

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Сумський державний університет

Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання

Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Лебединський І.Л

“ _____ ” “ _____ ” 2023 р

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня бакалавр

зі спеціальності 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”
освітньо-професійної програми “Електротехнічні системи електроспоживання”
на тему: “ Визначення параметрів електричної мережі та втрат електричної
енергії в лініях напругою 0,4 кВ”

Студента групи ЕТдн–94п Падалка Віталія Юрійовича

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

_____ В.Ю. Падалка

(підпис)

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

(підпис)

Суми – 2023

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Падалка Віталія Юрійовича

1 Тема роботи “Визначення параметрів електричної мережі та втрат електричної енергії в лініях напругою 0,4 кВ”

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі роботи

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

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки

– розрахунок електричної мережі;

– розрахунок електричної частини підстанції;

– розрахунок релейного захисту;

– аналіз структури заходів щодо зниження втрат електроенергії”

5 Перелік графічного матеріалу

– схема мережі;

– електрична схема підстанції.

Календарний план

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

Студент гр ЕТдн-94п _____

Падалка В.Ю.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 66, рис. 12, табл. 25, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Визначення параметрів обладнання елементів та аналіз заходів щодо зменшення втрат в електричних мережах” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання” / В.Ю. Падалка; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2023. - 66 с.

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

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 електричні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ГАЕС – гідроакумулююча електростанція

ТРЕ – технологічні витрати електроенергії

МСЗ – максимальний струмовий захист

ЗМІСТ

Вступ.....		9
1	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	11
1.1	Вибір напруг ліній	11
1.2	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій	13
1.3	Розрахунок параметрів ліній.....	15
1.4	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів	16
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах	18
1.6	Визначення напруг в вузлах навантаження	19
2	Розрахунок електричної частини підстанції	22
2.1	Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій	22
2.2	Вибір трансформаторів власних потреб	22
2.3	Розрахунок струмів короткого замикання	25
2.4	Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин.....	27
2.5	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	32
2.6	Вибір ошиновки розподільних пристроїв	36
2.7	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина	38
2.8	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина.....	39
2.9	Заземлювальні пристрої підстанції	40
3	Розрахунок диференційного захисту трансформатора.....	41
3.1	Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21.....	41
3.2	Технічні дані трансформатора, що захищається.....	42

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

БР.5.6.141.070.ПЗ.ЕТ				
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Падалка В.Ю		
Пров.		Лебединский		
Нач.бюро				
Н. контр.				
Утв.		Лебединский		
Визначення параметрів електричної мережі та втрат електричної енергії в лініях напругою 0,4 кВ”				
		Лит.	Лист	Листов
		У	7	71
СумДУ ЕТдн-94п				

3.3	Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21.....	43
3.4	Захист від надструмів при зовнішніх КЗ.....	49
4	Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних лініях	51
4.1	Вплив несиметрії навантажень фаз на втрати потужності	51
4.2	Вплив характеристик ліній та характеру розподілу їх навантажень на втрати потужності	55
	Висновки	61
	Література.....	64
	Додаток А.....	65
	Додаток Б.....	66

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;
- провести аналіз технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії”

1 Розрахунок режимів роботи ліній і трансформаторів підстанцій

Початкові дані

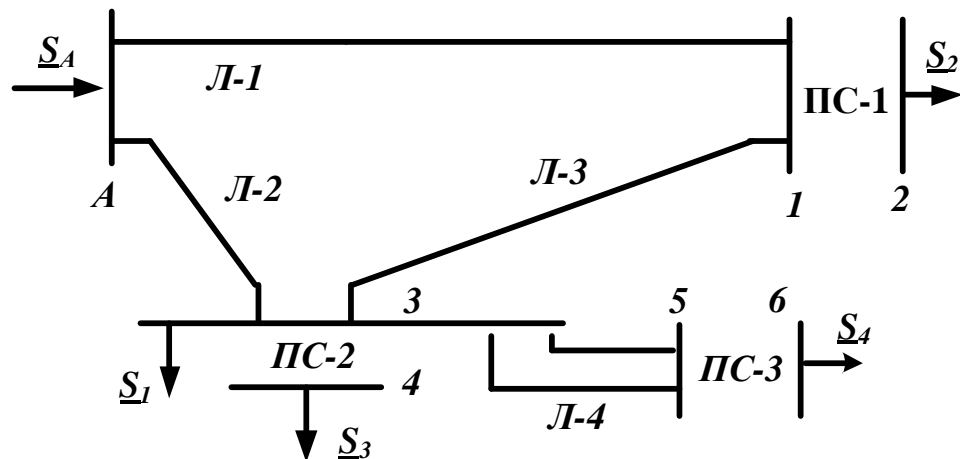


Рисунок 1.1 – Однолінійна електрична схема заданої електричної мережі

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

Дана мережа живиться від джерела напруги А.

Таблиця 1.1 - Вихідні дані до схеми

Довжина ПЛ, км				Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	\underline{S}_1	S_2	S_3	S_4
10	40	30	20	$\frac{24+j18}{I}$	$\frac{35+j28}{II}$	$\frac{28+j16}{II}$	$\frac{12+j8}{II}$

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 8 і 4.

Визначимо розрахункові навантаження вузлів електричної мережі [1]:

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_2 = 35 + j28 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_1 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = 64 + j42 \text{ МВА};$$

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

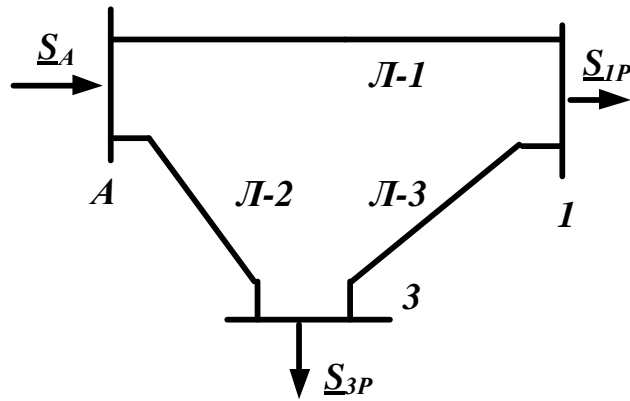


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

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

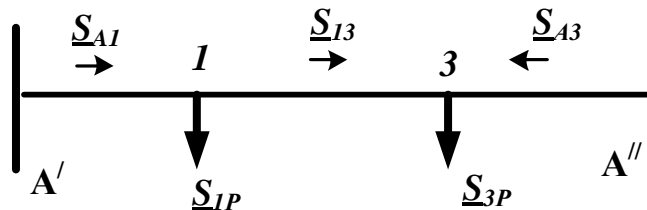


Рисунок 1.3 – Разімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{IP} \cdot (l_{13} + l_{A3}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A3}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 62,6 + j45,5 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{IP} = 27,6 + j17,5 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{13} + l_{A1}) + \underline{S}_{IP} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 36,4 + j24,5 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

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

$$99 + j70 = 99 + j70$$

Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі (рисунку 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	105,46	110,95	96,6	65,47

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	0,407	0,23	0,172	0,076

Вибираємо марки проводів [3]:

Таблиця 1.4 – Марка проводів

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

Таблиця 1.5 – Технічні дані проводу АС-120/19

Переріз проводу, мм ²	Тривалий допустимий струм, А	Діаметр проводу, мм	r ₀ , Ом/км, при +20° С	110 кВ	
				x ₀ , Ом/км	b ₀ , 10 ⁻⁶ См/км
120/19	390	14,4	0,244	0,427	2,66

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

Підстанція ПС-1

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

Потужність одного трансформатора ПС-1 визначається наступною формулою:

$$S_{T1} = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{35^2 + 28^2}}{1,4} = 32,02 \text{ МВА}$$

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

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{35^2 + 28^2}}{2 \cdot 40} = 0,56$$

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]

Межі регулювання	Каталожні дані					Розрахункові дані			
	U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
	ВН	НН							
±9*1,7 8%	115	10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

Підстанція ПС–2

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

Потужність одного трансформатора ПС-2 визначається наступною формулою:

$$S_{T2} = \frac{S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{28^2 + 16^2}}{1,4} = 23,04 \text{ МВА}$$

Вибираємо триобмотковий трансформатор ТРДН-25000/110 [4] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_3}{2 \cdot S_{T2}} = \frac{\sqrt{28^2 + 16^2}}{2 \cdot 25} = 0,644$$

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]

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							
115	10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

Підстанція ПС-3

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

Потужність одного трансформатора ПС-3 визначається наступною формулою:

$$S_{ТЗ} = \frac{S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{12^2 + 8^2}}{1,4} = 10,3 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТДН-10000/110 [3] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_3}{2 \cdot S_{ТЗ}} = \frac{\sqrt{12^2 + 8^2}}{2 \cdot 10} = 0,72$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТДН-10000/110 задовольняють вимоги, що пред'являються.

Таблиця 1.8 – Технічні дані трансформатора ТДН-10000/110 [5]

Межі регулювання	Каталожні дані					Розрахункові дані			
	U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
	ВН	НН							
±9*1,7 8%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

1.3 Розрахунок параметрів ліній

Знайдемо параметри ліній електричної мережі

Значення активних та реактивних опорів ліній, а також величина зарядної потужності наведені в таблиці 1.9

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

Таблиця 1.9 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

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

1.4 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.

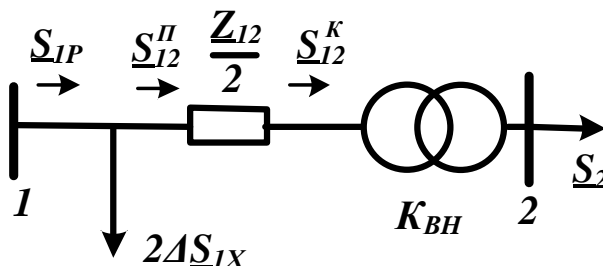


Рисунок 1.4 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність \underline{S}_{12}^K :

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_2 = 35 + j28 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{12}^{II} :

$$\underline{S}_{12}^{II} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{12}}{2} = 35,12 + j30,88 \text{ MVA}$$

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

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{12}^{II} + 2\Delta \underline{S}_{IX} = 35,19 + j31,4 \text{ MVA}$$

Підстанція ПС-2

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

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

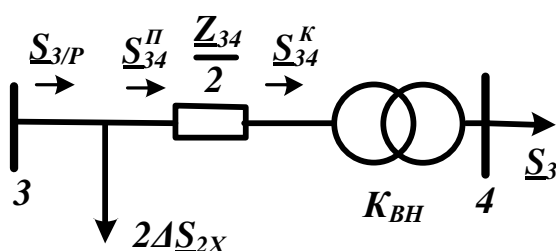


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-2

Визначаємо потужність \underline{S}_{34}^K :

$$\underline{S}_{34}^K = \underline{S}_3 = 28 + j16 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність $\underline{S}_{34}^{\text{II}}$:

$$\underline{S}_{34}^{\text{II}} = \underline{S}_{34}^K + \frac{(P_{34}^K)^2 + (Q_{34}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{34}}{2} = 28,11 + j18,4 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{3/P} = \underline{S}_{34}^{\text{II}} + 2\Delta \underline{S}_{2X} = 28,16 + j18,75 \text{ МВА}$$

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].

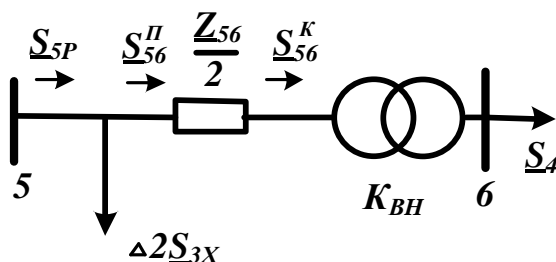


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-3

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

$$\underline{S}_{56}^K = \underline{S}_3 = 12 + j8 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{56}^{Π} :

$$\underline{S}_{56}^{\Pi} = \underline{S}_{56}^K + \frac{(P_{56}^K)^2 + (Q_{56}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{56}}{2} = 12,07 + j13,19 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{5P} = \underline{S}_{56}^{\Pi} + 2\Delta \underline{S}_{3X} = 12,1 + j13,33 \text{ МВА}$$

Розрахунок лінії 3-5

Схема заміщення лінії приведена на рисунку 1.7

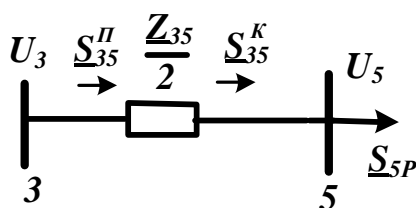


Рисунок 1.7 – Схема заміщення лінії 3–5

Визначаємо потужність \underline{S}_{35}^K :

$$\underline{S}_{35}^K = \underline{S}_{5P} = 12,1 + j13,33 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{35}^{Π} :

$$\underline{S}_{35}^{\Pi} = \underline{S}_{35}^K + \frac{(P_{35}^K)^2 + (Q_{35}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{35}}{2} = 12,16 + j13,45 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{3P} + \underline{S}_{35}^{\Pi} + \underline{S}_I = 64,33 + j50,2 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{13} + l_{A3}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A3}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 62,95 + j52,58 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 27,76 + j21,18 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{13} + l_{A1}) + \underline{S}_{1P} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 36,56 + j29,03 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності [7]:

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

$$99,51 + j81,6 = 99,5 + j81,6$$

Баланс потужності зійшовся.

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

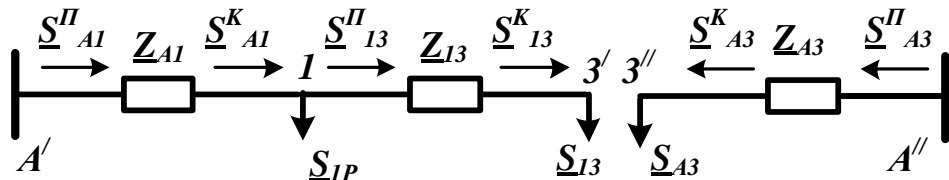


Рисунок 1.8 – Розімкнута мережа

Визначимо потокорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.8. Знайдемо потужність джерела \underline{S}_A :

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{13} = 27,76 + j21,18 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{13}^{\Pi} = \underline{S}_{13}^K + \frac{(\underline{P}_{13}^K)^2 + (\underline{Q}_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{13} = 28,52 + j22,47 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{13}^{\Pi} + \underline{S}_{1P} = 63,71 + j53,87 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A1}^{\Pi} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(\underline{P}_{A1}^K)^2 + (\underline{Q}_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A1} = 65,14 + j56,32 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A3}^K = \underline{S}_{A3} = 36,56 + j29,3 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A3}^{\Pi} = \underline{S}_{A3}^K + \frac{(\underline{P}_{A3}^K)^2 + (\underline{Q}_{A3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A3} = 38,36 + j32,1 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^{\Pi} + \underline{S}_{A3}^{\Pi} = 103,54 + j88,4 \text{ MVA}$$

1.6 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків найбільшою номінальної напруги мережі $U_A = 118 \text{ В}$ [6]

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1}'' R_{A1} + Q_{A1}'' X_{A1}}{U_A} = 114,6 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3':

$$U_3' = U_1 - \frac{P_{13}'' R_{13} + Q_{13}'' X_{13}}{U_1} = 110,22 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3'':

$$U_3'' = U_A - \frac{P_{A3}'' R_{A3} + Q_{A3}'' X_{A3}}{U_A} = 110,12 \text{ кВ}$$

Визначаємо середнє значення напруги вузла 3:

$$U_{3.СЕР} = (U_3' + U_3'')/2 = 110,16 \text{ кВ}$$

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

ПС-1

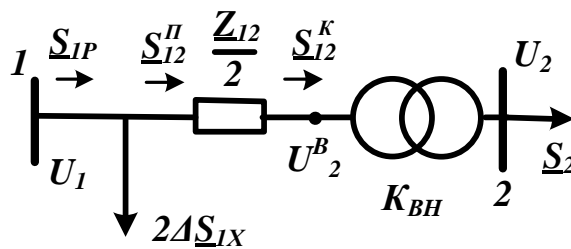


Рисунок 1.9 – Схема заміщення ПС-1 для визначення напруги U^B_2

$$U_2^B = U_1 - \frac{P_{12}'' \frac{R_{12}}{2} + Q_{14}'' \frac{X_{12}}{2}}{U_1} = 109,7 \text{ кВ}$$

ПС-2

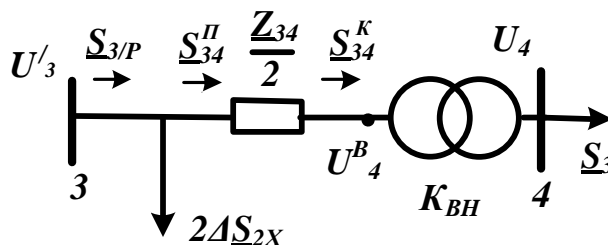


Рисунок 1.10 – Схема заміщення ПС-2 для визначення напруги U^B_4

$$U_4^B = U_3 - \frac{P_{34}^{\Pi} \frac{R_{34}}{2} + Q_{34}^{\Pi} \frac{X_{43}}{2}}{U_3} = 105,17 \text{ кВ}$$

Лінія 3–5:

$$U_5 = U_3 - \frac{P_{35}^{\Pi} \frac{R_{35}}{2} + Q_{35}^{\Pi} \frac{X_{35}}{2}}{U_3} = 109,4 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_6^B = U_5 - \frac{P_{56}^{\Pi} \frac{R_{56}}{2} + Q_{56}^{\Pi} \frac{X_{56}}{2}}{U_5} = 100,55 \text{ кВ}$$

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

ПС-1

$$U_2 = \frac{U_2^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,021 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,6 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,6 \text{ кВ}$$

2 Розрахунок електричної частини підстанції

Тип трансформатора ТРДН – 40000/110;

Потужність трансформатора $S = 40$ МВА;

Напруга $U = 110$ кВ;

Опір трансформатора $X_T = 34,7$ Ом;

Довжина лінії $L_{Л1} = 10$ км;

Довжина лінії $L_{Л3} = 30$ км;

Опір лінії $X_{Л1} = 4,27$ Ом;

Опір лінії $X_{Л3} = 12,81$ Ом;

Потужність системи $S_C = 250$ МВА

2.1 Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій

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

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

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

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

2.2 Вибір трансформаторів власних потреб

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

					БР.5.6.141.070.ПЗ.ЕТ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

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

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

Таблиця 2.1 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

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

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

$$S_{твн} \geq S_{вн},$$

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

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

Оскільки $S_{вн} = 17,7$ кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб рівною 25 кВА. Ремонтне навантаження підстанції беремо рівним 20 кВА. При підключенні такого навантаження на один трансформатор допускається його

перевантаження на 20 %. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень:

$$S_{ТВП} = \frac{S_{ТНР} + S_{ВП}}{1,2} = \frac{20 + 17,7}{1,2} = 31,4 \text{ кВА.}$$

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

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

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

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [13]. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення становить $S_C=250$ МВА.

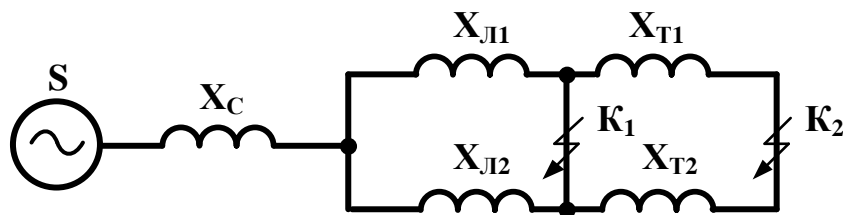


Рис. 2.1 - Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи рівен:

$$X_C = \frac{U^2}{S_C} = \frac{110^2}{250} = 48,4 \text{ Ом}$$

Опір працюючих

– ліній $X_{Л1} = 4,27$ Ом, $X_{Л2} = 12,81$ Ом,

– трансформаторів $X_T = \frac{X}{2} = \frac{34,7}{2} = 17,35$ Ом

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л1})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (48,4 + 4,27)} = 1,21 \text{ кА}$$

$$I_{K1(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л2})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (48,4 + 12,81)} = 1,04 \text{ кА}$$

$$I_{K1} = I_{K1(1)} + I_{K1(2)} = 2,251 \text{ кА}$$

Те ж в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (48,4 + 4,27 + 17,35)} = 0,91 \text{ кА},$$

$$I_{K2(2)}^B = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (48,4 + 12,81 + 17,35)} = 0,81 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^B = I_{K2(1)}^B + I_{K2(2)}^B = 1,72 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці K_2

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = \frac{1,72 \cdot 110}{10} = 18,81 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці K_1 : $I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 1,72 = 5,1 \text{ кА},$

- в точці K_2 : $I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 18,81 = 42,7 \text{ кА}.$

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

для точки K_1 : $I_{нт1} = I_{K1} = 1,72 \text{ кА};$

для точки K_2 : $I_{нт2} = I_{K2} = 18,81 \text{ кА}.$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

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

$K_2 - T_a = 0,05 \text{ с});$

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

Для точки K_1 :

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} \cdot 1,72 = 0,29 \text{ кА}.$$

Для точки K_2 :

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-0,1}{0,05}} \cdot 18,81 = 3,58 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка K_1):

$$B_R = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 1,72^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,43 \text{ кА}^2\text{с}$$

для сторони НН (точка K_2):

$$B_R = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 18,81^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 53,07 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результати розрахунку зведені в табл. 2.2

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ в момент витрати контактів викл. кА	Аперіод. Складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , кА ² с
Шини 110 кВ (K_1)	2,25	5,10	2,25	0,29	0,429
Шини 10 кВ (K_2)	18,81	42,7	18,81	3,58	53,07

2.4 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин

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

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

Вибору підлягають:

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

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

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{110\text{MAX}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 220} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 281 \text{ А.}$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

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

Струм в колі секційного вимикача:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 2.3 - Вибір вимикача на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	281 А	1200 А
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	2,251 кА	63 кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$	5,1 кА	102 кА
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{викл.Ном}}$	2,251 кА	63 кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{а ном}}$	0,29 кА	32 кА
$B_K \leq I^2_{\text{T}} t_r$	0,429 кА ² с	31,5 кА ² с

Обраний вимикач повинен повністю задовольняти умовам вибору.

На стороні низької напруги рекомендується вибирати вакуумні вимикачі.

t – Розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ.

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

ПВБ - повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами. Вимикачі мають двохрозривні дугогасильні пристрої одностороннього дугтя. Камери (резервуари) постійно заповнені стисненим повітрям і знаходяться під високим потенціалом. Напруга підводиться до камер через епоксидні вводи, захищені зовні порцеляновими 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
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	1618 А	3150 А

$I_{ПО} \leq I_{прСКЗ}$	18,81 кА	80 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	42,7 кА	54,6 кА
$I_{нт} \leq I_{вickl.Ном}$	18,81 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	3,58 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	53,07 кА ² с	81 кА ² с

Вибираємо МГГ-10-4000-45УЗ [5]

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

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

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

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

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	18,81 кА	80 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	42,7 кА	54,6 кА

$I_{n\tau} \leq I_{\text{викл.Ном}}$	18,81 кА	31,5 кА
$I_{a\tau} \leq I_{a\text{ном}}$	3,58 кА	8,83 кА
$B_k \leq I_T^2 t_r$	53,07 кА ² с	81 кА ² с

Обрано вимикач МГТ –10 –4000 – 45У3

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

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

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

$I_{\text{СКВ.Пр.}} = 80$ кА,

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

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

$I_{\text{T}}^2 \cdot t_y = 31,2^2 \cdot 3 = 2977$ кА²с.

$I_{\text{T}}^2 \cdot t_y = 31,2^2 \cdot 1 = 992$ кА²с.

Таблиця 2.6 - вибір роз'єднувачів 110 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	281 А	1000 А
$I_{y\delta} \leq I_{\text{СКВ}}$	5,1 кА	80 кА
$B_k \leq I_T^2 t_r$	0,429 кА ² с	992 кА ² с

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

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

$$I_{СКВ.Пр.} = 80 \text{ кА,}$$

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

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

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

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

2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

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

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

Трансформатори напруги також вибираємо відповідно до вимірювальних приладів і реле, що підлягають приєднанню до них. Далі підраховується очікуване навантаження і перевіряється похибка. У нормальному режимі навантаження трансформатора визначається споживанням приєднаних приладів і реле. За цих умов визначається, в якому класі і з якою похибкою працюватимуть трансформатори. Опір проводів від трансформатора напруги до приладів не враховується. Але згідно з ПУЕ втрати напруги лічильником не повинні перевищувати 0,5 %, а в проводах щитка – 3 %. З умов міцності перетин мідних проводів повинен бути не менше 1,5 мм², а алюмінієвих – не менше 2,5 мм².

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

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

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

Вторинні проводи проектуємо алюмінієвими.

Для установки вибираємо трифазні трансформатори НТМИ-10-66.

Таблиця 2.8 - Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-350	1,5	0,5	—	0,5
Варметр	Д-345	1,5	0,5	—	0,5
Лічильник активної енергії	ZMG405CR	1	2,5	—	2,5
Лічильник реактивної енергії	ZMG405CR	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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	281 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	2,25 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,429 кА ² с	162,5 кА ² с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

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

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

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

Тоді опір вимірювальних проводів може бути:

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

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом.

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

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

Перетин жил при довжині кабелю $l = 160$ м

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

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

F – переріз жил, мм²,

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

Загальний опір кола струму:

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

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

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

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	8000 А
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	18,81 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	53,07 кА ² с	625 кА
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТВ –10–IV.

Таблиця 2.11 - Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,618 кА	8000 кА

$i_{y0} \leq I_{np.CKB}$	18,81 кА	54,6 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	53,07 кА ² с	625 кА ² с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Приймається до установки трансформатор струму TV–10–IV.

В якості трансформаторів напруги вибираємо на стороні 110 кВ трансформатори ТОГФ–110 (УХЛ1), на стороні 10 кВ - TV–10–IV. Їх характеристики наведені в таблиці 2.12

Таблиця 2.12 – Характеристики вибраних трансформаторів напруги

Тип	Номинальна напруга обмотки			Номинальна потужність, В · А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	первинної, кВ	основної вторинної, В	додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
ТВ–10–IV	$\frac{6}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100:3 или 100	30	50	75	200	400
	$\frac{10}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{15}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{20}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{24}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
ТОГФ–110	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	100:3	—	400	600	1200	2000

2.6 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

Ошиновку в розподільчих пристроях (РП) 110 кВ виконують, як правило, сталю-алюмінієвими проводами марки АС [9]. При цьому переріз шин має бути не менше 70 мм² (за умовами коронування). Вибір перерізу здійснюється за довго

допустимим струмом. Мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{53,07}}{91 \cdot 10^{-3}} = 80,946 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \cdot 10^{-3}$ кАс/мм².

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

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

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

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

q – поперечний переріз шини, см²

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

де b – товщина шини, см,

h – ширина шини, см.

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

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{0,426}{10}} = 27,7 \text{ Гц.}$$

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

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп},$$

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

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

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

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

$a = 0,8$ м – відстань між фазами.

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

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{42,7^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{\left(\frac{0,08^2 \cdot 0,01}{6}\right) \cdot 0,8} = 53,23 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності $\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{прип}}$, дотримується, так як $59 \leq 75$.

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

2.7 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина

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

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

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

На ПС 110 кВ зі спрощеними схемами на боці ВН з мінімальною кількістю апаратури, розміщеної в районах із забрудненою атмосферою, рекомендується

відкрита установка обладнання ВН і трансформаторів з посиленою зовнішньою ізоляцією.

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

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

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

2.8 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина

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

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

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

б) при кількості шаф більше 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

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

2.9 Заземлювальні пристрої підстанції

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

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

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

3 Розрахунок релейного захисту

3.1 Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21

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

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

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

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

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

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

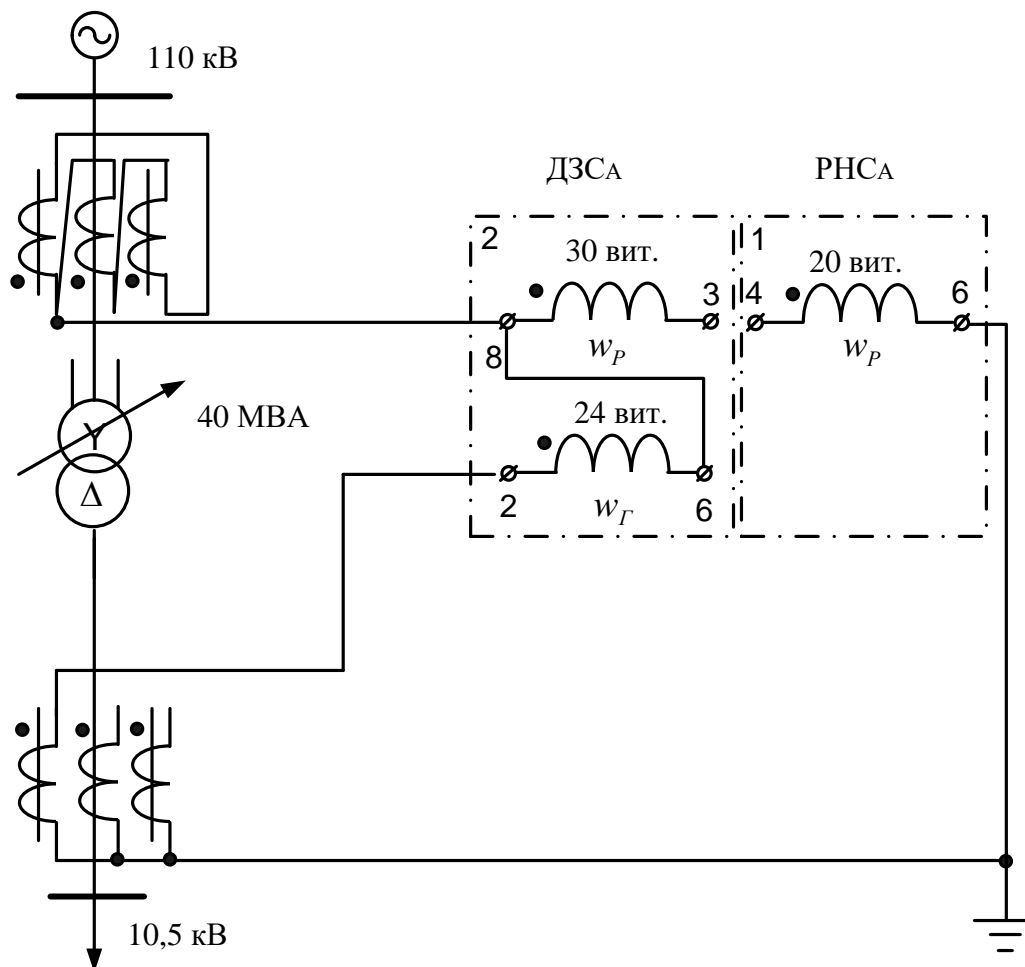


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

3.2 Технічні дані трансформатора, що захищається

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

Структура умовного позначення:

ТРДН-40000/110

Т – трансформатор;

Р – розщеплена обмотка;

Д – двообмотковий;

Н – з регулюванням напруги під навантаженням;

40000 – номінальна потужність, кВ·А;

110 – клас напруги обмотки ВН, кВ;

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

Таблиця 3.2–Технічні характеристики трансформатора ТРДН-40000/110:

Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
	U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
	ВН	НН							
±9*1,78 %	115	10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

Коефіцієнт завантаження трансформатора: K_з = 0,63

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

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

Опір трансформатора (таблиця 1.7) – R_т = 1,4 Ом, X_т = 34,7 Ом

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

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

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

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

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

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

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

Для трансформаторів 110 кВ можна прийняти:

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

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

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

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

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

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

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

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

$$I_{к.макс.вн} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{вн.мін} + X_{нн.мін})} = 891,2 \text{ А}$$

$$I_{к.макс.нн} = I_{к.макс.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 10,27 \text{ кА}$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

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

$$I_{к.мін.вн} = \frac{U_{макс}}{2 \cdot (X_c + X_{вн.макс} + X_{нн.макс})} = 656,26 \text{ А}$$

$$I_{к.мін.нн} = I_{к.мін.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 7562,6 \text{ А}$$

Визначимо первинні номінальні струми:

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

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

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

а) налагодження від кидка намагнічуючого струму:

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

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН:

$$I_{к.мах}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_T)} = 967 \text{ А}$$

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{від} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.мах}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1102 = 377,44 \text{ А}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 690 А.

Далі розрахунок параметрів зведемо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.3 – 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 3.4 – Розрахунок трансформаторів струму

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

Продовження таблиці 3.4

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

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

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

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

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

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

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

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

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

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

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

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{с.з.мін} = 221,8 \text{ А}$$

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

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

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

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{гальм} = \frac{k_3 I_{*нб.розр} \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{відв.ном.осн}} - I_{*ср.мін}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.n} \frac{I_{відв.гал.розр.n}}{I_{відв.гальм.ном.n}} - I_{*гальм.поч}} = 3,7477$$

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

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

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

$$I_{c.відс.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 707 \text{ А},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = 471 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*c.відс.розр} = \frac{I_{c.відс.розр} \cdot k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = 2,831$$

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

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

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

$$k_c^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.n}^{(m)}}{I_{c.з} \cdot K_{сх.n}^{(3)}} = 1,888$$

Коефіцієнт чутливості більший двох, що задовольняє умові установки захисту.

3.4 Захист від надструмів при зовнішніх КЗ

(Максимальний струмовий захист)

Максимальний захист служить для відключення трансформатора при КЗ на збірних шинах або на приєднаннях, що відходять від них, якщо РЗ або вимикачі цих елементів відмовили в роботі. Одночасно РЗ від зовнішніх КЗ використовується і для захисту від пошкодження в трансформаторі. Однак за умовами селективності МСЗ повинен мати витримку часу і, отже, не може бути швидкодіючим. З цієї причини в якості основного РЗ від пошкоджень в трансформаторах він

використовується лише на малопотужних трансформаторах. На трансформаторах, що мають спеціальний РЗ від внутрішніх пошкоджень, РЗ від зовнішніх КЗ служить резервом до цього захисту на випадок його відмови.

МСЗ може бути виконаний на базі мікропроцесорного пристрою релейного захисту, автоматики і управління приєднань УЗА-10А.2. Він призначений для використання в схемах релейного захисту та протиаварійної автоматики для захисту електричних машин, трансформаторів і ліній електропередачі при коротких замиканнях і перевантаженнях, а також для управління і телемеханіки приєднання. Пристрій УЗА10А.2 - живиться від джерела як постійного, так і змінного оперативного струму. Від кіл змінного струму виконується комбіноване живлення від струму і напруги і захист може працювати тільки від струму короткого замикання.

Робочий діапазон температур від -25°C до $+50^{\circ}\text{C}$ (розширений від -40°C до $+70^{\circ}\text{C}$).

Функції пристрою:

- двофазний (трифазний) МСЗ (може бути замінений на захист від перевантаження);
- струмове відсічення 2 ступені: CO1, CO2;
- захист від замикань на землю (ЗНЗ);
- прискорення МСЗ при включенні вимикача;
- дистанційне включення і відключення вимикача;
- контроль і управління вимикачем;
- зовнішнє блокування захисту;
- пуск УРОВ;
- одноразове АПВ;
- вимір струмів фаз і струму ЗНЗ;
- запам'ятовування струму КЗ (на замовлення - 5 подій з фіксацією струму і часу КЗ);

4 Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії

В НИЗЬКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЯХ

За формулою [16] в лінії напругою 0,4 кВ визначмо втрати електроенергії (відсоток енергії, що відпущено в мережу):

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

де $K_{\text{НЕС}}$ – коефіцієнт, який враховує нерівномірність розподілу навантажень у фазах.

4.1 Вплив несиметрії навантажень фаз на втрати потужності

Коефіцієнт збільшення втрат потужності мережі з ізольованою нейтраллю при нерівності навантажень проводів знайдемо за допомогою формули (4.2) [16.18]:

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

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

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

Струм нульової послідовності I_0 виникає в мережі з глухозаземленою нейтраллю, струм нейтралі $I_N = 3 \cdot I_0$ - потроєне його значення. Він проходить по опорі землі (для електромереж 110 кВ і більше), або струм нульового проводу (для електромереж менше, ніж 1 кВ).

Знаходимо струм у нейтралі:

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

де a та a^2 – оператори повороту вектора на 120° відповідно проти та за годинниковою стрілкою.

У формулі (4.3) комплексні значення струмів фаз визначені не для єдиної системи координат $[1; j]$ з дійсною віссю, спрямованою відповідно вектору напруги

фази А, а для напруг своєї фази. В кожній з двох фаз вираз (4.3) при допущенні однакового коефіцієнта потужності є теж справедливим для модулів струмів.

Квадрат струму в нейтралі:

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

Якщо

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

то

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

У мережі з заземленою нейтраллю сумарні втрати потужності – це сума втрат у кожній фазі. При наявності нульового проводу також враховуються втрати в нульовому проводі.

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

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

Струми у фазах є однаковими та рівними струму прямої послідовності при симетричному навантаженні.

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

Отже, визначимо втрати у симетричному режимі:

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

Відносно симетричного режиму, в несиметричному режимі втрати більші:

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

де k_v – величина, що характеризує відмінності фазних струмів.

За формулою наближено визначаємо коефіцієнт варіації:

визначаються налогічно втратам активної потужності. Але у формулах значення активного замінюються значеннями індуктивного опору.

При несиметричному навантаженні трансформатора теж збільшуються втрати.

Для визначення коефіцієнта збільшення втрат потужності в мережі з заземленою нейтраллю, скориставшись (4.7), (4.11) та при однаковому опорі фаз, отримаємо вираз:

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

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

Якщо відсутні дані про струмові навантаження, коефіцієнт $K_{\text{нес}}$ в залежності від співвідношення R_N / R_{ϕ} буде:

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

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

Відношення $\tau / T_{\text{макс}}$ приймаються у відповідності до таблиці 4.1 [16]:

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

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

За формулою визначаємо у відсотках відносні втрати електроенергії в лініях 0,38 кВ:

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

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

I_i – максимальне навантаження головної ділянки i -ої лінії.

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

Залежно від характеристик ліній та розподілу їх навантажень, можна також визначити втрати електроенергії в мережі 0,38 кВ [16. 18].

Припустимо, що визначення втрат електроенергії в лінії 0,38 кВ здійснюється за формулою [16]:

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

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

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

K_Φ – коефіцієнт форми графіка, відн. од;

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

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

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

Еквівалентний опір лінії тоді буде залежати від конфігурації лінії та розподілу навантажень по її довжині.

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

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

де r_0 – питомий опір проводу, Ом/км,

L – довжина лінії, км.

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

Для такої ж лінії з рівномірно розподіленим навантаженням еквівалентний опір визначиться:

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

Зауважимо, що при однакових довжинах ліній, перерізах проводів і такій же кількості відпущеної електроенергії, втрати в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням будуть у 3 рази менші, ніж у такій же лінії з зосередженим навантаженням.

Втрати енергії у лінії будуть пропорційними зменшенню навантаження (лінія з постійною щільністю струму) при зміні перерізу проводів, а еквівалентний опір дорівнюватиме: $R_{\text{екв}} = r_0 L / 2$. Як висновок: в цьому граничному випадку втрати в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням будуть у 2 рази меншими, ніж в лінії з зосередженим навантаженням. Отже, коефіцієнт, враховуючий вплив на втрати розподіленості навантажень уздовж лінії k_L , буде у діапазоні $0,33 \div 0,5$ [16].

На практиці вся лінія, чи її основна магістральна частина, повинна виконуватись проводом одного перерізу. Проводи меншого перерізу використовуються кінці лінії, або на її відгалуженнях.

Для алюмінієвих проводів у діапазоні перерізу $35 \div 120 \text{ мм}^2$, які найчастіше використовуються на таких лініях, справедливим буде співвідношення:

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

де F – переріз проводу.

Скориставшись формулами (4.17) та (4.19), можемо визначити еквівалентний опір:

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

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

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

де D – число днів,

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

Формула (4.21) відповідає лінії без відгалужень.

Зазначимо, що щільність струму у відгалуженнях є значно нижчою, ніж в магістралі. Як результат: при наявності відгалужень втрати енергії при тій же сумарній довжині лінії - менші.

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

Відносна довжина відгалужень $k_{розг} = L_0 / L_\Sigma$ - це коефіцієнт розгалуженості лінії (для лінії нерозгалуженої $k_{розг} = 0$). Питомі втрати у відгалуженнях будуть в k_j^2 меншими, ніж в магістралі. У зв'язку з цим, при використанні сумарної довжини лінії у формулі (4.21), в неї вводиться понижуючий коефіцієнт [16]:

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

Значення k_j є суттєво нижчим за одиницю. Отже, для ідеалізованої лінії з десятьма однаковими навантаженнями, струм в кожному відгалуженні становитиме 1/10 від струму головної ділянки лінії. В разі виконання відгалужень і магістралі однаковим проводом, $k_j^2 = 0,01$. Зазвичай, відгалуження виконуються одно- або двофазним проводом з меншим перерізом, ніж провід основної магістралі. Взевши для розрахунку рівну кількість одно- і двофазних відгалужень та переріз проводів у 2 рази менший, ніж провід основної магістралі, отримаємо $k_j^2 = 0,09$. Для ліній з 5 - ма навантаженнями, з тими ж умовами, $k_j^2 = 0,36$. Проаналізувавши типові схеми сільських мереж 0,38 кВ [17], зробимо висновок, що в практичних розрахунках можна приймати середнє значення $k_j^2 = 0,25$, тоді формула (4.22) приймає вигляд:

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

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

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

0,2). Можливе застосування значення цього коефіцієнта до ліній з розподіленим навантаженням, переважно однофазних, також для навантажень житлових будинків. Зазвичай, зосереджені навантаження мають більше симетричних, трифазних навантажень, тому $k_{\text{нес}}$ для цих ліній знаходиться у діапазоні $1,05 \pm 0,05$ [16].

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

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

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

Квадрат коефіцієнта форми k_ϕ^2 - формулою [16]:

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

Також з'являється ще один підвищувальний коефіцієнт k_N , що виникає при визначенні втрат в N лініях з відомим сумарним відпустком енергії в них (формула 4.21), який враховує неоднакову щільність струму на головних ділянках різних ліній. При відносному розкиді цих значень $\pm \gamma_j$, коефіцієнт k_N становить:

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

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

Кінцева формула для розрахунку втрат в N_F лініях з перерізом головних ділянок F і сумарною довжиною L_F при врахуванні формул (4.23) та (4.24) - (4.26), буде:

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

Щоб скористатися формулою (4.27), необхідно знати сумарну енергію W_F , що відпускається у лінії даного перерізу. При виникненні проблем з визначенням сумарного відпуску електроенергії в мережі 0,38 кВ оцінити значення енергії, що відпускається в лінії даного перерізу, можна лише розрахунковим способом.

Єдиним припущенням, на основі якого можна це зробити, є припущення про однакову середню щільність струму на головних ділянках ліній різних перерізів. Таке припущення враховується за допомогою коефіцієнта k_N . У такому випадку розрахункова формула сумарних втрат у всіх лініях 0,38 кВ фідера 6-20 кВ, підстанції, РЕМ або ПЕС, приймає вигляд [16]:

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

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

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

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

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

Коефіцієнт k_N краще приймати на рівні його середнього значення 1,1 (щоб уточнити його значення, потрібно обробити дані вимірів струмів у лініях, але у поставленому завданні потрібно оцінити втрати електроенергії без проведення режимних вимірів).

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

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

Зауважимо, що формули (4.28) та (4.29), де присутня величина d_p , засновані на припущенні про розподіл сумарної енергії, довжини та кількості ліній між лініями з розподіленим та зосередженим навантаженнями пропорційно величині d_p .

Отож, в цьому випадку краще проводити розрахунки, підставляючи характерні для цих ліній значення коефіцієнтів $k_{нec}$ і k_L окремо для ліній з розподіленим та зосередженим навантаженнями.

					БР.5.6.141.070.ПЗ.ЕТ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Висновки

У ході виконання бакалаврської роботи були вирішені поставлені завдання та досягнута описана у вступі мета.

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

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

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

Розділ «Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних лініях»: Проведено аналіз методів розрахунку розподільних мереж 0,38 кВ з урахуванням різних видів навантаження.

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 <http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с. <http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

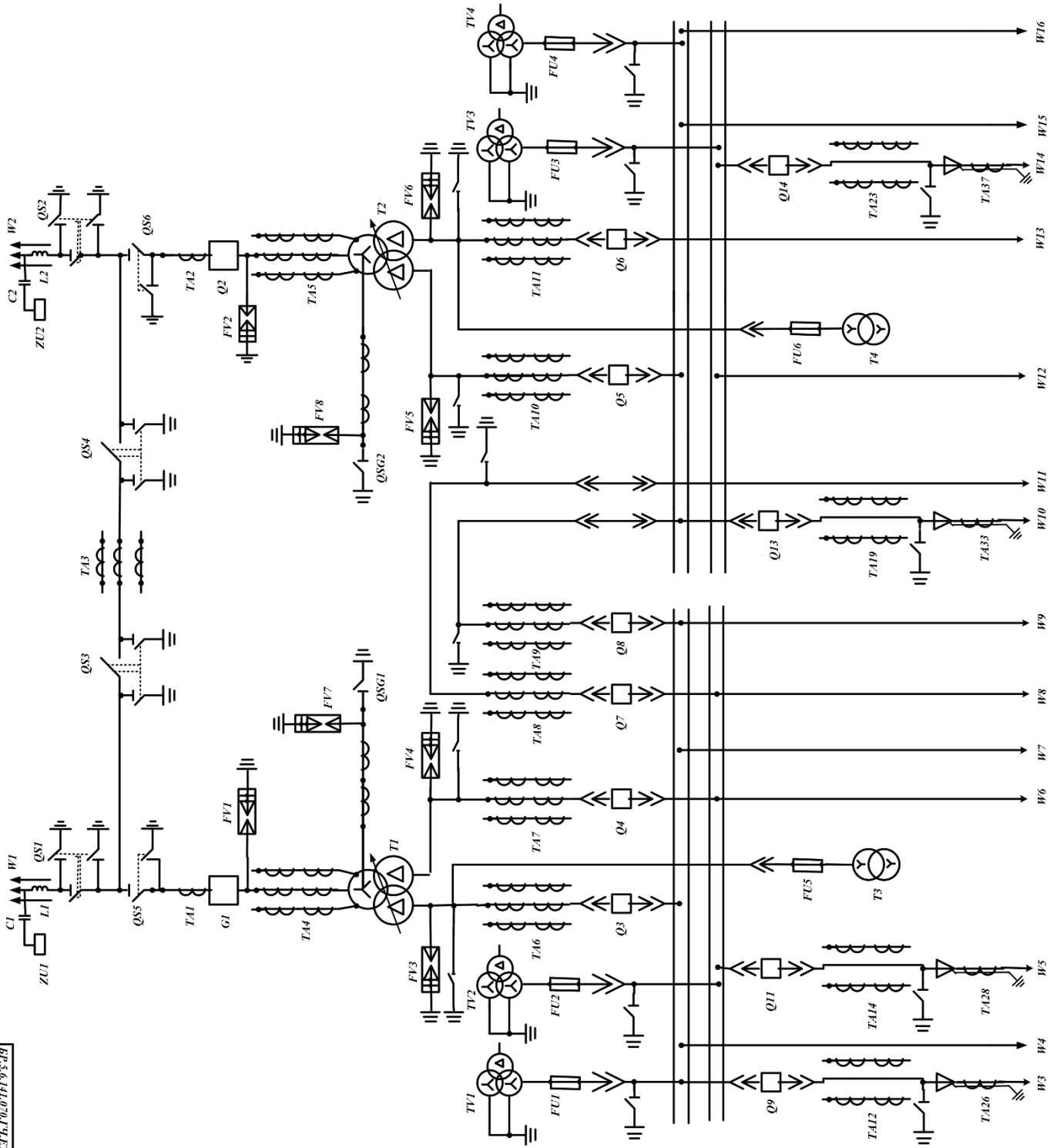
http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf

- 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, ІДТ).
- 16 ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енерге-

тики 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).

ЛЭП-10-01ПН953АВ



№п/п	Позначения	Наименования	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовый ТРП-4000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор на ядро СМШ	2
3	L1, L2	Высоковольтный засороздущива	2
4	Q51-Q56	Розрядники воздушной установки РДЗ-110/1000 ПУХУП	6
5	Q1, Q2	Выключатель 1000В/1635А	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТРТ-110-1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму ТОГФ-110(УХЛП)	6
8	FV1, FV2	Розрядник ветильный РВС-110МУ1	8
9	FV3- FV6	Розрядник ветильный РВП-10МУ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник ветильный РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Защитный однопольный 30Н-110М	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТШС-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор влостных потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Выключатель МПТ-10-4000-45У3	4
15	Q7, Q8	Выключатель МПТ-10-4000-45У3	2
16	FU1-FU6	Защитный ПКП1001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор нагрели ПТМФ-10-66	4
18	Q9-Q22	Выключатель ВММ-10-4000/630-10	14
19	TA12-ТА25	Трансформатор струму ТШС-10-0,5/10Р	28
20	TA26-37	Трансформатор струму ТШС-10-5У3	14
21	ZU1, ZU2	Фильтр присоединения ОПН	2

ВР.5.6.141.070.УЧ.ЕТ			
№п/п	№	Изм.	Датум
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			
40			
41			
42			
43			
44			
45			
46			
47			
48			
49			
50			
51			
52			
53			
54			
55			
56			
57			
58			
59			
60			
61			
62			
63			
64			
65			
66			
67			
68			
69			
70			
71			
72			
73			
74			
75			
76			
77			
78			
79			
80			
81			
82			
83			
84			
85			
86			
87			
88			
89			
90			
91			
92			
93			
94			
95			
96			
97			
98			
99			
100			

СудГУ, гр.ЕТИм-04н