

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

“ ___ ” _____ 20 р

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня бакалавр

зі спеціальності 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”
освітньо-професійної програми “Електротехнічні системи електроспоживання”

на тему: “ Аналіз нормальних та аварійних режимів
 електричної мережі та підстанції ”

здобувача групи ЕТдн-04Гл Анциферова Руслана Юрійовича

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

_____ Анциферов Р.Ю.

(підпис)

Керівник: ст. викл., к.т.н. Леbedка С.М.

(підпис)

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Анциферова Руслана Юрійовича

1 Тема роботи “Аналіз нормальних та аварійних режимів електричної мережі та підстанції”

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.-14.05.2024	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	15.05.-21.05.2024	
3	Розрахунок релейного захисту	22.05.-28.05.2024	
4	Аналіз втрат в районних електричних мережах та заходів щодо їх зменшення	29.05.-05.06.2024	
5	Оформлення роботи	1.06.-7.06.2024	

Студент _____

Анциферов Р.Ю.

Керівник роботи _____

Лебедка С.М.

РЕФЕРАТ

с. 64, рис. 12, табл. 25, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Анциферов Р.Ю. Аналіз нормальних та аварійних режимів електричної мережі та підстанції ” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання” / Р.Ю. Анциферов; керівник Лебедка С.М., - Суми: СумДУ, 2024. - 64 с.

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

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

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Аналіз 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 – гідроакumuлююча електростанція

ТРЕ – технологічні витрати електроенергії

ЛЕП – лінії електропередач

МСЗ – максимальний струмовий захист

ЗМІСТ

Вступ.....		7
1	Визначення режимов роботи ліній і трансформаторів підстанцій	9
1.1	Вибір напруг для ліній	9
1.2	Проведення розрахунку потужностей трансформаторів підстанцій	11
1.3	Визначення параметрів ліній.....	12
1.4	Визначення навантажень вузлів при урахуванні трансформаторів....	14
1.5	Визначення потужностей на ділянках замкнутої мережі при враховуванні втрати потужності в трансформаторах.....	15
1.6	Розрахування напруг у вузлах навантаження.....	16
2	Визначення параметрів електричної частини підстанції.....	19
2.1	Вибирання головної схеми електричних з'єднань підстанцій	19
2.2	Вибирання трансформаторів власних потреб.....	20
2.3	Визначення струмів короткого замикання.....	21
2.4	Вибирання високовольтних електричних апаратів РП та струмоведучих частин.....	23
2.5	Вибирання електровимірювальних трансформаторів струмів та напруг	28
2.6	Обирання ошиновки розподільних пристроїв.....	34
2.7	Складання розподільних пристроїв 10 кВ та конструкційна частина	34
2.8	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина	35
2.9	Заземлювальні пристосування підстанції.....	36
3	Визначення релейного захисту.....	37
3.1	Функція і область застосування захисту типу ДЗС-21.....	37
3.2	Технічні параметри трансформатора, що захищається.....	38

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

БР.5.6.141.438.ПЗ.ЕТ					
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	
Розроб.		Анциферов			
Перев.		Лебедка			
Нач.бюро					
Н. контр.					
Затв.		Лебединский И.			
			Літ.	Аркуш	Аркушів
			У	5	64
СумДУ ЕТдн-04 Гл					

3.3	Визначення диференційного струмового захисту трансформатора, що виконаний з реле типу ДЗС-21.....	39
3.4	Забезпечення захисту від надструмів при зовнішніх КЗ.....	47
4	Розгляд організаційних заходів для зменшення втрат електричної енергії в мережі.....	49
	Висновки	60
	Література.....	61

Вступ

З розвитком промисловості в країні з'являються все більше і більше нових підприємств, які потребують збільшення енергоспоживання. Важливо сказати, що збільшується число об'єктів енергоспоживання, збільшується щільність географічного розміщення споживачів електроенергії. А тому з'являється потреба в розширенні існуючих мереж і створенні нових. Зростаюча об'єктів живлення призводить до зростання переданих по електромережах потужностей. Одне з найголовніших завдань на сьогодні - економічно використовувати вже існуюче електричного обладнання та проводити розробку нового з поліпшеними параметрами.

Метою виконання бакалаврської роботи є:

- отримання досвіду аналізу отриманих результатів, складання висновків та публічний захист виконаної роботи;
- отримання навичок використання набутих знань під час вирішування конкретних практичних і науково-технічних завдань;
- отримання досвіду складання технічної документації - пояснювальної записки і креслень за умовами діючих стандартів;
- систематизація, закріплення та поглиблення теоретичних і практичних знань із загальнотехнічних і спеціальних дисциплін з напряму професійної підготовки.

В ході виконання роботи вирішуються наступні завдання:

- розрахунок електричної мережі, яка складається з джерела живлення, ліній електропередачі, трансформатора і навантаження (споживачів електроенергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховуємо симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту високовольтної лінії;

– аналіз організаційних заходів щодо зменшення втрат електроенергії в мережі

1 Визначення режимів роботи ліній та трансформаторів підстанцій

Початкові дані

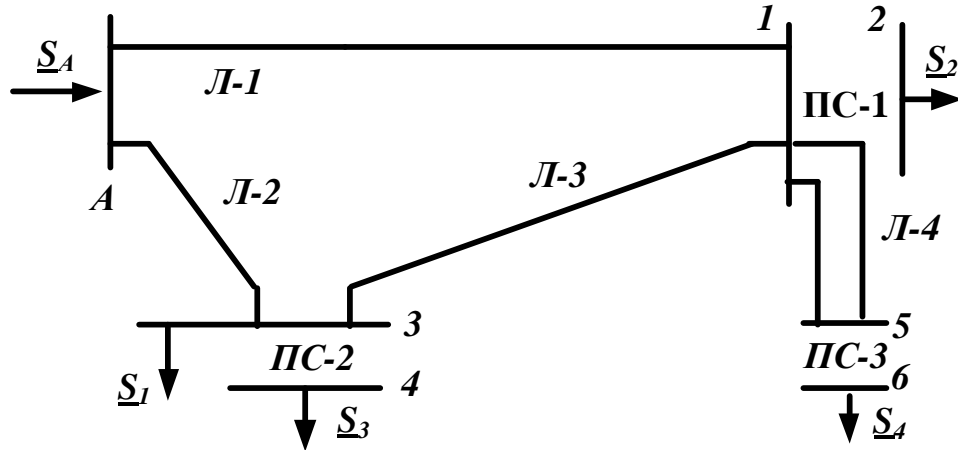


Рисунок 1.1 – Однолінійна електрична схема заданої електричної мережі
 На рисунку 1.1 представлена схема з'єднань заданої електричної мережі.
 Ця мережа живиться від джерела напруги А.

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
30	35	25	30	$\frac{25+j20}{I}$	$\frac{45+j35}{II}$	$\frac{30+j20}{II}$	$\frac{20+j15}{II}$

1.1 Вибір напруг для ліній

Прийmemo, що навантаження вузла 2 рівне навантаженню вузла 5, вузла 1 - рівне навантаженню вузла 4, а навантаження вузла 3 рівне навантаженню вузлів 8 та 4.

Визначимо розрахункові навантаження вузлів електромережі [1]:

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_2 + \underline{S}_4 = 65 + j50 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_1 + \underline{S}_3 = 55 + j40 \text{ МВА};$$

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

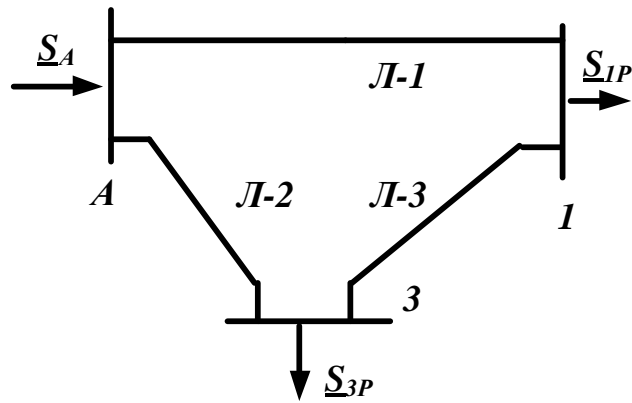


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

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

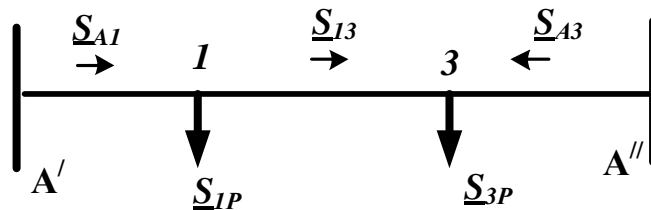


Рисунок 1.3 – Разімкнута мережа

Знаходимо потужності на ділянках розімкнутої мережі:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{IP} \cdot (l_{I3} + l_{A3}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A3}}{l_{A1} + l_{I3} + l_{A3}} = 64,72 + j48,9 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{I3} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{IP} = -0,277 - j1,11 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{I3} + l_{A1}) + \underline{S}_{IP} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{I3} + l_{A3}} = 55,278 + j41,11 \text{ МВА}$$

Складаємо рівняння балансу потужності:

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

$$120 + j90 = 120 + j90$$

Знаходимо напруги на ділянках замкнутої мережі (рисунок 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	15	40	30	40
Напруга ділянки, кВ	134,5	129,58	6	84

Приймаємо напругу в замкнутій мережі - 110 кВ.

Знаходимо струми проводів ліній:

$$I = \frac{S_{л}}{\sqrt{3}U_{л}}$$

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Струм, кА	0,426	0,362	0,006	0,131

Вибираємо марки проводів [3]:

Таблиця 1.4 – Марка проводів

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Марка і переріз проводу	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-95/16

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	0,249	0,427	2,66
95/16	330	12,3	0,306	0,434	2,61

1.2 Проведення розрахунку потужностей трансформаторів підстанцій

Підстанція ПС-1

Потрібно два трансформатори [4], тому що споживач першої категорії. Потужність одного трансформатора ПС-1 визначається за формулою:

$$S_{T1} = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{45^2 + 35^2}}{1,4} = 40,72 \text{ МВА}$$

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

Розраховуємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{45^2 + 35^2}}{2 \cdot 40} = 0,71$$

Коефіцієнт завантаження є меншим 0,75, значить, два паралельно працюючі трансформатори ТРДН--40000/110 задовольняють вимогам, 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

Потрібно два трансформатори, тому що споживач другої категорії [4].

Потужність одного трансформатора ПС-2 визначається за формулою:

$$S_{T2} = \frac{S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{30^2 + 20^2}}{1,4} = 25,75 \text{ МВА}$$

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

Знаходимо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_3}{2 \cdot S_{T2}} = \frac{\sqrt{30^2 + 20^2}}{2 \cdot 25} = 0,72$$

Коефіцієнт завантаження є меншим 0,75, значить, два паралельно працюючі трансформатори ТРДН -25000/110 задовольняють вимогам, які пред'явлені.

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

Потрібно два трансформатори, тому що споживач другої категорії.

Потужність одного трансформатора ПС-3 визначається за формулою:

$$S_{Т3} = \frac{S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{20^2 + 15^2}}{1,4} = 17,85 \text{ МВА}$$

Обираємо трансформатор ТРДН(ТРДНФ)-25000/110 [3] по напрузі мережитіаі розрахунковій потужності.

Знайдемо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_3}{2 \cdot S_{Т3}} = \frac{\sqrt{20^2 + 15^2}}{2 \cdot 16} = 0,5$$

Коефіцієнт завантаження є меншим 0,7, значить о два паралельно працюючі трансформатори ТРДН(ТРДНФ)-25000/110 задовольняють пред'явлені вимоги.

Таблиця 1.8 – Технічні дані трансформатора ТРДН(ТРДНФ)-25000/110 [5]

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							
±9*1,7 8%	115	10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

1.3 Визначення параметрів ліній

Знайдемо параметри ліній електричної мережі

Величина активних та реактивних опорів ліній та значення зарядної потужності наведені в таблиці 1.10

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

Таблиця 1.10 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
R _Л	Ом	7,47	8,7	6,22	9,18
X _Л	Ом	12,81	14,94	10,67	13,02

1.4 Визначення навантажень вузлів при урахуванні трансформаторів

Підстанція ПС-1

Знаходимо розрахункову потужність у вузлі 1, враховуючи втрати потужності в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні [6].

Зображаємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів.

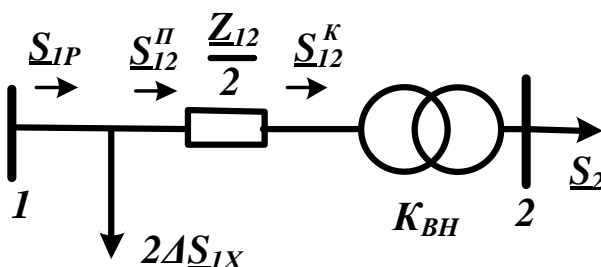


Рисунок 1.4 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Знаходимо потужність \underline{S}^K_{12} :

$$\underline{S}^K_{12} = \underline{S}_2 = 45 + j35 \text{ MVA}$$

Знаходимо потужність \underline{S}''_{12} :

$$\underline{S}''_{12} = \underline{S}^K_{12} + \frac{(P^K_{12})^2 + (Q^K_{12})^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{12}}{2} = 45,19 + j39,66 \text{ MVA}$$

Знаходимо потужність \underline{S}'_{1P} :

$$\underline{S}'_{1P} = \underline{S}''_{12} + 2\Delta \underline{S}_{IX} = 45,26 + j40,95 \text{ MVA}$$

Підстанція ПС-3

Знаходимо розрахункову потужність у вузлі 3, враховуючи втрати потужності в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні.

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

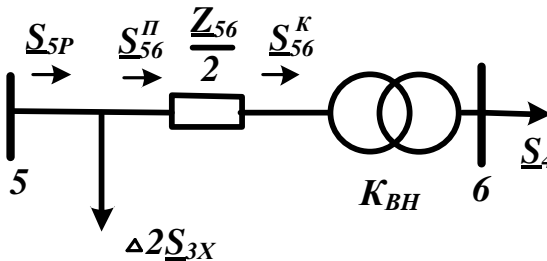


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-3

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

$$\underline{S}_{56}^K = \underline{S}_3 = 20 + j15 \text{ МВА}$$

Знаходимо потужність \underline{S}_{56}^{II} :

$$\underline{S}_{56}^{II} = \underline{S}_{56}^K + \frac{(P_{56}^K)^2 + (Q_{56}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{56}}{2} = 20,08 + j21,44 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{5P} = \underline{S}_{56}^{II} + 2\Delta \underline{S}_{3X} = 20,12 + j21,79 \text{ МВА}$$

Розрахунок лінії 3-5

Схема заміщення лінії наведена на рисунку 1.7

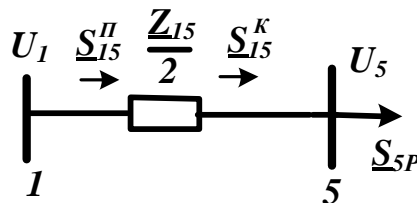


Рисунок 1.7 – Схема заміщення лінії 3-5

Знаходимо потужність \underline{S}_{15}^K :

$$\underline{S}_{15}^K = \underline{S}_{5P} = 20,12 + j21,79 \text{ МВА}$$

Знаходимо потужність \underline{S}_{15}^{Π} :

$$\underline{S}_{15}^{\Pi} = \underline{S}_{15}^K + \frac{(P_{15}^K)^2 + (Q_{15}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{15}}{2} = 20,45 + j22,27 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{1P} + \underline{S}_{15}^{\Pi} = 65,71 + j63,23 \text{ МВА}$$

Підстанція ПС-2

Знаходимо розрахункову потужність у вузлі 3, враховуючи втрати потужності в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні.

Зобразимо схему заміщення двообмоткових трансформаторів (рис 1.8) [6].

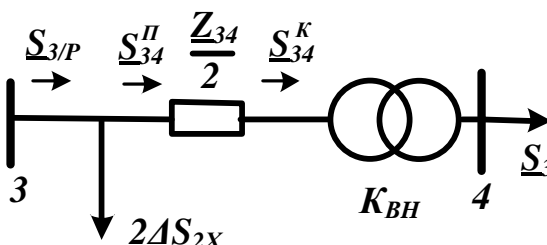


Рисунок 1.8 – Схема заміщення підстанції ПС-2

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

$$\underline{S}_{34}^K = \underline{S}_3 = 30 + j20 \text{ МВА}$$

Знаходимо потужність \underline{S}_{34}^{Π} :

$$\underline{S}_{34}^{\Pi} = \underline{S}_{34}^K + \frac{(P_{34}^K)^2 + (Q_{34}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{34}}{2} = 30,14 + j23 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{34}^{\Pi} + 2\Delta \underline{S}_{2X} + \underline{S}_1 = 55,19 + j43,35 \text{ МВА}$$

1.5 Визначення потужностей на ділянках замкнутої мережі при врахуванні втрати потужності в трансформаторах

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{13} + l_{A3}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A3}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 65,27 + j59,01 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = -0,44 - j4,22 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{13} + l_{A1}) + \underline{S}_{1P} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 55,63 + j47,57 \text{ MVA}$$

Складаємо рівняння балансу потужності [7]:

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

$$120,9 + j106,58 = 120,9 + j106,58$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 1-3 є позитивною, а тому точка 3 являється точкою поточкорозподілу. Складемо розрахункову розімкнену схему заміщення мережі (рис. 1.9)

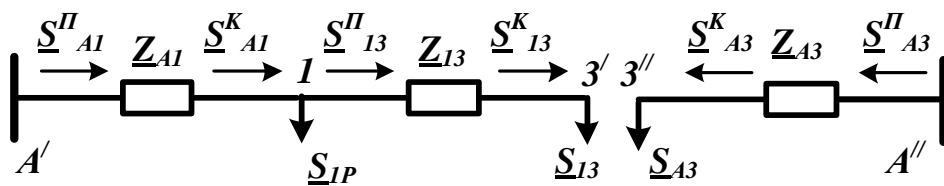


Рисунок 1.9 – Розімкнута мережа

Визначаємо поточкорозподіл у двох схемах заміщення, що приведені на рисунку 1.9. Визначимо потужність джерела \underline{S}_A :

$$\underline{S}_{I3}^K = \underline{S}_{I3} = -0,44 - j4,22 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{I3}^{\text{II}} = \underline{S}_{I3}^K + \frac{(\underline{P}_{I3}^K)^2 + (\underline{Q}_{I3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{I3} = -0,43 - j4,2 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{I3}^{\text{II}} + \underline{S}_{IP} = 65,28 + j59,03 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A1}^{\text{II}} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(\underline{P}_{A1}^K)^2 + (\underline{Q}_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A1} = 70,06 + j67,23 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A3}^K = \underline{S}_{A3} = 55,63 + j47,57 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A3}^{\text{II}} = \underline{S}_{A3}^K + \frac{(\underline{P}_{A3}^K)^2 + (\underline{Q}_{A3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A3} = 59,49 + j54,19 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^{\text{II}} + \underline{S}_{A3}^{\text{II}} = 129,57 + j121,41 \text{ MVA}$$

1.6 Розрахування напруг у вузлах навантаження

Допустимо, що напруга джерела живлення на десять відсотків є найбільшою номінальної напруги мережі $U_A = 121 \text{ В}$ [6]

Знайдемо напругу вузла 1:

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1}'' R_{A1} + Q_{A1}'' X_{A1}}{U_A} = 109,56 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3':

$$U_3' = U_1 - \frac{P_{13}'' R_{13} + Q_{13}'' X_{13}}{U_1} = 109,99 \text{ кВ}$$

Знайдемо напругу вузла 3'':

$$U_3'' = U_A - \frac{P_{A3}'' R_{A3} + Q_{A3}'' X_{A3}}{U_A} = 110,02 \text{ кВ}$$

Знайдемо середнє значення напруги вузла 3:

$$U_{3.СЕР} = (U_3' + U_3'')/2 = 110,07 \text{ кВ}$$

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

ПС-1

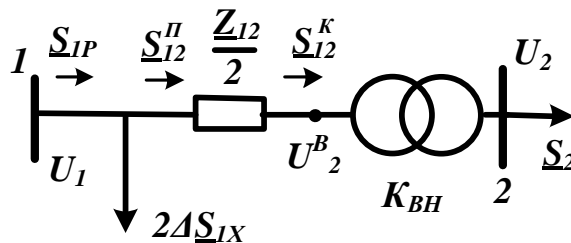


Рисунок 1.9 – Схема заміщення ПС-1 для визначення напруги U_2^B

$$U_2^B = U_1 - \frac{P_{12}'' \frac{R_{12}}{2} + Q_{12}'' \frac{X_{12}}{2}}{U_1} = 102,99 \text{ кВ}$$

ПС-2

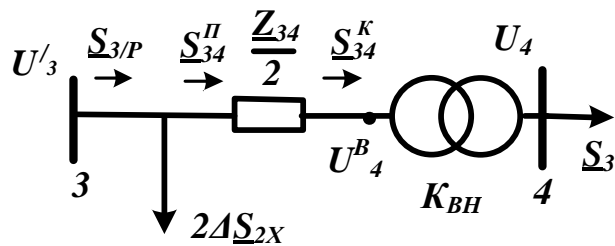


Рисунок 1.10 – Схема заміщення ПС-2 для визначення напруги U_4^B

$$U_4^B = U_3 - \frac{P_{34}^{\Pi} \frac{R_{34}}{2} + Q_{34}^{\Pi} \frac{X_{43}}{2}}{U_3} = 103,81 \text{ кВ}$$

Лінія 1–5:

$$U_5 = U_1 - \frac{P_{15}^{\Pi} \frac{R_{15}}{2} + Q_{15}^{\Pi} \frac{X_{15}}{2}}{U_3} = 107,38 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_6^B = U_5 - \frac{P_{56}^{\Pi} \frac{R_{56}}{2} + Q_{56}^{\Pi} \frac{X_{56}}{2}}{U_5} = 101,56 \text{ кВ}$$

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

ПС-1

$$U_2 = \frac{U_2^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,4 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,48 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,3 \text{ кВ}$$

2 Визначення параметрів 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 $L_{Л1} = 30$ км;

Довжина лінії $L_{Л3} = 25$ км;

Опір лінії $X_{Л1} = 12,81$ Ом;

Опір лінії $X_{Л3} = 10,675$ Ом;

Потужність системи $S_C = 210$ МВА

2.1 Вибірання головної схеми електричних з'єднань підстанцій

Головна схема електричних з'єднань повинна відповідати наступним вимогам:

- забезпечення надійності електропостачання в нормальних та післяаварійних режимах;
- врахування перспектив розвитку;
- допущення можливостей розширення;
- забезпечення можливості виконання ремонтних та експлуатаційних робіт на окремих елементах схем (без відключення приєднань).

При цьому важливе застосування найпростіших схем. Для тупикової схеми рекомендоване застосування схеми «два блоки з вимикачем в колах трансформатора і неавтоматичною перемичкою».

Зважаючи, що РП, яка розглядається, має мале число приєднань - доцільним буде застосування спрощеної схеми без збірних шин з короткими перемичками між приєднаннями.

2.2 Вибирання трансформаторів власних потреб

Вибраємо число трансформаторів власних потреб та їх потужність, а також вимірювальні трансформатори струму і напруги.

Приймачі власних потреб - це оперативні кола, електродвигуни системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електроопалення приміщень, електропідігрів комутаційної апаратури та ін.

Сумарну розрахункову потужність приймача власних потреб потрібно визначати 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 передбачена установка двох трансформаторів власних потреб.

Номінальна потужність обирається за умови:

$$S_{ТВН} \geq S_{ВН},$$

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

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

Враховуючи, що $S_{ВН} = 17,7$ кВА, беремо потужність трансформатора власних потреб - 25 кВА. Ремонтне навантаження підстанції - рівним 20 кВА. При

підключенні такого навантаження на один трансформатор допустиме його перевантаження на 20 %. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб (враховуючи ремонтні навантаження):

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

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

2.3 Визначення струмів короткого замикання

Визначення струмів короткого замикання необхідне для вірного вибору обладнання на стороні 110 кВ та 10 кВ. Живлення підстанції - за двома лініями. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.1.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення складає $S_C=230$ МВА.

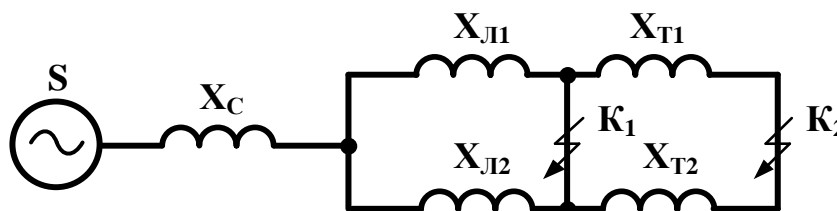


Рисунок 2.1 - Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює:

$$X_c = \frac{U_{л}^2}{S_c} = \frac{110^2}{210} = 57,62 \text{ Ом}$$

Опір працюючих

– ліній $X_{Л1} = 12,81$ Ом, $X_{Л2} = 10,67$ Ом,

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

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (57,62 + 12,81)} = 0,9 \text{ кА}$$

$$I_{K1(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{L2})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (57,62 + 10,67)} = 0,93 \text{ кА}$$

$$I_{K1} = I_{K1(1)} + I_{K1(2)} = 1,83 \text{ кА}$$

Те ж в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (57,62 + 12,81 + 17,35)} = 0,72 \text{ кА},$$

$$I_{K2(2)}^B = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (57,62 + 12,81 + 10,67)} = 0,74 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^B = I_{K2(1)}^B + I_{K2(2)}^B = 1,46 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці K_2

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = \frac{1,467 \cdot 110}{10} = 16,07 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці K_1 : $I_{y01} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 1,83 = 4,16 \text{ кА},$

- в точці K_2 : $I_{y02} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 16,07 = 36,47 \text{ кА}.$

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

для точки K_1 : $I_{нт1} = I_{K1} = 1,83 \text{ кА};$

для точки K_2 : $I_{нт2} = I_{K2} = 16,07 \text{ кА}.$

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 :

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-0,06}{0,025}} \cdot 1,83 = 0,23 \text{ кА}$$

Для точки K_2 :

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-0,1}{0,05}} \cdot 16,07 = 3,06 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка K_1):

$$B_R = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 1,83^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,29 \text{ кА}^2 \text{с}$$

для сторони НН (точка K_2):

$$B_R = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 16,07^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 38,72 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Результати розрахунку зведені в табл. 2.2

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ в момент витрати контактів викл. кА	Аперіод. Складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , кА ² с
Шини 110 кВ (K_1)	1,83	4,16	1,83	0,23	0,286
Шини 10 кВ (K_2)	16,07	36,47	16,07	3,06	38,72

2.4 Вибір високівольтних електричних апаратів РП та струмоведучих частин

Високівольтні електричні апарати обираємо за умови тривалого режиму роботи та перевіряємо за умовами коротких замикань. При цьому для апаратів виконуємо:

- вибір за напругою;
- вибір по нагріванню при тривалих токах;
- перевірку на електродинамічну стійкість;

перевірку 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 необхідне визначення струмів нормального і післяаварійного режимів. Визначення струмів виконуємо для випадку установки на підстанції силового трансформатора.

Максимальний струм на зовнішній стороні:

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

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, яка відходить (коли на одне приєднання доводиться 3 МВА)

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

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

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

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

$t_{\text{ВІКЛ}} = 0,07 \text{ сек.}$ $\beta_{\text{Н}} = 36 \%$.

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

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

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
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	2,05 кА	63 кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$	4,16 кА	102 кА
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{викл.Ном}}$	1,83 кА	63 кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{а ном}}$	0,23 кА	32 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,286 кА ² с	31,5 кА ² с

Обраний вимикач повністю повинен задовольняти умови вибору.

На стороні низької напруги рекомендовано обирати 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 оснащені двохрановними дугогасильними пристроями одностороннього дугтя. Камери (резервуари) стисненим повітрям заповнені постійно та знаходяться під впливом високого потенціалу. Напругу підводять до камер через епоксидні вводи, які захищаються зовні порцеляновими покрішками.

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

$I_{по} \leq I_{прСКЗ}$	16,07 кА	80 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	41,79 кА	54,6 кА
$I_{п\tau} \leq I_{вискл.Ном}$	16,07 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	3,51 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	38,72 кА ² с	81 кА ² с

Вибираємо МГГ-10-4000-45УЗ [20]

$$t_{в\text{ідк}} = 0,04 \text{ сек}, \beta_H = 20 \text{ \%}.$$

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

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

ПВП — повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги. Половина розривів вимикачів типу ВВУ-10 шунтується низькоомними резисторами. При відключенні обидва головних розриви камери таких вимикачів розмикаються одночасно. Після згасання дуги на розриві, що шунтується резистором, інший розрив відключає супроводжуючий струм, що обмежується 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
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	16,07 кА	80 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	38,72 кА	54,6 кА
$I_{п\tau} \leq I_{вискл.Ном}$	16,07 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	3,06 кА	8,83 кА

$B_K \leq I_T^2 t_r$	38,72 кА ² с	81 кА ² с
----------------------	-------------------------	----------------------

Обираємо вимикач МГТ –10 –4000 – 45У3

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

Рекомендовано 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.

Таблиця 2.6 - вибір роз'єднувачів 110 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	281 А	1000 А
$I_{y0} \leq I_{СКВ}$	4,16 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,286 кА ² с	992 кА ² с

Рекомендовано обрати для 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.

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

2.5 Вибірання електровимірювальних трансформаторів струмів та напруг

Для підключення приладів і пристроїв релейного захисту необхідно встановити трансформатори струму і напруги. У даній роботі релейний захист детально не розробляємо, а тому перевірку трансформаторів по вторинному навантаженню виконуємо, враховуючи підключення тільки вимірювальних приладів.

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

Трансформатори напруги також обираємо відповідно до вимірювальних приладів і реле, що приєднуються до них. Далі підраховуємо очікуване навантаження і перевіряємо похибку. У нормальному режимі навантаження трансформатора визначаємо споживанням приєднаних приладів та реле. За цими умовами визначається, в якому класі і з якою похибкою працюватимуть обрані трансформатори. Опір проводів від трансформатора напруги до приладів враховувати не будемо. Відповідно до ПУЕ, втрати напруги лічильником не можуть перевищувати 0,5 %, а в проводах щитка – 3 %. За умови міцності, перетин мідних проводів повинен бути не меншим за 1,5 мм², а алюмінієвих – не меншим за 2,5 мм².

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

№ з/п	Прилад	Клас	Споживана потужність, Вт
1	Ватметр	Д-305	2
2	Варметр	Д-305	2

3	Ватметр реєструючий	Н-348	10
4	Варметр реєструючий	Н-348	10
5	Лічильник ватгодин	ZMG405CR	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	ZMG405CR	3
7	Вольтметр	Э-378	2
8	Частотомір	Э-371	3

Коефіцієнт потужності вказаних приладів дорівнює 1. Відстань від трансформаторів, встановлених в РП, до щита управління приймемо рівним 50 мм.

Вторинні проводи проектуємо алюмінієвими.

Для установки оберемо трифазні трансформатори НТМИ-10-66.

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	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 2.8 - Обирання 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
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	1,83 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,286 кА ² с	162,5 кА ² с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обираємо трансформатор струму елегазовий з порцеляною ізоляцією ТОГФ–110 (УХЛ1) [20]

Для перевірки за вторинним навантаженням знайдемо опір приладів:

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

Тоді можливий опір вимірювальних проводів:

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

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 бути не меншим за 4 мм² для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабелю $l = 160$ м

$$Z_{пр} = \rho \cdot \frac{l}{F},$$

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

F – переріз жил, мм²,

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

Загальний опір кола струму:

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

це менш, ніж 4 Ом, що допускаються при роботі трансформатора в класі точності 1.

Трансформатор струму ТОГФ–110(УХЛ1) відповідний до умов 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	8000 А
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	16,07 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,72 кА ² с	625 кА
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обираємо 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,618 кА	8000 кА
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	16,07 кА	54,6 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,72 кА ² с	625 кА ² С
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Приймаємо 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. Характеристики цих трансформаторів 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	додавкової, В	0,2	0,5	1	3	
ТВ–10–IV	$\frac{6}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100:3 и ли 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 Обирання ошиновки розподільних пристроїв

Зазвичай, ошиновку в розподільчих пристроях (РП) 110 кВ виконують сталевалюмінієвими проводами марки АС. При цьому переріз шин має бути не меншим за 70 мм² (з умов коронування). Переріз обирається по довго допустимимому струму. Мінімальний переріз, за умови термічної стійкості, визначаємо за формулою:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{38,72}}{91 \cdot 10^{-3}} = 69,14 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \cdot 10^{-3}$ кАс/мм².

Ошиновку закритих РП 10 кВ виконуємо жорсткими шинами. Вибір перерізу також проводимо за допустимим струмом. Жорсткі шини повинні перевірятися на динамічні дії струмів КЗ та на можливе виникнення резонансних явищ. Вказані явища не можуть виникати при КЗ, якщо власна частота коливань шини менша за 30 і більша, ніж 200 Гц. Частоту власних коливань для алюмінієвих шин знаходимо 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.

$$\gamma = \frac{b \cdot h^2}{12} = \frac{10 \cdot 0,8^2}{12} = 0,4266 \text{ см}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{0,4266}{10}} = 27,7769 \text{ Гц.}$$

Коли $f_0 < 30$ Гц, то 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 визначаємо з формули:

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

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

$a = 0,8$ м – відстань між фазами.

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

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{41,8^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{\left(\frac{0,08^2 \cdot 0,01}{6}\right) \cdot 0,8} = 38,72 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності $\sigma_{розр} \leq \sigma_{прин}$, виконується, так як $38,72 \leq 75$.

Отже, обрані алюмінієві шини прямокутного перерізу [100×8] мм, перевірені на можливість виникнення резонансних явищ і на динамічну стійкість. Вони відповідають необхідним вимогам.

2.7 Складання розподільних пристроїв 110 кВ та конструкційна частина

Зазвичай, підстанції (ПС) 110 кВ споруджують відкритими. Рекомендується проектування їх переважно комплектними, виготовлення - заводське.

Закриті ПС напругою 110 кВ допускається споруджувати в наступних випадках:

Розміщення ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розташування ПС на території міст, якщо це допустиме містобудівними міркуваннями.

Розміщення ПС при великих снігових заметах, в зонах значних промислових викидів і в прибережних зонах зі значно засоленою атмосферою.

На ПС 110 кВ зі спрощеними схемами на боці ВН з мпалою кількістю апаратури, розміщеної в районах із забрудненою атмосферою, рекомендовано відкрити установку обладнання ВН і трансформаторів з посиленою зовнішньою ізоляцією.

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

Бідівлі ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремими, так і зблокованими з будинками РПП,(також і по вертикалі).

КРПЕ напругою 110 кВ і вище приймаються при техніко-економічних обґрунтуваннях в обмежених умовах, а також в районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 110 кВ краще встановлювати відкритими, а в районах із забрудненою атмосферою - з посиленою ізоляцією. В ЗРП 110 кВ та закритих камерах трансформаторів потрібно планувати стаціонарні вантажно-підйомні пристрої, чи можливе застосування вантажопідіймальних машин (самохідних, пересувних) для механізації проведення ремонтів і технічного обслуговування.

2.8 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина

РП 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконують у вигляді КРПН, або КРП, які встановлюють в закритих приміщеннях.

3 Визначення релейного захисту

3.1 Функція і область застосування захисту типу ДЗС-21

Диференційний захист типу ДЗС-21 (ДЗС-23) використовується в якості основного захисту силових трансформаторів, автотрансформаторів і блоків генератор-трансформатор, генератор-автотрансформатор у всіх випадках КЗ [11].

Виконується такий захист трифазним, із загальним виходом трьох фаз у ДЗС-21 і пофазним виходом у ДЗС-23, що також дозволяє його використання в якості основного захисту для групи однофазних силових трансформаторів чи автотрансформаторів.

Використовуючи в захисті нові принципи 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, маємо змогу знизити мінімальну уставку по струму спрацьовування захисту до $0,3 \cdot I_{НОМ}$ трансформатора [11].

Використання напівпровідникової елементної бази дає змогу крім збільшення чутливості в деяких випадках зменшення споживаної захистом потужності колами змінного і постійного струмів і підвищення швидкодії 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 %. Врахування низької споживаної потужності в колах змінного струму може при необхідності надати полегшення при виборі трансформаторів струму для диференційного захисту типу ДЗС-21 (ДЗС-23) за кривими граничної кратності.

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

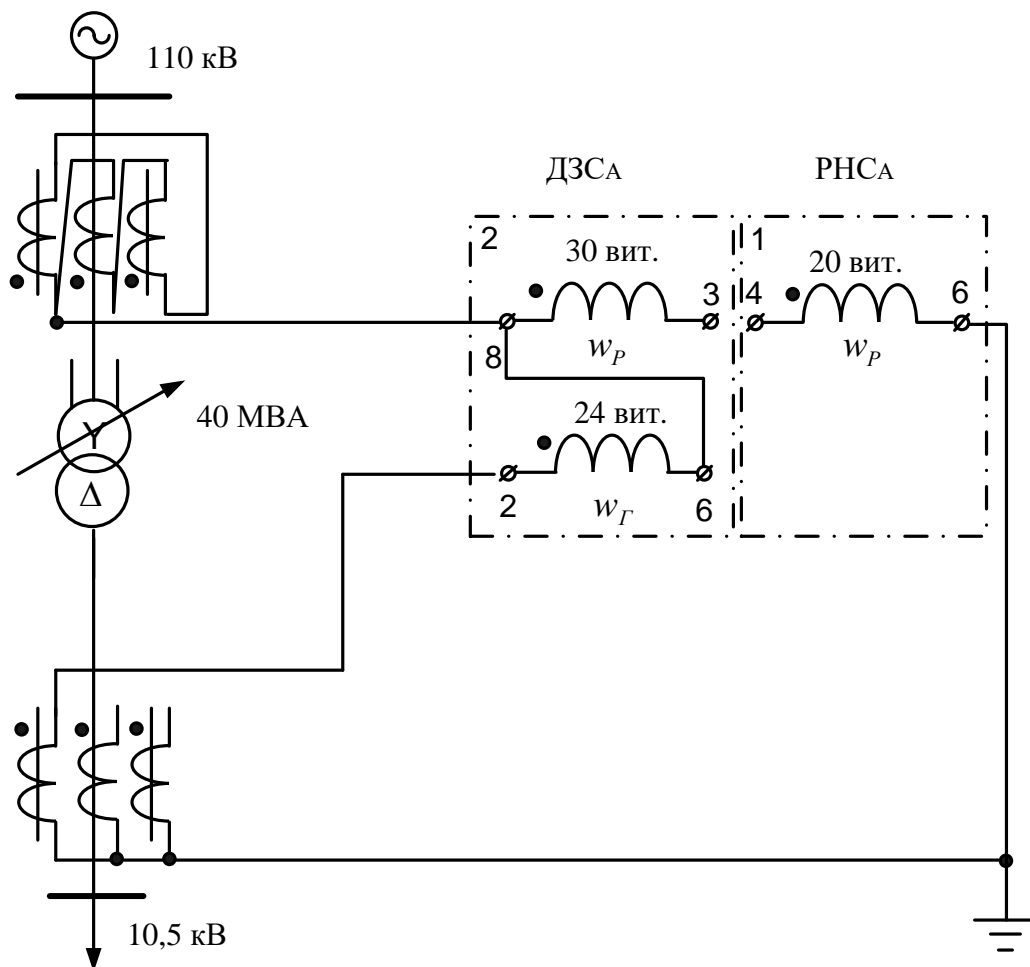


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

3.2 Технічні параметри трансформатора, що захищається

Трансформатор силовий двообмотковий з розщепленою обмоткою низької напруги типу ТРДН-40000/110 призначається 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 ніж 1000 м. Температура навколишнього повітря - від мінус –45 до +40°С.

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

Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
	U _{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 = 0,52

3.3 Визначення диференційного струмового захисту трансформатора, що виконаний з реле типу ДЗС-21

У цьому пункті виконано 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

$$R_{т1} = R_{т2} = 0,5 \cdot R_{т} = 0,7 \text{ Ом.}$$

$$X_{т1} = X_{т2} = 0,5 \cdot X_{т} = 17,35 \text{ Ом.}$$

$$X_{вн} = 0,125 \cdot X_{т} = 0,125 \cdot 17,35 = 2,1688 \text{ Ом;}$$

$$X_{нн} = 1,75 \cdot X_{т} = 1,75 \cdot 17,35 = 30,3625 \text{ Ом}$$

При розрахунку струмів КЗ трансформаторів з РПН має бути враховувана зміна 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:

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

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

$$X_{вн.мін} = 2,1688 \cdot (1 - 0,16)^2 = 1,53 \text{ Ом,}$$

$$X_{ВН.МАКС} = 2,17 \cdot (1 + 0,16)^2 = 2,92 \text{ Ом},$$

$$X_{НН.МИН} = 30,36 \cdot (1 - 0,16)^2 = 21,416 \text{ Ом},$$

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

Опір енергосистеми $X_c = 51,619 \text{ Ом}$.

Знайдемо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

$$I_{К.МАКС.ВН} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{ВН.МИН} + X_{НН.МИН})} = 0,7893 \text{ кА}$$

$$I_{К.МАКС.НН} = I_{К.МАКС.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 9,1 \text{ кА}$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

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

$$I_{К.МИН.ВН} = \frac{U_{МАКС}}{2 \cdot (X_c + X_{ВН.МАКС} + X_{НН.МАКС})} = 596,6 \text{ А}$$

$$I_{К.МИН.НН} = I_{К.МИН.ВН} \cdot \frac{U_{МАКС}}{U_{НН}} = 6,879 \text{ кА}$$

Визначимо первинні номінальні струми:

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

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

Розрахунковим є реле типу ДЗС-21. Для нього реле струм спрацьовування захисту обирається з умов:

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:

$$I_{к.мах}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_T)} = 0,848 \text{ кА}$$

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{від} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.мах}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 848 = 0,3078 \text{ кА}$$

Струм спрацьовування захисту обираємо рівним 690 А.

Далі розрахунок параметрів зведемо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункові параметри

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

Вторинні струми:

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

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

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

Таблиця 3.2 – Розрахунок трансформаторів струму

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визна- чення	Числове зна- чення 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	–	–	1 – 11

	автотрансформаторів струму, до якого підключається реле			
--	--	--	--	--

Продовження таблиці 3.2

7	Номінальний струм використовуваного відгалу- ження автотрансформаторів струму, до якого підклю- чається реле	$I_{НОМ.ВІД_{ТАВ}}$	–	4,25
8	Номінальний струм прий- нятого відгалуження трансре- актора реле на неосновних сторонах, А	–	–	4,6
9	Номер використовуваного відгалуження трансреактора реле	–	7	5
10	Розрахунковий струм відга- луження проміжних транс- форматорів струму кола галь- мування реле, А	$I_{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}$	4,6	$\frac{3,5 \times 4,6}{3,6} = 4,47$
11	Номінальний струм прий- нятого відгалуження при- ставки і проміжних трансфор- маторів струму, А	$I_{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}$	5	5
12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле	–	1	1

Визначаємо первинний гальмовий струм, що відповідає початку гальмування

[12]:

$$I_{гал.поч.п} = 1,2 \cdot I_{ном} \left(k_{струм.П} \frac{I_{відг.гал.ном.П}}{I_{відг.гал.розр.П}} \right) = 248,22 \text{ A}$$

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

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{нб.гальм.поч} = \left(k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{П} + \frac{I_{відв.розр.П} - I_{відв.ном.П}}{I_{відв.розр.П}} \right) I_{гальм.поч} = 148,5243 \text{ A}$$

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

- налагодження від розрахункового первинного струму небалансу в режимі, що відповідає початку гальмування:

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

- налагодження від кидка струму намагнічування:

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

Для розрахунку приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{с.з.мін} = 222,786 \text{ A}$$

Розраховуємо відносний мінімальний струм спрацьовування реле (його чутливого органу) при відсутності гальмування. За розрахункову приймаємо сторону ВН.

$$I_{*с.р.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \frac{U_{ср.ном}}{U_{ном.П}} k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.ном.ТАВ}} = 0,83$$

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

Визначаємо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{гальм} = \frac{k_3 I_{*нб.розр} \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{відв.ном.осн}} - I_{*ср.мін}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.п} \frac{I_{відв.галь.розр.п}}{I_{відв.гальм.ном.п}} - I_{*гальм.поч}} = 3,3175$$

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

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

Знаходимо первинний струм спрацьовування відсічення за умови налагодження від максимального первинного струму небалансу при перехідному режимі зовнішнього КЗ на шинах 110 кВ:

$$I_{с.відс.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 620 \text{ А},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = 413 \text{ А}$$

Знаходимо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*с.відс.розр} = \frac{I_{с.відс.розр} \cdot k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = 2,483$$

Відносну уставку відсічення приймаємо рівною 6, що відповідає струму

спрацьовування відсічення:

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

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

$$K_c^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.n}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.n}^{(3)}} = 1,938$$

Коефіцієнт чутливості є більшим двох, що задовольняє умову установки захисту.

3.4 Забезпечення захисту від надструмів при зовнішніх КЗ (Максимальний струмовий захист)

Максимальний захист потрібен для відключення трансформатора при КЗ на збірних шинах чи приєднаннях, що відходять від них, якщо РЗ, або вимикачі цих елементів не спрацьовують. Одночасно також РЗ від зовнішніх КЗ використовується для захисту від пошкодження в трансформаторі. За умов селективності МСЗ повинен мати витримку часу, а тому швидкодіючим бути не може. А тому в якості основного РЗ від пошкоджень в трансформаторах він може використовуватися тільки на малопотужних трансформаторах. На трансформаторах, які вже мають спеціальний РЗ від внутрішніх пошкоджень, РЗ від зовнішніх КЗ використовується як резервний до цього захисту у випадку його відмови.

МСЗ може виконуватися на базі мікропроцесорного пристрою релейного захисту, автоматики та управління приєднань УЗА-10А.2. Він призначається для використання в схемах релейного захисту, а також протиаварійної автоматики для захисту електричних машин, трансформаторів та ліній електропередач при короткому замиканні і перевантаженні, та для управління і телемеханіки приєднання. Живиться пристрій УЗА10А.2 - від джерела як постійного, так і змінного оперативного струмів. Від кіл змінного струму проводиться комбіноване живлення від струму і напруги, отже 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 (можлива заміна 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, фіксація струму і часу КЗ);

4 Розгляд організаційних заходів для зменшення втрат електричної енергії в мережі

4.1 Вивід з роботи трансформаторів на підстанціях з сезонним навантаженням

На підстанціях, що живлять споживачів першої та другої категорій, а також на районних підстанціях енергосистеми, зазвичай встановлюється два і більше трансформаторів. При цьому може бути їх роздільна і паралельна робота.

Кожен з трансформаторів при роздільній роботі включається на виділену секцію шин. При цьому відбувається зниження струмів короткого замикання за трансформаторами, що впливає на полегшення роботи обладнання і комутаційних апаратів. Але даний режим роботи трансформаторів є менш економічним у порівнянні з режимом паралельної роботи трансформаторів. Тому найбільш економічний режим відповідає навантаженню трансформаторів, пропорційному їх номінальній потужності. У випадку, коли їх параметри однакові, настає економічний розподіл навантажень між паралельно працюючими трансформаторами [17].

При роботі підстанції за таким графіком мінімум приведених витрат на трансформацію електроенергії відповідає мінімуму втрат потужності в трансформаторах. Отже, граничне значення навантаження, при якому доцільне відключення одного з паралельно працюючих трансформаторів, визначаємо з рівності втрат потужності в n і $n-1$ трансформаторах.

Відключення одного з n однотипних трансформаторів буде доцільним в режимах, при яких навантаження трансформаторів S в мегавольтамперах [17]:

$$S < S_{\text{нт}} \cdot \sqrt{\frac{n \cdot (n-1) \cdot \Delta P_{\text{х}}}{\Delta P_{\text{к}}}}, \quad (4.1)$$

де $S_{\text{нт}}$ – сума номінальних потужностей трансформаторів, МВА;

$\Delta P_{\text{х}}$ – втрати холостого ходу трансформаторів, МВт;

$\Delta P_{\text{к}}$ – втрати короткого замикання трансформаторів, МВт.

При паралельній роботі різнотипних трансформаторів важливо, щоб їх потужності відрізнялися не більше ніж 1:3, напруги короткого замикання

відрізнялися не більше ніж на $\pm 10\%$, напруги відгалужень - не більш ніж на $\pm 0,5\%$, а групи з'єднання обмоток були однакові [17].

При цьому навантаження трансформаторів буде несуттєво відрізнятись від економічного через появу зрівнювальних струмів. Розподіл навантаження між паралельно працюючими трансформаторами є прямопропорційним їх номінальній потужності і оберненопропорційним напругам короткого замикання. В разі збільшення номінальної потужності трансформаторів їх напруга короткого замикання теж буде збільшуватися. Отже, при паралельній роботі трансформаторів з однаковими групами з'єднань обмоток більше будуть завантажуватися менш потужні трансформатори, а трансформатори з більшою номінальною потужністю будуть недовантаженими в порівнянні з економічним розподілом навантажень.

При n різнотипних трансформаторів граничне значення навантаження, при котрому доцільне відключення одного з них, визначаємо з умови [17]:

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{Xi} + \left(\frac{S}{\sum_{i=1}^n S_{HTi}} \right)^2 \cdot \sum_{i=1}^n \Delta P_{Ki} = \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{Xi} + \left(\frac{S}{\sum_{i=1}^{n-1} S_{HTi}} \right)^2 \cdot \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{Ki} \quad (4.2)$$

У лівій частині виразу проводимо підсумовування даних усіх трансформаторів, а в правій – підсумовуємо без одного з них. Підраховавши значення правої частини при відключенні кожного з трансформаторів (якщо їх кількість велика, можливе попарне відключення), отримуємо ряд значень S , при яких доцільне відключення того чи іншого з трансформаторів.

Наприклад, відключення одного з трьох трансформаторів доцільне, коли [17]:

$$S \leq \sqrt{\frac{\Delta P_{X3} \cdot S_{HT2}^2 \cdot S_{HT3}^2}{(\Delta P_{K1} + \Delta P_{K2}) \cdot S_{HT3}^2 - (\Delta P_{K1} + \Delta P_{K2} + \Delta P_{K3}) \cdot S_{HT2}^2}}, \quad (4.3)$$

де ΔP_{X3} – втрати холостого ходу в трансформаторі, що відключається, МВт;

S_{HT2}, S_{HT3} – сума номінальних потужностей двох і трьох трансформаторів, МВА;

$\Delta P_{K1}, \Delta P_{K2}, \Delta P_{K3}$ – втрати КЗ в першому, другому і третьому трансформаторах, МВт.

Відключення одного з двох або більше трансформаторів, встановлених на підстанції, буде доцільним, коли їх максимальне навантаження не перевищує 40-45% сумарної номінальної потужності трансформаторів.

Планове та фактичне зниження втрат електроенергії при відключенні трансформатора в МВт-годинах визначаємо за формулою (тис.кВт·г) [17]:

$$\delta W = (\delta W_H - \delta W_X) \cdot 0,001, \quad (4.4)$$

де δW_X – зниження втрат холостого ходу, кВт·г;

δW_H – збільшення навантажувальних втрат, кВт·г;

δW_X і δW_H – визначаємо за формулами (тис.кВт·г):

$$\left. \begin{aligned} \delta W_X &= \sum_{j=1}^k \delta P_{Xj} \cdot t_j \\ \delta W_H &= \sum_{j=1}^k \delta P_{Hj} \cdot t_j \end{aligned} \right\}, \quad (4.5)$$

де δP_{Xj} – зниження втрат потужності холостого ходу в j-му періоді, що триває t_j при відключенні того чи іншого трансформатора, МВт;

δP_{Hj} – збільшення навантажувальних втрат потужності в j-му періоді, МВт, що дорівнює $\Delta P_{Hj}^{n-1} - \Delta P_{Hj}^n$;

k – кількість характерних періодів,

t_j – тривалість j-го періоду, год.

Навантажувальні втрати потужності в n трансформаторах в j-му періоді ΔP_{Hj}^n в мегаватах визначаємо [17]:

витрат на протиаварійну автоматику. Окрім того, в режимах мінімальних навантажень трансформатори 220 кВ і вище доцільно використовувати, як споживачів надлишкової зарядної потужності ліній, щоб зменшити споживання реактивної потужності для даних режимів генераторами електростанцій.

Якщо узагальнити, то задача оптимізації режимів трансформаторів відноситься до розряду варіаційних екстремальних задач.

Доцільність відключення паралельних ліній в режимі найменших навантажень визначаємо аналогічними формулами. При цьому розрахунки, аналізуючі ефективність відключення паралельних ліній і трансформаторів, повинні бути виконані при обліку електричної мережі більш високої напруги.

4.2 Нівелювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ

До трьохфазних мереж 380 В в містх і селах підключається велика кількість однофазних ЕП, які приєднуються між однією з фаз та нульовим проводом. Їх підключення потрібно проводити, за можливості, рівномірно між фазами. Однак, струми фаз I_A , I_B і I_C в тій чи іншій мірі виявляються неоднаковими [17].

Розрізняють ймовірну несиметрію, яка має перемежувальний характер з більшим навантаженням то однієї, то іншої фази, та систематичну несиметрію, при якій середні значення навантажень різні (неоднакові). Перший вид несиметрії можливо усунути лише спеціальними пристроями, наприклад, з тиристорним управлінням, перемикаючим частину навантажень з перевантаженої фази на недовантажену. Систематична ж несиметрія знижується шляхом періодичного (1-2 рази на рік) перерозподілу навантажень між фазами.

В силу нерівності, нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електроенергії в фазах:

$$I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 \geq 3I_{cp}^2,$$

а також створює додаткові втрати за рахунок проходження струму по нульовому проводу.

Планове і фактичне зниження втрат електроенергії за рахунок усунення систематичної несиметрії (нерівномірного розподілення струмових навантажень по фазах) $\delta W_{\text{ПЛ.Ф}}$ в мегават-годинах визначаємо за формулою:

$$\delta W_{\text{ПЛ.Ф}} = \Delta W \cdot m \cdot (K_{H1} - K_{H2}), \quad (4.7)$$

де ΔW – втрати енергії в мережі 0,38 кВ при рівномірному завантаженні фаз, МВт·Г;

$K_{\text{НЕС1}}, K_{\text{НЕС2}}$ - коефіцієнти систематичної несиметрії до і після симетрування, відн.од.;

m – число проводів у фазі.

Знаходимо квадрат коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз i - i ділянки:

$$N_i^2 = \frac{I_{Ai}^2 + I_{Bi}^2 + I_{Ci}^2}{3 \cdot I_{\text{CPi}}^2},$$

де I_A, I_B, I_C - середні значення струмів фаз за період з 17 до 23 год. (не менше, ніж три виміри),

I_{CP} – їх середнє значення, А;

Збільшення втрат потужності у функції коефіцієнта нерівномірності оцінюється коефіцієнтом несиметрії, що визначаємо для чотирьохпровідної мережі за формулою:

$$K_{\text{НЕСi}} = N_i^2 \cdot \left(1 + 1,5 \cdot \frac{R_N}{R_\phi} \right) - 1,5 \cdot \frac{R_N}{R_\phi}, \quad (4.8)$$

де R_N/R_ϕ - відношення опорів нульового і фазного проводів, відн.од.

При цьому для i -ї ділянки двохпровідної лінії $K_{\text{НЕСi}} = 1$, а для трьохпровідної $K_{\text{НЕСi}} = N_i^2$.

4.3 Виключення неякісних з'єднань проводів ліній

До 20 % можуть збільшити величину загальних втрат електроенергії в лініях неякісні з'єднання, скрутки. Виявити неякісні з'єднання можливо за рахунок

визначення струмів короткого замикання, балансів електроенергії та при застосуванні тепловізорів і ін.

4.4 Пониження витрат електроенергії для власних потреб підстанцій

Пониження витрат на власні потреби підстанцій визначається по відношенню до нормативів витрат, встановлених [РД 34.09.208-81] і розраховується працівниками ПЕМ для кожної з підстанцій, де є споживачі та лічильники електричної енергії власних потреб.

Ці нормативи при цьому систематично уточнюються, виходячи з фактичних витрат. Економія витрат електроенергії на власні потреби здійснюється за рахунок раціоналізації режимів роботи електрообігріву виробничого приміщення підстанцій, а також обігріву приводів вимикачів у ВРП, оптимізацією режимів роботи вентиляторів обдуву трансформаторів і т.ін.

Зокрема, значну економію дасть установка і надійна робота автоматики включення - відключення пристрою електрообігріву і обдуву. Значно перспективним є обладнання трансформаторів та автотрансформаторів підстанцій установками відбору тепла, що постачається до будівель управління підстанцій і житлових приміщень для обслуговуючого персоналу.

Виходячи з досвіду минулих років і передбачуваного обсягу заходів з економії витрат електроенергії на власні потреби на планований період, визначається плановане зниження витрати електроенергії на власні потреби підстанцій.

Фактичне зниження витрати електроенергії на власні потреби δW_{ϕ} в мегават-годинах знаходимо як різницю між встановленою нормою витрати і фактичною витратою електроенергії, яка фіксується показаннями лічильників власних потреб:

$$\delta W_{\phi} = W_{CH}^{норм} - W_{CH}^{факт}, \quad (4.9)$$

де $W_{CH}^{норм}$ - встановлена норма витрати електроенергії, МВт·г;

$W_{CH}^{факт}$ - фактичні витрати електроенергії, МВт·г.

4.5 Зменшення часу на технічне обслуговування і ремонт основного обладнання електричних мереж

Цей захід найбільш ефективний для транзитних ліній електропередачі великої пропускної здатності автотрансформаторів зв'язку і т.ін., відключення яких призводить до значного підвищення втрат в мережі. Зменшення тривалості таких відключень можна досягти поліпшенням організації робіт, за рахунок проведення ремонтів за необхідності (за технічним станом обладнання), поєднанням ремонтів послідовно включених елементів мережі, проведенням ремонтів за оптимальним графіком, виконанням ремонтів пофазних і під напругою і т.п.

Плановану і фактичну ефективність від проведення заходу слід визначати лише для таких робіт, які мають нормативи тривалості проведення. У такому випадку енергосистемам рекомендовано для типових ремонтних схем мати дані про підвищення втрат електроенергії в електромережах при відключенні на 1 годину окремих ліній та обладнання підстанції. За цими даними можна знайти середньорічне зниження втрат електроенергії від виконання заходу, який був використаний для обчислення планованого зниження втрат $\delta W_{в}$ в мегават-годинах за формулою:

$$\delta W_{п} = \frac{\delta W_{СЕР.Г} \cdot \Delta W_{п.СЕТИ}}{100}, \quad (4.10)$$

де $\delta W_{СЕР.Г}$ - середньорічне зниження втрат електроенергії у відсотках від сумарних втрат в мережах, МВт · год;

$\Delta W_{в. МЕРЕЖІ}$ - плановані втрати електроенергії в мережах, на які цей захід має вплив, МВт · год.

Середньорічне зниження втрат повинно підлягати щорічному коригуванню на підставі отриманого досвіду експлуатації, а також планів капітальних та поточних ремонтів.

Фактичне зниження втрат визначається наступним чином.

напругою 220 кВ і вище. Зниження втрат електричної енергії досягається в результаті зменшення тривалості неоптимальних ремонтних режимів електричних мереж.

Зважаючи, що роботи під напругою, що виконуються на ПЛ 20-750 кВ, впливають на втрати електроенергії багатьох пов'язаних цими ПЛ енергосистем, ефект повинен розраховувати Національний диспетчерський центр (НДЦ) України.

Зниження втрат від впровадження заходу δW в мегават-годинах визначається за формулою:

$$\delta W = \sum_{i=1}^m \delta P_i \cdot T_i, \quad (4.12)$$

де δP_i – зниження втрат потужності в основній електричній мережі енергооб'єднання при середніх загрузках за період, протягом якого виконуються роботи під напругою на i -й лінії, МВт. Розраховується, як правило, в НДЦ України, ЦДС енергосистем за програмами розрахунку усталених режимів як різниця втрат потужності в мережі при відключеній і включеній i - й лінії, МВт. Якщо на частині ПЛ роботи під напругою виконуються одночасно, то розрахунок δP_i для такої групи ліній потрібно проводити при припущенні, що вони одночасно відключені;

m - число ліній, на яких проводяться роботи під напругою протягом року;

T_i - час, протягом якого потрібно було б проводити ремонтні роботи з відключенням i -ї лінії в обсязі, що виконується під напругою, год.

4.7 Ввід до роботи невикористовуваних коштів автоматичного регулювання напруги (АРН)

Захід впроваджується на підстанціях, де встановлені на трансформаторах РПН пристрої автоматичного регулювання напруги з деяких причин переведені в режим дистанційного управління.

Основний ефект від впровадження заходу відбувається за рахунок підвищення можливості регулювання напруги.

Фактичне зниження втрат електроенергії визначаємо як різницю значень, отриманих відповідно до і після впровадження заходу.

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, 2017. – 782 с.
- 5 <http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316cbcd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДГУ, 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. Папайка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с
<http://eir.pstu.edu/handle/123456789/24688>
- 14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).
- 15 ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, ІДТ).

16 ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.

					БР.5.6.141.438.ПЗ.ЕТ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63