

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**

**Сумський державний університет**

Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання

Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Лебединський І.Л

“ \_\_\_\_\_ ” “ \_\_\_\_\_ ” 2023 р

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

**на здобуття освітнього ступеня бакалавр**

зі спеціальності 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка” освітньо-професійної програми “Електротехнічні системи електроспоживання” на тему: “Визначення параметрів режимів роботи мережі та аналіз складових втрат електроенергії”

Студента групи ЕТдн–91о Кукси Олександра Сергійовича

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

\_\_\_\_\_ О.С Кукса

(підпис)

Керівник: заведувач кафедри, к.т.н., доцент Лебединський І.Л \_\_\_\_\_

(підпис)

## **ЗАВДАННЯ**

**на кваліфікаційну роботу бакалавра**

**Кукси Олександра Сергійовича**

1 Тема роботи “Визначення параметрів режимів роботи мережі та аналіз складових втрат електроенергії”

затверджено 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 складових втрат електроенергії в електричних мережах

5 Перелік графічного матеріалу

– схема мережі;

– електрична схема підстанції.

## Календарний план

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	27.04.-14.05.2023	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	15.05.-21.05.2023	
3	Розрахунок релейного захисту	22.05.-28.05.2023	
4	Аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах	29.05.-05.06.2023	
5	Оформлення роботи	1.06.-7.06.2023	

Студент гр ЕТдн-91о \_\_\_\_\_

Кукса О.С

Керівник роботи \_\_\_\_\_

Лебединський І.Л.

## РЕФЕРАТ

с. 70, рис. 12, табл. 25, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Визначення параметрів режимів роботи мережі та аналіз складових втрат електроенергії” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання”/ О.С Кукса; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2023. - 70 с.

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

electric network, consumer, category, power, transformer, power line, wire, resistance, voltage, equivalent circuit, flow distribution, switch, disconnecter, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, transformer differential current protection, power loss in the network.

**Короткий огляд** – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах.

## Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні електричні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ТРЕ – технологічні витрати електроенергії

ЛЕП – лінії електропередач

МСЗ – максимальний струмовий захист

## ЗМІСТ

Вступ.....	9
1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій .....	10
1.1 Вибір напруг ліній .....	10
1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій .....	12
1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій.....	15
1.3.1 Розрахунок лінії 4–5.....	15
1.3.2 Параметри ліній електричної мережі.....	15
1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів .....	15
1.5 Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах .....	19
1.6 Визначення напруг в вузлах навантаження .....	20
2 Розрахунок електричної частини підстанції .....	24
2.1 Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій .....	24
2.2 Вибір трансформаторів власних потреб .....	24
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання .....	27
2.4 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин.....	29
2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	34
2.6 Вибір ошиновки розподільних пристроїв .....	39
2.7 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина	40
2.8 Компонування розподільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина.....	41
2.9 Заземлювальні пристрої підстанції .....	42
3 Розрахунок диференційного захисту трансформатора.....	43

Ивв.№подл.	Взам.инв.№	Ивв.№дубл.	Подпись и дата

БР.5.6.141.126.ПЗ.ЕТ					
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.	Кукса О.С				
Пров.	Лебединский				
Нач.бюро					
Н. контр.					
Утв.	Лебединский				
“Визначення параметрів режимів роботи мережі та аналіз складових втрат електроенергії”			Лит.	Лист	Листов
			У	7	71
СумДУ ЕТдн-91о					

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 складових втрат електроенергії в електричних мережах.....	54
4.1	Метод поелементних розрахунків.....	54
4.2	Метод характерних режимів кВ.....	55
4.3	Метод характерних діб.....	59
4.4	Методи середніх навантажень і числа годин максимальних втрат.....	61
4.5	Методи розрахунку розімкнутих мереж.....	62
	Висновки .....	65
	Література.....	66
	Додаток А.....	69
	Додаток Б.....	70

## Вступ

В умовах безперервного розвитку промисловості країни з'являється все більше і більше нових підприємств, які вносять вклад у збільшення енергоспоживання. Слід також зауважити, що збільшується число енергоспоживаючих об'єктів, розширюється щільність географічного розташування споживачів електричної енергії. У зв'язку з цим виникає потреба в розширенні існуючих мереж і 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.

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

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

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатор і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту високовольтної лінії;
- аналіз організаційних заходів по зменшенню втрат електроенергії в мережі



# 1 Розрахунок режимів роботи ліній і трансформаторів підстанцій

Початкові дані

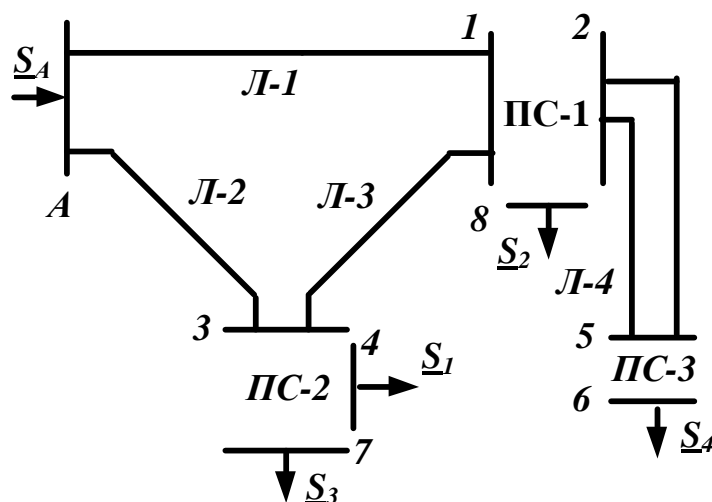


Рисунок 1.1 – Однолінійна електрична схема заданої електричної мережі  
 На рисунку 1.1 представлена схема з'єднань заданої електричної мережі.  
 Дана мережа живиться від джерела напруги А.

Таблиця 1.1 - Вихідні дані до схеми

Довжина ПЛ, км				Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	$\underline{S}_1$	$S_2$	$S_3$	$S_4$
20	45	35	6	$\frac{26+j19}{I}$	$\frac{32+j24}{II}$	$\frac{20+j14}{II}$	$\frac{16+j11}{II}$

## 1.1 Вибір напруг ліній

Прийmemo навантаження вузла 1 рівним сумі навантажень  $\underline{S}_2$  і  $\underline{S}_4$ , вузла 3 рівним сумі навантажень  $\underline{S}_1$  і  $\underline{S}_3$ .

Визначимо розрахункові навантаження вузлів електричної мережі [1]:

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_2 + \underline{S}_4 = 48 + j35 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_1 + \underline{S}_3 = 46 + j33 \text{ МВА};$$

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

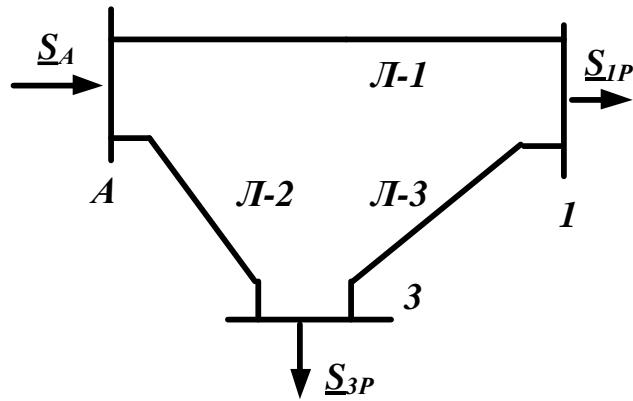


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

Розімкнемо замкнуту мережу, наведену на рисунку 1.2, за джерелом живлення “А” (рисунок 1.3), позначимо потужності на ділянці мережі.  $A' - A''$

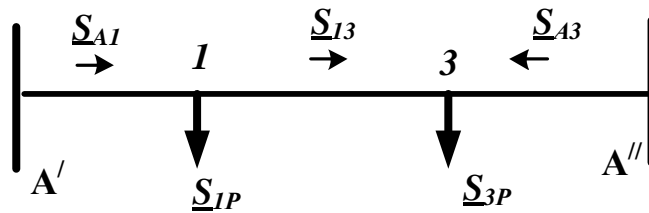


Рисунок 1.3 – Разімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{13} + l_{A3}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A3}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 59,1 + j42,85 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 11,1 + j7,85 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{13} + l_{A1}) + \underline{S}_{1P} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 41,74 + j26,55 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

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

$$94 + j68 = 94 + j68$$

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

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

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	18	42	33
Напруга ділянки, кВ	122	110	71

Приймаємо напругу в замкнутій мережі 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній:

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

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, кА	0,384	0,226	0,071

Вибираємо марки проводів [3]:

Таблиця 1.4 – Марка проводів

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і переріз проводу	АС-150/24	АС-150/24	АС-150/24

Таблиця 1.5 – Технічні дані проводу АС-150/24

Переріз проводу, <i>мм<sup>2</sup></i>	Тривалий допустимий струм, <i>А</i>	<i>r<sub>0</sub></i> , <i>Ом/км</i> , при +20° <i>С</i>	<i>x<sub>0</sub></i> , <i>Ом/км</i>
150/24	450	0,194	0,42

## 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:

$$S_{T1} = \frac{S_2 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{48^2 + 35^2}}{1,4} = 42,43 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТДТН--40000/110 [3] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_2 + S_4}{2 \cdot S_{T2}} = \frac{\sqrt{48^2 + 35^2}}{2 \cdot 40} = 0,74$$

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

Таблиця 1.6 – Технічні дані трансформатора ТДТН--40000/110 [5]

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	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	115	38,5	11	10,5	17	6

Продовження таблиці 1.6

Тип	Каталожні данні			Розрахункові дані						
	ΔP <sub>к</sub> , кВт	P <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом			X <sub>т</sub> , Ом			ΔQ <sub>х</sub> , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110*	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	240

### Підстанція ПС–2

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

Потужність одного трансформатора ПС-2 визначається наступною формулою:

$$S_{T2} = \frac{S_1 + S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{46^2 + 33^2}}{1,4} = 42,43 \text{ МВА}$$

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

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_3}{2 \cdot S_{T2}} = \frac{\sqrt{46^2 + 33^2}}{2 \cdot 40} = 0,74$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,75, то два паралельно працюючих трансформатори ТДТН -40000/110 задовольняють вимоги, що пред'являються.

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

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	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	115	38,5	11	10,5	17	6

Продовження таблиці 1.7

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

### Підстанція ПС-3

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

Потужність одного трансформатора ПС-3 визначається наступною формулою:

$$S_{T3} = \frac{S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{16^2 + 11^2}}{1,4} = 13,87 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТРДНС–16000/35 [5] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_4}{2 \cdot S_{T3}} = \frac{\sqrt{16^2 + 11^2}}{2 \cdot 16} = 0,606$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТРДНС–16000/35 задовольняють вимоги, що пред'являються.

Таблиця 1.8 – Технічні дані трансформатора ТРДНС–16000/35 [5]

Межі регулювання	Каталожні данні						Розрахункові дані		
	$U_{НОМ}$ обмоток, кВ		$U_K$ , %	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_X$ , кВт	$I_X$ , %	$R_T$ , Ом	$X_T$ , Ом	$\Delta Q_X$ , кВАр
	ВН	НН							
$\pm 8 \cdot 1,5$ %	36,75	10,5	<b>10</b>	85	18	<b>0,55</b>	<b>0,45</b>	<b>8,4</b>	<b>88</b>

### 1.3 Розрахунок параметрів ліній

#### 1.3.1 Розрахунок лінії 4–5

Визначається струм проводів лінії 4–5:

$$I_{45} = \frac{S_4}{\sqrt{3}U_{НОМ1}}$$
$$I_{25} = \frac{S_4}{\sqrt{3}U_{НОМ1}} = \frac{\sqrt{16^2 + 11^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,32 \text{ кА}$$

Вибираємо марку проводів лінії 2–5: АС–120/19. Тривало допустимий струм  $I_{Доп}=390 \text{ А}$ . Технічні дані проводу  $r_0=0,244 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0=0,427 \text{ Ом/км}$ .

#### 1.3.2 Параметри ліній електричної мережі

Знайдемо параметри ліній електричної мережі

Значення активних та реактивних опорів ліній 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
$R_L$	Ом	<b>3,88</b>	<b>8,73</b>	<b>6,79</b>	<b>1,464</b>
$X_L$	Ом	<b>8,4</b>	<b>18,9</b>	<b>14,7</b>	<b>2,562</b>

#### 1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

##### Підстанція ПС–3

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 5 з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні.

Зображуємо схему заміщення двообмоткових трансформаторів (рис 1.4) [6].

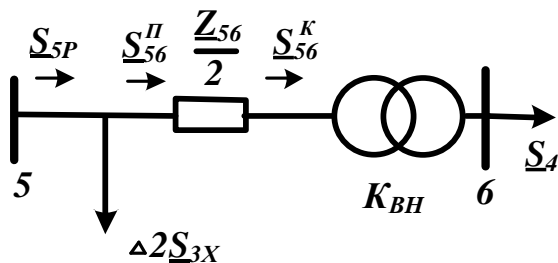


Рисунок 1.4 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{56}^K$ :

$$\underline{S}_{56}^K = \underline{S}_4 = 16 + j11 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{56}^{II}$ :

$$\underline{S}_{56}^{II} = \underline{S}_{56}^K + \frac{(P_{56}^K)^2 + (Q_{56}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{56}}{2} = 16,07 + j12,29 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{5P}$ :

$$\underline{S}_{5P} = \underline{S}_{56}^{II} + 2\Delta\underline{S}_{3X} = 16,11 + j12,47 \text{ МВА}$$

### Розрахунок лінії 2-5

Схема заміщення лінії приведена на рисунку 1.5

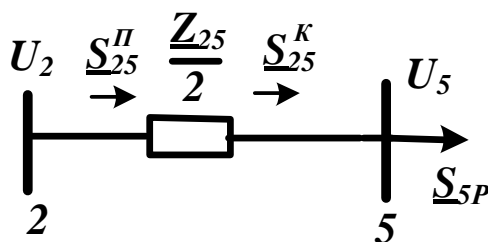


Рисунок 1.5 – Схема заміщення лінії 2–5

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

$$\underline{S}_{25}^K = \underline{S}_{5P} = 16,11 + j12,47 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{25}^{II}$ :

$$\underline{S}_{25}^{II} = \underline{S}_{25}^K + \frac{(P_{25}^K)^2 + (Q_{25}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{25}}{2} = 16,13 + j12,51 \text{ МВА}$$

## Підстанція ПС-1

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

Зображуємо схему заміщення двох триобмоткових трансформаторів.

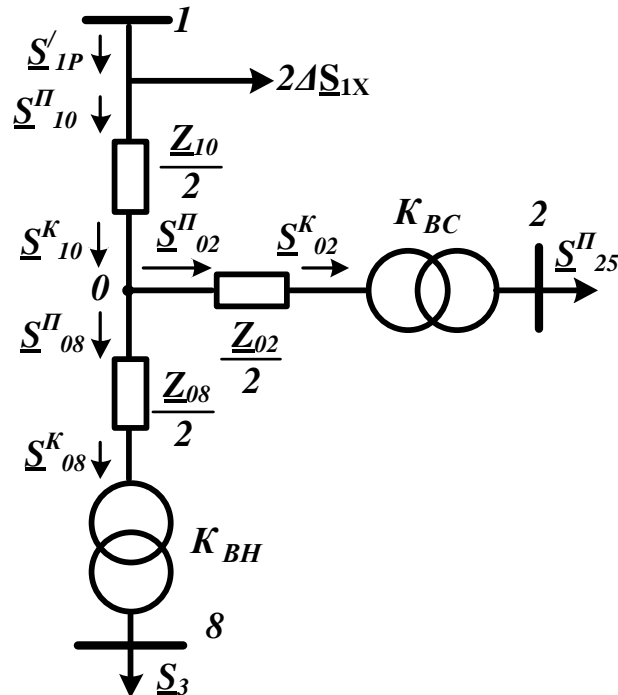


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність  $\underline{S}^K_{02}$ :

$$\underline{S}^K_{02} = \underline{S}''_{25} = 16,13 + j12,51 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}''_{02}$ :

$$\underline{S}''_{02} = \underline{S}^K_{02} + \frac{(P^K_{02})^2 + (Q^K_{02})^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{02}}{2} = 16,14 + j12,51 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}^K_{08}$ :

$$\underline{S}^K_{08} = \underline{S}_2 = 32 + j24 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}''_{08}$ :

$$\underline{S}''_{08} = \underline{S}^K_{08} + \frac{(P^K_{08})^2 + (Q^K_{08})^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{08}}{2} = 32,05 + j25,47 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}^K_{10}$ :

$$\underline{S}^K_{10} = \underline{S}''_{02} + \underline{S}''_{08} = 48,2 + j38 \text{ MVA}$$



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

$$\underline{S}_{10}^{\Pi} = \underline{S}_{10}^K + \frac{(P_{10}^K)^2 + (Q_{10}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{10}}{2} = 48,22 + j43,51 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{10}^{\Pi} + 2\Delta \underline{S}_{1X} = 48,41 + j44 \text{ МВА}$$

### Підстанція ПС-2

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

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

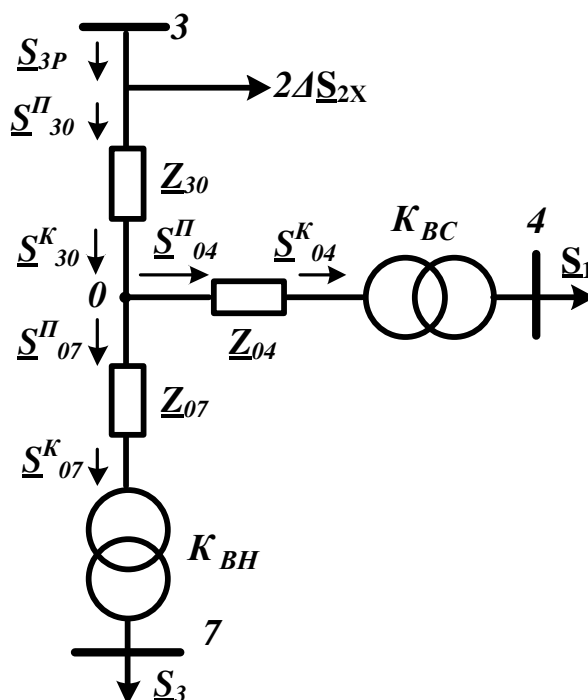


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-2

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{04}^K$ :

$$\underline{S}_{04}^K = \underline{S}_1 = 26 + j19 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{04}^{\Pi}$ :

$$\underline{S}_{04}^{\Pi} = \underline{S}_{04}^K + \frac{(P_{04}^K)^2 + (Q_{04}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{04}}{2} = 26,02 + j19 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{07}^K$ :

$$\underline{S}_{07}^K = \underline{S}_3 = 20 + j14 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{07}^{\Pi}$ :

$$\underline{S}_{07}^{\Pi} = \underline{S}_{07}^K + \frac{(P_{07}^K)^2 + (Q_{07}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{07}}{2} = 20,01 + j14,33 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{30}^K$ :

$$\underline{S}_{30}^K = \underline{S}_{07}^{\Pi} + \underline{S}_{04}^{\Pi} = 46,03 + j33,33 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{30}^{\Pi}$ :

$$\underline{S}_{30}^{\Pi} = \underline{S}_{30}^K + \frac{(P_{30}^K)^2 + (Q_{30}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{30}}{2} = 46,1 + j36,27 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{30}^{\Pi} + 2\Delta \underline{S}_{2X} = 46,21 + j37,15 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{13} + l_{A3}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A3}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 59,52 + j51,91 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 11,11 + j7,92 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{13} + l_{A1}) + \underline{S}_{1P} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 35,1 + j29,23 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності [1]:

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

$$94,62 + j81,14 = 94,62 + j81,14$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 1-3 вийшла позитивною, тому точка 3 є точкою потоко-розподілу. Складаємо розрахункову розімкнену схему заміщення мережі (рис. 1.8)

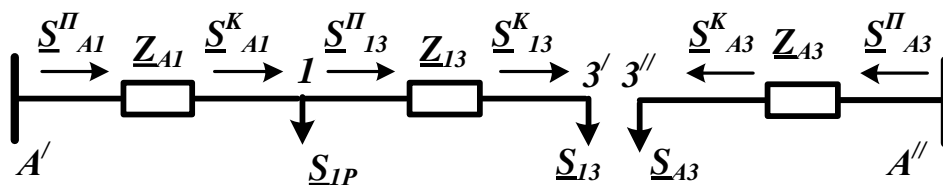


Рисунок 1.8 – Разімкнута мережа

Визначимо поточкорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку

1.9. Знайдемо потужність джерела  $\underline{S}_A$ :

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{13} = 11,11 + j7,92 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13}^{\Pi} = \underline{S}_{13}^K + \frac{(\underline{P}_{13}^K)^2 + (\underline{Q}_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{13} = 11,22 + j8,15 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{13}^{\Pi} + \underline{S}_{1P} = 59,63 + j52,14 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A1}^{\Pi} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(\underline{P}_{A1}^K)^2 + (\underline{Q}_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A1} = 61,64 + j56,49 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3}^K = \underline{S}_{A3} = 35,1 + j29,33 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3}^{\Pi} = \underline{S}_{A3}^K + \frac{(\underline{P}_{A3}^K)^2 + (\underline{Q}_{A3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A3} = 36,6 + j32,49 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^{\Pi} + \underline{S}_{A3}^{\Pi} = 98,24 + j88,99 \text{ МВА}$$

### 1.6 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:

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1}^{\Pi} R_{A1} + Q_{A1}^{\Pi} X_{A1}}{U_A} = 115,1 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3':

$$U_3' = U_1 - \frac{P_{13}^{\Pi} R_{13} + Q_{13}^{\Pi} X_{13}}{U_1} = 113,4 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3'':

$$U_3'' = U_A - \frac{P_{A3}'' R_{A3} + Q_{A3}'' X_{A3}}{U_A} = 113,28 \text{ кВ}$$

Визначаємо середнє значення напруги вузла 3:

$$U_{3.CEP} = (U_3' + U_3'')/2 = 113,34 \text{ кВ}$$

ПС-1

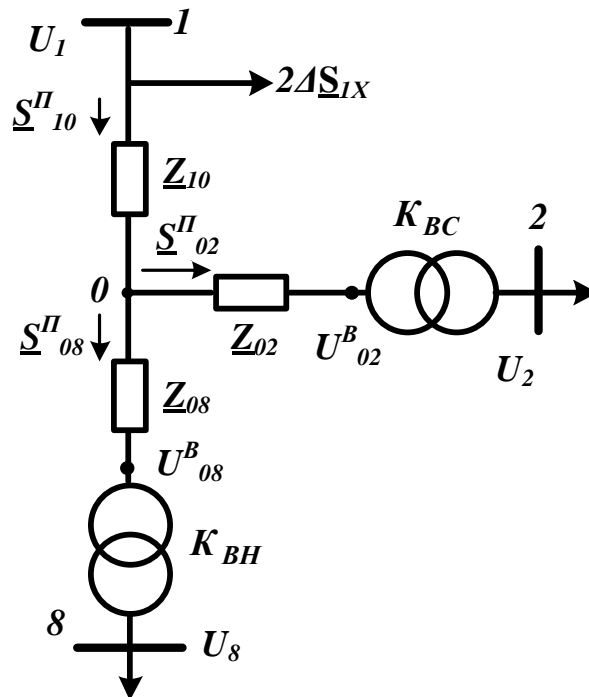


Рисунок 1.9 – Схема заміщення ПС-1 для визначення напруг  $U_2$ ,  $U_8$

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

ПС-1

$$U_0 = U_1 - \frac{P_{10}'' \frac{R_{10}}{2} + Q_{10}'' \frac{X_{10}}{2}}{U_1} = 101,35 \text{ кВ}$$

$$U_2^B = U_0 - \frac{P_{02}'' \frac{R_{02}}{2} + Q_{02}'' \frac{X_{02}}{2}}{U_0} = 101,22 \text{ кВ}$$

$$U_8^B = U_0 - \frac{P_{08}^{\Pi} \frac{R_{08}}{2} + Q_{08}^{\Pi} \frac{X_{08}}{2}}{U_0} = 95,49 \text{ кВ}$$

$$U_2 = \frac{U_2^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 33,9 \text{ кВ}$$

Лінія 2–5

$$U_5 = U_2 - \frac{P_{25}^{\Pi} \frac{R_{25}}{2} + Q_{25}^{\Pi} \frac{X_{25}}{2}}{U_2} = 33,06 \text{ кВ}$$

$$U_6^B = U_5 - \frac{P_{56}^{\Pi} \frac{R_{56}}{2} + Q_{56}^{\Pi} \frac{X_{56}}{2}}{U_5} = 31,28 \text{ кВ}$$

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 8,94 \text{ кВ}$$

Застосуємо регулювання під навантаженням. РПН віставим у шосте положення:

$$U_6 = 9,74 \text{ кВ}$$

ПС–2

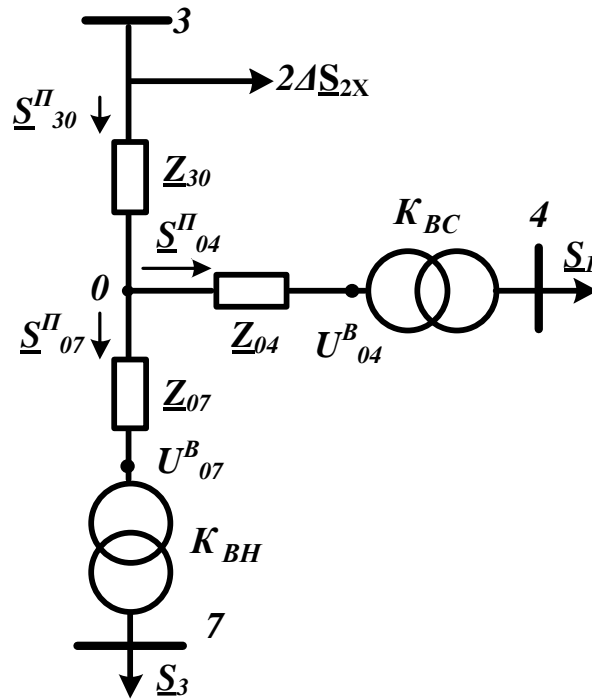


Рисунок 1.10 – Схема заміщення ПС-2 для визначення напруг  $U_4$  і  $U_7$

$$U_0 = U_3 - \frac{P_{30}^{\Pi} \frac{R_{30}}{2} + Q_{30}^{\Pi} \frac{X_{30}}{2}}{U_3} = 109,7 \text{ кВ}$$

$$U_4^B = U_0 - \frac{P_{04}^{\Pi} \frac{R_{04}}{2} + Q_{04}^{\Pi} \frac{X_{04}}{2}}{U_0} = 109,66 \text{ кВ}$$

$$U_7^B = U_0 - \frac{P_{07}^{\Pi} \frac{R_{07}}{2} + Q_{07}^{\Pi} \frac{X_{07}}{2}}{U_0} = 108,79 \text{ кВ}$$

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 36,71 \text{ кВ} \quad U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,4 \text{ кВ}$$

## 2 Розрахунок електричної частини підстанції

Тип трансформатора ТДТН -40000/110

Потужність трансформатора  $S = 40$  МВА;

Напруга  $U = 110$  кВ;

Опір трансформатора  $X_T = 35,5$  Ом;

Довжина лінії  $L_{Л2} = 45$  км;

Довжина лінії  $L_{Л3} = 35$  км;

Опір лінії  $X_{Л2} = 18,9$  Ом;

Опір лінії  $X_{Л3} = 14,7$  Ом;

Потужність системи  $S_C = 280$  МВА

### 2.1 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 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.

### 2.2 Вибір трансформаторів власних потреб

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

					БР.5.6.141.126.ПЗ.ЕТ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

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 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:

$$S_{твн} \geq S_{вн},$$

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

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

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.

					БР.5.6.141.126.ПЗ.ЕТ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

## 2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору обладнання на стороні 110 кВ і 10 кВ [9]. Підстанція живиться за двома лініями. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.1.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [13]. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення становить  $S_C=280$  МВА.

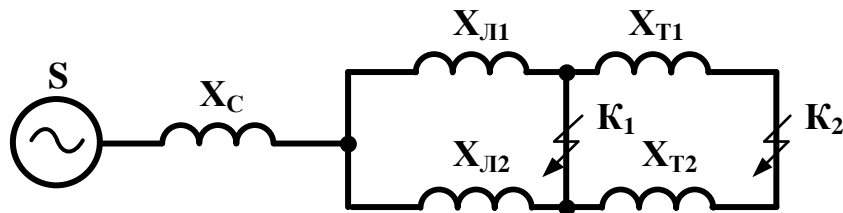


Рис. 2.1 - Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи рівен:

$$X_C = \frac{U^2}{S_C} = \frac{110^2}{280} = 43,2 \text{ Ом}$$

Опір працюючих

– ліній  $X_{A3} = 18,9$  Ом,  $X_{I3} = 14,7$  Ом,

– трансформаторів  $X_T = \frac{X}{2} = \frac{35,5}{2} = 17,75$  Ом

Періодична складова СКЗ в точці  $K_1$ :

$$I_{K1(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л1})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (43,2 + 18,9)} = 1,02 \text{ кА}$$

$$I_{K1(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л2})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (43,2 + 14,7)} = 1,1 \text{ кА}$$

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

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

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (43,2 + 18,9 + 17,75)} = 0,8 \text{ кА},$$

$$I_{K2(2)}^B = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (43,2 + 14,7 + 17,75)} = 0,84 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^B = I_{K2(1)}^B + I_{K2(2)}^B = 1,64 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці  $K_2$

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = \frac{1,64 \cdot 110}{10} = 18,02 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці  $K_1$ :  $I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 2,12 = 4,82 \text{ кА},$

- в точці  $K_2$ :  $I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 18,82 = 40,9 \text{ кА}.$

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

для точки  $K_1$ :  $I_{нт1} = I_{K1} = 2,12 \text{ кА};$

для точки  $K_2$ :  $I_{нт2} = I_{K2} = 18,02 \text{ кА}.$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

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

$K_2 - T_a = 0,05 \text{ с});$

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

Для точки  $K_1$ :

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} \cdot 2,12 = 0,27 \text{ кА}.$$

Для точки  $K_2$ :

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-0,1}{0,05}} \cdot 18,82 = 3,43 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка  $K_1$ ):

$$B_R = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 2,12^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,38 \text{ кА}^2\text{с}$$

для сторони НН (точка  $K_2$ ):

$$B_R = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 18,82^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 48,69 \text{ кА}^2\text{с}$$

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 витрати контактів викл. кА	Аперіод. Складова СКЗ, $i_a$ кА	Інтеграл Джоуля $B_K$ , кА <sup>2</sup> с
Шини 110 кВ ( $K_1$ )	2,12	4,82	2,12	0,27	0,383
Шини 10 кВ ( $K_2$ )	18,82	40,9	18,82	3,43	48,69

## 2.4 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань [9]. 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:

$$I_{110MAX} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 281 \text{ А.}$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{ВЫК} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 1000}{1,73 \cdot 10 \cdot 2} = 1,62 \text{ кА}$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{СВ} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{0,7 \cdot 40 \cdot 1000}{1,73 \cdot 10} = 1,62 \text{ кА}$$

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

$$I_{10}^{від} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173 \text{ А}$$

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

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

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

$$t_{\text{вкл}} = 0,07 \text{ сек. } \beta_{\text{н}} = 36 \%$$

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

$$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{у}} = 443 \cdot 0,07 = 31 \text{ кА}^2\text{с.}$$

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

Таблиця 2.3 - Вибір вимикача на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	281 А	1200 А
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	2,12 кА	63 кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$	4,82 кА	102 кА
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{вкл.Ном}}$	2,12 кА	63 кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{аном}}$	0,27 кА	32 кА
$B_k \leq I^2_{\text{Т}} t_r$	0,383 кА <sup>2</sup> с	31,5 кА <sup>2</sup> с

Обраний вимикач повинен повністю задовольняти умовам вибору.

На стороні низької напруги рекомендується вибирати вакуумні вимикачі.

$t$  – Розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ.

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

ПВБ - повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами. Вимикачі мають 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 покривками.

Таблиця 2.4 - Вибір вимикачів в колі трансформатора на стороні 10 кВ [5].

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	1618 А	3150 А

$I_{ПО} \leq I_{прСКЗ}$	18,82 кА	80 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	40,9 кА	54,6 кА
$I_{н\tau} \leq I_{вickl.Ном}$	18,82 кА	31,5 кА
$I_{a\tau} \leq I_{aном}$	3,43 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	48,69 кА <sup>2</sup> с	81 кА <sup>2</sup> с

Вибираємо МГГ-10-4000-45УЗ [5]

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

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

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

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 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
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	18,82 кА	80 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	40,9 кА	54,6 кА

$I_{n\tau} \leq I_{\text{вкл.Ном}}$	18,82 кА	31,5 кА
$I_{a\tau} \leq I_{\text{аном}}$	3,43 кА	8,83 кА
$B_k \leq I_T^2 t_r$	48,69 кА <sup>2</sup> с	81 кА <sup>2</sup> 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.

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

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

$I_{\text{СКВ.Пр.}} = 80$  кА,

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

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

$I_{\text{T}}^2 \cdot t_y = 31,2^2 \cdot 3 = 2977$  кА<sup>2</sup>с.

$I_{\text{T}}^2 \cdot t_y = 31,2^2 \cdot 1 = 992$  кА<sup>2</sup>с.

Таблиця 2.6 - вибір роз'єднувачів 110 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	281 А	1000 А
$I_{\text{y0}} \leq I_{\text{СКВ}}$	4,82 кА	80 кА
$B_k \leq I_T^2 t_r$	0,383 кА <sup>2</sup> с	992 кА <sup>2</sup> с

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

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



$$I_{СКВ.Пр.} = 80 \text{ кА},$$

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

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

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

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

## 2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

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

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії; на шинах 110 кВ - вольтметр з перемикачем для вимірювання трьох міжфазних напруг; на секційному вимикачі 10 кВ – амперметр; на лініях, що відходять 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергії.

Трансформатори напруги також вибираємо відповідно до вимірювальних приладів і реле, що підлягають приєднанню до них. Далі підраховується очікуване навантаження і перевіряється похибка. У нормальному режимі навантаження трансформатора визначається споживанням приєднаних приладів і реле. За цих умов визначається, в якому класі і з якою похибкою працюватимуть трансформатори. Опір проводів від трансформатора напруги до приладів не враховується. Але згідно з ПУЕ втрати напруги лічильником не повинні перевищувати 0,5 %, а в проводах щитка – 3 %. З умов міцності перетин мідних проводів повинен бути не менше 1,5 мм<sup>2</sup>, а алюмінієвих – не менше 2,5 мм<sup>2</sup>.

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	ZMG405CR	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	ZMG405CR	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	ZMG405CR	1	2,5	—	2,5
Лічильник реактивної енергії	ZMG405CR	1,5	2,5	—	2,5
Сумарне навантаження струму в колі тра 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			0,5	0,5	0,5

силового тр-ра з боку ВН					
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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	281 А	1000 А
$i_{y\delta} \leq I_{пр.СКВ}$	2,12 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,383 кА <sup>2</sup> с	162,5 кА <sup>2</sup> с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму елегазові з порцелянової ізоляцією ТОГФ–110 (УХЛ1) [5]

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

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

Тоді опір вимірювальних проводів може бути:

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

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

$Z_{прил}$  – опір приладів, Ом;

$Z_K$  – опір контактів, Ом.

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

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

Перетин жил при довжині кабелю  $l = 160$  м

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

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

$F$  – переріз жил, мм<sup>2</sup>,

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

Загальний опір кола струму:

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

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
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	18,82 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	48,69 кА <sup>2</sup> с	625 кА
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТВ –10–IV.

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

$i_{y0} \leq I_{np.CKB}$	18,82 кА	54,6 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	48,69 кА <sup>2</sup> с	625 кА <sup>2</sup> 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

## 2.6 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

Ошиновку в розподільчих пристроях (РП) 110 кВ виконують, як правило, сталю-алюмінієвими проводами марки АС [9]. 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:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{48,69}}{91 \cdot 10^{-3}} = 77,53 \text{ мм}^2$$

де  $C = 91 \cdot 10^{-3}$  кАс/мм<sup>2</sup>.

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;

$\gamma$  – 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.

$$\gamma = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{10 \cdot 0,8^3}{12} = 0,427 \text{ см}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{0,426}{10}} = 27,777 \text{ Гц.}$$

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 напрумок в матеріалі шин, МПа;

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

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

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

$a = 0,8$  м – відстань між фазами.

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

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{40,9^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{\left(\frac{0,08^2 \cdot 0,01}{6}\right) \cdot 0,8} = 48,83 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності  $\sigma_{розр} \leq \sigma_{прин}$ , дотримується, так як  $49 \leq 75$ .

Таким чином, обрані алюмінієві шини прямокутного перерізу [100×8] мм, перевірені на можливість виникнення резонансних явищ і на динамічну стійкість. Вони задовольняють необхідні вимоги.

## 2.7 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина

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

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ допускається в 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.

## **2.8 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина**

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

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.

## 2.9 Заземлювальні пристрої підстанції

Всі електричні частини електроустановок, які нормально не перебувають під напругою, але здатні опинитися під нею через пошкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися з землею [10]. Таке заземлення називається захисним.

Заземлення, призначене для створіння нормальних умов роботи апарату або електроустановки, називається робочим.

Для захисту обладнання від пошкодження ударом блискавки застосовується грозозахист за допомогою розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів, які приєднуються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один спільний заземлювальний пристрій.

### 3 Розрахунок релейного захисту

#### 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.

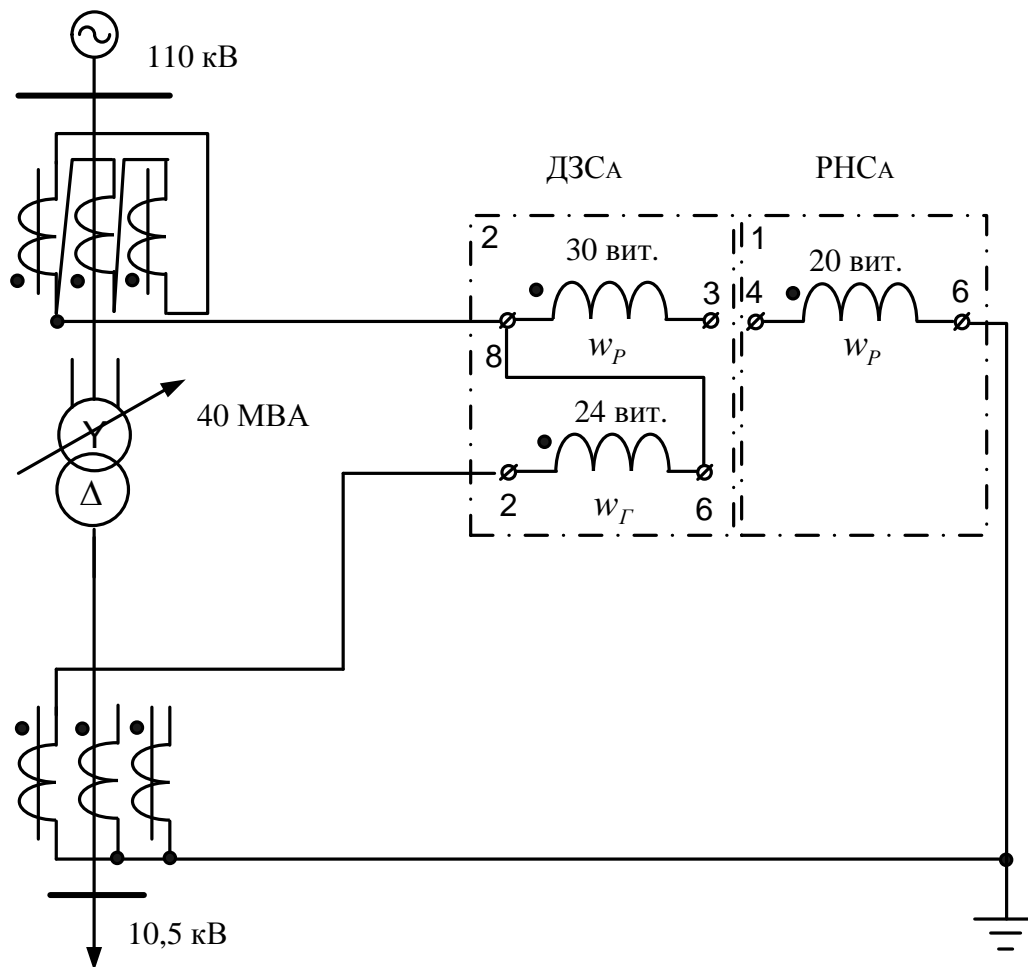


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

### 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;

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
-----	------	----------	---------	------

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.

Таблиця 3.1–Технічні характеристики трансформатора ТРДН-40000/110:

Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
	U <sub>НОМ</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	P <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							
±9*1,78 %	115	10,5/10,5	<b>10,5</b>	<b>172</b>	<b>36</b>	<b>0,65</b>	<b>1,4</b>	<b>34,7</b>	<b>260</b>

Коефіцієнт завантаження трансформатора: K<sub>з</sub> = 0,63

### 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<sub>т</sub> = 1,4 Ом, X<sub>т</sub> = 34,7 Ом**

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

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

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

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

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

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

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

Для трансформаторів 110 кВ можна прийняти:

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

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

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

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

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

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

Опір енергосистеми  $X_c = 43,2 \text{ Ом}$ .

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

$$I_{к.макс.вн} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{вн.мін} + X_{нн.мін})} = 0,961 \text{ кА}$$

$$I_{к.макс.нн} = I_{к.макс.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 11,08 \text{ кА}$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

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

$$I_{к.мін.вн} = \frac{U_{макс}}{2 \cdot (X_c + X_{вн.макс} + X_{нн.макс})} = 695,67 \text{ А}$$

$$I_{к.мін.нн} = I_{к.мін.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 8013 \text{ А}$$

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:

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

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН:

$$I_{к.мах}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_T)} = 1050 \text{ А}$$

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{від} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.мах}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1768 = 0,4097 \text{ кА}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 690 А.

Далі розрахунок параметрів зведемо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – 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 3.3.

Таблиця 3.3 – 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	$I_{ВДГ.НОМ.ОСН} \leq I_{НОМ.В.ОСН}$	2,89	–
2	Розрахунковий струм відгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{ВДГ.РОЗР.НЕОСН} = I_{НОМ.В.НЕОСН} \frac{I_{ВДГ.НОМ.ОСН}}{I_{НОМ.В.ОСН}}$	–	$3,5 \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
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 3.3

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:

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

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

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

$$I_{\text{с.з.мін}} \geq k_{\text{від}} I_{\text{нб.гальм.поч}} = 222,79 \text{ А};$$

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

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

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 221,8 \text{ А}$$

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

$$I_{*с.р.мін} = \frac{I_{\text{с.з.мін}} \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номII}}} k_{\text{сх}}}{K_I K_{TL} I_{\text{відв.номTAV}}} = 0,8277$$

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

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{\text{гальм}} = \frac{k_3 I_{*нб.розр} \frac{I_{\text{в.ном.осн}}}{I_{\text{відв.ном.осн}}} - I_{*ср.мін}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.п} \frac{I_{\text{відв.гал.розр.п}}}{I_{\text{відв.гальм.ном.п}}} - I_{*гальм.поч}} = 4,04$$

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

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

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

$$I_{c.відс.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 768 \text{ А},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left( k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = 512 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*c.відс.розр} = \frac{I_{c.відс.розр} \cdot k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = 3,074$$

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:

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.n}^{(m)}}{I_{c.з} \cdot K_{сх.n}^{(3)}} = 1,855$$

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  $-25^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$  (розширений від  $-40^{\circ}\text{C}$  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;

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

## 4 Аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах

В залежності від наявності інформації про навантаження мережі та виду розрахунків для визначення навантажувальних втрат рекомендується використовувати такі методи [16, 18]:

- поелементних розрахунків;
- характерних режимів;
- характерних діб;
- середніх навантажень;
- числа годин максимальних втрат.

### 4.1 Метод поелементних розрахунків

Для окремих ліній і трансформаторів, як кращий, рекомендується метод поелементних розрахунків. Втрати в них істотно залежать від транзитних перетоків [16, 18].

Визначення навантажувальних втрат  $\Delta W_H$  в мегават-годинах за методом поелементних розрахунків проводиться за формулою:

$$\Delta W_H = 3 \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^k R_i \cdot \sum_{j=1}^{\frac{T}{\Delta t}} I_{ij}^2, \quad (4.1)$$

де  $k$  – число елементів мережі;

$T$  – розрахунковий період, год;

$\Delta t$  – інтервал часу між послідовними значеннями струмових навантажень елементів, що визначений за допомогою пристроїв телевимірювання, год;

$I_{ij}$  – струмове навантаження  $i$ -го елемента з опором  $R_i$  в момент часу  $j$ , А;

$R_i$  – опір  $i$ -го елемента, Ом.

## 4.2 Метод характерних режимів

При наявності телеінформації про навантаження вузлів, періодично переданої в енергосистему, для розрахунку втрат в транзитній мережі рекомендується метод характерних режимів.

Розрахунок втрат електроенергії цим методом в замкнених електричних мережах високої напруги заснований на використанні інформації про режим електромережі, яку можна отримати при контрольних вимірах. Ці виміри проводяться два рази на рік під час проходження зимового максимуму і літнього мінімуму навантаження, а також з використанням розрахунків нормальних режимів електромережі про те, що режими роботи оптимізувалися протягом року [16, 18].

Початкові дані для розрахунку втрат електроенергії:

- а) схема електромережі та параметри її елементів;
- б) добові графіки навантаження за вимірюваннями в контрольні дні (два рази на рік) для всіх  $n$  вузлів мережі (погодинні вимірювання в  $j$ -му вузлі для  $i$ -ої години протягом доби активної і реактивної потужності  $P_{ij}$  та  $Q_{ij}$ , або напруг  $U_{ij}$ , струмів  $I_{ij}$  і коефіцієнтів завантаження  $\cos \varphi_{ij}$ );
- в) електроенергія, спожита (чи генерована) кожним вузлом енергосистеми за кожен місяць року;
- г) добові графіки навантаження міжсистемних зв'язків, а також графік напруги вузла навантаження, прийнятого за балансуєчий, зняті в контрольні дні;
- д) електроенергія, передана по кожному з міжсистемних зв'язків кожного місяця.

Для розрахунку річних втрат електроенергії рік розділяють на три розрахункові періоди і втрати для кожного з них розраховують за показниками літніх або зимових контрольних вимірів. Для цього використовують графік відпуску електроенергії в мережу в цілому по енергосистемі по кожному місяцю розрахункового року.

Як границі поділу цього графіка, використовують середнє значення відпуску електроенергії за контрольні місяці.

Графік, наведений на рисунку 4.1, показує, що літнє контрольне вимірювання здійснене в липні, зимове вимірювання - в грудні місяці (відпуск електроенергії в липні склав 321 ум. од., а у грудні - 365 ум. од.). Середнє значення відпуску електроенергії за два контрольні місяці склало  $(365 + 321) / 2 = 343$  ум. од.



Рисунок 4.1 – Річний графік відпуску електроенергії в електричну мережу в цілому по енергосистемі

Тож, для даної енергосистеми втрати електроенергії за період з квітня до вересня слід вважати за графіками навантаження, отриманими в липні. Аналогічно, за період з жовтня по грудень - за графіками, отриманими в грудні поточного року, а за період з січня до березня - графіками, отриманими у грудні попереднього року.

Якщо присутні значні розбіжності конфігурації помісячних річних графіків відпуску електроенергії в окремих вузлах енергосистеми з відповідним графіком по енергосистемі в цілому, будуються річні графіки відпуску електроенергії для таких вузлів і рік ділиться на три частини за викладеною вище методикою.

Для розрахунку втрат електроенергії підготовка вихідних даних проводиться в наступному порядку:

- а) здійснюється підготовка інформації про схему заміщення електромережі в формі, прийнятій для програм розрахунку нормального режиму енергосистеми на ЕОМ, що використовуються в енергосистемі;
- б) Графіки навантажень вузлів і міжсистемних зв'язків, одержані в день контрольних вимірювань, "зважуються" (коригуються) по електроенергії, спожитій (генерованій) в даному вузлі за розрахунковий період часу:

$$P_{ijкор} = \frac{P_{ij} \cdot W_{Tj}}{W_{jсут} \cdot T}, \quad (4.2)$$

де  $P_{ijкор}$  – скориговане навантаження в  $j$ -му вузлі в  $i$ -ту годину, МВт;

$P_{ij}$  – навантаження в  $j$ -му вузлі в  $i$ -ту годину, МВт;

$W_{T_i}$  – електроенергія, спожита в  $j$ -му вузлі за розрахунковий період часу  $T$ , МВт·год;

$W_{jсут}$  – електроенергія, спожита в  $j$ -му вузлі за добу, коли проводилися вимірювання, МВт·год;

$T$  – розрахунковий період часу, доб.

Облік нерівномірності помісячних графіків навантаження можна здійснювати за наступним алгоритмом:

- а) визначити середній графік навантаження за кожен місяць у розрахунковому періоді:

$$P_{ijcp} = P_{ijcp} \cdot \frac{W_{iM} \cdot T_K}{W_K \cdot T_{jM}}, \quad (4.3)$$

де  $P_{ijcp}$  – потужність навантаження в  $i$ -ту годину середнього графіка за  $j$ -й місяць;

$W_{jM}$  – енергія, спожита (генерована вузлом) за  $j$ -й місяць;

$T_K$  – тривалість місяця, за який проводилися контрольні вимірювання;

$T_{jM}$  – тривалість  $j$ -го місяця.

Середній графік навантаження для кожного місяця у розрахунковому періоді (підставляючи (4.2) в (4.3)):



$$P_{ijcp} = P_i \cdot \frac{W_{jM}}{W_c \cdot T_{jM}} \quad (4.4)$$

Розрахунковий графік для кожного вузла:

$$P_{op} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_{ij})_{cp}^2}{n}}, \quad (4.5)$$

де  $n$  – число місяців в розрахунковому періоді.

Допускається визначення  $W_{jcum}$  за графіками навантаження:

$$W_{jcum} = \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{24} P_{ij}, \quad (4.6)$$

де  $\Delta t$  – інтервал між вимірами, год;

- в) розрахувати контрольний режим з метою перевірки збіжності ітераційного процесу та виконання обмежень за параметрами режиму у вузлах навантаження електромережі. Як контрольні, рекомендуються: режим максимального навантаження - для зимового і режим мінімального навантаження - для літнього графіків навантаження.

Визначення втрат електроенергії в живильних електромережах енергосистеми за розрахунковий період здійснюється в наступному порядку:

- а) розраховується серія (якщо інтервал між вимірами графіка навантаження (генерації) вузла становить 1 годину, розрахунок проводиться для 24 режимів. Коли інтервал становить  $\Delta t$  год, розрахунок проводиться для  $24/\Delta t$  режимів) нормальних режимів енергосистеми у відповідності до отриманих графіків навантаження електромережі і графіка напруги балансуєчого вузла. Знаходяться втрати потужності в кожному елементі схеми заміщення;
- б) за формулою визначаються абсолютні втрати електроенергії за розрахунковий період часу  $T$  в електромережі вцілому, чи у виділених ділянках:

$$\Delta W = T \cdot \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^k \Delta P_{ij} \cdot \Delta t, \quad (4.7)$$

де  $k$  – кількість елементів у схемі заміщення електромережі або у виділеній групі елементів;

$\Delta P_{ij}$  – втрати потужності в  $j$ -му елементі в  $i$ -му режимі, МВт;

в) визначаються відносні втрати електроенергії за розрахунковий період часу:

$$\Delta W(\%) = \frac{\Delta W}{W_{\text{відн}}} \cdot 100, \quad (4.8)$$

де  $W_{\text{відн}}$  – електроенергія, що відпущена в мережу, МВт·год.

### 4.3 Метод характерних діб

Для розрахунку втрат в замкнутих мережах 110 кВ і вище, які не беруть участі в обміні потужністю, як кращий, рекомендується метод характерних діб. Допускається також застосування методу числа годин максимальних втрат [16, 18].

Навантажувальні втрати  $\Delta W_H$  в мегават-годинах за методом характерних діб визначають за формулою:

$$\Delta W_H = \sum_{i=1}^m \Delta W_{Hi}^C \cdot D_{Eki}, \quad (4.9)$$

де  $m$  – число характерних періодів роботи мережі (літній, зимовий, паводковий, тощо),

$\Delta W_{Hi}^C$  – розрахункові втрати за контрольні доби кожного з характерних періодів, розраховані за відомими графіками навантаження у вузлах мережі, МВт;

$D_{eki}$  – еквівалентне число днів для  $i$ -го характерного періоду, діб.

Еквівалентне число днів  $D_{eki}$  в добі для  $i$ -го характерного періоду визначається за формулою:

$$D_{eki} = \frac{W_i^2}{W_{ci}^2 \cdot D_i}, \quad (4.10)$$

де  $W_i$  – електроенергія, що відпущена у мережу в  $i$ -му періоді, МВт·год;

$D_i$  – тривалість  $i$ -го періоду, діб;

$W_{ci}$  – електроенергія, яка відпущена в мережу за добу, за яку розрахункові втрати електроенергії склали  $W_{Hi}$ , МВт·год, чи за формулою:

$$D_{eki} = \sum_{j=1}^{k_i} \frac{W_j^2 \cdot D_j}{W_p^2}, \quad (4.11)$$

де  $k_i$  – число місяців, які входять до  $i$ -го характерного періоду;

$W_j$  – електроенергія, що була відпущена у мережу в  $j$ -му місяці, МВт·год;

$D_j$  – число днів в  $j$ -му місяці;

$W_p$  – електроенергія, відпущена у мережу в місяці, в який включена контрольна доба, МВт·год, чи за формулою:

$$D_{eki} = \sum_{j=1}^l \frac{D_j \cdot A_j}{A_1}, \quad (4.12)$$

де  $l$  – число характерних добових графіків в  $i$ -му характерному періоді;

$D_j$  – число діб в характерному періоді роботи мережі, на які поширюється  $j$ -й характерний добовий графік;

$A_j$  – сума квадратів ординат  $j$ -го характерного добового графіка сумарного навантаження мережі (робоча та неробоча доба);

$A_1$  – сума квадратів ординат добового графіка сумарного навантаження мережі, що відповідає добі, за яку розраховувалися втрати  $\Delta W_{Hi}^C$ .

При використанні формул (4.11), (4.12) розрахунки значень  $\Delta W_{Hi}^C$  проводять за графіками навантаження у кожному з вузлів, отриманими з відомостей контрольних вимірювань і скоригованими за споживанням електроенергії у вузлі за місяць  $W_m$ . За формулою визначають ординати скоригованого графіка активної потужності  $p_k$  в мегаватах:

$$p_k = a_k \cdot p, \quad (4.13)$$

де  $a_k$  – коефіцієнт коригування, відн. од;

$p$  – ордината вихідного графіка, МВт.

Коефіцієнт  $a_k$  в відносних одиницях визначають за формулами:

– при використанні (4.11)

$$a_k = \frac{W_m}{D_m \cdot \sum_{i=1}^n p_i \cdot t_i}, \quad (4.14)$$

де  $W_m$  – споживання електроенергії у вузлі за місяць, МВт·год;

$D_m$  – число днів у місяці;

$p_i$  – ордината добового графіка, що отриманий шляхом вимірювання, МВт;

$t_i$  – тривалість ступені графіка, год;

– при використанні (4.6):

$$a_k = \frac{W_m \cdot d_p}{D_p \cdot \sum_{i=1}^n p_i \cdot t_i}, \quad (4.15)$$

де  $W_m$  – споживання електроенергії у вузлі за місяць, МВт·год;

$p_i$  – ордината добового графіка, що отриманий шляхом вимірювання, МВт;

$t_i$  – тривалість ступені графіка, год;

$d_p$  – частка електроенергії, спожитої у робочі дні, відн. од.;

$D_p$  – число робочих днів у місяці.

Аналогічно здійснюється коригування графіка реактивної потужності.

#### 4.4 Методи середніх навантажень і числа годин максимальних втрат

Як кращий, метод середніх навантажень рекомендується для розімкнутих мереж 6-150 кВ при наявності даних про електроенергію, пропущену по головній ділянці мережі за аналізований період. Також допускається застосування методу числа годин максимальних втрат. Для визначення втрат в мережах 0,38 кВ та виявлення залежностей втрат від основних факторів, що мають вплив в мережах всіх напруг рекомендуються статистичні методи [16, 18].

Навантажувальні втрати  $\Delta W_H$  в мегават-годинах методами середніх навантажень і числа годин максимальних втрат  $\tau$  визначають за формулами:

$$\Delta W_H = \Delta P_{H.CP} \cdot K_\Phi^2 \cdot T, \quad (4.16)$$

$$\Delta W_H = \Delta P_{H, \text{МАКС}} \cdot \tau \quad (4.17)$$

де  $P_{H, \text{СР}}$  і  $P_{H, \text{МАКС}}$  – навантажувальні втрати потужності, визначені за середнім і максимальним навантаженнями, відповідно, МВт;

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

$T$  – тривалість періоду, за який визначаються втрати, год.

За показниками приладів обліку електроенергії визначають середні навантаження вузлів. Значення  $K^2_\phi$  і  $\tau$  визначають безпосередньо за графіком сумарного навантаження мережі, що фіксується у диспетчерській відомості, чи за формулами:

$$K^2_\phi = \left( \frac{0,124}{K_3} + 0,876 \right)^2 - \left( \frac{1090}{T_{\text{МАКС}}} + 0,876 \right)^2, \quad (4.18)$$

$$\tau = (0,124 + 0,876 \cdot K_3)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{МАКС}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.19)$$

де  $K_3$  – коефіцієнт заповнення графіка, відн. од.;

$T_{\text{МАКС}}$  – число годин використання максимального навантаження.

#### 4.5 Методи розрахунку розімкнених мереж

Залежно від виду наявної інформації про навантаження головної ділянки мережі 6-150 кВ користуються [16, 18]:

– **метод середніх навантажень**, де визначається розрахункове значення втрат

$\Delta W_H$  в мегават-годинах за формулою:

$$\Delta W_H = \frac{(W_P^2 + W_Q^2) \cdot K_\phi^2}{U_{\text{ЕКВ}}^2 \cdot T} \cdot R_{\text{ЕКВ}}, \quad (4.20)$$

де  $W_P$  – активна електроенергія, що пропущена через головну ділянку, МВт·год;

$W_Q$  – реактивна електроенергія, яка пропущена через головну ділянку,

МВАр·год;

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

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

$U_{EKB}$  – еквівалентна напруга для розрахунку навантажувальних втрат, кВ;

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

– метод числа годин найбільших втрат в мегават-годинах за формулою:

$$\Delta W_H = 3 \cdot I_{МАКС}^2 \cdot R_{EKB} \cdot \tau \cdot K_K, \quad (4.21)$$

де  $I_{МАКС}$  – максимальне навантаження головної ділянки, кА;

$K_K$  – коефіцієнт коригування, рівний 1,37, коли використовується значення струму, отриманого безпосереднім вимірюванням, і рівний 1 - в інших випадках;

$\tau$  – число годин.

Еквівалентна напруга визначається за формулою:

$$U_{EKB} = \sqrt{K \cdot U_1^2 + (1 - K) \cdot U_2^2}, \quad (4.22)$$

де  $K$  – коефіцієнт, що дорівнює 0,9 для мереж 6 -20 кВ і 0,8 - для мереж 35-150 кВ;

$U_1$  і  $U_2$  – напруги на шинах центру живлення лінії 6-20 кВ в режимах максимальних і мінімальних навантажень, відповідно.

Еквівалентний опір лінії знаходять за формулою:

$$R_{EKB} = \sum_{i=1}^k \frac{h_i^2 \cdot R_i}{h_r^2}, \quad (4.23)$$

де  $h_i$  і  $h_r$  – величини, пропорційні (фактично чи за припущенням) навантаженню  $i$ -го елемента мережі опором  $R_i$  та головній ділянці, відповідно.

Сума  $h_i$  для навантажувальних вузлів повинна дорівнювати  $h_r$ .

Існують наступні варіанти задання величини  $h_i$ :

- 1 Пропуском електроенергії через  $i$ -ту ділянку.
- 2 Великою струму, чи потужності, переданих по  $i$ -й ділянці у режимі найбільших навантажень.
- 3 Значенням сумарної встановленої потужності РТ, що отримує живлення на  $i$ -й ділянці.

Але, потрібно звернути увагу, що варіанти використання величини  $h_i$  перераховані в порядку зниження точності розрахунку.

При відсутності даних про коефіцієнт форми графіка замість (4.20) користуються формулою:

$$\Delta W_H = 1,3 \cdot \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_{EKB}^2 \cdot T} \cdot R_{EKB}, \quad (4.24)$$

при відсутності даних про пропуск реактивної енергії - формулою:

$$\Delta W_H = 1,25 \cdot \frac{W_P^2 \cdot K_\phi^2}{U_{EKB}^2 \cdot T} \cdot R_{EKB}, \quad (4.25)$$

при відсутності даних про  $K_\phi$  і про  $W_Q$  – формулою:

$$\Delta W_H = 1,63 \cdot \frac{W_P^2}{U_{EKB}^2 \cdot T} \cdot R_{EKB}, \quad (4.26)$$

В методичних вказівках [14] досить докладно описаний один з варіантів даного методу розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах 6-10-35 кВ, в якому наведені дещо інші значення  $K_\phi$ ,  $tg\phi$  (у формулі 4.20). При використанні реальних  $K_\phi$  та  $tg\phi$  основні розрахункові формули (4.20, 4.23) у всіх варіантах розрахунку втрат електроенергії цим методом однакові [14].

## Висновки

При виконанні випускної роботи бакалавра у розділі «Розрахунок електричної мережі» визначено потоки потужностей в мережі при нормальному режимі роботи. Знайдено також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуто величини напруг в точках мережі з урахуванням поздовжніх та поперечних складових.

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

У розділі «Розрахунок релейного захисту» розраховано релейний захист трансформатора.

У розділі «Аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах» розглянуті питання з вибору методів розрахунку втрат електроенергії в електромережах.



## Література

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Леbedка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харків, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 <http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с.  
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бє-

кетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

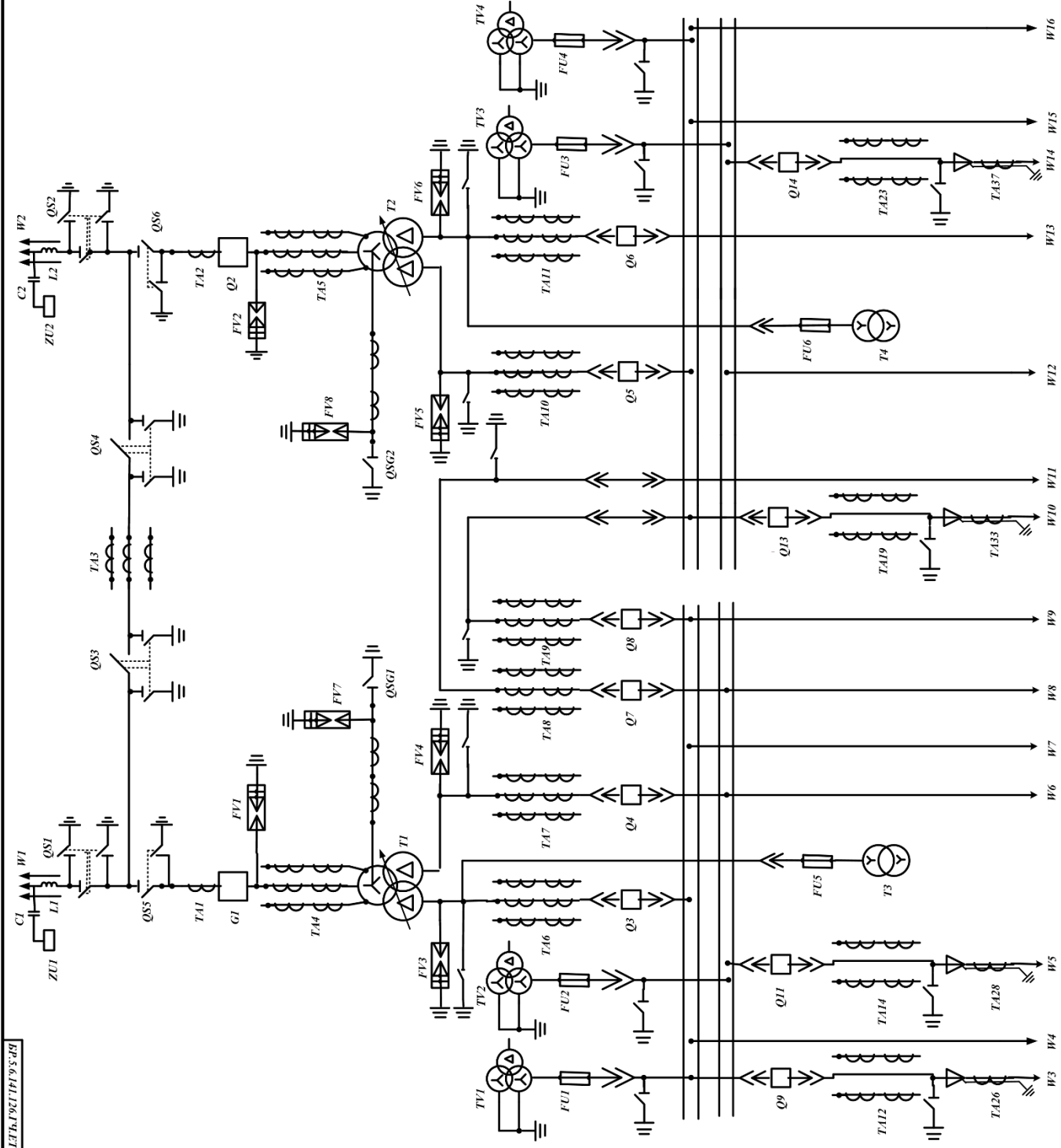
[http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015\\_%D0%BF%D0%B5%D1%87\\_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf](http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf)

- 9 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.
- 10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.
- 11 Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.
- 12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.
- 13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с  
<http://eir.pstu.edu/handle/123456789/24688>
- 14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).
- 15 ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, ІДТ).
- 16 ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та

енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.

- 17 ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (Трансформатори силові. Загальні технічні умови).
- 18 ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 - 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії (із змінами, внесеними наказом МПЕ України від 03.02.2009 № 52).





№№	Позиция	Наименование	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовый ТРДН-4000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМН	2
3	L1, L2	Высокоомощный индуктивный	2
4	Q1-Q8	Роз'єднувач зовнішньої установки РДЗ-110/1000 ПУХЛП	6
5	Q1, Q2	Выключатель ВВЭМТБЭСФ	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТВД-110-1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму ТОФ-110(ХХЛП)	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентильный РВС-110МУ1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентильный РВН-10МУ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентильный РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Защитное устройство ЗОН-110М	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТНЕС-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор вольных потреб	2
14	Q3-Q6	Выключатель МТГ-10-4000-45У3	4
15	Q7, Q8	Выключатель МТГ-10-4000-45У3	2
16	FU1-FU6	Защитное устройство ПКН1001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги ПТМН-10-06	4
18	Q9-Q22	Выключатель ВММ-10-400/630-10	14
19	TA12- TA25	Трансформатор струму ТНЕС-10-0,5/10Р	28
20	TA26- 37	Трансформатор струму ТНЕС-10-У3	14
21	ZU1, ZU2	Фильтр присоединения ОФН	2

Итого		БР.5.6.141.126.У.ЕТ	
№№	Кол	№№	Кол
Всего		Всего	
Техническое задание		Техническое задание	
Проект		Проект	
Исполнение		Исполнение	
Сметная часть		Сметная часть	
Эксплуатационная часть		Эксплуатационная часть	
Итого		Итого	

Выполнение параметров работы работником вshall сбалансировать при согласовании

Розрахунок електричної частини підстанції

Сума У.р.Е.Ета910