

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, режимів і обладнання електричних систем і аналіз втрат в елементах районних електричних мереж”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-51п

Тарасенко А. А.

Керівник, доцент, канд. техн. наук

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ___ ” _____ 2020 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Тарасенка Андрія Анатолійовича

1 Тема роботи “Розрахунок параметрів, режимів і обладнання електричних систем і аналіз втрат в елементах районних електричних мереж”

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 втрат в елементах районних електричних мереж.

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	Аналіз втрат в елементах районних електричних мереж.	29.05.-05.06.2020	
5	Оформлення роботи	1.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-51п _____

Тарасенко А. А.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 70, Рис. 17, табл. 22, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів, режимів і обладнання електричних систем і аналіз втрат в елементах районних електричних мереж” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання” / А.А Тарасенко; керівник І.Л. Лебединський - Суми: СумДУ, 2020. - 70 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, disconnector, 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 втрат в елементах районних електричних мереж.

Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні 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

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	15
	1.5 Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах	17
	1.6 Визначення напруг у вузлах навантаження	21
2	Розрахунок електричної частини підстанції.....	23
	2.1 Вибір трансформаторів власних потреб.....	24
	2.2 Розрахунок струмів короткого замикання	26
	2.3 Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини	28
	2.4 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	32
	2.5 Вибір ошиновки розподільних пристроїв	38
	2.6 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина.....	41
	2.7 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина.....	42
	2.8 Заземлювальні пристрої підстанції	43
3	Релейний захист трансформатора.....	44
	3.1 Вихідні дані до розрахунку захисту.....	44
	3.2 Розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту..	45
	3.3 Газовий захист.....	52
4	Аналіз втрат в районних електричних мережах та заходи щодо їх	

					БР.5.141.883.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Тарасенко А.А			“Розрахунок параметрів, режимів і обладнання електричних систем і аналіз втрат в елементах районних електричних мереж”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Волохін В.В.				Н	6	70
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.								
Затв.		Волохін В.В.						

зменшення	53
4.1 Кліматичні втрати електроенергії в повітряних лініях.....	53
4.2 Втрати електроенергії в ізоляції кабельних ліній електро- передавання.....	58
.....	
4.3 Особливі ситуації.....	58
4.4 Втрати електроенергії у розгалужених лініях електропередавання	59
4.5 Втрати електроенергії у внутрішньобудинкових мережах.....	61
Висновки	65
Література.....	66
Додаток А.....	69
Додаток Б.....	70

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 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;

						БР.5.141.883.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			8

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора.
- аналіз втрат в елементах районних електричних мереж.

					БР.5.141.883.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані

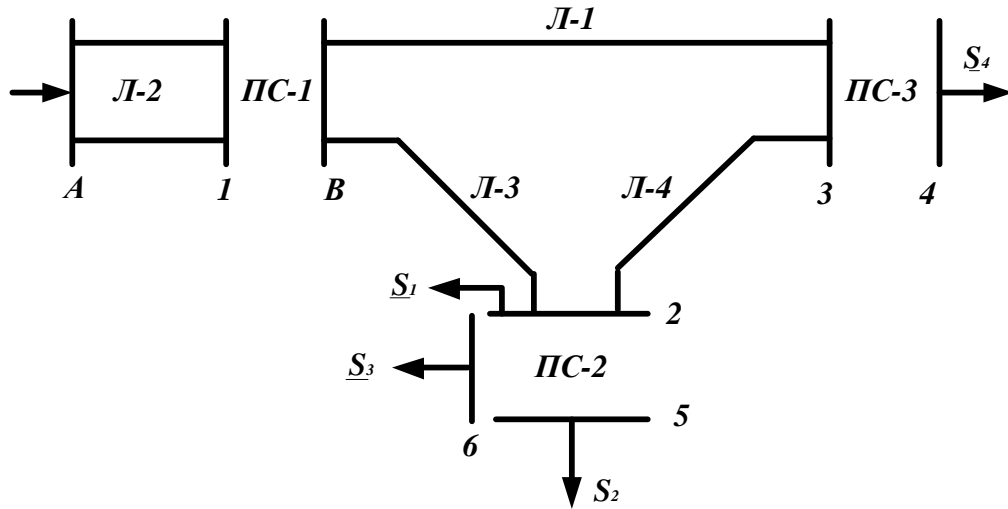


Рисунок 1.1– Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

Таблиця 1.1– Вихідні дані електричної мережі

Довжина ПЛ, км				Потужності навантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S ₁	S ₂	S ₃	S ₄
50	40	25	15	$\frac{40+j30}{\text{II}}$	$\frac{30+j20}{\text{II}}$	$\frac{15+j10}{\text{III}}$	$\frac{20+j15}{\text{I}}$

1.1 Вибір напруг ліній

Приймається навантаження вузла 3 рівним сумі навантажень вузлів 5 і 6, а навантаження вузла 2 дорівнює сумі навантажень вузлів 4 і 2. Зображається замкнута мережа, що складається з ліній Л-1, Л-4, Л-3 (рисунок 1.2). Визначаються розрахункові навантаження вузлів 2 і 3:

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 85 + j60 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_4 = 20 + j15 \text{ МВА}$$

					БР.5.141.883.ПЗ.ЕТ		
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Тарасенко А.А.				Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Волохін В.В.				II	10	70
Нач.бюро					СумДУ ЕТДН-51п		
Н. контр.							
Затв.	Волохін В.В.						
					Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій		

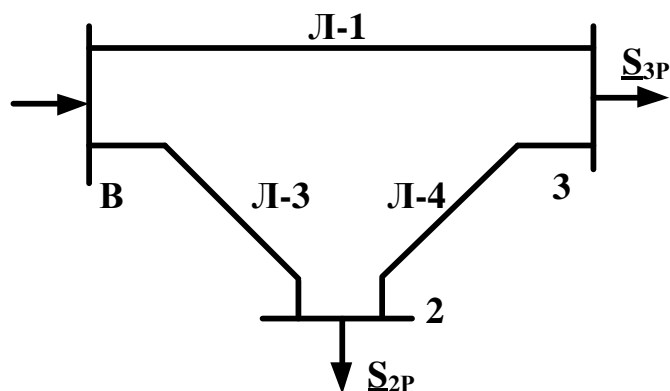


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

Розмикається замкнута мережа, наведена на рисунку 1.2, за джерелом живлення В (рисунок 1.3) і позначаються потужності на ділянках мережі.

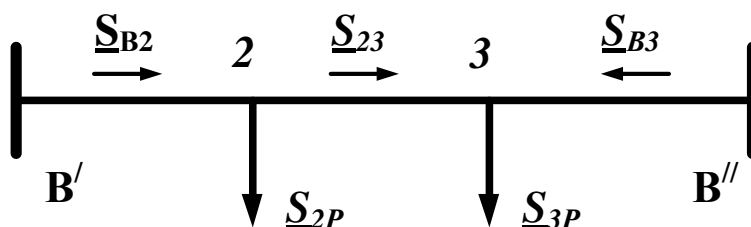


Рисунок 1.3 – Розімкнена мережа

Визначаються потужності на ділянках розімкнутої мережі:

$$\underline{S}_{B2} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{3B}}{l_{23} + l_{3B} + l_{B2}} = 72,5 + j51,67 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{B2} - \underline{S}_{2P} = -12,5 - j8,33 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{B2} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{B2})}{l_{23} + l_{3B} + l_{B2}} = 32,5 + j23,33 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{B2} + \underline{S}_{B3}$$

$$105 + j75 = 105 + j75$$

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

1.2 Вибір типу проводів повітряних ліній

Напруги на ділянках мережі (рисунок 1.3) визначаються за формулою Іларіонова [1-3]:

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

Таблиця 1.2– Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-3	Л-4
Довжина ділянки, км	50	25	15
Напруга ділянки, кВ	107	135	65

Напруга електричної мережі приймається рівною 110 кВ.

Визначаються струми проводів ліній:

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

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-3	Л-4
Струм, кА	0,21	0,468	0,079

Для ліній приймається провід марки АС-240/32.

Таблиця 1.4 – Марка і параметри проводів [5]

Лінія	Л-1	Л-3	Л-4
Марка і переріз проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Параметри проводів			
R ₀ , Ом/км	0,118	0,118	0,118
X ₀ , Ом/км	0,405	0,405	0,405

Знаходяться параметри ліній електричної мережі

Значення активних та реактивних опорів ліній, наводяться в таблиці 1.5.

$$R_L = r_0 \cdot l_L; \quad X_L = x_0 \cdot l_L;$$

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-3	Л-4
R _L	Ом	5,9	2,95	1,77
X _L	Ом	20,25	10,13	6,08

1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругами мережі і навантаженнями вибираються трансформатори.

Для ПС-2:

$$S_{T2} = \frac{S_2 + S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{(30 + 15)^2 + (20 + 10)^2}}{1,4} = 38,36 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибирається трансформатор ТДТН-40000/110*.

Коефіцієнт завантаження визначається за такою формулою:

$$K_{зав} = \frac{S_2 + S_3}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{(30 + 15)^2 + (20 + 10)^2}}{2 \cdot 40} = 0,67.$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючі трансформатори ТДТН-40000/110* задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.6 - Каталогні дані трансформатора ТДТН-40000/110* [5]

Тип	S _{ном} , МВА	Каталожні дані					
		U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-40000/110*	40	115	11; 22; 38,5	6,6;11	10,5 (17)	17 (10,5)	6

Продовження таблиці 1.6

Тип	Каталожні данні			Розрахункові дані						
	ΔR _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _х , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110*	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	240

* При X_т обмотки СН, що дорівнює нулю, обмотки НН виготовляються з U_{ном}, рівним 6,3 або 10,5 кВ.

Примітка: Всі трансформатори мають РПН ±9×1,78 % в нейтралі.

Для ПС –3

$$S_{T3} = \frac{S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{20^2 + 15^2}}{1,4} = 17,73 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибирається трансформатор ТРДН-25000/110. Коефіцієнт завантаження визначається за такою формулою:

$$K_{зав} = \frac{S_4}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{20^2 + 15^2}}{2 \cdot 25} = 0,5$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючі трансформатори ТРДН-25000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.7 – Каталогні дані трансформатора ТДТН-25000/110 [5]

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТРДН-25000/110	25	±9×1,78 %	115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

Складається однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій.

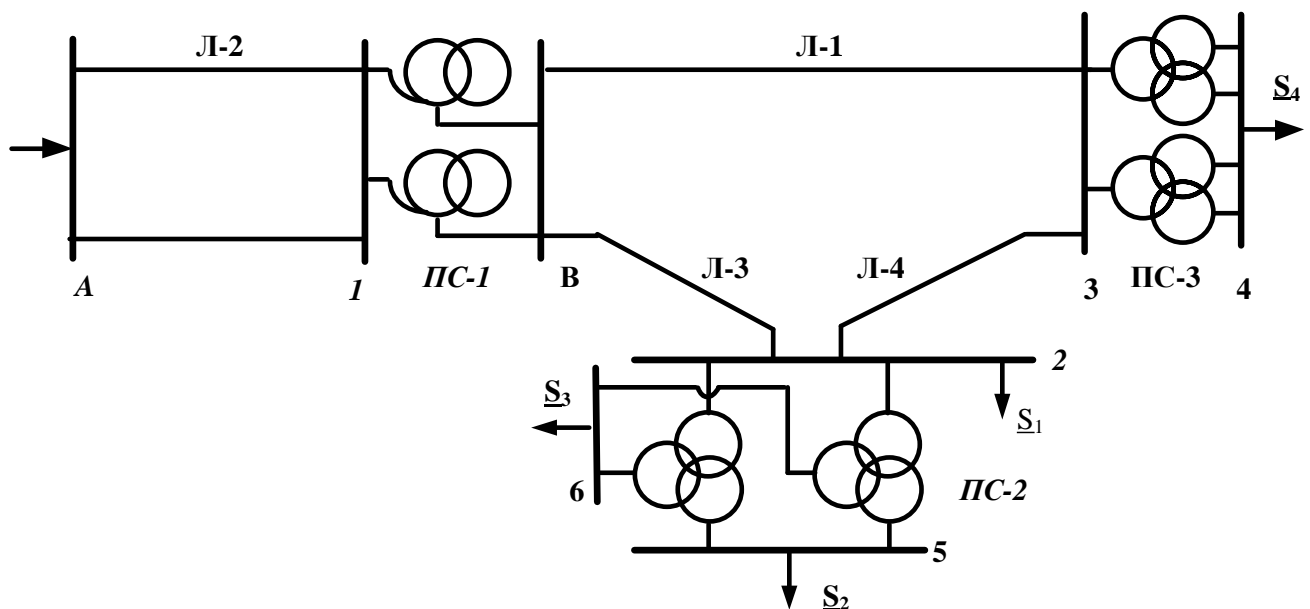


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначається розрахункова потужність на високій стороні ПС-2 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображується схема заміщення двох триобмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховуємо розрахункову потужність:

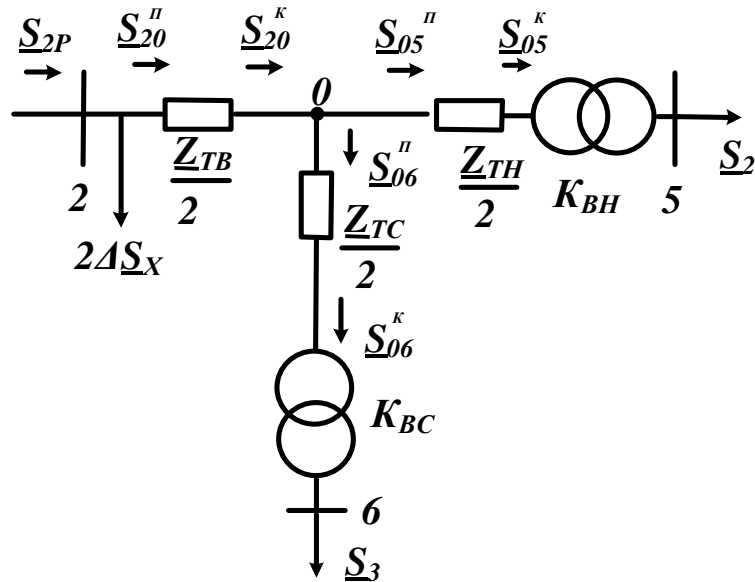


Рисунок 1.5– Схема заміщення підстанції ПС-2

Визначається потужність $\underline{S}_{05}^{\text{II}}$:

$$\underline{S}_{05}^{\text{K}} = \underline{S}_2 = 30 + j20 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{05}^{\text{II}} = \underline{S}_{05}^{\text{K}} + \frac{(P_{05}^{\text{K}})^2 + (Q_{05}^{\text{K}})^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot \frac{Z_{\text{TH}}}{2} = 30,04 + j21,2 \text{ МВА}.$$

Визначається потужність $\underline{S}_{06}^{\text{II}}$:

$$\underline{S}_{06}^{\text{K}} = \underline{S}_3 = 15 + j10 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{06}^{\text{II}} = \underline{S}_{06}^{\text{K}} + \frac{(P_{06}^{\text{K}})^2 + (Q_{06}^{\text{K}})^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot \frac{Z_{\text{TC}}}{2} = 15,01 + j10 \text{ МВА}.$$

Визначається потужність $\underline{S}_{02}^{\text{H}}$:

$$\underline{S}_{02}^{\text{K}} = \underline{S}_{05}^{\text{II}} + \underline{S}_{06}^{\text{II}} = 45,05 + j31,2 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{02}^{\text{II}} = \underline{S}_{02}^{\text{K}} + \frac{(P_{02}^{\text{K}})^2 + (Q_{02}^{\text{K}})^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot \frac{Z_{\text{TB}}}{2} = 45,15 + j35,6 \text{ МВА}.$$

Визначається розрахункова потужність у вузлі 2 з урахуванням потужності \underline{S}_I :

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{20}'' + 2 \cdot \Delta \underline{S}_X + \underline{S}_I = 85,24 + j66,08 \text{ МВА}$$

Визначається розрахункова потужність у вузлі 3 ПС-3 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображується схема заміщення двох триобмоткових трансформаторів, включених паралельно.

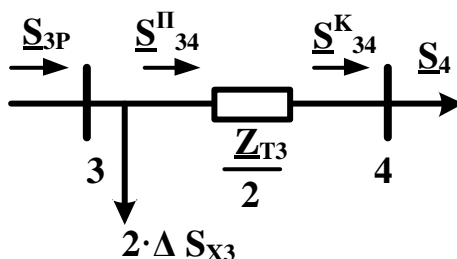


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначається потужність \underline{S}_{34}'' :

$$\underline{S}_{34}^K = \underline{S}_4 = 20 + j15 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{34}'' = \underline{S}_{34}^K + \frac{(P_{34}^K)^2 + (Q_{34}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T3}}{2} = 20,07 + j16,44 \text{ МВА}.$$

Визначається потужність \underline{S}_{3P} :

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{34}'' + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X3} = 20,12 + j16,79 \text{ МВА}.$$

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

Визначаються потужності на ділянках розімкнутої мережі (рисунок 1.3) з урахуванням втрат потужності в трансформаторах:

$$\underline{S}_{B2} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{3B}}{l_{23} + l_{3B} + l_{B2}} = 72,74 + j57,06 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{B2} - \underline{S}_{2P} = -12,5 - j9,03 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{B2} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{B2})}{l_{23} + l_{3B} + l_{B2}} = 32,62 + j25,82 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{B2} + \underline{S}_{B3}$$

$$105,36 + j75 = 105,36 + j82,88$$

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

Складається схема заміщення електричної мережі з урахуванням потокорозподілу (рис. 1.7).

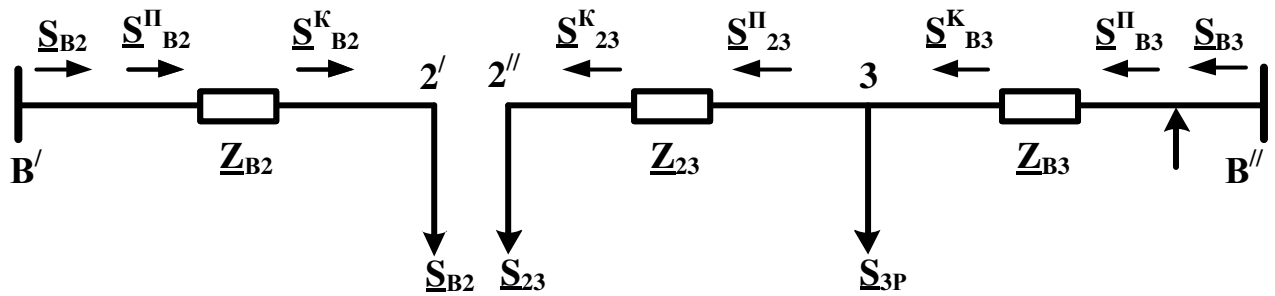


Рисунок 1.7– Розімкнена мережа

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

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} = 12,5 + j9,03 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{23}^{II} = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 12,53 + j9,15 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{B3}^K = \underline{S}_{23}^{II} + \underline{S}_{3P} = 32,65 + j25,94 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{B3}^{II} = \underline{S}_{B3}^K + \frac{(P_{B3}^K)^2 + (Q_{B3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B3} = 33,5 + j26,79 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3} = \underline{S}_{B3}^{II} = 33,5 + j26,79 \text{ МВА}.$$

Знайдемо потужність \underline{S}_{B2} :

$$\underline{S}_{B2}^K = \underline{S}_{B2} = 72,54 + j57,06 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{B2}^{II} = \underline{S}_{B2}^K + \frac{(P_{B2}^K)^2 + (Q_{B2}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B2} = 74,82 + j64,21 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{B2} = \underline{S}_{B2}^{II} = 74,82 + j64,21 \text{ МВА}$$

Знайдемо потужність вузла “В”:

$$\underline{S}_B = \underline{S}_{B2} + \underline{S}_{B3} = 108,33 + j91 \text{ МВА.}$$

Визначається розрахункова потужність у вузлі "1":

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_B = 108,33 + j91 \text{ МВА}$$

Напругу на А-1 мережі визначаються за формулою Іларіонова:

$$U_{A1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A1}} + \frac{2500}{P_{A1}}}} = 167,7 \text{ кВ.}$$

Напруга ділянки А-1 електричної мережі приймається рівною 220 кВ.

Визначаються струм проводів ліній А – 1:

$$I_{A1} = \frac{S_{A1}}{\sqrt{3} \cdot U_{A1}} = \frac{\sqrt{108,33^2 + 91^2}}{1,73 \cdot 220} = 0,468 \text{ кА}$$

Для лінії А – 1 приймається провід марки АС-240/32 [5]. $R_0 = 0,118 \text{ Ом/км}$; $X_0 = 0,435 \text{ Ом/км}$; $b_0 = 2,6 \times 10^{-6} \text{ См/км}$. $R_{A1} = 2,4 \text{ Ом}$; $X_{A1} = 9 \text{ Ом}$; $Q_{A1} = 1,26 \text{ МВАр}$.

За напругами мережі і розрахунковою потужністю вузла вибираються трансформатори для ПС-1:

$$S_{T1} = \frac{S_B}{1,4} = \frac{\sqrt{108,33^2 + 89,74^2}}{1,4} = 100,34 \text{ МВА}$$

Вибирається трансформатор АТДЦТН-125000/220/110.

Коефіцієнт завантаження визначається за такою формулою:

$$K_{зав} = \frac{S_B}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{108,33^2 + 91^2}}{2 \cdot 125} = 0,57.$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючі трансформатори АТДЦТН-125000/220/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.8 - Каталогні дані трансформатора АТДЦТН-125000/220/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			U _{НОМ} обмоток, кВ			U _К , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
АТДЦТН-125000/220/110	125	±6×2%	230	121	6,6;11;38,5	11	45	28

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-125000/220/110	305	-	-	65	0,5	0,55	0,48	3,2	59,2	0	131	625

Визначається розрахункова потужність на високій стороні ПС-1 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображується схема заміщення двох трансформаторів, включених паралельно (рис. 1.8) і розраховуємо розрахункову потужність \underline{S}_{1P} :

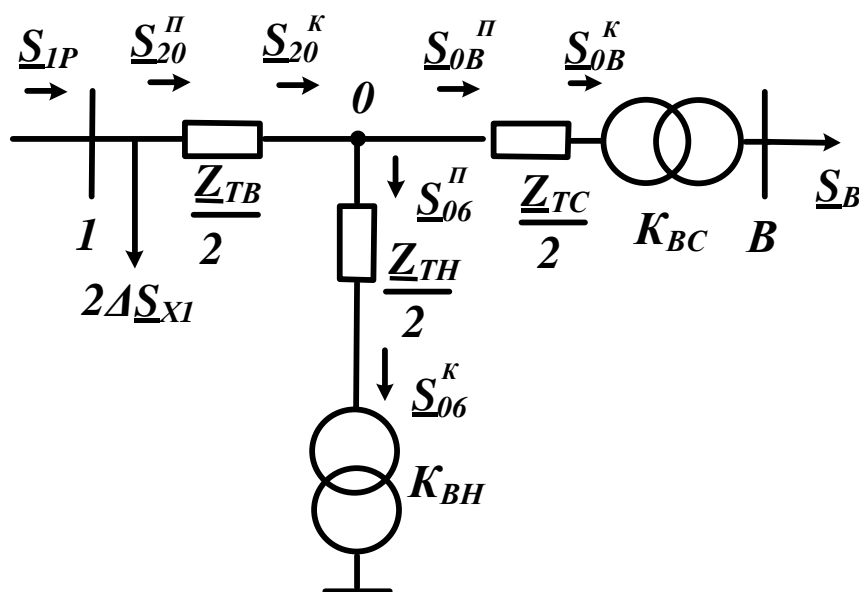


Рисунок 1.8– Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначається розрахункова потужність у вузлі 1:

$$\underline{S}_{0B}^K = \underline{S}_B = 108,33 + j91 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{0B}^H = \underline{S}_{0B}^K + \frac{(P_{0B}^K)^2 + (Q_{0B}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{TC}}{2} = 108,42 + j91 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_{10}^K = \underline{S}_{0B}^H = 108,42 + j91 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_{10}^H = \underline{S}_{10}^K + \frac{(P_{10}^K)^2 + (Q_{10}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{TB}}{2} = 108,54 + j103,25 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{10}^H + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X1} = 108,67 + j104,5 \text{ MVA}$$

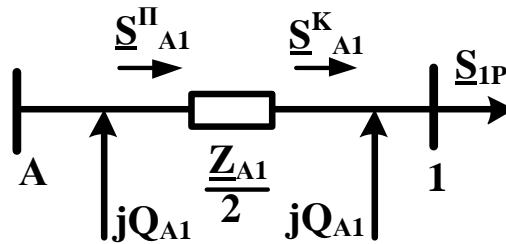


Рисунок 1.9 – Схема заміщення підстанції лінії А – 1

Знайдемо потужність вузла “А” (рис. 1.9):

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{1P} - jQ_{A1} = 108,67 + j103,24 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{A1}}{2} = 109,22 + j105,26 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^H - jQ_{A1} = 109,2 + j104 \text{ MVA}$$

1.6 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу вузла живлення "А" мережі $U_A = 242$ В.

Визначається напруга вузла 1:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^H \cdot R_{A1} + Q_{B1}^H \cdot X_{B1}}{2 U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{B1}^H \cdot X_{B1} - Q_{B1}^H \cdot R_{A1}}{2 U_A} \right)^2} = 241,4 \text{ кВ.}$$

Визначається напруга вузла 0:

$$U_0 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{10}^H \cdot R_{10} + Q_{10}^H \cdot X_{10}}{2 U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{10}^H \cdot X_{10} - Q_{10}^H \cdot R_{10}}{2 U_1} \right)^2} = 230,52 \text{ кВ.}$$

Визначається напруга вузла "В", приведена до високої сторони ПС-1:

$$U_B^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{0B}^H \cdot R_{0B} + Q_{0B}^H \cdot X_{0B}}{2 U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{0B}^H \cdot X_{0B} - Q_{0B}^H \cdot R_{0B}}{2 U_0} \right)^2} = 230,4 \text{ кВ}$$

Визначається реальна напруга вузла "В":

$$U_B = \frac{U_B^B}{\frac{U_{B.НОМ}}{U_{C.НОМ}}} = 121,2 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_B - \frac{P_{B2}^H \cdot R_{B2} + Q_{B2}^H \cdot X_{B2}}{2 U_B} \right)^2 + \left(\frac{P_{B2}^H \cdot X_{B2} - Q_{B2}^H \cdot R_{B2}}{2 U_B} \right)^2} = 114,13 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_B - \frac{P_{B3}^H \cdot R_{B3} + Q_{B3}^H \cdot X_{B3}}{2 U_B} \right)^2 + \left(\frac{P_{B3}^H \cdot X_{B3} - Q_{B3}^H \cdot R_{B3}}{2 U_B} \right)^2} = 115,2 \text{ кВ}$$

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

ПС-2

$$U_0 = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{20}^H \cdot R_{TB} + Q_{20}^H \cdot X_{TB}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{20}^H \cdot X_{TB} - Q_{20}^H \cdot R_{TB}}{U_0} \right)^2} = 108,7 \text{ кВ},$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^H \cdot R_{TC} + Q_{06}^H \cdot X_{TC}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^H \cdot X_{TC} - Q_{06}^H \cdot R_{TC}}{U_0} \right)^2} = 108,6 \text{ кВ},$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^H \cdot R_{TH} + Q_{05}^H \cdot X_{TH}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{05}^H \cdot X_{TH} - Q_{05}^H \cdot R_{TH}}{U_0} \right)^2} = 106,4 \text{ кВ}$$

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{24}^H \cdot R_{24} + Q_{24}^H \cdot X_{24}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{24}^H \cdot X_{24} - Q_{24}^H \cdot R_{24}}{U_2} \right)^2} = 218,4 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{34}^H \cdot R_{34} + Q_{34}^H \cdot X_{34}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{34}^H \cdot X_{34} - Q_{34}^H \cdot R_{34}}{U_3} \right)^2} = 111,1 \text{ кВ}$$

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

ПС-2

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,2 \text{ кВ} \quad U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 36,36 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,14 \text{ кВ}$$

Отримані значення напруг задовольняють вимогу ПУЕ.

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_4 . 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_4 першої 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.6.141.833 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Тарасенко А.А			Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Волохін В.В.				Н	23	79
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.								
Затв.		Волохін В.В.						

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;

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

Оскільки $S_{ВН} = 17,69$ 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:

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

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

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.6.141.883 ПЗ ЕТ				25

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.

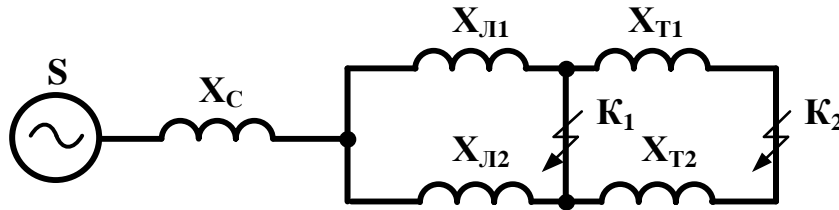


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.

Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{110^2}{3000} = 4,03 \text{ Ом}.$$

Опір: працюючих ліній $X_{B2} = 10,13$ Ом; $X_{B3} = 20,25$ Ом; трансформаторів $X_T = 27,95$ Ом.

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1(1)} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{B3})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,03 + 20,25)} = 2,62 \text{ кА},$$

$$I_{K1(2)} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{B2})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,03 + 10,13)} = 4,49 \text{ кА},$$

$$I_{K1} = I_{K1(1)} + I_{K1(2)} = 7,11 \text{ кА}$$

також в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{B2} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,03 + 10,13 + 27,95)} = 1,22 \text{ кА},$$

$$I_{K2(2)}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{B3} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,03 + 20,25 + 27,95)} = 1,51 \text{ кА},$$

$$I_{K2}^B = I_{K2(1)}^B + I_{K2(2)}^B = 2,73 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 2,73 \cdot \frac{110}{10} = 29,87 \text{ кА}.$$

Ударний струм:

В точці **К₁**:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 7,11 = 16,14 \text{ кА}$$

В точці **К₂**:

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 29,87 = 25,46 \text{ кА}$$

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

для точки **К₁**:

$$I_{nr1} = I_{K1} = 7,11 \text{ кА}$$

для точки **К₂**:

$$I_{nr2} = I_{K2} = 29,87 \text{ кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 7,11 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,9 \text{ кА},$$

$$i_{a2} = 1,41 \cdot 29,87 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 4,85 \text{ кА}$$

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**:

$$W_{K1} = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 7,11 \cdot (0,06 + 0,025) = 4,29 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для точки **К₂**:

$$W_{K2} = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 29,87^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 97,23 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

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 (K_1)	7,11	16,14	7,11	0,90	4,29
Шини 10 кВ (K_2)	16,14	29,87	11,22	5,69	133,82

2.3 Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань [10].

При цьому для апаратів виконується:

1) вибір:

- за напругою;
- по нагріванню при тривалих струмах;
- щодо виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки).

2) перевірка на:

- електродинамічну стійкість;
- термічну стійкість.

Вибору підлягають:

1) вимикачі:

- на стороні високої напруги;
- ввідні на стороні 10 кВ;
- секційні на стороні 10 кВ;
- ліній, що відходять 10 кВ;

2) роз'єднувачі високої напруги;

3) трансформатори струму і напруги 110 і 10 кВ;

4) ошиновка розподільних пристроїв 110 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 [10].

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{110.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{в.ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,92 \text{ А.}$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{в\dot{и}мк.} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 963,4 \text{ А.}$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{с.в\dot{и}мк} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ном}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 963,4 \text{ А}$$

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

$$I_{10}^{в\dot{и}дх} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,2 \text{ А.}$$

Динамічний струм:

$$I_{дин} = 2,55 \cdot I_{в\dot{и}дк}$$

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	176 А	2000 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	7,11 кА	40 кА
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	16,14 кА	102 кА
$I_{п.т} \leq I_{в\dot{и}дк.ном}$	7,11 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{аном}$	0,87 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	4,29 кА ² с	112 кА ² с

Вибираємо ВВБМ – 110Б – 31,5/2000В1 :

$U_{НОМ} = 110$ кВ, $I_{НОМ} = 2000$ А, $I_{НОМ.відкл.} = 31,5$ кА, $I_{СКВ.Ін.} = 40$ кА, $I_{СКВ} = 102$ кА, $I_T = 40$ кА, $t_{відкл} = 0,07$ сек, $\beta_H = 36$ %.

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

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

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	963,4кА	3,15 кА
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	29,87 кА	120 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	25,46 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	29,87 кА	45/20 кА
$I_{a.т} \leq I_{a.ном}$	5,69 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	133,82 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	963,4 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	29,87 кА	120 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	25,46 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	29,87 кА	45/20 кА
$I_{a.т} \leq I_{a.ном}$	5,69 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	133,82 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	963,4 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	29,87 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	25,46 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	29,87 кА	45/20 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	5,69 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	133,82 (кА) ² ·с	303,75 (кА) ² ·с

Вимикач МГГ-10-3150-45У3

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110
$I_{розр} \leq I_{ном}$	176 А	1000 А
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	16,14 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	4,29 кА ² ·с	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 відході ліній - 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

Продовження таблиці 2.8

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Сумарне струмове навантаження в колі силового трансформатора з боку ВН			0,5	0,5	0,5
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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	176 А	50-600 А
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	16,14 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	4,29 кА ² с	162,5 кА ² с
$Z_H \leq Z_{Нном}$	1,25 Ом	4 Ом

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:

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

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом.

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

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

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

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

де ρ – питомий опір алюмінію, $0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$;

F – перетин жил, мм²;

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

Загальна опір кола струму:

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

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	963,4 А	2000 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	25,46 кА	81 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	133,82 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТШЛ-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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	963,4 А	5-1000 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	25,46 кА	250кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	133,82 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	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.

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.6.141.883 ПЗ ЕТ				37

2.5 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

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

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

де $C=90 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}}{\text{мм}^2}$.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{4,294}}{91 \cdot 10^{-3}} = 47,7 \text{ мм}^2$$

Так як розрахунковий переріз менший допустимого, для ошиновки РП 110 кВ вибираємо гнучкий сталєалюмінієвий кабель АС-70. Переріз підходить по умові термічної стійкості.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перерізу 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, м^4 ;

q – поперечний перетин шини, м^4 .

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.883 ПЗ ЕТ

Арк.

38

$$\gamma = \frac{b \cdot h^3}{12},$$

де b – товщина шини, м,

h – ширина шини, м.

Вибираємо шину перетином 40×4 мм, допустимий струм 480 А.

Момент інерції поперечного перетину шини:

$$\gamma = \frac{4 \cdot 40^3}{12} = 21,333 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4.$$

Частота власних коливань шини:

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{21,33 \cdot 10^{-9}}{160 \cdot 10^{-5}}} = 0,888 \text{ Гц},$$

що менше значення 30 Гц.

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{дон},$$

де $\sigma_{розр}$ – розрахункове механічне напруження в матеріалі шин;

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a},$$

де $W = \frac{b \cdot h^2}{6}$ – момент опору шини;

$a = 0,5$ м – відстань між фазами.

Момент опору шини:

$$W = \frac{4 \cdot 40^2}{6} = 1,067 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{16,14^2 \cdot 1,2^2}{1,067 \cdot 10^{-6} \cdot 0,5} = 19 \text{ МПА},$$

що менше допустимого значення 75 МПа.

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 більше розрахованого значення 4,3 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.6.141.883 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

2.6 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина

Підстанції (ПС) 110 кВ споруджують, як правило, відкритими. Їх рекомендується проектувати переважно комплектними, заводського виготовлення [10].

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ допускається в таких випадках: розміщення ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розміщення ПС на території міст, коли це допускається містобудівним міркуванням.

На ПС 110 кВ зі спрощеними схемами на стороні 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.

Будівлі ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремо розміщеними, так і зблокованими з будівлями РПП в тому числі і по вертикалі.

КРПЕ, напругою 110 кВ і вище, беруть при техніко-економічному обґрунтуванні при стислих умовах, а також в районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 110 кВ слід встановлювати відкритими, а в районах із забрудненою атмосферою-з посиленою ізоляцією. В ЗРП 110 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажопідйомні пристрої або можливість застосування вантажопідіймальних машин (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

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.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.883 ПЗ ЕТ

Арк.

43

3. Релейний захист трансформатора

3.1 Вихідні дані до розрахунку захисту

Необхідно розрахувати релейний захист трансформатора ТРДНЦ- 25000/110, який має наступні характеристики [5]. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН) [12]:

Струм КЗ на шинах високої напруги становить [13]:

$$I_{К.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{в.мін})},$$

де $X_{с.макс} = X_{с.мін} = 4,03 \text{ Ом}$.

$$X_{Т.мін} = X_{Т.ном} \cdot (1 - \Delta U)^2 = 27,5 \cdot (1 - 0,16)^2 = 19,71 \text{ Ом},$$

$$X_{Т.макс} = X_{Т.ном} \cdot (1 + \Delta U)^2 = 27,5 \cdot (1 + 0,16)^2 = 37,62 \text{ Ом},$$

$$X_{в.мін} = X_{Т.мін} = 19,71 \text{ Ом},$$

$$X_{в.макс} = X_{Т.макс} = 37,62 \text{ Ом}$$

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{в.мін})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (4,03 + 19,71)} = 2,678 \text{ кА}.$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{в.макс})} = \frac{115}{2 \cdot (4,03 + 37,62)} = 1,32 \text{ кА}.$$

					БР.5.141.883 ПЗ ЕТ		
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Тарасенко А.А			Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Волохін В.В.			Н	44	70
Нач.бюро					СумДУ ЕТДН-51п		
Н. контр.							
Затв.		Волохін В.В.					

3.2 Розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту

1) Розрахункові первинні і вторинні номінальні струми визначаються для всіх сторін трансформатора ТРДНЦ- 25000/110:

– первинні номінальні струми:

$$I_{\text{ном.вн}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,66 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.лн}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,38 \text{ кА}.$$

– струм спрацьовування захисту приймається по більшому значенню із двох умов:

а) відстройка від стрибка струму намагнічування, який виникає при включенні трансформатора на холостий хід, або при відновленні напруги після відключення КЗ, або від перехідних струмів небалансу при зовнішніх КЗ:

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{відс}} \cdot I_{\text{ном}},$$

де $k_{\text{відс}} = 1,3$ – коефіцієнт відбудови,

тоді:

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 125,66 = 163,36 \text{ А};$$

б) відстройка від максимального періодичного струму небалансу, що виникає при зовнішніх КЗ [11, 12]:

$$I_{\text{с.з}} = k_3 \cdot (k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) I_{\text{к.макс}}^{(3)},$$

де $k_3 = 1,5$; $k_{\text{одн}} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$;

тоді:

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 2,68 = 1,0443 \text{ кА}.$$

З двох отриманих значень вибирається випадок

а) при якому $I_{\text{с.з.}} = 1,044 \text{ кА}$.

– вторинні номінальні струми:

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

де $k_{сх}$ – коефіцієнт схеми, тоді:

$$I_{в.ном.вн} = \frac{125,6 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{300} = 3,62 \text{ А};$$

$$I_{в.ном.нн} = \frac{1376 \cdot 1 \cdot 5}{3000} = 3,97 \text{ А}.$$

2) Вибір параметрів вирівнювальних автотрансформаторів(ТЛ), трансректора (ТАV) та проміжних ТС (ТА) кола гальмування.

За основну сторону приймається обмотка високої напруги живленням 110 кВ.

Всі розрахунки приведені в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Обладнання захисту

№ з/п	Назва величини	Позначення і метод визначення	110 кВ	10 кВ
1	Ном.струм взятої вітки трансректора на ВН, А	$I_{відв.ном.осн.} = I_{отв.в.осн}$	4,6	-
2	Розрах. струм віток АТ на неосновній стороні, А	$I_{відтв.розр.неосн} = I_{ном.в.неосн.} \cdot \frac{I_{відтв.ном.осн.}}{I_{ном.в.осн.}}$	-	$3,56 \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
3	Тип АТ, який відкнений в плече захисту		-	АТ-31
4	Ном.струм використаної вітки АТ, до якого підводяться вторинні струми		-	3,6

Продовження таблиці 3.1

5	№ викор. Відгалудження АТ, до якого підводяться вторинні струми		-	1-9
6	№ викор. Відгалудження АТ, до якого підводяться реле		-	1-11
7	Ном. струм використаної вітки АТ, до якого підводяться реле, А		-	4,25
8	Ном.струм взятої вітки трансреактора на НН А		-	4,6
9	№ використаного відгалудження трансреактора реле		7	5
10	Розрах. струм відгалуджень проміжних АТ кола гальмування реле, А	$I_{\text{відтв.гальм.розр}} = \frac{I_{\text{ном.в.}}}{k_{\text{АТ}}}$	4,6	$\frac{3,5 \cdot 4,6}{3,6} = 4,47$
11	Ном. струм прийнятого відгалудження приставки і проміжних ТАА	$I_{\text{відтв.гальм.ном}}$	5	5
12	№ використаного відгалудження приставки і проміжних ТА реле		1	1

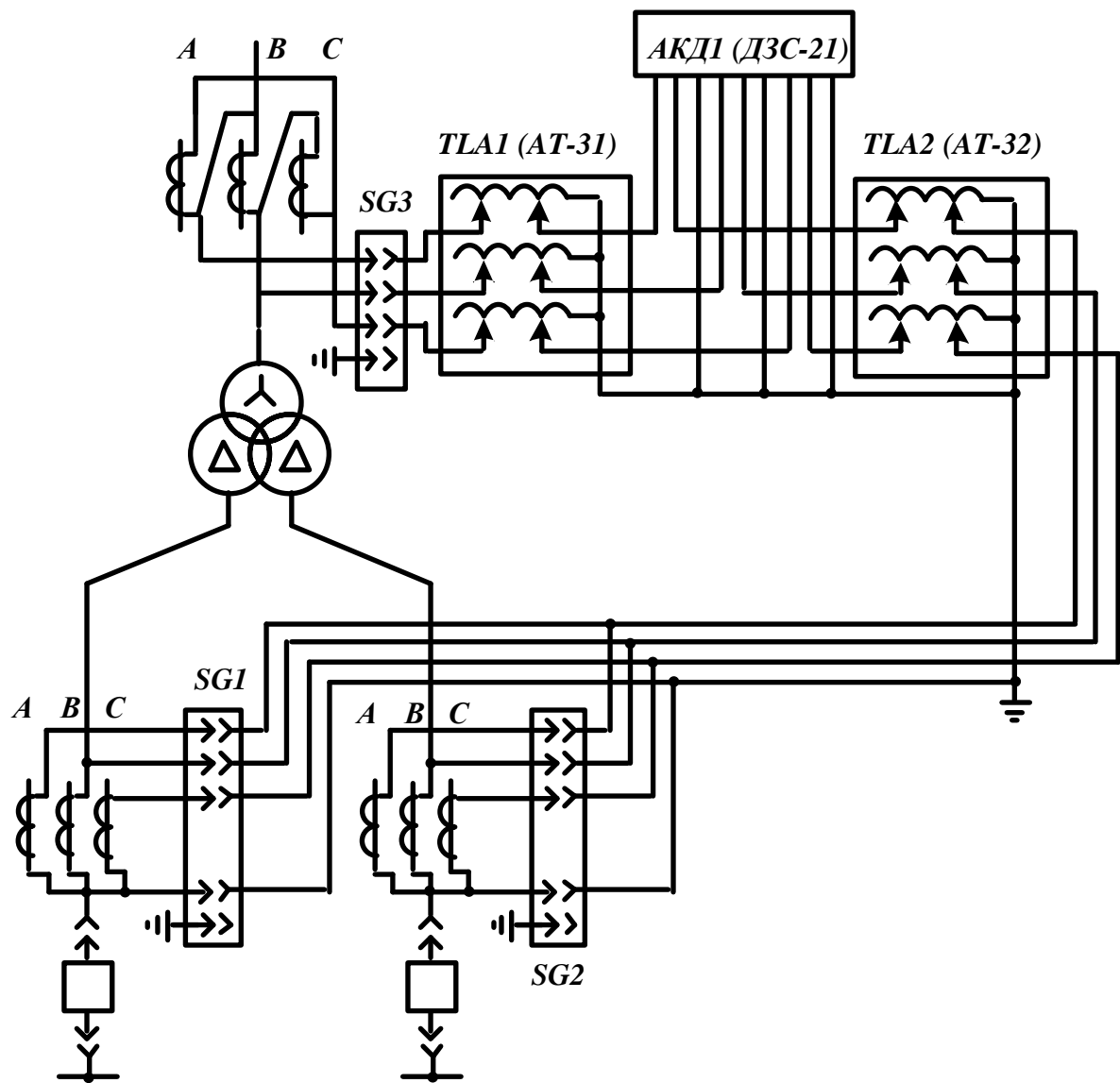


Рис.3.1 - Пояснювальна схема включення струмових кіл диференційного захисту трансформатора з реле типу ДЗС-21

3) Розрахунок первинного гальмівного струму, що відповідає початку гальмування [11, 12]:

$$I_{п.гальм.поч} = 0,5 \cdot I_{ном} \cdot \left(k_{струм.I} \cdot \frac{I_{відв.гальм.ном.I}}{I_{відв.гальм.розр.I}} + k_{струм.II} \cdot \frac{I_{відв.гальм.ном.II}}{I_{відв.гальм.розр.II}} \right) =$$

$$= 0,5 \cdot 125 \cdot \left(1 \cdot \frac{5}{\frac{125}{600}} + 1 \cdot \frac{2,5}{\frac{3,5}{3,6}} \right) = 335 \text{ A}$$

де $k_{\text{струм. I}} = 1$, $k_{\text{струм. II}} = 1$ – коефіцієнти стуморозподілу, відповідно для сторін I, II в режимі, що розглядається.

4) Розрахунок струму небалансу, що відповідає початку гальмування:

$$\begin{aligned} I_{\text{нб.гальм.поч}} &= (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{сн}} \cdot k_{\text{II}} + \\ &+ \frac{I_{\text{відв.розр.II}} - I_{\text{відв.ном.II}}}{I_{\text{відв.розр.II}}) \cdot I_{\text{п.гальм.поч}} = \\ &= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 335 = 92,83 \text{ A} \end{aligned}$$

5) Розрахунок первинного струму спрацьовування захисту (чуттєвого захисту) за наступними умовами:

а) відстройка від розрахункового первинного струму небалансу в режимі, що відповідає початку гальмування:

$$I_{\text{с.з.мін}} \geq k_z I_{\text{нб.гальм.поч}} = 1,5 \cdot 92,83 = 139,24 \text{ A};$$

б) відстройка від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 0,3 \cdot I_{\text{ном}} = 0,3 \cdot 125 = 37,7 \text{ A}.$$

Для подальших розрахунків вибирається значення випадку а):

$$I_{\text{с.з.мін}} = 139 \text{ A}.$$

б) Розрахунок відносного мінімального струму спрацьовування реле (чуттєвого органа) при відсутності гальмування.

Розрахунок сторони вищої напруги:

$$I_{*c.p. \min} = \frac{I_{c.z. \min} \cdot \frac{U_{\text{вн.ном.}}}{U_{\text{ном. II}}} \cdot k_{cx}}{K_I \cdot K_{TL} \cdot I_{\text{відтв. ном. ТАВ}}} = \frac{139 \cdot \frac{115}{115} \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 1,03$$

7) Максимальний розрахунковий струм небалансу при зовнішньому трифазному КЗ на стороні високої напруги:

$$I_{\text{нб. розр}} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{II} \cdot k_{\text{струм. II}} + \frac{I_{\text{відв. розр. II}} - I_{\text{відв. ном. II}}}{I_{\text{відв. розр. II}}}) \cdot I_{\text{к. макс}}^{(3)} =$$

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 1,09 = 0,653 \text{ кА}$$

8) Коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{\text{гальм}} = \frac{k_z \cdot I_{* \text{нб. розр}} \cdot \frac{I_{\text{в. ном. осн}}}{I_{\text{відв. ном. осн}}} - I_{* \text{ср. мін}}}{0,5 \cdot \sum I_{* \text{гальм. розр. n}} \cdot \frac{I_{\text{відв. гальм. розр. n}}}{I_{\text{відв. гальм. ном. n}}} - I_{* \text{гальм. поч}}}$$

де $I_{* \text{гальм. поч}} = 0,6$ – відносний вторинний струм початку гальмування;

$$I_{* \text{нб. розр}} = \frac{I_{\text{нб. розр}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{0,97}{1,099} = 0,88.$$

Підстановка чисел в формулу для знаходження коефіцієнту гальмування захисту:

$$k_{\text{гальм}} = \frac{1,5 \cdot 0,88 \cdot \frac{4,6}{4,6} - 0,5}{0,5 \cdot \frac{92,83}{125} \cdot \left(\frac{4,6}{5} - \frac{4,47}{5} \right)} = 0,23.$$

9) Розрахунок первинного струму спрацьовування відсічки за умовою налагодження від максимального первинного струму небалансу при перехідному режимі зовнішнього КЗ на шинах 110 кВ:

$$I_{c.відс.розр} = k_3 \cdot I_{нб.розр},$$

де

$$I_{нб.розр} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{II} \cdot k_{струм. II} + \frac{I_{відв.розр. II} - I_{відв.ном. II}}{I_{відв.розр. II}}) \cdot I_{к.макс}^{(3)} =$$

$$= (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,5 - 4,6}{4,5}) \cdot 1990 = 970 \text{ A}$$

Тоді:

$$I_{c.відс.розр} = 1,5 \cdot 970 = 1450 \text{ A}.$$

10) Відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічки:

$$I_{*c.відс.розр} = \frac{I_{c.відс.розр} \cdot k_{сх}}{k_I \cdot k_{TL} \cdot I_{відв.ном. TAV}} = \frac{713 \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 2,86.$$

Відносна уставка відсічки приймається рівною 3, що відповідає струму спрацьовування.

11) Коефіцієнт чутливості захисту при КЗ між двома фазами на стороні НН трансформатора:

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.н}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.н}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1320}{139 \cdot \sqrt{3}} = 9,5$$

3.3 Газовий захист

Встановлюється на трансформаторах потужністю 6,3 МВА і вище.

Дія газового захисту основана на тому, що будь-які, навіть незначні пошкодження, а також підвищені нагріви всередині бака трансформатора викликають витік оливи і органічної ізоляції, що супроводжується виділенням газу. Інтенсивність газоутворення і хімічний склад газу залежить від характеру і розміру пошкодження. Тому захист виконується так, щоб при повільному газоутворенні подавався попереджувальний сигнал, а при бурхливому газоутворенні, що має місце при короткому замиканні, пошкоджений трансформатор відключався. Окрім того, газовий захист діє на сигнал і на відключення, чи тільки на сигнал при небезпечному зниженні рівня оливи в баці трансформатора.

Газовий захист – найбільш універсальний і найбільш чутливий до внутрішніх пошкоджень захищеного трансформатора. Він реагує на такі небезпечні пошкодження, як замикання між витками обмоток, на які не реагують інші види захисту через недостатні величини струму при цьому виді пошкоджень. Для захисту використовується газове реле BF-50

4 Аналіз втрат в елементах районних електричних мереж

4.1 Кліматичні втрати електроенергії в повітряних лініях

Втрати на корону залежать від перерізу проводу робочої напруги (чим менший перетин і вища напруга, тим більша питома напруженість на поверхні проводу і тим більші втрати), конструкції фази, а також від погоди. Питомі втрати при різних погодних умовах визначають на підставі експериментальних досліджень. При цьому втрати на корону на лінії визначають за питомими втратами ΔP_k (кВт / км) в залежності від номінальної напруги і погодних умов.

4.1.1 Втрати електричної енергії на корону ПЛ напругою 220 кВ і вище у кВт·год. обчислюють за формулою (4.1):

$$\Delta W_{k,кор}^Q = \sum_m \sum_k^4 \Delta P_{нор.k.m} \cdot L_m \cdot \Delta T_k, \quad (4.1)$$

де $\Delta P_{нор.k.m}$ – питомі втрати потужності на корону ПЛ m -го виду за k – тих погодних умов, кВт/км;

L_m – довжина ПЛ m -го виду, км;

ΔT_k – тривалість погодних умов k – го виду за час знаходження ПЛ під напругою, годин.

Значення питомих втрат потужності на корону приймають за таблицею 4.1.

Таблиця 4.1 – Питомі втрати потужності на корону ПЛ [3].

Номінальна напруга, кВ	Марка і число проводів у фазі	Питомі втрати активної потужності за типами погодних умов, кВт/км				Питомі середньорічні втрати потужності, кВт/км
		ясно	сніг	дощ	паморозь	
110	1 х АС–120/19	0,02	0,1	0,3	1,0	0,08

					БР.5.141.883.ПЗ.ЕТ		
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Гарасенко А.А				Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Волохін В.В.				У	53	70
Нач.бюро					СумДУ ЕТДН-51п		
Н. контр.							
Затв.	Волохін В.В.						
Аналіз втрат в елементах районних електричних мереж							

Продовження таблиці 4.1

Номинальна напруга, кВ	Марка і число проводів у фазі	Питомі втрати активної потужності за типами погодних умов, кВт/км				Питомі се- редньорічні втрати потуж- ності, кВт/км
		ясно	сніг	дощ	паморозь	
150	1 х АС–240/32	0,4	1,9	6,8	20,6	1,5
	1 х АС–300/39	0,3	1,5	5,4	16,5	1,2
	1 х АС–330/43	0,25	0,95	2,75	10,5	0,84
220	2 х АС– 300/39	1,0	4,5	15,0	44,0	2,9
	2 х АС– 400/51	0,8	3,3	11,0	33,5	2,9
400	2 х АС–500/64	1,3	5,0	18,1	54,4	5,7
500	3 х АС–300/66	2,8	11,0	36,0	96,0	11,5
	3 х АС–400/51	2,4	9,1	30,2	79,2	8,5
	3 х АС–500/64	1,8	6,5	22,0	56,0	5,5
	8 х АС–300/48	0,1	0,5	1,5	4,5	2,5
750	4 х АС–600/72	4,6	17,5	65,0	130,0	15
	5 х АС–240/56	3,9	15,5	55,0	115,0	13

При визначенні щомісячних значень на корону слід множити середньорічні втрати на 1,4 для місяців першого і четвертого кварталів і 0,6 - для місяців другого і третього кварталів.

За відсутності відомостей про погодні умови втрати електричної енергії на корону дозволено обчислювати за формулою (4.2):

$$\Delta W_{\text{к.кор}}^{\text{Р}} = \sum_m \Delta P_{\text{нор.сер.м}} \cdot L_m \cdot T_n, \quad (4.2)$$

T_n – час знаходження ПЛ під напругою за розрахунковий період, годин.

Значення середньорічних питомих втрат потужності на корону $\Delta P_{\text{кор.сер.м}}$ приймають за таблицею 4.2.

Таблиця 4.2 – Середньорічні питомі втрати потужності на корону ПЛ

Напруга лінії, кВ	Марка і число проводів у фазі	Питомі середньорічні втрати потужності, кВт/км	Напруга лінії, кВ	Марка і число проводів у фазі	Питомі середньорічні втрати потужності, кВт/км
220	1×АС–240/32	1,5	400	2 х АС–500/64	5,7
	1×АС–300/39	1,2	500	3×АС–300/66	11,5
	1×АС–400/51	1,0		3×АС–400/51	8,5
	1×АС–500/64	0,7		3×АС–500/64	5,5
330	2×АС–240/32	4,8	750	5×АС–240/56	13,0
	2×АС–300/39	3,8		4×АС–400/93	23,8
	2×АС–400/51	2,9		4×АС–500/64	19,0
	2×АС–500/64	1,6		4×АС–600/72	15,0

Під час визначення помісячних значень втрат на корону слід множити середньорічні втрати на 1,4 – для місяців першого і четвертого кварталів і на 0,6 – для місяців другого та третього кварталів.

4.1.2 Втрати електроенергії в ізоляції ПЛ обчислюють згідно з розділом [18] або з урахуванням ступеня забруднення атмосфери (СЗА) у кВт·год. за формулою (4.3):

$$\Delta W_{к.із}^P = \frac{U_n^2}{3 \cdot R_{із} \cdot N_{із}} \cdot T_{вол} \cdot N_{гір}, \quad (4.3)$$

де U_n – номінальна напруга ПЛ, кВ;

$R_{із} = 1345 - 215 \cdot (N_P - 1)$ – електричний опір одного ізолятора, кОм, (N_P – номер рівня СЗА, визначений відповідно до [14]);

$N_{із}$ – кількість ізоляторів у фазі ПЛ, яку приймають згідно з проектом ПЛ, [14] або середня кількість ізоляторів в гірляндах на лініях згідно [3];

$N_{гір}$ – кількість гірлянд ізоляторів, яку приймають згідно з проектом ПЛ;

$T_{\text{вол}}$ – тривалість у розрахунковому періоді вологої погоди (туман, роса, дощ, мокрий сніг, паморозь), годин.

Таблиця 4.3 – Середня кількість ізоляторів на опорах повітряних ліній за різного ступеня забрудненості атмосфери.

Рівень СЗА	Середня кількість ізоляторів в гірляндах на лініях напругою, кВ									
	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I	1	1	2	3	6	9	12	18	25	39
II	1	1	2	3	7	10	15	19	27	42
III	1	1	2	3	8	11	16	20	30	48
IV	1	1	3	4	10	13	20	25	35	60
V	2	2	3	4	10	14	20	28	40	60
VI	2	2	4	5	12	17	24	34	49	72
VII	2	2	4	6	15	20	29	40	59	87

Дозволено визначати кількість гірлянд ізоляторів на ПЛ за формулою (4.4):

$$N_{\text{гір}} = n_{\text{гір}} \cdot L, \quad (4.4)$$

де $n_{\text{гір}}$ – питома кількість гірлянд ПЛ відповідно до [3], шт./км;

L – довжина ПЛ, км.

Таблиця 4.4 – Середня кількість гірлянд ізоляторів на опорах повітряних ліній.

Напруга ПЛ, кВ	6 - 20	35	110	150	220	330	500	750
Питома кількість гірлянд $n_{\text{гір}}$, шт./км	46,8	23,4	12,9	11,4	9,8	8,6	8,0	7,1

Перехід від ступеню забрудненості атмосфери (СЗА) згідно з [14] до ступеня забрудненості (СЗ) згідно з [21] глава 1.9 і навпаки виконують за таблицею 4.5 [3].

Таблиця 4.5 – Порівняльна таблиця ступенів забрудненості.

Ступінь забрудненості (СЗ) відповідно [18]	1	2	3	4	5
Ступінь забрудненості атмосфери (СЗА) відповідно до [18]	I та II	III	IV та V	VI	VII

У разі відсутності даних щодо тривалості груп погоди у розрахункових періодах втрати електроенергії в ізоляції ПЛ i -го ступеня напруги у кВт·год. обчислюють з використанням питомих середньорічних втрат електроенергії, що наведені в таблиці 4.6, за формулою (4.5):

$$\Delta W_{к.із}^P = \Delta W_{із.сеп.і.г}^P \cdot L_i \cdot T_n \cdot \frac{103}{8760}, \quad (4.5)$$

де $\Delta W_{із.сеп.і.г}^P$ – питомі середньорічні втрати електроенергії в ізоляції ПЛ i – го ступеня напруги у $г$ – тому регіоні, тис. кВт·год./км;

L_i – довжина ПЛ i – го ступеня напруги, км.

Таблиця 4.6 – Питомі середньорічні втрати електроенергії в ізоляції ПЛ, тис. кВт·год./км [18]

Номер регіону	Напруга ПЛ, кВ									
	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750
Перший	0,31	0,51	1,0	1,07	1,68	1,93	2,1	3,14	4,75	7,13
Другий	0,27	0,44	0,87	0,92	1,46	1,68	1,82	2,72	4,11	6,18

До першого регіону належать області: Харківська, Полтавська, Сумська, Чернігівська, Житомирська, Київська, Черкаська, Вінницька, Хмельницька, Тернопільська, Рівненська, Львівська, Волинська, Івано-Франківська, Закарпатська, Чернівецька;

до другого: Донецька, Луганська, Дніпропетровська, Кіровоградська, Одеська, Миколаївська, Херсонська, Запорізька, Автономна Республіка Крим.

При визначенні помісячних значень втрат електроенергії в ізоляції ПЛ слід помножити середньорічні втрати на 1,4 – для місяців першого і четвертого кварталів і на 0,6 – для місяців другого та третього кварталів.

4.2 Втрати електроенергії в ізоляції кабельних ліній електропередавання

Втрати електроенергії в ізоляції КЛ обчислюють згідно з розділом Д.6 [15] у кВт·год. за формулою (4.6):

$$\Delta W_{\text{із.к}}^{\text{P}} = \sum_1^j (\Delta Q_{0j} \cdot L_{\text{к}j}) \cdot T_{\text{н}} \cdot \text{tg}\delta, \quad (4.6)$$

де ΔQ_{0j} – питома зарядна потужність кабелю j -го поперечного перерізу, кВАр/км;

$L_{\text{к}j}$ – сумарна довжина ділянок ЛЕП, виконаних кабелем j -го поперечного перерізу, км;

$\text{tg}\delta$ – тангенс кута діелектричних втрат;

$T_{\text{н}}$ – час знаходження КЛ під напругою за розрахунковий період, годин.

Значення ΔQ_{0j} приймають згідно з ТУ на кабель або за [5].

Значення тангенса кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$ залежно від терміну експлуатації кабелів лежить в межах від 0,016 до 0,022. Перше значення відповідає усередненому терміну експлуатації КЛ до 20 років, друге - більше ніж 40 років. При терміні експлуатації від 20 до 40 років значення тангенса кута діелектричних втрат приймається рівним 0,019.

4.3 Особливі ситуації

4.3.1 В лініях електропередавання між різними суб'єктами електроенергетики (енергопостачальними компаніями) у разі встановлення лічильників не на межі балансової належності, а на кінцях лінії електропередавання, втрати електричної енергії в лінії розподіляються між суб'єктами електроенергетики пропорційно опорам ділянок лінії електропередавання, що знаходяться на їхніх балансах.

Кількість відданої $W_{\text{с.від}}^{\text{P}}$ і прийнятої $W_{\text{с.пр}}^{\text{P}}$ активної енергії у кожному напрямку обраховують за показами лічильників, встановлених на кінцях лінії електропередавання, за формулами (4.7, 4.8):

$$W_{\text{с.від}}^{\text{P}} = W_{\text{від}}^{\text{P}} - \frac{W_{\text{від}}^{\text{P}} - W_{\text{пр}}^{\text{P}}}{R_{\text{від}} + R_{\text{пр}}} \cdot R_{\text{від}}, \quad (4.7)$$

$$W_{с.пр}^P = W_{пр}^P - \frac{W_{від}^P - W_{пр}^P}{R_{від} + R_{пр}} \cdot R_{пр}, \quad (4.8)$$

де $W_{від}^P$ – кількість відданої активної енергії за показами лічильника, кВт·год.;

$W_{пр}^P$ – кількість прийнятої активної енергії за показами лічильника, кВт·год.;

$R_{від}$ – активний опір лінії електропередавання, що знаходиться на балансі організації, яка віддає енергію, Ом;

$R_{пр}$ – активний опір лінії електропередавання, що знаходиться на балансі організації, яка приймає енергію, Ом.

У випадках, коли лінія електропередавання виконана проводами (кабелями) однакового перерізу, втрати активної енергії в лінії ($W_{від}^P - W_{пр}^P$) розподіляють між суб'єктами пропорційно довжинам ділянок лінії, які знаходяться на їхніх балансах.

4.3.2 Кількість відданої $W_{с.від}^Q$ і прийнятої $W_{с.пр}^Q$ реактивної енергії у кожному напрямку обраховують за показами лічильників, встановлених на кінцях лінії електропередавання, за формулами (4.9, 4.10):

$$W_{с.від}^Q = W_{від}^Q - \frac{W_{від}^Q - W_{пр}^Q}{X_{від} + X_{пр}} \cdot X_{від}, \quad (4.9)$$

$$W_{с.пр}^Q = W_{пр}^Q - \frac{W_{від}^Q - W_{пр}^Q}{X_{від} + X_{пр}} \cdot X_{пр}, \quad (4.10)$$

де $W_{від}^Q$ – кількість відданої реактивної енергії за показами лічильника, кВАр·год.;

$W_{пр}^Q$ – кількість прийнятої реактивної енергії за показами лічильника, кВАр·год.;

$X_{від}$ – реактивний опір лінії електропередавання, що знаходиться на балансі організації, яка віддає енергію, Ом;

$X_{пр}$ – реактивний опір лінії електропередавання, що знаходиться на балансі організації, яка приймає енергію, Ом.

4.3.3 У випадках, коли лінія електропередавання виконана проводами (кабелями) однакового перерізу, втрати реактивної енергії в лінії ($W_{\text{від}}^Q - W_{\text{пр}}^Q$) розподіляють між суб'єктами пропорційно довжинам ліній, які знаходяться на їхніх балансах.

4.4 Втрати електроенергії у розгалужених лініях електропередавання

4.4.1 Втрати активної і реактивної електроенергії у розгалуженій лінії електропередавання протягом розрахункового періоду обчислюють відповідно до пункту 4.1.

4.4.2 У разі неможливості одночасного зчитування показів лічильників на вході і виходах розгалуженої ПЛ або відсутності лічильника на вході лінії втрати електроенергії за розрахунковий період обчислюють за рівнем інформаційного забезпечення Б як суму втрат електроенергії у кожному з її елементів за інтервали часу із умовно сталим навантаженням. При цьому, електричні навантаження в мережах номінальною напругою 6 кВ і більше приймають симетричними.

4.4.3 Квадрат діючого значення сили струму кожної ділянки розгалуженої лінії електропередавання для кожного інтервалу часу із умовно сталим навантаженням розраховують за активним і реактивним навантаженнями і параметрами лінії електропередавання та приєднаних трансформаторів (у випадках розташування точок вимірювання на стороні нижчої напруги трансформатора) за формулою (4.3).

4.4.4 На час впровадження обліку з рівнем інформаційного забезпечення Б (до моменту розроблення і сертифікації відповідного програмного забезпечення) дозволено розрахунки виконувати для розрахункового періоду в цілому, визначаючи діюче значення квадрата сили струму кожної ділянки за цей період за формулою (4.3).

4.5 Втрати електроенергії у внутрішньобудинкових мережах

4.5.1 Втрати електричної енергії у внутрішніх мережах багатоповерхових житлових (офісних) будинків потрібно обчислювати для кожного із введів як різницю одночасних показів лічильника електричної енергії, встановленого на вводі у житловий будинок і лічильників, за якими здійснюють облік електроенергії на внутрішньобудинкові потреби (освітлення сходів, сходових клітин, коридорів і технічних поверхів; потреби водопостачання і тепlopостачання; світлозагорожа; робота ліфтів тощо) та у фізичних (юридичних) осіб цього будинку.

4.5.2 У разі відсутності лічильника на вводі у багатоповерховий житловий (офісний) будинок або лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб або неможливості одночасного зчитування показів лічильників найменше можливе значення втрат електричної енергії, пов'язаних з електропостачанням будинку, розраховують як суму втрат у зовнішній живильній мережі $\Delta W_{з.м}^P$ і внутрішньобудинковій мережі живлення споживачів (квартир, офісів тощо) $\Delta W_{в.м}^P$, а також втрат у лічильниках електричної енергії $\Delta W_{л}^P$ та втрат в опорах контактних з'єднань відгалужень до лічильників $\Delta W_{з}^P$.

4.5.3 У розрахунках приймають, що:

- навантаження споживачів рівномірно розподілене уздовж розгалуженої частини стояка по довжині;
- між фазами зовнішньої живильної мережі навантаження розподілене рівномірно.

4.5.4 У разі відсутності лічильника на вводі у будинок та наявності лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб втрати активної електроенергії в кВт·год. у зовнішній мережі обчислюють за формулою (4.11):

$$\Delta W_{з.м}^P = \frac{\left(W_{в.п}^P + \sum_k \sum_m W_{к,м}^P \right)^2 + \left(W_{в.п}^Q \right)^2}{U_H^2 \cdot T} \cdot k_{\phi}^2 \cdot R_3 \cdot L_3 \cdot 10^{-3}, \quad (4.11)$$

де $W_{в.п}^P$ – споживання активної енергії на внутрішньобудинкові потреби протягом розрахункового періоду, кВт·год.;

									Арк.
									61
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.883.ПЗ.ЕТ				

$W_{k,m}^P$ – споживання активної енергії m -м споживачем k -го стояка протягом розрахункового періоду, кВт·год.;

$W_{в.п}^Q$ – споживання реактивної енергії на внутрішньобудинкові потреби протягом розрахункового періоду, кВАр·год.;

k_{ϕ}^2 – коефіцієнт форми графіка навантаження;

R_3 – питомий активний опір кабелю (проводу) зовнішньої мережі, Ом/км;

L_3 – довжина кабелю (проводу) зовнішньої мережі, км;

T – тривалість розрахункового періоду, годин;

m – кількість квартир (офісів), приєднаних до стояка;

k – кількість стояків.

4.5.5 Втрати активної електроенергії в кВт·год. у кожному з k стояків внутрішньобудинкової мережі обчислюють за формулою (4.12):

$$\Delta W_{в.м.k}^P = \frac{\left(\sum_m W_{m,k}^P \right)^2}{U_H^2 \cdot T} \cdot k_{\phi}^2 \cdot k_{нс} \cdot R_{в.k} \cdot \left(L_{н.k} + \frac{L_{р.k}}{3} \right) \cdot 10^{-3}, \quad (4.12)$$

де $R_{в.k}$ – питомий активний опір кабелю (проводу) k -го стояка, Ом/км;

$L_{н.k}$ – довжина кабелю (проводу) нерозгалуженої частини k -го стояка, км;

$L_{р.k}$ – довжина кабелю (проводу) розгалуженої частини k -го стояка, км;

$k_{нс}$ – коефіцієнт збільшення втрат в лінії 0,38 кВ стояка з несиметричним навантаженням фаз, який приймається для ліній з $R_0 / R_{\phi} = 1$ рівним **1,13**, для ліній з $R_0 / R_{\phi} = 2$ рівним **1,20** (R_0 і R_{ϕ} - опори нульового і фазного проводів відповідно, Ом).

4.5.6 У разі неможливості одночасного зчитування показів з лічильників споживачів і наявності лічильника на ввіді у будинок та лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб дозволено потужності стояків живлення споживачів приймати однаковими і втрати активної електроенергії в кВт·год. обчислювати за формулами:

– у зовнішній мережі (4.13):

$$\Delta W_{3.м}^P = \frac{(W_6^P)^2 + (W_{6.в.п}^Q)^2}{U_H^2 \cdot T} \cdot k_{\phi}^2 \cdot R_3 \cdot L_3 \cdot 10^{-3}, \quad (4.13)$$

– у внутрішньобудинковій мережі (4.14):

$$\Delta W_{в.м}^P = \sum_k \left(\frac{(W_6^P - W_{в.п}^P)^2}{k^2 \cdot U_H^2 \cdot T} \cdot k_{\phi}^2 \cdot k_{нс} \cdot R_{в.к} \cdot \left(L_{н.к} + \frac{L_{р.к}}{3} \right) \cdot 10^{-3} \right), \quad (4.14)$$

де W_6^P – споживання активної енергії протягом розрахункового періоду за показами лічильника на вводі у будинок, кВт·год.;

k – кількість стояків.

4.5.7 У разі неможливості віднести споживання електричної енергії до кожного із k стояків і/або відсутності лічильника на вводі в будинок та лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб дозволено потужності стояків приймати однаковими і втрати активної електроенергії в кВт·год. обчислювати за формулами:

– у зовнішній мережі (4.15):

$$\Delta W_{3.м}^P = \frac{\left(\sum_k \sum_m W_{m,k}^P \right)^2}{U_H^2 \cdot T \cdot \cos^2 \phi} \cdot k_{\phi}^2 \cdot R_3 \cdot L_3 \cdot 10^{-3}, \quad (4.15)$$

де $\cos \phi = 0,9$ – середній коефіцієнт потужності у зовнішній мережі;

– у внутрішньобудинковій мережі (4.16):

$$\Delta W_{в.м}^P = \sum_k \left(\frac{\left(\sum_k \sum_m W_{m,k}^P \right)^2}{k^2 \cdot U_H^2 \cdot T} \cdot k_{\phi}^2 \cdot k_{нс} \cdot R_{в.к} \cdot \left(L_{н.к} + \frac{L_{р.к}}{3} \right) \cdot 10^{-3} \right), \quad (4.16)$$

4.5.8 У разі наявності лічильника на вводі у будинок та відсутності лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб втрати активної електроенергії в кВт·год. у зовнішній мережі обчислюють за формулою (4.3), у внутрішньобудинковій мережі – за формулою (4.4).

4.5.9 Втрати електричної енергії в лічильниках в кВт·год. обчислюють за формулою (4.5):

$$\Delta W_{\Pi}^P = \sum_i N_i \cdot P_i \cdot T \cdot 10^{-3}, \quad (4.17)$$

де N_i – кількість лічильників i -того типу;

P_i – втрати електричної енергії в лічильниках i -того типу відповідно до паспорта лічильника, Вт;

T – тривалість розрахункового періоду, годин.

4.5.10 Обсяг втрат електричної енергії у з'єднаннях внутрішньобудинкових мереж в кВт·год. може бути врахований за взаємною згодою сторін на підставі вимірювань опорів контактних з'єднань відповідно до [16] за формулою (4.18):

$$\Delta W_Z^P = N_Z \cdot I^2 \cdot R_Z \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T \cdot 10^{-3}, \quad (4.18)$$

де N_Z – кількість контактних з'єднань на відгалуженнях до лічильників;

I – середній струм фази, А;

R_Z – опір контактного з'єднання, Ом.

Значення квадрату середнього струму в A^2 розраховується по формулі (4.19):

$$I^2 = \frac{\left(\sum_k \sum_m W_{m,k}^P \right)^2}{b \cdot k^2 \cdot m^2 \cdot U_H^2 \cdot T^2}, \quad (4.19)$$

де b – коефіцієнт, що дорівнює 3 для споживача трифазної енергії і 1- для споживача однофазної енергії.

Висновки

В результаті виконання роботи бакалавра було зроблено наступні:

- зроблений вибір марки проводів електричної мережі,
- обрані трансформатори на підстанціях мережі,
- зроблено розрахунок параметрів електричної мережі,
- визначено напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі і трансформаторів,
- запропоновано способи регулювання напруги в вузлах навантаження.

Виконано розрахунок електричної частини підстанції, з подальшим вибором комутаційного вимірювального обладнання. Виходячи з забезпечення надійності електропостачання в нормальних і в післяаварійних режимів, з огляду на перспективи розвитку та можливість виконання ре-ремонтних і експлуатаційних робіт, був зроблений вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій. Виходячи з навантаження, був зроблений вибір електровимірювальних трансформаторів.

Виконано розрахунок релейного захисту трансформатора. Визначено уставки спрацьовування захисту і забезпечена чутливість захисту.

Розглянуто питання аналізу втрат в районних електричних мережах. Наведено перелік заходи щодо їх зменшення.

					БР.5.141.883.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

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.
- 8 Горяжа 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. Горяжа, 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%

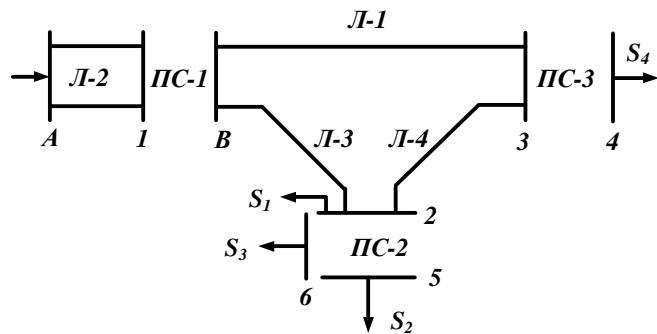
										Арк.
										66
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.883.ПЗ.ЕТ					

- 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 60909-0:2001, ІДТ).
- 15 ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, ІДТ).
- 16 ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України,

2004. – 159 с.

- 17 ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (Трансформатори силові. Загальні технічні умови).
- 18 ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 - 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії (із змінами, внесеними наказом МПЕ України від 03.02.2009 № 52).
- 19 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів, текст «Правил» відповідає офіційному тексту нової редакції, яка затверджена Наказом Міністерства палива та енергетики України від 13.02.2012 №91, зі змінами та доповненнями від 16.11.2012 (наказ № 905), від 16.05.2013 (наказ № 273), та від 11.01.2017 (наказ № 7).
- 20 ДНАОП 0.00–1.21–98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
- 21 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Гранично допустимі величини напруг і струмів. Електробезпека».

					БР.5.141.883.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68



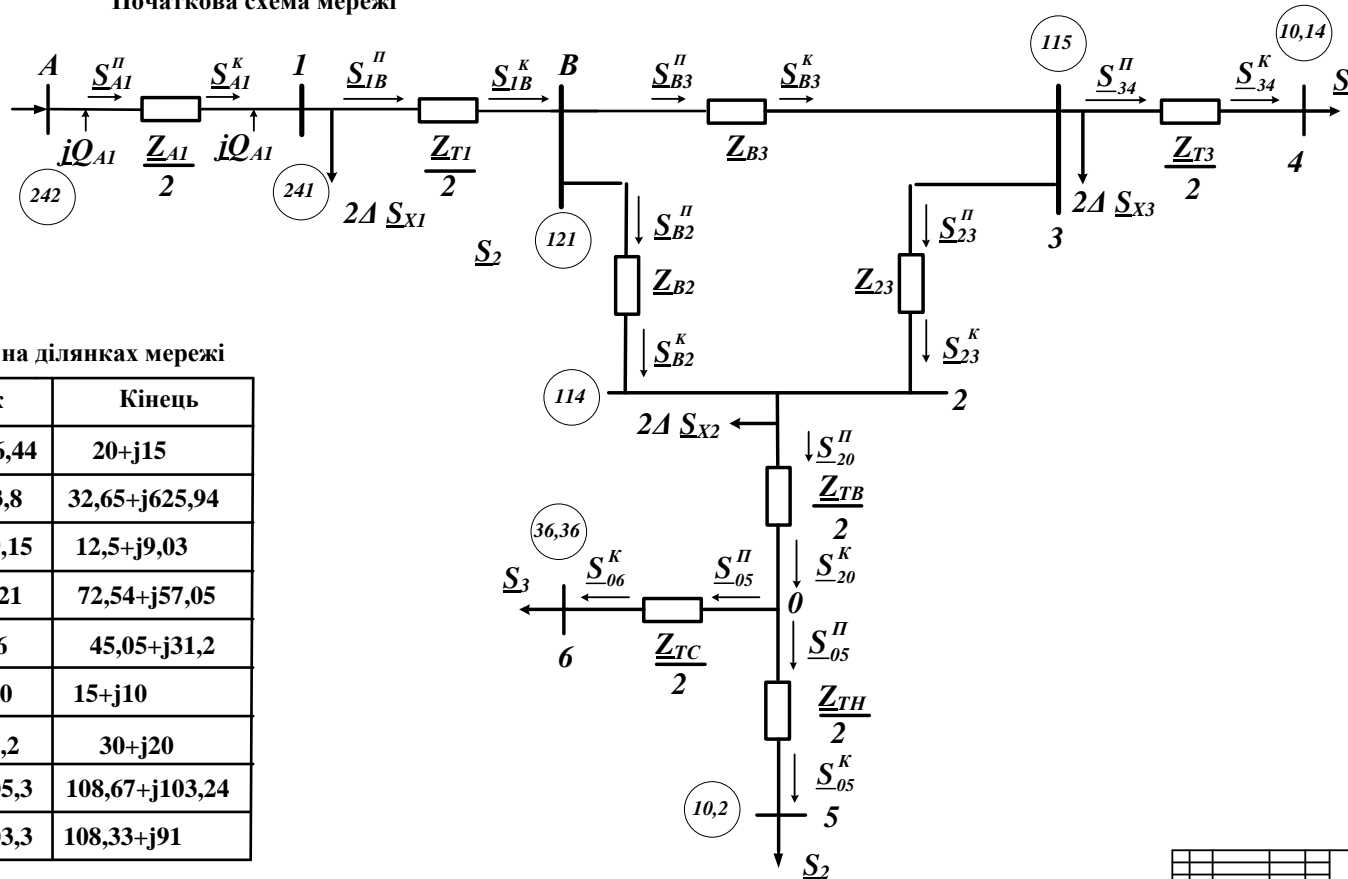
Початкова схема мережі

Категорія споживача

- $S_1 = II$
- $S_2 = II$
- $S_3 = III$
- $S_4 = I$

Потужності навантажень

- $\underline{S}_1 = 40 + j30 \text{ MVA}$
- $\underline{S}_2 = 30 + j 20 \text{ MVA}$
- $\underline{S}_3 = 15 + j10 \text{ MVA}$
- $\underline{S}_4 = 20 + j15 \text{ MVA}$

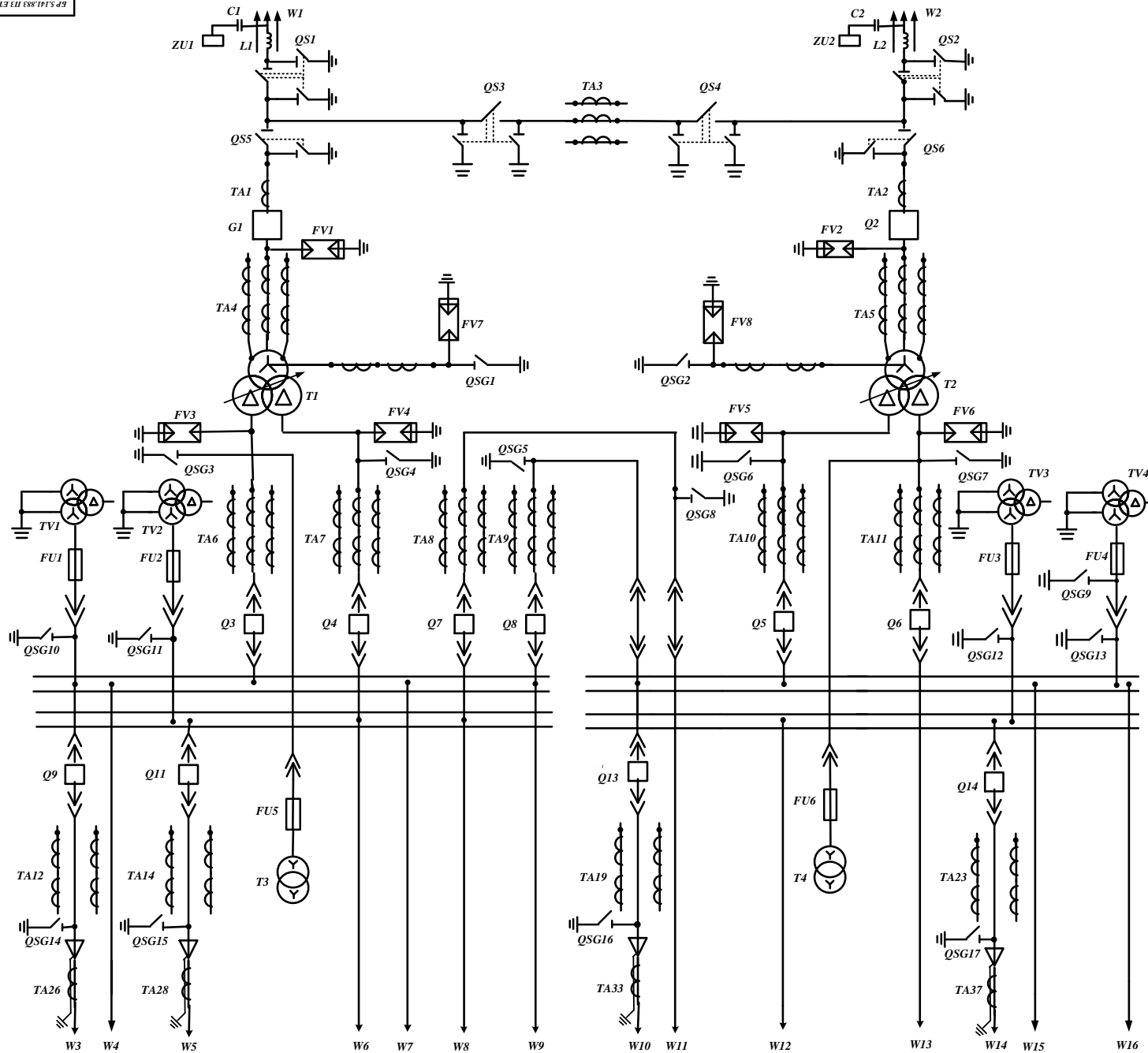


Розрахункова схема заміщення мережі

Потужності на ділянках мережі

Ділянка	Початок	Кінець
3-4	20,07+j16,44	20+j15
В-3	110,03+j73,8	32,65+j625,94
2-3	12,53+j9,15	12,5+j9,03
В-2	74,82+j64,21	72,54+j57,05
2-0	45,15+j35,6	45,05+j31,2
0-6	15,01+j10	15+j10
0-5	30,04+j21,2	30+j20
А-1	109,22+j105,3	108,67+j103,24
В-1	108,54+j103,3	108,33+j91

				БР.6.141.883.ГЧ.ЕТ		
Відк. др.	№ докум.	Титов	Дата	"Розрахунок параметрів, режимів і обслуговування електричних систем і аналіз втрат в елементах районних електричних мереж"		
Розроб.	Горюхов І.І.			Лист	Маса	Місць/літ.
Перевірив	Володь В.В.			У		
Коректував				Архив 1	Архив 2	
Редактор				Розрахунок електричної мережі		
Ілюстратор				СумДУ, зр.ЕТДн-51н		
Землер.	Володь В.В.					



Поз	Позначення	Найменування	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДНЦ-25000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор з'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загорювач	2
4	QS1-QS6	Роз'єднувач зовнішньої установки РНД-(3)-220/1000 УХЛ1	6
5	Q1, Q2	Вимикач ВВБМ-220Б-31,5/2000У1	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму тФЗМ-220-У1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму вбудований ТВТ-220-1	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентиляційний РВС-220МУ1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентиляційний РВП-10МУ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентиляційний РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗР-220УХЛ1	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 присиднання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУ3	7

БР.6.141.883.ГЧ.ЕТ			
Розроб	М. Довгань	Ліценз	Ліценз
Перевіряв	Тарасюк А.І.	Дата	
Коректував	Володимир В.В.	Архив 1	Архив 2
Проєктант		Розрахунок електричної частини підстанції	
Підписав		Суц/ДВ, пр.ЕТОп-51п	
Затверд	Володимир В.В.		