

Міністерство освіти і науки України  
Сумський державний університет  
Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання  
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ Лебединський І.Л.

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2022 р.

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

**Тема: “ Аналіз втрат в електричних мережах з метою розгляду заходів щодо їх зменшення та розрахунків режимів роботи”**

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

Виконав студент гр. ЕТдн-84п

Миханчук І. І.

Керівник, доцент, к.т.н

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2022 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу бакалавра**  
Миханчука Ігоря Ігоровича

- 1 Тема роботи “ **Аналіз втрат в електричних мережах з метою розгляду заходів щодо їх зменшення та розрахунок режимів роботи**”  
затверджено наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_
- 2 Термін здачі студентом завершеної роботи
- 3 Вихідні дані до роботи: задана схема електричної мережі, споживачі мережі, їх потужність і категорія
- 4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити).
  - розрахунок електричної мережі;
  - розрахунок електричної частини підстанції;
  - розрахунок релейного захисту;
  - визначення втрат електроенергії в електричній мережі.
- 5 Список графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
  - схема мережі;
  - електрична схема підстанції.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	22.05.-24.05.2022	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	25.05.-29.05.2022	
3	Розрахунок релейного захисту	30.05.-02.06.2022	
4	Аналіз втрат в замкнених електричних мережах з метою розгляду заходів щодо їх зменшення	03.06.-07.2022	
5	Оформлення роботи	08.06.-12.06.2022	

Студент гр ЕТдн –84п \_\_\_\_\_

Миханчук І. І.

Керівник роботи \_\_\_\_\_

Лебединський І.Л.

## РЕФЕРАТ

с. 63, рис. 9 , табл. 23, кресл. 2.

Бібліографічний опис: **“Аналіз втрат в електричних мережах з метою розгляду заходів щодо їх зменшення та розрахунок режимів роботи”** [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання” / Миханчук І. І.; керівник Лебединський І.Л.– Суми: СумДУ, 2022. - 63 с.

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

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, потокораспределение, выключатель, разъединитель, трансформатор тока, трансформатор напряжения, трехфазное короткое замыкание, дифференциальная токовая защита трансформатора, потери мощности в сети.

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

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

## Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією

ЗРП – закритий розподільний пристрій

ТКЗ – струм короткого замикання

ХХ – холостий хід

## Зміст

	Вступ.....	8
1	Розрахунок режимів роботи ліній і трансформаторів підстанцій .....	10
1.1	Вибір напруг ліній .....	10
1.2	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій .....	12
1.3	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів .....	15
1.4	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах .....	17
1.5	Визначення напруг у вузлах навантаження .....	18
2	Розрахунок електричної частини підстанції .....	21
2.1	Вихідні дані.....	21
2.2	Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції.....	21
2.3	Вибір трансформаторів власних потреб.....	22
2.4	Розрахунок струмів короткого замикання .....	24
2.5	Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини .....	27
2.6	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги .....	31
2.7	Вибір ошиновки розподільних пристроїв .....	36
2.8	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина	38
2.9	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина	39
2.10	Заземлювальні пристрої підстанції .....	40
3	Розрахунок релейного захисту .....	41
3.1	Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21.....	41
3.2	Технічні дані трансформатора, що захищається .....	42
3.3	Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21.....	43

					<b>БР.5.6.141.409.ПЗ.ЕТ</b>			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	<b>“ Аналіз втрат в електричних мережах з метою розгляду заходів щодо їх зменшення та розрахунок режимів роботи”</b>	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Миханчук					Н	6	63
Перев.	Лебединський							
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.	Лебединський				<b>СумДУ ЕТДН-84п</b>			

3.4	Захист від надструмів при зовнішніх КЗ .....	50
4	Аналіз втрат в районних електричних мережах та заходи щодо їх зменшення .....	52
4.1	Загальні положення .....	52
4.2	Цели и задачи анализа технологічних витрат електроенергії.....	53
4.3	Структура втрат електроенергії .....	54
4.4	Заходи щодо зниження ТВЕ в СРГЕС .....	56
	Висновки .....	58
	Література.....	59
	Додаток А.....	62
	Додаток Б.....	63

## Вступ

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

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

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

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

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

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



- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора;
- проведений аналіз втрат в районних електричних мережах і заходів щодо їх зменшення.

					БР.5.6.141.409.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

# 1 Розрахунок режимів роботи ліній і трансформаторів підстанцій

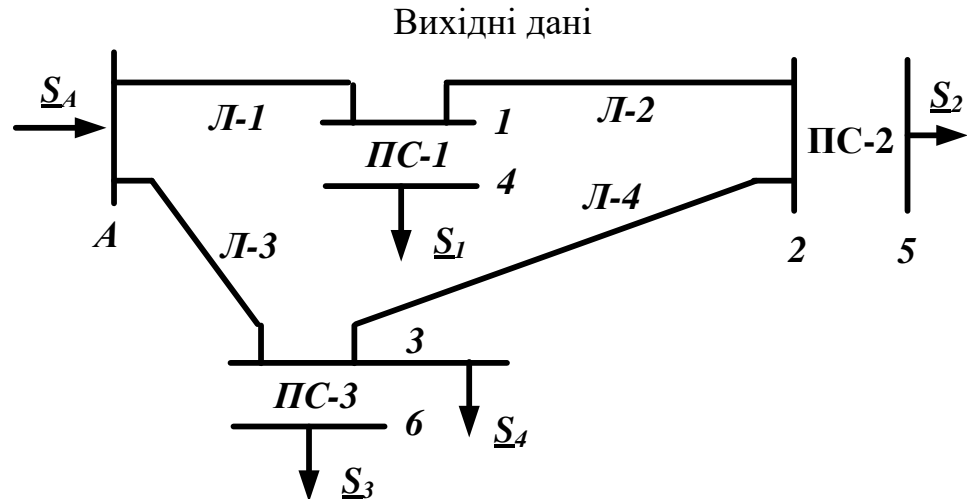


Рисунок 1.1 – Однолінійна електрична схема заданої електричної мережі

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	$\underline{S}_1$	$S_2$	$S_3$	$S_4$
10	40	30	20	$\frac{25+j15}{I}$	$\frac{38+j25}{II}$	$\frac{27+j16}{II}$	$\frac{10+j6}{II}$

## 1.1 Вибір напруг ліній

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

Визначимо розрахункові навантаження вузлів електричної мережі [1]:

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_1 = 25 + j15 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_2 = 38 + j25 \text{ МВА}$$

					БР.5.6.141.409.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Миханчук				“Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					Н	10	63
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-84п		
Н. контр.								
Затв.	Лебединський							

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 37 + j22 \text{ MVA};$$

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

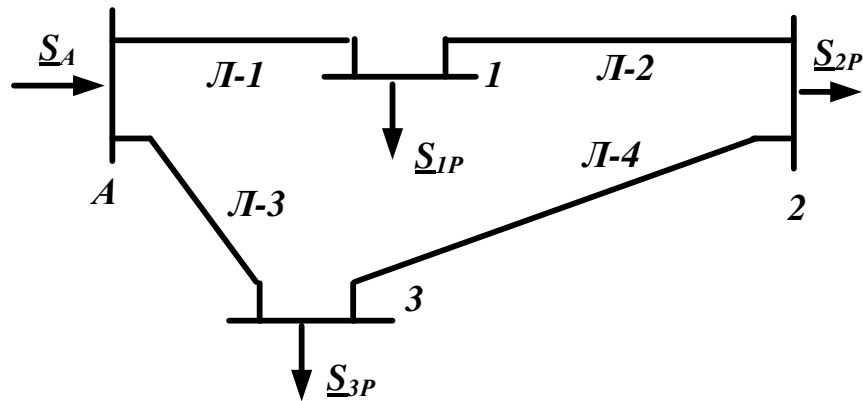


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

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

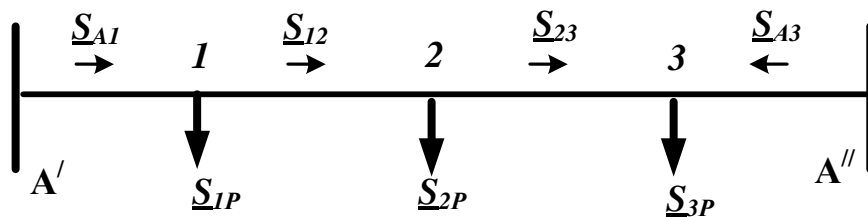


Рисунок 1.3 – Розімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{12} + l_{32} + l_{A3}) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{A3}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A3}}{l_{A1} + l_{32} + l_{12} + l_{A3}} = 52,6 + j32,6 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 27,6 + j17,6 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = -10,4 - j7,4 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{12} + l_{32} + l_{A1}) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{21} + l_{A1}) + \underline{S}_{1P} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{32} + l_{12} + l_{A3}} = 47,4 + j29,4 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

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

$$100 + j62 = 100 + j62$$

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	Л-4
Довжина ділянки, км	10	40	30	20
Напруга ділянки, кВ	<b>101,26</b>	<b>98,49</b>	<b>120,03</b>	<b>61,38</b>

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	Л-4
Струм, кА	0,325	0,172	0,293	0,067

Вибираємо марки проводів [3]:

Таблиця 1.4 – Марка проводів

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

## 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:

$$S_{T1} = \frac{S_L}{1,4} = \frac{\sqrt{25^2 + 15^2}}{1,4} = 20,82 \text{ МВА}$$

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

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_1}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{25^2 + 15^2}}{2 \cdot 25} = 0,58$$

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

Таблиця 1.5 – Технічні дані трансформатора ТРДН--25000/110 [5]

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	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	<b>10,5</b>	<b>120</b>	<b>27</b>	<b>0,7</b>	<b>2,54</b>	<b>55,9</b>	<b>175</b>

### Підстанція ПС–2

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

Потужність одного трансформатора ПС-2 визначається наступною формулою:

$$S_{T2} = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{38^2 + 25^2}}{1,4} = 32,49 \text{ МВА}$$

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

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_{T2}} = \frac{\sqrt{38^2 + 25^2}}{2 \cdot 40} = 0,57$$

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

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

Каталожные данные					Расчетные данные			
U <sub>НОМ</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , МВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , МВАр
ВН	НН							
115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

### Підстанція ПС-3

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

Потужність одного трансформатора ПС-1 визначається наступною формулою:

$$S_{T3} = \frac{S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{27^2 + 16^2}}{1,4} = 22,42 \text{ МВА}$$

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

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_3}{2 \cdot S_{T3}} = \frac{\sqrt{27^2 + 16^2}}{2 \cdot 25} = 0,63$$

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

Таблиця 1.7 – Технічні дані трансформатора ТРДН--25000/110 [5]

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	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

### Розрахунок параметрів ліній

Знайдемо параметри ліній електричної мережі

Значення активних та реактивних опорів ліній, а також величина зарядної потужності наведені в таблиці 1.8

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

Таблиця 1.8 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

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

### 1.3 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

#### Підстанція ПС-1

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

Зображуємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів.

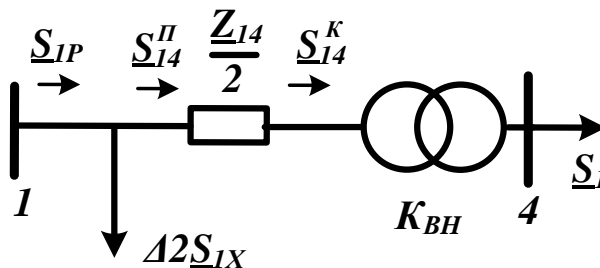


Рисунок 1.4 – Схема заміщення підстанції ПС-1

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

$$\underline{S}_{14}^K = \underline{S}_1 = 25 + j15 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{14}^{II}$ :

$$\underline{S}_{14}^{II} = \underline{S}_{14}^K + \frac{(P_{14}^K)^2 + (Q_{14}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{14}}{2} = 25,1 + j17 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{14}^{II} + 2\Delta S_{1X} = 25,14 + j17,31 \text{ МВА}$$

### Підстанція ПС-2

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

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

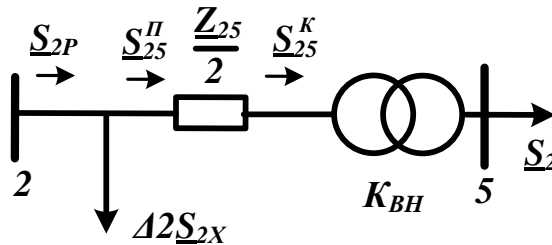


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-2

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

$$\underline{S}_{25}^K = \underline{S}_2 = 38 + j25 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{25}^{II} = \underline{S}_{25}^K + \frac{(P_{25}^K)^2 + (Q_{25}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{25}}{2} = 38,12 + j27,97 \text{ МВА}$$

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

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

### Підстанція ПС-3

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

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

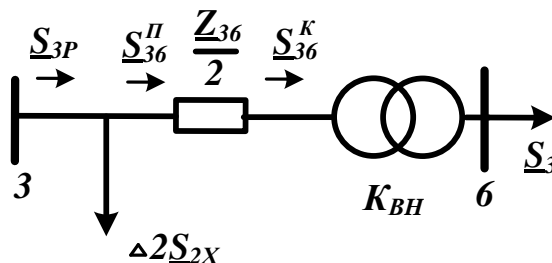


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-3



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

$$\underline{S}_{36}^K = \underline{S}_3 = 27 + j16 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{36}^{\text{II}}$ :

$$\underline{S}_{36}^{\text{II}} = \underline{S}_{36}^K + \frac{(P_{36}^K)^2 + (Q_{36}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{36}}{2} = 27,12 + j18,28 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{36}^{\text{II}} + 2\Delta S_{3X} + \underline{S}_4 = 37,16 + j25,68 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{12} + l_{32} + l_{A3}) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{A3}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A3}}{l_{A1} + l_{32} + l_{12} + l_{A3}} = 52,87 + j37,53 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 27,73 + j20,21 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = -10,46 - j8,27 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{12} + l_{32} + l_{A1}) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{21} + l_{A1}) + \underline{S}_{1P} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{32} + l_{12} + l_{A3}} = 47,62 + j33,95 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності [7]:

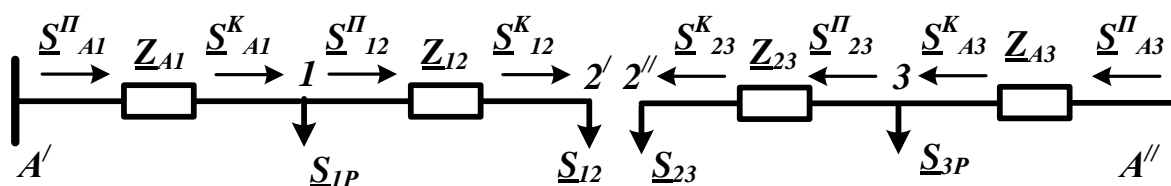
$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A3} = \underline{S}_{1P} + \underline{S}_{2P} + \underline{S}_{3P}$$

$$100,5 + j71,5 = 100,5 + j71,5$$

Баланс потужності зійшовся.

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

Складаємо розрахункову розімкнену схему заміщення мережі



## Рисунок 1.7 – Разімкнута мережа

Визначимо поточкорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку

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

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12} = 27,73 + j20,21$$

$$\underline{S}_{12}^{\Pi} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(\underline{P}_{12}^K)^2 + (\underline{Q}_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 28,68 + j21,88 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{12}^{\Pi} + \underline{S}_{1P} = 53,82 + j39,2 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A1}^{\Pi} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(\underline{P}_{A1}^K)^2 + (\underline{Q}_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A1} = 54,72 + j40,75 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} = 10,46 + j8,27 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23}^{\Pi} = \underline{S}_{23}^K + \frac{(\underline{P}_{23}^K)^2 + (\underline{Q}_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 10,53 + j8,4 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3}^K = \underline{S}_{23}^{\Pi} + \underline{S}_{3P} = 47,7 + j34,07 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3}^{\Pi} = \underline{S}_{A3}^K + \frac{(\underline{P}_{A3}^K)^2 + (\underline{Q}_{A3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A3} = 49,77 + j37,71 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A3}^{\Pi} + \underline{S}_{A1}^{\Pi} = 83,4 + j62,63 \text{ МВА}$$

### 1.5 Визначення напруг у вузлах навантаження

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

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1}^{\Pi} R_{A1} + Q_{A1}^{\Pi} X_{A1}}{U_A} = 118,5 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 2/:

$$U_2' = U_1 - \frac{P_{12}^{\Pi} R_{12} + Q_{12}^{\Pi} X_{12}}{U_1} = 112,9 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3:

$$U_3 = U_A - \frac{P_{A3}'' R_{A3} + Q_{A3}'' X_{A3}}{U_A} = 114 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 2'':

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

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

ПС-1

$$U_4^B = U_1 - \frac{P_{14}'' \frac{R_{14}}{2} + Q_{14}'' \frac{X_{14}}{2}}{U_1} = 114,2 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_5^B = U_2 - \frac{P_{25}'' \frac{R_{25}}{2} + Q_{25}'' \frac{X_{25}}{2}}{U_2} = 109,7 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_6^B = U_3 - \frac{P_{36}'' R_{36} \cdot 0,5 + Q_{36}'' X_{36} \cdot 0,5}{U_3} = 109,2 \text{ кВ}$$

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

ПС-1

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,97 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,02 \text{ кВ}$$

ПС-3

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,43 \text{ кВ}$$

					БР.5.6.141.409.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

## 2. Розрахунок електричної частини підстанції

### 2.1 Вихідні дані

Тип трансформатора	ТРДН-40000/110
Потужність трансформатора	S=40 МВА
Напруга	U=110 кВ
Опір трансформатора	X=34,7 Ом
Опір лінії 1-2	X <sub>12</sub> = 17,081 Ом
Опір лінії 3-2	X <sub>23</sub> = 8,54 Ом
Потужність системи	S <sub>C</sub> =800 МВА

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

Головна схема електричних з'єднань повинна відповідати таким вимогам [8]:

- забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах;
- враховувати перспективи розвитку;
- допускати можливість розширення;
- забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань.

При цьому слід застосовувати найпростіші схеми. Для тупикової схеми рекомендується застосовувати схему «два блоки з вимикачем в колах трансформатора з неавтоматичною перемичкою».

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

					БР.5.6.141. 409. ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Миханчук			<b>Розрахунок електричної частини підстанції</b>	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	21	63
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-84п		
Н. контр.								
Затв		Лебединський						

## 2.3 Вибір трансформаторів власних потреб

Вибрати число і потужність трансформаторів власних потреб. Вибрати вимірювальні трансформатори струму і напруги [8, 9].

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

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнта попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведено в таблиці.

Таблиця 2.1 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ з/п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць, кВт	Коеф. попиту	cos φ	Споживана потужність, кВт
1	Охолодження трансформаторів	2	3	0,82	0,82	5,72
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,6
3	Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,6
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	0,65	0,95	3,42
5	Освітлення РП	1	2	0,65	0,93	1,35
Сумарне навантаження власних потреб, кВА						17,7

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

$$S_{ТВП} \geq S_{ВП},$$

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

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

Оскільки  $S_{СН} = 17,7$  кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб рівною 25 кВА. Ремонтне навантаження підстанції беремо рівним 20 кВА. При підключенні такого навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20 %. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень:

$$S_{ТВП} = \frac{S_{ТНР} + S_{ВП}}{1,2} = \frac{20 + 17,7}{1,2} = 31,422 \text{ кВА.}$$

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

									Арк.
									23
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141. 409. ПЗ ЕТ				

## 2.4 Розрахунок струмів короткого замикання

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

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [8,9,10]. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення складає  $S_C=800$  МВА.

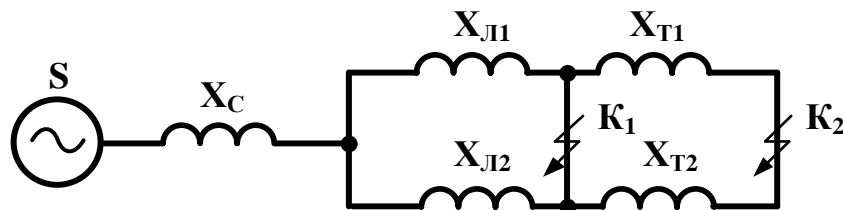


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює:

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{110^2}{900} = 15,13 \text{ Ом}$$

Періодична складова СКЗ в точці  $K_1$ :

$$I_{K(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{L2})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (15,13 + 17,08)} = 1,97 \text{ кА.}$$

$$I_{K(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{T2})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (15,13 + 8,54)} = 2,69 \text{ кА.}$$

$$I_{K1} = I_{K(1)} + I_{K(2)} = 1,97 + 2,69 = 4,66 \text{ кА.}$$

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

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{L2} + X_T)} = 1,28 \text{ кА}$$



$$I_{K2(2)}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{32} + X_T)} = 1,55 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^B = I_{K2(1)}^B + I_{K2(2)}^B = 2,83 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці  $K_2$ :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{U_{B.HOM}}{U_{H.HOM}} = 31,03 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці  $K_1$ :  $i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 10,58 \text{ кА}$ ,

- в точці  $K_2$ :  $i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 70,45 \text{ кА}$ .

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

для точки  $K_1$ :  $I_{нт1} = I_{K1} = 4,66 \text{ кА}$ ;

для точки  $K_2$ :  $I_{нт2} = I_{K2} = 31,03 \text{ кА}$ .

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

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

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

$K_2$  –  $T_a = 0,05$  с);

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

Для точки  $K_1$ :

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = 0,59 \text{ кА}.$$

Для точки  $K_2$ :

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K2} = 5,91 \text{ кА}.$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка  $K_1$ ):

$$B_K = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 5,91 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

для сторони НН (точка  $K_2$ ):

$$B_R = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 144,45 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Результати розрахунку зведені в табл. 2.2

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу кА	Ударний СКЗ $i_y$ , кА	СКЗ в момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіодич. складова СКЗ, $i_a$ кА	Інтеграл Джоуля $B_K$ , кА <sup>2</sup> с
Шини 110 кВ $K_1$	<b>4,66</b>	<b>10,58</b>	<b>4,66</b>	<b>0,59</b>	<b>1,847</b>
Шини 10 кВ $K_2$	<b>31,03</b>	<b>70,45</b>	<b>31,03</b>	<b>5,91</b>	<b>144,45</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 [8, 9, 10]. При цьому для апаратів виконується:

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

Вибору підлягають:

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

Для вибору апаратів і струмопровідних частин необхідно визначити струми нормального і післяаварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора.

Максимальний струм на зовнішній стороні:

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

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

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

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{с.в} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{1,73 \cdot 10} = 1618 \text{ А} .$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Подальший вибір вимикачів і роз'єднувачів наведено в таблицях.

Таблиця 2.3 - Вибір вимикача на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1200 А
$I_{по} \leq I_{прСКЗ}$	4,66 кА	63 кА
$I_{yo} \leq I_{СКЗ}$	10,58 кА	102 кА
$I_{п\tau} \leq I_{вкл.Ном}$	4,66 кА	63 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,59 кА	32 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,85 кА <sup>2</sup> с	31,5 кА <sup>2</sup> с

Обраний вимикач повинен повністю задовольняти умовам вибору.

На стороні низької напруги рекомендується обирати вакуумні вимикачі.

$t$  – розрахунковий час розмикання контактів після початку КЗ.

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

ПВБ - повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами. Вимикачі мають двохрозривні дугогасильні пристрої одностороннього дуття. Камери (резервуари) постійно заповнені стисненим повітрям і знаходяться під високим потенціалом. Напруга підводиться до камер через епоксидні вводи, захищені зовні порцеляновими покришками.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3150 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	31,03 кА	80 кА
$I_{у02} \leq I_{СКВ}$	70,45 кА	74,6 кА
$I_{пт} \leq I_{викл.ном}$	31,03 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	5,91 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	144,45 кА <sup>2</sup> с	181 кА <sup>2</sup> с

Вибираємо МГГ-10-4000-45УЗ [20]

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

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

$$I_T^2 \cdot t_y = 45^2 \cdot 0,04 = 181 \text{ кА}^2\text{с}.$$

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

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3150 А
$I_{по} \leq I_{пр.СКВ}$	31,03 кА	80 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	70,45 кА	74,6 кА
$I_{пт} \leq I_{викл.ном}$	31,03 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	5,91 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	144,45 кА <sup>2</sup> с	181 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.

Таблиця 2.6 - Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	10,58 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,85 кА	2927 кА <sup>2</sup> с

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

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

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

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

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

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

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

## 2.6 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

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

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

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

										Арк.
										31
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141. 409. ПЗ ЕТ					

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.7 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

№ з/п	Прилад	Клас	Споживана потужність, Вт
1	Ватметр	Д-305	2
2	Варметр	Д-305	2
3	Ватметр реєструючий	Н-348	10
4	Варметр реєструючий	Н-348	10
5	Лічильник ватгодин	І-675	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	І-673	3
7	Вольтметр	Э-378	2
8	Частотомір	Э-371	3

Коефіцієнт потужності перерахованих приладів дорівнює 1. Відстань від трансформаторів, встановлених в РП, до щита управління приймаємо 50 мм.

Вторинні проводи проектуємо алюмінієвими.

Для установки вибираємо трифазні трансформатори НТМИ-10-66.

Таблиця 2.8 - Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження		
			по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-350	1,5	0,5	—	0,5
Варметр	Д-345	1,5	0,5	—	0,5
Лічильник активної енергії	СА-3	1	2,5	—	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	—	2,5
Сумарне навантаження струму в колі тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секційн. вимикача на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі лінії, що відходить			0,5	0,5	0,5



Таблиця 2.9 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні вищої напруги.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1000 А
$i_{y\delta} \leq I_{пр.СКВ}$	10,58 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,85 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) [20]

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

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

Тоді опір вимірювальних проводів може бути:

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

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

$Z_{прил}$  – опір приладів, Ом;

$Z_K$  – опір контактів, Ом.

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

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

Перетин жил при довжині кабелю  $l = 160$  м

$$Z_{пр} = \rho \cdot \frac{l}{F},$$

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

$F$  – переріз жил,  $мм^2$ ,

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

Загальний опір кола струму:

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

що менше ніж 4 Ом, допустимих при роботі трансформатора в класі точності 1.

Трансформатор струму ТОГФ–110(УХЛ1) відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.10 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні нижчої напруги.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	8000 А
$i_{y\delta} \leq I_{np.СКВ}$	31,03 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	144,45 $кА^2с$	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
$i_{y\delta} \leq I_{np.СКВ}$	70,45 кА	74,6 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	144,45 $кА^2с$	625 $кА^2С$
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	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	Номінальна напруга обмотки			Номінальна потужність, В · А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	первинної, кВ	основної вторинної, В	додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
ТВ–10–IV	$\frac{6}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100:3 или 100	30	50	75	200	400
	$\frac{10}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{15}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{20}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{24}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
ТОГФ–110	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	100:3	—	400	600	1200	2000

## 2.7 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

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

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{19,59}}{91 \cdot 10^{-3}} = 133,5416 \text{ мм}^2$$

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.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата





## 2.9 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина

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

РП 6 і 10 кВ закритого типу (в будинках, в тому числі з ПТБ або полегшених конструкцій типу панелі «сендвіч» і ін. можуть застосовуватися:

а) в районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери, або наявність снігових заметів, або пилових заносів) неможливе застосування КРПН;

б) при кількості шаф більше 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

В ЗРП 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення. Для їх ремонту і зберігання викочуваного візка в ЗРП слід передбачати спеціальне місце.

									Арк.
									39
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141. 409. ПЗ ЕТ				

## 2.10 Заземлювальні пристрої підстанції

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

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

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

					БР.5.6.141. 409. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40



### 3 Розрахунок релейного захисту

#### 3.1 Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21

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

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

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

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

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

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

					БР.5.6.141.409.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Миханчук			“Розрахунок релейного захисту”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	41	63
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-84п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

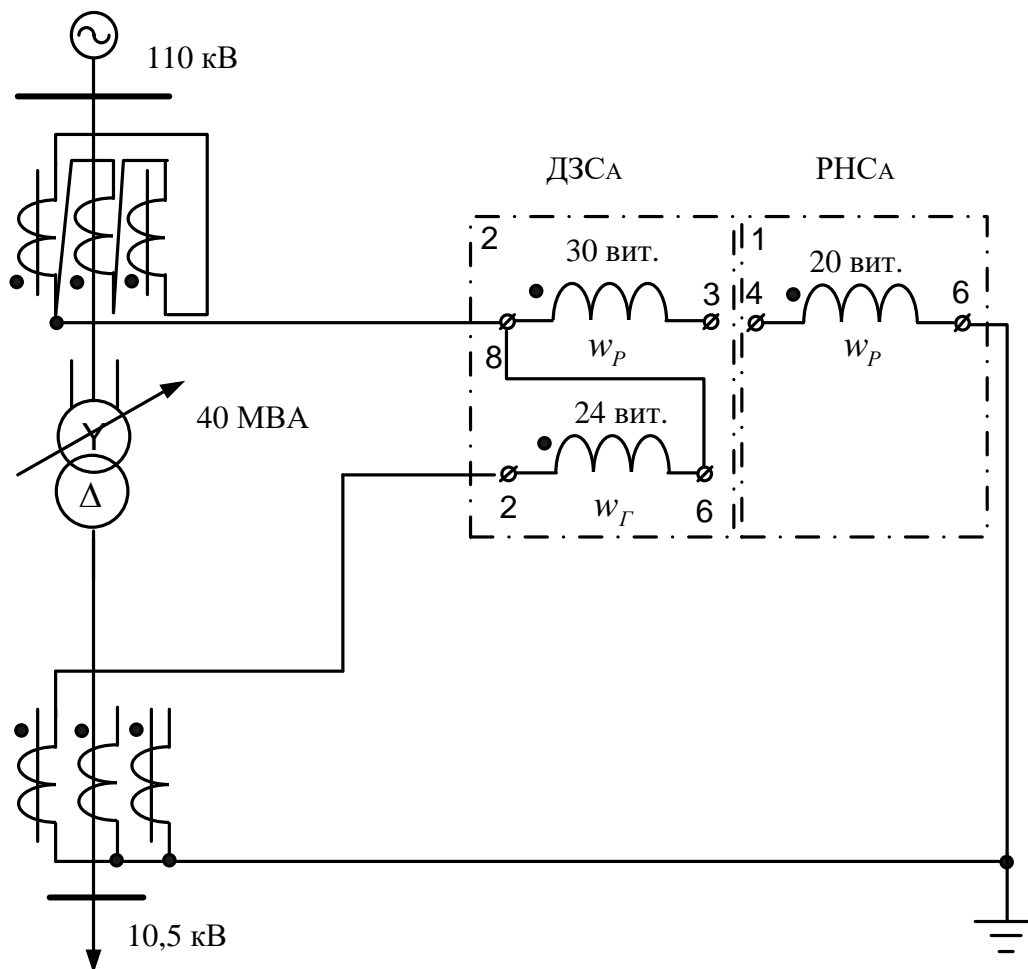


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

### 3.2 Технічні дані трансформатора, що захищається

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

Структура умовного позначення:

ТРДН-40000/110

Т – трансформатор;

Р – розщеплена обмотка;

Д – двообмотковий;

Н – з регулюванням напруги під навантаженням;

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

БР.5.6.141.409.ПЗ.ЕТ

Арк.

42

40000 – номінальна потужність, кВ·А;

110 – клас напруги обмотки ВН, кВ;

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

Технічні характеристики трансформатора:

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

$$\Delta P_K = 172 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_X = 36 \text{ кВт},$$

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

$$U_B = 115 \text{ кВ},$$

$$U_H = 10,5 \text{ кВ},$$

$$\text{РПН} \pm 9 \times 1,78 \%,$$

$$K_3 = 0,57$$

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

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

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

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

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

$$X_{ВН} = 0,125 \cdot X_T = 0,125 \cdot 17,35 = 2,169 \text{ Ом};$$

$$X_{НН} = 1,75 \cdot X_T = 1,75 \cdot 17,35 = 30,363 \text{ Ом}$$

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

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

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

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.409.ПЗ.ЕТ

Арк.

43

Для трансформаторів 110 кВ можна прийняти:

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

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

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

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

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

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

Опір енергосистеми  $X_c = 15,125 \text{ Ом}$ .

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

$$I_{K.МАКС.ВН} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{ВН.МІН} + X_{НН.МІН})} = 1,67 \text{ кА}$$

$$I_{K.МАКС.НН} = I_{K.МАКС.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 19,248 \text{ кА}$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

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

$$I_{K.МІН.ВН} = \frac{U_{МАКС}}{2 \cdot (X_c + X_{ВН.МАКС} + X_{НН.МАКС})} = 1026,92 \text{ А}$$

$$I_{K.МІН.НН} = I_{K.МІН.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 11,834 \text{ кА}$$

Визначимо первинні номінальні струми:

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

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

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

а) налагодження від кидка намагнічуючого струму:

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

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.409.ПЗ.ЕТ

Арк.

44

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН:

$$I_{к.мах}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_T)} = 1958 \text{ А}$$

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{від} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1958 = 764,18 \text{ А}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 764 А.

Далі розрахунок параметрів зведемо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункові параметри

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

Вторинні струми:

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

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

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

Таблиця 3.2 – Розрахунок трансформаторів струму

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

Продовження таблиці 3.2

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

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

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

де  $k_{струм.п} = 1$  – коефіцієнт струморозподілу, для сторін II (10 кВ) в розглянутому режимі.

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

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

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

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

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

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

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

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 222 \text{ A}$$

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

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

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

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{\text{гальм}} = \frac{k_3 I_{*нб.розр} \frac{I_{\text{в.ном.осн}} - I_{*ср.мін}}{I_{\text{відв.ном.осн}}}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.n} \frac{I_{\text{відв.гал.розр.n}} - I_{*гальм.поч}}{I_{\text{відв.гальм.ном.n}}}} = 7,03$$

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

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



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

$$I_{c.відс.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 1430 \text{ А},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left( k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = 954 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*c.відс.розр} = \frac{I_{c.відс.розр} \cdot k_{cx}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = 5,732$$

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

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

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

$$k_c^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{cx.n}^{(m)}}{I_{c.з} \cdot K_{cx.n}^{(3)}} = 1,576$$

Коефіцієнт чутливості більший двох, що задовольняє умові установки захисту.



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

					БР.5.6.141.409.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

## 4 Аналіз втрат в електричних мережах з метою розгляду заходів щодо їх зменшення

### 4.1 Загальні положення

Інтегральний показник ефективності роботи енергопостачальних компаній - втрати електроенергії в розподільних мережах / РЕМ /. Величина втрат енергії характеризує [18]:

- 1) корисне використання відпущеної електроенергії з оптового ринку;
- 2) відхилення від оптимальної схеми електричної мережі та режиму її роботи по напрузі, коефіцієнтах трансформації та реактивній потужності;
- 3) завантаження мережі, компенсацію реактивної енергії, рівень автоматизації ведення режиму і таке інше.

Втрати електроенергії мають вплив на [18]:

- 1) економічні показники роботи обленерго, так як до розрахункової вартості додається вартість втрат / приведені витрати /, а також собівартість передачі електроенергії;
- 2) ліміт електроенергії, що відпускається оптовим ринком;
- 3) величину роздрібних тарифів на енергію.

Важливий фактор енергозбереження - зниження втрат електроенергії в мережах, бо в кінцевому рахунку впливає на економію палива в енергосистемі.

Для розрахунку втрат електроенергії у розподільних мережах енергопостачальних компаній існує методика [18]. Це - нормативний документ держінспекції з енергозбереження, розроблений для:

- 1) експертизи втрат енергії в розподільних мережах;
- 2) аналізу результатів і виявлення елементів мереж з підвищеними втратами;
- 3) визначення розмірів неоплаченої, неврахованої та викраденої електроенергії;

					<b>БР.5.6.141.409.ПЗ.ЕТ</b>			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Миханчук				“ Аналіз втрат в електричних мережах з метою розгляду заходів щодо їх зменшення”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					Н	52	63
Нач.бюро						<b>СумДУ ЕТдн-84п</b>		
Н. контр.								
Затв.	Лебединський							

4) надання рекомендацій щодо зниження втрат енергії в мережах.

Розрахунок втрат електроенергії проводиться за методкою, що включає розрахунки [18]:

- 1) технологічних витрат електроенергії (ТВЕ) на передачу її і розподіл в мережах обленерго;
- 2) неоплаченої, неврахованої, викраденої електроенергії;
- 3) розрахунок інших втрат електроенергії, а також алгоритм вибору заходів щодо зниження втрат.

Результати розрахунків використовуються для:

- 1) складання балансів енергії;
- 2) формування роздрібних тарифів на електроенергію;
- 3) формування фонду матеріального заохочення працівників обленерго та РЕМ;
- 4) розподілу втрат енергії в загальних елементах мережі ( лініях, трансформаторах) між споживачами різної балансової належності.

Методика розроблена Інститутом проблем моделювання в енергетиці НАН України спільно з державною інспекцією з енергозбереження [18].

## 4.2 Цілі та завдання аналізу технологічних витрат електроенергії

Аналіз втрат проводиться шляхом кількісної оцінки кожної зі складових, порівнянням їх з затвердженим нормативом, або величиною за той же період попереднього року, де нормативів немає. Необхідно враховувати, що в умовах нестабільної економіки в нашій країні особлива увага повинна приділятися двом складовим (комерційній та розкраданні), які становлять більшу частину втрат. Тому потрібно намагатися вживати заходи щодо виявлення та зниження їх до нуля.

Технічні складові втрат необхідно контролювати шляхом розрахунків і знижувати шляхом оптимізації складу обладнання.

Щоб виділити комерційну складову і складову розкрадань необхідно зі звітних втрат ( $\Delta W$ ) відняти складову технічну ( $\Delta W_{\text{тре}}$ ), інші втрати ( $\Delta W_{\text{інші}}$ ), що визначаються з достатнім ступенем точності розрахунковим шляхом, і витрати на потреби підстанцій, взяті на основі приладів обліку ( $\Delta W_{\text{вн}}$ ).

Технологічні втрати енергії прийнято поділяти на:

- навантажувальні втрати (змінні);
- втрати холостого ходу (постійні)

**Навантажувальні втрати** — це втрати енергії, які залежить від навантаження елемента. Наприклад, струм навантаження лінії електропередачі, що змінюється в часі, супроводжується навантажувальними, змінними технологічними втратами електроенергії, також - втрати в міді обмоток трансформатора.

**Втрати холостого ходу** вважаються постійними і не залежить від навантаження елемента мережі. Наприклад, втрати на корону ЛЕП, втрати електроенергії в сталі силового трансформатора.

### 4.3 Структура втрат електроенергії

Баланс активної електроенергії в розподільних мережах за період розрахунку (місяць, квартал, рік) має вигляд [18]:

$$W_{ПС} = W_{ПО} + W_{ТРАНЗИТ} + W_{X} + W_{E_{ТРЕ}} + W_{E_{ВН}} + \Delta W_{інші} \pm \Delta W_{КОМ} \quad (4.1)$$

де  $W_{ПС}$  – надходження електроенергії в мережі енергопостачальної компанії;

$W_{ПО}$  – втратний і безвтратний корисний (реалізований, оплачений за рахунками, врахований) відпуск енергії власним споживачам на усіх класах напруги;

$W_{ТРАНЗИТ}$  — передача транзитної енергії по лініях обленерго;

$W_{X}$  — неоплачена, неврахована, викрадена електроенергія;

$\Delta W_{ТРЕ}$  — неминучі технологічні витрати електроенергії на джоулеве тепло, створення електричного і магнітного полів. ТРЕ супроводжує передачу корисного відпуску енергії власним споживачам, а також передачу енергії субабонентам (транзит енергії) у загальних елементах електричної мережі (лініях, трансформаторах).

Окрім того, до складу  $\Delta W_{ТРЕ}$  входить частина електроенергії, яка витрачається у мережах на виробничі і господарські потреби (ГАЕС, перекачуючі насоси в теплових мережах, районні котельні, ремонтні бази та ін.), безпосередньо не пов'язані з передачею енергії;

$\Delta W_{ВН}$  — витрата енергії на власні потреби підстанцій;

$\Delta W_{інші}$  — інші втрати (в синхронних компенсаторах, батареях статичних конденсаторів, шунтуючих реакторах, ТС та ТН);

$\pm \Delta W_{КОМ}$  — комерційні втрати енергії, що обумовлені похибкою приладів обліку, неточністю та неодноразовістю зняття показань з приладів обліку, неодноразовістю оплати за рахунками і т. ін.

Втрати активної електроенергії визначаються як різниця між енергією, що надійшла в мережі, і корисним відпуском енергії власним споживачам ті транзитом енергії і містить такі складові:

$$\Delta W = W_{ПС} - W_{ПО} - W_{ТРАНЗИТ} = \Delta W_{ТРЕ} + \Delta W_{ВН} + W_{X} + \Delta W_{інші} \pm \Delta W_{КОМ} \quad (4.2)$$

чи у відсотках:

$$\Delta W(\%) = \frac{\Delta W}{W_{\text{ис}}} \cdot 100 \quad (4.3)$$

Втрати реактивної енергії в електричних мережах - не звітна величина. Але зауважимо, що реактивна енергія впливає на втрати активної енергії і падіння напруги у лініях, тобто на витрати на виробництво, передачу і розподіл електроенергії. Можуть бути задіяні для елементів мережі (ліній, силових трансформаторів) наступні розрахунки втрат реактивної енергії:

- розрахунок технологічних витрат реактивної енергії;
- облік впливу потоків реактивної енергії на величину активних технологічних витрат енергії.

Реактивна енергія, як інтегрована реактивна потужність за період розрахунку, пов'язана з активним коефіцієнтом потужності:

$$\text{tg} = \frac{W_q}{W}$$

З огляду на вираз (4.2), втрати в електромережі складаються з кількох складових:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{тре}} + \Delta W_{\text{вн}} + W_x + \Delta W_{\text{інші}} \pm \Delta W_{\text{ком}} \quad (4.4)$$

де  $\Delta W_{\text{вн}}$  - витрати на власні потреби підстанцій враховуються в мережах і можуть бути виділені;

$\Delta W_{\text{тре}}$  і  $\Delta W_{\text{інші}}$  - розрахунковим шляхом піддаються точній оцінці і теж можуть бути виділені;

$W_x$  и  $\Delta W_{\text{ком}}$  - можна виділити зі звітних втрат і оцінити шляхом віднімання від звітних втрат виділених складових:

$$(W_x + \Delta W_{\text{ком}}) = \Delta W - (\Delta W_{\text{тре}} + \Delta W_{\text{вн}} + \Delta W_{\text{інші}}) \quad (4.5)$$



#### 4.4 Заходи щодо зниження ТВЕ в СРГЕС

Розділяють технічні та комерційні заходи щодо зниження втрат [18].

##### Технічні заходи

Таблиця 4.1 – Повітряні лінії електропередач

№	Заходи	0,4 кВ	10 кВ
1	Чистка (обрізка гілок)	+	+
2	Перетяжка (заміна) проводу	+	+
3	Ревізія контактних з'єднань	+	+
4	Чистка і заміна ізоляції	+	+
5	Заміна проводів на ізольовані проводи	+	+
6	Замір петлі «фаза – нуль»	+	-
7	Перевірка спрацьовування захисту	+	-
8	Перевірка завантаження фаз трансформатора (А, В, С)	+	-
9	Вирівнювання навантаження по фазах лінії	+	-
10	Вибір оптимального перерізу проводів і кабелів	-	+
11	Перевірка дії автоматичних захистів	+	+
12	Зменшення довжини ліній	-	+
13	Регулювання напруги в кінці лінії	+	-

##### Комерційні заходи

- 1) заміна та ревізія приладів обліку у споживачів;
- 2) перенесення у спеціальні ящики приладів обліку;
- 3) проведення перевірок та позапланових рейдів;
- 4) перевірка та заміна трансформаторів струму і напруги;
- 5) контроль за величиною та структурою споживання;
- 6) аналіз корисного відпуску осередків фідерів;
- 7) ревізія приладів обліку в голові фідера:
  - а) контактних з'єднань,
  - б) осередків лічильників,

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

БР.5.6.141.409.ПЗ.ЕТ

Арк.

56

в) трансформаторів струму.

Заплановані заходи проводяться до того часу, доки величина втрат на фідері не буде зменшена до запланованих чи розрахункових величин. План заходів розробляється і затверджується строком на один рік. Технічними заходами займається персонал РЕМ, заходами комерційними - персонал РОЕ. Така система дає можливість конкретного підходу до питання зниження втрат, тому що кожен із перелічених заходів має цілком конкретний результат.

					БР.5.6.141.409.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

## Висновки

В результаті виконання кваліфікаційної роботи бакалавра проведено розрахунок параметрів електричної мережі, визначені напруги у вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі.

Зроблено розрахунок електричної частини підстанції, вибір комутаційного вимірювального обладнання; в процесі розрахунку визначена сумарна потужність споживань підстанції. На підставі графіка навантаження споживачів протягом доби проведений вибір потужності силового трансформатора. Зважаючи на забезпечення надійності електропостачання в нормальних та післяаварійних режимах, перспективи розвитку та можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт, вибрана головна схема електричних з'єднань підстанції. З огляду на навантаження, зроблений вибір електровимірювальних трансформаторів.

Проведено розрахунок електричних перехідних процесів в електричній мережі. За результатом розрахунку визначені зверхперехідний і ударний струми при симетричному трифазному замиканні.

Виконано основний релейний захист трансформаторів (диференційний струмовий), визначені уставки спрацьовування захисту, а також забезпечена його чутливість.

Проведено аналіз втрат в районних електричних мережах, а також заходів для їх зменшення .

					БР.5.6.141.409.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

## Література

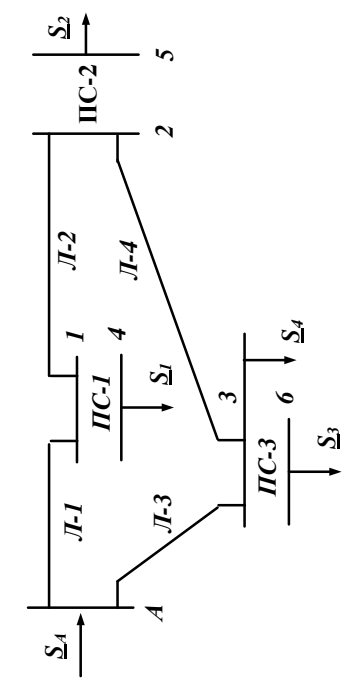
- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – 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 - 6-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2017. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. -52 с  
<http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с.  
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання



- 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, IDT).
- 16 ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.
- 17 ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (Трансформатори силові. Загальні технічні умови).
- 18 ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 - 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії (із змінами, внесеними наказом МПЕ України від 03.02.2009 № 52).
- 19 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів, текст «Правил» відповідає офіційному тексту нової редакції, яка затверджена Наказом Міністерства палива та енергетики України від 13.02.2012 №91, зі змінами та доповненнями від 16.11.2012 (наказ № 905), від 16.05.2013 (наказ № 273), та від 11.01.2017 (наказ № 7).
- 20 ДНАОП 0.00–1.21–98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
- 21 <https://forca.ru/spravka/vysokovoltnye-vyklyuchateli/vgt-elegazovye-vyklyuchateli-2.html>

Категорія споживача

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



Початкова схема мережі

Потужності навантажень

- $S_1 = 25 + j15$  МВА
- $S_2 = 38 + j25$  МВА
- $S_3 = 27 + j16$  МВА
- $S_4 = 10 + j6$  МВА

Довжина ліній

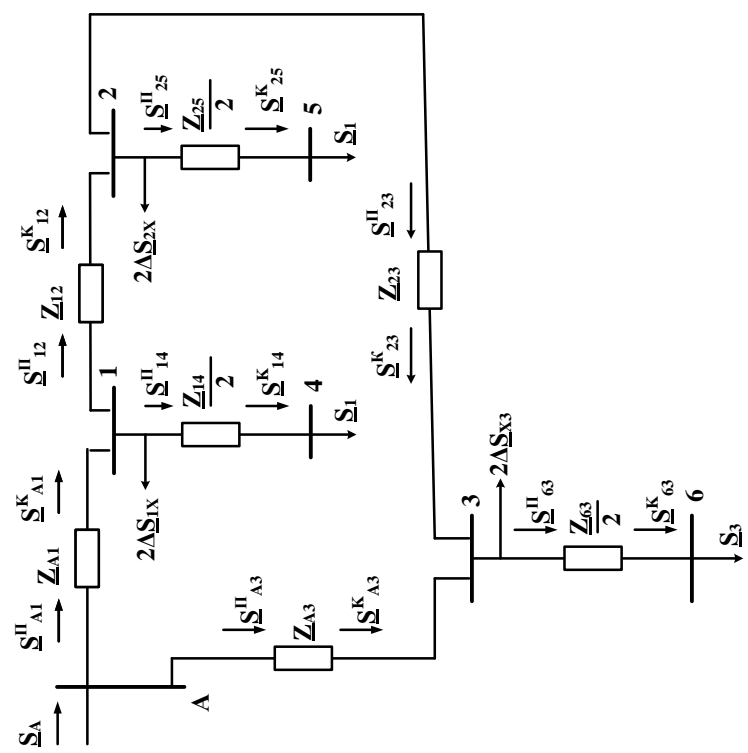
- Л-1 40 км
- Л-2 30 км
- Л-3 40 км
- Л-4 20 км

Потужності на ділянках мережі

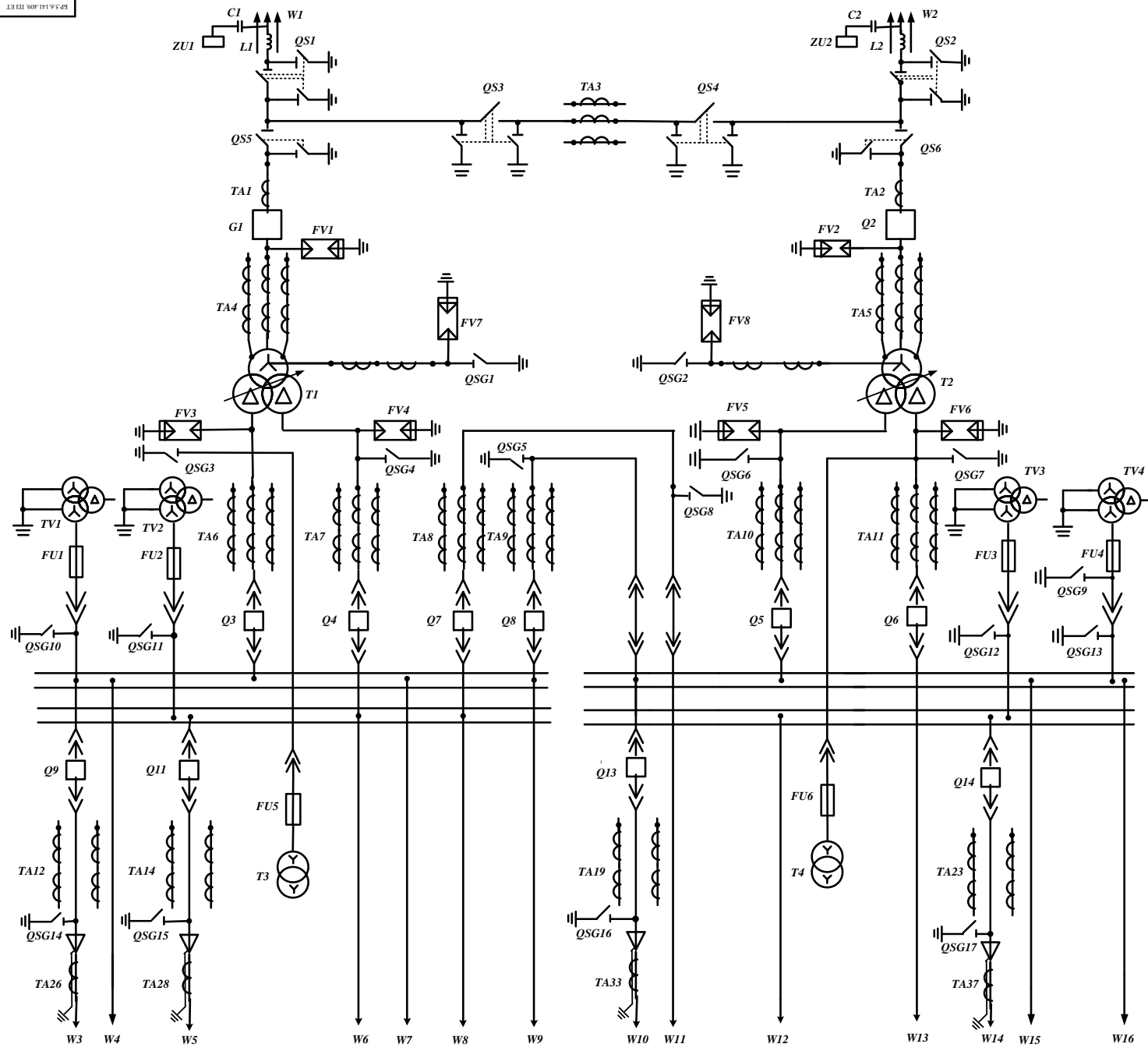
Ділянка	Початок	Кінець
1-4	25,1+j17	25+j15
2-5	38,12+j27,97	38+j25
3-6	27,16+j18,28	27+j16
1-2	28,673+j20,21	27,73+j20,21
A-1	54,82+j40,75	53,82+j39,2
6-7	60,25+j76,7	60+j70
2-3	10,53+j8,4	10,46+j8,27
A-3	49,77+j37,7	47,7+j34,07
A	83,4+j62,63	

Напруги у вузлах мережі

Ном	Значення	
	Висока	Низьке
A	121	
1	118,5	
2	113	
3	114	
4	114,2	9,97
5	109,7	10,02
6	109	10,43



Розрахункова схема заміщення мережі



Поз	Позначення	Найменування	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДН-4000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загороджувач	2
4	QS1-QS6	Роз'єднувач зовнішньої установки РДЗ-110/1000-НУХЛІ	6
5	Q1, Q2	Вимикач 100SFMТ63SF	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТОГФ-110 – УХЛІ	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму ТОГФ-110 – УХЛІ	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентильний РВС-110МУ1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентильний РВП-10МУ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентильний РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗОН-110М	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТШЛТ-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Вимикач МГГ-10-4000-45У3	4
15	Q7, Q8	Вимикач МГГ-10-4000-45У3	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПКН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги НТМИ-10-66	4
18	Q9-Q22	Вимикач ВММ-10+400/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор струму ТВ-10-IV	28
20	TA26- 37	Трансформатор струму ТВ-10-IV	14
21	ZU1, ZU2	Фільтр присадання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУ3	7

		Б.П. 5.6.141.409. ПЗ ЕТ		
Дата:	Лист:	Архивна:	Листів:	Місяць:
Розроб:	Міжвузів:	Аналіз вартості електричних мереж з метою розробки заходів щодо їх зменшення та розробку режимів роботи		
Перевір:	Забезпечення:	Архивна 2		
Висновок:	Розробку електричної частини об'єкту			
Розроб:				СумДУ, гр.ЕТдн-84н
Дата:	Забезпечення:			