

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

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

_____ Лебединський І.Л.
“ ____ ” _____ 2021 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: “Розрахунок режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-72п

Гладченко Д.О.

Керівник, доцент, канд. техн. наук

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2021 р

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

Прилуки СумДУ – 2021

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Гладченко Дарі Олександрівни

1 Тема роботи: “Розрахунок режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії ”

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі студентом завершеної роботи

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

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії.

5 Список графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	19.05.-22.05.2021	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	23.05.-26.05.2021	
3	Розрахунок релейного захисту	25.05.-30.05.2021	
4	Аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії	31.05.-04.06.2021	
5	Оформлення роботи	05.06.-10.06.2021	

Студент гр ЕТдн-72п _____

Гладченко Д.О.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 66, Рис. 13, табл. 20, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії”

[Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Д. О. Гладченко; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2021. - 67 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 втрат в районних електричних мережах і заходи щодо їх зменшення

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

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією

ЗРП – закритий РП

Зміст

	Вступ.....		8
1	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій		10
1.1	Вибір напруг ліній		10
1.2	Вибір типу проводів повітряних ліній		12
1.3	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій		13
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 у вузлах навантаження		20
2	Розрахунок електричної частини підстанції		23
2.1	Вихідні дані.....		23
2.2	Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій.....		23
2.3	Вибір трансформаторів власних потреб		24
2.4	Розрахунок струмів короткого замикання		26
2.5	Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих час- тин.....		29
2.6	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги		33
2.7	Вибір ошиновки розподільних пристроїв		37
2.8	Компонування розподільних пристроїв 220 кВ і конструктивна частина		39
2.9	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина		40
2.10	Заземлювальні пристрої підстанції		41
3	Розрахунок релейного захисту трансформатора		42
3.1	Дані для розрахунку захисту.....		42
	Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21.....		42

					БР.5.6.141.582.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Гладченко			Розрахунок режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії	Н	6	55
Перев.		Лебединський						
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.		Лебединський				СумДУ ЕТдн-72п		

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;

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.582.ПЗ.ЕТ

Арк.

8

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора;
- провести аналіз методів розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах

									Арк.
									9
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.6.141.582.ПЗ.ЕТ				

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані для виконання проекту

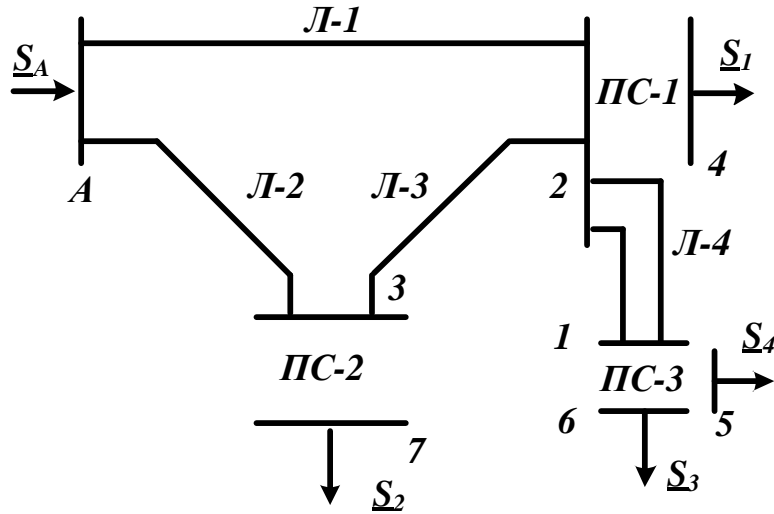


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

Таблиця 1.1 – Вихідні дані електричної мережі

Довжина ПЛ, км				Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S ₁	S ₂	S ₃	S ₄
30	40	40	30	$\frac{50+j30}{I}$	$\frac{60+j50}{II}$	$\frac{20+j20}{II}$	$\frac{30+j20}{III}$

1.1 Вибір напруг ліній

Приймемо навантаження вузла 1 рівним сумі навантажень вузла 6 і вузла 5. Навантаження вузла 2 – сумі навантажень вузла 6 і вузла 5 та вузла 4. Зобразимо замкнуту мережу, яка складається з ліній Л-1, Л-3, Л-3 (рисунок 1.2). Визначимо розрахункові навантаження вузлів 3 і 2 [1, 2]:

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_1 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = 100 + j70 \text{ МВА}$$

					БР.5.6.141.582.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Гладченко				Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					Н	10	66
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-72п		
Н. контр.								
Затв	Лебединський							

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_2 = 60 + j50 \text{ MVA}$$

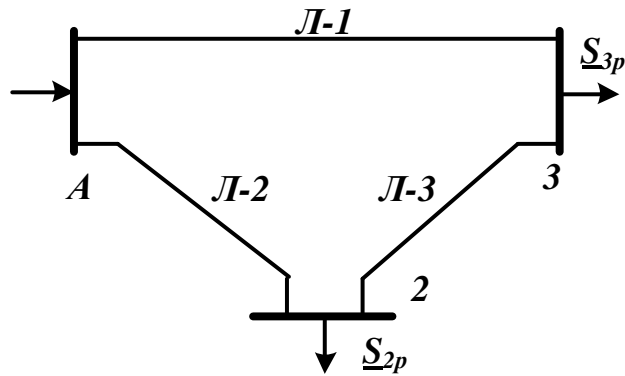


Рисунок 1.2 –Замкнута мережа

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

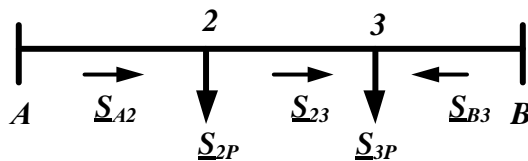


Рисунок 1.3 – Розімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі [1, 2]:

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{3A}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{3A}}{l_{23} + l_{3A} + l_{A2}} = 94,55 + j69,1 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{2P} = -5,45 - j0,91 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{A2} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{A2})}{l_{23} + l_{3A} + l_{A2}} = 65,45 + j50,91 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

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

$$160 + j120 = 160 + j120$$

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

1.2 Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначимо напруги на ділянках мережі (рисунок 1.3) за формулою Іларіонова [1, 2]:

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

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Довжина ділянки, км	30	40	40	30
Напруга ділянки, кВ	144	151	85	84

Приймаємо напругу електричної мережі рівною 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Струм, кА	0,531	0,520	0,125	0,149

Приймаємо для ліній провід марки АС-240/32.

Таблиця 1.4 – Марка і параметри проводів [3]

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Марка і переріз проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32

Параметри проводів

$$R_0 = 0,118 \text{ Ом/км}, \quad X_0 = 0,405 \text{ Ом/км}, \quad b_0 = 2,81 \times 10^{-6} \text{ См/км}$$

Знайдемо параметри ліній електричної мережі

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

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

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
		30	40	40	30
Ділянки		А-2	А-3	2-3	2-1
R _Л	Ом	3,54	4,72	4,72	3,54
X _Л	Ом	12,15	16,2	16,2	12,15
$\frac{Q_L}{2}$	МВАр	0,51	0,68	0,68	0,51

1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругами мережі і навантаженнями вибираємо трансформатори [4].

Для ПС-1

$$S_T = \frac{S_I}{1,4} = \frac{\sqrt{50^2 + 30^2}}{1,4} = 41,65 \text{ МВА}$$

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

Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$K_{ЗАВ} = \frac{S_I}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{50^2 + 30^2}}{2 \cdot 63} = 0,4625$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то трансформатор ТРДЦН-63000/110 задовольняє вимогам, що пред'являються.

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

S _{НОМ} , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
		ВН	НН							
63	±9×1,78 %	115	10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410

Для ПС-2

$$S_{T2} = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{60^2 + 50^2}}{1,4} = 55,79 \text{ МВА.}$$

Навантаження S_2 відноситься до другий категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатор.

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДЦН - 160000/220.

Визначити коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_{T2}} = 0,62$$

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

S _{ном} , МВА	Межі регу- лювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
		ВН	НН							
63	±9×1,78 %	115	10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410

Для ПС – 3

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

$$S_T = \frac{S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{50^2 + 40^2}}{1,4} = 60,36 \text{ МВА}$$

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

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_3 + S_4}{2 \cdot S_{T3}} = \frac{\sqrt{50^2 + 40^2}}{2 \cdot 63} = 0,508$$

так як коефіцієнт завантаження менший 0,75, то трансформатор задовольняє вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.8 – Каталогні дані трансформатора ТДТН-63000/110. [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регу- лювання	Каталожні дані					
			U _{НОМ} обмоток, кВ			U _к , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-63000/110.	63	±9×1,78 %	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6,5

Продовження таблиці 1.8

Тип	Каталожні дані					Розрахункові дані						ΔQ _x , кВАр
	ΔP _к , кВт			ΔP _x , кВт	I _x , %	R _T , Ом			X _T , Ом			
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН- 63000/110	290	-	-	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441

Складаємо однолінійну схему електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

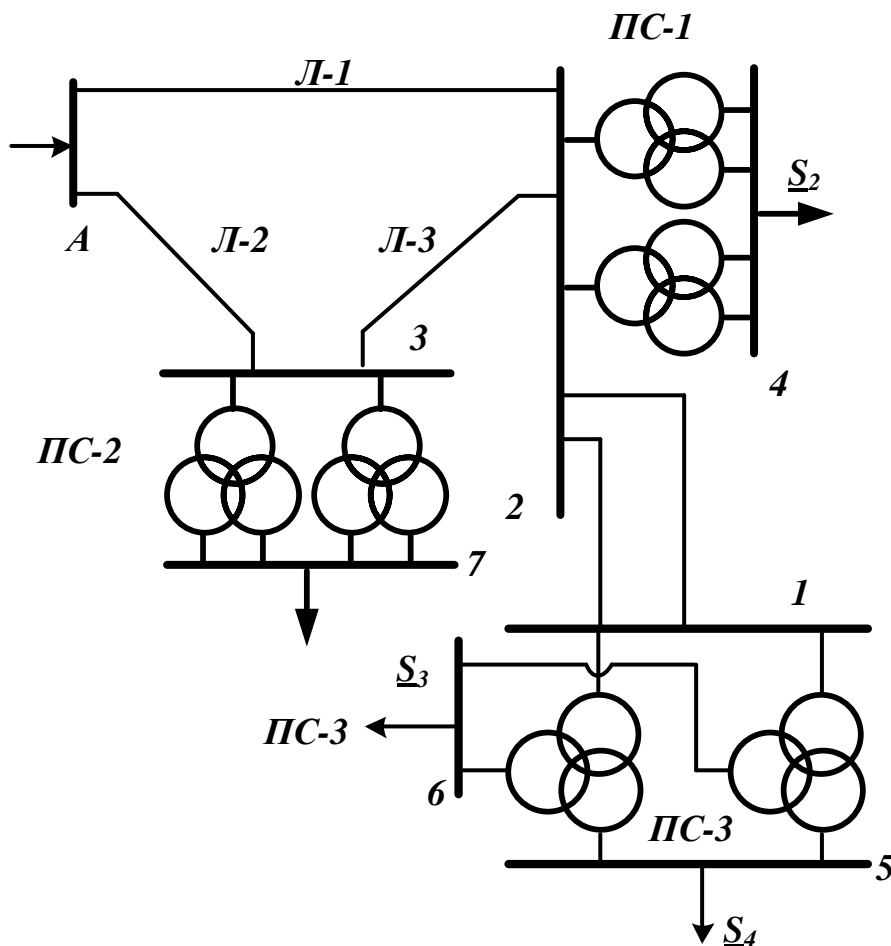


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначаємо розрахункову потужність на високій стороні ПС–1 з урахуванням втрат в обмотці трансформаторів при максимальному навантаженні [3, 6, 7]. Зображаємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів (рис. 1–5), включених паралельно і розраховуємо потужність.

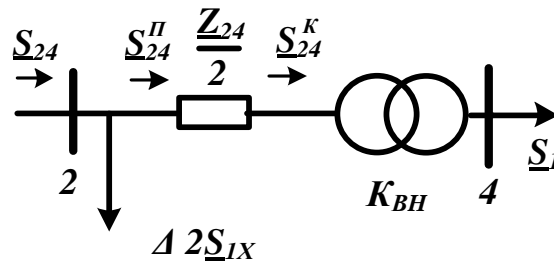


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС – 1

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

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_1 = 50 + j30 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{24}^H і \underline{S}_{24} :

$$\underline{S}_{24}^H = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T1}}{2} = 50,14 + j33,1 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{24} = \underline{S}_{24}^H + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X1} = 50,24 + j33,91 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 ПС – 2 з урахуванням втрат в обмотках трансформатора при максимальному навантаженні. Зображаємо схему заміщення трансформатора (рис. 1.6).

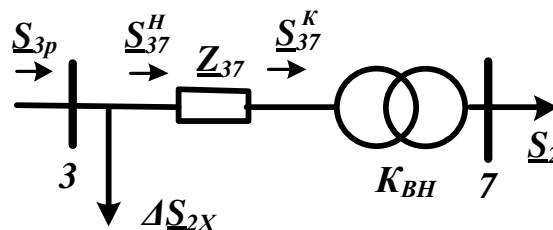


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС–2

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

$$\underline{S}_{37}^K = \underline{S}_2 = 60 + j50 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{37}^{Π} і \underline{S}_{3p} :

$$\underline{S}_{37}^{\Pi} = \underline{S}_{37}^K + \frac{(P_{37}^K)^2 + (Q_{37}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T2}}{2} = 60,22 + j55,55 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_{3p} = \underline{S}_{37}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X2} = 60,34 + j56,37 \text{ MVA}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 ПС – 3 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображаємо схему заміщення двох триобмоткових трансформаторів (рис. 1.7), включених паралельно і розраховуємо потужність вузла 1.

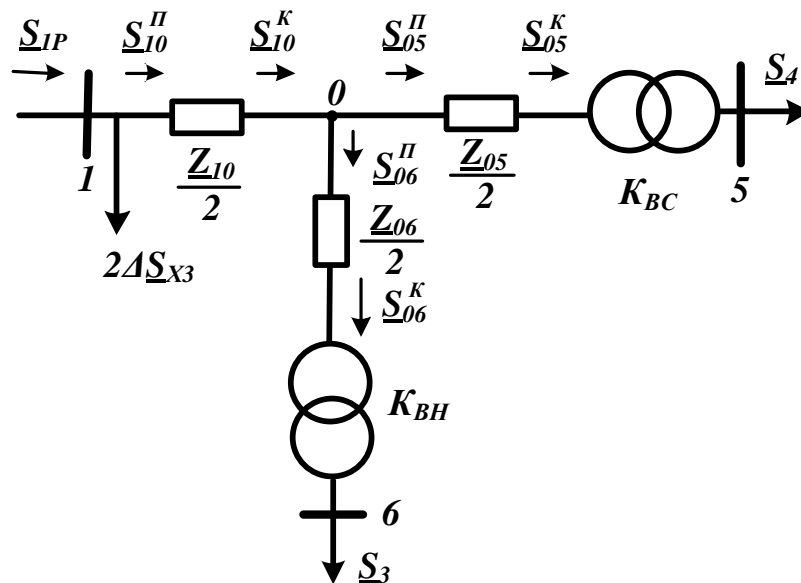


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-3

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

$$\underline{S}_{05}^K = \underline{S}_4 = 30 + j20 \text{ MVA}$$

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

$$\underline{S}_{05}^{\Pi} = \underline{S}_{05}^K + \frac{(P_{05}^K)^2 + (Q_{05}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{05}}{2} = 30,03 + j20,73 \text{ MVA}$$

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

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

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

$$\underline{S}_{06}^{\Pi} = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{06}}{2} = 20,02 + j20 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{10}^K = \underline{S}_{05}^{\Pi} + \underline{S}_{06}^{\Pi} = 50,4 + j40,73 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{10}^{Π} :

$$\underline{S}_{10}^{\Pi} = \underline{S}_{10}^K + \frac{(P_{10}^K)^2 + (Q_{10}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{10}}{2} = 50,13 + j44,52 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{10}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_X = 50,24 + j45,4 \text{ МВА} .$$

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

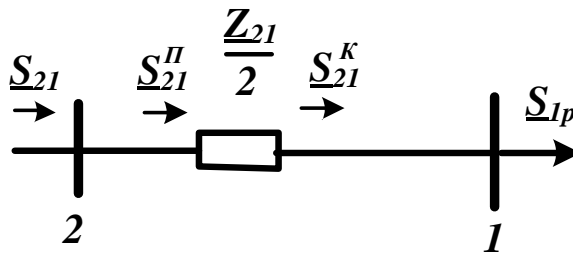


Рисунок 1.8 Схема замінчення лінії Л-4

Знаходиться потужність в кінці лінії Л-4 \underline{S}_{21}^K :

$$\underline{S}_{21}^K = \underline{S}_{1P} = 50,24 + j45,4 \text{ МВА}$$

Визначається потужність на початку лінії Л – 4:

$$\underline{S}_{21}^{\Pi} = \underline{S}_{21}^K + \frac{(P_{21}^K)^2 + (Q_{21}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{21}}{2} = 50,91 + j47,7 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 при максимальному навантаженні.

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{24} + \underline{S}_{21}^{\Pi} = 101,15 + j81,61 \text{ МВА}$$

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

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі (рисунок 1.3) з урахуванням втрат потужності в трансформаторах [6, 7]:

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{3A}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{3A}}{l_{23} + l_{3A} + l_{A2}} = 80,83 + j67,31 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{2P} = -20,33 - j14,3 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{A2} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{12})}{l_{23} + l_{3A} + l_{A2}} = 80,66 + j70,67 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

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

$$161,5 + j138 = 161,5 + j138$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 2-3 вийшла від'ємною, тому точка 3 є точкою потокорозділу. Складемо схему заміщення електричної мережі з урахуванням потокорозділу.

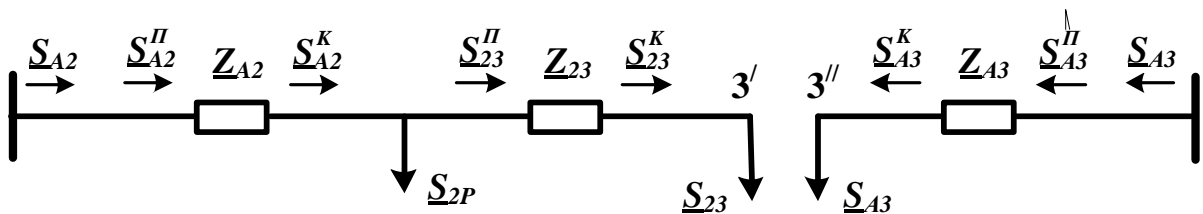


Рисунок 1.9 – Розімкнута мережа

Визначимо потокорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.9, з урахуванням втрат в лініях.

Знайдемо потужність \underline{S}_{A3}^K .

$$\underline{S}_{A3}^K = \underline{S}_{A3} = 80,67 + j70,67 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{A3}^{\Pi} = \underline{S}_{A3}^K + \frac{(P_{A3}^K)^2 + (Q_{A3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A3} = 84,03 + j82,22 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{A3} = \underline{S}_{A3}^{\Pi} = 84,03 + j81,54 \text{ МВА.}$$

Знайдемо потужність джерела \underline{S}

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} = 20,23 + j14,3 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23}^{\Pi} = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 20,57 + j15,13 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A2}^K = \underline{S}_{23}^{\Pi} + \underline{S}_{2P} = 127,72 + j96,74 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A2}^{\Pi} = \underline{S}_{A2}^K + \frac{(P_{A2}^K)^2 + (Q_{A2}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A2} = 131,15 + j129,11 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A2} = \underline{S}_{A2}^{\Pi} = 131,15 + j129,11 \text{ МВА}$$

$$\underline{S} = \underline{S}_{A2} + \underline{S}_{A3} = 215,18 + j211,33 \text{ МВА}$$

1.6 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більшою номінальної напруги мережі $U = 120 \text{ В}$ [6].

ПС-1

Визначимо напругу вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A2}^{\Pi} R_{A2} + Q_{A2}^{\Pi} X_{A2}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A2}^{\Pi} X_{A2} - Q_{A2}^{\Pi} R_{A2}}{U_A} \right)^2} = 97,4 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3/:

$$U_{3'} = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{23}^{\Pi} R_{23} + Q_{23}^{\Pi} X_{23}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{23}^{\Pi} X_{23} - Q_{23}^{\Pi} R_{23}}{U_2} \right)^2} = 93,9 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3//:

$$U_{3''} = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A3}^{\Pi} R_{A3} + Q_{A3}^{\Pi} X_{A3}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A3}^{\Pi} X_{A3} - Q_{A3}^{\Pi} R_{A3}}{U_A} \right)^2} = 105,6 \text{ кВ}$$

Приймаємо напругу вузла 3 рівною 99,5 кВ.

Визначимо напругу вузла 1/:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{21}^{\text{II}} R_{21} + Q_{21}^{\text{II}} X_{21}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{21}^{\text{II}} X_{21} - Q_{21}^{\text{II}} R_{21}}{U_2} \right)^2} = 89,6 \text{ кВ.}$$

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

ПС-1

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{24}^{\text{II}} R_{24} + Q_{24}^{\text{II}} X_{24}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{24}^{\text{II}} X_{24} - Q_{24}^{\text{II}} R_{24}}{U_2} \right)^2} = 89,5 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_7^B = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{37}^{\text{II}} R_{37} + Q_{37}^{\text{II}} X_{37}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{37}^{\text{II}} X_{37} - Q_{37}^{\text{II}} R_{37}}{U_3} \right)^2} = 95,1 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_0 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{10}^{\text{II}} R_{\text{TB}} + Q_{10}^{\text{II}} X_{\text{TB}}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{10}^{\text{II}} X_{\text{TB}} - Q_{10}^{\text{II}} R_{\text{TB}}}{U_1} \right)^2} = 81,13 \text{ кВ}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^{\text{II}} R_{\text{TC}} + Q_{06}^{\text{II}} X_{\text{TC}}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^{\text{II}} X_{\text{TC}} - Q_{06}^{\text{II}} R_{\text{TC}}}{U_0} \right)^2} = 81 \text{ кВ}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^{\text{II}} R_{\text{TH}} + Q_{05}^{\text{II}} X_{\text{TH}}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{05}^{\text{II}} X_{\text{TH}} - Q_{05}^{\text{II}} R_{\text{TH}}}{U_0} \right)^2} = 77,47 \text{ кВ}$$

Знаходяться реальні напруги на низькій стороні підстанцій з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів.

ПС-1

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 8,2 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 8,68 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 7,47 \text{ кВ} \quad U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 27,12 \text{ кВ}$$

Таблиця 1.9 – Розрахунок положень РПН

	ПС-1	ПС-2	ПС-3	ПС-3
	Вузол 4	Вузол 7	Вузол 5	Вузол 6
Розрахунок,кВ	8,2	8,68	7,41	27,12
Відхилення, %	18,291	13,179	25,895	22,512
Номер ступені	7	5	9	9
Напруга з урахуванням положення РПН, кВ	9,48	9,62	9,09	33,29

Отримані значення напруг задовольняють вимогу ПУЕ.

2. Розрахунок електричної частини підстанції

2.1. Вихідні дані

Тип трансформатора	ТРДЦН-63000/110
Потужність трансформатора	S=463 МВА
Напруга	U=110 кВ
Опір трансформатора	X=22 Ом
Довжина лінії	$L_{A3} = 40$ км
Довжина лінії	$L_{23} = 40$ км
Опір лінії	$X_{A3} = 16,2$ Ом
Опір лінії	$X_{23} = 16,25$ Ом
Потужність системи	$S_C = 800$ 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».

					БР.5.6.141.582.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Гладченко.			Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	23	66
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-72п		
Н. контр.								
Затв		Лебединський						

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

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

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

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

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

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

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.

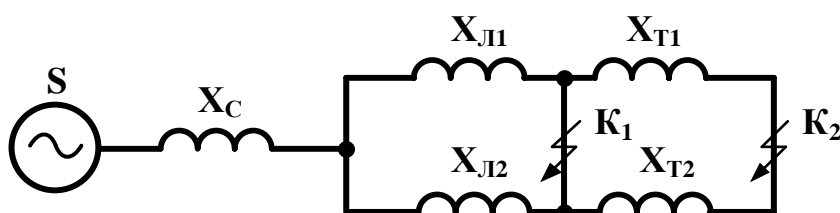


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює:

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{110^2}{800} = 15,12 \text{ Ом}$$

Опір працюючих:

– ліній $X_{A3} = 16,2$ Ом

$X_{23} = 16,25$ Ом

– трансформаторів $X_T = 22/2 = 11$ Ом.

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{A3} + X_{23})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (15,12 + 16,2 + 16,2)} = 1,34 \text{ кА.}$$

Те ж в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{A3} + X_{23} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (15,12 + 16,2 + 16,2 + 11)} = 1,09 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці K_2 :

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

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{115}{11} = 1,09 \cdot \frac{115}{11} = 11,36 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці К₁: $i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 1,34 = 3,04 \text{ кА},$

- в точці К₂: $i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 11,36 = 25,78 \text{ кА}.$

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

для точки К₁: $I_{нт1} = I_{K1} = 1,34 \text{ кА};$

для точки К₂: $I_{нт2} = I_{K2} = 11,36 \text{ кА}.$

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

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

де T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової (для К₁ – $T_a = 0,025$ с, для

К₂ – $T_a = 0,05$ с);

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

Для точки К₁:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} \cdot 1,34 = 0,17 \text{ кА}.$$

Для точки К₂:

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} \cdot 11,36 = 2,16 \text{ кА}.$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка К₁):

$$W_R = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 1,34^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,15 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

для сторони НН (точка К₂):

$$W_R = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 11,36^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 19,35 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

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 W_k , кА ² с
Шини 110 кВ K_1	1,34	3,04	1,34	0,17	0,152
Шини 10 кВ K_2	11,36	25,78	11,36	2,16	19,35

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.582.ПЗ.ЕТ

Арк.

28

2.5 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань [8, 9, 10]. При цьому для апаратів виконується:

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

Вибору підлягають:

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

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

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{110.\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463 \text{ A}$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{\text{вим}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 63000}{1,73 \cdot 10 \cdot 2} = 2549 \text{ A}$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{\text{С.В}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,7 \cdot 63000}{1,73 \cdot 10} = 2549 \text{ A}$$

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

$$I_{10}^{відх} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,41 \text{ А.}$$

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

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

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

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

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

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

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	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	463 А	1200 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	1,02 кА	63 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	3,04 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{викл.Ном}$	1,02 кА	63 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	3,04 кА	32 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,152 кА ² с	31,5 кА ² с

Обраний вимикач повинен повністю задовольняти умовам вибору.

На стороні низької напруги рекомендується обирати вакуумні вимикачі.

t – розрахунковий час розмикання контактів після початку КЗ.

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

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

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2549 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	11,36 кА	80 кА
$I_{y02} \leq I_{СКВ}$	25,78 кА	54,6 кА
$I_{нт} \leq I_{викл.ном}$	11,36 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	2,16 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	19,35 кА ² с	39,69 кА ² с

Вибираємо ВМПЭ–10–3150–31,5УЗ

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

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

$I_T^2 \cdot t_y = 31,5^2 \cdot 0,04 = 39,69$ кА²с.

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2549 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{пр.СКВ}$	11,36 кА	80 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	25,78 кА	54,6 кА
$I_{пт} \leq I_{викл.ном}$	11,36 кА	31,5 кА
$I_{a.\tau} \leq I_{a.ном}$	2,16 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	19,35 кА ² с	39,69 кА ² с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5.

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

Таблиця 2.6 - Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	463 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	3,04 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,152 кА ² с	2927 кА ² с

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

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

$I_{СКВ.Пр.} = 80$ кА,

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

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

$I_T^2 \cdot t_y = 31,2^2 \cdot 3 = 2977$ кА²с.

$I_T^2 \cdot t_y = 31,2^2 \cdot 1 = 992$ кА²с.

2.6 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

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

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

Таблиця 2.7 - Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму

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

Таблиця 2.8 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні вищої напруги.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	463 А	1000 А
$i_{y\delta} \leq I_{пр.СКВ}$	3,04 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,152 кА ² с	162,5 кА ² с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

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

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

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

Тоді опір вимірювальних проводів може бути:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}},$$

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

$Z_{\text{прил}}$ – опір приладів, Ом;

$Z_{\text{к}}$ – опір контактів, Ом.

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен становити не менше 4мм² для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабелю $l = 160$ м

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

де ρ – питомий опір алюмінію, (0,0283 Ом·мм/м),

F – перетин жил, мм²,

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

Загальний опір кола струму:

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

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

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

Таблиця 2.9 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні нижчої напруги.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2549 А	8000 А
$i_{y\delta} \leq I_{пр.СКВ}$	25,78	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	19,35 кА	31,5 кА
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТВ –10–ІV.

Таблиця 2.10 - Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2,549 кА	8000 кА
$i_{y\delta} \leq I_{пр.СКВ}$	25,78 кА	54,6 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	19,35 кА ² С	39,69 кА ² С
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Приймається до установки трансформатор струму TV–10–IV.

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

Таблиця 2.11 – Характеристики вибраних трансформаторів напруги

Тип	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 мм² (за умовами коронування). Вибір перерізу здійснюється за довго допустимим струмом. Мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{0,152}}{91 \cdot 10^{-3}} = 4,33 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \cdot 10^{-3}$ кАс/мм².

Переріз 4,33 мм² підходить по термічній стійкості, з цього і для ошиновки ПС приймаємо АС– 70/11 [1].

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

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

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

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

q – поперечний переріз шини, см²

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

де b – товщина шини, см,

h – ширина шини, см.

$$\gamma = \frac{b \cdot h^2}{12} = \frac{10 \cdot 1^2}{12} = 0,833 \text{ см}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\gamma} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{0,833}{10}} = 22,22 \text{ Гц.}$$

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

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп},$$

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

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

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

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

$a = 0,5$ м – відстань між фазами.

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

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{25,78^2 \cdot 10^6 \cdot 1,5^2}{\left(\frac{0,1^2 \cdot 0,01}{6}\right) \cdot 0,5} = 31,05 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності $\sigma_{розр} \leq \sigma_{прп}$, дотримується, так як $31,05 \leq 75$.

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

2.8 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина

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

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ допускається в наступних випадках: розташування ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розташування ПС на території міст, коли це допускається містобудівними міркуваннями.

Розташування ПС з великими сніговими заметами, в зонах сильних промислових викидів і в прибережних зонах з сильно засоленою атмосферою.

На ПС 110 кВ зі спрощеними схемами на боці ВН з мінімальною кількістю апаратури, розміщеної в районах із забрудненою атмосферою, рекомендується відкрита установка обладнання ВН і трансформаторів з посиленою зовнішньою ізоляцією.

На ПС електропостачання промислових підприємств передбачається водяне опалення, приєднане до теплових мереж підприємств.

Бідівлі ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремо стоячими, так і зблокованими з будинками РПП, в тому числі і по вертикалі.

КРПЕ напругою 110 кВ і вище приймають при техніко-економічному обґрунтуванні при обмежених умовах, а також в районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 110 кВ слід встановлювати відкритими, а в районах із забрудненою атмосферою - з посиленою ізоляцією. В ЗРП 110 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажно-підйомні пристрої, або можливість застосування вантажопідіймальних машин (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

									Арк.
									40
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.582.ПЗ.ЕТ				

2.9 Компонування розподільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина

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

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

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

б) при кількості шаф більше 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

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

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.582.ПЗ.ЕТ				41

2.10 Заземлювальні пристрої підстанції

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

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

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

					БР.5.6.141.582.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

3 Розрахунок релейного захисту трансформатора

Розрахувати релейний захист трансформатора типу ТРДЦН-63000/110 на основі диференційного захисту реле ДЗС-21 [11]:

3.1. Дані для розрахунку захисту

Необхідно розрахувати релейний захист трансформатора ТРДН- 63000/110:

$$\begin{aligned}
 S_{\text{НОМ}} &= 63 \text{ МВА} & U_{\text{КЗ}} &= 10,5 \% & I_x &= 0,6 \% \\
 U_{\text{НОМ.В}} &= 115 \text{ кВ}; & \Delta P_{\text{К}} &= 260 \text{ кВт}; & R_{\text{T}} &= 0,87 \text{ Ом}; \\
 U_{\text{НОМ.Н}} &= 10,5 \text{ кВ}; & \Delta P_x &= 59 \text{ кВт}; & X_{\text{T}} &= 22 \text{ Ом} \\
 \Delta Q_x &= 410 \text{ кВАр}.
 \end{aligned}$$

Вибираємо уставки диференційних і максимальних струмових захистів трансформатора типу ТРДЦН- 63000; напруга КЗ = 11 %; 10,5 %; 105 % для положень РП, що відповідає мінімальній середній і максимальній напрузі.

Опір енергосистеми 15,12 Ом в мініальному і максимальному режимах.

Трансформатор має розщеплену нижню обмотку, тоді маємо:

$$X_{\text{вн}} = 0,125 \cdot X_{\text{T}} = 0,125 \cdot 11 = 1,38 \text{ Ом};$$

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

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

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

Для трансформаторів 220 кВ можна прийняти:

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

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

$$X_{\text{вн.мін}} = 1,38 \cdot (1 - 0,16)^2 = 7,76 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{вн.макс}} = 1,38 \cdot (1 + 0,16)^2 = 14,81 \text{ Ом},$$

					БР.5.6.141.582.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Гладченко				Розрахунок релейного захисту трансформатора	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					Н	43	66
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-72п		
Н. контр.								
Затв	Лебединський							

$$X_{нн.мін} = 11 \cdot (1 - 0,16)^2 = 13,58 \text{ Ом},$$

$$X_{нн.макс} = 11 \cdot (1 + 0,16)^2 = 25,91 \text{ Ом}$$

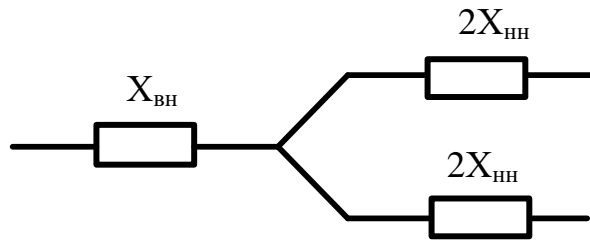


Рисунок 3.1 – Схема заміщення трансформатора

Розрахуємо струми при трифазному КЗ за трансформатором [13].

Максимальне значення струмів КЗ:

$$I_{к.макс.вн} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{вн.мін} + X_{нн.мін})} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (15,12 + 14,81 + 25,91)} = 1744 \text{ А}$$

Максимальне значення напруги в мережі:

$$U_{макс.вн} = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 110 = 121 \text{ кВ.}$$

$$I_{к.макс.нн} = I_{к.макс.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 1,744 \cdot \frac{121}{10,5} = 20,1 \text{ кА.}$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

$$I_{к.мін.вн} = \frac{U_{макс}}{2 \cdot (X_c + X_{вн.макс} + X_{нн.макс})} = \frac{121000}{2 \cdot (15,12 + 14,81 + 25,91)} = 1083,4 \text{ А}$$

$$I_{к.мін.нн} = I_{к.мін.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 1083 \cdot \frac{121}{10,5} = 12,5 \text{ кА}$$

3.2. Розрахунок диференційного струмового захисту

1 Визначаємо первинний струм для всіх сторін трансформатора:

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

Для 110 кВ:

$$I_{ном} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 317 \text{ А}$$

Для 10 кВ:

$$I_{ном} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,31 \text{ кА.}$$

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

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

Для 110 кВ: $K_I = 600/5$

$$I_{ном.в} = \frac{\sqrt{3} \cdot 317}{\frac{600}{5}} = 4,56 \text{ кА.}$$

Для 10 кВ: $K_I = 6000/5$

$$I_{ном} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3310}{\frac{6000}{5}} = 4,77 \text{ кА.}$$

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

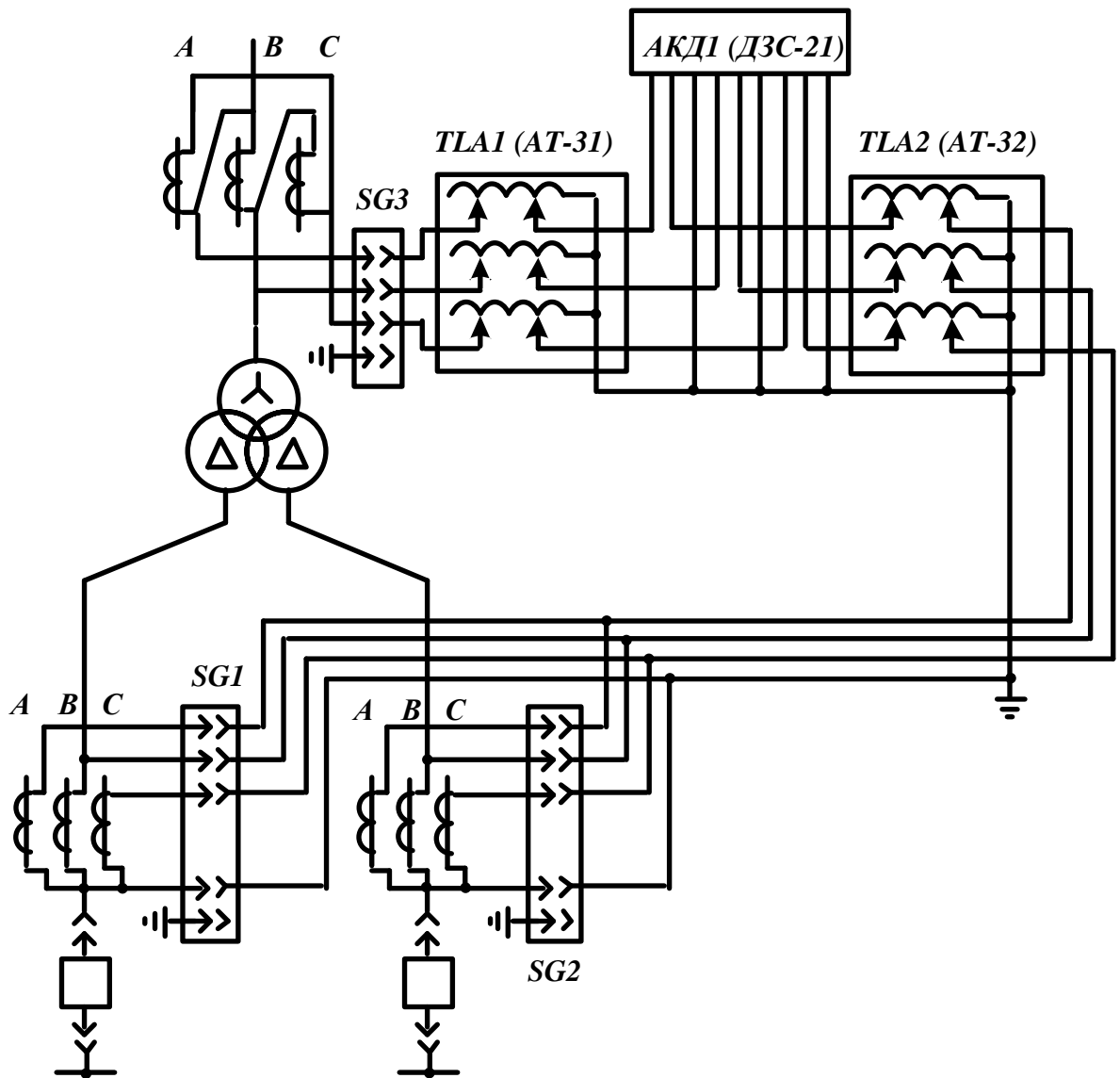


Рисунок 3.2 – Принципова схема включення реле ДЗС-21

Таблиця 3.1

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

	приставки і проміжних трансформаторів струму реле			
--	---	--	--	--

2 Вибираємо відгалуження трансреактора реле ТАВ, або автотрансформатора струму для основної сторони (за основну сторону вибирається сторона 220 кВ, на якій вторинний струм в плечі захисту приблизно дорівнює номінальному струму відгалуження трансреактора реле) $I_{відн.ном.осн}$:

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

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

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

4 Вибираємо сторони, на яких використовується гальмування

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

5. Вибираємо установку «початкового гальмування» $I_{гал.поч}$.

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

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

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

7 Знаходимо первинний гальмовий струм:

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.582.ПЗ.ЕТ				48

$$I_{гал.поч.п} = 1,2 \cdot I_{ном} \cdot (k_{струм.П} \cdot \frac{I_{від.гал.ном.П}}{I_{від.гал.розр.П}}) =$$

$$= 1,2 \cdot 317 \cdot (1 \cdot \frac{5}{4,86}) = 391 \text{ кА.}$$

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

$$I_{нб.гал.пoch} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{П} + \frac{I_{одн.розр.П} - I_{одн.номП}}{I_{одн.розрП}}) \cdot I_{гал.пoch} =$$

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

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

ε - відносне значення повної помилки трансформаторів струму, яке відповідає встановленому режиму КЗ;

$k_{П}$ - коефіцієнт поточкорозподілу;

ΔU – відносні помилки, які обумовлюють регулювання напруги на сторонах захисного трансформатора.

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

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

$$I_{с.з.мін} \geq k_{нал} \cdot I_{нб.гальм.пoch}$$

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

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

Налаштування від струму небалансу перехідного режиму зовнішнього КЗ:

$$I_{с.з.мін} = 0,3 \cdot I_{ном} = 0,3 \cdot 317 = 95 \text{ А}$$

За розрахункове приймається найбільше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{с.з.мін} = 95 \text{ А.}$$

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

$$I_{c.p.min} = \frac{I_{c.z.min} \cdot \frac{U_{нн.ном}}{U_{ном.П}} \cdot k_{cx}}{K_I \cdot I_{від.ном}} = \frac{95 \cdot \frac{115}{10,5} \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot 4,25} = 1,3 \text{ А}$$

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

$$I_{к.мах} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_T)} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (15,12 + 11)} = 2,43 \text{ А}$$

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

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

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 2434 = 1043,5 \text{ А.}$$

12 Визначаємо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{гальм} = \frac{k_{відс} I_{*нб.розр} \cdot \frac{I_{ном.в.осн}}{I_{відв.ном.осн}} - I_{*c.p.min}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр} \cdot \frac{I_{відв.гал.розр}}{I_{відв.гал.ном}} - I_{*гал.поч.п}} =$$

$$= \frac{1,5 \cdot \frac{1043}{317} \cdot \frac{4,54}{5} - \frac{1,3}{5}}{0,5 \cdot 317 \cdot \left(\frac{4,57}{5} + \frac{4,86}{5} \right) - \frac{390}{463}} = 0,31$$

де $I_{*гал.поч.п} = 0,31$ - відносний вторинний струм початку гальмування;

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

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

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

$$= (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,6 - 4,29}{4,6}) \cdot 2434 = 1186 \text{ А}$$

$$I_{с.від.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 1,5 \cdot 1186 = 1,78 \text{ кА}$$

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

$$k_{ч}^{(m)} = \frac{I_{к.мин.вн}^{(m)} \cdot K_{сх.н}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.н}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1083}{1083 \cdot \sqrt{3}} = 1$$

$$k_{ч}^{(m)} = \frac{I_{к.мин.нн}^{(m)} \cdot K_{сх.н}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.н}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 12500}{1083 \cdot \sqrt{3}} = 11,52$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.582.ПЗ.ЕТ

Арк.

51

4 Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії

Залежно від повноти інформації про навантаження мережі і виду розрахунків для визначення навантажувальних втрат рекомендується використовувати такі методи [16, 18]:

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

4.1 Метод поелементних розрахунків

Метод поелементних розрахунків рекомендується як кращий для окремих ліній і трансформаторів, втрати в яких істотно залежать від транзитних перетоків [16, 18].

Визначення навантажувальних втрат ΔW_H в мегават-годинах за методом поелементних розрахунків здійснюють за формулою:

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

де k – число елементів мережі;

T – розрахунковий період, год;

Δt – інтервал часу між послідовними значеннями струмових навантажень елементів, одержуваних 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.

БР.5.6.141.582 ПЗ ЕТ				
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
Розроб.		Гладченко		
Перев.		Лебединський		
Нач.бюро				
Н. контр.				
Затв		Лебединський		
Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії				
		Літ.	Аркуш	Аркушів
		Н	52	66
СумДУ ЕТдн-72п				

4.2 Метод доминирующих гармоник

При определении потерь энергии методом доминирующих гармоник учитывается зависимость их от графиков активной и реактивной нагрузки или генерации в узлах электрической сети $P_i(t)$ в мегаватт-часах и $Q_i(t)$ в мегавар-часах.

Для учета неоднородности этих графиков при расчете потерь энергии они разлагаются в ряд Фурье на рассматриваемом интервале времени, и при этом предлагается учитывать только доминирующие гармоники, которые позволяют моделировать график с заданной точностью:

$$\begin{aligned} P_i(t) &= M(P_i) + \sum_{k=1}^N (A_{P_{k_i}} \cdot \sin(\frac{2k\pi}{T}) + B_{P_{k_i}} \cdot \cos(\frac{2k\pi}{T})) + P_0(t) \\ Q_i(t) &= M(Q_i) + \sum_{k=1}^N (A_{Q_{k_i}} \cdot \sin(\frac{2k\pi}{T}) + B_{Q_{k_i}} \cdot \cos(\frac{2k\pi}{T})) + Q_0(t) \end{aligned} \quad (4.2)$$

где N - число доминирующих гармоник;

$A_{P_{k_i}}, B_{P_{k_i}}$ - коэффициенты Фурье для графиков активной нагрузки в i -м узле (элементе) электрической сети;

$A_{Q_{k_i}}, B_{Q_{k_i}}$ - коэффициенты Фурье для графиков реактивной нагрузки в i -м узле (элементе) электрической сети;

$M(P_i), M(Q_i)$ - математические ожидания данного графика активной и реактивной нагрузки;

T - длительность расчетного интервала, ч;

$P_0(t), Q_0(t)$ - стационарный эргодичный случайный процесс с нулевым математическим ожиданием.

На основании теоремы Парсерваля (*) для комплексных чисел и при допущении постоянства напряжения в узлах электрической сети потери энергии в ней ΔW в мегаватт-часах можно представить следующим образом:

$$\Delta W = \Delta W_{cp} + \left[\sum_{i=1}^N (\Delta P_{1k} + \Delta P_{2k}) \right] \cdot T + R_0(t), \quad (4.3)$$

где ΔW_{cp} - потери энергии, определяемые по средним нагрузкам в узлах электрической сети, МВт·ч;

$R_0(t)$ – погрешность расчета потерь энергии, обусловленная неучетом гармоник с номерами, превышающими N ;

T - длительность расчетного интервала, ч;

$\Delta P_{1k}, \Delta P_{2k}$ - потери мощности, МВт·ч, которые определяются по результатам расчетов двух стационарных режимов при представлении нагрузок в узлах в виде:

$$\begin{aligned} P_{1ik} &= \frac{A_{Pik}}{\sqrt{2}}; & Q_{1ik} &= \frac{A_{Aik}}{\sqrt{2}} \\ P_{2ik} &= \frac{B_{Pik}}{\sqrt{2}}; & Q_{2ik} &= \frac{B_{Qik}}{\sqrt{2}} \end{aligned} \quad (4.4)$$

Расчет потерь энергии с помощью этих формул позволяет избежать вычисления громоздких коэффициентов корреляции при расчете потерь электроэнергии на перспективу.

Расчет потерь электроэнергии методом доминирующих гармоник можно выполнять по любой программе расчета установившегося режима. Для этого перед выполнением серии расчетов по соответствующей программе по формулам (5.25), (5.26) нужно определить доминирующие гармоники для графиков нагрузок и генераций в узлах электрической сети. При выполнении данных расчетов потерь электроэнергии на перспективу необходимо исследовать статистическую устойчивость графиков этих нагрузок и генераций, заданных в виде (5.24).

(*) Під теоремою Парсеваля зазвичай розуміють унітарність перетворення Фур'є. Тобто сума (або інтеграл) квадрата функції дорівнює сумі (або інтегралу) квадрата результату перетворення. Слід зауважити, що загальний вигляд теореми Парсеваля часто називають Теоремою Планшереля або Узагальненою формулою Релея. Теорема була доведена для рядів Марком-Антуаном Парсеваля в 1799 році і була пізніше застосована до рядів Фур'є

Запис теореми має вигляд:

$$\int_{-\infty}^{\infty} |x(t)|^2 dt = \int_{-\infty}^{\infty} |F\{x(t)\}|^2 d\omega, \quad (4.5)$$

де $F\{x(t)\}$ – позначає безперервне перетворення Фур'є, яке пов'язує тимчасової або просторовий сигнал $x(t)$ з його поданням до частотній області $x(f)$.

Більш загальна і точне формулювання теореми Парсеваля в теорії інтеграла Фур'є виглядає так. Нехай функції $f_1(x)$ і $f_2(x)$ належать простору L^2 квадратично інтегрованих функцій і нехай $g_1(u)$ і $g_2(u)$ квадратично інтегрованих функцій і нехай/

Тоді:

$$\int_{-\infty}^{\infty} g_1(u) \cdot g_2(u) du = \int_{-\infty}^{\infty} f_1(x) \cdot f_2(-x) dx \quad (4.6)$$

Теорема Парсеваля встановлює рівність між енергією сигналу і енергією його спектра.

4.3 Метод характерних діб

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

Визначення навантажувальних втрат ΔW_H в мегават-годинах за методом характерних діб проводять за формулою:

$$\Delta W_H = \sum_{i=1}^m \Delta W_{Hi}^C \cdot D_{EKi}, \quad (4.7)$$

де m – число характерних періодів роботи мережі (літній, зимовий, паводка і т.ін.),

ΔW_{Hi}^C – розрахункові втрати за контрольні добу кожного з характерних періодів, розраховані за відомими графіками навантаження в 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 визначають за формулою:

$$D_{eki} = \frac{W_i^2}{W_{ci}^2 \cdot D_i}, \quad (4.8)$$

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

D_i – тривалість i -го періоду, доби;

W_{ci} – електроенергія, відпущена в мережу за добу, розрахункові втрати електроенергії за яку склали W_{ni} , МВт·год, або за формулою:

$$D_{eki} = \sum_{j=1}^{k_i} \frac{W_j^2 \cdot D_j}{W_p^2}, \quad (4.9)$$

де k_i – число місяців, що входять в i -й характерний період;

W_j – електроенергія, відпущена в мережу в j -му місяці, МВт·год;

D_j – число днів в j -му місяці;

W_p – електроенергія, відпущена в мережу в місяці, що включає контрольну добу, МВт·год, або за формулою:

$$D_{еквi} = \sum_{j=1}^l \frac{D_j \cdot A_j}{A_l}, \quad (4.10)$$

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

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

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

A_l – сума квадратів ординат добового графіка сумарного навантаження мережі, що відповідає дібі, за яку розраховувалися втрати ΔW_{Hi}^C .

При використанні формул (4.9), (4.10) розрахунки значень ΔW_{Hi}^C проводять за графіками навантаження в кожному з вузлів, отриманих з відомостей контрольних вимірювань і скоригованих за споживанням електроенергії в вузлі за місяць W_m . Ординати скоригованого графіка активної потужності p_k в мегаватах визначають за формулою:

$$p_k = a_k \cdot p, \quad (4.11)$$

де a_k – коефіцієнт коригування, відн. од;

p – ордината вихідного графіка, МВт.

Коефіцієнт a_k в відносних одиницях визначають за формулами:

– в разі використання (4.9)

$$a_k = \frac{W_m}{D_m \cdot \sum_{i=1}^n p_i \cdot t_i}, \quad (4.12)$$

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

D_m – число днів у місяці;

p_i – ордината добового графіка, отриманого шляхом вимірювання, МВт;

t_i – тривалість ступені графіка, год;

– в разі використання (4.7):

$$a_k = \frac{W_m \cdot d_p}{D_p \cdot \sum_{i=1}^n p_i \cdot t_i}, \quad (4.13)$$

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

p_i – ордината добового графіка, отриманого шляхом вимірювання, МВт;

t_i – тривалість ступені графіка, год;

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

D_p – число робочих днів у місяці.

Коригування графіка реактивної потужності здійснюють аналогічно.

4.4 Методи середніх навантажень і числа годин максимальних втрат

Метод середніх навантажень рекомендується як кращий для розімкнутих мереж 6-150 кВ при наявності даних про електроенергію, пропущену по головній ділянці мережі за аналізований період. Допускається застосування методу числа годин максимальних втрат. Статистичні методи рекомендуються для визначення втрат в мережах 0,38 кВ і виявлення залежностей втрат від основних факторів, що впливають в мережах всіх напруг [16, 18].

Визначення навантажувальних втрат ΔW_H в мегават-годинах методами середніх навантажень і числа годин максимальних втрат τ здійснюють за формулами:

$$\Delta W_H = \Delta P_{H.CP} \cdot K_\phi^2 \cdot T, \quad (4.14)$$

$$\Delta W_H = \Delta P_{H.МАКС} \cdot \tau \quad (4.15)$$

де $P_{H.CP}$ и $P_{H.МАКС}$ – навантажувальні втрати потужності, визначені за середнім і максимальним навантаженням відповідно, МВт;

K_ϕ – коефіцієнт форми графіка, відн. од;

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

Середні навантаження вузлів визначають за показниками приладів обліку електроенергії. Значення K_ϕ^2 і τ визначають безпосередньо за графіком сумарного навантаження мережі, зафіксованого в диспетчерській відомості, або за формулами:

$$K_\phi^2 = \left(\frac{0,124}{K_3} + 0,876 \right)^2 - \left(\frac{1090}{T_{МАКС}} + 0,876 \right)^2, \quad (4.16)$$

$$\tau = (0,124 + 0,876 \cdot K_3)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{T_{МАКС}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.17)$$

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

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

4.5 Методи розрахунку втрат електроенергії розімкнених мереж

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

- **метод середніх навантажень**, визначають розрахункове значення втрат ΔW_H в мегават-годинах за формулою:

$$\Delta W_H = \frac{(W_P^2 + W_Q^2) \cdot K_\phi^2}{U_{ЕКВ}^2 \cdot T} \cdot R_{ЕКВ}, \quad (4.18)$$

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

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

K_ϕ – коефіцієнт форми графіка, відн. од.;

R_{EKB} – еквівалентний опір мережі, Ом;

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

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

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

$$\Delta W_H = 3 \cdot I_{\text{МАКС}}^2 \cdot R_{EKB} \cdot \tau \cdot K_K, \quad (4.19)$$

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

K_K – коефіцієнт коригування, що дорівнює 1,37 при використанні значення струму, отриманого шляхом безпосереднього вимірювання, і рівного 1 в інших випадках;

τ – число годин.

Еквівалентну напругу визначають за формулою:

$$U_{EKB} = \sqrt{K \cdot U_1^2 + (1 - K) \cdot U_2^2}, \quad (4.20)$$

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 живлкння лінії 6-20 кВ в режимах максимальних і мінімальних навантажень відповідно.

Еквівалентний опір лінії розраховують за формулою:

$$R_{EKB} = \sum_{i=1}^k \frac{h_i^2 \cdot R_i}{h_r^2}, \quad (4.21)$$

де h_i і h_r – величини, пропорційні (фактично або за припущенням навантаженню і-го елемента мережі опором R_i і головній ділянці відповідно.

Сума h_i для навантажувальних вузлів повинна дорівнювати h_r .

Існують наступні варіанти завдання величини h_i :

1 Пропуском електроенергії через і-ту ділянку.

2 Великою струмою (потужністю) переданих по і-й ділянці в режимі найбільших навантажень.

3 Значенням сумарної встановленої потужності РТ, яка отримує живлення на і-й ділянці.

При цьому потрібно зазначити, що варіанти використання величини h_1 перераховані в порядку зниження точності розрахунку.

При відсутності даних про коефіцієнт форми графіка замість (4.18) використовують формулу:

$$\Delta W_H = 1,3 \cdot \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_{EKB}^2 \cdot T} \cdot R_{EKB}, \quad (4.22)$$

при відсутності даних про пропуск реактивної енергії - формулу:

$$\Delta W_H = 1,25 \cdot \frac{W_P^2 \cdot K_\phi^2}{U_{EKB}^2 \cdot T} \cdot R_{EKB}, \quad (4.23)$$

при відсутності даних про K_ϕ і про W_Q – формулу:

$$\Delta W_H = 1,63 \cdot \frac{W_P^2}{U_{EKB}^2 \cdot T} \cdot R_{EKB}, \quad (4.24)$$

Досить докладно один з варіантів даного методу розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах 6-10-35 кВ, в якому наведені дещо інші значення K_ϕ , $tg\phi$ (у формулі 4.18), описаний в методичних вказівках [14]. При використанні реальних K_ϕ і $tg\phi$ основні розрахункові формули (4.18, 4.21) однакові у всіх варіантах розрахунку втрат електроенергії цим методом [14].

Висновки

У розділі «Розрахунок електричної мережі» знайдено потоки потужностей в мережі при нормальному режимі роботи. Знайдено також падіння потужностей в

елементах мережі. Розглянуто величини напруг в точках мережі з урахуванням поздовжніх і поперечних складових.

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

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

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

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.582 ПЗ ЕТ				61

Література

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Леbedка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. - 52 с
<http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук’яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с.
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та пі-

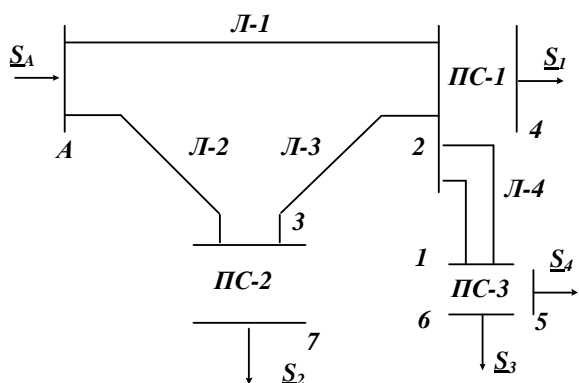
дстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

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

- 9 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.
- 10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.
- 11 Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.
- 12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.
- 13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с
<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, ІDT).

- 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 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).
- 18 <https://forca.ru/vyklyuchатели/elegazovye/100sfmt63sf.html>
- 19 https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediteli-predydushego-pokoleniya-serii-rdz/razyediteli-narujnoy-ustanovki-serii-rdz-na-35-220-kv
- 20 https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-transformatory-toka-serii-togf-110-220-330-500
- 21 <https://elmisto.com.ua/p548440442-tp1-505-klt.html>



Початкова схема мережі

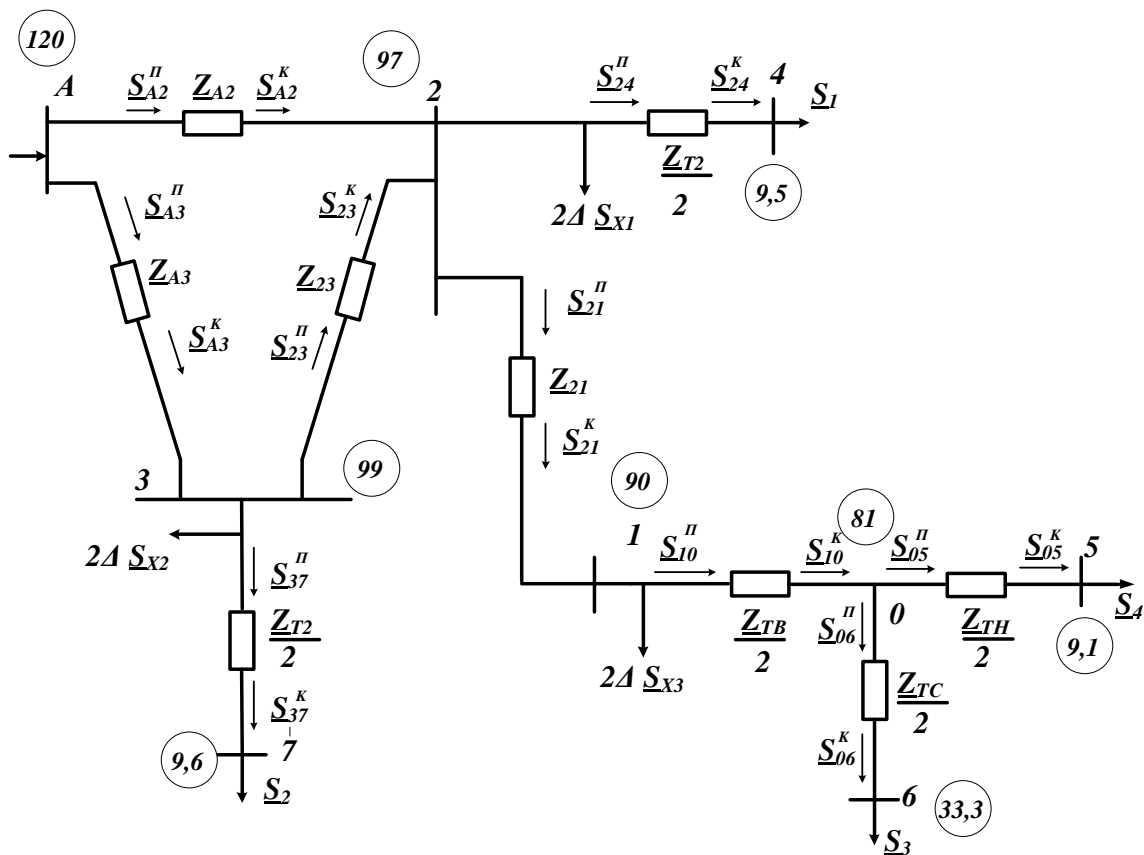
Категорія споживача

Довжина ліній

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

Потужності навантажень

$S_1 = 50 + j30$ МВА	$S_3 = 20 + j20$ МВА
$S_2 = 60 + j50$ МВА	$S_4 = 30 + j20$ МВА



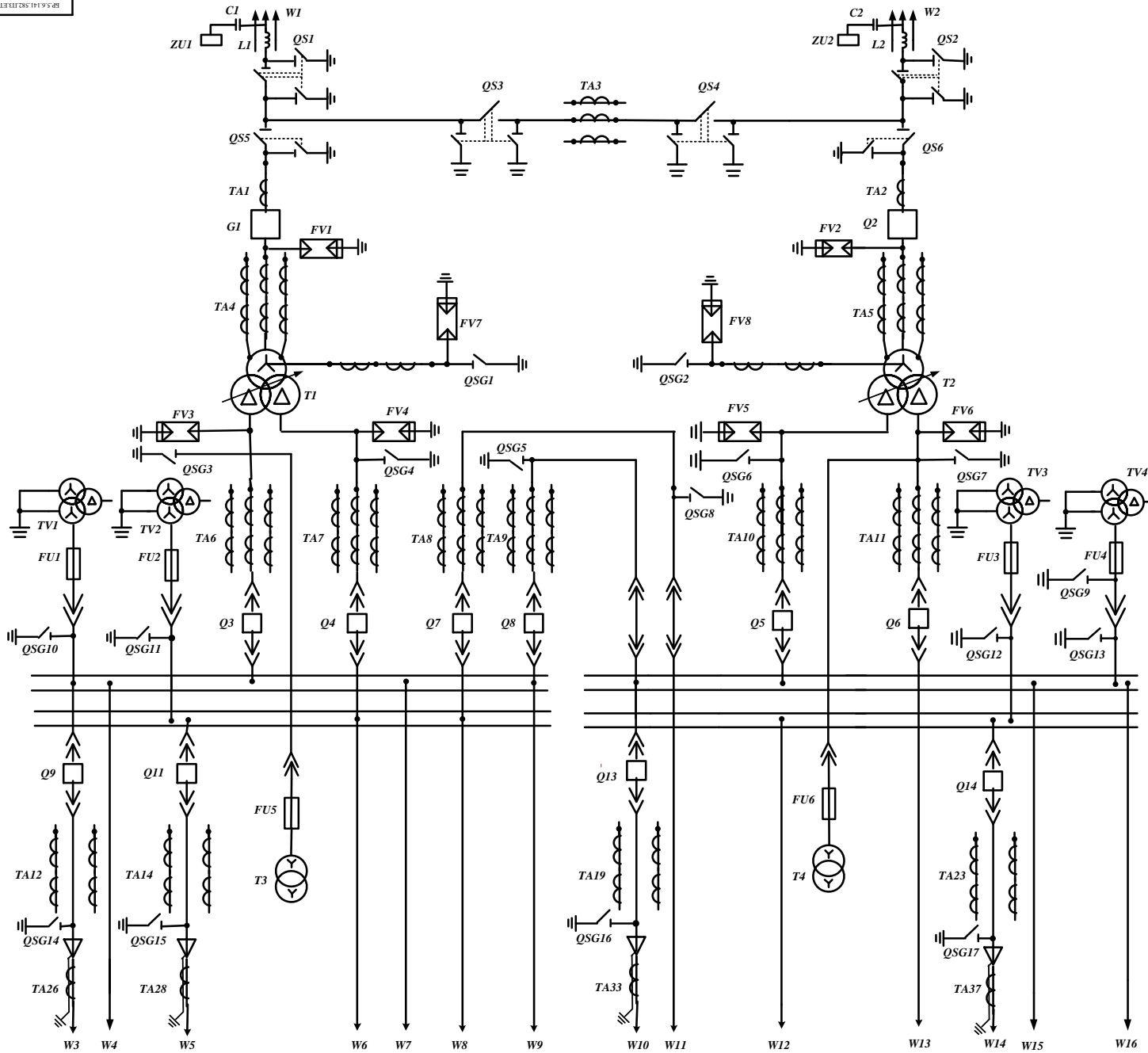
Розрахункова схема заміщення мережі

Потужності на ділянках мережі

позн	Початок	Кінець
S_A	$215 + j211$	
S_{A3}	$84,03 + j82,22$	$80,67 + j70,67$
S_{23}	$20,57 + j15,13$	$20,23 + j14,3$
S_{A2}	$131,15 + j129$	$127,72 + j96,74$
S_{10}	$50,13 + j44,52$	$50,4 + j40,73$

позн	Початок	Кінець
S_{06}	$20,02 + j20$	$20 + j20$
S_{05}	$30,03 + j20,73$	$30 + j20$
S_{37}	$60,22 + j55,55$	$60 + j50$
S_{21}	$50,91 + j47,7$	$50,24 + j45,4$
S_{24}	$50,14 + j33,1$	$50 + j30$

БР.5.6.141.582.ПЗ.ЕТ							
№	Масштаб	№ докум.	Шкала	Дію	Розроб.	Головний	Маса
Переа.		Лобанський І					
Консульта.							
Розроб.							
Провер.							
Зав.							
Розрахунок режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку складових витрат електроенергії						Лист 1	Архивна 2
Розрахунок електричної мережі						СумГУ, гр.ЕТдн-72п	



Поз	Позначення	Найменування	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДЦН-63000/110	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 НУХЛ1.	6
5	Q1, Q2	Вимикач 100SFMT63SF.	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТОГФ-110	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму ТОГФ-110	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентиляний РВС-110MV1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентиляний РВП-10MV1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентиляний РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗОН-110М	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТШЛ-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5	4
15	Q7, Q8	Вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5	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 приєднання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУЗ	7

БР.5.6.141.582.П3.ЕТ					Лист	Маса	Масштаб
Вид	дир	М.Фурман	П.Пав	Л.Пав	Розрахунок режимів роботи електроенергетичної мережі з аналізом методів розрахунку складових частин електроенергетичної мережі		
Розроб	Г.Пав						
Корекція	Л.Пав						
Рисунки							
Надзор							
Впер	Л.Пав						
Розрахунок електричної частини підстанції					Суздаль, пр.ЕТДн-72п		