

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.

“ ___ ” _____ 2021 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: “Розрахунок режимів роботи електричних мереж і визначення втрат електроенергії в елементах електричної мережі”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТДн-72п

Назаренко О. О.

Керівник, доцент, к.т.н

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ___ ” _____ 2021 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Назаренко Олексія Олеговича

1 Тема роботи “Розрахунок режимів роботи електричних мереж і визначення втрат електроенергії в елементах електричної мережі”

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 методів розрахунку складових втрат електроенергії в елементах електричної мережі.

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	19.05.-22.05.2021	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	23.05.-26.05.2021	
3	Розрахунок релейного захисту	25.05.-30.05.2021	
4	Аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в елементах електричної мережі	31.05.-04.06.2021	
5	Оформлення роботи	05.06.-10.06.2021	

Студент гр ЕТдн –72п _____

Назаренко О. О.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 79, рис. 11 , табл. 21, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок режимів роботи електричних мереж і визначення втрат електроенергії в елементах електричної мережі”

[Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання” / Назаренко О. О.; керівник Лебединський І.Л.– Суми: СумДУ, 2021. - 79 с.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозподіл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний 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 методів розрахунку складових втрат електроенергії в елементах електричної мережі ”

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

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією

ЗРП – закритий РП

ТКЗ – струм короткого замикання

ХХ – холостий хід

Зміст

	Вступ.....	8
1	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	10
1.1	Вибір напруг ліній	11
1.2	Вибір типу проводів повітряних ліній.....	12
1.3	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій	14
1.4	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів	17
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах	21
1.6	Визначення напруг у вузлах навантаження	23
2	Розрахунок електричної частини підстанції.....	25
2.1	Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій.....	25
2.2	Вибір трансформаторів власних потреб.....	26
2.3	Розрахунок струмів короткого замикання	27
2.4	Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин.....	31
2.5	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	36
2.6	Вибір ошиновки розподільних пристроїв	40
2.7	Компонування розподільних пристроїв 220 кВ і конструктивна частина	42
2.8	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина	43
2.9	Заземлювальні пристрої підстанції	44
3	Розрахунок релейного захисту трансформатора.....	45
3.1	Розрахунок струмів короткого замикання.....	45
3.2	Розрахунок диференційного струмового захисту.....	47
4	Визначення втрат електроенергії в елементах електричної мережі.....	54
4.1	Втрати активної та реактивної електроенергії	54

					БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	“Розрахунок режимів роботи електричних мереж і визначення втрат електроенергії в елементах електричної мережі”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Назаренко О. О				Н	6	79
Перев.		Лебединський І.Л				СумДУ ЕТдн-72п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.Л						

4.2	Рівень інформаційного забезпечення А.....	60
4.2.1	Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах.....	60
4.2.2	Втрати електроенергії в лініях електропередавання і реакторах.....	62
4.3	Рівень інформаційного забезпечення Б.....	67
4.3.1	Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах.....	67
4.3.2	Втрати електроенергії в лініях електропередавання і реакторах.....	70
	Всновки.....	74
	Література.....	75
	Додаток А.....	78
	Додаток Б.....	79

						Арк.
						7
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ	

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;

						Арк.
						8
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту високовольтної лінії.
- розглянуто методи визначення втрат електроенергії в елементах електричної мережі.

					БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ	Арк.
						9
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 Розрахунок режиму роботи замкненого кола та вибір параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані для виконання роботи

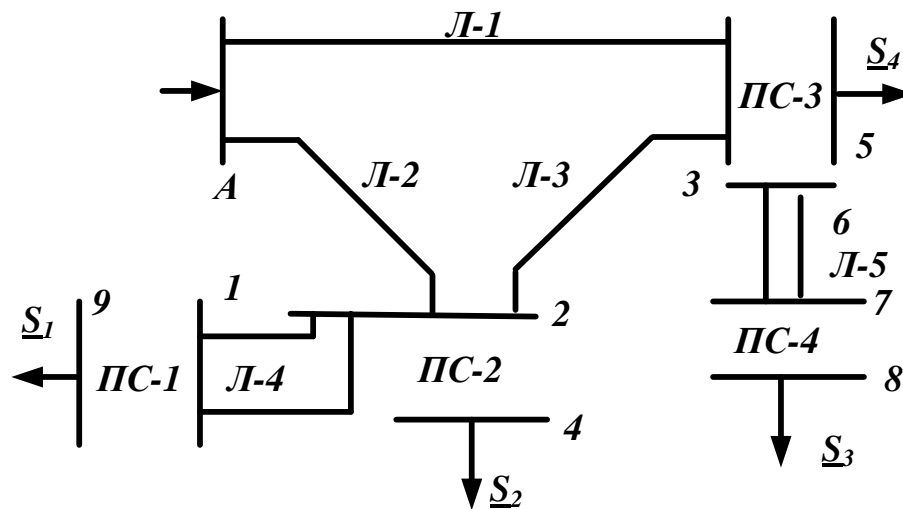


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої + електричної мережі

Таблиця 1.1– Вихідні дані електричної мережі

Довжина ПЛ, км					Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	Л-5	\underline{S}_1	S_2	S_3	S_4
30	20	40	30	20	$\frac{30+j20}{I}$	$\frac{40+j20}{II}$	$\frac{10+j5}{II}$	$\frac{40+j30}{II}$

					БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок режиму роботи замкненого кола та вибір параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Назаренко О. О				Н	10	79
Перев.		Лебединський І.Л				СумДУ ЕТдн-72п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.Л						

1.1 Розрахунок потокорозподілу в замкнутій мережі

Прийmemo навантаження вузла 3 рівним навантаженню вузлів 5 і 7, навантаження вузла 2 дорівнює сумі навантажень вузла 4 і вузла 9. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-3, Л-2 (рисунок 1.2). Визначимо розрахункові навантаження вузлів 3 і 2.

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 = 70 + j40 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_4 + \underline{S}_3 = 50 + j35 \text{ MVA}$$

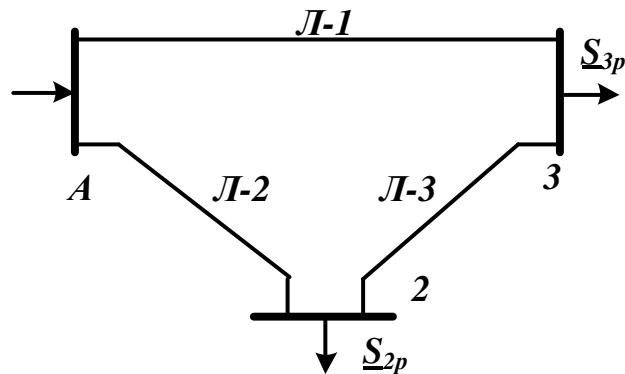


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

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

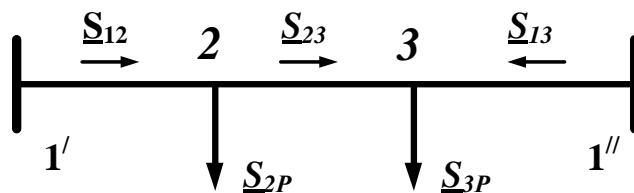


Рисунок 1.3 – Розімкнена мережа

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

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{31}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{31}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = 71,11 + j42,78 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = 1,11 + j2,78 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{12} + \underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{12})}{l_{23} + l_{13} + l_{12}} = 48,89 + j32,22 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності.

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13}$$

$$120 + j 75 = 120 + j 75$$

Баланс потужності зійшовся.

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

1.2 Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначимо напруги на ділянках мережі (рисунок 1.3) за формулою Іларіонова [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	Л-4
Довжина ділянки, км	30	20	40	30
Напруга ділянки, кВ	121,1	129	21	61

Приймаємо напругу електричної мережі рівною 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній:

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

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Струм, кА	0,308	0,436	0,016	0,059

Приймаємо для ліній провід марки АС-240/32

									Арк.
									12
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 1.4 – Марка і параметри проводів [3]

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Марка і переріз проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Параметри проводів				
R_o , Ом/км	0,118	0,118	0,118	0,118
X_o , Ом/км	0,405	0,405	0,405	0,405
b_o , См/км, $\times 10^{-6}$	2,81	2,81	2,81	2,81

Знайдемо параметри ліній електричної мережі.

Визначаємо опори ліній

Таблиця 1.5 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
$R_{Л} = r_o \cdot l_{Л}$. Ом	3,54	2,36	4,72	3,54
$X_{Л} = x_o \cdot l_{Л}$. Ом	12,15	8,1	16,2	12,15

1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругах мережі і навантаженнях вибираємо трансформатори [4].

Для ПС-1

Навантаження $S_{Л}$ відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори [4], що працюють паралельно.

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

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДН-25000/110.

Визначимо коефіцієнт завантаження:

									Арк.
									13
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$K_{зав} = \frac{S_1}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{30^2 + 20^2}}{2 \cdot 25} = 0,559$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,71, то два паралельно працюючі трансформатори ТРДЦН-25000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.6 - Каталогні дані трансформатора ТРДН-25000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регу- лювання	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- 25000/110	25	±9·1,78%	115	10,5	10,5	120	0,027	0,7	2,54	55,9	0,175

Для ПС-2

Навантаження S_2 відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори [4], що працюють паралельно.

$$S_T = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{40^2 + 20^2}}{1,4} = 31,94 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДН-40000/110.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_T} = \frac{4\sqrt{20^2 + 20^2}}{2 \cdot 40} = 0,559$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,71, то два паралельно працюючих трансформатори ТРДЦН-40000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

											Арк.
											14
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Таблиця 1.7 - Каталогні дані трансформатора ТРДН-40000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регу- лювання	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- 40000/110	40	±8×1,5%	115	10,5	10,5	172	0,036	0,65	1,4	34,7	260

ПС-3

$$S_{ТЗ} = \frac{S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{50^2 + 35^2}}{1,4} = 43,59 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо триобмотковий трансформатор ТДТН-40000/110 .

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{50^2 + 35^2}}{2 \cdot 63} = 0,7$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,71, то трансформатор ТДТН-40000/110 задовольняє вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.8- Каталогні дані трансформатора ТДТН-40000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регу- лювання	Каталожні дані					
			U _{НОМ} обмоток, кВ			U _к , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-40000/110*	40	±6×2%	115	38,5	10,5	10,5	17	6,5

Продовження таблиці 1.8

Каталожне данные			Расчетные данные						
ΔP _к , кВт	P _х , МВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _х , МВАр
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
200	0,043	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	0,24

									Арк.
									15
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ

ПС-4

Навантаження S_3 відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори [4], що працюють паралельно.

$$S_{T4} = \frac{S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{10^2 + 5^2}}{1,4} = 7,99 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТМН-10000/35.

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_1}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{10^2 + 5^2}}{2 \cdot 10} = 0,56$$

Таблиця 1.9- Каталогні дані трансформатора ТМН-10000/35 [5]

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			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							
ТМН-10000/35	10	±9×1,3%	36,75	10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80

Складаємо однолінійну схему електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій.

											Арк.
											16
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ						

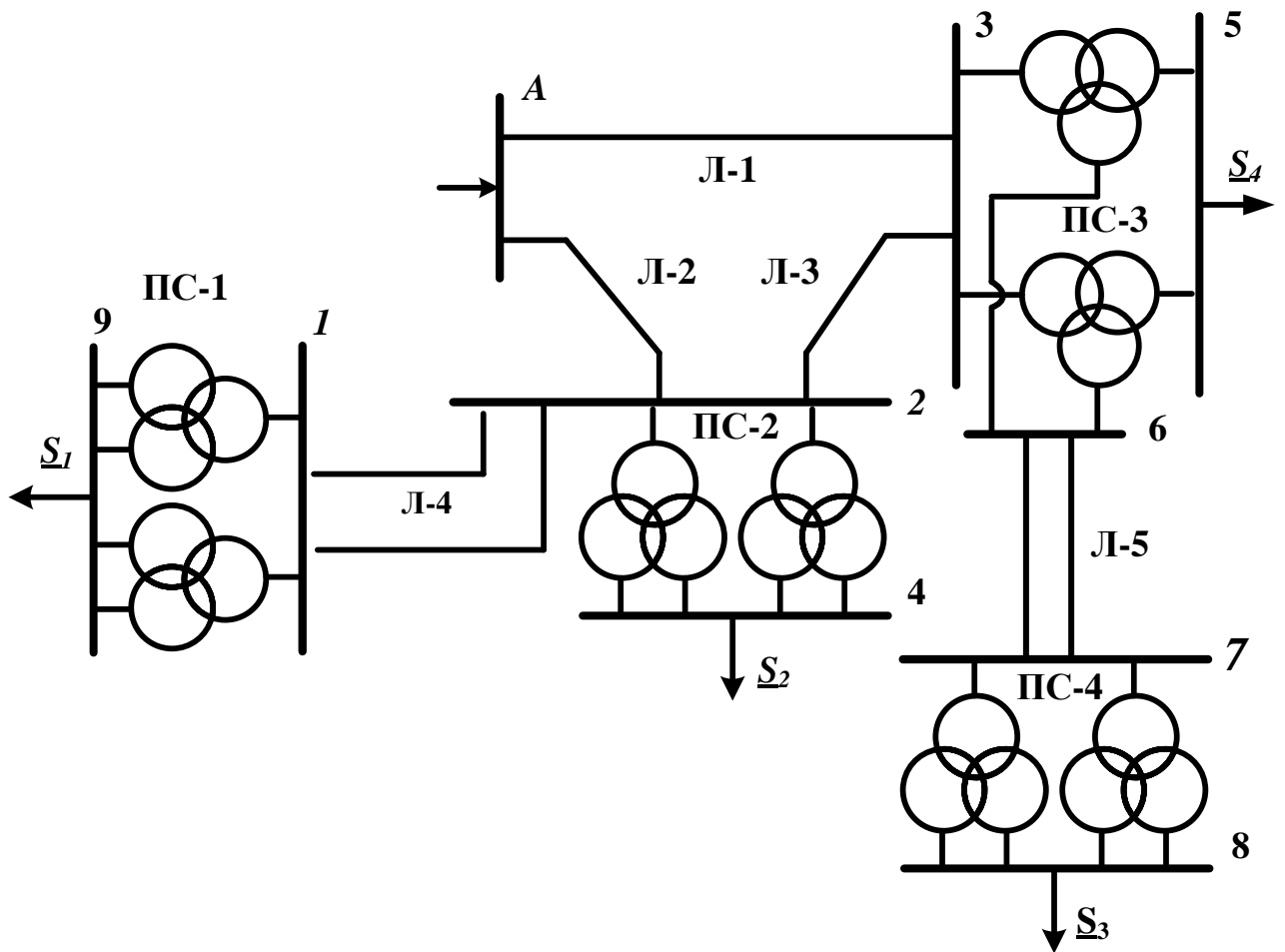


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні [1-3]. Зображаємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховуємо потужність у вузлі 1

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

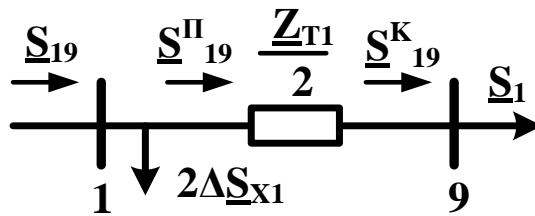


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність \underline{S}_{19}^K :

$$\underline{S}_{19}^K = \underline{S}_1 = 30 + j20 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужності \underline{S}_{15}^H і \underline{S}_{19} [1-3]:

$$\underline{S}_{19}^H = \underline{S}_{19}^K + \frac{(P_{19}^K)^2 + (Q_{19}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T1}}{2} = 30,14 + j23 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{19} = \underline{S}_{19}^H + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X1} = 30,19 + j23,35 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{21}^H :

$$\underline{S}_{21}^K = \underline{S}_{19} = 30,19 + j23,35 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{21}^H = \underline{S}_{21}^K + \frac{(P_{21}^K)^2 + (Q_{21}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{21}}{2} = 30,4 + j24,08 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні [1-3]. Зображаємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховуємо потужність у вузлі 2

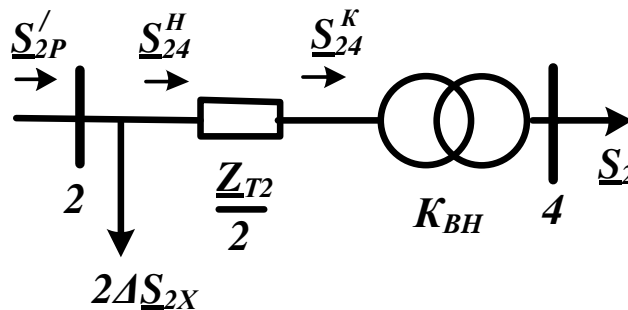


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-2

									Арк.
									18
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

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

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_2 = 40 + j20 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{24}^H = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T2}}{2} = 40,12 + j22,87 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{2P} = \underline{S}_{24}^H + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{2X} = 40,19 + j23,39 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2:

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}'_{2P} + \underline{S}_{21}^H = 70,59 + j47,47 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 7 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні. Изображаєм схему заміщення двохобмотувальні трансформатора і розраховуємо потужність у вузлі 7

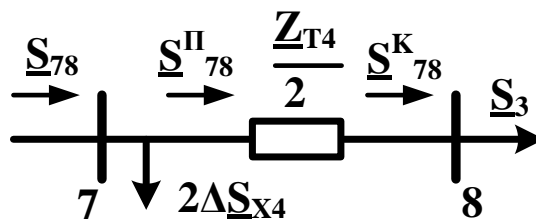


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-4

Визначаємо потужність \underline{S}_{78}^K :

$$\underline{S}_{78}^K = \underline{S}_3 = 10 + j5 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{78}^H :

$$\underline{S}_{78}^H = \underline{S}_{78}^K + \frac{(P_{78}^K)^2 + (Q_{78}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{T4}}{2} = 10,04 + j5,52 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{78} = \underline{S}_{78}^H + 2 \Delta \underline{S}_{X4} = 10,07 + j5,68 \text{ МВА}$$

Виберемо провід лінії 6–7 АС –150/24 $r_{67} = 0,168$ Ом/км, $x_{67} = 0,406$ Ом/км
Зображаємо схему заміщення лінії 6–7 і розраховуємо потужність у вузлі 6

						Арк.
						19
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

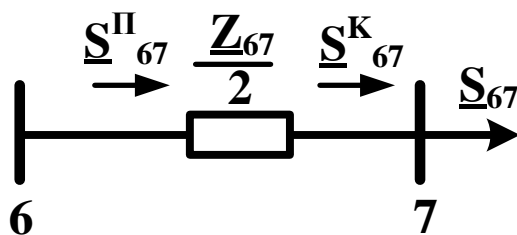


Рисунок 1.8 – Схема заміщення підстанції лінії 6 –7

$$\underline{S}_{67}^K = \underline{S}_{78} = 10,07 + j5,68 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{67}^{\Pi} = \underline{S}_{67}^K + \frac{(P_{67}^K)^2 + (Q_{67}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{67}}{2} = 10,26 + j6,12 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні. Изображаєм схему заміщення двохобмотувальні трансформатора і розраховуємо потужність у вузлі 3

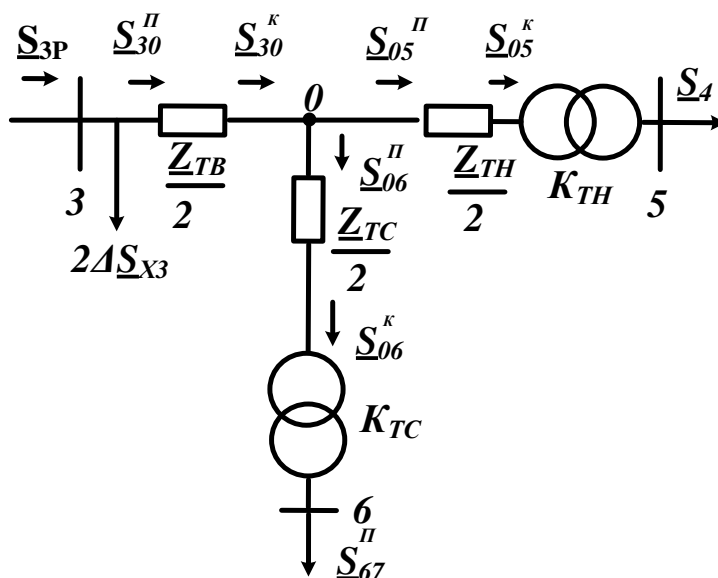


Рисунок 1.9 – Схема заміщення підстанції ПС-3

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

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_{67}^{\Pi} = 10,257 + j6,12 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{06}^{\Pi} = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TC}}{2} = 10,262 + j6,12 \text{ МВА}$$

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

									Арк.
									20
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$\underline{S}_{05}^K = \underline{S}_4 = 40 + j30 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{05}^{\Pi} = \underline{S}_{05}^K + \frac{(P_{05}^K)^2 + (Q_{05}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TH}}{2} = 40,08 + j32,3 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{30}^{Π} :

$$\underline{S}_{30}^K = \underline{S}_{05}^{\Pi} + \underline{S}_{06}^{\Pi} = 50,34 + j38,42 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{30}^{\Pi} = \underline{S}_{30}^K + \frac{(P_{30}^K)^2 + (Q_{30}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TB}}{2} = 50,48 + j44,31 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{30}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X3} = 50,56 + j44,79 \text{ МВА}$$

					БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ	Арк.
						21
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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].

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{31}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{31}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = 71,76 + j51,85 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = 1,17 + j4,38 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{12} + \underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{12})}{l_{23} + l_{13} + l_{12}} = 49,4 + j40,41 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності.

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13}$$

$$121,15 + j 92,26 = 121,15 + j 92,26$$

Баланс потужності зійшовся.

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

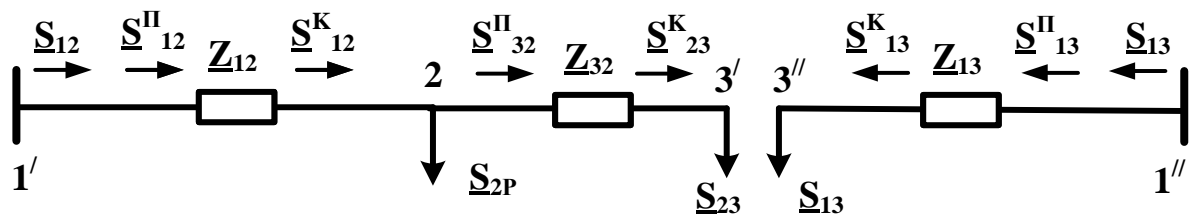


Рисунок 1.10– Розімкнена мережа

Визначимо потокорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.10.

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

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} = 1,17 + j4,38 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{23}^{\text{II}} = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 1,18 + j4,41 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{23}^{\text{II}} + \underline{S}_{2P} = 71,77 + j51,88 \text{ МВА}$$

					БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ	Арк. 22
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\underline{S}_{12}^{\Pi} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 74,83 + j62,38 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{13} = 49,4 + j40,41 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13}^{\Pi} = \underline{S}_{13}^K + \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{13} = 50,59 + j44,5 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} = 155,8 + j131 \text{ МВА}$$

1.6 Визначення напруг в вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більшою номінальною напругою мережі $U = 120 \text{ В}$.

Визначимо напругу вузла 3/:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{13}^{\Pi} R_{13} + Q_{13}^{\Pi} X_{13}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{13}^{\Pi} X_{13} - Q_{13}^{\Pi} R_{13}}{U_A} \right)^2} = 114 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 0:

$$U_0 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{30}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TB}}{2} + Q_{70}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TB}}{2}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{30}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TB}}{2} - Q_{30}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TB}}{2}}{U_3} \right)^2} = 107,27 \text{ кВ}$$

Визначимо напруги на низькій стороні ПС -3, як приведені до високої сторони.

Визначимо напругу вузла 6:

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TC}}{2} + Q_{06}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TC}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TC}}{2} - Q_{06}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TC}}{2}}{U_0} \right)^2} = 107,2 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 5:

									Арк.
									23
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TH}}{2} + Q_{05}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TH}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{05}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TH}}{2} - Q_{05}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TH}}{2}}{U_0} \right)^2} = 103,8 \text{ кВ}$$

:Знайдемо реальні напруги на низькій стороні ПС – 3 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,48 \text{ кВ}$$

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 35,89 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A2}^{\Pi} R_{A2} + Q_{A2}^{\Pi} X_{A2}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A2}^{\Pi} X_{A2} - Q_{A2}^{\Pi} R_{A2}}{U_A} \right)^2} = 116 \text{ кВ}$$

Визначимо напруги на низькій стороні ПС – 2, як приведені до високої сторони.

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{24}^H \cdot \frac{R_{T2}}{2} + Q_{24}^H \cdot \frac{X_{T2}}{2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{24}^H \cdot \frac{X_{T2}}{2} - Q_{24}^H \cdot \frac{R_{T2}}{2}}{U_2} \right)^2} = 112,5 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні ПС – 2 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 10,27 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 1:

									Арк.
									24
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{21}^{\Pi} R_{21}}{2} + \frac{Q_{21}^{\Pi} X_{21}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{21}^{\Pi} X_{21}}{2} - \frac{Q_{21}^{\Pi} R_{21}}{2} \right)^2} = 114,3 \text{ кВ}$$

Визначимо напруги на низькій стороні ПС – 1, як приведені до високої сторони:

$$U_9^B = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{19}^{\Pi} \cdot R_{T1}}{2} + \frac{Q_{19}^{\Pi} \cdot X_{T1}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{19}^{\Pi} \cdot X_{T1}}{2} - \frac{Q_{19}^{\Pi} \cdot R_{T1}}{2} \right)^2} = 108,5 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні ПС –1 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_9 = \frac{U_9^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,91 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 7:

$$U_7 = \sqrt{\left(U_6 - \frac{P_{67}^{\Pi} R_{67}}{2} + \frac{Q_{67}^{\Pi} X_{67}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{67}^{\Pi} X_{67}}{2} - \frac{Q_{67}^{\Pi} R_{67}}{2} \right)^2} = 34,73 \text{ кВ}$$

Визначимо напруги на низькій стороні ПС – 4, як приведені до високої сторони:

$$U_8^B = \sqrt{\left(U_7 - \frac{P_{78}^{\Pi} \cdot R_{T4}}{2} + \frac{Q_{78}^{\Pi} \cdot X_{T4}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{78}^{\Pi} \cdot X_{T4}}{2} - \frac{Q_{78}^{\Pi} \cdot R_{T4}}{2} \right)^2} = 33,82 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні ПС – 4 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_8 = \frac{U_8^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,66 \text{ кВ}$$

									Арк.
									25
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ				

2. Розрахунок електричної частини підстанції

2.1. Вихідні дані

Тип трансформатора	ТРДН-40000/110
Потужність трансформатора	S=40 МВА
Напруга	U=110 кВ
Опір трансформатора	X=34,7 Ом
Довжина лінії	L _{A2} = 20 км
Опір лінії	X _{A2} = 8,1 Ом
Потужність системи	S _C = 1000 МВА

2.2 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.5.6.141.057. ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Назаренко О. О			Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	24	66
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-72п		
Н. контр.								
Затв		Лебединський						

2.3 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 $S_{ТВН}$ – 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. Остаточно для живлення споживачів власних потреб приймаємо два трансформатори ТМ-40/10.

					БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

2.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору обладнання на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живиться за двома тупиковими лініями. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [8,9,10]. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення складає $S_C = 1000$ МВА.

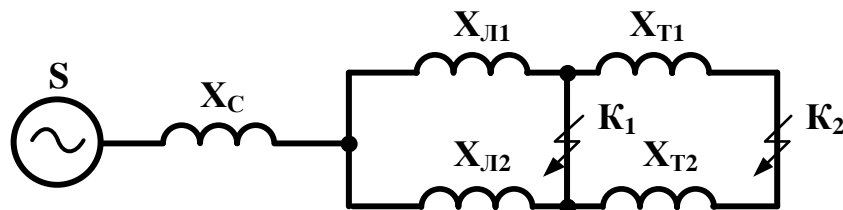


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює:

$$X_c = \frac{U_{\text{Л}}^2}{S_C} = \frac{110^2}{1000} = 12,1 \text{ Ом}$$

Опір працюючих:

- лінії $X_{A2} = 8,1$ Ом
- трансформаторів $X_T = 17,35$ Ом.

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{A2})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (12,1 + 8,1)} = 3,36 \text{ кА.}$$

Те ж в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{A2} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (12,1 + 8,1 + 17,35)} = 1,82 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{U_{B.HOM}}{U_{H.HOM}} = 1,82 \cdot \frac{115}{10,5} = 19,98 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці K_1 : $i_{y01} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,633 = 8,25 \text{ кА}$,
- в точці K_2 : $i_{y02} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 19,98 = 45,36 \text{ кА}$.

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

для точки K_1 : $I_{нт1} = I_{K1} = 3,63 \text{ кА}$;

для точки K_2 : $I_{нт2} = I_{K2} = 19,98 \text{ кА}$.

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

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

де T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової (для K_1 – $T_a = 0,025$ с, для K_2 – $T_a = 0,05$ с);

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

Для точки K_1 :

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} \cdot 3,63 = 0,46 \text{ кА}.$$

Для точки K_2 :

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} \cdot 19,98 = 3,8 \text{ кА}.$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка K_1):

$$W_K = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 3,63^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,12 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

для сторони НН (точка K_2):

$$B_R = I_{K_2}^2 \cdot (t + Ta) = 19,89^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 59,9 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результати розрахунку зведені в табл. 2.2

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ в момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіодич. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , кА ² с
Шини 110 кВ K_1	3,63	8,25	3,63	0,46	1,122
Шини 10 кВ K_2	19,98	45,36	19,98	3,80	59,90

2.5 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:

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

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці високої напруги;
- вступні вимикачі на боці 10 кВ;
- секційні вимикачі на боці 10 кВ;
- вимикачі ліній, що відходять 10 кВ;
- роз'єднувачі високої напруги;
- трансформатори струму і напруги 110 і 10 кВ;
- 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.

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{110.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ А}$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{вим} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 40000}{1,73 \cdot 10 \cdot 2} = 1618 \text{ А} .$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{с.в} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 4000}{1,73 \cdot 10} = 1618 \text{ А} .$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ

Арк.

30

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 100SFMT63SF.

$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$, $I_{НОМ} = 1200 \text{ А}$, $I_{НОМ.ВІД} = 63 \text{ кА}$,

$I_{СКВ.Пр.} = 63 \text{ кА}$, $I_{СКВ} = 102 \text{ кА}$, $I_T = 63 \text{ кА}$,

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

$I_{а ном.} = 1,4 \cdot \beta_H \cdot I_{НОМ.ОТКЛ.}/100 = 1,41 \cdot 36 \cdot 63/100 = 32 \text{ кА}$,

$I^2_T \cdot t_y = 443 \cdot 0,07 = 31 \text{ кА}^2\text{с.}$

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 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1200 А
$I_{по} \leq I_{прскз}$	3,63 кА	63 кА
$I_{y0} \leq I_{скз}$	8,25 кА	102 кА
$I_{п\tau} \leq I_{викл.Ном}$	3,63 кА	63 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,3 кА	32 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,12 кА ² с	31,5 кА ² с

Обраний вимикач повинен повністю задовольняти умовам вибору.

На стороні низької напруги рекомендується обирати вакуумні вимикачі.

t – розрахунковий час розмикання 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3150 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	19,98 кА	80 кА
$I_{уд2} \leq I_{СКВ}$	45,36 кА	54,6 кА
$I_{пт} \leq I_{вickl.ном}$	19,98 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	3,8 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	59,9 кА ² с	81 кА ² с

Вибираємо МГГ-10-4000-45УЗ [20]

$$t_{відк} = 0,04 \text{ сек, } \beta_H = 20 \%$$

$$I_{аном.} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.відк.}/100 = 1,41 \cdot 20 \cdot 31,5/100 = 8,83 \text{ кА,}$$

$$I_T^2 \cdot t_y = 45^2 \cdot 0,04 = 81 \text{ кА}^2\text{с.}$$

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 затухання дуги на розриві, шунтованому резистором, інший розрив відключає супроводжуючий струм, обмежений цим резистором.

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{пр.СКВ}$	45,56 кА	80 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	33,82 кА	54,6 кА
$I_{пт} \leq I_{викл.ном}$	19,98 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	3,8 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	59,9 кА ² с	81 кА ² с

Обрано вимикач МГТ –10 –4000 – 45У3

У таблиці 2.6 наведено вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ. Роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами заземлюючих ножів.

Таблиця 2.6 - Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	45,36 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,12 кА ² с	2927 кА ² с

Рекомендується прийняти до установки на стороні 110 кВ роз'єднувачі типу РДЗ-110/1000 НУХЛ1.

$$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}, I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А},$$

$$I_{\text{СКВ.Пр.}} = 80 \text{ кА},$$

$$I_{\text{Тг}} = 31,5 \text{ кА}, t_{\text{ТЕРг}} = 3 \text{ сек.}$$

$$I_{\text{Тз}} = 31,5 \text{ кА}, t_{\text{ТЕРз}} = 1 \text{ сек.}$$

$$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{г}} = 31,2^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с.}$$

$$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{з}} = 31,2^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с.}$$

2.6 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 110 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.

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.

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ				34

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 2.7 - 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
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	8,25 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,123 кА ² с	162,5 кА ² с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму елегазові з порцелянової ізоляцією ТОГФ–110 (УХЛ1)
[20]

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 ТОГФ–110(УХЛ1) 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	8000 А
$i_{уд} \leq I_{np.СКВ}$	19,98 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	59,9 кА	625 кА
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТВ –10–IV.

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,618 кА	8000 кА
$i_{уд} \leq I_{np.СКВ}$	19,98 кА	54,6 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	59,9 кА ² С	625 кА ² С
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Приймається до установки трансформатор струму TV–10–IV.

В якості трансформаторів напруги вибираємо на стороні 110 кВ трансформатори ТОГФ–110 (УХЛ1), на стороні 10 кВ - TV–10–IV. Їх характеристики наведені в таблиці 2.11

Таблиця 2.11 – Характеристики вибраних трансформаторів напруги

Тип	Номинальна напруга обмотки			Номинальна потужність, В · А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	первинної, кВ	основної вторинної, В	додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
ТВ–10–IV	$\frac{6}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	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
ТОГФ–110	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	100:3	—	400	600	1200	2000

$$\gamma = \frac{b \cdot h^2}{12} = \frac{10 \cdot 1^2}{12} = 0,426 \text{ см}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{0,426}{10}} = 27,7 \text{ Гц.}$$

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

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп},$$

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

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a},$$

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

$a = 0,5$ м – відстань між фазами.

За допустимим опором вибираємо алюмінієву шину [100×10] мм, з трьома смугами на фазу.

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{45,36^2 \cdot 10^6 \cdot 1,5^2}{\left(\frac{0,1^2 \cdot 0,01}{6}\right) \cdot 0,5} = 60,07 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності $\sigma_{розр} \leq \sigma_{прип}$, дотримується, так як $60 \leq 90$.

Таким чином, обрані алюмінієві шини прямокутного перерізу [100×10] мм, перевірені на можливість виникнення резонансних явищ і на динамічну стійкість. Вони задовольняють необхідні вимоги.

2.8 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина

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

Спорудження закритих ПС напругою 110 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 110 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 110 кВ і вище приймають при техніко-економічному обґрунтуванні при обмежених 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 вантажно-підйомні пристрої, або можливість застосування вантажопідіймальних машин (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ				41

2.9 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.5.6.141.057. ПЗ ЕТ				42

2.10 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.

					БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

3 Розрахунок релейного захисту

3.1 Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21

Диференційний захист типу ДЗС-21 (ДЗС-23) призначений для використання в якості основного захисту силових трансформаторів, автотрансформаторів і блоків генератор-трансформатор, генератор-автотрансформатор при всіх видах КЗ [11].

Виконання захисту трифазне із загальним виходом трьох фаз у ДЗС-21 і пофазним виходом у ДЗС-23, що дозволяє його використання в якості основного захисту групи однофазних силових трансформаторів або автотрансформаторів.

Використання в захисті нових принципів налагодження від кидків намагнічувального струму силових трансформаторів (автотрансформаторів) і перехідних струмів небалансу в поєднанні з використанням гальмування від струмів плечей захисту для налагодження від сталих і перехідних струмів небалансу дозволяє знизити мінімальну уставку по струму спрацьовування захисту до $0,3 \cdot I_{НОМ}$ трансформатора [11].

Використання напівпровідникової елементної бази дозволило крім збільшення чутливості в ряді випадків зменшити споживану захистом потужність колами змінного і постійного струму і підвищити швидкодію в порівнянні з диференційними захистами на електромеханічних реле типів РНС-560 і ДЗС-11.

Спеціальне виконання вхідних кіл по змінному струму забезпечує правильну роботу захисту при похибці трансформаторів струму до 40 %. З урахуванням низької споживаної потужності в колах змінного струму це може при необхідності полегшити вибір трансформаторів струму для диференційного захисту типу ДЗС-21 (ДЗС-23) за кривими граничної кратності.

Захист типу ДЗС-21 призначений для роботи при живленні від мережі постійного оперативного струму напругою 220 або 110 В і від блоків живлення з номінальною вихідною напругою випрямленого струму 110 кВ.

					БР.5.6.141.057.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Назаренко				“Розрахунок релейного захисту”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					Н	45	70
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.	Лебединський							
						СумДУ ЕТдн-72п		

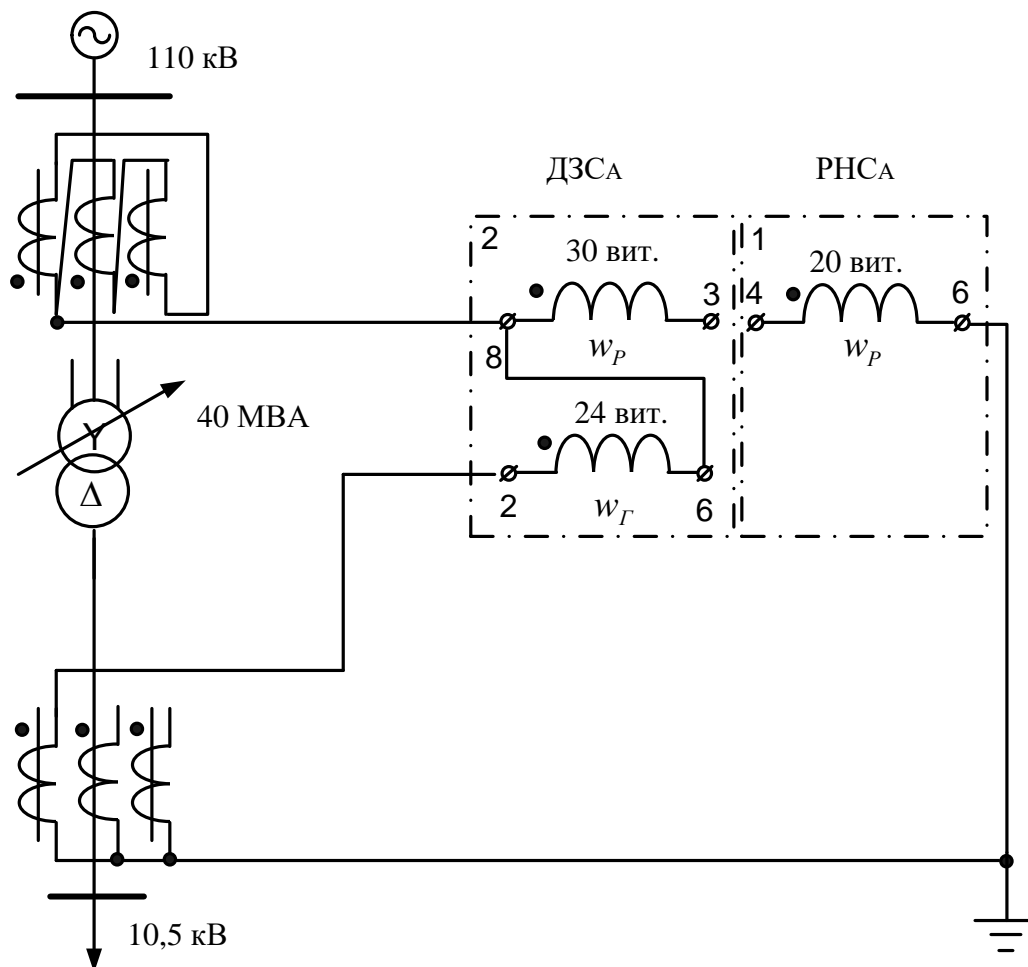


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

3.2 Технічні дані трансформатора, що захищається

Трансформатор силовий двообмотковий з розщепленою обмоткою низької напруги типу ТРДН-40000/110 призначений для зв'язку електричних мереж напругою 110 і 10 кВ.

Структура умовного позначення:

ТРДН-40000/110

Т – трансформатор;

Р – розщеплена обмотка;

Д – двообмотковий;

Н – з регулюванням напруги під навантаженням;

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

БР.5.6.141.057.ПЗ.ЕТ

Арк.

46

Для трансформаторів 110 кВ можна прийняти:

$$X_{T.МІН} = X_{T.НОМ} \cdot (1 - \Delta U)^2,$$

$$X_{T.МАКС} = X_{T.НОМ} \cdot (1 + \Delta U)^2,$$

$$X_{ВН.МІН} = 2,17 \cdot (1 - 0,16)^2 = 1,53 \text{ Ом},$$

$$X_{ВН.МАКС} = 2,17 \cdot (1 + 0,16)^2 = 2,92 \text{ Ом},$$

$$X_{НН.МІН} = 30,36 \cdot (1 - 0,16)^2 = 21,41 \text{ Ом},$$

$$X_{НН.МАКС} = 30,36 \cdot (1 + 0,16)^2 = 40,87 \text{ Ом}$$

Опір енергосистеми $X_c = 12,1$ Ом.

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

$$I_{K.МАКС.ВН} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{ВН.МІН} + X_{НН.МІН})} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot (12,1 + 1,53 + 21,41)} = 1,81 \text{ кА}$$

$$I_{K.МАКС.НН} = I_{K.МАКС.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 1810 \cdot \frac{133}{10,5} = 20,91 \text{ кА}$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

Але для цієї мережі $U_{МАКС} = 133$ кВ, тоді:

$$I_{K.МІН.ВН} = \frac{U_{МАКС}}{2 \cdot (X_c + X_{ВН.МАКС} + X_{НН.МАКС})} = \frac{126}{2 \cdot (12,1 + 2,92 + 40,87)} = 1082,5 \text{ А}$$

$$I_{K.МІН.НН} = I_{K.МІН.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 1082 \cdot \frac{126}{10,5} = 12,74 \text{ кА}$$

Визначимо первинні номінальні струми:

$$I_{ВН.НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН.НОМ}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А}$$

$$I_{НН.НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН.НОМ}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2202 \text{ А}$$

Розрахунковим є реле типу ДЗС-21. Для нього струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) налагодження від кидка намагнічуючого струму:

$$I_{с.з} = k_{відс} \cdot I_{НОМ} = 1,5 \cdot 201 = 301,6 \text{ А}$$

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН

$$I_{c.з} = k_3 \cdot (k_{від} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 2159 = 0,843 \text{ кА}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 843 А.

Далі розрахунок параметрів зведемо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункові параметри

Найменування величини	Позначення і метод визначення	110 кВ	10 кВ
Первинний струм на сторонах трансформатора, що захищається, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	201	2202
Схема з'єднання трансформаторів струму	–	Δ	Y
Коефіцієнт схеми	K_{cx}	$\sqrt{3}$	1
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	K_I	600/5	6000/5
Вторинний струм в плечах захисту, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} \cdot k_{cx}}{K_I}$	2,89	3,17

Вторинні струми:

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

$$I_{в.ном_I} = \frac{201 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{600} = 2,89 \text{ А}, \quad I_{в.ном_{II}} = \frac{2202 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{6000} = 3,17 \text{ А}$$

Виберемо відгалуження трансформаторів струму. Дані розрахунку наведемо в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок трансформаторів струму

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ
1	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансформатора на основній стороні, А	$I_{\text{ВДГ.НОМ.ОСН}} \leq I_{\text{НОМ.В.ОСН}}$	2,89	–
2	Розрахунковий струм відгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{\text{ВДГ.РОЗР.НЕОСН}} = I_{\text{НОМ.В.НЕОСН}} \frac{I_{\text{ВДГ.НОМ.ОСН}}}{I_{\text{НОМ.В.ОСН}}}$	–	$3,5 \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
3	Тип автотрансформаторів струму, які включаються в плече захисту	–	–	АТ-31
4	Номінальний струм використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми в плечі захисту, А	–	–	3,6
5	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми	–	–	1 – 9
6	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	–	–	1 – 11

Продовження таблиці 3.2

7	Номінальний струм використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	$I_{НОМ.ВІД_{ТАВ}}$	—	4,25
8	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансреактора реле на неосновних сторонах, А	—	—	4,6
9	Номер використовуваного відгалуження трансреактора реле	—	7	5
10	Розрахунковий струм відгалуження проміжних трансформаторів струму кола гальмування реле, А	$I_{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}$	4,6	$\frac{3,5 \times 4,6}{3,6} = 4,47$
11	Номінальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}$	5	5
12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле	—	1	1

Визначаємо первинний гальмовий струм, відповідний початку гальмування [12]:

$$I_{п.гал.поч} = 0,5 \cdot I_{ном} \cdot \left(k_{струм.І} \cdot \frac{I_{відг.гал.ном.І}}{I_{відг.гал.розр.І}} + k_{струм.ІІ} \cdot \frac{I_{відг.гал.ном.ІІ}}{I_{відг.гал.розр.ІІ}} \right) = 148,5 \text{ А}$$

де $k_{струм.І} = 1$, $k_{струм.ІІ} = 1$ – коефіцієнти струморозподілу, відповідно для сторін І (110 кВ), ІІ (10 кВ) в розглянутому режимі.

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{\text{нб.гальм.поч}} = \left(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{\text{II}} + \frac{I_{\text{відв.розр.II}} - I_{\text{відв.ном.II}}}{I_{\text{відв.розр.II}}} \right) I_{\text{гальм.поч}} = 148 \text{ A}$$

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

1) налагодження від розрахункового первинного струму небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{\text{с.з.мін}} \geq k_3 I_{\text{нб.гальм.поч}} = 222,8 \text{ A};$$

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 0,3 I_{\text{ном}} = 60,3 \text{ A}$$

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 223 \text{ A}$$

Розрахуємо відносний мінімальний струм спрацьовування реле (його чутливого органу) при відсутності гальмування. За розрахункову приймається сторона ВН.

$$I_{*с.р.мін} = \frac{I_{\text{с.з.мін}} \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номII}}} k_{\text{сх}}}{K_I K_{TL} I_{\text{відв.номTAV}}} = 0,83$$

Знайдемо максимальний розрахунковий струм небалансу $I_{\text{нб.розр}}$ при зовнішньому трифазному КЗ на стороні низької напруги:

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{\text{гальм}} = \frac{k_3 I_{*нб.розр} \frac{I_{\text{в.ном.осн}} - I_{*ср.мін}}{I_{\text{відв.ном.осн}}}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.п} \frac{I_{\text{відв.гал.розр.п}} - I_{*гальм.поч}}{I_{\text{відв.гальм.ном.п}}}} = 7,64$$

де $I_{\text{в.ном.осн}}$, $I_{\text{від.ном.осн}}$, $I_{\text{від.галь.розр.п}}$, $I_{\text{від.гальм.ном.п}}$ – значення струмів;

$I_{*гал.поч} = 0,6$ – відносний вторинний струм початку гальмування, оскільки гальмування здійснюється тільки від груп ТС на приймальних сторонах.

Визначаємо первинний струм спрацьовування відсічення по умові налагодження від максимального первинного струму небалансу при перехідному режимі зовнішнього КЗ на шинах 110 кВ:

$$I_{c.відс.розр} = k_z \cdot I_{нб.розр} = 1580 \text{ А},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відс.розрII} - I_{відс.номII}}{I_{відс.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = 1085,7 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*c.відс.розр} = \frac{I_{c.відс.розр} \cdot k_{cx}}{K_I K_{TL} I_{відс.номTAV}} = 6,3$$

Відносна уставка відсічення приймається рівною 6, що відповідає струму спрацьовування відсічення:

$$I_{c.відс} = 6 \cdot I_{відс.ном} = 755 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту (його чутливого органу) при КЗ між фазами на стороні низької напруги:

$$k_c^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{cx.n}^{(m)}}{I_{c.з} \cdot K_{cx.n}^{(3)}} = 15,3$$

Коефіцієнт чутливості більший двох, що задовольняє умові установки захисту.

3.4 Захист від надструмів при зовнішніх КЗ (Максимальний струмовий захист)

Максимальний захист служить для відключення трансформатора при КЗ на збірних шинах або на приєднаннях, що відходять від них, якщо РЗ або вимикачі цих елементів відмовили в роботі. Одночасно РЗ від зовнішніх КЗ використовується і для захисту від пошкодження в трансформаторі. Однак за умовами селективності МСЗ повинен мати витримку часу і, отже, не може бути швидкодіючим. З цієї причини в якості основного РЗ від пошкоджень в трансформаторах він використовується лише на малопотужних трансформаторах. На трансформаторах, що мають спеціальний РЗ від внутрішніх пошкоджень, РЗ від зовнішніх КЗ служить резервом до цього захисту на випадок його відмови.

МСЗ може бути виконаний на базі мікропроцесорного пристрою релейного захисту, автоматики і управління приєднань УЗА-10А.2. Він призначений для використання в схемах релейного захисту та протиаварійної автоматики для захисту електричних машин, трансформаторів і ліній електропередачі при коротких замиканнях і перевантаженнях, а також для управління і телемеханіки приєднання. Пристрій УЗА10А.2 - живиться від джерела як постійного, так і змінного оперативного струму. Від кіл змінного струму виконується комбіноване живлення від струму і напруги і захист може працювати тільки від струму короткого замикання.

Робочий діапазон температур від -25°C до $+50^{\circ}\text{C}$ (розширений від -40°C до $+70^{\circ}\text{C}$).

Функції пристрою:

- двофазний (трифазний) МСЗ (може бути замінений на захист від перевантаження);
- струмове відсічення 2 ступені: CO1, CO2;
- захист від замикань на землю (ЗНЗ);
- прискорення МСЗ при включенні вимикача;
- дистанційне включення і відключення вимикача;
- контроль і управління вимикачем;

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.057.ПЗ.ЕТ

Арк.

54

- зовнішнє блокування захисту;
- пуск УРОВ;
- одноразове АПВ;
- вимір струмів фаз і струму ЗНЗ;
- запам'ятовування струму КЗ (на замовлення - 5 подій з фіксацією струму і часу КЗ);

4 Визначення втрат електроенергії в елементах електричної мережі

4.1 Втрати активної та реактивної електроенергії

Втрати активної ΔW^P чи реактивної електроенергії ΔW^Q в електричних мережах за розрахунковий період визначаються окремо для кожного елемента електричної мережі (лінії електропередачі, реактора, трансформатора чи автотрансформатора тощо) за перетоками активної чи реактивної електроенергії в точках обліку, розташованих на приєднанні елемента мережі у відповідності до узагальнених формул (4.1), (4.2) [18-19]:

$$\Delta W^P = a \cdot I^2 \cdot R \cdot k_{\phi}^2 \cdot T^P + P_{y.n} \cdot T_n, \quad (4.1)$$

$$\Delta W^Q = a \cdot I^2 \cdot X \cdot k_{\phi}^2 \cdot T^P + Q_{y.n} \cdot T_n, \quad (4.2)$$

де a – коефіцієнт, що залежить від виду мережі (трифазна, однофазна);

I – середнє діюче значення сили струму в елементі мережі;

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

Коефіцієнти форми графіка навантаження k_{ϕ}^2 приймають за таблицями 4.1 - 4.3 або обраховують згідно з [18-19].

У разі відсутності інформації щодо форми графіка, за згодою сторін приймають $k_{\phi}^2 = 1,15$. У випадку, якщо розрахунковий період починається не з 1 числа місяця, значення коефіцієнта форми графіка приймається відповідно до сезону, на який припадає більша частина розрахункового періоду.

R – активний опір елемента мережі;

X – реактивний опір елемента мережі;

$P_{y.n}$ – умовно-постійні втрати активної енергії в елементі мережі, що залежать від напруги і не залежать від сили струму;

					БР.5.6.141.057.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Назаренко			Визначення втрат електроенергії в елементах електричної мережі	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.Л.				Н	54	79
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-72п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.Л.						

$Q_{y.n}$ – умовно-постійні втрати реактивної енергії в елементі мережі, що залежать від напруги і не залежать від сили струму;

$T_p = 24 \times N_d$ – кількість годин роботи елемента мережі під навантаженням протягом розрахункового періоду;

N_d – кількість діб роботи елемента мережі у розрахунковому періоді;

$T_n = T_{rp} - T_b$ – число годин знаходження елемента мережі під напругою протягом розрахункового періоду;

T_{rp} – тривалість розрахункового періоду, години;

T_b – час, протягом якого елемент мережі було вимкнено, години.

Таблиця 4.1 – Коефіцієнти форми графіка навантаження на шинах підстанцій 10 (6)/0,38 кВ у разі відсутності автоматизованих засобів компенсації реактивної потужності в мережах споживача [19].

Характеристика споживача	Значення коефіцієнта форми графіка k^2_ϕ				
	сезонне				середньорічне
	зима	весна	літо	осінь	
1	2	3	4	5	6
Сільські житлові будинки	1,17	1,13	1,14	1,15	1,15
Міські житлові будинки	1,13	1,11	1,13	1,12	1,12
Житлові будинки, обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Житлові будинки з електроопаленням в акумуляційному режимі, в тому числі обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	2,38	1,79	1,15	2,0	1,83

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5	6
Житлові будинки з електроопаленням в вільному режимі, в тому числі обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,03	1,05	1,15	1,04	1,07
Сільські комунально-побутові споживачі	1,15	1,15	1,16	1,16	1,16
Міські комунально-побутові споживачі	1,09	1,08	1,09	1,09	1,09
Комунально-побутові споживачі з частково змішаним навантаженням	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Виробничі споживачі з частково змішаним навантаженням	1,08	1,09	1,08	1,08	1,08
Сільські виробничі споживачі	1,12	1,13	1,11	1,12	1,12
Птахофабрики	1,05	1,06	1,05	1,06	1,06
Зрошення землі	1,60	1,18	1,10	1,35	1,31
Сезонні літньо-осінні споживачі	-	-	1,12	1,12	1,12
Тепличні комбінати з обігріванням від вогневих котельних	1,03	1,02	1,10	1,02	1,04
Однозмінні промислові підприємства	1,48	1,46	1,48	1,49	1,48
Двозмінні промислові підприємства	1,27	1,25	1,26	1,27	1,26
Тризмінні промислові підприємства	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Акумуляційні електрокотельні	3,07	3,12	3,12	3,12	3,11

Таблиця 4.2 – Коефіцієнти форми графіка навантаження на шинах підстанцій 10(6)/0,38 кВ за наявності автоматизованих засобів компенсації реактивної потужності в мережах споживача [19].

Характеристика споживача	Значення коефіцієнта форми графіка k^2_{ϕ}				
	сезонне				середньорічне
	зима	весна	літо	осінь	
1	2	3	4	5	6
Сільські житлові будинки	1,24	1,20	1,24	1,23	1,23
Міські житлові будинки	1,18	1,15	1,20	1,17	1,18
Житлові будинки, обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,22	1,24	1,28	1,24	1,25
Житлові будинки з електроопаленням в акумуляційному режимі, в тому числі обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	2,40	1,80	1,25	2,01	1,87
Житлові будинки з електроопаленням в вільному режимі, в тому числі обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,03	1,06	1,25	1,04	1,10
Сільські комунально-побутові споживачі	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Міські комунально-побутові споживачі	1,12	1,10	1,12	1,11	1,11
Комунально-побутові споживачі з частково змішаним навантаженням	1,07	1,06	1,07	1,06	1,07

Продовження таблиці 4.2

1	2	3	4	5	6
Виробничі споживачі з частково змішаним навантаженням	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07
Сільські виробничі споживачі	1,07	1,10	1,10	1,09	1,09
Птахофабрики	1,02	1,03	1,04	1,02	1,03
Зрошення землі	1,60	1,18	1,10	1,35	1,31
Сезонні літньо-осінні споживачі	-	-	1,12	1,12	1,12
Тепличні комбінати з обігріванням від вогневих котельних	1,03	1,02	1,10	1,03	1,05
Однозмінні промислові підприємства	1,44	1,43	1,46	1,44	1,44
Двозмінні промислові підприємства	1,24	1,23	1,26	1,24	1,24
Тризмінні промислові підприємства	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Акумуляційні електрокотельні	3,07	3,12	3,12	3,12	3,11

Таблиця 4.3 – Коефіцієнти форми графіка навантаження на шинах підстанцій 110 (150)-35/10 кВ [19].

Характеристика споживача	Значення коефіцієнта форми графіка k^2_{ϕ}				
	сезонне				середньорічне
	зима	весна	літо	осінь	
1	2	3	4	5	6
Сільськогосподарські споживачі	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07

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

БР.5.6.141.057.ПЗ.ЕТ

Арк.

58

Продовження таблиці 4.3

1	2	3	4	5	6
Промислові споживачі	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06
Комунально-побутові споживачі з частково змішаним навантаженням	1,07	1,06	1,07	1,06	1,07
Виробничі споживачі з частково змішаним навантаженням	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07
Тваринницькі комплекси та птахофабрики	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04
Парники і теплиці з електрообігрівом	1,04	1,02	1,07	1,07	1,05
Зрошення	1,09	1,07	1,05	1,08	1,07

Квадрат середнього діючого значення сили струму в елементі електричної мережі протягом розрахункового періоду в A^2 обчислюють за формулою (4.3):

$$I^2 = \frac{(W^P)^2 + (W^Q)^2}{b \cdot T_p^2 \cdot U_n^2} \quad (4.3)$$

де W^P , W^Q – перетікання відповідно активної і реактивної енергії через елемент мережі за розрахунковий період, кВт·год. (кВАр·год.);

b – коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазної мережі і 1 для однофазної мережі;

U_n – номінальна вища напруга трансформатора (автотрансформатора) згідно з [7] або номінальна напруга ПЛ (КЛ) або іншого елемента мережі згідно з [12], [13], кВ.

Вимірювання кількості активної енергії W^P_y кВт·год. або кількості реактивної енергії W^Q_y кВАр·год. за допомогою лічильника виконують згідно [19].

									Арк.
									59
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

4.2 Рівень інформаційного забезпечення А

Нівень інформаційного забезпечення визначення втрат А (рівень А) - визначення втрат електричної енергії за умов, коли вимірювання обсягів електричної енергії здійснюється з використанням лічильників інтегрального типу [19].

4.2.1 Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах

4.2.1.1 Втрати активної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВт·год. розраховують за формулою (4.4):

$$\begin{aligned}\Delta W^Q_T &= 3 \cdot I^2 \cdot R_T \cdot k^2_{\phi} \cdot 10^{-3} \cdot T_p + P_{x,x} \cdot T_n = \\ &= 3 \cdot I^2 \cdot R_T \cdot k^2_{\phi} \cdot 10^{-3} \cdot T_p + g_T \cdot U_n^2 \cdot T_n \cdot 10^{-3},\end{aligned}\tag{4.4}$$

де I – середнє протягом розрахункового періоду діюче значення сили струму трансформатора, квадрат якого обчислюється за формулою (4.3), А;

k^2_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка навантаження трансформатора;

R_T – активний опір трансформатора, Ом;

$P_{x,x}$ – втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

g_T – активна провідність трансформатора, мкСм;

T_p – час роботи трансформатора під навантаженням протягом розрахункового періоду, години;

T_n – час знаходження трансформатора під напругою протягом розрахункового періоду, години;

U_n – вища номінальна напруга трансформатора, кВ.

Втрати активної енергії в струмоведучих частинах двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги визначають враховуючи втрати від відповідних струмів в кожній із обмоток окремо з використанням значень опорів обмоток, визначених за формулами, наведеними у [17]. У разі застосування трансформатора із сполученими паралельно вітками розщепленої обмотки втрати у трансформаторі визначають з використанням параметра R_T .

									Арк.
									60
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

4.2.1.2 Втрати реактивної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВАр·год. розраховують за формулою (4.5):

$$\begin{aligned} \Delta W^Q_T &= 3 \cdot I^2 \cdot X_T \cdot k_{\phi}^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_p + Q_{x.x} \cdot T_n = \\ &= 3 \cdot I^2 \cdot X_T \cdot k_{\phi}^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_p + b_T \cdot U_n^2 \cdot T_n \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (4.5)$$

де X_T – реактивний опір трансформатора, Ом;

$Q_{x.x}$ – реактивна потужність втрат холостого ходу трансформатора, кВАр;

b_T – реактивна провідність трансформатора, мкСм.

Втрати реактивної енергії в струмоведучих частинах двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги визначають враховуючи втрати від відповідних струмів в кожній із обмоток окремо з використанням значень реактивних опорів обмоток, визначених за формулами, наведеними у [17]. У разі застосування трансформатора із сполученими паралельно вітками розщепленої обмотки втрати у трансформаторі визначають з використанням параметра X_T .

4.2.1.3 Втрати активної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у кВт·год. розраховують за формулою (4.6):

$$\begin{aligned} \Delta W^P_T &= 3 \cdot (I_{вн}^2 \cdot R_{вн} \cdot k_{\phi.в}^2 + I_{сн}^2 \cdot R_{сн} \cdot k_{\phi.с}^2 + I_{нн}^2 \cdot R_{нн} \cdot k_{\phi.н}^2) \cdot 10^{-3} \cdot T_p + P_{x.x} \cdot T_n = \\ &= 3 \cdot (I_{вн}^2 \cdot R_{вн} \cdot k_{\phi.в}^2 + I_{сн}^2 \cdot R_{сн} \cdot k_{\phi.с}^2 + I_{нн}^2 \cdot R_{нн} \cdot k_{\phi.н}^2) \cdot 10^{-3} \cdot T_p + g_T \cdot U_n^2 \cdot T_n \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (4.6)$$

де $I_{вн}$, $I_{сн}$, $I_{нн}$ – середні протягом розрахункового періоду діючі значення сил струмів обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, квадрати яких обчислюються за формулою (4.3) і зведені до вищої напруги трансформатора (автотрансформатора), А;

									Арк.
									61
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$R_{вн}, R_{сн}, R_{нн}$ – активні опори трансформатора (автотрансформатора) відповідно для високої середньої і низької напруги, Ом;

$k^2_{ф.в}, k^2_{ф.с}, k^2_{ф.н}$ – коефіцієнти форми графіка навантаження обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, значення яких визначено згідно пункту 4.1;

g_T – активна провідність трансформатора, мкСм;

$P_{н.х}$ – втрати холостого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВт.

4.2.1.4 Втрати реактивної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у кВАр·год. розраховують за формулою (4.7):

$$\begin{aligned} \Delta W^Q_T &= 3 \cdot (I^2_{вн} \cdot X_{вн} \cdot k^2_{ф.в} + I^2_{сн} \cdot X_{сн} \cdot k^2_{ф.с} + I^2_{нн} \cdot X_{нн} \cdot k^2_{ф.н}) \cdot 10^3 \cdot T_p + Q_{х.х} \cdot T_n = \\ &= 3 \cdot (I^2_{вн} \cdot X_{вн} \cdot k^2_{ф.в} + I^2_{сн} \cdot X_{сн} \cdot k^2_{ф.с} + I^2_{нн} \cdot X_{нн} \cdot k^2_{ф.н}) \cdot 10^3 \cdot T_p + b_T \cdot U_n^2 \cdot T_n \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (4.7)$$

де $X_{вн}, X_{сн}, X_{нн}$ – реактивні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, Ом;

b_T – реактивна провідність трансформатора, мкСм.

$Q_{х.х}$ – реактивна потужність втрат холостого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВАр.

4.2.2 Втрати електроенергії в лініях електропередавання і реакторах

4.2.2.1 Втрати активної енергії у кВт·год. в проводах ПЛ або жилах кабелів КЛ розраховують за формулою (4.8):

$$\Delta W^P_{П} = a \cdot I^2 \cdot R_{екв} \cdot k^2_{ф} \cdot T_p \cdot 10^{-3}, \quad (4.8)$$

де a – коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазної мережі і 2 для однофазної мережі;

									Арк.
									62
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.057.ПЗ.ЕТ				

I – середнє протягом розрахункового періоду діюче значення сили струму ЛЕП, квадрат якого обчислюється за формулою (4.3), А;

$R_{\text{екв}}$ – еквівалентний активний опір фази ЛЕП, Ом

$$R_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n R_{\text{пит.м}} \cdot L_m ;$$

$R_{\text{пит.м}}$ – питомий опір фази m – тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю), Ом/км;

L_m – довжина m –тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю) з урахуванням його провисання, укладання “змійкою” тощо, км;

n – кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю);

$k^2_{\text{ф}}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження ЛЕП, значення якого визначено згідно з п. 4.1;

T_p – час роботи ЛЕП під навантаженням протягом розрахункового періоду, години.

Значення питомого опору фази ЛЕП приймають згідно з ТУ на провід (кабель) або у [5].

У разі встановлення на ПЛ високочастотного загороджувача зв'язку, його активний опір додається до опору ЛЕП, на якій він встановлений. Значення опору, Ом розраховується на основі його паспортних даних за формулою (4.9):

$$R = \frac{\Delta P_n}{I_n^2} \cdot 10^{-3} \quad (4.9)$$

де ΔP_n – номінальні втрати потужності у високочастотному загороджувачі, кВт;

I_n – номінальний струм високочастотного загороджувача зв'язку (Ф), А.

При відсутності паспортних даних дозволяється користуватися даними, що наведені в [16].

									Арк.
									63
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

4.2.2.2 Втрати реактивної енергії у кВАр·год. в ПЛ розраховують за формулою (4.10):

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Pi}^Q &= a \cdot I^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum_m \Delta Q_m \cdot L_m \cdot T_H = \\ &= a \cdot I^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum_m b_m \cdot L_m \cdot U_H^2 \cdot T_H \cdot 10^{-3} \end{aligned} \quad (4.10)$$

де $X_{\text{екв}}$ – еквівалентний індуктивний опір фази ЛЕП, Ом

$$X_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n X_{\text{пит.м}} \cdot L_m,$$

$X_{\text{пит.м}}$ – питомий індуктивний опір фази m -тої ділянки ПЛ з однаковим перерізом проводу, Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу з урахуванням його провисання, км;

ΔQ_m – питома генерація реактивної потужності m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу, кВАр/км;

n – кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю);

b_m – питома ємнісна провідність фази m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу, мкСм/км;

U_H – номінальна напруга ПЛ;

T_H – час знаходження ПЛ під напругою, години.

Якщо $U_H < 110$ кВ, другий доданок у формулі (4.10) приймають рівним нулю.

У разі встановлення на ПЛ високочастотного загороджувача зв'язку, його індуктивний опір додається до опору ЛЕП, на якій він встановлений. Значення індуктивного опору, Ом розраховується на основі його паспортних даних за формулою (4.11):

$$X = \omega \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (4.11)$$

де $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$,

f – частота електричного струму, Гц;

L – індуктивність котушки високочастотного загороджувача, мГн.

									Арк.
									64
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

При відсутності паспортних даних дозволяється користуватися даними, що наведені в [18].

При врахуванні опорів високочастотних загороджувачів слід мати на увазі, що вони не завжди встановлюються у всіх фазах ЛЕП. Таке їх встановлення здійснюється, як правило, тільки на ЛЕП 330 кВ і вище. На ЛЕП 220 кВ для високочастотного зв'язку використовуються одна-дві фази, а на ЛЕП 110 кВ - одна фаза. Так як розрахунки ведуться на основі однолінійної схеми, що представляє симетричне трифазне виконання, то за наявності високочастотного загороджувача тільки в одній фазі в розрахункову схему слід включати тільки 1/3 опору високочастотного загороджувача, за наявності в двох фазах - 2/3. Також слід мати на увазі те, що якщо високочастотний загороджувач встановлений на грозозахисному тросі, то додавати його опір до опору ЛЕП не потрібно.

4.2.2.3 Втрати реактивної енергії у кВАр·год. в КЛ розраховують за формулою (4.12):

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Pi}^Q &= a \cdot I^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum_m \Delta Q_m \cdot L_m \cdot T_H = \\ &= a \cdot I^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum_m b_m \cdot L_m \cdot U_H^2 \cdot T_H \cdot 10^{-3} \end{aligned} \quad , \quad (4.12)$$

де $X_{\text{екв}}$ – еквівалентний індуктивний опір фази КЛ, Ом

$$X_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n X_{\text{пит.м}} \cdot L_m ;$$

де $X_{\text{пит.м}}$ – питомий індуктивний опір фази m -тої ділянки КЛ з однаковим перерізом проводу, Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили з урахуванням його укладання “змійкою”, км;

ΔQ_m – питома генерація реактивної потужності m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили (зарядна потужність кабелю), кВАр/км;

									Арк.
									65
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.057.ПЗ.ЕТ				

b_m – питома ємнісна провідність однієї фази m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили, мкСм/км;

U_n – номінальна напруга КЛ, кВ;

T_n – час находження кабеля під напругою, години.

У разі $U_n < 20$ кВ другий доданок у формулі (4.12) приймають рівним нулю.

4.2.2.4 Втрати активної енергії у кВт·год. в трифазних групах струмообмежувальних реакторів розраховують за формулами (4.13, 4.14):

$$\Delta W_p^P = 3 \cdot \frac{I^2}{I_n^2} \cdot \Delta P_n \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p, \quad (4.13)$$

$$\Delta W_p^P = 3 \cdot 10^{-3} \cdot I^2 \cdot R_p \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p, \quad (4.14)$$

де I – середнє протягом розрахункового періоду діюче значення сили струму ЛЕП, квадрат якого обчислюється за формулою (4.3), А;

I_n – номінальний струм реактора, А;

ΔP_n – втрати активної потужності в одній фазі реактора за номінального струму, кВт;

k_{ϕ}^2 – коефіцієнт форми графіка навантаження, значення якого визначено згідно з п. 4.1;

R_p – активний опір фази реактора, Ом;

T_p – час роботи реактора під навантаженням, години.

4.2.2.5 Втрати реактивної енергії у кВАр·год. в трифазних групах струмообмежувальних реакторів розраховують за формулою (4.15):

$$\Delta W_p^Q = 3 \cdot I^2 \cdot X_n \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3}, \quad (4.15)$$

де X_n – номінальний індуктивний опір реактора, Ом;

T_p – час роботи реактора під навантаженням, години.

									Арк.
									66
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

4.2.2.6 Втрати активної енергії у кВт·год. в шунтувальному реакторі розраховують за формулою (4.16):

$$\Delta W_p^P = \Delta P_n \cdot T_n, \quad (4.16)$$

де ΔP_n – втрати активної потужності в реакторі за номінальної напруги, кВт;

T_n – час знаходження реактора під напругою, години.

4.3 Рівень інформаційного забезпечення Б

Рівень інформаційного забезпечення визначення втрат Б (рівень Б) – визначення втрат електричної енергії за умов, коли вимірювання обсягів електричної енергії здійснюється з використанням лічильників інтервального типу за допомогою засобів локального устаткування збору та обробки даних та/або автоматизованих систем обліку електричної енергії, прийнятих у промислову (постійну) експлуатацію відповідно до вимог діючих нормативних документів [19].

4.3.1 Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах

4.3.1.1 Втрати активної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВт·год. За період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.17):

$$\begin{aligned} \Delta W_T^P &= \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot R_T \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + P_{н.х} \cdot \Delta T_t) = \\ &= \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot R_T \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + g_T \cdot U_n^2 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) \end{aligned}, \quad (4.17)$$

де I_t – діюче значення сили струму навантаження трансформатора, квадрат якого обчислюється за формулою (4.3) для інтервалу часу ΔT_t із умовно сталим навантаженням і зведений до вищої напруги трансформатора, А;

R_T – активний опір трансформатора, Ом;

ΔT_t – тривалість t -го інтервалу часу із умовно сталим навантаженням, годин;

g_T – активна провідність трансформатора, мкСм;

U_n – вища номінальна напруга трансформатора, кВ;

									Арк.
									67
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$R_{н.х}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Втрати активної енергії в струмоведучих частинах двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги визначають враховуючи втрати від відповідних струмів в кожній із обмоток окремо з використанням значень опорів обмоток. У разі застосування трансформатора із сполученими паралельно вітками розщепленої обмотки втрати у трансформаторі визначають з використанням параметра R_T .

4.3.1.2 Втрати реактивної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВАр·год. За період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.18):

$$\begin{aligned} \Delta W_T^Q &= \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_T \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + Q_{н.х} \cdot \Delta T_t) = \\ &= \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_T \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + b_T \cdot U_H^2 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) \end{aligned} \quad (4.18)$$

де X_T – реактивний опір трансформатора, Ом;

b_T – реактивна провідність трансформатора, мкСм.

$Q_{н.х}$ – реактивна потужність втрат неробочого ходу трансформатора, кВАр.

Втрати реактивної енергії в струмоведучих частинах двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги визначають враховуючи втрати від відповідних струмів в кожній із обмоток окремо з використанням значень опорів обмоток. У разі застосування трансформатора із сполученими паралельно вітками розщепленої обмотки втрати у трансформаторі визначають з використанням параметра X_T .

4.3.1.3 Втрати активної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у кВт·год. За період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.19):

									Арк.
									68
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$\Delta W_T^P = \sum_{t=T_1}^{T_2} [(I_{ВН.t}^2 \cdot R_{ВН} + I_{СН.t}^2 \cdot R_{СН} + I_{НН.t}^2 \cdot R_{НН}) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + P_{X.X} \cdot \Delta T_t] =$$

$$= \sum_{t=T_1}^{T_2} [(I_{ВН.t}^2 \cdot R_{ВН} + I_{СН.t}^2 \cdot R_{СН} + I_{НН.t}^2 \cdot R_{НН}) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + g_T \cdot U_H^2 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t]$$
, (4.19)

де $I_{ВН.t}$, $I_{СН.t}$, $I_{НН.t}$ – діючі значення сил струмів обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, квадрати яких обчислюються за формулою (3.3) для інтервалу часу ΔT_t із умовно сталим навантаженням і зведені до вищої напруги трансформатора (автотрансформатора), А;

$R_{ВН}$, $R_{СН}$, $R_{НН}$ – активні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, Ом;

g_T – активна провідність трансформатора, мкСм;

$P_{X.X}$ – втрати холостого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВт.

4.3.1.4 Втрати реактивної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у кВАр·год. За період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.20):

$$\Delta W_T^Q = \sum_{t=T_1}^{T_2} [(I_{ВН.t}^2 \cdot X_{ВН} + I_{СН.t}^2 \cdot X_{СН} + I_{НН.t}^2 \cdot X_{НН}) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + Q_{X.X} \cdot \Delta T_t] =$$

$$= \sum_{t=T_1}^{T_2} [(I_{ВН.t}^2 \cdot X_{ВН} + I_{СН.t}^2 \cdot X_{СН} + I_{НН.t}^2 \cdot X_{НН}) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + b_T \cdot U_H^2 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t]$$
, (4.20)

де $X_{ВН}$, $X_{СН}$, $X_{НН}$ – реактивні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, Ом;

b_T – реактивна провідність трансформатора, мкСм.

$Q_{X.X}$ – реактивна потужність втрат холостого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВАр.

						Арк.
						69
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.3.2 Втрати електроенергії в лініях електропередавання і реакторах

4.3.2.1 Втрати активної енергії у кВт·год. В проводах ПЛ або жилах кабелів КЛ за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.21):

$$\Delta W_T^P = a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} I_t^2 \cdot R_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t \quad (4.21)$$

де a – коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазної мережі і 2 для однофазної мережі;

I_t – середнє значення сили струму навантаження, квадрат якого обчислюється за формулою (4.3) для інтервалу часу T_t із умовно сталим навантаженням, А;

$R_{\text{екв}}$ – еквівалентний активний опір фази ЛЕП, Ом

$$R_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n R_{\text{пит.м}} \cdot L_m ;$$

$R_{\text{пит.м}}$ – питомий опір фази m -тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю), Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю) з урахуванням його провисання, укладання “змійкою” тощо, км;

n – кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю).

У разі встановлення на ПЛ високочастотного загороджувача зв'язку його активний опір додається до опору ЛЕП, на якій він встановлений. Значення опору, Ом розраховується на основі його паспортних даних за формулою (4.22):

$$R = \frac{\Delta P_H}{I_H^2} \cdot 10^{-3} \quad (4.22)$$

де ΔP_H – номінальні втрати потужності в високочастотному загороджувачі, кВт;

I_H – номінальний струм високочастотного загороджувача зв'язку (Ф), А.

4.3.2.2 Втрати реактивної енергії у кВАр·год. В ПЛ за період часу ΔT_p від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.23):

									Арк.
									70
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$\Delta W_{\Pi}^Q = a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) - \sum_m \Delta Q_m \cdot L_m \cdot \Delta T_p =$$

$$= a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) - \sum_m b_m \cdot L_m \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta T_p \cdot 10^{-3}$$
(4.23)

де $X_{\text{екв}}$ – еквівалентний індуктивний опір фази ЛЕП, Ом

$$X_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n X_{\text{пит.м}} \cdot L_m ;$$

$X_{\text{пит.м}}$ – питомий індуктивний опір фази m -тої ділянки ПЛ з однаковим перерізом проводу, Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу з урахуванням його провисання, км;

ΔQ_m – питома генерація реактивної потужності m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу, кВАр/км;

n – кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю);

b_m – питома ємнісна провідність фази m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу, мкСм/км;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга ПЛ;

Якщо $U_{\text{н}} < 110$ кВ, другий доданок у формулі (4.23) приймають рівним нулю.

У разі встановлення на ПЛ високочастотного загороджувача зв'язку його індуктивний опір додається до опору ЛЕП, на якій він встановлений. Значення індуктивного опору, Ом розраховується на основі його паспортних даних за формулою (4.24):

$$X = \omega \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (4.24)$$

де $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$,

f – частота електричного струму, Гц;

L – індуктивність котушки високочастотного загороджувача, мГн.

При врахуванні опорів високочастотних загороджувачів слід мати на увазі, що вони не завжди встановлюються у всіх фазах ЛЕП. Таке їх встановлення

									Арк.
									71
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.057.ПЗ.ЕТ				

здійснюється, як правило, тільки на ЛЕП 330 кВ і вище. На ЛЕП 220 кВ для високочастотного зв'язку використовуються одна-дві фази, а на ЛЕП 110 кВ – одна фаза. Так як розрахунки ведуться на основі однолінійної схеми, що представляє симетричне трифазне виконання, то за наявності високочастотного загороджувача тільки в одній фазі в розрахункову схему слід включати 1/3 опору високочастотного загороджувача, за наявності в двох фазах – 2/3. Також слід мати на увазі те, що якщо високочастотний загороджувач встановлений на грозозахисному тросі, то додавати його опір до опору ЛЕП не потрібно.

4.3.2.3 Втрати реактивної енергії у кВАр·год. В КЛ за період часу ΔT_p від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.25):

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Pi}^Q &= a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) - \sum_m \Delta Q_m \cdot L_m \cdot \Delta T_p = \\ &= a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) - \sum_m b_m \cdot L_m \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta T_p \cdot 10^{-3} \end{aligned} \quad (4.25)$$

де $X_{\text{екв}}$ – еквівалентний індуктивний опір фази КЛ, Ом;

$$X_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n X_{\text{пит.м}} \cdot L_m ;$$

$X_{\text{пит.м}}$ – питомий індуктивний опір фази m -тої ділянки КЛ з однаковим перерізом проводу, Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили з урахуванням його укладання “змійкою”, км;

ΔQ_m – питома генерація реактивної потужності m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили (зарядна потужність кабелю), кВАр/км;

b_m – питома ємнісна провідність однієї фази m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили, мкСм/км;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга КЛ, кВ.

У разі $U_{\text{н}} < 20$ кВ другий доданок у формулі (4.25) приймають рівним нулю.

									Арк.
									72
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

4.3.2.4 Втрати активної енергії у кВт·год. В трифазних групах струмообмежувальних реакторів за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулами (4.26, 4.27):

$$\Delta W_p^P = 3 \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} \left(\frac{I_t^2}{I_n^2} \cdot \Delta P_n \cdot \Delta T_t \right), \quad (4.26)$$

$$\Delta W_p^P = 3 \cdot 10^{-3} \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} I_t^2 \cdot R_p \cdot \Delta T_t, \quad (4.27)$$

де I_t – середнє значення сили струму навантаження, квадрат якого обчислюється за формулою (4.3) для інтервалу часу ΔT_t із умовно сталим навантаженням, А;

I_n – номінальний струм реактора, А;

ΔP_n – втрати активної потужності в одній фазі реактора за номінального струму, кВт;

ΔT_t – тривалість i -го інтервалу часу із умовно сталим навантаженням, годин;

R_p – активний опір фази реактора, Ом.

4.3.2.5 Втрати реактивної енергії у кВАр·год. В трифазних групах струмообмежувальних реакторів за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.28):

$$\Delta W_p^Q = 3 \cdot 10^{-3} \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} I_t^2 \cdot X_p \cdot \Delta T_t, \quad (4.28)$$

де X_p – індуктивний опір фази реактора, Ом.

4.3.2.6 Втрати активної енергії у кВт·год. В шунтувальному реакторі за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.29):

$$\Delta W_p^P = \Delta P_n \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} \frac{U_t^2}{U_n^2} \cdot \Delta T_t, \quad (4.29)$$

де ΔP_n – втрати активної потужності в реакторі за номінальної напруги, кВт;

U_t – напруга протягом i -го інтервалу часу, коли вона лишається незмінною, кВ;

U_n – номінальна напруга реактора, кВ;

ΔT_t – тривалість i -го інтервалу часу із умовно сталою напругою U_t , годин.

У разі відсутності відомостей щодо зміни у часі напруги приймають, що $U_t = U_n$.

									Арк.
									73
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.057.ПЗ.ЕТ				

Висновки

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

Виконано розрахунок електричної частини підстанції, з подальшим вибором комутаційного вимірювального обладнання; в процесі розрахунку була визначена сумарна потужність споживань підстанції. Виходячи з забезпечення надійності електропостачання в нормальних і в післяаварійних режимах; з огляду на перспективи розвитку та можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт, був зроблений вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції. Виходячи з навантаження, був зроблений вибір електровимірювальних трансформаторів.

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

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

Роглянуто методи визначення втрат електроенергії в елементах електричної мережі.

								Арк.
								74
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.057.ПЗ.ЕТ			

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. Леbedка, 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

									Арк.
									75
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.057.ПЗ.ЕТ				

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

									Арк.
									76
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.6.141.057.ПЗ.ЕТ

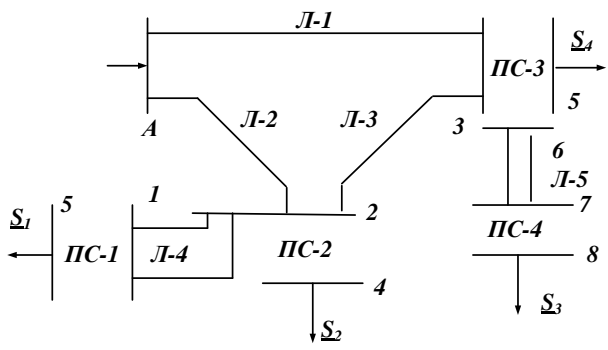
<http://eir.pstu.edu/handle/123456789/24688>

- 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	Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. НАКАЗ від 21 червня 2013 року № 399. Про Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання.
20	https://leg.co.ua/info/vyklyuchateli/tehnicheskie-harakteristiki-vyklyuchateley-610-kv-proizvodstva-rossii.html

									Арк.
									77
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.6.141.057.ПЗ.ЕТ



Початкова схема мережі

Категорія споживача

- S_1 - I
- S_2 - II
- S_3 - II
- S_4 - II

Довжина ліній

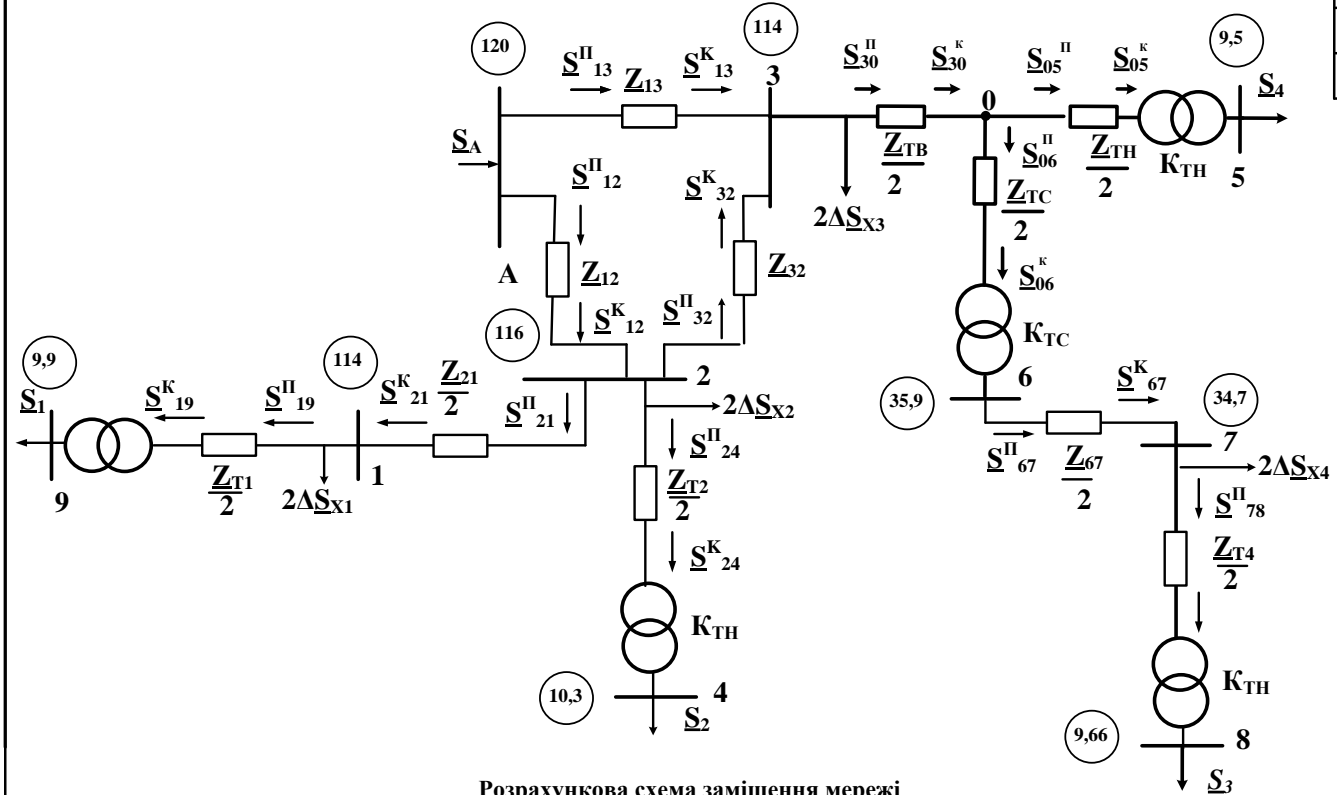
- Л-1 30 км
- Л-2 20 км
- Л-3 40 км
- Л-4 30 км
- Л-5 20 км

Потужності навантажень

- $S_1 = 30 + j20$ МВА
- $S_2 = 40 + j20$ МВА
- $S_3 = 10 + j5$ МВА
- $S_4 = 40 + j30$ МВА

Потужності на ділянках мережі, МВА

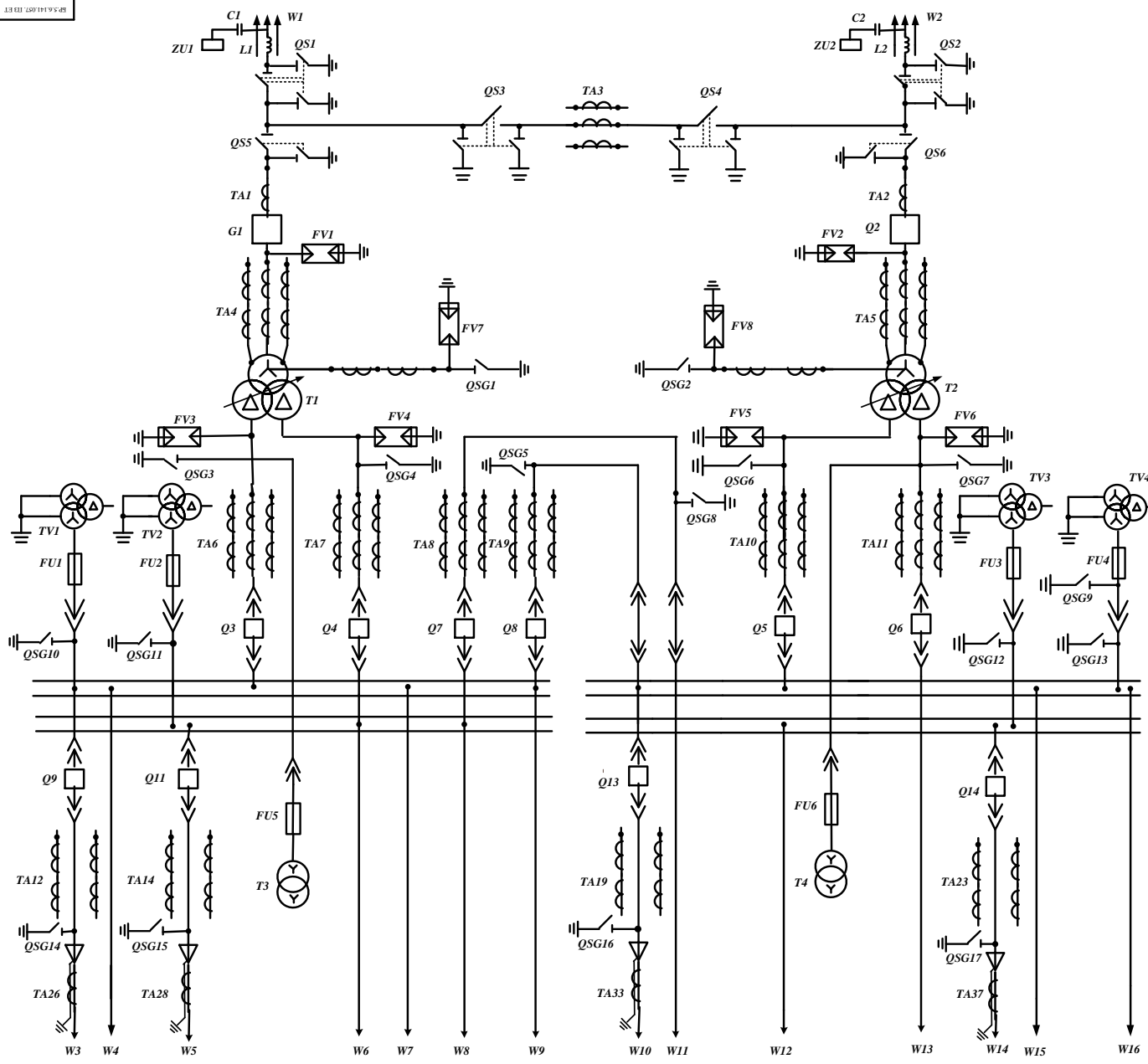
Ділянка	Початок	Кінець
1-9	$30,14 + j23$	$30 + j20$
2-1	$30,4 + j24,08$	$30,19 + j23,35$
0-5	$40,08 + j32,3$	$40 + j30$
6-7	$10,26 + j6,12$	$10,07 + j5,68$
0-6	$21,99 + j22,66$	$21,97 + j22,66$
3-0	$50,48 + j44,31$	$50,34 + j38,42$
2-4	$40,12 + j22,86$	$40 + j20$
A-2	$74,83 + j62,83$	$71,77 + j51,88$
A-3	$50,59 + j44,5$	$49,4 + j40,41$
A	$155,8 + j131$	



Розрахункова схема заміщення мережі

БР.5.6.141.057. ПЗ ЕТ			
Вид	до	від	до
Розроб.	Прийнято	Відхилено	Змінено
Виконав	Перевірив	Модифікував	
Виконав	Перевірив	Модифікував	
Виконав	Перевірив	Модифікував	
Розрахунок електричної мережі			Сум'У, гр.ЕТЛн-72п

Б.5.6.141.057



№	Позначення	Найменування	Кол.
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДН-40000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор з'єзку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний засорджувач	2
4	Q1-Q6	Роз'єднувач зовнішньої установки РДЗ-110/1000-НУХЛП	6
5	Q1, Q2	Вимикач 100SFMT63SF	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТОГФ-110 – УХЛП	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму ТОГФ-110 – УХЛП	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентиляльний РВС-220MV1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентиляльний РВП-10MV1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентиляльний РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗОН-220М	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТШЛ-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Вимикач МГТ-10-4000-45У3	4
15	Q7, Q8	Вимикач МГТ-10-4000-45У3	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПКН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги НТМН-10-66	4
18	Q9-Q22	Вимикач ВММ-10+400/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор струму ТВ-10-IV	28
20	TA26- 37	Трансформатор струму ТВ-10-IV	14
21	ZU1, ZU2	Фільтр присідання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУЗ	7

Б.5.6.141.057. ПЗ ЕТ

Розроб.	Підписано	Дат.	Місяц	Місяць
Перев.	Забезпечено 1	Дат.	2	Діагност.
Результ.		Розроблено електричної частини підстанції		
Діагност.	Забезпечено 1	СумГУ, гр.ЕТдн-72п		