

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.

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2021 р.

### **КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА**

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

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

Виконав студент гр. ЕТдн-74п

Петрухно І. В.

Керівник доц. к.т.н

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2021 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

## **Завдання**

**на дипломний проект бакалавра**

**Петрухна Ігоря Володимировича**

**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 0,38 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	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 потерь електроенергии в линиях напряжением 0,4 кВ.	31.05.-10.06.2021	

Студент гр ЕТдн-74п \_\_\_\_\_

Петрухно І. В.

Керівник роботи \_\_\_\_\_

Лебединський І.Л.

## РЕФЕРАТ

с. 65, рис. 15, табл. 23.

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” / І. В. Петрухно; наук. керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2021. - 65 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.....		7
1	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій .....	8
1.1	Вибір напруг ліній .....	8
1.2	Вибір типу проводів повітряних ліній .....	10
1.3	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій .....	11
1.4	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів .....	13
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах .....	16
1.6	Визначення напруг в вузлах навантаження .....	18
2	Розрахунок електричної частини підстанції .....	21
2.1	Вихідні дані .....	21
2.2	Вибір основної схеми електричних з'єднань підстанції .....	22
2.3	Вибір трансформаторів власних потреб .....	22
2.4	Розрахунок струмів короткого замикання .....	24
2.5	Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини .....	26
2.6	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги .....	32
2.7	Вибір ошиновки розподільних пристроїв .....	36
2.8	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина	38
2.9	Компонування розподільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина	39
2.10	Заземлювальні пристрої підстанції .....	40
3	Розрахунок релейного захисту .....	41
3.1	Вихідні дані до розрахунку диференційного захисту .....	41
3.2	Розрахунок диференційного струмового захисту .....	43
4	Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних лініях	50

					БР.5.6.141.490.ПЗ			
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.		Петрухно				Н	5	68
Перев.		Лебединський І.Л				СумДУ ЕТдн-74п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.Л						

4.1	Вплив несиметрії навантажень фаз на втрати потужності.....	50
4.2	Вплив характеристик ліній і характеру розподілу їх навантажень на втрати потужності.....	54
	Висновки.....	60
	Література.....	61
	Додаток А .....	63
	Додаток В .....	64

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

## 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 збільшується число 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 дипломною роботою бакалавра зі спеціальності 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”.

Виконання дипломної 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, трансформатора і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту високовольтної лінії.



## 1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

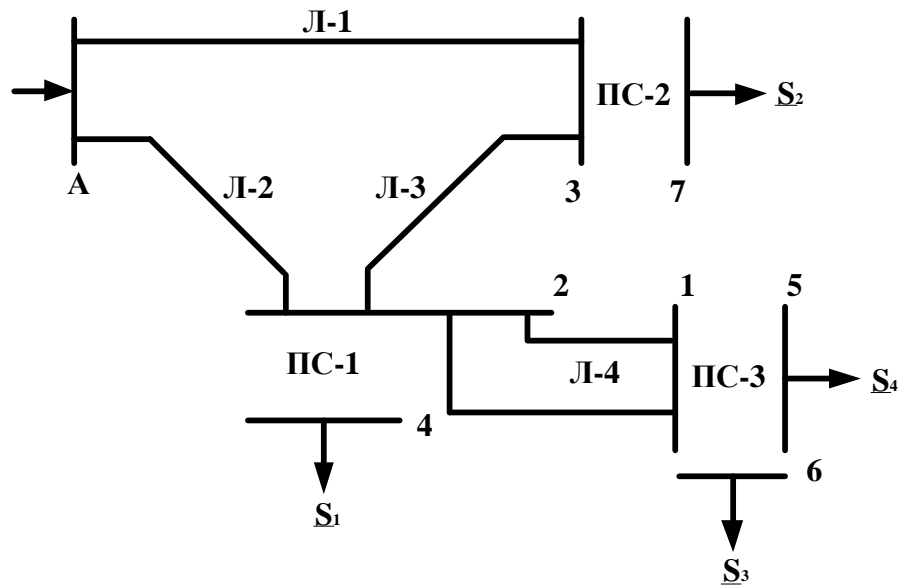


Рисунок 1.1 – Вихідна однолинійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

Таблиця 1.1 – Вихідні дані електричної мережі

Довжина ВЛ, км				Потужності завантажень вузлів, мВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	S <sub>4</sub>
40	30	40	20	$\frac{60+j30}{I}$	$\frac{50+j30}{II}$	$\frac{20+j20}{II}$	$\frac{10+j20}{III}$

### 1.1 Вибір напруг ліній

Прийmemo, що навантаження вузла 3 дорівнює сумі навантажень вузла 5 і 6, навантаження вузла 2 дорівнює сумі навантажень вузлів 4 і 2. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (рисунок 1.2). Визначимо розрахункові навантаження вузлів 2 і 3.

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_1 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = 90 + j50 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_2 = 50 + j30 \text{ МВА};$$

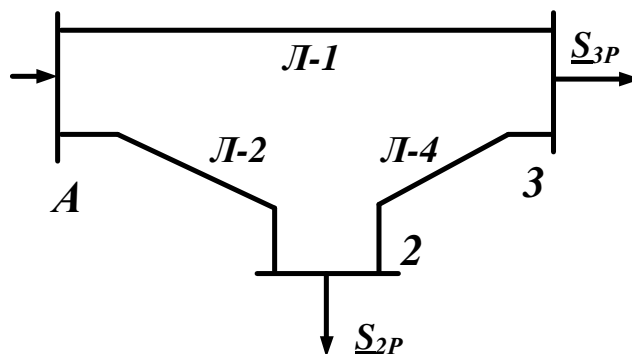


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

Розімкнемо замкнуту мережу, наведену на рисунку 1.2, по джерелу живлення А (рисунку 1.3) і позначимо потужності на ділянках мережі.

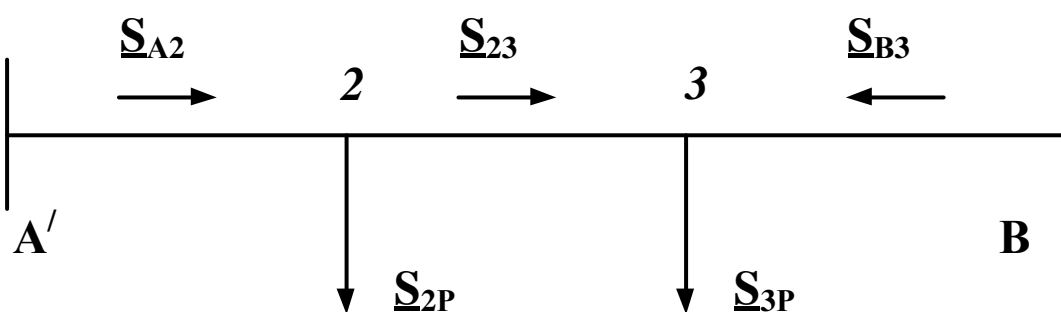


Рисунок 1.3– Розімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P}(l_{3B})}{(l_{23} + l_{3B} + l_{A2})} = 83,64 + j47,27 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} \quad \underline{S}_{2P} = -(6,36 + j2,73) \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{A2}) + \underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{A2})}{(l_{23} + l_{3B} + l_{A2})} = 56,36 + j32,73 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності

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

$$140 + j80 = 140 + j80$$

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

## 1.2 Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначимо напруги на ділянках мережі (рисунок 1.3) за формулою Іларіонова:

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

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Довжина ділянки, км	40	30	40	20
Напруга ділянки, кВ	132	146	49	82

Приймаємо напругу електричної мережі 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній

$$I = \frac{S_{Л}}{\sqrt{3}U_{Л}}$$

Таблиця 1.3 – Токи на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Струм, кА	0,342	0,505	0,036	0,149

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

Таблиця 1.4 – Марка і параметри проводів

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Марка і переріз проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Параметри проводів				
R <sub>0</sub> , Ом/км	0,118	0,118	0,118	0,118
X <sub>0</sub> , Ом/км	0,405	0,405	0,405	0,405
B <sub>0</sub> , См/км, 10 <sup>-6</sup>	2,81	2,81	2,81	2,81

Знайдемо параметри ліній електричної мережі

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

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

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
R <sub>Л</sub>	Ом	4,72	3,54	4,72	2,36
X <sub>Л</sub>	Ом	16,2	12,2	16,2	8,1

### 1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругами мережі і навантажень вибираємо трансформатори:

**ПС-1**

$$S_T = \frac{S_I}{1,4} = \frac{\sqrt{60^2 + 30^2}}{1,4} = 48 \text{ МВА}$$

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

Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_I}{2 S_T} = \frac{\sqrt{60^2 + 30^2}}{2 \cdot 80} = 0,53$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТРДЦН-63000/110. задовольняють пропонованим вимогам.

Таблиця 1.6 – Каталогні дані трансформатора ТРДЦН-63000/110 [5]

Тип	S <sub>НОМ</sub> , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U <sub>НОМ</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр
			ВН	НН							
ТРДЦН-63000/110	63	±9×1,78 %	115	10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410

### ПС-2

$$S_T = S_2 = \sqrt{50^2 + 30^2} = 58,3 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДЦН-63000/110. Навантаження  $S_2$  відноситься до третьої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо один трансформатор.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_3 = \frac{S_2}{S_T} \frac{\sqrt{50^2 + 30^2}}{63} = 0,92$$

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

Тип	S <sub>НОМ</sub> , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U <sub>НОМ</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр
			ВН	НН							
ТРДЦН-63000/110	63	±9×1,78 %	115	10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410

### ПС-3

$$S_T = \frac{S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{30^2 + 40^2}}{1,4} = 35,71 \text{ МВА}$$

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

Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_3 + S_4}{2 S_T} = \frac{\sqrt{30^2 + 40^2}}{2 \cdot 40} = 0,625$$

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

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

Тип	S <sub>НОМ</sub> , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			U <sub>НОМ</sub> обмоток, кВ			U <sub>к</sub> , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-40000/110	40	±9·1,78 %	115	38,5	10,5	10,5	17	6

Продовження таблиці 1.8

Тип	Каталожні дані					Розрахункові дані						$\Delta Q_x$ , кВАр
	$\Delta P_K$ , кВт			$\Delta P_X$ , кВт	$I_X$ , %	$R_T$ , Ом			$X_T$ , Ом			
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110	200	-	-	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	240

Складаємо однолінійну схему електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

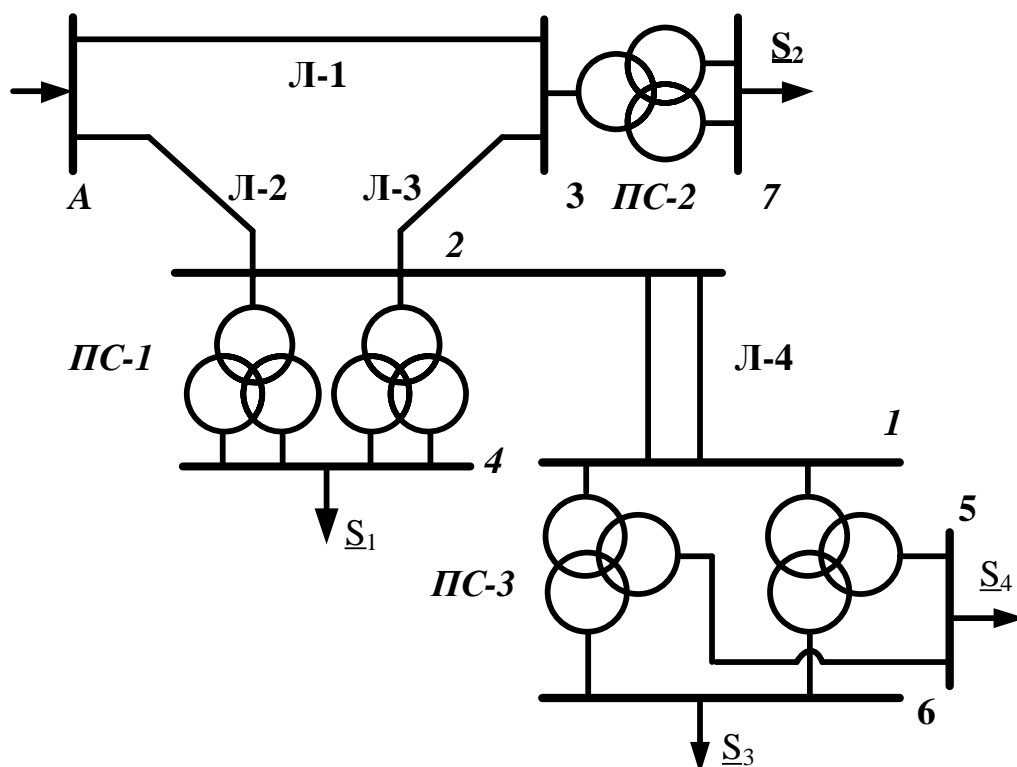


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

### 1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням параметрів трансформаторів

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

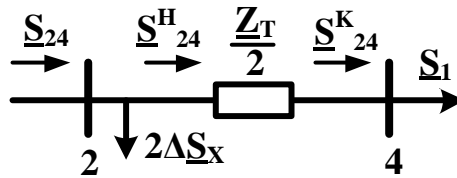


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-1

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

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_1 = 60 + j30 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужності  $\underline{S}_{24}^H$  та  $\underline{S}_{24}$ :

$$\underline{S}_{24}^H = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T1}}{2} = 60,16 + j34,1 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{24} = \underline{S}_{24}^H + 2\Delta S_{x1} = 60,28 + j34,91 \text{ МВА}$$

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

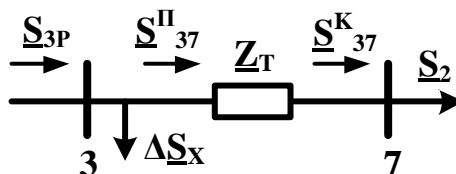


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-2

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

$$\underline{S}_{37}^K = \underline{S}_2 = 50 + j30 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужності  $\underline{S}_{37}^H$  і  $\underline{S}_{3P}$ :

$$\underline{S}_{37}^H = \underline{S}_{37}^K + \frac{(P_{37}^K)^2 + (Q_{37}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{T2} = 50,24 + j36,18 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{37}^H + \underline{S}_x = 50,3 + j36,59 \text{ МВА}$$

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

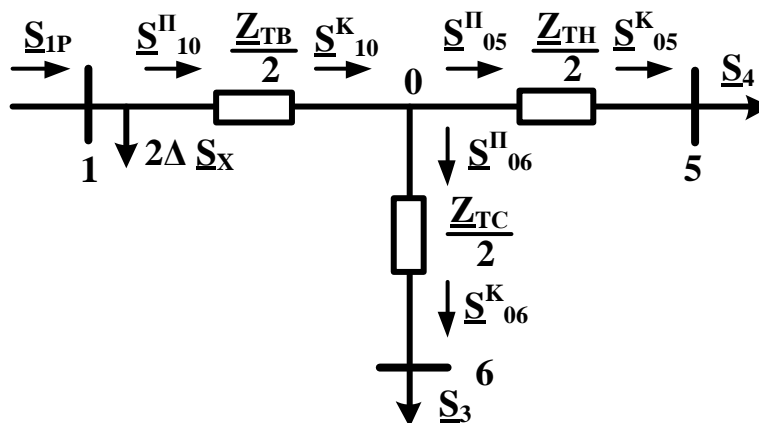


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-3

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

$$\underline{S}_{05}^K = \underline{S}_4 = 10 + j20 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{05}^{\Pi}$ :

$$\underline{S}_{05}^{\Pi} = \underline{S}_{05}^K + \frac{(P_{05}^K)^2 + (Q_{05}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TH}}{2} = 10,02 + j20,46 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_3 = 20 + j20 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{06}^{\Pi}$ :

$$\underline{S}_{06}^{\Pi} = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TC}}{2} = 20,03 + j20 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{10}^K = \underline{S}_{05}^{\Pi} + \underline{S}_{06}^{\Pi} = 30,041 + j40,46 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{10}^{\Pi}$ :

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



$$\underline{S}_{10}^{\Pi} = \underline{S}_{10}^K + \frac{(P_{10}^K)^2 + (Q_{10}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TB}}{2} = 30,13 + j44,19 \text{ MVA}$$

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

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{10}^{\Pi} + 2\Delta\underline{S}_{X1} = 30,21 + j44,67 \text{ MVA}$$

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

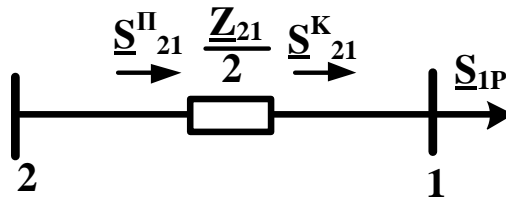


Рисунок 1.8 – Схема замінювання лінії Л-4

Знайдемо потужність в кінці лінії  $\underline{S}_{21}^K$ :

$$\underline{S}_{21}^K = \underline{S}_{1P} = 30,21 + j44,67 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність на початку лінії Л-4:

$$\underline{S}_{21}^{\Pi} = \underline{S}_{21}^K + \frac{(P_{21}^K)^2 + (Q_{21}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{21}}{2} = 30,5 + j45,64 \text{ MVA}$$

Визначаємо розрахункову потужність на високій стороні ПС-1 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні:

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{24} + \underline{S}_{21}^{\Pi} = 90,78 + j80,55 \text{ MVA}$$

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

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

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P}(l_{3B})}{(l_{23} + l_{3B} + l_{A2})} = 84,31 + j71,89 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{2P} = -6,47 - j8,66 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{A2}) + \underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{A2})}{(l_{23} + l_{3B} + l_{A2})} = 56,77 + j45,25 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

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

$$141 + j117 = 141 + j117$$

Баланс потужності зійшовся.

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

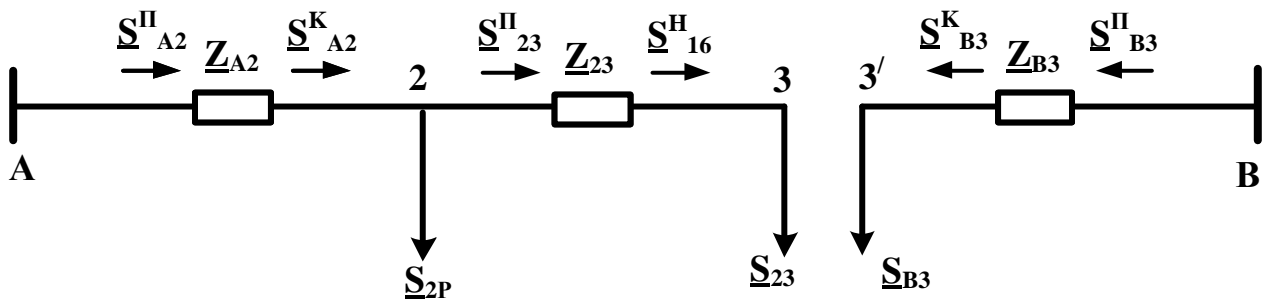


Рисунок 1.9 – Разімкнута мережа

Визначимо потокорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.9.

Знайдемо потужність джерела  $\underline{S}_B$ :

$$\underline{S}_{B3}^K = \underline{S}_{B3} = 56,77 + j45,25 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B3}^{II} = \underline{S}_{B3}^K + \frac{(P_{B3}^K)^2 + (Q_{B3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B3} = 58,82 + j52,31 \text{ MVA}$$

Знайдемо потужність джерела  $\underline{S}$ :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} = 6,47 + j8,66 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23}^{II} = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 6,51 + j8,82 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A2}^K = \underline{S}_{23}^{II} + \underline{S}_{2P} = 97,29 + j89,37 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A2}^{\Pi} = \underline{S}_{A2}^K + \frac{(P_{A2}^K)^2 + (Q_{A2}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A2} = 102,39 + j106,89 \text{ МВА}$$

$$\underline{S} = \underline{S}_{A2}^{\Pi} + \underline{S}_{B3}^{\Pi} = 161,22 + j159,2 \text{ МВА}$$

### 1.6 Визначення напруг в вузлах навантаження

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

Визначимо напругу вузла 2:

$$U_2 = \left( U_A - \frac{P_{A2}^{\Pi} R_{A2} + Q_{A2}^{\Pi} X_{12}}{U_A} \right) = 106,4 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3:

$$U_3 = \left( U_2 - \frac{P_{23}^{\Pi} R_{23} + Q_{23}^{\Pi} X_{23}}{U_2} \right) = 104,52 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3':

$$U_{3'} = \left( U_A - \frac{P_{B3}^{\Pi} R_{B3} + Q_{B3}^{\Pi} X_{B3}}{U_A} \right) = 110,62 \text{ кВ}$$

Приймаємо напругу вузла 3 рівною 107 кВ.

Визначимо напругу вузла 4:

$$U_4 = \left( U_2 - \frac{P_{24}^{\Pi} R_{24} + Q_{24}^{\Pi} X_{24}}{U_2} \right) = 98,6 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні підстанції ПС-1:

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,0 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = \left( U_2 - \frac{P_{21}^{\Pi} R_{21} + Q_{21}^{\Pi} X_{21}}{U_2} \right) = 102 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 0:

$$U_0 = \left( U_1 - \frac{P_{10}^{\Pi} R_{10} + Q_{10}^{\Pi} X_{10}}{U_1} \right) = 97,67 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 5:

$$U_5 = \left( U_0 - \frac{P_{05}^{\text{II}} R_{05} + Q_{05}^{\text{II}} X_{05}}{U_0} \right) = 92,91 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні підстанції ПС-3:

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 8,48 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 6:

$$U_6^e = \left( U_0 - \frac{P_{06}^{\text{II}} R_{06} + Q_{06}^{\text{II}} X_{06}}{U_0} \right) = 97,5 \text{ кВ}$$

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 32,64 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 7:

$$U_7^e = \left( U_3 - \frac{P_{37}^{\text{II}} R_{37} + Q_{37}^{\text{II}} X_{37}}{U_3} \right) = 99,15 \text{ кВ}$$

$$U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,05 \text{ кВ}$$

Таблиця 1.9 – Розрахунок положень РПН

	ПС-1	ПС-2	ПС-3	ПС-3
	Вузол 4	Вузол 7	Вузол 5	Вузол 6
Розрахунок,кВ	9,0	9,05	8,48	32,64
Відхилення, %	10	9,5	15,2	6,7
Номер ступені	3	3	5	5
Напруга з урахуванням положення РПН, кВ	9,56	9,61	9,42	36,07

Отримані значення напруг задовольняють вимогу ПУЕ.

## 2. Розрахунок електричної частини підстанції

### 2.1. Вихідні дані

Вихідні дані згідно варіанту

Тип трансформатора	ТРДЦН-63000/110
Потужність трансформатора	$S = 63$ МВА
Напруга	$U = 110$ кВ
Опір трансформатора	$X = 22$ Ом
Довжина лінії	$L_{W1} = 40$ км
Опір лінії	$X_{W1} = 16,2$ Ом
Потужність системи	$S_C = 80$ МВА

### 2.2 Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій

Головна схема електричних з'єднань повинна відповідати таким вимогам:

- 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 і неавтоматичною перемичкою».

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

Вим	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата

### 2.3 Вибір трансформаторів власних потреб

Вибрати число і потужність трансформаторів власних потреб. Вибрати вимірювальні трансформатори струму і напруги.

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

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 високо-вольтних 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	0,9 5	3,42
5	Освітлення РП	1	2	0,65	0,93	1,35
Сумарне навантаження власних потреб, кВА						17,7

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

$$S_{твп} \geq S_{вп},$$

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

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

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

Оскільки  $S_{вн} = 17,7$  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:

$$S_{твп} = \frac{S_{тнр} + S_{вп}}{1,2} = \frac{20 + 17,7}{1,2} = 31,4 \text{ кВА.}$$

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

## 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. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення становить  $S_C = 80$  МВА.

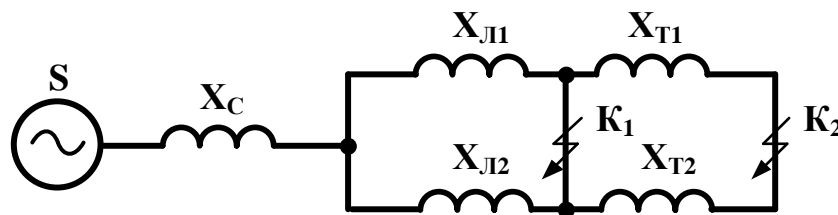


Рис. 2.2 - Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи рівен:

$$X_c = \frac{U^2}{S_c} = \frac{110^2}{80} = 151,2 \text{ Ом}$$

Опір працюючих

– ліній  $X_L = X_{wl} = 16,2 \text{ Ом}$ ,

– трансформаторів  $X_T = \frac{X}{2} = \frac{22}{2} = 11 \text{ Ом}$

Періодична складова СКЗ в точці  $K_1$ :

$$I_{K1} = \frac{U}{\sqrt{3}(X_c + X_L)} = \frac{110}{\sqrt{3}(151 + 16,2)} = 0,38 \text{ кА}$$

Те ж в точці  $K_2$  приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K1} = \frac{U}{\sqrt{3}(X_c + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3}(151 + 16,2 + 11)} = 0,39 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці  $K_2$  :



$$I_{K2} = I_{k2}^B \cdot \frac{U_B}{U_H} = 4,26 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці К<sub>1</sub>:  $i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 0,39 = 0,89 \text{ кА},$

- в точці К<sub>2</sub>:  $i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,26 = 8,33 \text{ кА}.$

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

для точки К<sub>1</sub>:  $I_{нт1} = I_{K1} = 0,39 \text{ кА};$

для точки К<sub>2</sub>:  $I_{нт2} = I_{K2} = 4,26 \text{ кА}.$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розмикання контактів вимикача:

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

де  $T_a$  – постійна часу затухання аперіодичної складової (для К<sub>1</sub> –  $T_a = 0,025 \text{ с}$ , для

К<sub>2</sub> –  $T_a = 0,05 \text{ с}$ );

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

Для точки К<sub>1</sub>:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} \cdot 0,39 = 0,05 \text{ кА}.$$

Для точки К<sub>2</sub>:

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} \cdot 4,26 = 0,81 \text{ кА}.$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка К<sub>1</sub>):

$$B_R = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 0,39^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,013 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

для сторони НН (точка К<sub>2</sub>):

$$B_R = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 4,26^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 2,72 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

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	Аперіод. Складова СКЗ, $i_a$ кА	Інтеграл Джоуля $B_K$ , кА <sup>2</sup> с
Шини 110 кВ ( $K_1$ )	<b>0,39</b>	<b>0,88</b>	<b>0,39</b>	<b>0,05</b>	<b>0,013</b>
Шини 10 кВ ( $K_2$ )	<b>0,88</b>	<b>4,26</b>	<b>3,67</b>	<b>0,81</b>	<b>2,72</b>

## 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. 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.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

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:

$$I_{110.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 443 \text{ А}.$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{вим} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 63000}{1,73 \cdot 10 \cdot 2} = 2427 \text{ А}$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{С.В} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 63000}{1,73 \cdot 10} = 2427,7 \text{ А}$$

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

$$I_{10}^{від} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 165 \text{ А}$$

Вибір вимикачів наведено в таблиці 2.3. Каталожні параметри вимикача взяті з [18]

Таблиця 2.3 - Вибір вимикача на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	165 А	1200 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	0,39 кА	63 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	0,88 кА	102 кА
$I_{пт} \leq I_{викл.Ном}$	0,39 кА	63 кА
$I_{a\tau} \leq I_{a ном}$	0,05 кА	32 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,013 кА <sup>2</sup> с	31 кА <sup>2</sup> с

Обраний вимикач повинен повністю задовольняти умовам вибору.

Вибираємо вимикач елегазовий 100SFMT63SF

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

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

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

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

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

На стороні низької напруги рекомендується вибирати вакуумні вимикачі.

$t$  – Розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ. Для вимикачів на вищій стороні  $t = 0,06 \text{ с}$ , на нижчій стороні  $t = 0,1 \text{ с}$ .

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 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2427 А	3500 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	4,26 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	8,33 кА	54,6 кА
$I_{нт} \leq I_{викл.Ном}$	4,26 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	1,2 кА	11,28 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,72 кА <sup>2</sup> с	17,92 кА <sup>2</sup> с

Вибираємо ВВУ-10.

$$t_{\text{ВІДК}} = 0,07 \text{ сек,}$$

$$\beta_{\text{Н}} = 20 \text{ \%.$$

$$I_{\text{а ном.}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НОМ.ВІДК.}}/100 = 1,41 \cdot 20 \cdot 4,26/100 = 11,28 \text{ кА,}$$

$$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{y}} = 165^2 \cdot 0,07 = 17,92 \text{ кА}^2\text{с.}$$

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

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{с}} \leq U_{\text{н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	2427 А	3500 А
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{нр СВ}}$	4,26 кА	120 кА
$I_{\text{ю}} \leq I_{\text{СВ}}$	8,33 кА	45 кА
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{викл. Ном}}$	4,26 кА	45/20 кА
$I_{\text{ах}} \leq I_{\text{а ном}}$	1,2 кА	
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 t_{\text{y}}$	2,72 кА <sup>2</sup> с	303,75 кА <sup>2</sup> с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5.

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	147 А	2000 А
$i_{\text{ш}} \leq I_{\text{нрСКВ}}$	0,88 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 t_T$	0,013 кА <sup>2</sup> с	2977/992 кА <sup>2</sup> с

Рекомендується прийняти до установки на стороні 110 кВ роз'єднувачі типу РДЗ–110/2000 НУХЛ1 [19]

$U_{НОМ} = 110$  кВ,  $I_{НОМ} = 2000$  А,  $I_{СКВ.Пр.} = 80$  кА,

$I_{Тr} = 31,5$  кА,  $t_{ТЕРr} = 3$  сек.

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

$(I_{Тr}^2 \cdot t_T) = 31,2 \cdot 3 = 2977$  кА<sup>2</sup>с.

$(I_{Тr}^2 \cdot t_T) = 31,2 \cdot 1 = 992$  кА<sup>2</sup>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 навантаженню 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.

Таблиця 2.7 - Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму.

Прилад	Тип	Клас	Нагрузка по фазам		
			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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	445 А	1000 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	0,813 кА	62-124
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,011 кА <sup>2</sup> с	162,5 кА <sup>2</sup> с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

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

Для перевірки по вторинній навантаженні 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.

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

Переріз сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен становити не менше 4 мм<sup>2</sup> для алюмінієвих жил.

Переріз жил при довжині кабелю  $l = 160$  м

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F},$$

де  $\rho$  – питомий опір алюмінію, (0,0283 Ом·мм/м),



$F$  – переріз жил,  $мм^2$ ,

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

Загальний опір кола струму:

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

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
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	2427 А	8000 А
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	8,33 А	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,72 кА	31,5 кА
$Z_H \leq Z_{H.\text{ном}}$	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
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	2427 А	8000 А
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	8,33 А	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,72 кА	31,5 кА
$Z_H \leq Z_{H.\text{ном}}$	1,25 Ом	4 Ом

Приймається до установки трансформатор струму ТВ–10–IV.

В якості трансформаторів напруги вибираємо на стороні 110 кВ трансформатори ТОГФ–110 (УХЛ1), на стороні 10 кВ – НТМИ–10–66. Їх характеристики наведені в таблиці 2.11

Таблиця 2.11 – Характеристики вибраних трансформаторів напруги

Тип	Номінальна напруга обмотки			Номінальна потужність, В · А, в класі точності				Максимальна потужність, В · А
	первинної, кВ	основний вторинної, В	додавкової, 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	$\frac{110}{\sqrt{3}}$	$\frac{110}{\sqrt{3}}$	100:3	—	400	600	1200	2000

## 2.7 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталелегюмінієвими проводами марки АС. При цьому переріз шин має бути не менше **70 мм<sup>2</sup>** (за умовами коронування). Вибір перерізу здійснюється за довго допустимим струмом. Мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{0,013}}{91 \cdot 10^{-3}} = 1,143 \text{ мм}^2$$

де  $C = 90 \cdot 10^{-3}$  кАс/мм<sup>2</sup>.

Переріз **1,143 мм<sup>2</sup>** підходить по термічній стійкості, з цього і для ошиновки ПС приймаємо АС– 70/11 [1].

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

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

де  $l$  – довжина прольоту між ізоляторами  $l = 1,5$  м;

$\gamma$  – момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинальної сили, см<sup>4</sup>;

$q$  – поперечний переріз шини, см<sup>2</sup>

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

де  $b$  – товщина шини, см,

$h$  – ширина шини, см.

$$\gamma = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,004 \cdot 0,04^3}{12} = 0,21 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{0,21 \cdot 10^{-7}}{6,76 \cdot 10^{-5}}} = 0,88 \text{ Гц.}$$

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.

Розрахункова механічне напруження визначається за формулою:

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

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

$a = 0,5$  м – відстань між фазами.

За допустимим опором вибираємо алюмінієву шину [4×40] мм, з двома смугами на фазу.

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{4,26^2 \cdot 1,5^2}{\left(\frac{0,004^2 \cdot 0,04}{6}\right) \cdot 0,5} = 5,69 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності  $\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп}$ , дотримується, так як  $5,695 \leq 75$ .

Таким чином, обрані алюмінієві шини прямокутного перерізу [4×40] 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.

## 2.9 Компонування розподільних пристроїв 6-10 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.

## 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.

### 3 Розрахунок диференційного захисту трансформатора

Розрахувати релейний захист трансформатора типу ТРДН-63000/110 на основі диференційного захисту реле ДЗС-21:

#### 3.1. Дані для розрахунку захисту

Необхідно розрахувати релейний захист трансформатора ТРДН- 63000/110.

Вибираємо уставки диференційних і максимальних струмових захистів трансформатора типу ТРДН- 63000

Опір енергосистеми 151 Ом в мінімальному і максимальному режимах.

Трансформатор має розщеплену нижню обмотку, тоді маємо:

$$X_{вн} = 0,125 \cdot X_T = 0,125 \cdot 11 = 1,383 \text{ Ом};$$

$$X_{нн} = 1,75 \cdot X_T = 1,75 \cdot 11 = 19,25 \text{ Ом}$$

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

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

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

Для трансформаторів 110 кВ можна прийняти:

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

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

$$X_{\text{вн.мін}} = 1,383 \cdot (1 - 0,16)^2 = 0,97 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{вн.макс}} = 1,383 \cdot (1 + 0,16)^2 = 1,85 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{нн.мін}} = 277,73 \cdot (1 - 0,12)^2 = 13,58 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{нн.макс}} = 277,73 \cdot (1 + 0,12)^2 = 25,91 \text{ Ом}$$

Опір енергосистеми  $X_c = 151 \text{ Ом}$ .



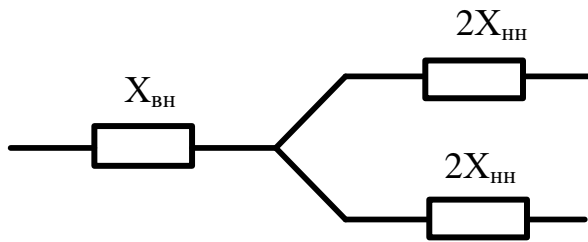


Рисунок 3.1 – Схема заміщення трансформатора

Розрахуємо струми при трифазному КЗ за трансформатором.

Максимальне значення струмів КЗ:

$$I_{K.МАКС.ВН} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3}(X_C + X_{ВН.МИН} + X_{НН.МИН})} =$$

$$= \frac{110}{\sqrt{3} (151 + 0,976 + 13,58)} = 0,38 \text{ кА}$$

$$I_{K.МАКС.НН} = I_{K.МАКС.ВН} \cdot \frac{U_{МАХ}}{U_{НН}} = 0,38 \cdot \frac{126}{11} = 4,63 \text{ кА}$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

$$U_{МАКС.ВН} = 115 \cdot (1 + 0,16) = 133,4 \text{ кВ.}$$

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

$$I_{K.МИН.ВН} = \frac{U_{МАКС}}{2 \cdot (X_C + X_{ВН.МАКС} + X_{НН.МАКС})} = \frac{121}{2 \cdot (151 + 1,857 + 25,94)} = 354 \text{ А}$$

$$I_{K.МИН.НН} = I_{K.МИН.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 354 \cdot \frac{126}{10,5} = 4262 \text{ А}$$

### 3.2. Розрахунок диференційної струмового захисту

3.2.1 Визначаємо первинний струм для всіх сторін трансформатора:

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

Для 110 кВ:

$$I_{ном} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,6 \text{ А}$$

Для 10 кВ:

$$I_{ном} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3468 \text{ А}$$

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

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

Для 110 кВ:  $K_I = 1000/5$

$$I_{ном.в} = \frac{316 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{200} = 3,88 \text{ А}$$

Для 10 кВ:  $K_I = 8000/5$

$$I_{ном.в} = \frac{3468 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{1600} = 3,75 \text{ А}$$

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

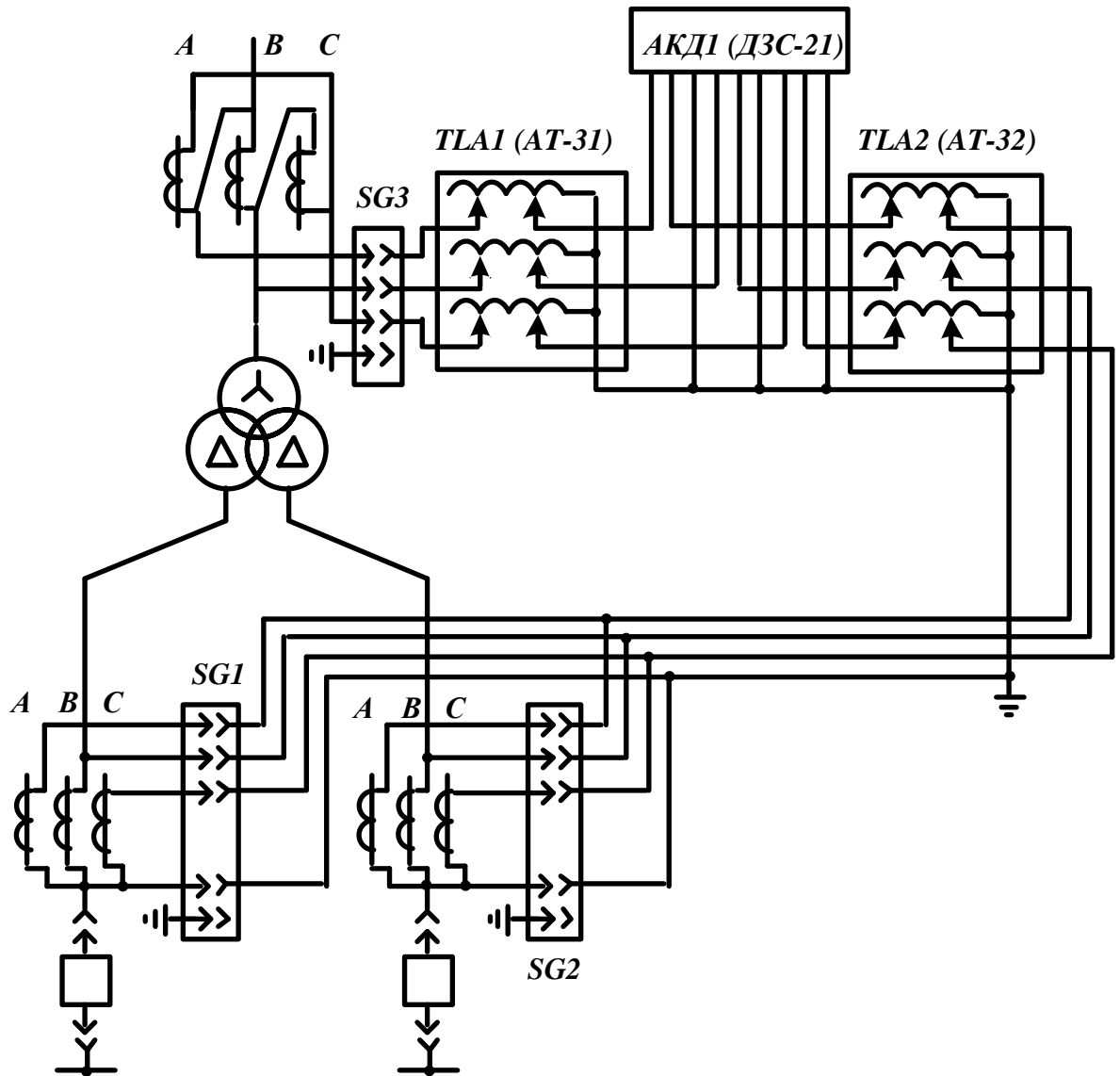


Рисунок 3.2 – Принципова схема включення реле ДЗС-21

Таблиця 3.1

№ з/п	Назва величини	Позначення і метод визначення	110 кВ	10 кВ
1	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансформатора реле на основній стороні, А	$I_{ВДГ.НОМ.ОСН} \leq I_{НОМ.В.ОСН}$	4,6	–
2	Розрахунковий струм розгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{ВДГ.РОЗР.НЕОСН} = I_{НОМ.В.НЕОСН} \cdot \frac{I_{ВДГ.НОМ.ОСН}}{I_{НОМ.В.ОСН}}$	–	$4,13 \cdot \frac{4,6}{4,54} = 4,16$
3	Тип автотрансформаторів струму, які включаються в плече захисту			АТ-31
4	Номінальний струм використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підводяться вторинні струми в плечі захисту, А		–	4,54
5	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми		–	1-9
6	Номер використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підключається реле		–	1-10
7	Номінальний струм використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підключається реле		–	4,6
8	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансреактора реле на неосновних сторонах, А		–	4,6
9	Номер використовуваного відгалуження трансреактора реле		2	
10	Розрахунковий струм відгалуження проміжних трансформаторів струму кола гальмування реле, А	$I_{ВДГ.ГАЛ.РОЗР} = \frac{I_{НОМ.В}}{k_{АТ}}$	4,54	$\frac{4,13 \cdot 5}{4,25} = 4,86$
11	Номінальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{ВДГ.ГАЛ.НОМ}$	5	5
12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле		1	1

**3.2.2** Вибираємо відгалуження трансреактора реле ТАУ, або автотрансформатора струму для основної сторони (за основну сторону вибирається сторона 110 кВ, на якій вторинний струм в плечі захисту приблизно дорівнює номінальному струму відгалуження трансреактора реле)  $I_{\text{відн.ном.осн}}$ :

$$I_{\text{відн.ном.осн}} \leq I_{\text{ном.в.осн}}$$

**3.2.3** Вибираємо відгалуження автотрансформатора струму АТ-31 для неосновної сторони 10 кВ  $I_{\text{відн.ном.неосн}}$ . Виходячи з зворотного відгалуження трансформаторів реле ТАУ для основної сторони  $I_{\text{відн.ном.осн}}$  і номінального вторинного струму в плечі захисту на розглянутій неосновній стороні:

$$I_{\text{відг.ном.неосн}} \leq I_{\text{відг.розр.неосн}} = I_{\text{відг.ном.осн}} \cdot \frac{I_{\text{ном.в.неосн}}}{I_{\text{ном.в.осн}}}$$

**3.2.4** Вибираємо сторони, на яких використовується гальмування

Гальмування, як правило, слід виконувати від струмів на всіх сторонах трансформатора, але в трансформаторі, в якому розраховується диференціальний струмовий захист, гальмування виконується тільки від струмів груп трансформаторів струму, встановлених на приймаючих (високої напруги) сторонах захисного трансформатора.

**3.2.5.** Вибираємо установку «початкового гальмування»  $I_{\text{гал.поч.}}$ .

Установку приймаємо в залежності від сторін, на яких використовується гальмування, тому виходячи з умов, прийнятих в п. 2.4  $I_{\text{гал.поч}} = 0,6$ .

**3.2.6** Вибираємо відгалуження проміжних трансформаторів струму і приставки додаткового гальмування, виходячи з вторинних струмів  $I_{\text{ном.в}}$  і коефіцієнтів трансформації автотрансформаторів струму АТ-31  $k_{\text{ат}}$ :

$$I_{\text{відг.гал.ном}} \leq I_{\text{відг.гал.розр}} = \frac{I_{\text{ном.в.}}}{k_{\text{ат}}}$$

**3.2.7** Знаходимо первинний гальмовий струм:

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

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

$$= 1,2 \cdot 316 \cdot \left( 1 \cdot \frac{5}{4,86} \right) = 391 \text{ A}$$

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

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

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 391 = 234 \text{ A}$$

де  $K_{\text{одн}}$  – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму;

$\varepsilon$  - відносне значення повної помилки трансформаторів струму, яке відповідає встановленому режиму КЗ;

$k_{\text{II}}$  - коефіцієнт потокоподілу;

$\Delta U$  – відносні помилки, які обумовлюють регулювання напруги на сторонах захисного трансформатора.

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

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

$$I_{\text{с.з.мін}} \geq k_{\text{нал}} \cdot I_{\text{нб.гальмпоч}}$$

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

$$I_{\text{с.з.мін}} = 1,5 \cdot 234 = 351 \text{ A}$$

Налаштування від струму небалансу перехідного режиму зовнішнього КЗ:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 0,3 \cdot I_{\text{нам}} = 0,3 \cdot 316 = 95 \text{ A}$$

За розрахункове приймається найбільше значення з отриманих розрахункових значень  $I_{\text{с.з.мін}} = 95 \text{ A}$ .

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

$$I_{c.p.min} = \frac{I_{c.z.min} \cdot \frac{U_{нн.ном}}{U_{номII}} \cdot k_{cx}}{K_I \cdot I_{від.ном}} =$$

$$= \frac{95 \cdot \frac{115}{10,5} \cdot \sqrt{3}}{\frac{8000}{5} \cdot 4,25} = 0,98 \text{ A}$$

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

$$I_{k.max} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_T)} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (151 + 117)} = 390,8 \text{ A}$$

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

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

$$= (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 391 = 422 \text{ A.}$$

3.2.12 Визначаємо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{гальм} = \frac{k_{відс} \cdot I_{*нб.роз} \cdot \frac{I_{ном.в.осн}}{I_{отн.ном.осн}} - I_{*c.p.min}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.роз} \cdot \frac{I_{отв.тормроз}}{I_{отв.торм.ном}} - I_{*торм.нач.п}} =$$

$$= \frac{1,5 \cdot \frac{422}{316} \cdot \frac{4,57}{4,6} - 0,98}{0,5 \cdot 390 \cdot (\frac{4,57}{5} + \frac{4,86}{5}) \cdot 0,6} = 0,23$$

де  $I_{*гальм.поч.п} = 0,23$  - відносний вторинний струм початку гальмування;

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

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

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

$$= (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,6 - 4,29}{4,6}) \cdot 390 = 210 \text{ А}$$

$$I_{с.від.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 1,5 \cdot 210 = 310 \text{ А}$$

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

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

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

$$k_{ч}^{(m)} = \frac{I_{к.мин.НН}^{(m)} K_{сх.н}^{(m)}}{I_{с.з} K_{сх.н}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4263}{95 \cdot \sqrt{3}} = 45$$

#### 4 Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних лініях



Втрати електроенергії в лінії напругою 0,38 кВ (відсоток відпуску електроенергії в мережу) можна визначати за формулою [17]:

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

де  $K_{\text{НЕС}}$  – коефіцієнт, що враховує нерівномірність (несиметрію) розподілу навантажень по фазах.

#### 4.1 Вплив несиметрії навантажень фаз на втрати потужності

Розглянемо вплив несиметрії навантажень фаз на втрати потужності. Коефіцієнт збільшення втрат потужності мережі з ізольованою нейтраллю при нерівності навантажень проводів визначають за формулою:

$$K_{\text{нес.із}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{\text{сеп}}^2}, \quad (4.2)$$

де  $I_A, I_B, I_C$  – струми в проводах відповідних фаз;

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

У мережі з глухозаземленою нейтраллю виникає струм нульової послідовності  $I_0$ , потроєною значення якого є струм в нейтралі  $I_N = 3 \cdot I_0$ , проходить по опорі землі (для мереж 110 кВ і вище), або струм нульового проводу (для мереж нижче 1 кВ).

Струм в нейтралі визначають за формулою:

$$I_N = I_A + aI_B + a^2I_C = I_A - \frac{1}{2}(I_B + I_C) + j\frac{\sqrt{3}}{2}(I_B - I_C), \quad (4.3)$$

де  $a$  и  $a^2$  – оператори повороту вектора на  $120^\circ$  проти годинникової стрілки і за годинниковою стрілкою відповідно.

У формулі (4.3) комплексні значення струмів фаз визначені щодо напруг своєї фази, а не щодо єдиної системи координат  $[1; j]$  з дійсній віссю, спрямованої по вектору напруги фази А. При допущенні однакового коефіцієнта потужності в кожній з двох фаз вираз (4.3) залишається справедливим і 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

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

те

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

Сумарні втрати потужності в мережі з заземленою нейтраллю складаються з втрат в кожній фазі, а при наявності нульового проводу додатково додаються 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 в фазах рівні між собою і дорівнюють струму прямої послідовності.

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

У цьому випадку втрати в симетричному режимі складають:

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

У несиметричному режимі втрати більше, ніж при симетричному режимі:

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

де  $k_v$  – величина, що характеризує відмінності (варіацію) фазних струмів між собою.

Коефіцієнт варіації наближено можна визначити за формулою:

$$k_v = \sqrt{\frac{\frac{1}{3} \cdot \sum_1^3 I_\Phi^2 - I_1^2}{I_1^2}} \approx \frac{I_{\Phi 1 \max} - I_{\Phi 1 \min}}{k_\delta \cdot I_1}, \quad (4.9)$$

де  $I_{\Phi 1\text{макс(мін)}}$  – максимальне (мінімальне) значення фазних струмів.

$k_{\delta}$  – коефіцієнт, коефіцієнт, який приймає значення від 2 до 3

У припущенні, що несиметрія утворена тільки різними навантаженнями фаз без зміни кутів між струмами різних фаз, можна довести, що струм в нульовому проводі також залежить від коефіцієнта варіації фазних струмів і величини струму прямої послідовності.

$$I_{\text{н}}^2 = 4,5 \cdot k_v^2 \cdot I_1^2. \quad (4.10)$$

У цьому випадку втрати електричної потужності в трифазній мережі з нульовим проводом при несиметричному режимі можуть бути визначені наступним чином:

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

Формула (4.11) еквівалентна формулі 4.12:

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

де еквівалентний опір визначається за формулою:

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

де  $R_0$  – опір головного ділянки від джерела до першого навантаження;

$k_L$  – коефіцієнт, що характеризує вид розподілу навантаження уздовж лінії;

$R_L$  – опір ділянки, протягом якої розподілена навантаження.

Зокрема, для рівномірного розподілу навантаження  $k_L = 1/3$ . При збуванні навантаження від початку лінії до кінця величина  $k_L$  менше, при зростанні - більше.

З формули (4.11) видно, що чим більше опір нульового проводу, тим більше збільшення втрат, викликане несиметрією. Втрати реактивної потужності в електричних лініях визначаються аналогічно втрат активної потужності. Тільки тут в вищенаведені формули замість активного опору підставляються значення індуктивного опору.

При несиметричного навантаження трансформатора втрати також збільшуються.

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

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

де співвідношення перед круглою дужкою дорівнює коефіцієнту  $K_{\text{нес.із}}$  для мережі з ізольованою нейтраллю.

При відсутності даних про струмових навантаженнях коефіцієнт  $K_{\text{нес}}$  в залежності від співвідношення  $R_N / R_{\phi}$  приймає значення:

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

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

Відношення  $\tau / T_{\text{макс}}$  приймають відповідно до таблиці 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 в процентах в лініях 0,38 кВ визначають 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 і-ой лінії, визначені за формулою (4.1);

$I_i$  – максимальне навантаження головного ділянки і-ой лінії.

## 4.2 Вплив характеристик ліній і характеру розподілу їх навантажень на втрати потужності

Розрахунок втрат енергії в мережі 0,38 кВ можна визначити і в залежності від характеристик ліній і характеру розподілу їх навантажень.

Припустимо, що 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, пропущена через головну ділянку, МВт·г;

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

$K_\Phi$  – коефіцієнт форми графіка, відн. од;

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

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

$T$  – час, за яке через головну ділянку пропущена електроенергія  $W_P$  і  $W_Q$ , год.

Тоді еквівалентний опір лінії залежить від конфігурації лінії і розподілу навантажень по її довжині.

Для лінії постійного перерізу і зосередженої в її кінці навантаження еквівалентний опір буде визначатися за такою формулою:

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

де  $r_0$  – питомий опір провода, Ом/км,

$L$  – довжина лінії, км.

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

Для такої ж лінії з рівномірно розподіленим навантаженням еквівалентний опір буде визначатися за наступною формулою:

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

З цього випливає, що при однакових довжинах ліній, переріз проводів і відпущеної енергії втрати в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням в 3 рази менше, ніж в лінії з зосередженим навантаженням.

У разі зміни перерізу проводів втрати енергії в лінії пропорційні зменшення навантаження (лінія з постійною щільністю струму), а еквівалентний опір дорівнюватиме  $R_{\text{екв}} = r_0 L / 2$ . Цей результат показує, що в цьому граничному випадку втрати в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням в 2 рази менше, ніж в лінії з зосередженим навантаженням, тобто коефіцієнт, що враховує вплив на втрати распределенности навантажень уздовж лінії  $k_L$ , знаходиться в діапазоні  $0,33 \div 0,5$  [17].

На практиці всю лінію або її основну магістральну частину виконують проводом одного перерізу і лише в кінці лінії і на відгалуженнях від неї можуть використовуватися проводи меншого перерізу.

В діапазоні перерізу алюмінієвих проводів  $35 \div 120 \text{ мм}^2$ , зазвичай використовуються на таких лініях, справедливо співвідношення:

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

де  $F$  – переріз проводу.

Визначимо еквівалентну опір з використанням формул (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 в формулу (4.16)  $U=0,38 \text{ кВ}$  і вираз (4.20) отримуємо:

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

де  $D$  – число днів,

$k_L = 1,0$  для ліній з зосередженим навантаженням і  $0,37$  для ліній з розподіленим навантаженням.

Формула (4.21) відповідає лінії без відгалужень. При наявності відгалужень втрати енергії при тій же сумарній довжині лінії зменшуються, так як щільність струму в відгалуженнях істотно нижче, ніж в магістралі.

Позначимо відношення щільності струму в відгалуженнях і в головний ділянці магістралі  $k_j = j_0 / j_m$ .

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

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

Значення коефіцієнта  $k_j$  значно нижче одиниці. Наприклад, для ідеалізованої лінії з десятьма однаковими навантаженнями струм в кожному відгалуженні становить 1/10 від струму головного ділянки лінії. Якщо відгалуження виконані тим же проводом, що і магістраль, то  $k_j^2 = 0,01$ . Відгалуження, як правило, виконуються одно- або двофазним і проводом меншого перерізу, ніж основна магістраль. Беручи в якості розрахункової ситуації рівну кількість одно- і двофазних відгалужень і переріз проводів в 2 рази меншим, ніж на основній магістралі, отримаємо  $k_j^2 = 0,09$ . Для ліній з 5 навантаженнями в цих же умовах  $k_j^2 = 0,36$ . Аналіз типових схем сільських мереж 0,38 кВ [17] показав, що в практичних розрахунках можна прийняти середнє значення  $k_j^2 = 0,25$  і формула (4.22) набуває вигляду:

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

Формула (4.21) справедлива для лінії з однаковими (симетричними) навантаженнями фаз. Разом з тим несиметрія навантажень фаз – явище дуже поширене в лініях 0,38 кВ. Коефіцієнт збільшення втрат в лінії з несиметричним навантаженням фаз ( $k_{нес}$ ) визначають за формулою (4.14).

На практиці виміряти струми фаз у всіх лініях 0,38 кВ, що знаходяться на балансі, важко, тому в практичних розрахунках доцільно використовувати середні значення коефіцієнта  $k_{нес}$ . При відносному відхиленні струмів фаз від їх середнього значення в діапазоні  $0,3 \pm 0,5$  и  $R_0/R_\phi = 1 \pm 1,5$ , коефіцієнт  $k_{нес}$  змінюється в діапа-

зоні  $1,15 \pm 1,55$  ( $k_{\text{нес}} = 1,35 \pm 0,2$ ). Це значення коефіцієнта може бути застосоване до ліній з розподіленим навантаженням, що представляє собою навантаження житлових будинків, переважно однофазною. Зосереджені навантаження мають, як правило, більшу частку симетричних, трифазних навантажень, тому  $k_{\text{нес}}$  для таких ліній знаходиться в діапазоні  $1,05 \pm 0,05$  [17].

Відповідно до викладеного, при відомій частці розподілених навантажень  $d_p$  середні значення коефіцієнтів  $k_L$  і  $k_{\text{нес}}$  можуть бути виражені 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  $k_\phi^2$  визначають за формулою [17]:

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

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

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

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

З урахуванням формул (4.23), (4.24) - (4.26) остаточна формула для розрахунку втрат в  $N_F$  лініях з перерізом головних ділянок  $F$  і сумарною довжиною  $L_F$  набуває вигляду:

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

Для використання формули (4.27) необхідно знати сумарну енергію  $W_F$ , відпускається в лінії цього перерізу. Очевидно, що при наявності проблем з визначенням сумарного відпуску електроенергії в мережі 0,38 кВ в цілому оцінити значення енергії, що відпускається в лінії певного перерізу, можна тільки розрахунко-



вим способом. Єдиним припущенням, на основі якого це можна зробити, є припущення про однакову середньої щільності струму на головних ділянках ліній різних перерізів. Вплив цього допущення відбивається коефіцієнтом  $k_N$ . У цьому випадку формула для розрахунку сумарних втрат у всіх лініях 0,38 кВ фідера 6-20 кВ, підстанції, РЕМ або ПЕС, набуває вигляду [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, які отримують живлення від розглянутого об'єкта;

$F_{\Sigma}$  – сумарне переріз головних ділянок цих ліній;

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

Значення  $k_{\text{нес}}$ ,  $k_{\text{отг}}$ ,  $k_L$  розраховують за формулами (4.23), (4.24), (4.25) за даними про коефіцієнт розгалуженості мереж, що визначається на основі аналізу їх типових схем і частці комунально-побутових навантажень  $d_p$  в загальному споживанні енергії в мережах 0,38 кВ, яка визначається на основі звітності про корисний відпуск електроенергії.

Коефіцієнт  $k_N$  рекомендується приймати на рівні його середнього значення 1,1 (для його уточнення необхідно обробити дані вимірів струмів на лініях, що суперечить вихідної постановці завдання - оцінці втрат електроенергії без проведення режимних вимірів).

Якщо в формулу (4.28) підставити формули (4.23), (4.24), (4.25) і  $k_N = 1,1$ , то твір всіх коефіцієнтів перед дробом можна замінити одним коефіцієнтом:

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

Слід мати на увазі, що формули (4.28) і (4.29), використовують величину  $d_p$ , засновані на припущенні про розподіл сумарної енергії, довжини і кількості ліній між лініями з розподіленою і зосередженим навантаженням пропорційно величині  $d_p$ . Тому при наявності зазначеної інформації окремо для ліній з розподіленим і зо-

середженим навантаженням доцільно проводити окремі розрахунки, підставляючи характерні для цих ліній значення коефіцієнтів  $k_{нес}$  і  $k_L$ .

					БР.5.6.141.490.ПЗ	Аркуш
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

## Висновки

В процесі виконання бакалаврської роботи була досягнута описана у вступі мета і вирішені поставлені завдання.

У розділі «Розрахунок електричної мережі» знайдено потоки потужностей в мережі при нормальному режимі роботи. Знайдено також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуто величини напру в точках мережі з урахуванням поздовжніх і поперечних складових.

У розділі «Розрахунок електричної частини станцій і підстанцій» вибрано основне обладнання підстанції: вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму і напруги, основні силові трансформатори перевірені за графіком навантаження підстанції, зазначений необхідний мінімальний набір вимірювальних приладів для установки на підстанції.

У розділі «Розрахунок релейного захисту» проведені розрахунки релейного захисту трансформатора.

У розділі «Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних лініях». Проведено аналіз методів розрахунку розподільних мереж 0,38 кВ при різних видах навантаження.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

## 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. профессоров 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 автоматики распределительных сетей. - 3-е изд., перераб. и доп. - Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. 296 с.
12. Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему "Розрахунок замкнутої електричної мережі" з курсу "Електричні системи та мережі" / укладачі: І.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.490.ПЗ

Аркуш

59

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. – Харків, 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.

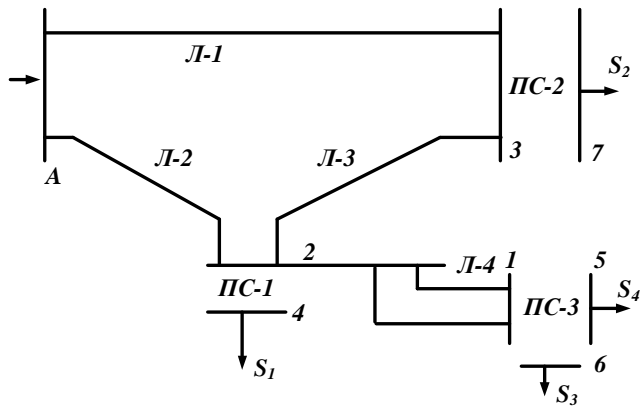
17 ГКД 34 «Методичні вказівки з аналізу та вибору заходів щодо зниження технологічних витрат електроенергії» Київ 2003 – 157 с.

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

19 [https://www.zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/razyediniteli-predydushego-pokoleniya-serii-rdz/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rdz-na-35-220-kv](https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-predydushego-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](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-kl.html>



Початкова схема мережі

Категорія споживача

Довжина ліній

$S_1$  - I

Л-1 40 км

$S_2$  - II

Л-2 30 км

$S_3$  - II

Л-3 40 км

$S_4$  - III

Л-4 20 км

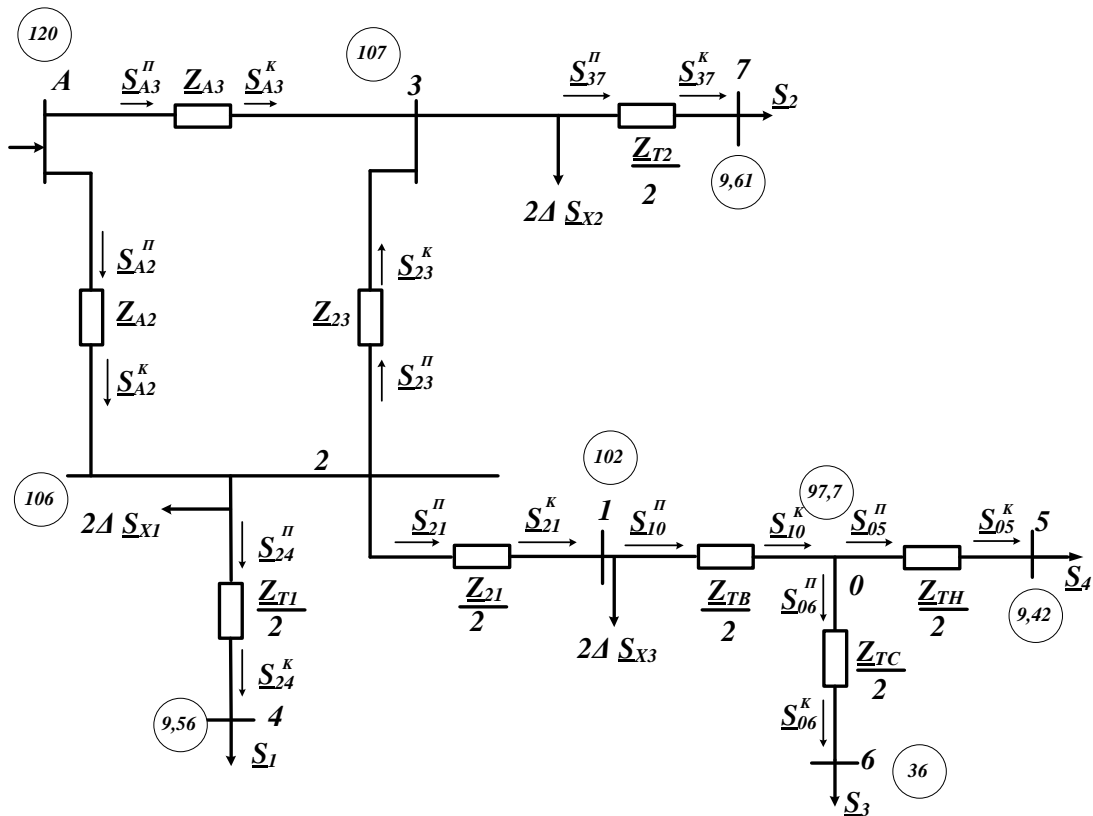
Потужності навантажень

$\underline{S}_1 = 30 + j40$  MVA

$\underline{S}_3 = 20 + j10$  MVA

$\underline{S}_2 = 50 + j30$  MVA

$\underline{S}_4 = 10 + j20$  MVA



Розрахункова схема заміщення мережі

Потужності на ділянках мережі

позн	Початок	Кінець
$\underline{S}_A$	167+j159	
$\underline{S}_{A2}$	102,4+j103,9	97,3+j89,4
$\underline{S}_{23}$	6,51+j8,82	6,47+j8,66
$\underline{S}_{A3}$	81,73+j53,45	56,8+j45,3
$\underline{S}_{10}$	20,3+j34,59	20,12+j32,67

позн	Початок	Кінець
$\underline{S}_{06}$	20,03+j20	20+j20
$\underline{S}_{05}$	10,03+j20,46	10+j20
$\underline{S}_{37}$	50,4+j36,2	50+j30
$\underline{S}_{21}$	30,5+j45,6	30,21+j44,67
$\underline{S}_{24}$	40,14+j34,1	40+j30

БР.5.6.141.490.ПЗ				
Вид	Спр.	№ докум.	Повне	Лист
Розроб.	Листовий			
Перев.	Листовий			
Конструял.				
Решенн.				
Шкала				
Дата	Листовий			

БР.5.6.141.490.ПЗ		
Аналіз методів розрахунку впади електричної енергії в лінійні навантаження 0,4 кВ та розрахунок параметрів обслуговування електричної мережі		
Лист	Маса	Масштаб
1		
Розрахунок електричної мережі		
СумГУ, гр.ЕТди-74п		

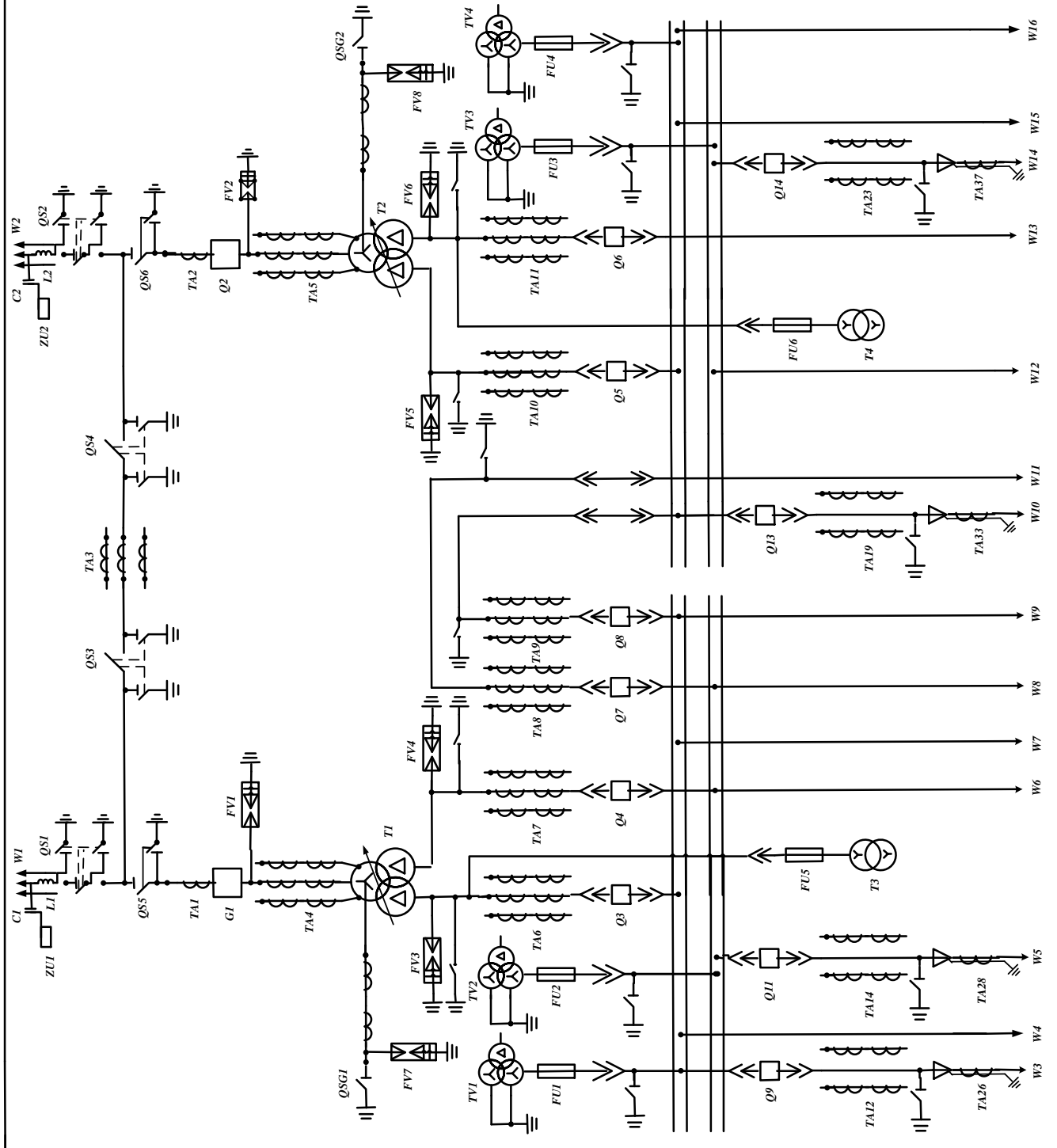
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.490.ПЗ

Аркуш

61

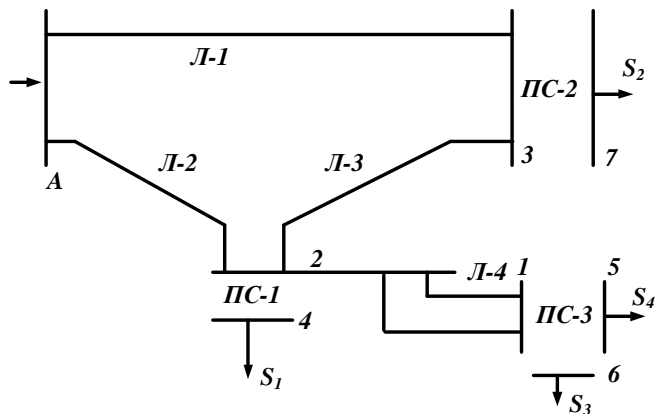
№№	Позначення	Найменування	Кол.
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДН-63000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор за яву СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний засороздучка	2
4	QSI-QS6	Роз'єднувач зовнішньої установки РДЛ-3-110/2000	6
5	Q1, Q2	Выключач 1008ЭМТ63Ф	2
6	TA1, TA3	Трансформатор струму тогів-110	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму тогів-110	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентильний РВС-110МУ1	8
9	FV3, FV6	Розрядник вентильний РВП-10МХ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентильний РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Землювач однопольний 30110М	2
12	TA6, TA11	Трансформатор струму Тв-10-IV	18
13	T3, T4	Трансформатор влістких потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Выключачель ВМПЭ-10-3150-31,5	4
15	Q7, Q8	Выключачель ВМПЭ-10-3150-31,5	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПРН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги ТВ-10-IV	4
18	Q9-Q22	Выключач 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 приєднання ОФП	2



БР.5.6.141.490.ПЗ			
№	Місц.	Місця	Місця
1	1	1	1
2	2	2	2
3	3	3	3
4	4	4	4
5	5	5	5
6	6	6	6
7	7	7	7
8	8	8	8
9	9	9	9
10	10	10	10
11	11	11	11
12	12	12	12
13	13	13	13
14	14	14	14
15	15	15	15
16	16	16	16
17	17	17	17
18	18	18	18
19	19	19	19
20	20	20	20
21	21	21	21
22	22	22	22
23	23	23	23
24	24	24	24
25	25	25	25
26	26	26	26
27	27	27	27
28	28	28	28
29	29	29	29
30	30	30	30
31	31	31	31
32	32	32	32
33	33	33	33
34	34	34	34
35	35	35	35
36	36	36	36
37	37	37	37
38	38	38	38
39	39	39	39
40	40	40	40
41	41	41	41
42	42	42	42
43	43	43	43
44	44	44	44
45	45	45	45
46	46	46	46
47	47	47	47
48	48	48	48
49	49	49	49
50	50	50	50
51	51	51	51
52	52	52	52
53	53	53	53
54	54	54	54
55	55	55	55
56	56	56	56
57	57	57	57
58	58	58	58
59	59	59	59
60	60	60	60
61	61	61	61
62	62	62	62
63	63	63	63
64	64	64	64
65	65	65	65
66	66	66	66
67	67	67	67
68	68	68	68
69	69	69	69
70	70	70	70
71	71	71	71
72	72	72	72
73	73	73	73
74	74	74	74
75	75	75	75
76	76	76	76
77	77	77	77
78	78	78	78
79	79	79	79
80	80	80	80
81	81	81	81
82	82	82	82
83	83	83	83
84	84	84	84
85	85	85	85
86	86	86	86
87	87	87	87
88	88	88	88
89	89	89	89
90	90	90	90
91	91	91	91
92	92	92	92
93	93	93	93
94	94	94	94
95	95	95	95
96	96	96	96
97	97	97	97
98	98	98	98
99	99	99	99
100	100	100	100

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

БР.5.6.141.490.ПЗ



Початкова схема мережі

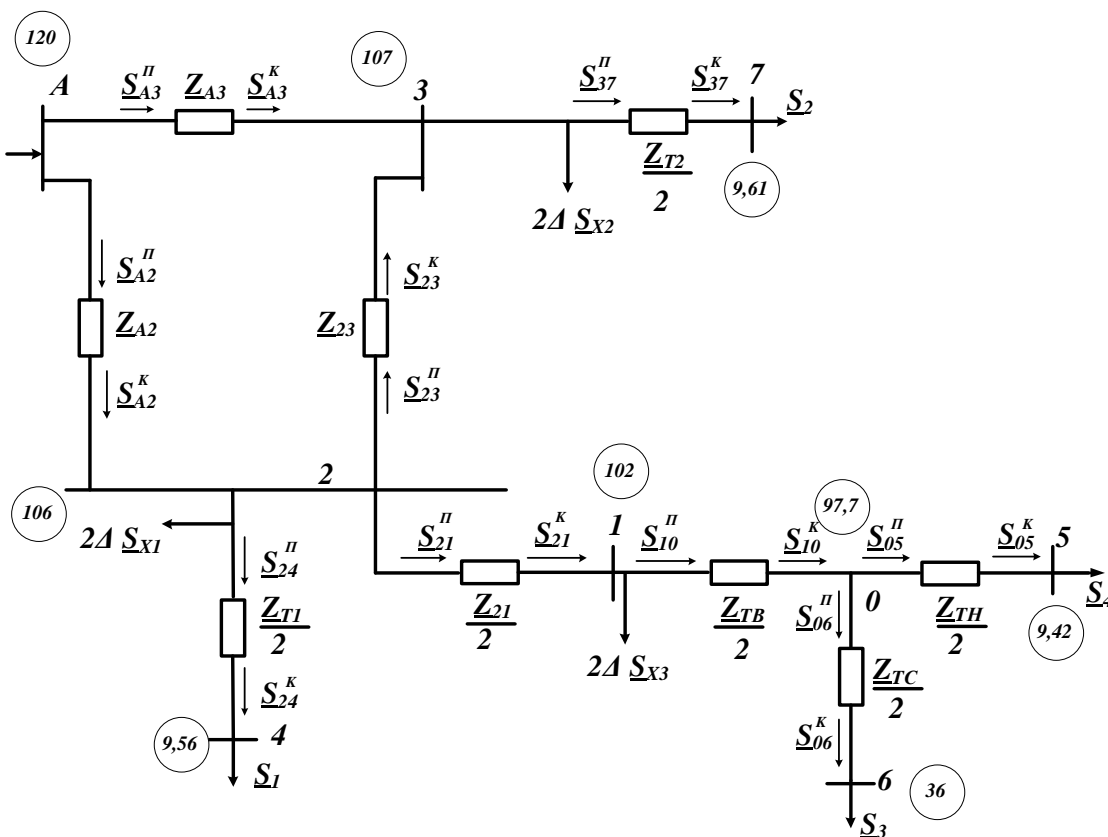
Категорія споживача

Довжина ліній

$S_1$ - I	Л-1 40 км
$S_2$ - II	Л-2 30 км
$S_3$ - II	Л-3 40 км
$S_4$ - III	Л-4 20 км

Потужності навантажень

$\underline{S}_1 = 30 + j40$ МВА	$\underline{S}_3 = 20 + j10$ МВА
$\underline{S}_2 = 50 + j30$ МВА	$\underline{S}_4 = 10 + j20$ МВА



Розрахункова схема заміщення мережі

Потужності на ділянках мережі

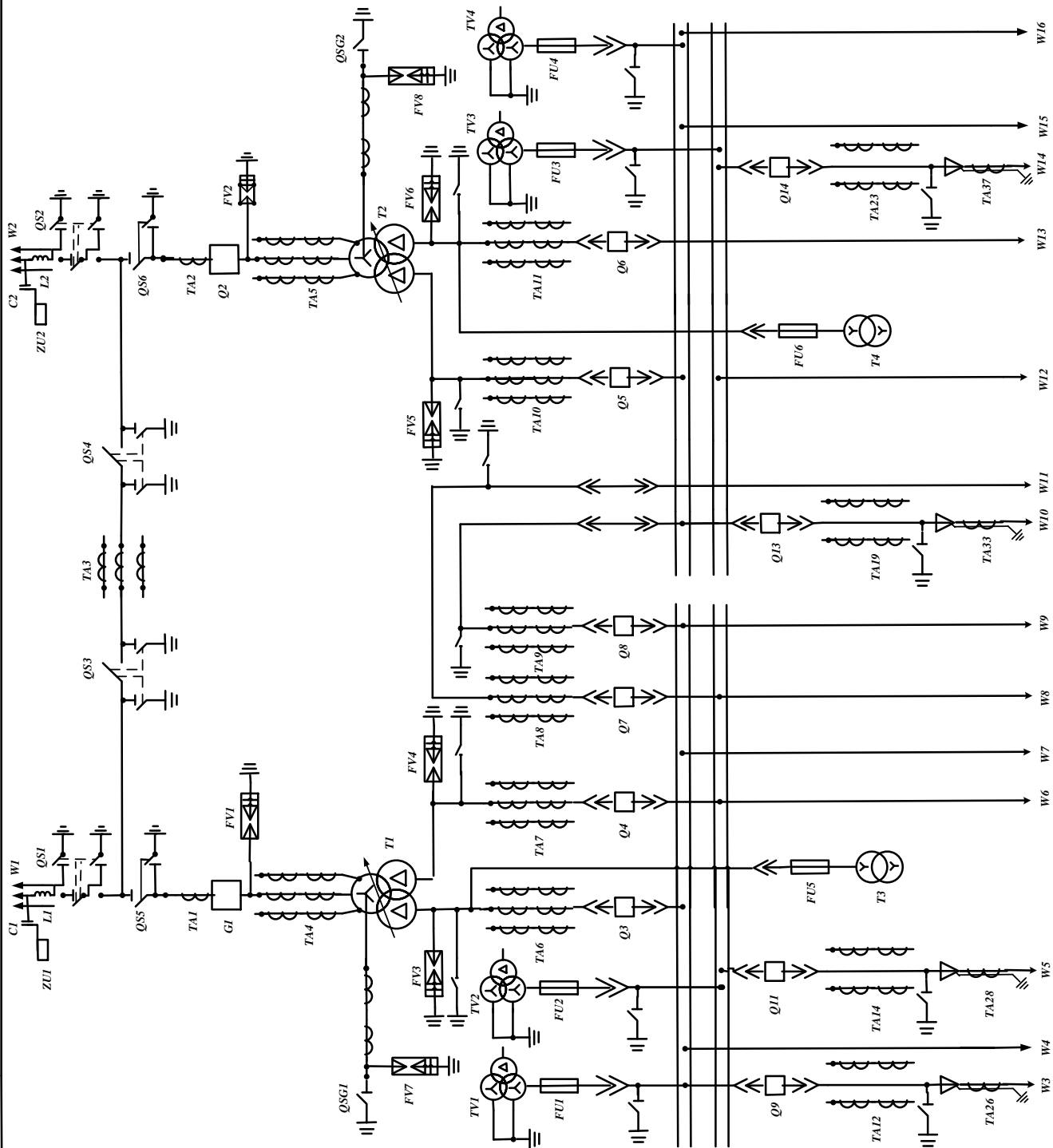
позн	Початок	Кінець
$\underline{S}_A$	167+j159	
$\underline{S}_{A2}$	102,4+j103,9	97,3+j89,4
$\underline{S}_{23}$	6,51+j8,82	6,47+j8,66
$\underline{S}_{A3}$	81,73+j53,45	56,8+j45,3
$\underline{S}_{10}$	20,3+j34,59	20,12+j32,67

позн	Початок	Кінець
$\underline{S}_{06}$	20,03+j20	20+j20
$\underline{S}_{05}$	10,03+j20,46	10+j20
$\underline{S}_{37}$	50,4+j36,2	50+j30
$\underline{S}_{21}$	30,5+j45,6	30,21+j44,67
$\underline{S}_{24}$	40,14+j34,1	40+j30

БР.5.6.141.490.ГЧ					
Розроб:	Петришин	Перевір:	Маска	Маскариб	
Перевір:	Лобановський І	Дата:	Деталь 1	Деталь 2	
Розрахунок електричної мережі					
СумДУ, гр.ЕТ,дп-74п					



№	Позначення	Найменування	Кол.
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДН-63000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Высоковольтный заземляющий	2
4	Q51-Q56	Роз'єднувач зовнішньої установки РВД(3)-110/2000	6
5	Q1, Q2	Выключач 106SFM763SF	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму тогФ-10	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму тогФ-10	6
8	FV1, FV2	Розрядник величезний РВС-110МУ1	8
9	FV3, FV6	Розрядник величезний РВП-10МУ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник величезний РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Земляющая одностатий ЗО110М	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТВ-10-IV	18
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Выключатель ВМТЗ-10-3150-31,5	4
15	Q7, Q8	Выключатель ВМТЗ-10-3150-31,5	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПКТН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги ТВ-10-IV	4
18	Q9-Q22	Выключач 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 присадибна ОФП	2



ВР-5.6.141.490.1 Ч	
№	Масштаб
1/1	1:1
Аналіз системи розподілу електроенергії здійснено згідно з розрахунками параметрів об'єкту електроенергетики	
Розробник: [підпис]	
Перевірив: [підпис]	
Утвердив: [підпис]	
Дата: [підпис]	
Сум'я: [підпис]	