні системи електроспоживання” / А. О. Лещенко; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2020. - 67 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. Аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах.

Перелік умовних позначень

- 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
- 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.	16
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах	19
1.6	Визначення напруг в вузлах навантаження	22
2	Розрахунок електричної частини підстанції	25
2.1	Вибір основної схеми електричних з'єднань підстанції	25
2.2	Вибір трансформаторів власних потреб	26
2.3	Розрахунок струмів короткого замикання	28
2.4	Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин.....	31
2.5	Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги	35
2.6	Вибір ошиновки розподільних пристроїв.....	39
2.7	Компонування розподільних пристроїв 220 кВ і конструкційна частина.....	41
2.8	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина.....	42
2.9	Заземлюючі пристрої підстанції.....	43
3	Розрахунок релейного захисту трансформатора.....	44
3.1	Розрахунок струмів короткого замикання.....	44
3.2	Розрахунок диференційного струмового захисту.....	46

					БР.5.141.784 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	“Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Лещенко А.О.				Н	6	67
Перев.		Лебединський І.Л.						
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.Л.			СумДУ ЕТдн-51п			

4	Аналіз втрат в районних електричних мережах та заходи щодо їх зменшення	53
4.1	Фактичні втрати електроенергії.....	53
4.1.1	Технологічні втрати електроенергії.....	54
4.1.2	Комерційні втрати.....	54
4.1.3	Технічні втрати електроенергії.....	56
4.1.3.1	Навантажувальні втрати електроенергії.....	57
4.1.3.2	Втрати холостого ходу.....	58
4.1.3.3	Кліматичні втрати електроенергії.....	60
	Висновки.....	62
	Література.....	63
	Додаток А.....	66
	Додаток Б.....	67

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 передаєних 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 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, що 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 трансформатора;
- аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах.

					БР.5.141.784 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

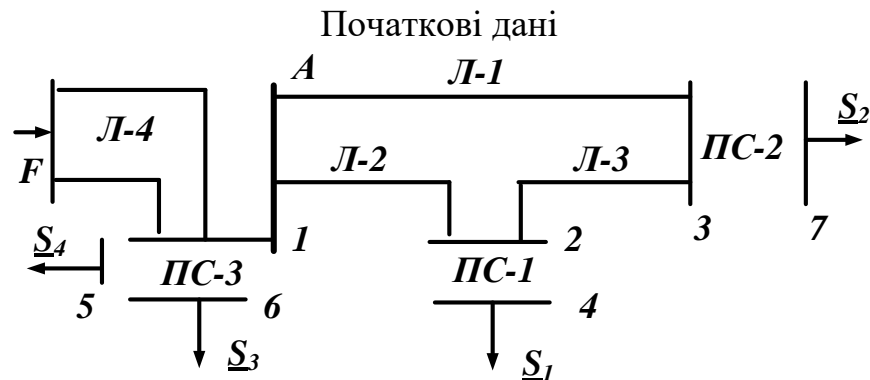


Рисунок 1.1 – Однолінійна електрична схема заданої електричної мережі

На рисунку 1.1 представлена схема з'єднань заданої електричної мережі. Дана мережа живиться від джерела напруги F.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані до схеми

Довжина ВЛ, км				Потужності навантажень, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S_1	S_2	S_3	S_4
50	30	50	30	$\frac{100+j40}{\text{II}}$	$\frac{50+j20}{\text{I}}$	$\frac{10+j10}{\text{III}}$	$\frac{20+j10}{\text{II}}$

1.1 Вибір напруг ліній

Приймемо навантаження вузла 1 рівним сумі навантажень вузла 5 і 6, навантаження вузла 2 дорівнює сумі навантажень вузлів 4, 5 і вузла 6. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (рисунок 1. 2). Визначимо розрахункові навантаження вузлів 2 і 3:

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_1 = 100 + j40 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_2 = 50 + j20 \text{ МВА}.$$

					БР.5.141.784.ПЗ.ЕТ		
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Лещенко А.О.			Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.Л.			Н	10	67
Нач.бюро					СумДУ ЕТДН-51п		
Н. контр.							
Затв.		Лебединський І.Л.					
					Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій		

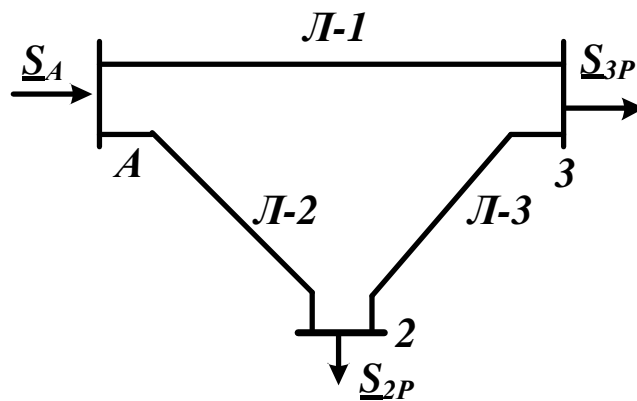


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

Розімкнемо замкнуту мережу, наведену на рисунку 1.2, за джерелом живлення А (рисунку 1.3), позначимо потужності на ділянках мережі.

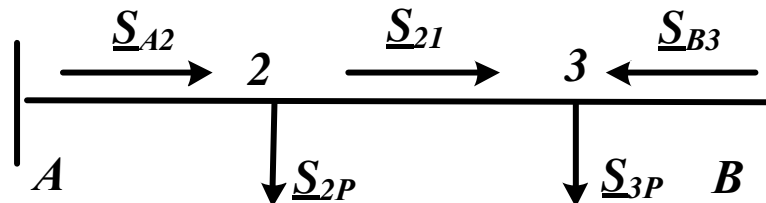


Рисунок 1.3 – Розімкнена мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі [1-3]:

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{3B}}{l_{23} + l_{3B} + l_{A2}} = 96,15 + j38,46 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{2P} = -3,84 - j1,54 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{A2} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{A2})}{l_{23} + l_{3B} + l_{A2}} = 53,8 + j21,54 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{A2} + \underline{S}_{B3}$$

Баланс потужності зійшовся. Потужність ділянки 2-3 вийшла негативною, тому точка 2 є точкою поточкорозподілу.

1.2 Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі (рисунок 1.2) [1-3]:

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

Таблиця 1. 2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	50	30	50
Напруга ділянки, кВ	133	153	39

Приймаємо напругу в замкнутій мережі 220 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній [1-3]:

$$I = \frac{S_L}{\sqrt{3} \cdot U_L}$$

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, А	0,133	0,153	0,011

Приймаємо для ліній провід марки АС-240/32. Для лінії Л-4 вибираємо такий же провід відповідно до ПУЕ.

Таблиця 1.4 – Марка і параметри проводів

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і перетин проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Параметри проводів			
Ro, Ом/км	0,118	0,118	0,118
Хo, Ом/км	0,435	0,435	0,435
Bo, См/км, 10 ⁻⁶	2,6	2,6	2,6

Знайдемо параметри ліній електричної мережі

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

$$R_L = r_0 \cdot l_L; \quad X_L = x_0 \cdot l_L; \quad \frac{jQ_L}{2} = U_{НОМ}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot l_L}{2}$$

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3
R _Л	Ом	5,9	3,54	5,9
X _Л	Ом	21,75	13,05	21,75
$\frac{Q_L}{2}$	МВАр	3,146	1,88	3,146

1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругами мережі і навантаженнями обираємо трансформатори [17, 19].

Для ПС-1

$$S_T = \frac{S_I}{1,4} = \frac{\sqrt{100^2 + 40^2}}{1,4} = 76,93 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТДЦ-80000/220.

Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_I}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{100^2 + 40^2}}{2 \cdot 80} = 0,673$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТДЦ-80000/220 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.6 – Каталогні дані трансформатора ТДЦ-80000/220 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регулю- вання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТДЦ- 80000/ 220	80	±2×2,5%	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480

Підстанція ПС–2

$$S_T = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{50^2 + 20^2}}{1,4} = 38,46 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДН-40000/220. Навантаження S_2 відноситься до першої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори.

Визначити коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_{зав} = \frac{S_1}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{50^2 + 20^2}}{2 \cdot 40} = 0,673$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТРДН-40000/220 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.7 – Каталогні дані трансформатора ТРДН-40000/220 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регулю- вання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТРДН- 40000/220	40	±8×1,5%	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360

$$S_T = \frac{S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{30^2 + 20^2}}{1,4} = 25,75 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТДТН-25000/220

Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_3 + S_4}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{30^2 + 20^2}}{2 \cdot 25} = 0,72$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,75, то трансформатор ТДТН-25000/220 задовольняє вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.8 – Каталожні дані трансформатора ТДТН-25000/220 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регулювання	Розрахункові дані					
			U _{НОМ} обмоток, кВ			U _к , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-25000/220	25	±12×1%	230	38,5	6,6;11	12,5	20	6,5

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	
ТДТН-25000/220	135	-	-	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300

Складаємо однолінійну схему електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій.

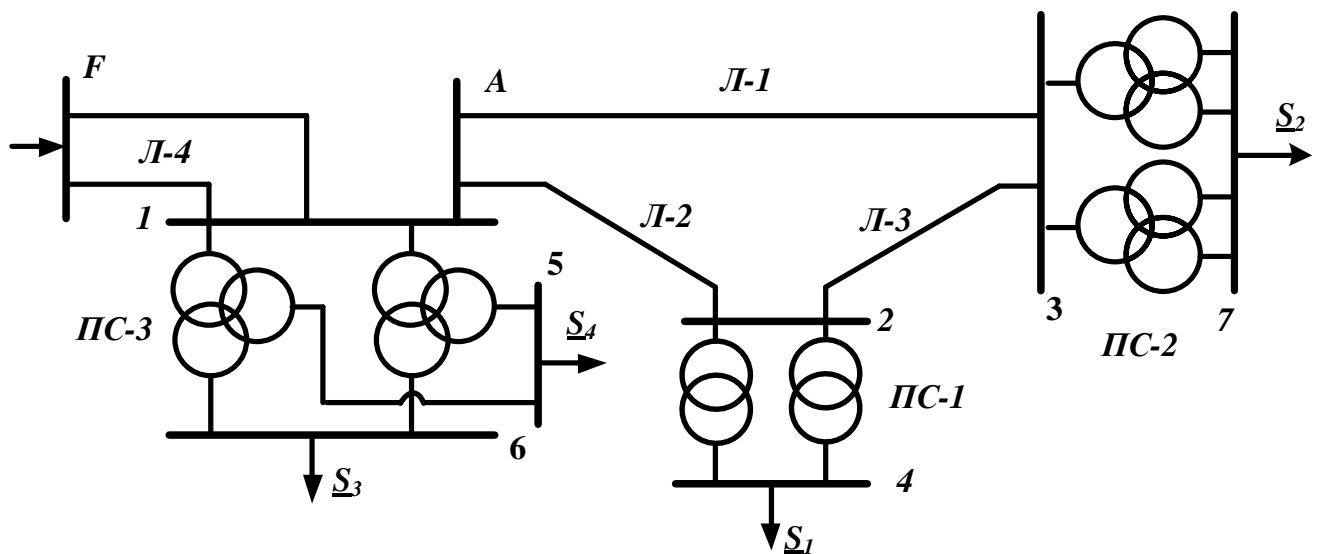


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначаємо розрахункову потужність на високій стороні ПС-1 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховуємо потужність [1 – 3].

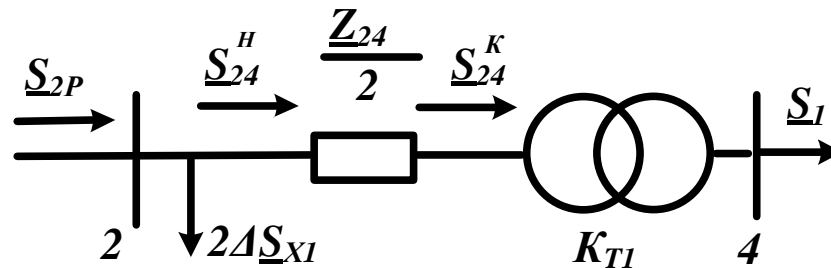


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність \underline{S}_{24}^K :

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_1 = 100 + j40 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужності \underline{S}_{24}^H і \underline{S}_{2P} :

$$\underline{S}_{24}^H = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{24}}{2} = 100,35 + j49,64 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{24}^H + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X1} = 100,35 + j50,6 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність на високій стороні ПС-2 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двообмоткового трансформатора і розраховуємо потужність вузла 3.

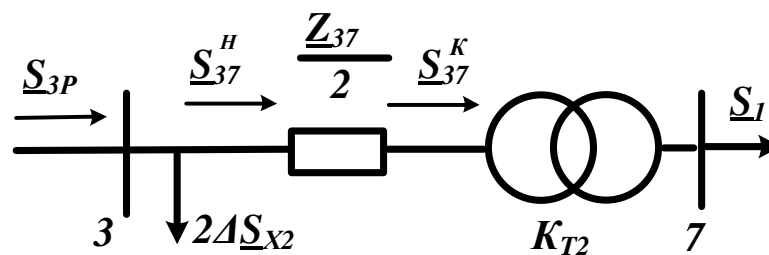


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-2

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

$$\underline{S}_{37}^K = \underline{S}_2 = 50 + j20 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{37}^H и \underline{S}_{3P} :

$$\underline{S}_{37}^H = \underline{S}_{37}^K + \frac{(P_{37}^K)^2 + (Q_{37}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{37}}{2} = 50,03 + j21,19 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{37}^H + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X2} = 50,36 + j23,1 \text{ МВА}.$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі “1” ПС-3 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двох триобмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховуємо потужність у вузлі 1.

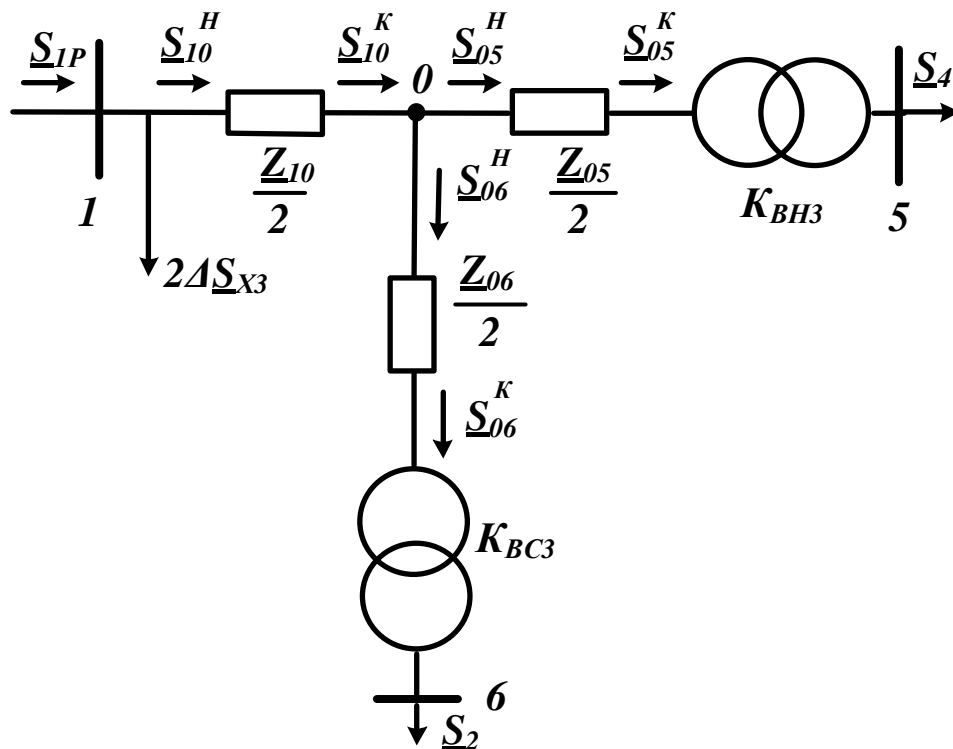


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-3

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

$$\underline{S}_{05}^K = \underline{S}_4 = 20 + j10 \text{ МВА}.$$

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

$$\underline{S}_{05}^H = \underline{S}_{05}^K + \frac{(P_{05}^K)^2 + (Q_{05}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{05}}{2} = 20,03 + j10,764 \text{ MVA}$$

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

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_3 = 10 + j10 \text{ MVA}$$

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

$$\underline{S}_{06}^H = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{06}}{2} = 10,012 + j10 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{10}^K :

$$\underline{S}_{10}^K = \underline{S}_{05}^H + \underline{S}_{06}^H = 30,041 + j20,764 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{10}^H :

$$\underline{S}_{10}^H = \underline{S}_{10}^K + \frac{(P_{10}^K)^2 + (Q_{10}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{10}}{2} = 30,12 + j24,55 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{1P} :

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{10}^H + 2 \cdot \Delta \underline{S}_X = 30,22 + j25,15 \text{ MVA}$$

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 [1 –3]:

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{3B}}{l_{23} + l_{3B} + l_{A2}} = 96,72 + j47,8 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{2P} = -3,83 - j2,79 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{A2} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{A2})}{l_{23} + l_{3B} + l_{A2}} = 54,2 + j26 \text{ МВА}.$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{A2} + \underline{S}_{B3}$$

$$150,924 + j73,71 = 150,924 + j73,71$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 2-3 вийшла негативною, тому точка 2 є точкою покорозподілу. Складемо схему заміщення електричної мережі з урахуванням поторозподілу.

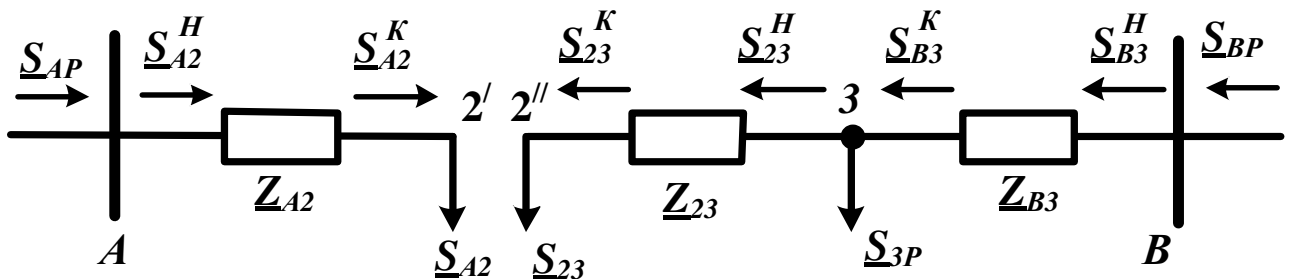


Рисунок 1.8 – Розімкнена мережа

Визначимо потокорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.8.

Знайдемо потужність джерела \underline{S}'_A :

$$\underline{S}_{A2}^K = \underline{S}_{A2} - \frac{jQ_{A2}}{2} = 96,72 + j45,92 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{A2}^H = \underline{S}_{A2}^K + \frac{(P_{A2}^K)^2 + (Q_{A2}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A2} = 98,12 + j51,08 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{AP} = \underline{S}_{A2}^H - \frac{jQ_{A2}}{2} = 98,12 + j49,19 \text{ МВА}.$$

Знайдемо потужність джерела \underline{S}_A :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} - \frac{jQ_{23}}{2} = 3,83 + j0,355 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 3,84 + j0,35 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{B3}^K = \underline{S}_{23}^H - \frac{jQ_{B3}}{2} - \frac{jQ_{23}}{2} + \underline{S}_{3P} = 58,03 + j20,51 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{B3}^H = \underline{S}_{B3}^K + \frac{(P_{B3}^K)^2 + (Q_{B3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B3} = 58,5 + j22,22 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{BP} = \underline{S}_{B3}^H - \frac{jQ_{B3}}{2} = 58,5 + j19,07 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{AP} + \underline{S}_{BP} = 156,62 + j68,26 \text{ МВА}.$$

Визначаємо потужність на початку лінії Л-4 з урахуванням втрат в лінії і її зарядної потужності при максимальному навантаженні.

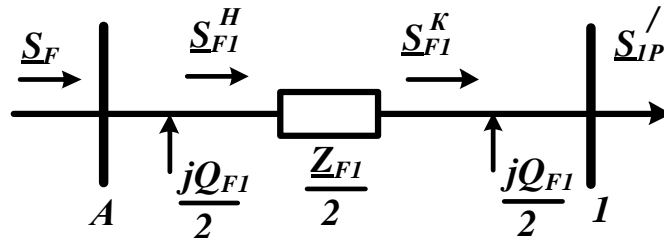


Рисунок 1.9 – Схема заміщення лінії Л-4

Знайдемо потужність в кінці лінії \underline{S}_{F1}^K :

$$\underline{S}_{IP}^{\prime} = \underline{S}_{IP} + \underline{S}_A = 186,84 + j93,4 \text{ МВА},$$

Визначаємо струми проводів лінії F-1:

$$I_{F1} = \frac{S_{F1}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{\sqrt{188,4^2 + 95,43^2}}{1,73 \cdot 220} = 0,549 \text{ кА}.$$

Для лінії Л-4 вибираємо провід АС-240/32.

Розрахункові параметри повітряної лінії F – 1:

$R_{F1} = 1,77 \text{ Ом}, X_{F1} = 6,53 \text{ Ом}, Q_{F1} = 3,77 \text{ МВАр.}$

$$\underline{S}_{F1}^K = \underline{S}'_{IP} - jQ_{F1} = 186,84 + j89,64 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність на початку лінії Л-4:

$$\underline{S}_{F1}^H = \underline{S}_{F1}^K + \frac{(P_{F1}^K)^2 + (Q_{F1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{F1}}{2} = 188,4 + j95,43 \text{ МВА.}$$

Визначаємо розрахункову потужність вузла живлення F при максимальному навантаженні.

$$\underline{S}_F = \underline{S}_{F1}^H - jQ_{F1} = 188,4 + j91,66 \text{ МВА.}$$

1.6 Визначення напруг в вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більшою номінальною напругою мережі $U_F = 242$ В. Визначимо напругу вузлів [1 – 3].

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_F - \frac{P_{F1}^H \cdot R_{F1} + Q_{F1}^H \cdot X_{F1}}{2 U_F} \right)^2 + \left(\frac{P_{F1}^H \cdot X_{F1} - Q_{F1}^H \cdot R_{F1}}{2 U_F} \right)^2} = 238 \text{ кВ.}$$

Приймаємо напруги вузла 1 і вузла А рівними.

Визначимо напругу вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A2}^H \cdot R_{A2} + Q_{A2}^H \cdot X_{A2}}{2 U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A2}^H \cdot X_{A2} - Q_{A2}^H \cdot R_{A2}}{2 U_A} \right)^2} = 233,9 \text{ кВ.}$$

Визначимо напругу вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{23}^H \cdot R_{23} + Q_{23}^H \cdot X_{23}}{2 U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{23}^H \cdot X_{23} - Q_{23}^H \cdot R_{23}}{2 U_2} \right)^2} = 238,8 \text{ кВ.}$$

Визначимо напруги на низькій стороні трансформаторних підстанцій, як приведені до високої сторони.

ПС-1

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{24}^H \cdot R_{24} + Q_{24}^H \cdot X_{24}}{2 U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{24}^H \cdot X_{24} - Q_{24}^H \cdot R_{24}}{2 U_2} \right)^2} = 218,2 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_7^B = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{37}^H \cdot R_{37} + Q_{37}^H \cdot X_{37}}{2 U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{37}^H \cdot X_{37} - Q_{37}^H \cdot R_{37}}{2 U_3} \right)^2} = 231,9 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_0 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{10}^H \cdot R_{10}}{2} + \frac{Q_{10}^H \cdot X_{10}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{10}^H \cdot X_{10}}{2} - \frac{Q_{10}^H \cdot R_{10}}{2} \right)^2} = 224,2 \text{ кВ}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^H \cdot R_{06}}{2} + \frac{Q_{06}^H \cdot X_{06}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^H \cdot X_{06}}{2} - \frac{Q_{06}^H \cdot R_{06}}{2} \right)^2} = 224 \text{ кВ}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^H \cdot R_{05}}{2} + \frac{Q_{05}^H \cdot X_{05}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{05}^H \cdot X_{05}}{2} - \frac{Q_{05}^H \cdot R_{05}}{2} \right)^2} = 220,4 \text{ кВ}$$

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

ПС-1

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,46 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 38,8 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,54 \text{ кВ} \quad U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 37,5 \text{ кВ}$$

Напруга на низькій стороні підстанції ПС-2 перевищує допустимі 5 відсотків, тому необхідно РПН поставити на мінус 7 положення, при цьому напруга на 7 вузлі

навантаження стане 34,75 кВ. Напруга на низькій стороні підстанції ПС-3 більша номінальної на більш ніж 7 %, а на середній стороні- менша номінальної на 10 %, тому необхідно РПН поставити на мінус 6 положення, при цьому напруга на вузлі 5 стане 9,91 кВ, а на вузлі 6 - 35,26 кВ. Отримані значення напруг задовольняють вимогу ПУЕ [4, 19].

					БР.5.141.784.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

2. Розрахунок електричної частини підстанції

Вихідні дані

Тип трансформатора	ТРДН – 40000/220
Потужність трансформатора	S=40 МВА
Напруга	U=220 кВ
Опір трансформатора	X=158,7 Ом
Довжина лінії А–З	L _{АЗ} = 50 км
Довжина лінії 2–3	L ₂₃ = 50 км
Опір лінії А–З	X _{АЗ} = 21,75 Ом
Опір лінії 2–3	X ₂₃ = 21,75 Ом
Потужність системи	S _С = 80 МВА

2.1 Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції

Головна схема електричних з'єднань повинна відповідати таким вимогам [8]:

- забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах;
- враховувати перспективи розвитку;
- допускати можливість розширення;
- забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань.

При цьому слід застосовувати найпростіші схеми. Для тупикової схеми рекомендується застосовувати схему «два блоки з вимикачем в колах трансформатора з неавтоматичною перемичкою».

Так як РП, що розглядається, має мале число приєднань, то доцільно застосувати спрощену схему без збірних шин з короткими перемичками між приєднаннями.

					БР.5.141.784.ПЗ.ЕТ		
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Лещенко А.О.				Розрахунок електричної частини підстанції		
Перев.	Лебединський						
Нач.бюро							
Н. контр.							
Затв	Лебединський						
					Літ.	Аркуш	Аркушів
					Н	25	67
					СумДУ ЕТдн-51п		

2.2 Вибір трансформаторів власних потреб

Вибрати число і потужність трансформаторів власних потреб. Вибрати вимірювальні трансформатори струму і напруги [8, 9].

Приймачами власних потреб є оперативні кола, електродвигуни системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електроопалення приміщень, електропідігрів комутаційної апаратури і т.д.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнта попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведено в таблиці.

Таблиця 2.1 – Розрахунок потужності приймача 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						17,7

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

$$S_{твп} \geq S_{вп},$$

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

$S_{ВН}$ – потужність споживачів власних потреб, кВА.

Оскільки $S_{СН} = 17,7$ кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб рівною 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:

$$S_{ТВП} = \frac{S_{ТНР} + S_{ВП}}{1,2} = \frac{20 + 17,7}{1,2} = 31,422 \text{ кВА.}$$

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

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.784.ПЗ.ЕТ				27

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору обладнання на стороні 220 кВ і 10 кВ. Підстанція живиться за двома тупиковими лініями. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.1.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [8,9,10]. Потужність короткого замикання на шинах 220 кВ центру живлення складає $S_C=80$ МВА

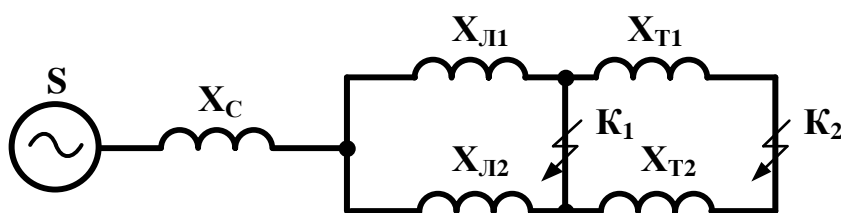


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює:

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{220^2}{80} = 605 \text{ Ом}$$

Опір працюючих:

– ліній $X_L = (21,75 + 21,75)/2 = 10,87$,

– трансформаторів $X_T = 158,7/2 = 79,35$.

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (605 + 10,87)} = 0,406 \text{ кА.}$$

Те ж в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{A2} + X_{23} + X_T)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (605 + 10,87 + 79,35)} = 0,19 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 0,19 \cdot \frac{220}{10} = 4,11 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці K_1 :

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 0,41 = 0,92 \text{ кА},$$

- в точці K_2 :

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,11 = 9,34 \text{ кА}$$

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

для точки K_1 :

$$I_{нт1} = I_{K1} = 0,92 \text{ кА};$$

для точки K_2 :

$$I_{нт2} = I_{K2} = 9,34 \text{ кА}.$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача [13]:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1},$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової (для $K_1 - T_a = 0,025$ с, для

$$K_2 - T_a = 0,05 \text{ с});$$

t – розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ. Для вимикачів на високій стороні $t = 0,06$ с, на низькій стороні $t = 0,1$ с.

Для точки K_1 :

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} \cdot 0,41 = 0,05 \text{ кА}.$$

Для точки K_2 :

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} \cdot 4,11 = 0,78 \text{ кА}.$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка K_1):

$$B_{K1} = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 0,41^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,014 \text{ кА}^2\text{с},$$

для сторони НН (точка K_2):

$$B_{K2} = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 4,11^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 2,537 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Результати розрахунку зведені в табл. 2.2

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ $i_{уд}$, кА	СКЗ в момент розбіжності контактів вимикача, кА	Аперіодич. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , кА ² с
Шини 220 кВ K_1	0,41	0,92	0,41	0,05	0,01
Шини 10 кВ K_2	0,92	9,34	4,11	0,78	2,54

2.4 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань [8, 9, 10]. При цьому для апаратів виконується:

- 1) вибір за напругою;
- 2) вибір по нагріванню при тривалих токах;
- 3) перевірка на електродинамічну стійкість;
- 4) перевірка на термічну стійкість;
- 5) вибір щодо виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки).

Вибору підлягають:

- 1) вимикачі на боці високої напруги;
- 2) вступні вимикачі на боці 10 кВ;
- 3) секційні вимикачі на боці 10 кВ;
- 4) вимикачі ліній, що відходять 10 кВ;
- 5) роз'єднувачі високої напруги;
- 6) трансформатори струму і напруги 220 і 10 кВ;
- 7) ошиновка розподільних пристроїв 220 і 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмопровідних частин необхідно визначити струми нормального і післяаварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора.

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{220.\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot 220} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 147,14 \text{ А}.$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{\text{відк}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1,62 \text{ кА}.$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{\text{с.в}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,62 \text{ кА}.$$

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

$$I_{10}^{відх} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,41 \text{ А.}$$

на стороні вищої напруги рекомендується установка елегазових вимикачів типу S1-145-F3/4031.

Вибір вимикачів наведено в таблиці 2.3. Каталожні параметри вимикача взяті з [5].

Подальший вибір вимикачів і роз'єднувачів наведено в таблицях.

Таблиця 2.3 - Вибір вимикача на стороні 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	147 А	2000 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	0,41 кА	40 кА
$i_{уд1} \leq I_{СКВ}$	0,92 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{викл.Ном}$	0,41 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,05 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,01 кА ² с	112 кА ² с

Обраний вимикач повинен повністю задовольняти умовам вибору.

Вибираємо **ВВБМ– 220Б – 31,5/2000У1** [9]:

$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$, $I_{ном} = 2000 \text{ А}$, $I_{ном.відкл.} = 31,5 \text{ кА}$,

$I_{скв.пр.} = 40 \text{ кА}$, $I_{скв} = 102 \text{ кА}$, $I_T = 40 \text{ кА}$,

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

$I_{аном.} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.відкл.} / 100 = 1,41 \cdot 36 \cdot 31,5 / 100 = 16 \text{ кА}$,

$I_T^2 \cdot t_y = 402 \cdot 0,07 = 112 \text{ кА}^2\text{с.}$

На стороні низької напруги рекомендується обирати вакуумні вимикачі.
 t – розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ.

Для вимикачів на вищій стороні $t = 0,06$ с, на нижчій стороні $t = 0,1$ с.

ПВБ - повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами. Вимикачі мають двохрозривні дугогасильні пристрої одностороннього дуття. Камери (резервуари) постійно заповнені стисненим повітрям і знаходяться під високим потенціалом. Напруга підводиться до камер через епоксидні вводи, захищені зовні порцеляновими покриттями.

Таблиця 2.4 - Вибір вимикачів в колі трансформатора на стороні 10 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,62 кА	2000 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	4,11 кА	40 кА
$i_{уд2} \leq I_{СКВ}$	9,34 кА	54,6 кА
$I_{пт} \leq I_{викл.ном}$	4,11 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,78 кА	11,28 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,54 кА ² с	17,92 кА ² с

Вибираємо ВВУ-10 $t_{відк} = 0,07$ сек, $\beta_H = 20$ %.

$$I_{аном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.відк} / 100 = 1,41 \cdot 20 \cdot 40 / 100 = 11,28 \text{ кА},$$

$$I_T^2 \cdot t_r = 162 \cdot 0,07 = 17,92 \text{ кА}^2\text{с}.$$

ПВП — повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги. Половина розривів вимикачів типу ВВУ-10 шунтована низькоомними резисторами. При відключенні обидва головних розриви камери цього вимикача розмикаються одночасно. Після згасання дуги на розриві, шунтованому резистором, інший розрив відключає супроводжуючий струм, обмежений цим резистором.

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 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,62 кА	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{пр.СКВ}$	4,11 кА	120 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	9,34 кА	45 кА
$I_{нт} \leq I_{вickl.ном}$	4,11 кА	45/20 кА
$I_{a.\tau} \leq I_{a.ном}$	0,78 кА	
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	2,54 кА ² с	303,75 кА ² с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5.

У таблиці 2.6 наведено вибір роз'єднувачів на стороні 220 кВ. Роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами заземлюючих ножів.

Таблиця 2.6 - Вибір роз'єднувачів 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	147,136 А	1000 А
$i_{y\delta} \leq I_{пр.СКВ}$	0,92 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,01 кА ² с	2977/992 кА ² с

Рекомендується прийняти до установки на стороні 220 кВ роз'єднувачі типу РНД(3)-220/1000 УХЛ1 и РНД 32-220/1000 УХЛ1.

$U_{НОМ} = 220$ кВ, $I_{НОМ} = 1000$ А, $I_{СКВ.пр.} = 80$ кА,

$I_{Tr} = 31,5$ кА, $t_{Tерr} = 3$ сек. $I_{T3} = 31,5$ кА, $t_{Tер3} = 1$ сек.

$I_T^2 \cdot t_y = 31,2 \cdot 3 = 2977$ кА²с. $I_T^2 \cdot t_y = 31,2 \cdot 1 = 992$ кА²с.

2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для підключення приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У цьому проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів по вторинному навантаженні виконуємо з урахуванням підключення тільки вимірювальних приладів.

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії; на шинах 220 кВ - вольтметр з перемикачем для вимірювання трьох міжфазних напруг; на секційному вимикачі 10 кВ – амперметр; на лініях, що відходять 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергії.

Таблиця 2.7 - Розрахунок вторинного навантаження трансформатора 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 навантаження струму в колі тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секційн. вимикача на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі лінії, що відходить			0,5	0,5	0,5

Таблиця 2.8 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні вищої напруги.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	147,136 А	50-600 А
$i_{y\partial} \leq I_{пр.СКВ}$	0,92 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,01 кА ² с	162,5 кА ² с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТФЗМ –220 – У1

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

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

Тоді опір вимірювальних проводів може бути:

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

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом.

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен становити не менше 4мм² для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабелю $l = 160$ м

$$Z_{пр} = \rho \cdot \frac{l}{F},$$

де ρ – питомий опір алюмінію, (0,0283 Ом·мм/м) ,

F – перетин жил, мм²,

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

Загальний опір кола струму:

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

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

Трансформатор струму ТФЗМ-220-У1 відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.9 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні нижчої напруги.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,62 кА	2,0 кА
$i_{уд} \leq I_{np.СКВ}$	9,34 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	2,54 кА	74,42 кА
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

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

Таблиця 2.10 - Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,62 кА	5-200 кА
$i_{уд} \leq I_{np.СКВ}$	9,34 кА	250 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	2,54 кА ² С	74,42 кА ² С
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Приймається до установки трансформатор струму ТЛП-10.

В якості трансформаторів напруги вибираємо на стороні 220 кВ трансформатори НКФ-220-58, на стороні 10 кВ - ЗНОЛ.06-10-У3. Їх характеристики наведені в таблиці 2.11

Таблиця 2.11 – Характеристики вибраних трансформаторів напруги

Тип	Номінальна напруга обмотки			Номінальна потужність, В · А, в класі точності				Максимальна потужність, В · А
	первинної, кВ	основної вторинної, В	додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
ЗНОЛ.06	$\frac{6}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100:3 или 100	30	50	75	200	400
	$\frac{10}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{15}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{20}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{24}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
НКФ-220-58	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	100:3	—	400	600	1200	2000

2.6 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

Ошиновку в розподільчих пристроях (РП) 220 кВ виконують, як правило, сталю-алюмінієвими проводами марки АС. При цьому переріз шин має бути не менше **120 мм²** (за умовами коронування). Вибір перерізу здійснюється за довго допустимим струмом. Мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{0,011}}{91 \cdot 10^{-3}} = 1,157 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \cdot 10^{-3}$ кАс/мм².

Переріз **1,157 мм²** підходить по термічній стійкості, з цього і для ошиновки ПС приймаємо АС– 240/32 [1].

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується жорсткими шинами. Вибір перерізу також проводиться по допустимому струму. 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 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 $l = 1,5$ м;

γ – момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинальної сили, см⁴;

q – поперечний переріз шини, см²

$$\gamma = \frac{b \cdot h^2}{12},$$

де b – товщина шини, см,

h – ширина шини, см.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$\gamma = \frac{b \cdot h^2}{12} = \frac{0,0026 \cdot 0,026^2}{12} = 1,464 \times 10^{-7} \text{ м}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{1,464 \cdot 10^{-7}}{6,76 \cdot 10^{-5}}} = 3,6 \text{ Гц.}$$

Так як $f_0 < 30$ Гц резонансні явища в шині при КЗ виникати не будуть.

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{дон},$$

де $\sigma_{розр}$ – розрахунковий механічний напрямок в матеріалі шин, МПа;

$\sigma_{дон} = 75$ МПа – допустиме механічне напруження в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТТ.

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a},$$

де $W = b \cdot h^2 / 6$ – момент опору шини,

$a = 0,5$ м – відстань між фазами.

За допустимим опором вибираємо алюмінієву шину [2,6×26] мм, з двома смугами на фазу.

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{15,85^2 \cdot 1,5^2}{\left(\frac{0,0026^2 \cdot 0,026}{6}\right) \cdot 0,5} = 66,8 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності $\sigma_{розр} \leq \sigma_{прин}$, дотримується, так як $66,75 \leq 75$.

Таким чином, обрані алюмінієві шини прямокутного перерізу [2,6×26] мм, перевірені на можливість виникнення резонансних явищ і на динамічну стійкість. Вони задовольняють необхідні вимоги.

2.7 Компонування розподільних пристроїв 220 кВ і конструкційна частина

Підстанції (ПС) 220 кВ споруджують, як правило, відкритими. Їх рекомендується проектувати переважно комплектними, заводського виготовлення.

Спорудження закритих ПС напругою 220 кВ допускається в наступних випадках: розташування ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розташування ПС на території міст, коли це допускається містобудівними міркуваннями.

Розташування ПС з великими сніговими заметами, в зонах сильних промислових викидів і в прибережних зонах з сильно засоленою атмосферою.

На ПС 220 кВ зі спрощеними схемами на боці ВН з мінімальною кількістю апаратури, розміщеної в районах із забрудненою атмосферою, рекомендується відкрита установка обладнання ВН і трансформаторів з посиленою зовнішньою ізоляцією.

На ПС електропостачання промислових підприємств передбачається водяне опалення, приєднане до теплових мереж підприємств.

Бідівлі ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремо стоячими, так і зблокованими з будинками РПП, в тому числі і по вертикалі.

КРПЕ напругою 220 кВ і вище приймають при техніко-економічному обґрунтуванні при обмежених умовах, а також в районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 220 кВ слід встановлювати відкритими, а в районах із забрудненою атмосферою - з посиленою ізоляцією. В ЗРП 220 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажно-підйомні пристрої, або можливість застосування вантажопідіймальних машин (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

2.8 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина

РП 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРПН або КРП, що встановлюються в закритих приміщеннях.

РП 6 і 10 кВ закритого типу (в будинках, в тому числі з ПТБ або полегшених конструкцій типу панелі «сендвіч» і ін. можуть застосовуватися:

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

б) при кількості шаф більше 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

В ЗРП 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення. Для їх ремонту і зберігання викочуваного візка в ЗРП слід передбачати спеціальне місце.

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.784.ПЗ.ЕТ				42

2.9 Заземлювальні пристрої підстанції

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

Заземлення, призначене для створіння 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.

3 Розрахунок релейного захисту трансформатора

Розрахувати релейний захист трансформатора типу ТРДН-40000/220 на основі диференційного захисту реле ДЗС-21 [11]:

Дані для розрахунку захисту

ТРДН- 40000/220:

$$S_{\text{НОМ}} = 40 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{КЗ}} = 12 \text{ \%};$$

$$I_x = 0,9 \text{ \%};$$

$$U_{\text{НОМ.В}} = 230 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{\text{К}} = 170 \text{ кВт};$$

$$R_{\text{T}} = 5,6 \text{ Ом};$$

$$U_{\text{НОМ.Н}} = 11 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{\text{X}} = 50 \text{ кВт};$$

$$X_{\text{T}} = 158,7 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{\text{X}} = 360 \text{ кВАр.}$$

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Вибираємо уставки диференційних і максимальних струмових захистів трансформатора типу ТРДН- 40000/220; напруга КЗ – $U_{\text{КЗ}} = 11,5 \text{ \%}; 12 \text{ \%}; 12,5 \text{ \%}$ для положень РП, що відповідає мінімальній середній і максимальній напрузі.

Трансформатор має розщеплену нижню обмотку, тоді маємо:

$$X_{\text{вн}} = 0,125 \cdot X_{\text{т}} = 0,125 \cdot 158,7 = 19,83 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ин}} = 1,75 \cdot X_{\text{т}} = 1,75 \cdot 158,7 = 277,73 \text{ Ом.}$$

При розрахунку струмів КЗ трансформаторів з РПН потрібно враховувати зміну опору за рахунок регулювання напруги:

$$U_{\text{мін.вн}} = 230 \cdot (1 - 0,12) = 202,4 \text{ кВ},$$

Для трансформаторів 220 кВ можна прийняти:

$$X_{\text{т.мін}} = X_{\text{т.ном}} \cdot (1 - \Delta U)^2,$$

$$X_{\text{т.макс}} = X_{\text{т.ном}} \cdot (1 + \Delta U)^2,$$

$$X_{\text{вн.мін}} = 19,83 \cdot (1 - 0,12)^2 = 15,36 \text{ Ом},$$

					БР.5.141.784.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Лещенко А.О.				Розрахунок релейного захисту трансформатора	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					Н	44	67
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-51п		
Н. контр.								
Затв	Лебединський							

$$X_{вн.макс} = 19,83 \cdot (1 + 0,12)^2 = 24,87 \text{ Ом},$$

$$X_{нн.мін} = 277,73 \cdot (1 - 0,12)^2 = 215 \text{ Ом},$$

$$X_{нн.макс} = 277,73 \cdot (1 + 0,12)^2 = 348,4 \text{ Ом}$$

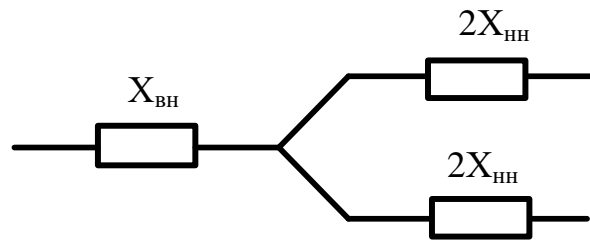


Рисунок 3.1 – Схема заміщення трансформатора

Розрахуємо струми при трифазному КЗ за трансформатором [13].

Максимальне значення струмів КЗ:

$$I_{к.макс.вн} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{вн.мін} + X_{нн.мін})} = \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot (605 + 15,36 + 215)} = 182,4 \text{ А}.$$

Максимальне значення напруги в мережі:

$$U_{макс.вн} = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 220 = 242 \text{ кВ}.$$

$$I_{к.макс.нн} = I_{к.макс.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 182,4 \cdot \frac{242}{11} = 4,0 \text{ кА}.$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

$$I_{к.мін.вн} = \frac{U_{макс}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{вн.макс} + X_{нн.макс})} = \frac{242000}{2 \cdot (605 + 24,87 + 348,38)} = 160,4 \text{ А}$$

$$I_{к.мін.нн} = I_{к.мін.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 160,4 \cdot \frac{242}{11} = 3,53 \text{ кА}$$

3.2. Розрахунок диференційного струмового захисту

3.2.1 Визначаємо первинний струм для всіх сторін трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

для 220 кВ:

$$I_{ном} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,5 \text{ А}$$

для 10 кВ:

$$I_{ном} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2,1 \text{ кА.}$$

За цими струмами визначаються відповідні вторинні струми I_{IV} , I_{IIV} , I_{IIIV} , виходячи з коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму K_I и коефіцієнт схеми $K_{сх}$ ($K_{сх} = \sqrt{3}$):

$$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_I}$$

Для 220 кВ: $K_I = 300/5$

$$I_{ном.в} = \frac{100,53 \cdot \sqrt{3}}{\frac{300}{5}} = 2,9 \text{ А}$$

Для 10 кВ: $K_I = 4000/5$

$$I_{ном.в} = \frac{2101,94 \cdot \sqrt{3}}{\frac{4000}{5}} = 4,55 \text{ А}$$

На рис. 3.2 приведена пояснювальна схема включення струмових кіл диференційного захисту трансформатора.

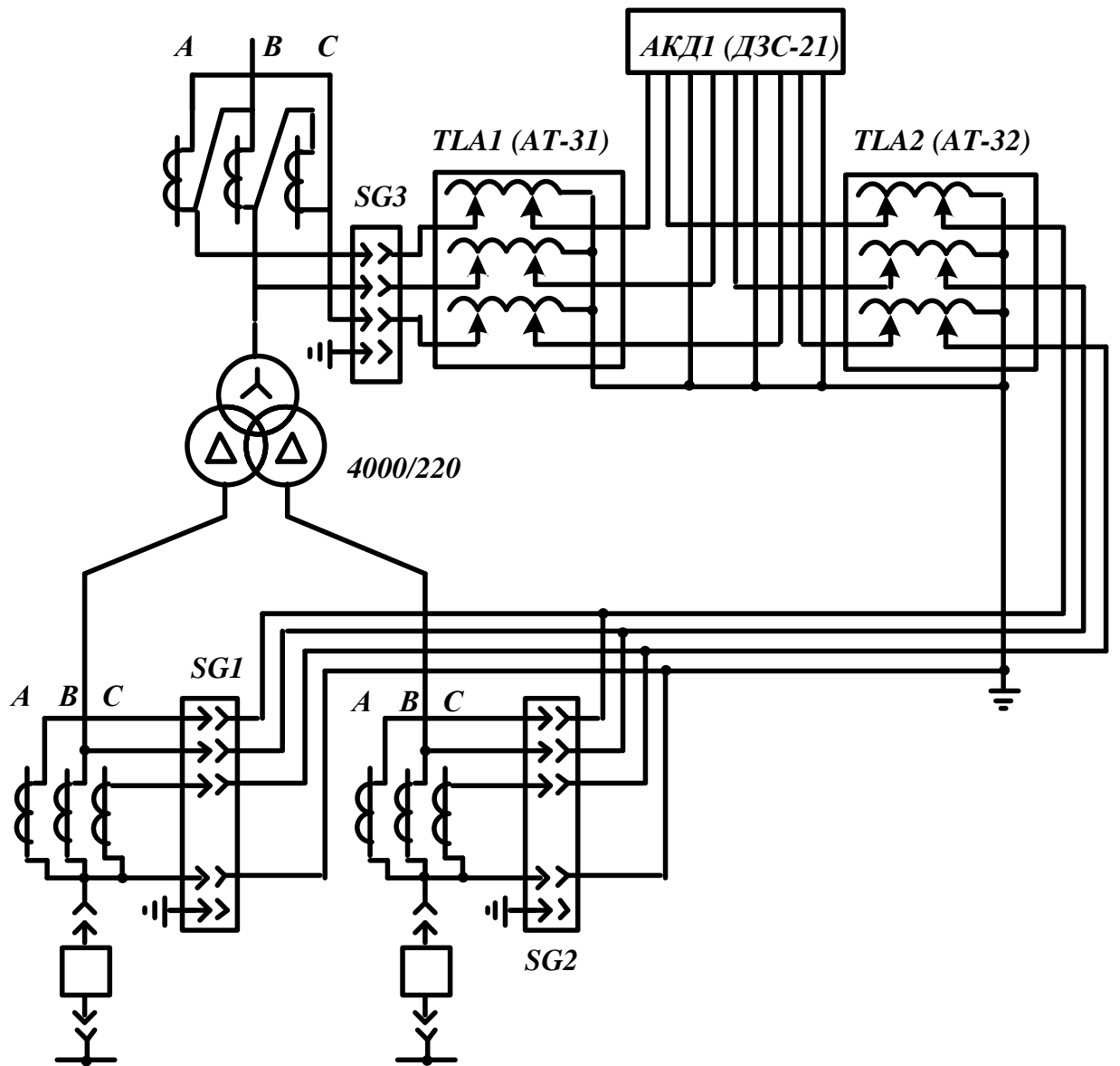


Рисунок 3.2 – Принципова схема включення реле ДЗС-21

Таблиця 3.1

№ з/п	Назва величини	Позначення і метод визначення	220 кВ	10 кВ
1	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансформатора реле на основній стороні, А	$I_{відг.ном.осн} \leq I_{ном.в.осн}$	4,6	–
2	Розрахунковий струм розгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{відг.розр.неосн} =$ $= I_{ном.в.неосн} \cdot \frac{I_{відг.ном.осн}}{I_{ном.в.осн}}$	–	$4,13 \cdot \frac{4,6}{4,55} =$ $= 4,16$
3	Тип автотрансформаторів струму, які включаються в плече захисту			АТ-31
4	Номінальний струм використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підводяться вторинні струми в плечі захисту, А		–	4,55
5	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми		–	1-9
6	Номер використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підключається реле		–	1-10
7	Номінальний струм використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підключається реле		–	4,6
8	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансреактора реле на неосновних сторонах, А,		–	,6
9	Номер використовуваного відгалуження трансреактора реле		2	
10	Розрахунковий струм відгалуження проміжних трансформаторів струму кола гальмування реле, А	$I_{відг.гал.розр} = \frac{I_{ном.в}}{k_{АТ}}$	4,54	$\frac{4,13 \cdot 5}{4,25} = 4,86$
11	Номінальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{відг.гал.ном}$	5	5
12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле		1	1

$$I_{гал.поч.п} = 1,2 \cdot I_{ном} \left(k_{струмII} \frac{I_{відг.гал.номII}}{I_{відг.гал.розрII}} \right) =$$

$$= 1,2 \cdot 100,53 \cdot \left(1 \cdot \frac{5}{4,86} \right) = 124,1 \text{ A}$$

3.2.8 Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному «початку гальмування»:

$$I_{нб.гал.поч} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{II} + \frac{I_{одн.розр.II} - I_{одн.номII}}{I_{одн.розрII}}) \cdot I_{гал.поч} =$$

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,12 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 124,11 = 74,26 \text{ A}$$

де $k_{одн}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму;

ε - відносне значення повної помилки трансформаторів струму, яке відповідає встановленому режиму КЗ;

k_{II} - коефіцієнт поточкорозподілу;

ΔU – відносні помилки, які обумовлюють регулювання напруги на сторонах захисного трансформатора.

3.2.9 Визначаємо первинний мінімальний струм спрацьовування захисту (його чутливого органу) за наступними умовами:

Налаштування від первинного струму небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{с.з.мін} \geq k_{нал} \cdot I_{нб.гальм.поч}$$

де $k_{нал}$ - коефіцієнт налаштування, що дорівнює 1,5

$$I_{с.з.мін} = 1,5 \cdot 74,26 = 186,16 \text{ A}$$

Налаштування від струму небалансу перехідного режиму зовнішнього КЗ:

$$I_{с.з.мін} = 0,3 \cdot I_{ном} = 0,3 \cdot 100,53 = 30,16 \text{ A}$$

За розрахункове приймається найбільше з отриманих розрахункових значень $I_{с.з.мін} = 30,16 \text{ A}$.

3.2.10 Визначаємо відносний мінімальний струм спрацьовування реле (його чутливого органу) при відсутності гальмування. За розрахункову приймаємо сторону низької напруги:

$$I_{с.р.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \cdot \frac{U_{вн.ном}}{U_{ном.П}} \cdot k_{сх}}{K_I \cdot I_{від.ном}} = \frac{30,16 \cdot \frac{230}{11} \cdot \sqrt{3}}{\frac{4000}{5} \cdot 4,25} = 0,32 \text{ А}$$

3.2.11 Визначаємо первинний максимальний струм, який проходить через трансформатор, що захищається, при внутрішньому КЗ:

$$I_{к.мах} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_S + X_T)} = \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot (605 + 158,7)} = 199,71 \text{ А}$$

і відповідний йому розрахунковий струм небалансу. Коефіцієнт, який враховує перехідний режим $k_{пер} = 2$:

$$I_{нб.розр} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{II} + \frac{I_{одн.розр.П} - I_{одн.ном.П}}{I_{одн.розр.П}}) \cdot I_{к.мах}^{(3)} =$$

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 199 = 119,5 \text{ А.}$$

3.2.12 Визначаємо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{гальм} = \frac{k_{відс} I_{*нб.розр} \cdot \frac{I_{ном.в.осн}}{I_{відв.ном.осн}} - I_{*с.р.мін}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр} \cdot \frac{I_{відв.гал.розр}}{I_{відв.гал.ном}} - I_{*гал.поч.п}} =$$

$$= \frac{1,5 \cdot \frac{205}{100,53} \cdot \frac{4,57}{4,6} - 0,5}{0,5 \cdot 100,53 \cdot \left(\frac{4,57}{5} + \frac{4,86}{5} \right) - 0,6} = 0,58 \approx 0,6$$

де $I_{*гальм.поч.п} = 0,6$ - відносний вторинний струм початку гальмування;

$$I_{*нб.розр} = \frac{I_{нб.розр}}{I_{ном}}$$

3.2.13 Знаходимо первинний струм спрацьовування відсічення $I_{с.відс}$ за умовами відбудови максимального первинного струму небалансу (коефіцієнт $k_{пер}$ приймаємо рівним 3):

$$I_{нб.розр} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{II} + \frac{I_{від.розр.II} - I_{від.ном.II}}{I_{від.розр.II}}) \cdot I_{к.мах}^{(3)} =$$

$$= (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,6 - 4,29}{4,6}) \cdot 199 = 97,34 \text{ A}$$

$$I_{с.від.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 1,5 \cdot 97,34 = 146 \text{ A}$$

Вставка відсічення прийнята $6 \cdot I_{від.ном}$. При такій вставці первинний струм спрацьовування відсікання дорівнює:

$$I_{с.відс} = 6 \cdot 3,63 \cdot \frac{300}{5 \cdot \sqrt{3}} = 755 \text{ A}$$

3.2.14 Визначаємо коефіцієнт чутливості захисту КЗ між двома фазами на стороні НН трансформатора:

$$k_{ч}^{(m)} = \frac{I_{к.мин.вн}^{(m)} \cdot K_{сх.н}^{(m)}}{I_{с.з.мін} \cdot K_{сх.н}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 160,4}{30,16 \cdot \sqrt{3}} = 5,32$$

$$k_{ч}^{(m)} = \frac{I_{к.мин.нн}^{(m)} \cdot K_{сх.н}^{(m)}}{I_{с.з.мін} \cdot K_{сх.н}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3528,86}{30,16 \cdot \sqrt{3}} = 117$$

4 Аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах

При передачі електричної енергії в кожному елементі електричної мережі виникають втрати. Для вивчення складових втрат в різних елементах мережі і оцінки необхідності проведення того чи іншого заходу, спрямованого на зниження втрат, виконується аналіз структури втрат електроенергії [16, 18].

4.1 Фактичні втрати електроенергії

Фактичні (звітні) втрати електроенергії $\Delta W_{\text{звіт}}$ визначаються як різниця електроенергії, що надійшла в мережу, і електроенергії, відпущеної з мережі споживачам.

Ці втрати включають в себе складові різної природи [16, 18]:

- втрати в елементах мережі, що мають чисто фізичний характер,
- витрата електроенергії на роботу обладнання, встановленого на підстанціях і забезпечує передачу електроенергії,
- похибки фіксації електроенергії приладами її обліку,
- розкрадання електроенергії,
- несплату або неповну оплату показань лічильників і т.п.

Поділ втрат на складові може проводитися за різними критеріями:

- характером втрат (постійні, змінні),
- класами напруги,
- групам елементів,
- виробничим підрозділами і т.д.

					БР.5.141.784 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Лещенко А.О.			Аналіз структури втрат електричної енергії в елек- тричних мережах	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.Л.				Н	53	67
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.Л.						

4.1.1 Технологічні втрати електроенергії

Технологічні втрати електроенергії діляться на:

- 1) технічні втрати електроенергії ΔW_T , зумовлені фізичними процесами в проводах і електрообладнанні, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах.
- 2) втрати електроенергії на власні потреби підстанцій $\Delta W_{ВП}$, необхідні для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу, що визначаються за показаннями лічильників, встановлених на трансформаторах власних потреб підстанцій;
- 3) втрати електроенергії, зумовлені інструментальними похибками їх вимірювання (інструментальні втрати) $\Delta W_{Вим}$.

4.1.2 Комерційні втрати

Комерційні втрати ΔW_K , зумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників оплати за електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії. Їх значення визначають як різницю між фактичними (звітними) втратами і сумою перших трьох складових [16, 18]:

$$\Delta W_K = \Delta W_{звіт} - \Delta W_T - \Delta W_{ВП} - \Delta W_{Вим}. \quad (4.1)$$

Комерційні втрати - являють собою вплив "людського фактора" і включає в себе всі його прояви: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників, несплату або неповну оплату показань лічильників тощо.

1. Критерії віднесення частини електроенергії до втрат можуть бути фізичного і економічного характеру [13].

Суму технічних втрат, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та комерційних втрат можна назвати фізичними втратами електроенергії. Ці складові дійсно пов'язані з фізикою розподілу енергії по мережі. При цьому перші дві складові фізичних втрат відносяться до технології передачі електроенергії по мережах, а третя - до технології контролю кількості переданої електроенергії.

Економіка визначає втрати як частина електроенергії, на яку її зареєстрований корисний відпуск споживачам виявився менше електроенергії, виробленої на своїх електростанціях і закупленої у інших її виробників. При цьому зареєстрований корисний відпуск електроенергії тут не тільки та його частина, грошові кошти за яку дійсно надійшли на розрахунковий рахунок енергопостачальної організації, а й та, на яку виставлено рахунки, тобто споживання енергії зафіксовано. На відміну від цього реальні показники лічильників, які фіксують споживання енергії побутовими абонентами, невідомі. Корисний відпуск електроенергії побутовим абонентам визначають безпосередньо по надійшла за місяць оплаті, тому до втрат відносять всю неоплачену енергію.

З точки зору економіки витрата електроенергії на власні потреби підстанцій нічим не відрізняється від витрати в елементах мереж на передачу іншій частині електроенергії споживачам.

Недооблік обсягів корисно відпущеної електроенергії є такий же економічної втратою, як і дві описані вище складові. Те ж саме можна сказати і про розкрадання електроенергії. Таким чином, всі чотири згадані вище складові втрат з економічної точки зору однакові.

4.1.3 Технічні втрати електроенергії

Технічні втрати електроенергії можна представити наступними структурними складовими [16, 18]:

– **навантажувальні втрати** в обладнанні підстанцій,

До них відносяться втрати в лініях і силових трансформаторах, а також втрати в вимірювальних трансформаторах струму, високочастотних загорджувачів (ВЗ) ВЧ - зв'язку і токоограничуючих реакторах. Всі ці елементи включаються в "розтин" лінії, тобто послідовно, тому втрати в них залежать від протікає через них потужності.

– **втрати холостого ходу**, що включають втрати в електроенергії в силових трансформаторах, що компенсують пристроях (КП), трансформаторах напруги, лічильниках і пристроях приєднання ВЧ-зв'язку, а також втрати в ізоляції кабельних ліній.

– **кліматичні втрати**, які включають в себе два види втрат:

– втрати на корону,

– втрати через струмів витоку по ізоляторах ПЛ та підстанцій.

Обидва види залежать від погодних умов.

Технічні втрати в електричних мережах енергопостачальних організацій (енергосистем) повинні розраховуватися за трьома діапазонами напруги [14]:

– в живильних мережах високої напруги 35 кВ і вище;

– в розподільних мережах середньої напруги 6 – 10 кВ;

– в розподільних мережах низької напруги 0,38 кВ.

Розподільні мережі 0,38 - 6 - 10 кВ, що експлуатуються РЕЗ та ПЕМ, характеризуються значною часткою втрат електроенергії в сумарних втратах по всьому колу передачі електроенергії від джерел до електроприймачів.

Це обумовлено особливостями побудови, функціонування, організацією експлуатації даного виду мереж:

– великою кількістю елементів,

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

- розгалуженістю схем,
- недостатньою забезпеченістю приладами обліку,
- відносно малою завантаженням елементів і т.п. [15]

В даний час по кожному РЕМ і ПЕМ енергосистем технічні втрати в мережах 0,38 – 6 – 10 кВ розраховуються щомісячно та сумуються за рік. Отримані значення втрат використовуються для розрахунку планованого нормативу втрат електроенергії на наступний рік.

4.1.3.1 Навантажувальні втрати електроенергії

Втрати енергії в проводах, кабелях і обмотках трансформаторів пропорційні квадрату протікає по ним струму навантаження, і тому з називають навантажувальними втратами. Струм навантаження, як правило, змінюється в часі, і навантажувальні втрати часто називають змінними [13].

Навантажувальні втрати електроенергії включають:

1) Втрати в лініях і силових трансформаторах, які в загальному вигляді можна визначити за формулою, тис. кВт-год:

$$\Delta W_{nep} = 3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2(t) dt = 3 \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2, \quad (4.1)$$

де $I(t)$ – струм елемента в момент часу t ;

Δt – інтервал часу між послідовними його вимірами, якщо останні здійснювалися через рівні досить малі інтервали часу.

2) Втрати в трансформаторах струму.

Втрати активної потужності в ТС і його вторинного кола визначають сумою трьох складових:

- втрат в первинній ΔP_1 і вторинної ΔP_2 обмотках,
- втрат в навантаженні вторинної колі ΔP_{H2} .

Нормоване значення навантаження вторинного кола більшості ТС напругою 10 кВ і номінальним струмом щонайменше 2000 А, що складають основну

частину всіх ТС, експлуатованих в мережах становить 10 ВА при класі точності ТС $K_{ТТ} = 0,5$ і 1 ВА при $K_{ТТ} = 1,0$. Для ТС напругою 10 кВ і номінальним струмом 2000 А і більше і для ТС напругою 35 кВ ці значення в два рази більше, а для ТС напругою 110 кВ і вище - в три рази більше. Для втрат електроенергії в ТС одного приєднання, тис. кВт-год за розрахунковий період тривалістю T , днів:

$$\Delta W_{ТС} = (a + b \cdot \sqrt{K_{ТС}}) \cdot \beta_{ТСекв}^2 \cdot T \cdot 10^{-6}, \quad (4.2)$$

де $\beta_{ТСекв}$ – коефіцієнт еквівалентної струмового завантаження ТС;

a і b – коефіцієнти залежно питомих втрат потужності в ТС і в його вторинного кола $\Delta p_{ТС}$, має вигляд:

$$\Delta p_{ТС} = 2 \cdot [40 + 2 \cdot (6 + 0.5 \cdot 15 \sqrt{K_{ТС}})] = 104 + 30 \sqrt{K_{ТС}}. \quad (4.3)$$

– втрат в високочастотних загороджувачів зв'язку. Сумарні втрати в ВЗ і пристрої приєднання на одній фазі ПЛ можуть бути визначені за формулою, тис. кВт-год:

$$\Delta W_{ВЧ} = (\Delta P_{ном} \cdot \beta_{ВЗ}^2 + \Delta P_{пр}) \cdot T \cdot 10^{-3}, \quad (4.4)$$

де $\beta_{ВЗ}$ – отношение середнеквадратичного рабочего тока ВЗ за расчетный период к его номинальному току;

$\Delta P_{пр}$ – потери в устройствах присоединения.

4.1.3.2 Втрати холостого ходу

Для електричних мереж 0,38 – 6 – 10 кВ складові втрат холостого ходу (умовно - постійних втрат) включають:

1) Втрати електроенергії холостого ходу в силовому трансформаторі, які визначають за час T за формулою, тис. кВт-год:

$$\Delta W_X = \frac{\Delta P_X}{U_H} \cdot \int_0^T U^2(t) dt, \quad (4.5)$$

де ΔP_X – втрати потужності холостого ходу трансформатора при номінальній напрузі U_H ;

$U(t)$ – напруга в точці підключення (на ввіді ВН) трансформатора в момент часу t .

2) Втрати в компенсуючих пристроях (КП), що залежать від типу пристрою.

У розподільних мережах 0,38–6–10 кВ використовуються в основному батареї статичних конденсаторів (БСК). Втрати в них визначають на основі відомих питомих втрат потужності $\Delta p_{\text{БСК}}$, кВт/кВАр:

$$\Delta W_{\text{БСК}} = \Delta p_{\text{БСК}} \cdot \Delta W_{\text{QБСК}}, \quad (4.6)$$

де $W_{\text{QБСК}}$ – реактивна енергія, вироблена батареєю конденсаторів за розрахунковий період. Зазвичай $\Delta p_{\text{БСК}} = 0,003$ кВт/кВАр.

3) Втрати в трансформаторах напруги.

Втрати активної потужності в ТН складаються з втрат в самому ТН і у вторинній навантаженні:

$$\Delta P_{\text{ТН}} = \Delta P_{1\text{ТН}} + \Delta P_{2\text{ТН}}. \quad (4.7)$$

а) Втрати в самому ТН $\Delta P_{1\text{ТН}}$ складаються в основному з втрат в сталевому магнітопроводі трансформатора. Вони ростуть із зростанням номінальної напруги і для однієї фази при номінальній напрузі чисельно приблизно рівні номінальній напрузі мережі. У розподільних мережах напругою 0,38–6–10 кВ вони складають близько 6–10 Вт.

б) Втрати у вторинній навантаженні $\Delta P_{2\text{ТН}}$ залежать від класу точності ТН $K_{\text{ТН}}$. Причому, для трансформаторів напругою 6–10 кВ ця залежність лінійна. При номінальному навантаженні для ТН даного класу напруги $\Delta P_{2\text{ТН}} \approx 40$ Вт. Однак на практиці вторинні кола ТН часто перевантажуються, тому зазначені значення необхідно множити на коефіцієнт завантаження вторинної кола ТН $\beta_{2\text{ТН}}$. З огляду на вищевикладене, сумарні втрати електроенергії в ТН і навантаженні його вторинному колі визначають за формулами, тис. кВт-год:

$$\Delta W_{\text{ТН}} = (U + \beta_{2\text{ТН}} \cdot \Delta P_{2\text{ТН}} \cdot K_{\text{ТН}}) \cdot T \cdot 10^{-6}. \quad (4.8)$$

Втрати в ізоляції кабельних ліній, які визначають за формулою, кВт-г:

$$\Delta W_{каб} = T \cdot b_c \cdot U^2 \cdot tg \varphi \cdot L_{каб} , \quad (4.9)$$

де b_c – ємнісна провідність кабелю, Сим/км;

U – напруга, кВ;

$L_{каб}$ – довжина кабеля, км;

$tg \varphi$ – тангенс кута діелектричних втрат, що визначається за формулою:

$$tg \varphi = (0.003 + 0.0002 \cdot T_{сл}) \cdot (1 + a_\tau \cdot T_{сл}) , \quad (4.10)$$

де $T_{сл}$ – число років експлуатації кабелю;

a_τ – коефіцієнт старіння, що враховує старіння ізоляції протягом експлуатації.

Те, що відбувається при цьому збільшення тангенса кута діелектричних втрат позначається другою дужкою формули.

4.1.3.3 Кліматичні втрати електроенергії

Коригування з погодними умовами існує для більшості видів втрат. Рівень електроспоживання, що визначає потоки потужності в вітках і напруга в вузлах мережі, істотно залежить від погодних умов. Сезонна динаміка зримо проявляється в навантажувальних втратах, витраті електроенергії на власні потреби підстанцій та недообліку електроенергії. Але в цих випадках залежність від погодних умов виражається в основному через один фактор - температуру повітря.

Разом з тим існують складові втрат, значення яких визначається не стільки температурою, скільки видом погоди. До них перш за все, слід віднести втрати на корону, яка виникає на проводах високовольтних ліній електропередачі через великий напруженості електричного поля на їх поверхні. В якості типових видів погоди при розрахунку втрат на корону прийнято виділяти хорошу погоду, сухий сніг, дощ і паморозь (в порядку зростання втрат).

При зволоження забрудненого ізолятора на його поверхні виникає провідна среда, (електроліт), що сприяє суттєвому зростанню струму витоку. Ці втрати відбуваються в основному при вологій погоді (туман, роса, дощі). За даними статистики річні втрати електроенергії в мережах через струмів витоку по ізоля-

торах ПЛ всіх напруг виявляються порівнянними з втратами на корону. При цьому приблизно половина їх сумарного значення припадає на мережі 35 кВ і нижче. Важливим є те, що і струми витоку, і втрати на корону мають чисто активний характер і тому є прямий складової втрат електроенергії.

Кліматичні втрати включають:

1) Втрати на корону.

Втрати на корону залежать від перетину проводу і робочої напруги (чим менше перетин і вище напруга, тим більше питома напруженість на поверхні проводу і тим більше втрати), конструкції фази, протяжності лінії, а також від погоди. Питомі втрати при різних погодних умовах визначають на підставі експериментальних досліджень.

2) Втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній.

Мінімальна довжина шляху струму витоку по ізоляторах нормується в залежності від ступеня забрудненості атмосфери (СЗА). При цьому наводяться в літературі дані про опорах ізоляторів дуже різноманітні і не прив'язані до рівня СЗА.

Потужність, що виділяється на одному ізоляторі, визначають за формулою, кВт:

$$P_{із} = \frac{U_{із}^2}{R_{із}}, \quad (4.11)$$

де $U_{із}$ – напруга, що припадає на ізолятор, кВ;

$R_{із}$ – його опір, кОм.

Втрати електроенергії, зумовлені струмами витоку по ізоляторах ПЛ, можна визначити за формулою, тис. кВт-год:

$$\Delta W_{із} = \frac{U_{ном}^2}{3 \cdot R_{із} \cdot N_{із}} \cdot T_{вл} \cdot N_{гир} \cdot 10^{-3}, \quad (4.12)$$

де $T_{вл}$ – тривалість в розрахунковому періоді вологої погоди (туман, роса і дощі);

$N_{гир}$ – число гірлянд ізоляторів.

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; 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.

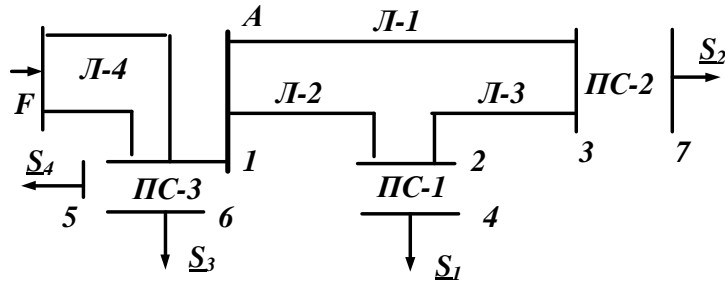
Проведено аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.784 ПЗ ЕТ				62

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. Лебеда, 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.

- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.
http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf
- 9 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.
- 10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.
- 11 Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.
- 12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.
- 13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с
<http://eir.pstu.edu/handle/123456789/24688>
- 14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-



Початкова схема мережі

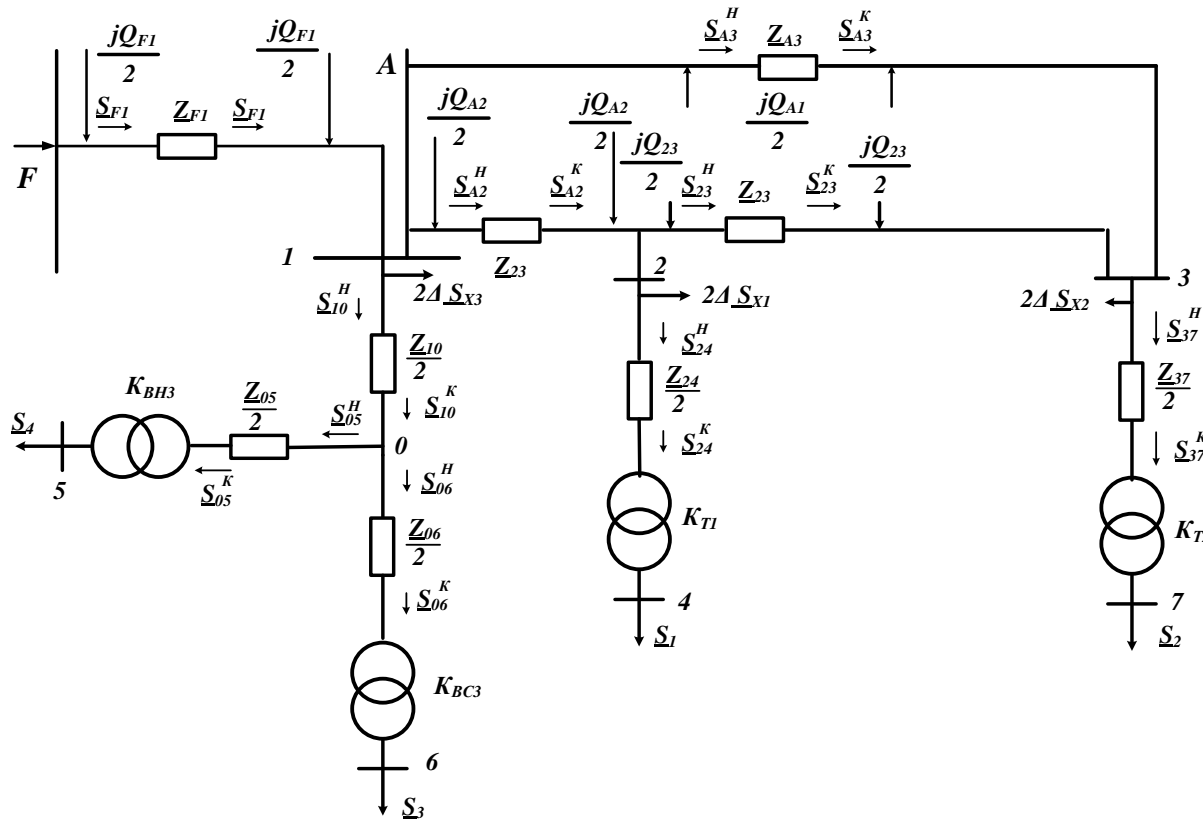
Довжина ліній Категорія споживача

- Л-1 50 км $S_1 = II$
- Л-2 30 км $S_2 = I$
- Л-3 50 км $S_3 = II$
- Л-4 30 км $S_4 = II$

Потужності навантажень
 $S_1 = 100 + j 40$ МВА $S_2 = 50 + j 20$ МВА
 $S_3 = 10 + j 10$ МВА $S_4 = 20 + j 10$ МВА

Потужності на ділянках мережі, МВА

Позн	Початок	Позн	Кінець
S_{24}	$100,35+j49,64$	S_{24}	$100+j40$
S_{37}	$50,03+j21,19$	S_{37}	$50+j20$
S_{23}	$3,84+j0,36$	S_{23}	$3,832+j0,35$
S_{A2}	$98,12+j51,08$	S_{A2}	$96,72+j45,92$
S_{A3}	$58,5+j22,22$	S_{A3}	$58,03+j20,51$
S_{10}	$30,12+j24,55$	S_{10}	$30,04+j20,76$
S_{06}	$10,01+j10$	S_{06}	$10+j10$
S_{05}	$20,03+j10,76$	S_{05}	$20+j10$
S_{F1}	$188,4+j91,66$	S_{F1}	$186,84+j89,64$



Розрахункова схема заміщення мережі

Напруги у вузлах мережі, кВ

№	Значення	
	Високе	Низьке
1	238	
2	233,9	
3	238,8	
4	218	9,46
5	220	9,91
6	224	35,26
7	232	34,75

БР.5.141.784.ГЧ.ЕТ					
Висл	Лист	№ документа	Питом	Листів	
Робот	Листопада	А. О.			
Параметри	Листопада				
Класифікація					
Розроб					
Ілюстрації					
Датум	Листопада				
"Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз структури мереж електричної енергії в електричних мережах"					
Розрахунок електричної мережі					
				Лист 1	Листів 2
				СумДУ, зр.ЕТОН-51п	