

Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання

Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ Лебединський І.Л.

“ ____ ” _____ 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

**Тема: “Аналіз методів розрахунку втрат електричної енергії в лініях
напругою 0,4 кВ та розрахунок параметрів обладнання
електричної мережі”**

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-84п

Рашкевич О.І.

Керівник доц. к.т.н

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2022 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

Завдання

на дипломний проект бакалавра

Рашкевича Олега Ігоровича

1 Тема роботи: “Аналіз методів розрахунку втрат електричної енергії в лініях напругою 0,4 кВ та розрахунок параметрів обладнання електричної мережі”

затверджена наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі роботи –

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

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки

– розрахунок електричної мережі;

– розрахунок електричної частини підстанції;

– розрахунок релейного захисту;

– аналіз методів розрахунку потерь електроенергии в лініях напругою 0,4 кВ.

5 Перелік графічного матеріалу

– схема мережі;

– електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	22.05.-24.05.2022	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	25.05.-29.05.2022	
3	Розрахунок релейного захисту	30.05.-02.06.2022	
4	Аналіз методів розрахунку потерь електроенергии в линиях напряжением 0,4 кВ.	03.06.-07.2022	
5	Оформлення роботи	08.06.-12.06.2022	

Студент гр ЕТдн-84п _____

Рашкевич О.І.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 69, рис. 11, табл. 25, кресл 2.

Бібліографічний опис: **“Аналіз методів розрахунку втрат електричної енергії в лініях напругою 0,4 кВ та розрахунок параметрів обладнання електричної мережі”** [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма – “Електротехнічні системи електроспоживання” / Рашкевич О.І.; наук. керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2022. - 69 с.

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

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, поточкораспределение, 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 потерь електроенергии в линиях напряжением 0,38 кВ.

Перелік прийнятих скорочень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЭС – розподільні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – ток короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

Зміст

	Вступ.....	8
1	Розрахунок параметрів та вибір ліній і трансформаторів підстанцій....	10
1.1	Вибір напруг ліній	10
1.2	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій.....	13
1.3	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів	16
1.4	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.....	19
1.5	Визначення напруг у вузлах навантаження.....	20
2	Розрахунок електричної частини підстанції.....	23
2.1	Вихідні дані.....	23
2.2	Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій.....	23
2.3	Вибір трансформаторів власних потреб.....	24
2.4	Розрахунок струмів короткого замикання.....	26
2.5	Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин.....	29
2.6	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	33
2.7	Вибір ошиновки розподільних пристроїв.....	38
2.8	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина.....	40
2.9	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина.....	41
2.10	Заземлювальні пристрої підстанції.....	42
3	Релейний захист трансформатора.....	43

					БР.5.6.141.433.ПЗ.ЕТ							
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	“Аналіз методів розрахунку втрат електричної енергії в лініях напругою 0,4 кВ та розрахунок параметрів обладнання електричної мережі”			Літ.	Аркуш	Аркушів		
Розроб.	Рашкевич							н	6	69		
Перев.	Лебединський							СумДУ ЕТдн-84п				
Нач.бюро												
Н. контр.												
Затв.	Лебединський											

3.1	Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21.....	43
3.2	Технічні дані трансформатора, що захищається.....	44
3.3	Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21.....	45
3.4	Захист від надструмів при зовнішніх КЗ.....	52
4	Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних лініях.....	55
4.1	Вплив несиметрії навантажень фаз на втрати потужності.....	55
4.2	Вплив характеристик ліній та характеру розподілу їх навантажень на втрати потужності.....	59
	Висновки	65
	Література.....	66
	Додаток А.....	68
	Додаток Б.....	69

Вступ

В умовах безперервного розвитку промисловості країни з'являється все більше і більше нових підприємств, які вносять вклад у збільшення енергоспоживання. Слід також зауважити, що зі збільшенням числа енергоспоживаючих об'єктів розширюється щільність географічного розташування споживачів електричної енергії. У зв'язку з цим виникає потреба в розширенні існуючих мереж і в створенні нових. Зростаюча кількість енергоспоживаючих об'єктів веде до зростання переданих по електричних мережах потужностей. Одним з найголовніших завдань сьогодні є економічне використання існуючого електричного обладнання та розробка нового з поліпшеними параметрами.

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

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

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

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

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

					БР.5.6.141. 433.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		8

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора;
- провести аналіз технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії”

					БР.5.6.141. 433.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 Розрахунок режимів роботи ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані

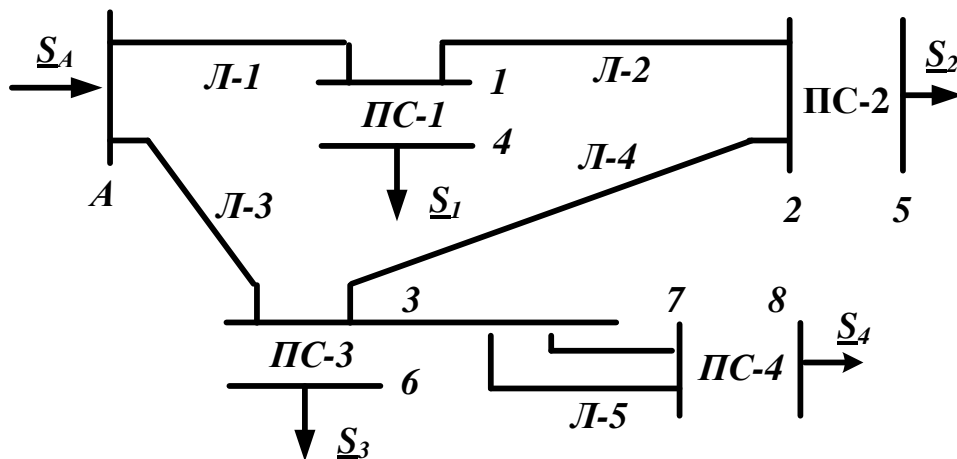


Рисунок 1.1 – Однолінійна електрична схема заданої електричної мережі

На рисунку 1.1 представлена схема з'єднань заданої електричної мережі.

Дана мережа живиться від джерела напруги А.

Таблиця 1.1 - Вихідні дані до схеми

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
10	40	30	20	10	$\frac{27+j15}{I}$	$\frac{40+j25}{II}$	$\frac{24+j14}{II}$	$\frac{14+j10}{II}$

1.1 Вибір напруг ліній

Приймемо навантаження вузла 2 рівним навантаженню вузла 5, вузла 1 рівним навантаженню вузла 4, а навантаження вузла 3 рівним навантаженню вузлів 8 і 4.

Визначимо розрахункові навантаження вузлів електричної мережі [1]:

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_1 = 27 + j15 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_2 = 40 + j25 \text{ МВА}$$

					БР.5.6.141.433.ПЗ.ЕТ		
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Рашкевич				Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський				II	10	69
Нач.бюро					СумДУ ЕТДН-84П		
Н. контр.							
Затв.	Лебединський						
					“Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій”		

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_4 + \underline{S}_3 = 38 + j24 \text{ MVA};$$

Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3, Л-4 (рисунок 1.2).

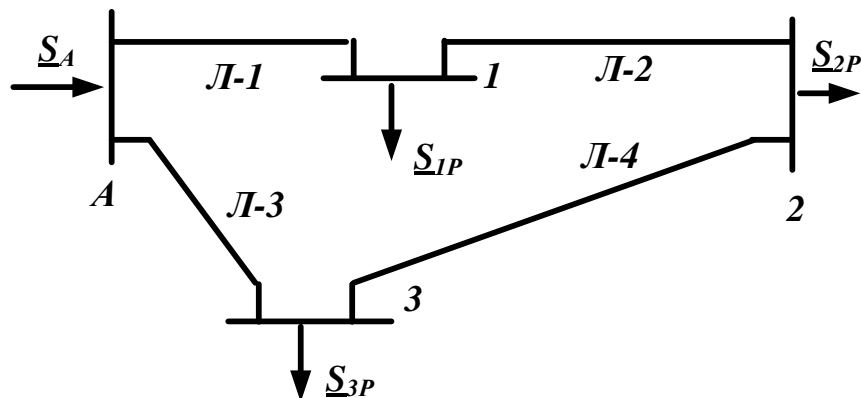


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

Розірвемо замкнуту мережу, наведену на рисунку 1.2, за джерелом живлення А (рисунок 1.3), позначимо потужності на ділянці мережі. А' - А''

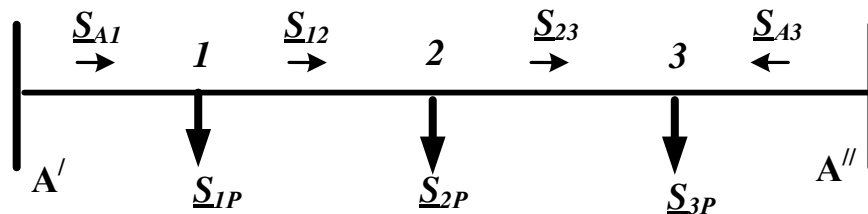


Рисунок 1.3 – Разірнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розірваної мережі:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{12} + l_{32} + l_{A3}) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{A3}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A3}}{l_{A1} + l_{32} + l_{12} + l_{A3}} = 55,7 + j33,2 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 28,7 + j18,2 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = -11,3 - j6,8 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{12} + l_{32} + l_{A1}) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{21} + l_{A1}) + \underline{S}_{1P} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{32} + l_{12} + l_{A3}} = 49,3 + j30,8 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A3} = \underline{S}_{1P} + \underline{S}_{2P} + \underline{S}_{3P}$$

$$105 + j64 = 105 + j64$$

Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі (рисунок 1.2) [2].

$$U_{Л} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{Л}}}}$$

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Довжина ділянки, км	10	40	30	20
Напруга ділянки, кВ	102,6	100,49	121,83	63,738

Приймаємо напругу в замкнутій мережі 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній:

$$I = \frac{S_{Л}}{\sqrt{3}U_{Л}}$$

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Струм, кА	0,341	0,179	0,305	0,069

Вибираємо марки проводів [3]:

Таблиця 1.4 – Марка проводів

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і переріз проводу	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19

Таблиця 1.5 – Технічні дані проводу АС-120/19

Переріз проводу, $мм^2$	Тривалий допустимий струм, A	Діаметр проводу, $мм$	r_0 , $Ом/км$, при $+20^{\circ} C$	110 кВ	
				x_0 , $Ом/км$	b_0 , $10^{-6} См/км$
120/19	390	14,4	0,244	0,427	2,66

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

Підстанція ПС-1

Ставимо два трансформатори [4], так як споживач першої категорії.

Потужність одного трансформатора ПС-1 визначається наступною формулою:

$$S_{T1} = \frac{S_1}{1,4} = \frac{\sqrt{27^2 + 15^2}}{1,4} = 22,82 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТРДН--25000/110 [3] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_1}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{27^2 + 15^2}}{2 \cdot 25} = 0,62$$

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

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

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

Підстанція ПС-2

Ставимо два трансформатори, так як споживач другої категорії [4].

Потужність одного трансформатора ПС-2 визначається наступною формулою:

$$S_{T2} = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{40^2 + 25^2}}{1,4} = 33,69 \text{ МВА}$$

Вибираємо триобмотковий трансформатор ТРДН-40000/110 [4] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{3AB} = \frac{S_2}{2 \cdot S_{T2}} = \frac{\sqrt{40^2 + 25^2}}{2 \cdot 40} = 0,59$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТРДН -40000/110 задовольняють вимоги, що пред'являються.

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

Каталожні дані					Розрахункові дані			
U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , МВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , МВАр
ВН	НН							
115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

Підстанція ПС-3

Ставимо два трансформатори [4], так як споживач другої категорії.

Потужність одного трансформатора ПС-3 визначається наступною формулою:

$$S_{T3} = \frac{S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{24^2 + 14^2}}{1,4} = 19,85 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТРДН--25000/110 [3] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{3AB} = \frac{S_3}{2 \cdot S_{T3}} = \frac{\sqrt{24^2 + 16^2}}{2 \cdot 25} = 0,63$$

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

Таблиця 1.8 – Технічні дані трансформатора ТРДН--25000/110 [5]

Межі регулювання	Каталожні дані					Розрахункові дані			
	U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
	ВН	НН							
±9*1,78%	115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

Підстанція ПС-4

Ставимо два трансформатори [4], так як споживач другої категорії.

Потужність одного трансформатора ПС-4 визначається наступною формулою:

$$S_{T4} = \frac{S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{14^2 + 10^2}}{1,4} = 12,3 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТДН--16000/110 [3] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_4}{2 \cdot S_{T4}} = \frac{\sqrt{14^2 + 10^2}}{2 \cdot 16} = 0,54$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТДН--16000/110 задовольняють вимоги, що пред'являються.

Таблиця 1.9 – Технічні дані трансформатора ТДН--16000/110 [5]

Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
	U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
	ВН	НН							
±9*1,78%	115	11	10,5	85	0,019	0,7	4,38	86,7	0,11

Розрахунок параметрів ліній

Знайдемо параметри ліній електричної мережі

Значення активних та реактивних опорів ліній, а також величина зарядної потужності наведені в таблиці 1.10

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

Таблиця 1.10 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
R _л	Ом	2,44	9,76	7,32	4,88
X _л	Ом	4,27	17,08	12,81	8,54

1.3 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Підстанція ПС-1

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні [6].

Зображуємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів.

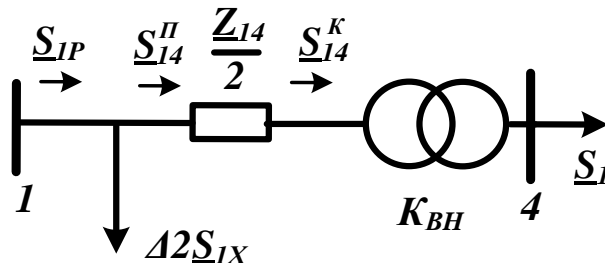


Рисунок 1.4 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність \underline{S}_{14}^K :

$$\underline{S}_{14}^K = \underline{S}_1 = 27 + j15 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{14}^H :

$$\underline{S}_{14}^H = \underline{S}_{14}^K + \frac{(P_{14}^K)^2 + (Q_{14}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{14}}{2} = 27,1 + j17,2 \text{ MVA}$$

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

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{14}^H + 2\Delta\underline{S}_{IX} = 27,14 + j17,55 \text{ MVA}$$

Підстанція ПС-2

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні.

Зображуємо схему заміщення двообмоткових трансформаторів (рис 1.5) [6].

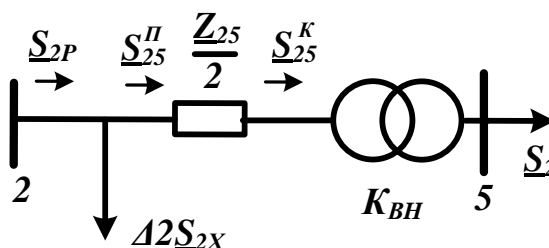


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-2

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

Визначаємо потужність \underline{S}_{25}^K :

$$\underline{S}_{25}^K = \underline{S}_2 = 40 + j25 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{25}^{Π} :

$$\underline{S}_{25}^{\Pi} = \underline{S}_{25}^K + \frac{(P_{25}^K)^2 + (Q_{25}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{25}}{2} = 40,12 + j28,197 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{25}^{\Pi} + 2\Delta\underline{S}_{2X} = 38,19 + j28,5 \text{ МВА}$$

Підстанція ПС-3

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні.

Зображуємо схему заміщення двообмоткових трансформаторів (рис 1.6) [6].

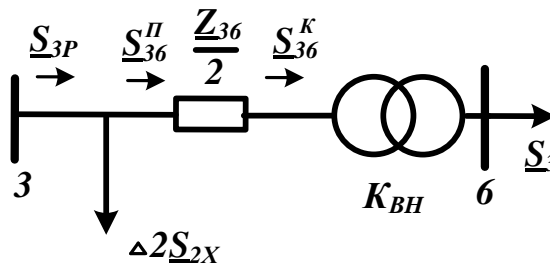


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність \underline{S}_{36}^K :

$$\underline{S}_{36}^K = \underline{S}_3 = 24 + j14 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{36}^{Π} :

$$\underline{S}_{36}^{\Pi} = \underline{S}_{36}^K + \frac{(P_{36}^K)^2 + (Q_{36}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{36}}{2} = 24,1 + j15,78 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{3P}^T = \underline{S}_{36}^{\Pi} + 2\Delta\underline{S}_{3X} = 24,2 + j17,2 \text{ МВА}$$

Підстанція ПС-4

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 7 з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні.

Зображуємо схему заміщення двообмоткових трансформаторів (рис 1.7) [6].

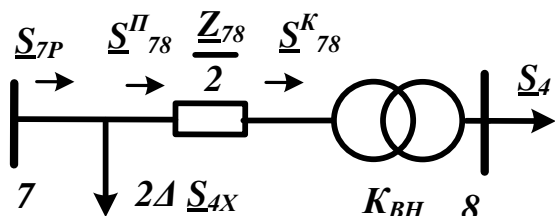


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-2

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

$$\underline{S}_{78}^K = \underline{S}_4 = 14 + j10 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність $\underline{S}_{78}^{\text{II}}$:

$$\underline{S}_{78}^{\text{II}} = \underline{S}_{78}^K + \frac{(P_{78}^K)^2 + (Q_{78}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{78}}{2} = 14,05 + j11,06 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{2P7} :

$$\underline{S}_{2P7} = \underline{S}_{78}^{\text{II}} + 2\Delta \underline{S}_{24} = 14,09 + j11,28 \text{ МВА}$$

ЛИНИЯ 3—7

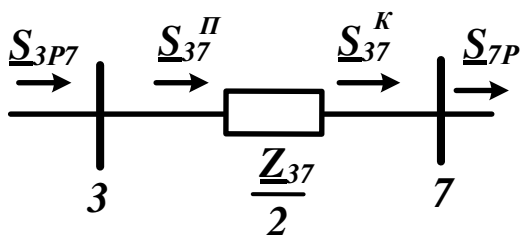


Рисунок 1.8 – Схема заміщення лінії 3-7

Визначаємо потужність \underline{S}_{73}^K :

$$\underline{S}_{73}^K = \underline{S}_{7P} = 14,09 + j11,280 \text{ МВА}$$

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

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

$$\underline{S}_{73}^{\Pi} = \underline{S}_{73}^K + \frac{(P_{73}^K)^2 + (Q_{73}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{73}}{2} = 14,13 + j11,3406 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{73}^{\Pi} + \underline{S}_{3PT} = 38,26 + j28,53 \text{ МВА}$$

1.4 Розрахунок потужностей на ділянках замкнутої мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{12} + l_{32} + l_{A3}) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{A3}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A3}}{l_{A1} + l_{32} + l_{12} + l_{A3}} = 56,87 + j38,73 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 28,86 + j21,21 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = -11,346 - j7,55 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{12} + l_{32} + l_{A1}) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{21} + l_{A1}) + \underline{S}_{1P} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{32} + l_{12} + l_{A3}} = 49,62 + j36,95 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності [7]:

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A3} = \underline{S}_{1P} + \underline{S}_{2P} + \underline{S}_{3P}$$

$$105,5 + j75 = 105,5 + j75$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 2-3 вийшла негативною, тому точка 2 є точкою потокорозподілу

Складаємо розрахункову розімкнену схему заміщення мережі

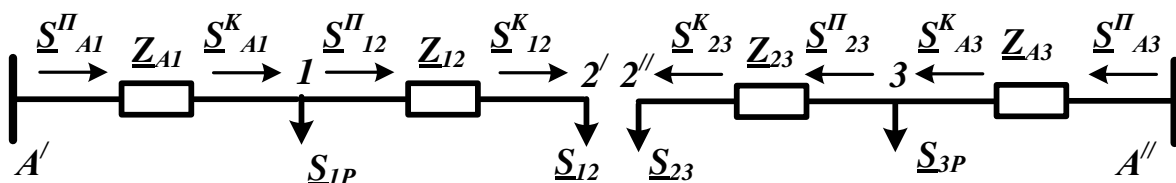


Рисунок 1.9 – Розімкнута мережа

Визначимо потокорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.7.

Знайдемо потужність джерела \underline{S}_A :

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12} = 28,86 + j21,21$$

$$\underline{S}_{12}^{\Pi} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(\underline{P}_{12}^K)^2 + (\underline{Q}_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 29,9 + j22,97 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{12}^{\Pi} + \underline{S}_{1P} = 57,052 + j40,52 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{A1}^{\Pi} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(\underline{P}_{A1}^K)^2 + (\underline{Q}_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A1} = 58,04 + j42,25 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} = 11,346 + j7,527 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{23}^{\Pi} = \underline{S}_{23}^K + \frac{(\underline{P}_{23}^K)^2 + (\underline{Q}_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 11,41 + j7,64 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{A3}^K = \underline{S}_{23}^{\Pi} + \underline{S}_{3P} = 49,67 + j36,2107 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{A3}^{\Pi} = \underline{S}_{A3}^K + \frac{(\underline{P}_{A3}^K)^2 + (\underline{Q}_{A3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A3} = 51,97 + j40,21 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A3}^{\Pi} + \underline{S}_{A1}^{\Pi} = 87,94 + j65,63 \text{ MBA}$$

1.5 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків найбільшою номінальної напруги мережі $U_A = 121 \text{ В}$ [6]

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1}^{\Pi} R_{A1} + Q_{A1}^{\Pi} X_{A1}}{U_A} = 118,34 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 2':

$$U_2' = U_1 - \frac{P_{12}^{\Pi} R_{12} + Q_{12}^{\Pi} X_{12}}{U_1} = 112,59 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3:

$$U_3 = U_A - \frac{P_{A3}^{\Pi} R_{A3} + Q_{A3}^{\Pi} X_{A3}}{U_A} = 112 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 2'':

$$U_2^{//} = U_3 - \frac{P_{32}^{II} R_{32} + Q_{32}^{II} X_{32}}{U_3} = 112,9 \text{ кВ}$$

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

ПС-1

$$U_4^B = U_1 - \frac{P_{14}^{II} \frac{R_{14}}{2} + Q_{14}^{II} \frac{X_{14}}{2}}{U_1} = 113,982 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_5^B = U_2 - \frac{P_{25}^{II} \frac{R_{25}}{2} + Q_{25}^{II} \frac{X_{25}}{2}}{U_2} = 109,45 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_6^B = U_3 - \frac{P_{36}^{II} R_{36} \cdot 0,5 + Q_{36}^{II} X_{36} \cdot 0,5}{U_3} = 109,45 \text{ кВ}$$

ПС-4

$$U_7 = U_3 - \frac{P_{37}^{II} R_{37} \cdot 0,5 + Q_{37}^{II} X_{37} \cdot 0,5}{U_3} = 113,2 \text{ кВ}$$

$$U_8^B = U_7 - \frac{P_{87}^{II} R_{87} \cdot 0,5 + Q_{87}^{II} X_{87} \cdot 0,5}{U_7} = 108,7 \text{ кВ}$$

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

ПС-1

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,4 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,902 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,943 \text{ кВ}$$

ПС-4

$$U_8 = \frac{U_8^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,4 \text{ кВ}$$

					БР.5.6.141.433.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

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
Опір лінії 1-2	X ₁₂ = 17,081 Ом
Опір лінії 3-2	X ₂₃ = 8,54 Ом
Потужність системи	S _C = 650 МВА

2.2 Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій

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. 433. ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Рашкевич				Н	23	69
Перев.		Лебединський						
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв		Лебединський						
						СумДУ ЕТдн-84п		

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. Остаточо для живлення споживачів власних потреб приймаємо два трансформатори ТМ-40/10.

					БР.5.6.141. 433. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

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 $S_C = 650$ МВА.

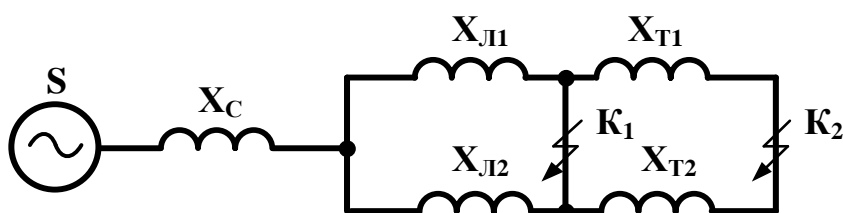


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює:

$$X_C = \frac{U_{Л}^2}{S_C} = \frac{110^2}{650} = 18,617 \text{ Ом}$$

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л2})} = 1,78 \text{ кА.}$$

$$I_{K(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л1})} = 2,34 \text{ кА.}$$

$$I_{K1} = I_{K(1)} + I_{K(2)} = 4,12 \text{ кА.}$$

Те ж в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л2} + X_{Т2})} = 0,90 \text{ кА}$$

$$I_{K2(2)}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{I2} + X_T)} = 1,03 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^B = I_{K2(1)}^B + I_{K2(2)}^B = 1,93 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці К₂:

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{U_{B.HOM}}{U_{H.HOM}} = 21,5 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці К₁: $i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 9,36 \text{ кА},$

- в точці К₂: $i_{y\delta 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 48,01 \text{ кА}.$

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

для точки К₁: $I_{нт1} = I_{K1} = 4,12 \text{ кА};$

для точки К₂: $I_{нт2} = I_{K2} = 21,5 \text{ кА}.$

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 К₁ – $T_a = 0,025$ с, для К₂

– $T_a = 0,05$ 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 К₁:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = 0,52 \text{ кА}.$$

Для точки К₂:

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K2} = 4,03 \text{ кА}.$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка К₁):

$$B_K = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 1,44 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

для сторони НН (точка К₂):

$$B_R = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 67,1 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

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 К ₁	4,12	9,36	4,12	0,52	1,445
Шини 10 кВ К ₂	21,15	48,01	21,15	4,03	67,10

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:

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

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

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

Струм в колі секційного вимикача:

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

					БР.5.6.141. 433. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

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

$$I_{10}^{відх} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 163,41 \text{ А.}$$

на стороні вищої напруги рекомендується установка елегазових вимикачів типу 100SFMT63SF.

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

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

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

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

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

Вибір вимикачів наведено в таблиці 2.3. Каталогні 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	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1200 А
$I_{по} \leq I_{прСКЗ}$	4,12 кА	63 кА
$I_{уд} \leq I_{СКЗ}$	9,36 кА	102 кА
$I_{п\tau} \leq I_{вікл.Ном}$	4,12 кА	63 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,52 кА	32 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,445 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 двофазні дугогасильні пристрої одностороннього дугтя. Камери (резервуари) постійно заповнені стисненим повітрям і знаходяться під високим потенціалом. Напруга підводиться до камер через епоксидні вводи, захищені зовні порцеляновими покришками.

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
$I_{по} \leq I_{прСКЗ}$	21,15 кА	80 кА
$I_{уд2} \leq I_{СКВ}$	48,01 кА	74,6 кА
$I_{нт} \leq I_{викл.ном}$	21,15 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	4,03 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	67,01 кА ² с	81 кА ² с

Вибираємо МГГ-10-4000-45УЗ [20]

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

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

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

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
$I_{по} \leq I_{прСКЗ}$	21,15 кА	80 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	48,1 кА	74,6 кА
$I_{пт} \leq I_{викл.ном}$	21,15 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	4,03 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	67,1 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
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	9,36 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,445 кА ² с	2927 кА ² с

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

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

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

$$I_{\text{Т}} = 31,5 \text{ кА}, t_{\text{ТЕРТ}} = 3 \text{ сек.}$$

$$I_{\text{ТЗ}} = 31,5 \text{ кА}, t_{\text{ТЕРЗ}} = 1 \text{ сек.}$$

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

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

2.6 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для підключення приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У цій роботі 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 переріз мідних проводів повинен бути не менше 1,5 мм², а алюмінієвих – не менше 2,5 мм².

										Арк.
										33
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141. 433. ПЗ ЕТ					

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – 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 2.8 - 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 2.9 - 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
$i_{yo} \leq I_{пр.СКВ}$	9,36 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,445 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.

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

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 – переріз 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 2.10 – 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
$i_{уд} \leq I_{np.СКВ}$	21,15 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	567,1 кА ² с	625 кА ² с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТВ –10–ІV.

Таблиця 2.11 - 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
$i_{уд} \leq I_{np.СКВ}$	48,0 кА	74,6 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	67,1 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 2.12

Таблиця 2.12 – 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

2.7 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

Ошиновку в розподільчих пристроях (РП) 110 кВ виконують, як правило, сталю-алюмінієвими проводами марки АС. При цьому переріз шин має бути не менше 70 мм² (за умовами коронування). Вибір перерізу здійснюється за довго допустимим струмом. Мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = 91,02 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \cdot 10^{-3}$ кАс/мм².

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується жорсткими шинами. Вибір перерізу також проводиться по допустимому струму. Жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менша 30 і більша 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою:

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

де l – довжина прольоту між ізоляторами $l = 1,2$ м;

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

q – поперечний переріз шини, см²

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

де b – товщина шини, см,

h – ширина шини, см.

					БР.5.6.141. 433. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

$$\gamma = \frac{b \cdot h^2}{12} = \frac{10 \cdot 0,8^2}{12} = 0,427 \text{ см}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,426}{8}} = 27,7 \text{ Гц.}$$

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,

$a = 1,2$ м – відстань між фазами.

За допустимим опором вибираємо алюмінієву шину [100×8] мм, з одной смугою на фазу.

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{48,01^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{1,0667 \cdot 1,2} = 44,87 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності $\sigma_{розр} \leq \sigma_{прп}$, дотримується, так як $44 \leq 75$.

Таким чином, обрані алюмінієві шини прямокутного перерізу [100×8] 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.
									40
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141. 433. ПЗ ЕТ				

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. 433. ПЗ ЕТ				41

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. 433. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

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.5.6.141.433.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Рашкевич			“Розрахунок релейного захисту”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	43	69
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-84п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

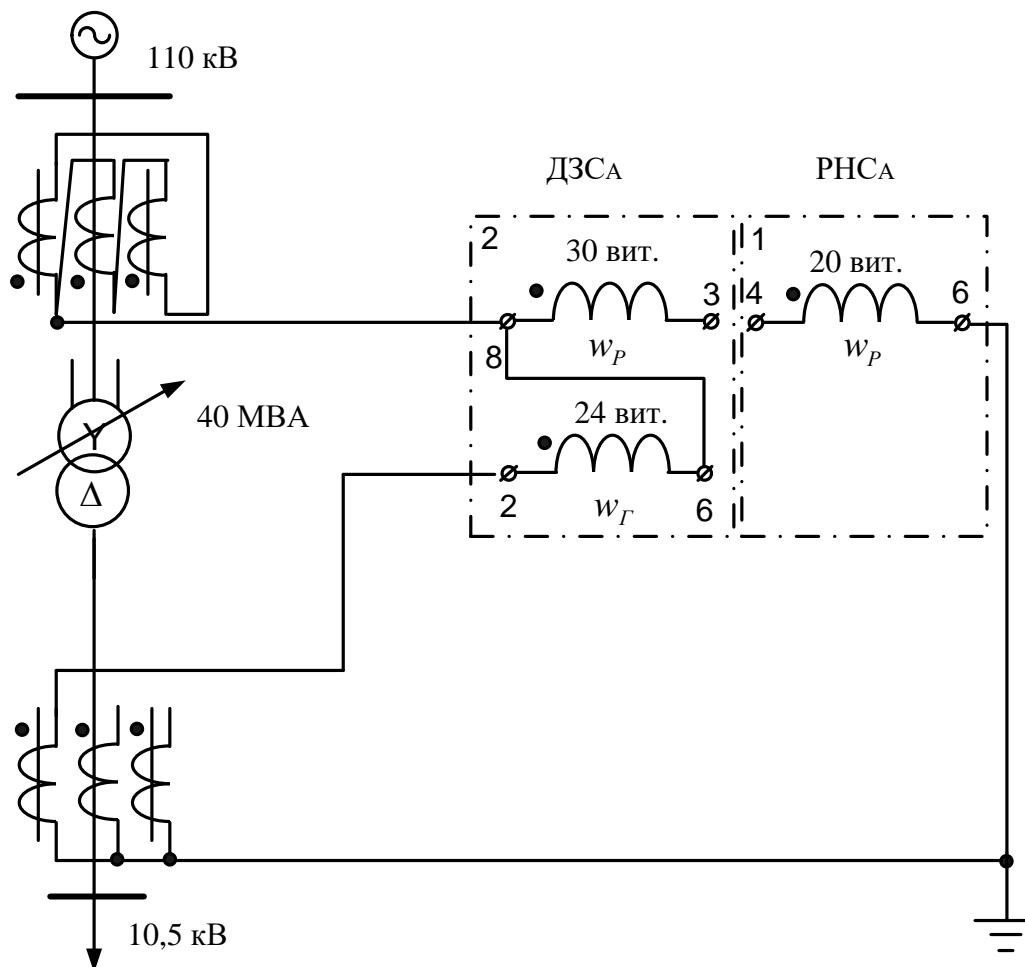


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

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.5.6.141.433.ПЗ.ЕТ

Арк.

44

40000 – номінальна потужність, кВ·А;

110 – клас напруги обмотки ВН, кВ;

Висота установки над рівнем моря не більше 1000 м. Температура навколишнього повітря від мінус –45 до +40°С.

Технічні характеристики трансформатора:

$$U_K = 10,5 \%,$$

$$\Delta P_K = 172 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_X = 36 \text{ кВт},$$

$$I_X = 0,65 \%,$$

$$U_B = 115 \text{ кВ},$$

$$U_H = 10,5 \text{ кВ},$$

$$\text{РПН} \pm 9 \times 1,78 \%,$$

$$K_3 = 0,59$$

3.3 Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21

У цьому пункті дано розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора ТРДН-40000/110 кВ потужністю 40 МВА. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН) [12].

Опір трансформатора (таблиця 1.7) – $R_T = 1,4 \text{ Ом}$, $X_T = 34,7 \text{ Ом}$

$$R_{T1} = R_{T2} = 0,5 \cdot R_T = 0,7 \text{ Ом.}$$

$$X_{T1} = X_{T2} = 0,5 \cdot X_T = 17,35 \text{ Ом.}$$

$$X_{BH} = 0,125 \cdot X_T = 0,125 \cdot 17,35 = 2,17 \text{ Ом};$$

$$X_{HH} = 1,75 \cdot X_T = 1,75 \cdot 17,35 = 30,36 \text{ Ом}$$

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

$$U_{\text{макс.вн}} = 1,1 \cdot U_{\text{ном}} = 126,5 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{мін.вн}} = 115 \cdot (1 - 0,16) = 96,577 \text{ кВ}$$

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

БР.5.6.141.433.ПЗ.ЕТ

Арк.

45

Для трансформаторів 110 кВ можна прийняти:

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

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

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

$$X_{ВН.МАКС} = 2,17 \cdot (1 + 0,16)^2 = 2,919 \text{ Ом},$$

$$X_{НН.МІН} = 30,36 \cdot (1 - 0,16)^2 = 21,414 \text{ Ом},$$

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

Опір енергосистеми $X_c = 18,61 \text{ Ом}$.

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

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

$$I_{K.МАКС.НН} = I_{K.МАКС.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 11,17 \text{ кА}$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

Для цієї мережі $U_{МАКС} = 121 \text{ кВ}$, тоді:

$$I_{K.МІН.ВН} = \frac{U_{МАКС}}{2 \cdot (X_c + X_{ВН.МАКС} + X_{НН.МАКС})} = 969,48 \text{ А}$$

$$I_{K.МІН.НН} = I_{K.МІН.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 11,172 \text{ кА}$$

Визначимо первинні номінальні струми:

$$I_{ВН.НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН.НОМ}} = 201,06 \text{ А}$$

$$I_{НН.НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН.НОМ}} = 2202,04 \text{ А}$$

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

а) налагодження від кидка намагнічуючого струму:

$$I_{с.з} = k_{відс} \cdot I_{ном} = 1,5 \cdot 201,06 = 301,583 \text{ А}$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.433.ПЗ.ЕТ

Арк.

46

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН:

$$I_{к.мах}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_T)} = 1768 \text{ А}$$

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{від} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.мах}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1768 = 690 \text{ А}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 690 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	$K_{сх}$	$\sqrt{3}$	1
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	K_I	600/5	6000/5
Вторинний струм в плечах захисту, А	$I_{ном.В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	2,89	3,17

Вторинні струми:

$$I_{В.НОМ} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{СХ}}{K_I}$$

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

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	$I_{\text{ВІДГ.НОМ.ОСН}} \leq I_{\text{НОМ.В.ОСН}}$	2,89	–
2	Розрахунковий струм відгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{\text{ВІДГ.РОЗР.НЕОСН}} = I_{\text{НОМ.В.НЕОСН}} \frac{I_{\text{ВІД.НОМ.ОСН}}}{I_{\text{НОМ.В.ОСН}}}$	–	$3,5 \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
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]:

$$I_{гал.поч.п} = 1,2 \cdot I_{ном} \left(k_{струмII} \frac{I_{відг.гал.номII}}{I_{відг.гал.розрII}} \right) = 248,22 \text{ А}$$

де $k_{струм.п} = I$ – коефіцієнт струморозподілу, для сторін II (10 кВ) в розглянутому режимі.

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{нб.гальм.поч} = \left(k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{II} + \frac{I_{відв.розр.II} - I_{відв.ном.II}}{I_{відв.розр.II}} \right) I_{гальм.поч} = 148,524 \text{ А}$$

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

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

$$I_{с.з.мін} \geq k_{від} I_{нб.гальм.поч} = 222,786 \text{ А};$$

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з.мін} = 0,3 I_{ном} = 60,32 \text{ А}$$

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{с.з.мін} = 222 \text{ А}$$

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

$$I_{*с.р.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \frac{U_{ср.ном}}{U_{номII}} k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = 0,828$$

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

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{гальм} = \frac{k_3 I_{*нб.розр} \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{відв.ном.осн}} - I_{*ср.мін}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.n} \frac{I_{відв.гал.розр.n}}{I_{відв.гальм.ном.n}} - I_{*гальм.поч}} = 6,44$$

де $I_{в.ном.осн}$, $I_{від.ном.осн}$, $I_{від.галь.розр.n}$, $I_{від.гальм.ном.n}$ – 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:

$$I_{c.відс.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 1239 \text{ А},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = 862 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*c.відс.розр} = \frac{I_{c.відс.розр} \cdot k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = 5,176$$

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

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

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

$$k_c^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.n}^{(m)}}{I_{c.з} \cdot K_{сх.n}^{(3)}} = 1,625$$

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.5.6.141.433.ПЗ.ЕТ

Арк.

52

- 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);

					БР.5.6.141.433.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

4 Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії

В НИЗЬКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЯХ

Втрати електроенергії в лінії напругою 0,38 кВ (відсоток енергії, який відпущено в мережу) можна визначити за формулою [17]:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{0,7 \cdot K_{\text{HEC}} \cdot \tau}{T_{\text{МАКС}}}, \quad (4.1)$$

де K_{HEC} – коефіцієнт, що враховує нерівномірність розподілу навантажень у фазах.

4.1 Вплив несиметрії навантажень фаз на втрати потужності

За формулою (4.2) знаходимо коефіцієнт збільшення втрат потужності мережі з ізолюваною нейтраллю при нерівності навантажень проводів:

$$K_{\text{нес.із}} = \frac{I_{\text{A}}^2 + I_{\text{B}}^2 + I_{\text{C}}^2}{3I_{\text{сеп}}^2}, \quad (4.2)$$

де $I_{\text{A}}, I_{\text{B}}, I_{\text{C}}$ – струми в проводах відповідних фаз;

$I_{\text{сеп}}$ – середнє значення струмів у фазах.

Струм нульової послідовності I_0 виникає в мережі з глухозаземленою нейтраллю, потроєне значення його - струм нейтралі $I_{\text{N}} = 3 \cdot I_0$, який проходить по опорі землі (для електромереж 110 кВ і вище), або струм нульового проводу (для електромереж нижче 1 кВ).

Струм в нейтралі визначаємо за формулою:

$$I_{\text{N}} = I_{\text{A}} + aI_{\text{B}} + a^2I_{\text{C}} = I_{\text{A}} - \frac{1}{2}(I_{\text{B}} + I_{\text{C}}) + j\frac{\sqrt{3}}{2}(I_{\text{B}} - I_{\text{C}}), \quad (4.3)$$

де a і a^2 – оператори повороту вектора на 120° відповідно проти годинникової стрілки та за нею.

					БР.5.6.141.433.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Рашкевич				“Аналіз методів розрахунку втрат електричної енергії в лініях напругою 0,4 кВ та розрахунок параметрів обладнання електричної мережі”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					н	55	69
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-84п		
Н. контр.								
Затв.	Лебединський							

У формулі (4.3) комплексні значення струмів фаз визначені для напруг своєї фази, а не для єдиної системи координат $[1; j]$ з дійсною віссю, спрямованою відповідно вектору напруги фази А. При допущенні однакового коефіцієнта потужності в кожній з двох фаз вираз (4.3) є справедливим також для модулів струмів.

Квадрат струму в нейтралі:

$$I_N^2 = [I_A - 0,5 \cdot (I_B - I_C)]^2 + \frac{3}{4} \cdot (I_B - I_C)^2 = I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 - (I_A \cdot I_B + I_B \cdot I_C + I_A \cdot I_C).$$

Так як

$$\begin{aligned} I_A \cdot I_B + I_B \cdot I_C + I_A \cdot I_C &= \\ &= \frac{(I_A + I_B + I_C)^2 - (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)}{2} = \\ &= 4,5 \cdot I_{cp}^2 - 0,5 \cdot (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2), \end{aligned}$$

то

$$I_N^2 = 1,5 \cdot (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) - 4,5 \cdot I_{cp}^2. \quad (4.4)$$

Сумарні втрати потужності у мережі з заземленою нейтраллю складаються з втрат в кожній фазі, а при наявності нульового проводу ще також додаються і втрати в нульовому проводі.

$$\Delta P_c = I_A^2 R_A + I_B^2 R_B + I_C^2 R_C + I_N^2 R_n, \quad (4.5)$$

де I_n , R_n – відповідно, струм в нульовому проводі і опір нульового проводу.

При симетричному навантаженні струми у фазах однакові і рівні струму прямої послідовності.

$$I_1 = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} \quad (4.6)$$

Тоді втрати в симетричному режимі дорівнюють:

$$\Delta P_c = 3 \cdot I_1^2 \cdot R_{cp}. \quad (4.7)$$

В несиметричному режимі втрати більші, ніж у симетричному:

$$\Delta P_{nc} = 3 \cdot I_1^2 \cdot R \cdot [1 + k_v \cdot I_\Phi] + I_N^2 \cdot R_n, \quad (4.8)$$

де k_v – величина, характеризуюча відмінності між собою фазних струмів.

Наближено можна визначити коефіцієнт варіації за формулою:

$$k_v = \sqrt{\frac{\frac{1}{3} \cdot \sum_1^3 I_\phi^2 - I_1^2}{I_1^2}} \approx \frac{I_{\phi1\text{макс}} - I_{\phi1\text{мін}}}{k_\delta \cdot I_1}, \quad (4.9)$$

де $I_{\phi1\text{макс(мін)}}$ – максимальне, або мінімальне, значення фазних струмів.

k_δ – коефіцієнт, який приймає значення від 2 до 3.

Припустивши, що несиметрія утворена без зміни кутів між струмами різних фаз, а тільки різними їх навантаженнями, можна довести, що струм у нульовому проводі теж залежить від коефіцієнта варіації фазних струмів та величини струму прямої послідовності.

$$I_n^2 = 4,5 \cdot k_v^2 \cdot I_1^2. \quad (4.10)$$

У такому випадку, втрати потужності у трифазній мережі з нульовим проводом при несиметричному режимі можуть бути обчислені таким чином:

$$\Delta P_{\text{нс}} = 3 \cdot I_1^2 \cdot R_{\phi1\text{ЕКВ}} \left[1 + k_v^2 \cdot I_\phi \cdot \left(1 + 1,5 \cdot \frac{R_{\text{н1ЕКВ}}}{R_{\phi1\text{ЕКВ}}} \right) \right]. \quad (4.11)$$

Формула (4.11) еквівалентна формулі 4.12:

$$\Delta P_{\text{нс}} = 3 \cdot I_1^2 \cdot R_{\phi1\text{ЕКВ}} \left[\frac{1}{3} \cdot \sum \left(\frac{I_\phi}{I_1} \right)^2 \cdot \left(1 + 1,5 \cdot \frac{R_{\text{н1ЕКВ}}}{R_{\phi1\text{ЕКВ}}} \right) - 1,5 \cdot \frac{R_{\text{н1ЕКВ}}}{R_{\phi1\text{ЕКВ}}} \right], \quad (4.12)$$

де еквівалентний опір знаходиться за формулою:

$$R_{\text{ЕКВ}} = R_0 + k_L R_L, \quad (4.13)$$

де R_0 – опір головної ділянки від джерела до першого навантаження;

k_L – коефіцієнт, характеризуючий вид розподілу навантаження уздовж лінії;

R_L – опір ділянки, на протязі якої розподілене навантаження.

Для рівномірного розподілу навантаження $k_L = 1/3$.

При зменшенні навантаження від початку лінії до кінця величина k_L менша, при збільшенні - більша.

З формули (4.11) видно, що зі збільшенням опору нульового проводу, збільшуються втрати, викликані несиметрією. Аналогічно втратам активної потужності визначаються втрати реактивної потужності в електролініях. Але у формулах значення активного опору потрібно замінити значеннями індуктивного.

Збільшуються також втрати при несиметричному навантаженні трансформатора.

Для визначення коефіцієнта збільшення втрат потужності в мережі з заземленою нейтраллю, користуючись (4.7), (4.11) і при однаковому опорі фаз, отримуємо такий вираз:

$$K_{\text{нес}} = \frac{\Delta P_{\text{нес}}}{\Delta P_{\text{С}}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{\text{ср}}^2} \cdot \left(1 + 1,5 \cdot \frac{R_N}{R_{\phi}} \right) - 1,5 \cdot \frac{R_N}{R_{\phi}}, \quad (4.14)$$

де перед круглою дужкою вираз рівен коефіцієнту $K_{\text{нес.із}}$, для мережі з ізолюваною нейтраллю.

При відсутності даних про струмові навантаження, коефіцієнт $K_{\text{нес}}$ в залежності від співвідношення R_N / R_{ϕ} буде:

$$- R_N / R_{\phi} = 1 \quad K_{\text{нес}} = 1,13,$$

$$- R_N / R_{\phi} = 2 \quad K_{\text{нес}} = 1,2.$$

Відношення $\tau / T_{\text{макс}}$ приймають у відповідності з таблицею 4.1 [17]:

Таблиця 4.1 – Визначення відносини $\tau / T_{\text{макс}}$

Параметр	Значення				
$T_{\text{макс}}, \text{ч}$	2000	3000	4000	5000	6000
$\tau / T_{\text{макс}}$	0,46	0,52	0,6	0,72	0,77

Відносні втрати електроенергії у відсотках в лініях 0,38 кВ знаходять за формулою:

$$\Delta W_{\% \text{сум}} = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta W_{\%}^i \cdot I_i}{\sum_{i=1}^k I_i}, \quad (4.15)$$

де $W_{\%}^i$ – відносні втрати електроенергії в i -ій лінії, знайдені за формулою (4.1);

I_i – максимальне навантаження головної ділянки i -ої лінії.

4.2 Вплив характеристик ліній та характеру розподілу їх навантажень на втрати потужності

Втрати електроенергії в мережі 0,38 кВ можна визначити також в залежності від характеристик ліній та розподілу їх навантажень.

Нехай визначення втрат електроенергії в лінії 0,38 кВ здійснюється за такою формулою [17]:

$$\Delta W_H = \frac{(W_P^2 + W_Q^2) \cdot K_\Phi^2}{U_{\text{ЕКВ}}^2 \cdot T} \cdot R_{\text{ЕКВ}}, \quad (4.16)$$

де W_P – активна електроенергія, яка пропущена через головну ділянку, МВт·г;

W_Q – реактивна електроенергія, що пропущена через головну ділянку, МВАр·г;

K_Φ – коефіцієнт форми графіка, відн. од;

$R_{\text{ЕКВ}}$ – еквівалентний опір мережі, Ом;

$U_{\text{ЕКВ}}$ – еквівалентна напруга для розрахунку втрат навантаження, кВ;

T – час, за який через головну ділянку пропущена електроенергія W_P та W_Q , год.

Еквівалентний опір лінії тоді залежить від її конфігурації та розподілу навантажень довжині цієї лінії.

Еквівалентний опір для лінії постійного перерізу і зосередженого навантаження у її кінці, визначиться за формулою:

$$R_{\text{ЕКВ}} = r_0 \cdot L, \quad (4.17)$$

де r_0 – питомий опір проводу, Ом/км,

L – довжина лінії, км.

Тобто, $R_{\text{ЕКВ}}$ відповідає фізичному опору лінії.

Еквівалентний опір для такої ж лінії з рівномірно розподіленим навантаженням буде:

$$R_{\text{ЕКВ}} = \frac{r_0 \cdot L}{3}. \quad (4.18)$$

Отже, при однакових довжинах ліній, перерізах проводів і відпущеній електроенергії, втрати в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням будуть у 3 рази меншими, ніж в лінії з зосередженим навантаженням.

При зміні перерізу проводів втрати енергії в лінії пропорційні зменшенню навантаження (лінія з постійною щільністю струму), а еквівалентний опір становитиме $R_{\text{екв}} = r_0 L / 2$. Це говорить про те, що в цьому граничному випадку втрати у лінії з рівномірно розподіленим навантаженням у 2 рази менші, ніж в лінії з зосередженим навантаженням, тобто коефіцієнт, що враховує вплив на втрати розподіленості навантажень уздовж лінії k_L , буде в діапазоні $0,33 \div 0,5$ [17].

На практиці усю лінію, чи основну магістральну частину її, виконують проводом одного перерізу. Проводи меншого перерізу можна використовувати в кінці лінії, або на її відгалуженнях.

У діапазоні перерізу алюмінієвих проводів $35 \div 120 \text{ мм}^2$, які найчастіше використовують на таких лініях, справедливе співвідношення:

$$r_0 = \frac{32,25}{F}, \quad (4.19)$$

де F – переріз проводу.

Визначимо еквівалентний опір, використавши формули (4.17) і (4.19):

$$R_{\text{екв}} = r_0 \cdot L = \frac{32,25 \cdot L \cdot k_L}{F} \quad (4.20)$$

Підставляючи у формулу (4.16) $U=0,38 \text{ кВ}$ і вираз (4.20) отримаємо:

$$\Delta W = \frac{9,3 \cdot W \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi) \cdot k_\phi^2 \cdot k_L \cdot L}{D \cdot F}, \quad (4.21)$$

де D – число днів,

$k_L = 1,0$ - для ліній з зосередженим та $0,37$ - для ліній з розподіленим навантаженнями.

Формула (4.21) відповідає лінії без відгалужень.

Вховуючи, що щільність струму у відгалуженнях є значно нижчою, ніж в магістралі, то при наявності відгалужень втрати енергії при тій же сумарній довжині лінії зменшуються.

Позначаємо відношення щільності струму у відгалуженнях та головній ділянці магістралі $k_j = j_0 / j_m$.

Відносну довжину відгалужень $k_{розг} = L_0 / L_\Sigma$ назвемо коефіцієнтом розгалуженості лінії (для нерозгалуженої лінії $k_{розг} = 0$). Питомі втрати у відгалуженнях в k_j^2 менші, ніж в магістралі. У зв'язку з цим при використанні у формулі (4.21) сумарної довжини лінії в неї вводиться понижуючий коефіцієнт [17]:

$$k_{відг} = 1 - k_{розг} \cdot (1 - k_j^2). \quad (4.22)$$

Значення k_j є значно нижчим одиниці. Отже, для ідеалізованої лінії з 10 – ма однаковими навантаженнями струм в кожному відгалуженні дорівнюватиме 1/10 від струму головної ділянки лінії. В разі виконання відгалужень таким же проводом, що і магістраль, то $k_j^2 = 0,01$. Відгалуження, зазвичай, виконуються одно- або двофазним і проводом меншого перерізу, ніж провід основної магістралі. Взв'язавши за розрахункову ситуацію рівну кількість одно- і двофазних відгалужень, а переріз проводів у 2 рази меншим, ніж провід основної магістралі, отримаємо $k_j^2 = 0,09$. Для ліній з 5 - ма навантаженнями, для тих же умов, $k_j^2 = 0,36$. Аналізуючи типові схеми сільських мереж 0,38 кВ [17] робимо висновок, що в практичних розрахунках можемо прийняти середнє значення $k_j^2 = 0,25$ і формула (4.22) набуде вигляду:

$$k_{відг} = 1 - 0,75 \cdot k_{розг}. \quad (4.23)$$

Формула (4.21) справедлива для лінії з однаковими (симетричними) навантаженнями фаз. Але, несиметричне навантаження фаз дуже часто зустрічається в лініях 0,38 кВ. Коефіцієнт збільшення втрат у лінії з несиметричним навантаженням фаз ($k_{нес}$) розраховують за формулою (4.14).

Струми фаз у всіх лініях 0,38 кВ, які є на балансі, практично виміряти важко, а тому в розрахунках краще використовувати середні значення коефіцієнта $k_{нес}$. При відносному відхиленні струмів фаз від їх середнього значення у діапазоні $0,3 \pm 0,5$ та $R_0/R_\phi = 1 \pm 1,5$, коефіцієнт $k_{нес}$ змінюється в діапазоні $1,15 \pm 1,55$ ($k_{нес} = 1,35 \pm 0,2$). Це

значення коефіцієнта може застосовуватися до ліній з розподіленим навантаженням, переважно однофазним, для навантажень житлових будинків. Як правило, зосереджені навантаження мають більше симетричних, трифазних навантажень, тому $k_{\text{нес}}$ для цих ліній буде в діапазоні $1,05 \pm 0,05$ [17].

Згідно з викладеним вище, при відомій частці розподілених навантажень d_p середні значення коефіцієнтів k_L та $k_{\text{нес}}$ виразимо формулами:

$$k_L = 1 - 0,63 \cdot d_p \quad (4.24)$$

$$k_{\text{нес}} = 1,05 + 0,5 \cdot d_p \quad (4.25)$$

Квадрат коефіцієнта форми k_ϕ^2 - формулою [17]:

$$K_\phi^2 = \left(\frac{0,124}{K_3} + 0,876 \right)^2 - \left(\frac{1090}{T_{\text{макс}}} + 0,876 \right)^2$$

Ще один підвищувальний коефіцієнт k_N виникає при визначенні втрат в N лініях з відомим сумарним відпустком енергії в них(у формулі 4.21), котрий враховує неоднаковість щільності струму на головних ділянках різних ліній. При відносному розкиді цих значень $\pm \gamma_j$, коефіцієнт k_N буде:

$$k_N = 1 + \gamma_j \quad (4.26)$$

При γ_j у діапазоні $0,2 \div 0,4$ значення k_N знаходяться в діапазоні $1,04 \div 1,16$ ($k_N = 1,1 \pm 0,06$).

Остаточна формула для розрахунку втрат в N_F лініях з перерізом головних ділянок F та сумарною довжиною L_F з урахуванням формул (4.23) та (4.24) - (4.26), слідуюча:

$$\Delta W = \frac{9,3 \cdot W_F^2 \cdot (1 + \text{tg}^2 \phi) \cdot k_\phi^2 \cdot L_F}{N_F^2 \cdot D \cdot F} \cdot k_{\text{нес}} \cdot k_{\text{відг}} \cdot k_L \cdot k_N \quad (4.27)$$

Щоб використовувати формулу (4.27), необхідно знати сумарну енергію W_F , яка відпускається в лінії цього перерізу. Отже, коли виникають проблеми з визначенням сумарного відпуску електроенергії в мережі 0,38 кВ, оцінити значення енергії, яка відпускається в лінії даного перерізу, можна лише способом розрахунку.

Припущення про однакову середню щільність струму на головних ділянках ліній різних перерізів є єдиним припущенням, на основі якого це можна зробити. Це допущення враховується за допомогою коефіцієнт k_N . У такому випадку формула розрахунку сумарних втрат в усіх лініях 0,38 кВ фідера 6-20 кВ, підстанції, РЕМ чи ПЕС, має вигляд [17]:

$$\Delta W = 9,3 \cdot k_{\phi}^2 \cdot k_{\text{нес}} \cdot k_{\text{відг}} \cdot k_L \cdot k_N \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi) \cdot \frac{\sum_{i=1}^n F_i \cdot L_i}{F_{\Sigma}^2} \cdot \frac{W_{0,38}^2}{D}, \quad (4.28)$$

де N – число груп ліній 0,38 кВ з різними перерізами головних ділянок, що живляться від вказаного об'єкта;

F_{Σ} – сумарний переріз головних ділянок цих ліній;

$W_{0,38}$ – електроенергія, відпущена в них, визначена за заданою часткою зареєстрованого відпуску в фідери 6-20 кВ.

Коефіцієнти $k_{\text{нес}}$, $k_{\text{відг}}$, k_L розраховуються за формулами (4.23), (4.24), (4.25) за даними про коефіцієнт розгалуженості мереж, котрий визначають на основі аналізу їх типових схем та часткою комунально-побутових навантажень d_p у загальному споживанні енергії в мережах 0,38 кВ, яка значена у звітності про корисний відпуск електроенергії.

Коефіцієнт k_N рекомендується приймати на рівні його середнього значення 1,1 (для уточнення його значення потрібно обробляти дані вимірів струмів у лініях, але постановка завдання - оцінка втрат електроенергії без проведення режимних вимірів).

Підставивши у формулу (4.28) формули (4.23), (4.24), (4.25) і $k_N = 1,1$, співвідношення усіх коефіцієнтів перед дробом можна замінити одним:

$$k_{0,38} = 3,41 \cdot \tau \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi) \cdot (1 - 0,75 \cdot k_{\text{розг}}) \cdot (1,05 - 0,36 \cdot d_p - 0,19 \cdot d_p^2), \quad (4.29)$$

Зауважимо, що формули (4.28) та (4.29), де присутня величина d_p , засновані на припущенні про розподіл сумарної енергії, довжини і кількості ліній між лініями з розподіленим та зосередженим навантаженнями пропорційно величині d_p . Отже, в такому випадку, доцільно проводити розрахунки, підставляючи характерні для цих

ліній значення коефіцієнтів $k_{нес}$ та k_L , окремо для ліній з розподіленим і зосередженим навантаженнями.

					БР.5.6.141. 433.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		64

Висновки

При виконанні бакалаврської роботи вирішені поставлені завдання та досягнута мета, що описана у вступі.

Розділ «Розрахунок електричної мережі»: визначені потоки потужностей в мережі при нормальному режимі роботи, а також падіння потужностей в елементах мережі. З урахуванням поздовжніх та поперечних складових розглянуто величини напруг у точках мережі.

Розділ «Розрахунок електричної частини станцій і підстанцій»: проведео вибір основного обладнання підстанції: вимірювальні трансформатори струму та напруги, роз'єднувачі, вимикачі, за графіком навантаження підстанції перевірені основні силові трансформатори. Для установки на підстанції запропоновано необхідний мінімальний набір вимірювальних приладів.

Розділ «Розрахунок релейного захисту»: розрахований релейний захист трансформатора.

Розділ “Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних лініях”: Враховуючи різні види навантаження, проведено аналіз методів розрахунку розподільних мереж 0,38 кВ.

					БР.5.6.141. 433.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		65

Література

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. –М.: Энергоатомиздат, 1989 г.
2. Электротехнический справочник: в 3х т. Т.3. Кн.1. Производство, передача и распределение электрической энергии/Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского и др.- 6-е изд. испр. и доп. М.: Энергоиздат, 1982 г.
3. Справочник по проектированию / Г.К. Вишняков, Е.А. Гоберман, С.Л. Гольцман и др. / Под ред. С.С. Рокотяна и Я.С. Самоилова. -М: Энергоиздат, 1982. -352 с.
4. Блок В.М. Электрические сети и системы. М.: Высшая школа, 1985.
5. Довідник для курсового та дипломного проектування С.С. Ананичев, А.Л. Мизин, С.Н. Шелюк, Єкатеринбург 2005 рік.
6. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Електрична частина станцій та підстанцій». / Укладачі: Д.В. Муриков, І.Л. Лебединський, П.О. Василега. – Суми: Вид-во СумДУ, 2006. – 38 с.
7. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: НУ ЭНАС, 2002. – 280 с.
8. Электротехнический справочник. Производство, передача и распределение электрической энергии /Под общ. ред. профессором МЭИ В.Г. Герасимова, П.Г.Грудинского и др.- 6-е изд.- М.: Энергоиздат, 1982- Т.3.- Кн.1.- 656 с.
9. Упит А.Р., Банкин С.А. Релейная защита и автоматика в системах ЭПП: Методические указания для студентов специальности 10.04 - «Электроснабжение» / Алт. гос. техн. ун-т им. И.И. Ползунова.- Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2004. - 51 с.
10. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. «Электрооборудование станций и подстанций» - М., Энергоатомиздат, 1986, 648с.
11. Шабад М.А. Расчет релейной защиты и автоматки распределительных сетей. -3-е изд., перераб. и доп. - Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. 296 с.

											Арк
											66
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141. 433.ПЗ.ЕТ						

12. Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему "Розрахунок замкнутої електричної мережі" з курсу "Електричні системи та мережі" / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебеда, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.

13. Учебное пособие по курсу "Основы релейной защиты электрических систем" - Мариуполь 2001.

14 Міністерство палива та енергетики України ГНД 34.09.104-2003. Галузевий нормативний документ «Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії. Видання офіційне Київ 2004 р.

15 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. –Харьков, Форт, 2014. – 782 с.

16 Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений № 34-70-030-87.

17 ГКД 34 «Методичні вказівки з аналізу та вибору заходів щодо зниження технологічних витрат електроенергії» Київ 2003 – 157 с.

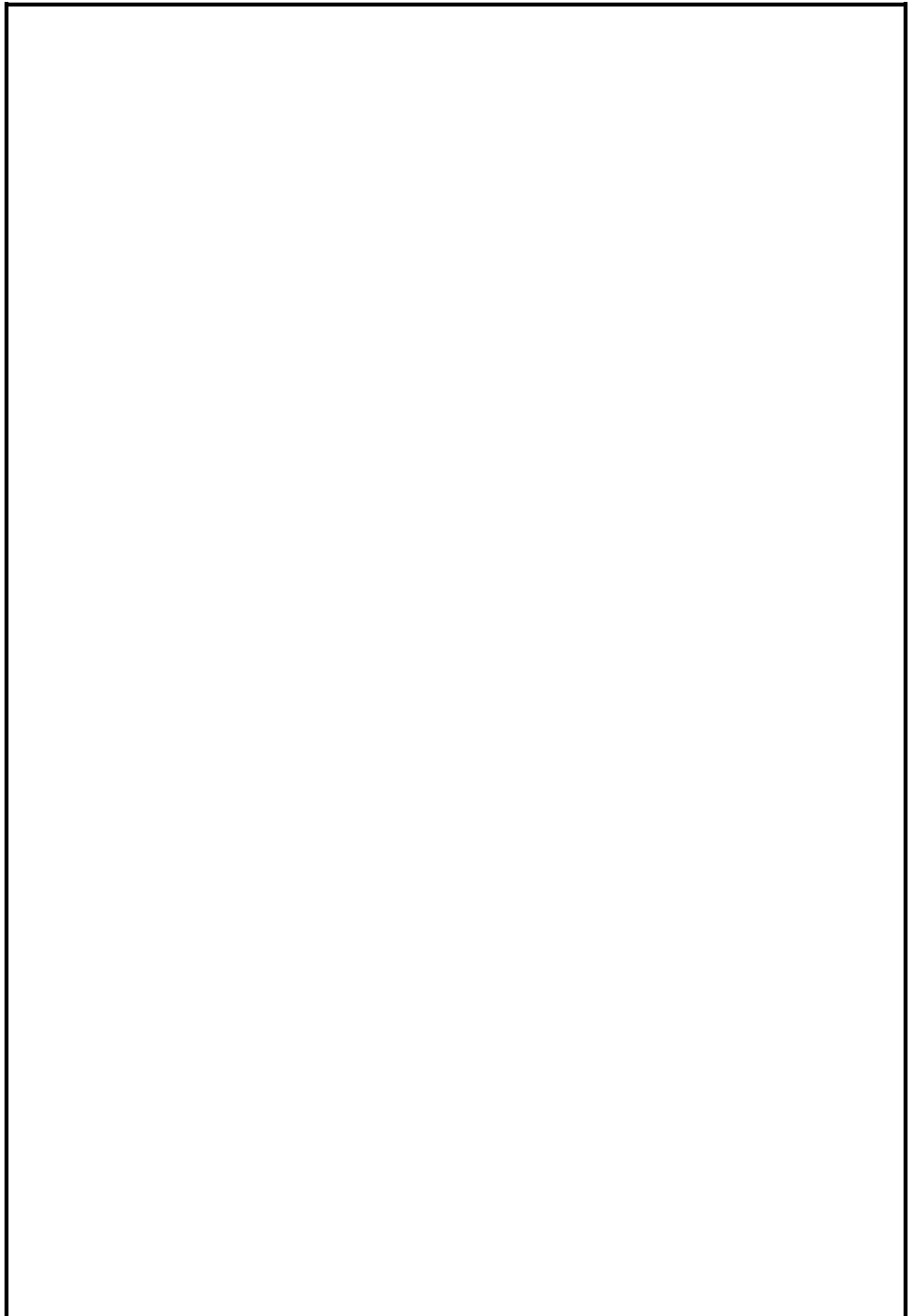
18 <https://forca.ru/vyklyuchateli/elegazovye/100sfmt63sf.html>

19 https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-predyduschego-pokoleniya-serii-rdz/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rdz-na-35-220-kv

20 https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-transformatory-toka-serii-togf-110-220-330-500

21 <https://elmisto.com.ua/p548440442-tpl-505-klt.html>

										Арк
										67
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141. 433.ПЗ.ЕТ					



					БР.5.6.141. 433.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		68

Потужності на ділянках мережі

Ділянка	Початок	Кінець
1-4	27,1+j17,2	27+j15
2-5	40,12+j28,197	40+j25
3-6	24,1+j15,78	24+j14
1-2	29,9+j22,97	28,86+j21,21
A-1	58,05+j42,52	57,05+j40,52
7-8	14,05+j11,06	14+j10
2-3	11,41+j7,64	11,346+j7,527
A-3	51,97+j40,27	49,67+j36,207
7-3	14,13+j11,34	14,09+j11,28

Категорія споживача

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

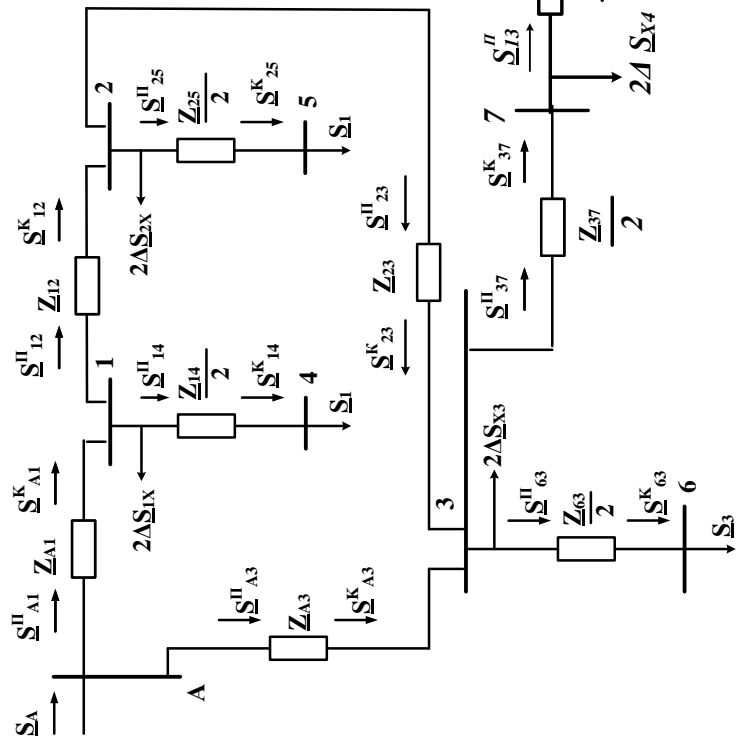
Довжина ліній

- Л-1 10 км
- Л-2 40 км
- Л-3 30 км
- Л-4 10 км

Потужності навантажень

- $S_1 = 27 + j15$ MVA
- $S_2 = 40 + j25$ MVA
- $S_3 = 24 + j14$ MVA
- $S_4 = 14 + j10$ MVA

Початкова схема мережі

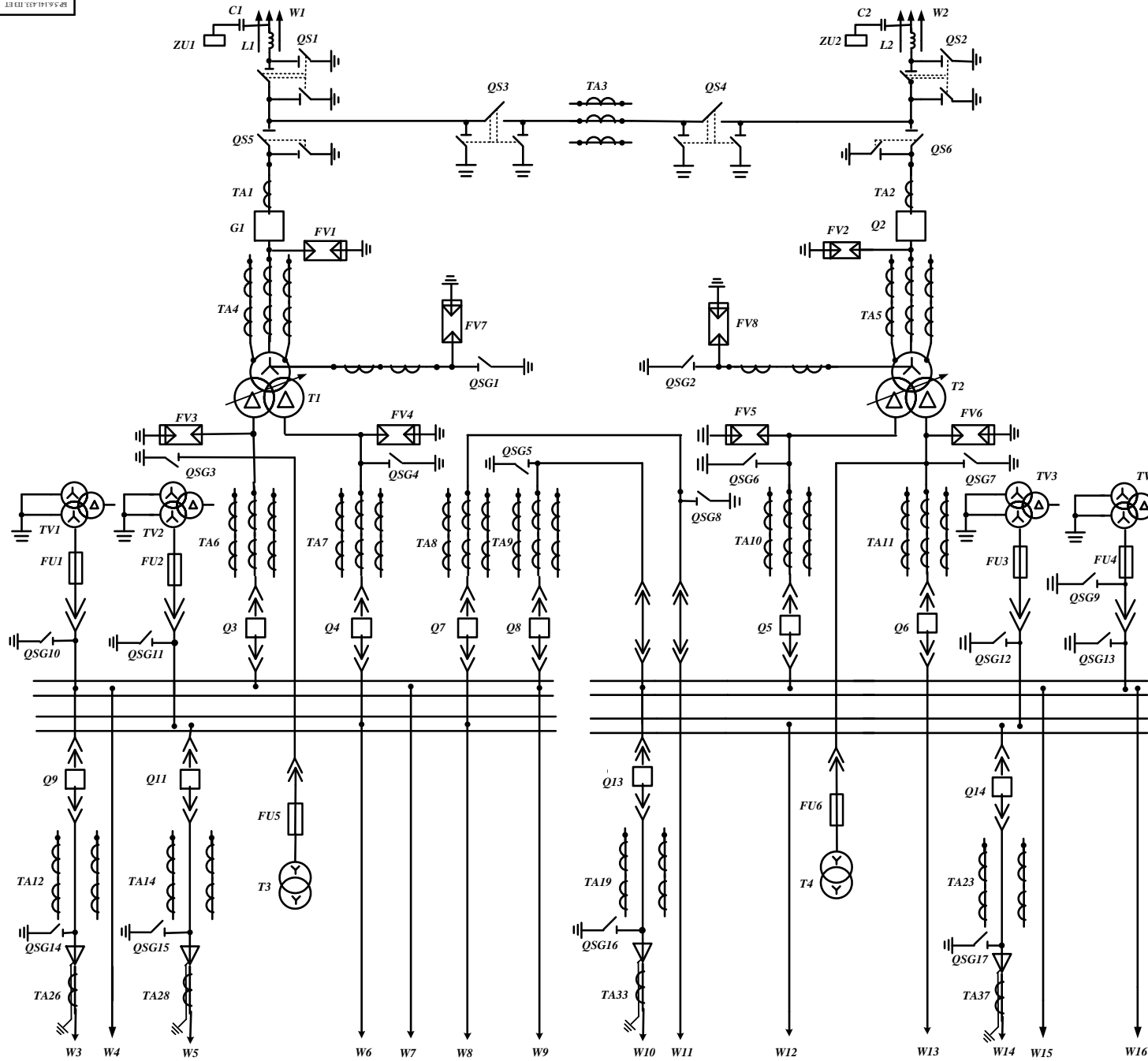


Напруги у вузлах мережі

Ном	Значення	
	Висока	Низьке
A	121	
1	118,5	
2	113	
3	112	
4	113,92	10,4
5	109,4	9,9
6	109,4	9,94
7	113	
8	108,7	10,4

Розрахункова схема заміщення мережі

БР.5.6.141.433.ПЗ.ЕТ	
Дата:	Місяць:
Рік:	Лист:
Відомо:	Відомо:
Проек:	Проек:
Архив:	Архив:
Розрахунок електричної мережі	
Складено: гр.Т.Див.84п	



Поз	Позначення	Найменування	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДН-40000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загороджувач	2
4	QS1-QS6	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 вентиляційний РВС-110МУ1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентиляційний РВП-10МУ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентиляційний РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗОН-110М	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 МГГ-10-4000-45У3	4
15	Q7, Q8	Вимикач МГГ-10-4000-45У3	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПКН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги НТМИ-10-66	4
18	Q9-Q22	Вимикач ВММ-10+400/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор струму ТВ-10-IV	28
20	TA26- 37	Трансформатор струму ТВ-10-IV	14
21	ZU1, ZU2	Фільтр присидання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювач внутрішньої установки ЗР-10НУЗ	7

БР.5.6.141.433. ПЗ. ЕТ			
Вид	Дис	Лист	Лист
Розроб.	Розробник	Лист	Лист
Перев.	Затверджено	Лист	Лист
Конструктор	Лист	Лист	Лист
Реконст.	Лист	Лист	Лист
Підпис	Лист	Лист	Лист
Дата	Лист	Лист	Лист

Аналіз метеоінформації розрахунок вартості електричної енергії в області напруги 0,4 кВ та розрахунок параметрів обладнання електричної мережі

Розрахунок електричної частини підстанції

Лист 1

Лист 2

Лист 2

СумДУ, гр.ЕТДн-84п