

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

Робота допущена до захисту
Зав. кафедри електроенергетики
_____ Лебединський І. Л.
« ____ » _____ 2020р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему "Аналіз режимів роботи районної електричної мережі"

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТз-51с

Шамрай С.П.

Керівник

к.т.н., доцент

Волохін В.В.

Сумський державний університет
Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання
Кафедра електроенергетики

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський

“ ____ ” _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу бакалавра
Шамрая Сергія Петровича

1. Тема роботи: "Аналіз режимів роботи районної електричної мережі"
затверджено наказом по університету № _____ від _____
2. Термін здачі студентом завершеної роботи _____
3. Вихідні дані до роботи: схема електричних з'єднань мережі, потужність і категорія споживачів мережі, добові графіки навантажень.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):
 - розрахунок електричної мережі;
 - розрахунок електричної частини підстанції;
 - розрахунок релейного захисту;
 - індивідуальне завдання.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
 - схема мережі;
 - електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	28.04. – 08.05.2020р.	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	10.05. – 19.05.2020р.	
3	Розрахунок релейного захисту	20.05. – 26.05.2020р.	
4	Індивідуальне завдання	27.05. – 01.06.2020р.	
5	Оформлення роботи	02.06. – 05.06.2020р.	

Студент-дипломник

Керівник роботи

РЕФЕРАТ

с. 55, рис. 10, табл. 23, кресл. 2

Бібліографічний опис: Шамрай С.П. Аналіз режимів роботи районної електричної мережі [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спец.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / С.П. Шамрай; наук. керівник В.В. Волохін. - Суми: СумДУ, 2020. - 55 с.

Ключові слова: електрична мережа, перетоки потужності, лінія електропередавання, трансформатор, релейний захист;

электрическая сеть, перетоки мощности, линия электропередачи, трансформатор, релейная защита;

district network, power flows, power line, transformer, relay protection.

Короткий огляд - Розраховано та проаналізовано режими роботи районної електричної мережі. Проведено вибір напруги та типу проводів повітряних ліній, обладнання підстанцій і розраховано релейний захист силового трансформатора цієї підстанції. Розглянуті питання небезпечних і шкідливих факторів, що діють на персонал підстанції і засоби захисту від них.

Зміст

Вступ		5
1. Розрахунок електричної мережі		5
1.1 Вибір напруги ліній, вибір типу проводів повітряних ліній		5
1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій		8
1.3 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів		10
1.4 Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах		13
1.5 Визначення напруг у вузлах навантаження		14
2. Розрахунок електричної частини підстанції		17
2.1 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції		17
2.2 Вибір трансформаторів власних потреб		17
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання		18
2.4 Вибір високовольтних апаратів РП		20
2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги		22
2.6 Вибір трансформатора напруги		25
2.7 Вибір ошиновки розподільних пристроїв		27
2.8 Компонування РП 110 кВ та РП 10 кВ і конструктивна частина		29
3. Розрахунок релейного захисту		31
3.1 Призначення релейного захисту		31
3.2 Загальні відомості про реле ДЗТ-21 (ДЗТ-23)		31
3.3 Технічні дані трансформатора, що захищається		32
3.4 Розрахунок диференціального струмового захисту трансформатора, виконаний з реле типу ДЗТ-21		33
4. Охорона праці		37
4.1. Характеристика небезпечних і шкідливих факторів, що діють на персонал підстанції і засоби захисту від них.		37
4.2. Засоби захисту від дії електричного струму, що використовуються на підстанції.		38
4.3. Вплив електромагнітних полів на персонал підстанції		44
4.4. Засоби захисту робочого персоналу підстанції від впливу небезпечних факторів		47

					БР 5.6.141.906 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	Аналіз режимів роботи районної електричної мережі	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Шамрай							
Провер.	Волохін						2	55
Реценз.						СумДУ гр. ЕТз-51с		
Н. Контр.								
Утверд.	Лебединський							

4.5. Організація служби цивільного захисту на промисловому підприємстві	47
Висновки	53
Список літератури	54

Вступ

В умовах безперервного розвитку промисловості країни з'являється все більше і більше нових підприємств, які вносять вклад у збільшення енергоспоживання.

Еволюція способу життя, зростання населення планети, неухильний розвиток виробництва і практично будь-яка активна діяльність людини пов'язані зі зростанням споживання різної енергії. З кожним днем збільшується число 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.

Виконання бакалаврської роботи необхідно 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 у напрямку професійної підготовки.

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередач, трансформатори і навантаження (споживачі електричної енергії);

					БР 5.6.141.906 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4

- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту.

					<i>БР 5.6.141.906 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

1. Розрахунок електричної мережі

Згідно з завданням, схема досліджуваної мережі має вигляд, як показано на рис. 1. Також задано довжини ліній, потужність та категорія споживачів з надійності електропостачання (табл.1.1).

Таблиця 1.1 – Вихідні дані електричної мережі

Довжина ВЛ, км				Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S-1	S-2	S-3	S-4
70	40	50	40	$\frac{90+j85}{\text{III}}$	$\frac{50+j30}{\text{II}}$	$\frac{10+j10}{\text{I}}$	$\frac{20+j10}{\text{II}}$

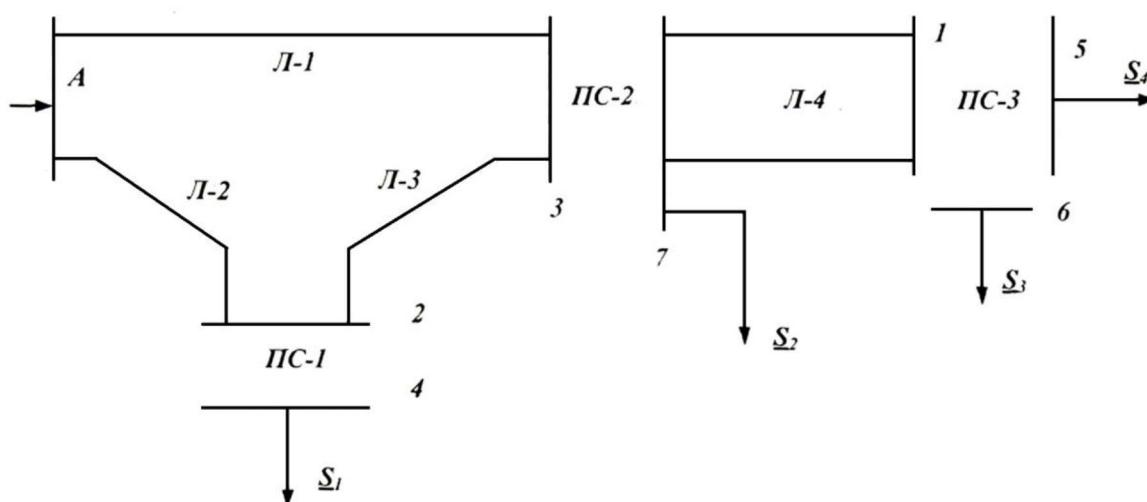


Рисунок 1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

1.1 Вибір напруг ліній, вибір типу проводів повітряних ліній

Прийmemo навантаження вузла 3 рівним сумі навантажень \underline{S}_2 , \underline{S}_3 та \underline{S}_4 , а навантаження вузла 2 дорівнює навантаженню \underline{S}_1 . Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-3, Л-4 (рис. 2).

Визначимо розрахункові навантаження вузлів 2 і 3.

$$\underline{S}_{2p} = \underline{S}_1 = 90 + j85 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{3p} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = 80 + j50 \text{ МВА};$$

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

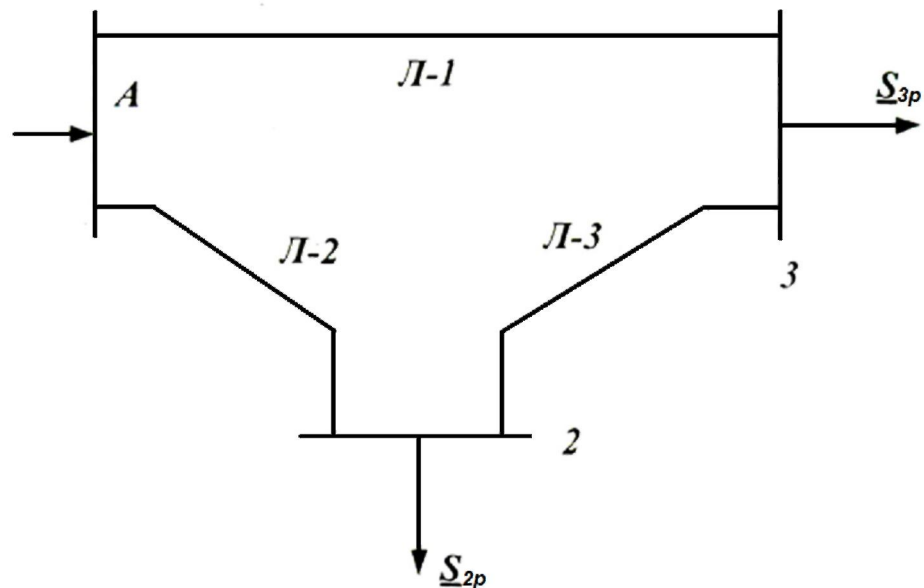


Рисунок 2 – Схема спрощеної замкненої мережі

Розімкнемо замкнену мережу, наведену на рисунку 2, в джерелі живлення А (рисунку 3) і позначимо потужності на ділянках мережі.

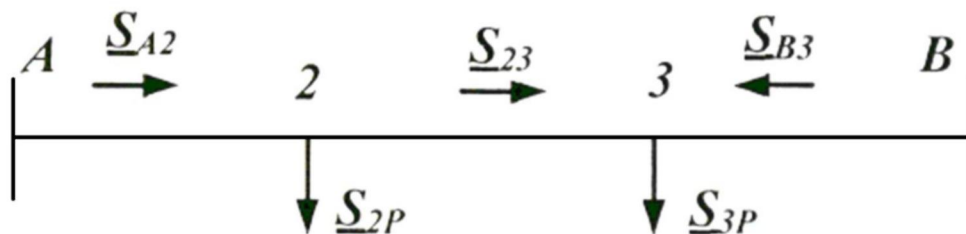


Рисунок 3 – Схема розімкненої мережі

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі.

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P}(l_{3B})}{(l_{23} + l_{3B} + l_{A2})} = 102,5 + j85,6 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{2P} = 12,5 + j0,625 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{A2}) + \underline{S}_{2P}(l_{A2})}{(l_{23} + l_{3B} + l_{A2})} = 67,5 + j49,37 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності

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

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

$$170+j135=170+j135 \text{ МВА.}$$

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

Визначимо напруги на ділянках мережі (рис. 3) за формулою Ілларіонова та занесемо до табл. 1.2.

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

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	70	40	50
Напруга ділянки, кВ	150	164	69,7

Аналізуючи напруги ділянок замкненої мережі, обираємо загальну напругу, рівною 220 кВ.

Для вибору проводів ПЛ за довідником, необхідно знати струми, які проходять даними лініями. Визначаємо струми проводів ліній за формулою:

$$I_{Л} = S_{Л} / \sqrt{3} U_{Л}$$

Таблиця 1.3– Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, А	0,220	0,351	0,033

Приймаємо для ліній провід марки АС-240/32. Для лінії Л-4 вибираємо такий же провід у відповідності з ПУЕ. Параметри проводу АС-240/32: $r_0 = 0,118 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}$, $b_0 = 2,6 \times 10^{-6} \text{ См/км}$.

Знайдемо параметри ліній електричної мережі. Значення активних і реактивних опорів ліній, а також величину зарядної потужності, занесемо до таблиці 5.

$$R_{Л} = r_0 \times l_{Л}; \quad X_{Л} = x_0 \times l_{Л}; \quad jQ_{Л}/2 = U_{НОМ}^2 \times b_0 \times l_{Л} / 2$$

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
R _Л	Ом	8,26	4,72	5,9	0,59
X _Л	Ом	30,45	17,4	21,75	2,175
Q _Л	МВАр	4,4	2,51	3,146	1,258

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій.

Трансформатори на підстанціях обираємо за напругою мережі і навантаженням

Для ПС-1

$$S_T = S_1 = \sqrt{90^2 + 85^2} = 123,8 \text{ МВА}$$

Обираємо трансформатор ТДЦ -125000/220.

Визначаємо коефіцієнт завантаження

$$K_3 = \frac{S_1}{S_T} = \frac{\sqrt{90^2 + 85^2}}{125} = 0,98$$

Так як коефіцієнт завантаження менший за 1,0, то трансформатор ТДЦ-125000/220 задовольняє запропонованим вимогам.

Таблиця 1.6 – Каталогні дані трансформатора ТДЦ -125000/220

Тип	S _{ном} МВА	Каталожні дані						Розрах. дані		
		U _{ном} ,кВ		U _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R _т Ом	X _т Ом	ΔQ _х кВАр
		ВН	НН							
ТДЦ 125000/220	125	242	10.5 13.8	11	380	135	0.5	1.4	51.5	625

Для ПС-2

$$S_T = \frac{S_2 + S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{80^2 + 50^2}}{1,4} = 67,38 \text{ МВА}$$

За напругою і потужністю навантажень вибираємо трансформатор АТДЦТН-63000/220/110. Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора.

$$K_1 = \frac{S_2 + S_3 + S_4}{2 \times S_T} = \frac{\sqrt{80^2 + 50^2}}{2 \times 63} = 0,748$$

Так як коефіцієнт завантаження менше 0,75, то трансформатор АТДЦТН-63000/220/110 задовольняє пропонованим вимогам (таблиця 7).

Таблиця 1.7 – Каталогні дані трансформатора АТДЦТН-63000/220/110 [5]

Тип	S _{ном} МВА	Каталожні дані					
		U _{ном} обмоток,кВ			U _к %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
АТДЦТН 63000/220/110	63	230	121	6.6; 11; 27,5; 38,5	11	35,7	21,9

Продовження таблиці 1.7.

Каталожні дані					Розрахункові дані						ΔQ _x кВАр
ΔP _к кВт			Δ P _x	I _x	R _T Ом			X _T Ом			
В-С	В-Н	С-Н	кВт		%	ВН	СН	НН	ВН	СН	
215	-	-	45	0.5	1.4	1.4	2.8	104	0	195,6	315

Для ПС-3

$$S_T = \frac{S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{30^2 + 20^2}}{1,4} = 25,75 \text{ МВА}$$

За напругою і потужністю навантажень вибираємо трансформатор ТДТН-25000/110.

Визначаємо коефіцієнт завантаження

$$K_1 = \frac{S_3 + S_4}{2 \times S_T} = \frac{\sqrt{30^2 + 20^2}}{2 \times 25} = 0,72$$

Так як коефіцієнт завантаження менше 0,75, то трансформатор ТДТН-25000/220 задовольняє пропонованим вимогам.

Таблиця 1.8 – Каталогні дані трансформатора ТДТН-25000/110.

Тип	S _{ном} МВА	Каталожні дані					
		U _{ном} обмоток,кВ			U _к %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН- 25000/110	25	115	11;38.5	6.6; 11;	10.5	17.5	6,5

Продовження таблиці 1.8.

Каталожні дані					Розрахункові дані						ΔQ_x кВАр
ΔP_k кВт			ΔP_x кВт	I_x %	R_T Ом			X_T Ом			
В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
140	-	-	31	0.7	1.5	1.5	1.5	56.9	0	35.7	175

Складаємо однолінійну схему електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій.

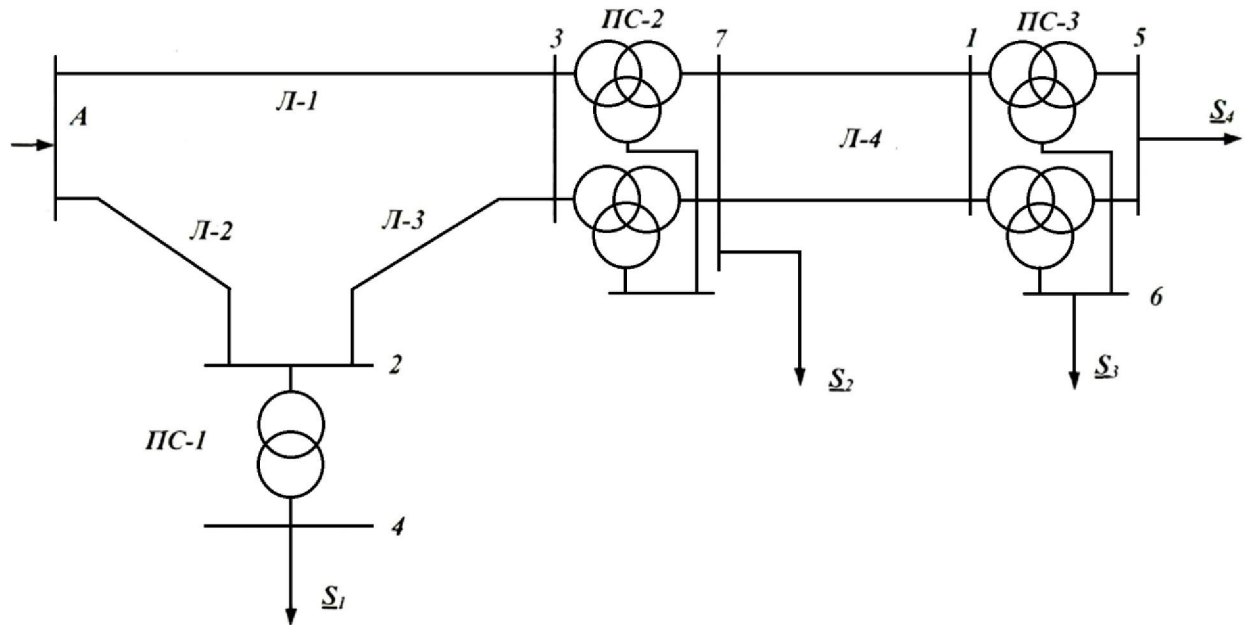


Рисунок 4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

1.3 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів.

Визначаємо розрахункову потужність на високій стороні ПС-1 з урахуванням втрат в обмотках трансформатора при максимальному навантаженні. Зобразимо схему заміщення двообмоткового трансформатора.

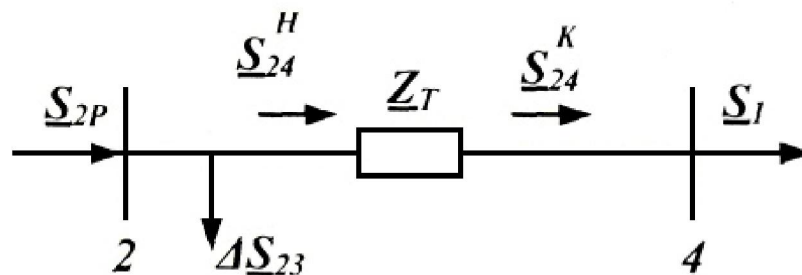


Рисунок 5 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Розрахуємо перетоки потужності, що відбуваються в даній схемі

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_1 = 90 + j85 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{24}^H = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \times Z_{T1} = 90,44 + j101,3 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{24}^H + \underline{S}_X = 90,58 + j101,96 \text{ MVA}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 ПС-3 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двох триобмоткових трансформаторів, ввімкнених паралельно і розраховуємо потужність у вузлі 1.

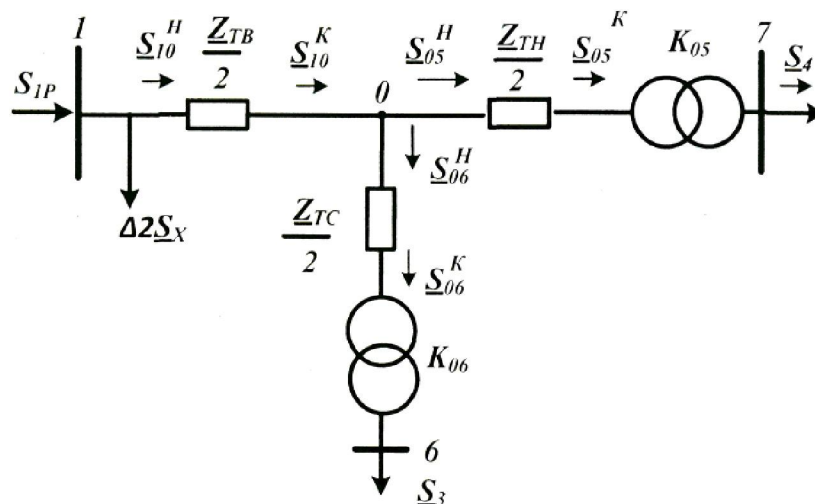


Рисунок 6 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Розрахуємо перетоки потужності, що відбуваються в даній схемі

$$\underline{S}_{05}^K = \underline{S}_4 = 20 + j10 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{05}^H = \underline{S}_{05}^K + \frac{(P_{05}^K)^2 + (Q_{05}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TH}}{2} = 20,0077 + j10,184 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_3 = 10 + j10 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{06}^H = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TC}}{2} = 10,0031 + j10 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{10}^K = \underline{S}_{05}^H + \underline{S}_{06}^H = 30,0108 + j20,184 \text{ MVA}$$

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

$$\underline{S}_{10}^H = \underline{S}_{10}^K + \frac{(P_{10}^K)^2 + (Q_{10}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{TB}}{2} = 30,03 + j20,955 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{10}^H + 2\underline{S}_X = 30,093 + j21,3 \text{ MVA}$$

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

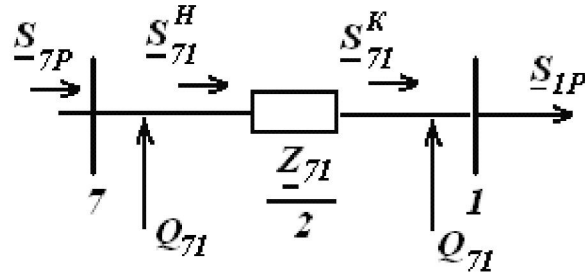


Рисунок 7 – Схема заміщення лінії Л-4.

$$\underline{S}_{71}^K = \underline{S}_{1P} - Q_{71} = 30,093 + j20,044 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{71}^H = \underline{S}_{71}^K + \frac{(P_{71}^K)^2 + (Q_{71}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{71}}{2} = 30,255 + j20,16 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{7P} = \underline{S}_{71}^H - jQ_{71} = 30,255 + j18,9 \text{ MVA}$$

Визначаємо розрахункову потужність на високій стороні ПС-2 з урахуванням втрат в обмотках трансформатора при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двообмоткового трансформатора і розраховуємо потужність вузла 3.

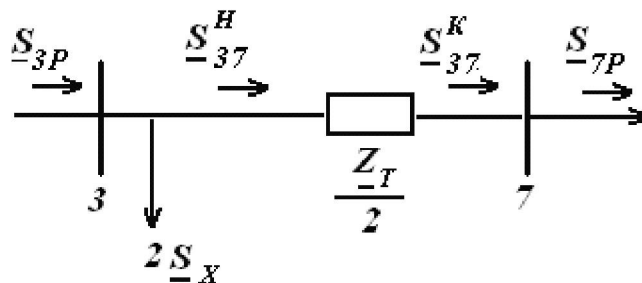


Рисунок 8 – Схема заміщення підстанції ПС-2

$$\underline{S}_{37}^K = \underline{S}_{7P} = 30,255 + j18,9 \text{ MVA}$$

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

$$\underline{S}_{37}^H = \underline{S}_{37}^K + \frac{(P_{37}^K)^2 + (Q_{37}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T2}}{2} = 30,27 + j18,904 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{37}^H + 2\underline{S}_X + \underline{S}_2 = 80,36 + j49,53 \text{ MVA}$$

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

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі (рис. 3) з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{2P}(I_{23} + I_{3B}) + \underline{S}_{3P}(I_{3B})}{(I_{23} + I_{3B} + I_{A2})} = 103,09 + j98,14 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{2P} = 12,51 + j3,82 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P}(I_{A2}) + \underline{S}_{3P}(I_{23} + I_{A2})}{(I_{23} + I_{3B} + I_{A2})} = 67,85 + j53,35 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності

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

$$170,94 + j151,5 = 170,92 + j151,5$$

Баланс потужності зійшовся.

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

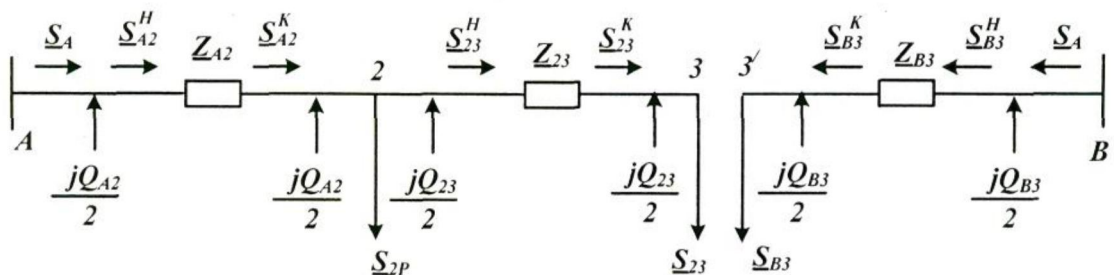


Рисунок 9 – Схема заміщення розімкненої мережі

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

Визначимо потокорозподіл у двох схемах заміщення, наведених на рисунку 9.

Знайдемо потужність джерела \underline{S}_B

$$\underline{S}_{B3}^K = \underline{S}_{B3} - \frac{jQ_{B3}}{2} = 67,85 + j48,95 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B3}^H = \underline{S}_{B3}^K + \frac{(P_{B3}^K)^2 + (Q_{B3}^K)^2}{U_H^2} \times \underline{Z}_{B3} = 69,044 + j53,35 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_B = \underline{S}_{B3}^H - \frac{jQ_{B3}}{2} = 69,044 + j50,83 \text{ MVA}$$

Знайдемо потужність джерела \underline{S} :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} - \frac{jQ_{23}}{2} = 12,51 + j0,675 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \times \underline{Z}_{23} = 12,53 + j0,745 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A2}^K = \underline{S}_{23}^H - \frac{jQ_{A2}}{2} - \frac{jQ_{23}}{2} \times \underline{S}_{2P} = 103,112 + j97,05 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A2}^H = \underline{S}_{A2}^K + \frac{(P_{A2}^K)^2 + (Q_{A2}^K)^2}{U_H^2} \times \underline{Z}_{A2} = 105,068 + j104,26 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A2}^H - \frac{jQ_{A2}}{2} = 105,068 + j101,74 \text{ MVA}$$

$$\underline{S} = \underline{S}_A + \underline{S}_B = 105,068 + j101,74 + 69,044 + j50,83 = 174,11 + j152,57 \text{ MVA}$$

1.5 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більше номінального напруги мережі $U = 242 \text{ В}$

Знаходимо напругу вузла 2

$$U_2 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A2}^H R_{A2} + Q_{A2}^H X_{12}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{A2}^H X_{A2} - Q_{A2}^H R_{A2}}{U_A} \right)^2} = 232,5 \text{ кВ}$$

					БР 5.6.141.906 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Знаходимо напругу вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P^H_{23}R_{23} + Q^H_{23}X_{23}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P^H_{23}X_{23} - Q^H_{23}R_{23}}{U_2}\right)^2} = 232,13кВ$$

Знаходимо напругу вузла 3':

$$U_{3'} = \sqrt{\left(U_A - \frac{P^H_{B3}R_{B3} + Q^H_{B3}X_{B3}}{U_A}\right)^2 + \left(\frac{P^H_{B3}X_{B3} - Q^H_{B3}R_{B3}}{U_A}\right)^2} = 233,03кВ$$

Приймаємо напругу вузла 3 рівне 232,58 кВ.

Визначимо напругу вузла 7:

$$U_7 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P^H_{37}R_{37} + Q^H_{37}X_{37}}{U_3}\right)^2 + \left(\frac{P^H_{37}X_{37} - Q^H_{37}R_{37}}{U_3}\right)^2} = 224,35кВ$$

Визначимо напругу на низькій стороні трансформаторної підстанції ПС-2 з урахуванням реального коефіцієнта трансформатора.

$$U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 120,1кВ$$

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_7 - \frac{P^H_{71}R_{71} + Q^H_{71}X_{71}}{U_7}\right)^2 + \left(\frac{P^H_{71}X_{71} - Q^H_{71}R_{71}}{U_7}\right)^2} = 115,6кВ$$

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

ПС-1

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P^H_{24}R_{24} + Q^H_{24}X_{71}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P^H_{24}X_{24} - Q^H_{24}R_{24}}{U_2}\right)^2} = 210,44кВ$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПС-3

$$U_0 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{10}^H R_{TB} + Q_{10}^H X_{TB}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{10}^H X_{TB} - Q_{10}^H R_{TB}}{U_1}\right)^2} = 105,9 \text{кВ}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^H R_{TC} + Q_{06}^H X_{TC}}{U_0}\right)^2 + \left(\frac{P_{06}^H X_{TC} - Q_{06}^H R_{TC}}{U_0}\right)^2} = 105,75 \text{кВ}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^H R_{TH} + Q_{05}^H X_{TH}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{05}^H X_{TH} - Q_{05}^H R_{TH}}{U_2}\right)^2} = 102,4 \text{кВ}$$

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

ПС-1

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,13 \text{кВ}$$

ПС-3

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,79 \text{кВ}$$

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 35,4 \text{кВ}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР 5.6.141.906 ПЗ

Лист

17

2. Розрахунок електричної частини підстанції

У цьому розділі здійснюється проектування типової понижувальної двотрансформаторної підстанції 110/10кВ, призначеної для перетворення і передачі електроенергії споживачу з навантаженням S_1 . Здійснюється вибір схеми первинних з'єднань, трансформаторів власних потреб, вимикачів РП, роз'єднувачів та ін.

2.1 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції.

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги: забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і після аварійних режимах; враховувати перспективи розвитку мережі; забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань. В якості основної схеми приймається стандартна схема з'єднань типовий понижувальної підстанції 110/10кВ. Схема наведена в додатку Б.

2.2 Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб для підстанції є: оперативні кола, електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електрообігрів приміщень і т.п.

Сумарна розрахункова потужність власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності споживачів власних потреб наведено в таблиці 2.1.

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб.

Номінальна потужність вибирається з умов $S_{ТСН} > S_{СН}$, де $S_{ТСН}$ – потужність трансформатора власних потреб, кВА; $S_{СН}$ – потужність споживачів власних потреб, кВА. Так як $S_{СН} = 17,69$ кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб, що дорівнює 25 кВА.

					БР 5.6.141.906 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Таблиця 2.1 – Розрахунок потужності споживачів власних потреб

№	Найменування споживача	Кільк. одиниць	Потуж., кВт	Коеф. попиту	cos φ	Споживана потужність кВт
1	Охолодження силових трансформаторів	2	3	0,82	0,86	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 РУ	1	5	0,65	0,95	3,42
5	Освітлення РУ	1	2	0,65	0,93	1,35
	Сумарне навантаження власних потреб, кВА					17,69

Ремонтне навантаження на підстанції приймаємо рівним 20 кВА. Під час включення цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень

$$S_{TCH} = \frac{S_{TNP} + S_{CH}}{1,2} = \frac{20 + 17,69}{1,2} = 31,41 \text{ кВА}$$

Беремо стандартну потужність трансформатора 40 кВА. Остаточо для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатора стандартної потужності ТМ-40/10.

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору обладнання на сторонах 110 і 10 кВ.

Періодична складова СКЗ у точці К1

$$I_{к1} = \frac{E_c}{\sqrt{3}(X_c + X_l)} = 12,74 \text{ кА}$$

Реальний СКЗ у точці К2:

$$I_{к2} = I_{к1} \cdot \frac{10}{110} = 12,74 \times \frac{10}{110} = 1,16 \text{ кА}$$

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

Ударний струм

У точці К1:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\kappa 1} = \sqrt{2} \times 1,61 \times 12,74 = 29,0 \text{кА}$$

У точці К2:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\kappa 1} = \sqrt{2} \times 1,61 \times 1,16 = 2,64 \text{кА}$$

де $K_{y\partial} = 1,61$

Періодична складова СКЗ в момент спрацювання вимикача

$$I_{\tau 1} = I_{\kappa 1} = 12,74 \text{кА}$$

$$I_{\tau 2} = I_{\kappa 2} = 1,16 \text{кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача визначається за формулою:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}$$

де T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової;

t - розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ.

$t_1 = 0,06 \text{с}$ - для вимикачів на високій стороні

$t_2 = 0,1 \text{с}$ - для вимикачів на низькій стороні

$t_{a1} = 0,025 \text{с}$.

$t_{a2} = 0,05 \text{с}$.

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1} \cdot e^{-\frac{t}{t_a}} = 1,41 \times 12,74 \times 0,09 = 1,63 \text{кА}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 2} \cdot e^{-\frac{t}{t_a}} = 1,41 \times 1,16 \times 0,14 = 0,229 \text{кА}$$

Інтеграл Джоуля

$$B_{\kappa 1} = I_{\kappa}^2 (t_1 + t_{a1}) = 12,74^2 \times (0,06 + 0,025) = 13,8 \text{кА}^2 \text{С}$$

$$B_{\kappa 2} = I_{\kappa 2}^2 (t_1 + t_{a2}) = 1,16^2 \times (0,1 + 0,05) = 0,2 \text{кА}^2 \text{С}$$

Отримані значення струмів заносимо до таблиці 2.2.

					БР 5.6.141.906 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Таблиця 2.2 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент	Ударний СКЗ i_u , кА	СКЗ у момент розход. контактів вимикача, кА	Аперіод. Складова ТКЗ, i_a кА	Інтеграл джоуля B_k , До $кА^2 \cdot с$
Шини 110кВт (К1)	12,74	29,0	41,742	1,63	13,8
Шини 10кВт (К2)	1,16	2,64	3,795	0,229	0,2

2.4. Вибір високовольтних електричних апаратів РП

Розрахуємо струми нормального режиму для вибору апаратів в структурній схемі

$$I_{\max}^{110} = \frac{1.4S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \times U_{BH}} = \frac{1,4 \times 63}{1,73 \times 110} = 0,46A$$

Струм в колі трансформатора на боці 10кВ

$$I_{\max}^{HB} = \frac{1.4S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \times U_{HH} \times 2} = \frac{1,4 \times 63}{1,73 \times 10 \times 2} = 2,55A$$

Струм через секційний вимикач

$$I_{\max}^{CB} = \frac{1.4S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \times U_{HH} \times 2} = \frac{1,4 \times 63}{1,73 \times 10 \times 2} = 2,55A$$

$$I_{\max}^{LB} = \frac{1.4S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \times U_{HH} \times 10} = \frac{1,4 \times 63}{1,73 \times 10 \times 10} = 0,51A$$

Таблиця 2.3 – Вибір вимикачів на стороні 110кВ

Умови вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	460А	630А
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{нрСКВ}}$	12,74кА	26А
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$	29,0кА	67 А
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{ОткНом}}$	12,74кА	26кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{аном}}$	1,63кА	--
$B_k \leq I_T^2 t_r$	13,8кА ² с	6400кА ² с

Обрано вимикач ВВП-110/630

Таблиця 2.4 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10кВ

Умови вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2549 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	1,16кА	31,5
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	2,64кА	80
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	1,16кА	31,5кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,221Ка	_____
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,201кА ² с	3969кА ² с

Обрано вимикач ВМПЭ-3150-31,5

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на боці 10кВ

Умови вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2549А	3150А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	1,16кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	2,64кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	1,16кА	31,5кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,221кА	_____
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,201кА ² с	3969

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5

Таблиця 2.6 – Вибір вимикачів на лінію що відходить, 10кВ

Умови вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	173,41 А	400 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	1,16кА	20 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	2,64кА	25 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	1,16кА	10 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,221кА	_____
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,201кА ² с	300 кА ² с

Вимикачі на лінію вибрано ВММ-10-400/630-10

Таблиця 2.7 Вибір роз'єднувачів 110кВ

Умови вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	463,48А	1000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	29,0кА	80кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	13,8 кА ² с	3969кА ² с

Обрано роз'єднувач - РНД (3) -110/1000

2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для підключення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. В даному проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням підключення вимірювальних приладів.

В колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, лічильники активної і реактивної енергії, 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 і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведено в таблиці.

Таблиця 2.8 – Розрахунок вторинної навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секц. 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

Вибір трансформатора струму наведено в таблицях 2.9 – 2.12.

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
$I_{расч} \leq I_{ном}$	463,48А	600 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	29,0кА	---
$B_K \leq I_{Tr}^2 \cdot t_r$	13,8кА ² ·с	1200кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H,ном}$	1,25 Ом	---

Обрано трансформатор струму ТВТ-110-1

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір з'єднувальних проводів може бути:

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

де:

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

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

$Z_{\text{к}}$ - опір контактів, Ом.

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

Перетин з'єднувальних проводів за умовами механічної міцності має бути не менше 4мм^2 для алюмінієвих жил.

Переріз жил при довжині кабелю $l = 160\text{м}$,

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ - питомий опір алюмінію,

F - переріз жил, мм^2 ,

$$F = 0,028 \times 160 / 4 = 1,13 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

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

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

Трансформатор струму ТВТ-110-1 відповідає умовам вибору.

					БР 5.6.141.906 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

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
$I_{расч} \leq I_{ном}$	2549 А	3000 А
$i_y \leq i_{дин}$	2,637 кА	---
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,201 кА ² ·с	5292 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,25 Ом	---

Обрано трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р.

Таблиця 2.11 Вибір трансформатора струму на лінію що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	173,41 А	200 А
$i_y \leq i_{дин}$	2,637 кА	---
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,201 кА ² ·с	6075 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,25 Ом	---

Беремо до установки трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р.

2.6 Вибір трансформатора напруги

Трансформатори напруги також вибираємо відповідно до вимірювальних приладів і реле, що приєднуються 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

зчитування - 3%. За умовами міцності, переріз мідних проводів повинен бути не менше 1,5 мм², а алюмінієвих – не менше 2,5 мм².

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.12

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформаторів напруги

Прилад	Клас	Споживана потужність
Ватметр	Д-305	2
Варметр	Д-305	2
Ватметр реєструючий	Н-348	10
Варметр реєструючий	Н-348	10
Лічильник ватгодин	І-675	3
Лічильник ватгодин реактивний	І-675	3
Вольтметр	Э-378	2
Частотомір	Э-371	3

Коефіцієнт потужності перерахованих приладів дорівнює 1. Відстань від трансформаторів, встановлених в РП, до щита управління приймаємо 50м. Вторинні дроти проектуємо алюмінієвими.

Для установки вибираємо трифазні трансформатори НТМИ -10-66.

Таблиця 2.13. – Розподіл вторинного навантаження між фазами.

Прилад	Навантаження, Вт	
	А-В	В-С
Ватметр	2	2
Варметр	2	2
Ватметр реєструючий	10	10
Варметр реєструючий	10	10
Лічильник ватгодин	3	3
Лічильник ватгодин реактивний	3	3
Вольтметр	2	--
Частотомер	---	3
Всього	32	33

Із характеристики похибки при навантаженні менше 50 Вт і кутової похибки 10 хв. клас точності дорівнює 0,5.

Для визначення втрати напруги в проводах визначимо струми

$$S_{AB} = 32 \text{ Вт}, \quad I_a = \frac{S_{AB}}{U_{AB}} = \frac{32}{100} = 0,32 \text{ А}.$$

$$S_{BC} = 33 \text{ Вт}, \quad I_c = \frac{S_{BC}}{U_{BC}} = \frac{33}{100} = 0,33 \text{ А}.$$

Для спрощення приймаємо $I_a = I_c = 0,325 \text{ А}$, тоді $I_b = 0,325 \cdot \sqrt{3} = 0,562 \text{ А}$

Втрати напруги в проводах **a** і **b** можуть бути визначені як $I_a R + I_b R = (I_a + I_b) R$.

Питомий опір алюмінію – 0,028 Ом мм, перетин дроту за умовами міцності 2,5 мм², тоді $R = \frac{0,028 \cdot 50}{2,5} = 0,56 \text{ Ом}$

Визначаємо падіння напруги $\Delta U = R(I_a + I_b) = 0,56(0,325 + 0,562) = 0,5 \text{ В}$ що становить 0,5% і відповідає вимогам ПУЕ.

2.7. Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм² (за умовами коронування). Вибір перерізу здійснюється по довгостроково припустимому струму. Мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = 40,81 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \times 10^{-3} \text{ кА} \times c^{\frac{1}{2}}$

Для ошиновки підстанції приймаємо провід АС-70. Перетин 70 мм² підходить і за термічною стійкістю.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується жорсткими шинами. Вибір перерізу також виконуємо за допустимим струмом. Вибираємо шину 30 x 4 мм з допустимим тривалим струмом 365 А при $I_{10 \text{ ном.}} = 254,6 \text{ А}$.

					БР 5.6.141.906 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

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 менше 30 і більше 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою:

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

де l - довжина прольоту між ізоляторами $l=1.5$ м;

γ - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см^4 .

q - поперечний переріз шини, см^2 .

$$\gamma = \frac{hb^2}{1_2} = \frac{10 \times 10^2}{12} = 8,33 \text{см}^4$$

де h - товщина шини, см,

b - ширина шини, см.

Тоді:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{(1,5 \times 100)^2} \times \sqrt{\frac{8,333}{10,1}} = 0,007 \text{Гц}$$

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

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{\text{роз.}} \leq \sigma_{\text{дод.}}$$

де $\sigma_{\text{роз.}}$ - розрахункова механічна напруження в матеріалі шин, МПа

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

Розрахункова механічна напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{\text{рас.}} = \sqrt{3} \times 10^{-6} \frac{i_y^2 l^2}{Wa} = \sqrt{3} \times 10^{-6} \frac{2637^2 \times 1,5^2}{\left(\frac{0,1^2 \times 0,01}{6}\right) \times 0,5} = 32,416 \text{МПа}$$

де $W = \frac{bh^2}{6}$ - момент опору шини

$a=0,5$ м - відстань між фазами.

					БР 5.6.141.906 ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.8. Компонування РП 10 кВ та РП 110 кВ.

РП 10 кВ для комплектних трансформаторних ПС виконується у вигляді КРПЗ (комплектні розподільчі пристрої зовнішньої установки) або КРП, встановлюються в закритих приміщеннях.

РП 10 кВ закритого типу (в будинках, у тому числі з НТБ або полегшених конструкцій панелі типу «сандвіч» та ін. можуть застосовуватися:

а) в районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність снігових заметів) неможливо застосування КРПЗ;

б) при числі шаф понад 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

В ЗРП 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення. Для їх ремонту та збереження викочування візка в ЗРП слід передбачати спеціальне місце.

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

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ, допускається в таких випадках: розміщення ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст; розміщення ПС на території міст, коли це допускається містобудівними міркуваннями; розміщення ПС в зонах з великими сніговими заметами, в зонах сильних промислових викидів та в прибережних зонах з сильно засоленої атмосферою.

На ПС 110 кВ зі спрощеними схемами на стороні ВН з мінімальною кількістю апаратури, розміщеної у 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.

Будівлі ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремими, так і сблокованими з будівлями РПП в тому числі і по вертикалі.

					БР 5.6.141.906 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

КРПЗ, 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. В ЗРП 110 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажопідйомні пристрої або можливість застосування вантажопідіймальних пристроїв (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

					БР 5.6.141.906 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

3. Розрахунок релейного захисту

3.1. Призначення релейного захисту

Релейний захист є основним видом електричної автоматики, без якої неможлива нормальна і надійна робота сучасних енергетичних систем. Вона здійснює безперервний контроль за станом і режимом роботи всіх елементів енергосистеми і реагує на виникнення пошкоджень і ненормальних режимів. При виникненні пошкоджень захист виявляє і відключає від системи пошкоджену ділянку, впливаючи на спеціальні силові вимикачі, призначені для розмикання струмів пошкодження. При виникненні ненормальних режимів захист виявляє їх і в залежності від характеру порушення здійснює операції, необхідні для відновлення нормального режиму, або подає сигнал черговому персоналу.

3.2. Загальні відомості про реле ДЗТ-21 (ДЗТ-23)

Розрахунок релейного захисту трансформатора виконаємо з використанням реле ДЗТ-21 (ДЗТ-23).

Для захисту трансформаторів і автотрансформаторів великої потужності промисловість випускає реле диференціального захисту типів ДЗТ-21 і ДЗТ-23, в яких застосований новий принцип відбудови від кидків струму намагнічування і струмів небалансу. Захист виконаний на мікроінтегральному принципі.

На диференціальних захистах з реле ДЗТ-21 і ДЗТ-23 може бути виконана мінімальна уставка по струму спрацьовування $0,3I_{ном}$ трансформатора. Для відбудови від кидків струму намагнічування силових трансформаторів і перехідних струмів небалансу використовується час-імпульсний принцип блокування захисту.

Автотрансформатор має вбудований пристрій регулювання напруги під навантаженням (РПН) на стороні середньої напруги в межах 12% від номінальної.

					БР 5.6.141.906 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

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

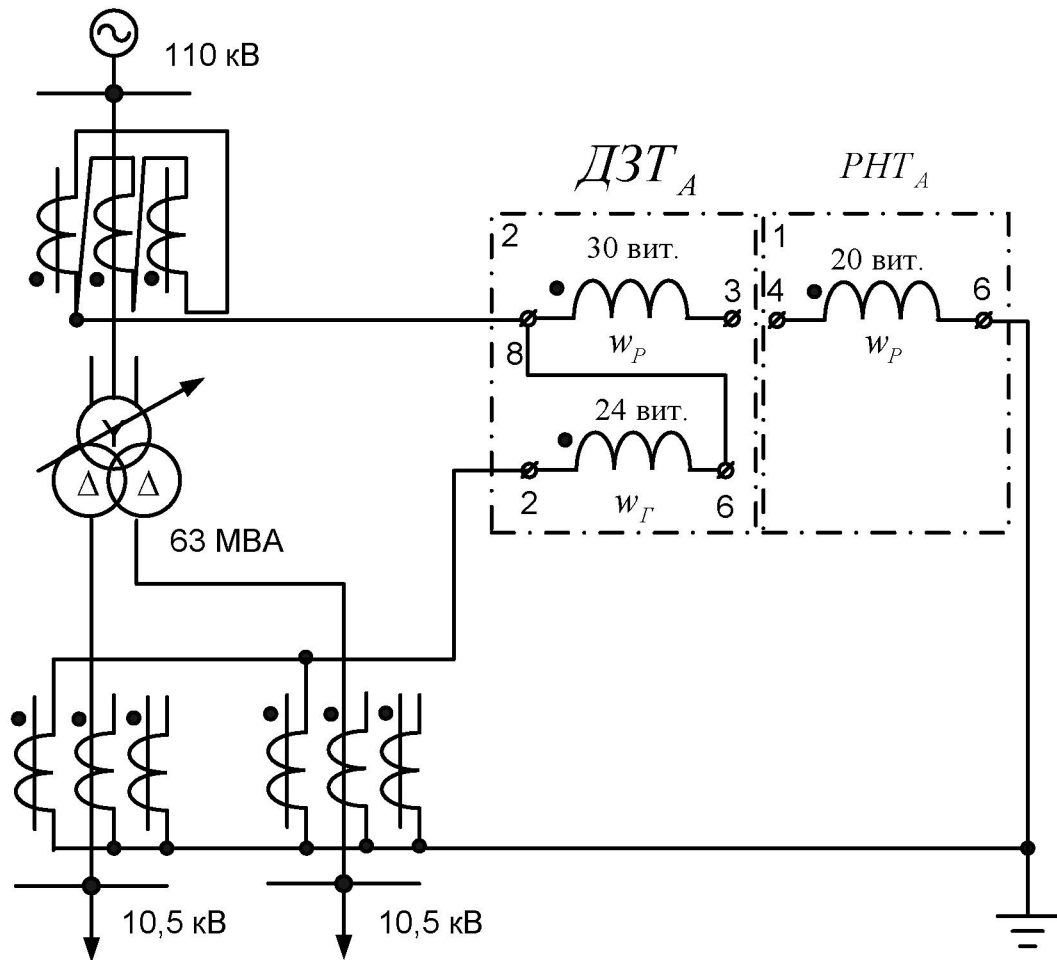


Рисунок 10 – Принципова схема включення реле ДЗТ -21

3.3 Технічні дані трансформатора, що захищається

Трансформатор силовий двообмотувальний з розщепленою обмоткою низької напруги типу ТРДНЦ-63000/110 призначений для зв'язку електричних мереж напругою 110 і 10 кВ.

Структура умовного позначення ТРДНЦ-63000/110:

Т - трансформатор;

Р - розщеплена обмотка;

Д - двообмотувальний;

Н - з регулюванням напруги під навантаженням;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР 5.6.141.906 ПЗ

Лист

33

Ц - охолодження з примусовою циркуляцією масла та повітря з ненаправленим потоком масла;

63000 - номінальна потужність, кВА;

110 - клас напруги обмотки ВН, кВ;

Висота установки над рівнем моря не більше 1000 м.

Температура навколишнього повітря від - 45 до + 40 ° С.

Технічні характеристики трансформатора:

$U_K = 10,5\%$

$\Delta P_K = 260$ кВт

$\Delta P_X = 59$ кВт

$I_x = 0,6\%$

$U_B = 115$ кВ

$U_H = 10,5 / 10,5$ кВ

РПН $\pm 9 \times 1,78\%$

$K_3 = 0,7$

3.4 Розрахунок диференціального струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗТ-21

У цьому пункті дано розрахунок диференціальної струмового захисту трансформатора ТРДНЦ-63000/110 кВ потужністю 63 МВА. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Визначимо опір трансформатора:

$$R_{T\Sigma} = \frac{\Delta P_K \times U_H^2}{S_H^2} = \frac{260 \times 110^2}{63000^2} \times 10^3 = 0,8 \text{ Ом}$$

$$X_{T\Sigma} = \frac{U_K \times U_H^2}{100 S_H} = \frac{10,5 \times 110^2}{100 \times 63000} \times 10^3 = 20,17 \text{ Ом}$$

$$R_{T1} = R_{T2} = 2R_T = 1,58 \text{ Ом}$$

$$X_{T1} = X_{T2} = 2X_T = 40,33 \text{ Ом}$$

$$I_{K.MAX.}^{(3)} = \frac{U_{CP.HOM.}}{\sqrt{3}(X_{C.MAK.} + X_{B.MIH.})}$$

$$X_{C.MAK.} = X_{a2} + X_{m2} = 1,911 + 54,5 = 56,3 \text{ Ом}$$

					БР 5.6.141.906 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$$X_{C.мин.} = X_{C.мак.} = 56,3 \text{ Ом}$$

$$X_{T.мин.} = X_{Tнп0} (1 - \Delta U)^2 = 40,33 \times (1 - 0,16)^2 = 28,47 \text{ Ом}$$

$$X_{T.мак.} = X_{Tнп0} (1 + \Delta U)^2 = 40,33 \times (1 + 0,16)^2 = 54,30 \text{ Ом}$$

$$X_{B.мин.} = X_{Tмин.} = 28,47 \text{ Ом}$$

$$X_{B.мак.} = X_{Tмак.} = 54,30 \text{ Ом}$$

Тоді

$$I_{K.мак.}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3}(56,3 + 28,47)} = 0,78 \text{ кА}$$

$$I_{K.ми}^{(2)} = \frac{115}{2 \times (56,3 + 54,3)} = 0,52 \text{ кА}$$

Визначаємо первинні номінальні струми

$$I_{НОМ.ВН} = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3}U_B} = \frac{63000}{\sqrt{3} \times 115} = 316,3 \text{ А}$$

$$I_{НОМ.нп} = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{63000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 3469,2 \text{ А}$$

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

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{C.з.} = k_{отс.} \times I_{НОМ.} = 0,3 \times 316,3 = 94,6 \text{ А};$$

б) відбудова від струму небалансу при КЗ на ВН

$$I_{C.з.} = k_3 (k_{одн.} \varepsilon + \Delta U) I_{K.мак.}^{(3)} = 1,5 (1,0 \times 0,1 + 0,16) \times 798 = 311,22 \text{ А};$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 311,22 А.

Вторинні струми:

$$I_{B.НОМ} = \frac{I_{НОМ.} \times K_{CX}}{K_1}, \quad I_{B.НОМ_1} = \frac{316,3 \times \sqrt{3}}{600/5} = 4,57 \text{ А}, \quad I_{B.НОМ_н} = \frac{3469,2 \times 1}{5000/5} = 3,47 \text{ А}.$$

Визначаємо первинний гальмовий струм, відповідний до початку гальмування

$$I_{п.гор.п.} = 0,51_{НОМ} \times I_{НОМ.нп} \left(K_{ток1} \frac{I_{отв.торм.юм.1}}{I_{отв.торм.расч1}} + K_{ток2} \frac{I_{отв.торм.юм.2}}{I_{отв.торм.расч2}} \right) =$$

$$= 0,51 \times 316,3 \left(1 \frac{5}{4,57} + 1 \frac{5}{4,6} \right) = 353,2 \text{ А}$$

					Лист
					35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР 5.6.141.906 ПЗ

де $\kappa_{\text{ТОК1}}=1$, $\kappa_{\text{ТОК2}}=1$ – коефіцієнти струморозподілу, відповідно для сторін I (110кВ), II (110кВ) в розглянутому режимі.

Визначаємо струм небалансу в режимі відповідному початку гальмування:

$$I_{\text{нб.торн.}} = \left(\kappa_{\text{пер}} \kappa_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{СН}} k_2 + \frac{I_{\text{отв.лjp2}} - I_{\text{отв.ном.2}}}{I_{\text{отв.расч.2}}} \right) I_{\text{п.торм.поч.}} =$$

$$= \left(1 \times 1 \times 0,05 + 0,16 \times 1 + \frac{3,5 - 3,6}{3,5} \right) \times 353,2 = A$$

Визначаємо первинний мінімальний струм спрацьовування захисту за наступними умовами:

1. відбудова від розрахункового первинного струму небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{\text{с.з.мін.}} \geq \kappa_3 I_{\text{нб.тормн.}} = 1,5 \times 63,6 = 95,4 A;$$

2. відбудова від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{с.з.мін.}} = 0,3 \times 316,3 = 94,89 A.$$

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень $I_{\text{с.з.мін.}} = 95,4 A$.

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

$$I_{\text{с.р.мін.}} = \frac{I_{\text{с.з.мін.}} \frac{U_{\text{СР.НОМ.}}}{U_{\text{НОМ2}}} \kappa_{\text{сх}}}{K_1 K_{\text{ТИ}} I_{\text{ОТВ.НОМ.ТАВ}}} = \frac{95,4 \frac{115}{115} \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \times \frac{3,6}{4,6} \times 4,6} = 0,4 A$$

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

$$I_{\text{нб.роз.}} = \left(\kappa_{\text{пер}} \kappa_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{II}} k_{\text{струм2}} + \frac{I_{\text{отв.розр2}} - I_{\text{отв.ном.2}}}{I_{\text{отв.розр2}}} \right) I_{\text{к.мак.}}^{(3)} =$$

$$= \left(2 \times 1 \times 0,1 + 0,16 \times 1 + \left| \frac{3,5 - 3,6}{3,6} \right| \right) \times 0,78 = 304,2 A$$

Визначаємо коефіцієнт гальмування захисту

$$K_{\text{торм.}} = \frac{K_3 I_{\text{нб.розр.}} \frac{I_{\text{в.ном.осн.}}}{I_{\text{отв.ном.осн.}}} - I_{\text{ср.мін.}}}{0,5 \sum I_{\text{торм.розрп.}} \frac{I_{\text{отв.торм.розрп.}}}{I_{\text{отв.торм.осн.}}} I_{\text{торм.поч.}}} = \frac{1,5 \times \frac{304,2}{316,3} - 0,5}{0,5 \times 2,52 \times 1,81 - 0,6} = 0,56$$

де $I_{\text{в.ном.осн.}}$, $I_{\text{отв.ном.осн.}}$, $I_{\text{отв.торм.розрп.}}$, $I_{\text{отв.торм.ном.п}}$ - значення струмів;

$I_{\text{торм.поч.}}$ - відносний вторинний струм початку гальмування.

Визначаємо первинний струм спрацьовування відсічки за умовою налаштування від максимального первинного струму небалансу при перехідному режимі зовнішнього КЗ на шинах 110кВ.

$$I_{\text{с.отс.розр.}} = K_3 I_{\text{нб.розр.}} = 1,5 \times 367,08 = 550,62 \text{ А,}$$

де

$$I_{\text{нб.роз.}} = \left(K_{\text{пер.}} K_{\text{одн.}} \varepsilon + \Delta U_{\text{л}} k_{\text{струм2}} + \frac{I_{\text{отв.розр2}} - I_{\text{отв.ном.2}}}{I_{\text{отв.розр2}}} \right) I_{\text{к.мак.}}^{(3)} =$$

$$= \left(3 \times 1 \times 0,1 + 0,16 \times 1 + \left| \frac{4,6 - 4,6}{4,6} \right| \right) \times 0,78 = 367,08 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічки

$$I_{\text{с.р.мін.}} = \frac{I_{\text{с.отв.мін}} K_{\text{сх}}}{K_1 K_{\text{тл}} I_{\text{отв.ном.тав}}} = \frac{550,62 \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \times \frac{3,6}{4,6} \times 4,6} = 2,208 \text{ А.}$$

Відносна уставка відсічки приймається рівною 6, що відповідає струму спрацьовування відсічки

$$I_{\text{с.отс.}} = 6 \times I_{\text{оттном.}} = 6 \times 4,6 \times \frac{600/5}{\sqrt{3}} = 1914,45 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту при КЗ між фазами на стороні низької напруги:

$$K_{\text{ч}}^{(г)} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(m)} K_{\text{сх.п.}}^{(m)}}{I_{\text{с.з.}} K_{\text{сх.п.}}^{(m)}} = \frac{520 \sqrt{3}}{95,4 \times \sqrt{3}} = 5,45.$$

Коефіцієнт чутливості більше 2, що задовольняє умові установки захисту.

						БР 5.6.141.906 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			37

4 Охорона праці

4.1 Характеристика небезпечних і шкідливих факторів, що діють на персонал підстанції і засоби захисту від них.

Оперативний персонал при обслуговуванні підстанції може піддаватися наступним небезпечним і шкідливим факторам:

1) Дія електричного струму на організм, причинами якого можуть бути:

а) наявність небезпечної напруги на струмоведучих частинах електроустаткування;

б) наявність небезпечної напруги (крокового) у зоні розтікання електричного струму при замиканні струмоведучих частин на землю;

в) можливість наявності небезпечної напруги на корпусах устаткування при його ушкодженні.

2) Вплив змінних електромагнітних полів на людину, джерелами яких є високовольтні лінії електропередачі.

3) Підвищений рівень шуму на робочому місці через роботу трансформаторів.

4) Недостатня освітленість робочої зони при роботах у приміщенні або поза приміщеннями в темний час доби, а також в аварійних ситуаціях при відсутності напруги в мережі освітлення.

5) Підвищена або знижена температура повітря робочої зони при виконанні робіт поза приміщенням.

6) Переміщення машин і механізмів по території підстанції.

7) Небезпека отримання опіків обличчя й очей при короткому замиканні, при заміні запобіжників.

8) Вплив кислот (лугів) і шкідливих газів при обслуговуванні батарей.

9) Розташування робочого місця на значній висоті від поверхні землі (підлоги).

10) Небезпека одержання опіків і інших травм при пожежі.

					БР 5.6.141.906 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		38

11) Загазованість повітря робочої зони при пожежі.

4.2 Засоби захисту від дії електричного струму, що використовуються на підстанції.

4.2.1 Індивідуальні засоби захисту.

Для захисту людей, що працюють з електроустановками, від ураження електричним струмом служать електрозахисні засоби (ЕЗЗ). За призначенням електрозахисні засоби розділяються на ізолюючі, огорожуючі і допоміжні.

Ізолюючі ЕЗЗ служать для ізоляції людини від частин електроустановки під напругою, а також від землі. Вони розділяються на основні і додаткові. Ізоляція основних ізолюючих ЕЗЗ надійно витримує робочі напруги електроустановок, і з їх допомогою дозволяється торкатися струмоведучих частин, що знаходяться під напругою.

До основних ізолюючих ЕЗЗ в електроустановках напругою вище 1000 В відносяться:

- оперативні, переносних заземлень і вимірювальні штанги,
- ізолюючі і електровимірювальні кліщі,
- покажчики напруги,
- пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (покажчики напруги для фазування, покажчики пошкодження кабелів).

Додаткові ізолюючі ЕЗЗ самі при напрузі 6 кВ чи 110 кВ не можуть забезпечити безпеку персоналу і запобігти поразці електричним струмом: вони є додатковим заходом захисту до основних ізолюючих ЕЗЗ. На підстанції використовуються такі додаткові ізолюючі ЕЗЗ:

- діелектричні гумові рукавиці,
- діелектричні боти,
- гумові діелектричні килими й ізолюючі підставки на порцелянових ізоляторах.

Поряд зі суворим дотриманням вимог електробезпеки неодмінною

					<i>БР 5.6.141.906 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

умовою безпечного виконання різних робіт під напругою є обов'язкове застосування індивідуальних засобів захисту від ураження електричним струмом. До таких засобів відносяться:

- діелектричні рукавиці,
- діелектричні боти і калоші.

Усі ці засоби виготовляються зі спеціальної діелектричної гуми, здатної витримувати високу напругу, і повинні відповідати вимогам “Правил експлуатації електрозахисних засобів”, застосовуваних в електроустановках.

Огороджувальні ЕЗЗ застосовують для тимчасового огороження струмоведучих частин електроустановок, що знаходяться під напругою. До них відносяться:

- переносні огороження,
- ізолюючі накладки і ковпаки,
- переносні заземлення,
- попереджувальні плакати.

Безпека експлуатації електроустановок забезпечується застосуванням ряду технічних способів і засобів, використовуваних по окремоті або в сполученні один з одним. При нормальному режимі роботи такими засобами є вирівнювання потенціалів, зменшення напруги, електричний поділ мереж, використання робочої ізоляції струмоведучих частин, компенсація ємнісної складових струмів, забезпечення замикання на землю, застосування огорожувальних пристроїв, попереджувальна сигналізація, блокування, використання знаків безпеки, засобів захисту і запобіжних пристосувань. В аварійному режимі рекомендується захисне заземлення, занулення, захисне відключення, додаткова (подвійна) ізоляція, застосування пробивних запобіжників.

4.2.2 Захисне заземлення.

Захисне заземлення передбачає електричне з'єднання з землею або її еквівалентом металевих не струмоведучих частин, що можуть виявитися під

напругою. Це є ефективним заходом захисту при живленні електроустаткування від електричних мереж напругою до 1000 В з ізолюваною нейтраллю і при живленні напругою вище 1000 В з будь-яким пристроєм нейтралі джерела живлення.

Захисна дія заземлення заснована на зниженні напруги дотику, що досягається шляхом зменшення потенціалу на корпусі устаткування відносно поверхні землі, зниження опору заземлення (в установках до 1000 В і вище при струмах замикання на землю до 500 А, напругою 6-35 кВ), підвищення потенціалу пов'язаної з устаткуванням поверхні землі (вирівнювання потенціалів в електроустановках напругою 1000 В з великими струмами замикання на землю, напругою 110 кВ і вище). При вирівнюванні потенціалів, крім того, зменшуються і напруга кроку. В електроустановках напругою вище 1000 В з великими струмами замикання на землю пробій фази на корпус і наступне замикання на землю є однофазним коротким замиканням на землю, від струму якого спрацьовує максимальний токовий захист, відключаючи ушкоджену ділянку.

У заземлюючій пристрій входить заземлювач (металевий провідник або група провідників, що знаходяться в безпосередньому контакті з ґрунтом) і заземлюючі провідники, які з'єднують частини електроустановки, що заземлюється, із заземлювачем.

У залежності від розташування заземлювачів відносно устаткування, яке заземлюється, заземлення підстанції відноситься до контурного (розподіленого). Заземлювачі контурного заземлення розташовуються по периметру й усередині ділянки, на якій встановлене устаткування, що заземлюється. Усі ці заземлювачі електрично з'єднані один з одним.

На кожен заземлюючий пристрій, що знаходиться в експлуатації, складається паспорт, що включає схему заземлення, його технічні дані, дані про результати перевірки його стану, про характер проведених ремонтів і зміни, внесені у пристрій заземлення.

Заземлення закритих розподільчих пристроїв зпроектоване із

					<i>БР 5.6.141.906 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

урахуванням електропровідності підлоги. Підлога, що має великим питомий опір, істотно впливає на розподіл потенціалів. Значення коефіцієнта дотику прийнято рівним 0,25 (для залізобетонних будинків). При цьому арматура залізобетону приєднана до заземлюючої мережі підстанції, а навколо будинку, на відстані приблизно 1 м від стін, покладена заземлююча смуга. Це відповідає вимогам діючих правил і сприяє поліпшенню розподілу потенціалів.

Заземлення закладене по всьому периметрі підстанції на глибину не менше ніж на 0,5 м. Опір заземлення підстанції не перевищує 4 Ом.

У разі влаштування заземлювального пристрою за вимогами до напруги дотику або до його опору додатково необхідно [1.7.84 ПУЕ]:

- прокладати замкнений горизонтальний заземлювач навколо площі, зайнятої електрообладнанням;
- прокладати поздовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі та з'єднувати їх між собою в заземлювальну сітку;
- забезпечувати якомога меншу довжину заземлювальних провідників;
- прокладати поздовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі так, щоб вузол з'єднання їх між собою в заземлювальну сітку був поблизу місць розміщення нейтралей силових трансформаторів і короткозамикачів;
- приєднувати високовольтне обладнання до заземлювача, який забезпечує стікання струму не менше, ніж у двох напрямках;
- прокладати заземлювальні провідники, які приєднують обладнання або конструкції до заземлювача, у землі на глибині, не меншій ніж 0,3 м;
- прокладати горизонтальні заземлювачі, які знаходяться поза територією електроустановки, на глибині, не меншій ніж 1 м, а зовнішній контур заземлювального пристрою в разі виходу його за межі електроустановки рекомендовано влаштовувати у вигляді багатокутника з тупими або заокругленими кутами.

Зовнішню огорожу електроустановок не рекомендовано приєднувати до заземлювального пристрою.

Якщо від електроустановки відходять повітряні лінії напругою 110 кВ і вище, то огорожу необхідно заземлювати за допомогою вертикальних заземлювачів довжиною від 2 м до 3 м, установлених біля стояків огорожі по всьому її периметру через кожні 20 - 50 м. Установлювати такі заземлювачі не потрібно для огорожі з металевими стояками і з тими стояками із залізобетону, арматуру яких електрично з'єднано з металевими ланками огорожі.

Для усунення електричного зв'язку зовнішньої огорожі з заземлювальним пристроєм відстань від огорожі до елементів заземлювального пристрою, розташованих уздовж неї з внутрішнього, зовнішнього або з обох боків, має бути не меншою ніж 2 м. Горизонтальні заземлювачі, труби і кабелі з металеві оболонкою або бронею та інші металеві комунікації, які виходять за межі огорожі, слід прокладати посередині між стояками огорожі на глибині, не меншій ніж 0,5 м. У місцях прилягання зовнішньої огорожі до будівель і споруд, а також у місцях прилягання до зовнішньої огорожі внутрішніх металевих огорож, необхідно влаштовувати цегляні або дерев'яні вставки довжиною, не меншою ніж 1 м.

Для трансформаторних підстанцій 6-10/0,4 кВ рекомендовано влаштовувати один спільний заземлювальний пристрій, до якого слід приєднувати:

- нейтраль обмоток трансформатора зі сторони напруги до 1 кВ;
- корпус трансформатора;
- металеві оболонки і броню кабелів напругою до 1 кВ;
- металеві оболонки і броню трифазних кабелів напругою понад 1 кВ, а також екрани одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену КЛ понад 1 кВ, якщо це передбачено;
- відкриті провідні частини обладнання напругою до і понад 1 кВ

4.2.3 Вирівнювання потенціалів

Вирівнювання потенціалів застосовується на площадці підстанції шляхом укладання сітки з провідників, з'єднаних з корпусами електроустановки

					БР 5.6.141.906 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

ВРП-110 кВ і заземлюючим пристроєм. Захід робиться для зниження напруг дотику і кроку між точками електричного ланцюга, до яких можливий одночасний дотик або на яких може одночасно стояти чоловік двома ногами.

4.2.4 Захисне відключення

Захисне відключення – це швидкодіючий захист, що забезпечує автоматичне відключення електроустановки у разі виникнення в ній небезпеки ураження людини електричним струмом.

Для забезпечення безпеки пристрої захисного відключення (ПЗВ) повинні виконувати окремо або в сукупності наступні функції: захист при глухих або неповних замиканнях на землю або корпус, захист із появою небезпечних струмів витоку, захист при переході напруги з вищої сторони на нижчу, попередній контроль опору ізоляції, автоматичний контроль кола захисного заземлення або занулення. До ПЗВ пред'являються наступні вимоги: висока чутливість, малий час відключення, селективність роботи, самоконтроль і надійність.

Це єдиний засіб захисту від поразки електричним струмом під час дотику до фазного проводу мережі, яка ним захищається. Пристрій є двохполюсним автоматичним вимикачем з вбудованим захистом від надструмів, керованим диференціальним струмом.

Призначений для захисту від поразки електричним струмом при випадковому дотику до струмоведучих, а також до відкритих провідних не струмоведучих частин електроустановки, яке опинилося під напругою внаслідок ушкодження ізоляції; для запобігання виникнення пожеж, викликаних запаленням ізоляції проводів через великі струми витоку на землю або короткі замикання; для захисту мереж перемінного струму напругою 220 В, частотою 50 Гц від перевантажень і коротких замикань.

Як природні заземлювачі можна використовувати:

- металеві і залізобетонні конструкції будівель і споруд, що перебувають у контакті з землею, у тому числі залізобетонні фундаменти в неагресивних,

слабо агресивних і середньо агресивних середовищах;

- підземні частини залізобетонних і металевих опор повітряних ліній електропередавання, у тому числі фундаменти опор, за відсутності гідроізоляції залізобетону полімерними матеріалами;

- металеві трубопроводи, прокладені в землі;

- інші провідні частини, які є придатними для цілей заземлення і не можуть бути навіть тимчасово демонтованими (повністю або частково) без відома персоналу, який експлуатує електроустановку (обсадні труби бурових свердловин, металеві шпунти гідротехнічних споруд, закладні частини затворів тощо);

- заземлювачі опор повітряних ліній електропередавання, з'єднані з заземлювальним пристроєм електроустановки за допомогою грозозахисного троса, якщо трос не ізолювано від опор лінії;

- заземлювачі опор повітряних ліній електропередавання напругою до 1 кВ.

Не допускається використовувати як природні:

- заземлювачі діючі трубопроводи горючих рідин, горючих або вибухонебезпечних газів і сумішей;

- заземлювачі труби каналізації, опалення та водопроводу. Проте ці вимоги не виключають необхідності приєднання цих трубопроводів і труб в електроустановках напругою до 1 кВ до основної системи зрівнювання потенціалів.

- залізобетонні конструкції будівель і споруд з попередньо напруженою арматурою.

4.3 Вплив електромагнітних полів на персонал підстанції

Питання впливу електромагнітних полів (ЕМП) на навколишнє середовище та елементи екосистем у 1998 р. включено до довгострокової програми ВООЗ «WHO International EMF Project» завданням якої стало опрацювання глобальних оцінок, рекомендацій та нормативних обмежень

					БР 5.6.141.906 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

щодо проблеми біологічного впливу ЕМП. Дослідженнями в цій галузі займається ряд міжнародних і національних організацій зарубіжних країн для підвищення рівня безпеки людини і екосистем.

Електромагнітне випромінювання характеризується напруженістю електричного поля E , вольт на метр (В/м), напруженістю магнітного поля H , ампер на метр (А/м), а також щільністю об'ємного заряду іонів, викликаного короною проводів і арматури повітряних ліній електропередавання (ПЛ). При цьому напруженість магнітного поля (МП) пропорційна значенню струму, що проходить через предмет впливу, і обернено пропорційна відстані до нього; напруженість електричного поля (ЕП) пропорційна напрузі (заряду) і обернено пропорційна відстані до предмета впливу. Параметри цих полів і обсяг іонів залежать від класу напруги, конструктивних особливостей і геометричних розмірів устаткування. При оцінці впливу низьких і наднизьких частот (30 – 300 Гц) також використовується поняття щільності магнітного потоку – магнітна індукція B , тесла (Тл, $1 \text{ мкТл} = 0,8 \text{ А/м}$; $1 \text{ А/м} = 1,256 \text{ мкТл}$).

Джерелами ЕМП є потужні радіопередавальні пристрої, електрифіковані транспортні засоби, повітряні лінії електропередавання та інші об'єкти електроенергетики.

Усі існуючі джерела ЕМП можна розділити на такі групи:

- функціональні передавачі – радіомовні станції НЧ (30 – 300 кГц), СЧ (0,3 – 3 МГц), ВЧ (3 – 30 МГц) і ДВЧ (30 – 300 МГц);
- транспорт на електроприводі (0 – 3 кГц) – залізничний і міський транспорт і їх інфраструктура;
- системи виробництва, передавання, розподілу і споживання електроенергії постійного і змінного струму (0 – 3 кГц).

Сильні електричні поля промислової частоти (ЕП ПЧ) в основному створюються об'єктами електроенергетики (лінії електропередавання високої напруги, збірні шини підстанцій, трансформатори і апарати високої напруги). Рівень напруженості ЕП, створюваного ПЛ, залежить від конструкційно-будівельних параметрів (діаметру і кількості проводів, відстані між ними,

висоти їх над поверхнею землі). У зв'язку з цим рівні впливу на людей, що знаходяться під ПЛ, залежать від відстані до струмоведучих частин. Найбільше значення ЕП реєструється під час перебування людини безпосередньо під проводами і по центру між опорами. По мірі віддалення від осі лінії і ближче до опор рівні впливу напруженості поля знижуються до мінімальних значень.

Обслуговуючий персонал енергооб'єктів піддається, як правило, короткочасному впливу сильних ЕП. У екстремальних випадках, наприклад, при виконанні робіт на елементах ПЛ під напругою, персонал перебуває в зоні значно підвищеного впливу напруженості ЕП і МП. Населення, яке проживає поряд з ПЛ (за межами санітарно захисних зон) може перебувати в зоні впливу слабких полів.

Дальність поширення магнітного поля залежить від сили струму, який протікає, або від навантаження ПЛ. Оскільки навантаження ПЛ може неодноразово змінюватися як протягом доби, так і залежно від зміни сезонів року, то розміри зони підвищеного рівня МП також змінюються.

Кабельні лінії створюють дещо більші напруженості, ніж ПЛ, проте напруженість ЕМП зменшується швидше при віддаленні від кабелю, і зона відчутного поля зазвичай не перевищує декількох десятків метрів. Кабелі і ПЛ середньої напруги (6 – 10 кВ) через відносно малу відстань між фазами створюють невисокі напруженості поля, і його вплив усередині приміщень можна не враховувати.

ЕМП трансформаторів та іншого обладнання систем електропостачання змінюється обернено пропорційно відстані до об'єкту опромінення.

Ступінь біологічного впливу ЕМП на організм людини залежить від частоти випромінювань, напруги тривалості та інтенсивності поля. У загальному випадку параметром, що визначає ступінь впливу ЕМП ПЧ на організм, є щільність струму в тілі людини.

Напруженості високочастотних ЕМП, що створюються облаштуванням високочастотного захисту та зв'язку, телекомунікацій, техніки радіолокації,

використовуваної в електроенергетиці, залежно від частоти впливають на персонал і населення менше порівняно з напруженістю ЕМП, створюваних об'єктами електроенергетики.

При експлуатації електроенергетичних установок напругою вище 220 кВ – відкритих розподільчих пристроїв, повітряних ліній електропередач й т. ін. необхідно враховувати вплив на людину електромагнітного поля. На підстанції напруга складає 110 кВ та 6 кВ, тому вплив електромагнітних полів на обслуговуючий персонал не значний.

4.4 Засоби захисту робочого персоналу підстанції від впливу небезпечних факторів

При заміні запобіжників під напругою необхідно захищати очі окулярами або обличчя маскою.

При роботі на висоті 1,3 м і більш над рівнем землі, підлоги, майданчика необхідно застосовувати:

- запобіжний пояс,
- страхувальний канат.

У приміщеннях з діючим електроустановкам (за винятком щитів керування - релейних і їм подібних), у закритому і відкритому розподільному пристроях, колодязях, тунелях і траншеях, необхідно користуватися захисною каскою.

Для індивідуального захисту очей від небезпечних і шкідливих виробничих факторів: електричної дуги, ультрафіолетового й інфрачервоного випромінювання, бризів лугів, електроліту, розплавленої мастики варто застосовувати захисні окуляри відкритого типу з непрямою вентиляцією.

4.5 Організація служби цивільного захисту на промисловому підприємстві

Загальне керівництво Цивільним захистом відповідно до його побудови покладається на: Кабінет Міністрів України, Міністерства, інші центральні

органи виконавчої влади, Раду Міністрів АР Крим, місцеві держадміністрації, керівників підприємств, установ і організацій незалежно від форм власності і підпорядкування. Начальником Цивільної оборони України є Прем'єр-міністр України. На місцевому рівні функції начальників цивільної оборони здійснюють керівники відповідних органів виконавчої влади, а в міністерствах, відомствах і на підприємствах їхні керівники.

Органом повсякденного управління процесами захисту населення при Кабінеті Міністрів є Міністерство з питань надзвичайних ситуацій та в справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи. З цією ж метою при місцевих органах виконавчої влади створюються відповідні управління і відділи. У міністерствах, відомствах, підприємствах і установах також створюються органи повсякденного управління. Усі ці органи здійснюють покладені на них завдання.

Кабінет Міністрів України здійснює наступні основні завдання:

- забезпечує здійснення заходів щодо попередження надзвичайних ситуацій і ліквідації їхніх наслідків;
- розподіляє міста і території за групами, юридичних осіб – за категоріями щодо реалізації заходів з цивільної оборони;
- створює резерви засобів індивідуального захисту і майна цивільної оборони, матеріально-технічних та інших фондів на випадок виникнення надзвичайних ситуацій у мирний та воєнний час, а також визначає їх обсяг і порядок використання;
- вживає заходи щодо забезпечення готовності органів управління у справах цивільної оборони, сил та засобів цивільної оборони до дій в умовах надзвичайних ситуацій;
- створює єдину систему підготовки органів управління в справах цивільної оборони, сил цивільної оборони і населення до дій в умовах надзвичайних ситуацій;
- визначає порядок створення спеціалізованих, професійних та невоєнізованих аварійно-рятувальних служб (формувань);

- задовольняє мобілізаційні потреби військ, органів управління у справах цивільної оборони та установ цивільної оборони;
- координує діяльність аварійно-рятувальних служб;
- залучає аварійно-рятувальні служби до ліквідації надзвичайних ситуацій за межами території України.

Міністерства й інші органи виконавчої влади в межах своїх повноважень забезпечують рішення питань цивільної оборони, здійснення заходів щодо захисту населення і територій під час надзвичайних ситуацій, сприяють органам управління в справах цивільної оборони у виконанні покладених на них функцій.

Міністерство з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи вирішує такі основні завдання:

- бере участь у реалізації державної політики у сфері цивільної оборони, захисту населення і територій від наслідків надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру, а також попередження цих ситуацій;
- організовує розроблення і здійснення відповідних заходів із цивільної оборони;
- керує діяльністю підпорядкованих йому органів управління у справах цивільної оборони та спеціалізованих формувань, військами цивільної оборони;
- здійснює контроль за виконанням вимог цивільної оборони, станом готовності сил і засобів цивільної оборони для проведення невідкладних робіт для попередження та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;
- здійснює координацію діяльності центральних органів виконавчої влади, місцевих державних адміністрацій, виконавчих органів місцевих рад та юридичних осіб щодо ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;

- здійснює оповіщення населення про загрозу виникнення або виникнення надзвичайної ситуації, забезпечує належне функціонування відомчих територіальних і локальних систем оповіщення;

- здійснює навчання населення, представників органів управління і сил цивільної оборони з питань захисту і дій у надзвичайних ситуаціях;

- організовує фінансове і матеріально-технічне забезпечення військ цивільної оборони;

- створює згідно до законодавства України підприємства з виробництва спеціальної техніки, засобів захисту населення і контролю тощо.

Безпосереднє керівництво виконанням завдань цивільної оборони, діями органів управління і сил під час надзвичайних ситуацій покладається на управління (відділи) з питань надзвичайних ситуацій та цивільного захисту населення на спеціальні підрозділи міністерств і відомств та працівників цивільної оборони об'єктів господарської діяльності.

На територіальні органи управління з питань надзвичайних ситуацій та цивільного захисту населення покладаються наступні завдання:

- реалізація державної політики в області цивільної оборони;

- розроблення і реалізація заходів щодо захисту населення від наслідків надзвичайних ситуацій, керівництво діяльністю підлеглих органів управління і сил цивільної оборони;

- здійснення контролю за станом цивільної оборони на відповідній території;

- координація в рамках їхньої компетенції дій інших місцевих органів виконавчої влади, територіальних органів міністерств і відомств, підприємств, закладів і організацій, що залучаються до виконання завдань, зв'язаних з безпекою населення і забезпеченням його життєдіяльності під час надзвичайних ситуацій.

Територіальні органи управління з питань надзвичайних ситуацій і цивільного захисту населення відповідно до законодавства України входять до

складу місцевих держадміністрацій та інших органів виконавчої влади за принципом подвійного підпорядкування.

Однією з найважливіших ланок у системі цивільної оборони є об'єкти господарської діяльності (далі об'єкти). Об'єкти – це підприємства (незалежно від форми власності), заклади і організації, навчальні установи та інші. Відповідальність за організацію і стан цивільної оборони на об'єкті, за постійну готовність її сил і засобів до виконання поставлених завдань несе начальник цивільної оборони об'єкта – керівник підприємства.

Начальник цивільної оборони об'єкта підпорядковується відповідному міністерству в підпорядкуванні якого знаходиться об'єкт, а також начальнику цивільної оборони міста (району) на території якого розташовується даний об'єкт. Начальник цивільної оборони об'єкта може мати декілька заступників. Як правило це такі як з: інженерно-технічного постачання, евакуації, матеріально-технічного постачання та інші. При ньому створюється штаб, що укомплектовується штатними працівниками цивільної оборони, а також позаштатними, які виконують обов'язки з цивільної оборони за сумісництвом.

Як правило, крім начальника, до складу штабу включають заступників з оперативно-розвідувальної роботи, підготовки формувань, робітників та службовців, а також інших фахівців виходячи зі специфіки підприємства.

На об'єкті, в залежності від характеру виробничої діяльності, створюються служби цивільної оборони: оповіщення і зв'язку; медична; радіаційного і хімічного захисту; охорони громадського порядку; протипожежна, енергопостачання і світломаскування; аварійно-технічна; сховищ і укриттів; транспортна, матеріально-технічного забезпечення та інші. На невеликих об'єктах, де бази для створення подібних служб нема, їхні функції виконують структурні органи цих об'єктів.

					БР 5.6.141.906 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

Висновки

В процесі виконання бакалаврської роботи були досягнуті та вирішені поставлені завдання.

У розділі «Розрахунок електричної мережі» знайдено потоки потужностей в мережі при нормальному режимі роботи. Знайдено також падіння потужностей в елементах мережі. Розраховано величини напруг в точках мережі з урахуванням поздовжніх і поперечних складових.

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

У розділі «Розрахунок релейного захисту» проведені розрахунки релейного захисту типу ДЗТ-21:

- максимального струмового захисту нульової послідовності на землю для ліній;
- комбінованої відсічки за струмом і напругою.

Також в роботі розглянуті питання небезпечних і шкідливих факторів, що діють на персонал підстанції і засоби захисту від них.

					БР 5.6.141.906 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Список використаних джерел

1. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
2. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков – Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.
3. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: навч. посібник / В.А. Лушкін, І.Г. Абраменко, І.В. Барбашов та ін.; за ред. І.Г. Абраменка; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х. :ХНАМГ, 2013. – 193 с.
4. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
5. Методичні вказівки до виконання розрахунково-графічної роботи на тему „Визначення поточкорозподілення і напруги в електричних районних мережах“ з дисципліни „Електричні системи і мережі“: у 2 ч. / укладачі: І. Л. Лебединський, В. В. Волохін, В. І. Романовський. – Суми: Сумський державний університет, 2013. – Ч. 2. – 33 с..
6. Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему "Розрахунок замкнутої електричної мережі "з курсу " Електричні системи та мережі "/ укладачі І.Л. Лебединський, С.М. Лебеда, В.І. Романовський, В.В. Волохін. - Суми: Сумський державний університет, 2011. - 40 с.
7. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посіб. / В.С. Костишин, М.Й. Федорів, Я.В. Бацала. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. – 243 с.
8. Навчальний посібник для студентів, які навчаються за напрямом «Електротехніка », з курсу «Основи релейного захисту електричних систем ».

Частина III. Розрахунок захистів трансформаторів і автотрансформаторів.
Маріуполь: ПДТУ, 2001.

9. Втрати електроенергії в електричних мережах енергосистем / В.Е. Воротницький, Ю.С. Желєзко, В.Н. Казанцев і ін .; Під ред. В.Н. Казанцева. - М: Енергоатоміздат, 1983 р.

10. Правила улаштування електроустановок, вид. сьоме, 736с. 2016.

11. Правила безпечної експлуатації електроустановок: третє видання. 2013. – 152 с.

					БР 5.6.141.906 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55