

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему:

«Вибір елементів високовольтних підстанцій та блискавкозахисту»

Спеціальності 6.141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Виконав

студент гр. ЕТдн-61Гл

_____ С.С. Ошомок

Керівник

к.ф.-м.н., доцент

_____ М.В. Петровський

Суми – 2020

РЕФЕРАТ

с. 71, рис. 15, табл. 20.

Бібліографічний опис: Ошомок С.С. Вибір елементів високовольтних підстанцій та блискавкозахисту [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / С.С. Ошомок; керівник М.В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2020. – 71 с.

Ключові слова:

лінія електропередавання, трансформатор, напруга, струм, вимикач;

линия электропередачи, трансформатор, напряжение, ток, выключатель;

power line, transformer, voltage, current, circuit breaker.

Об'єкт дослідження: електрична мережа високої напруги.

Короткий огляд.

Зроблений розрахунок нормального режиму роботи замкнутої електричної мережі. Обрана напруга мережі, перерізи проводів ліній електропередач, а також типи трансформаторів на підстанціях. Для обраної підстанції проведена перевірка правильності вибору номінальної потужності встановлених трансформаторів. Здійснений вибір високовольтних апаратів розподільчого пристрою, вимірювальних трансформаторів струму й напруги. Для трансформаторів підстанції виконаний розрахунок релейного захисту: поздовжнього диференційного струмового захисту та максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі. Проведений розрахунок блискавкозахисту понижувальної підстанції, що виконаний у вигляді стрижневих блискавковідводів.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		3

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	8
1.1 Вихідні дані для виконання бакалаврської роботи.....	8
1.2 Вибір напруг ліній.....	9
1.3 Вибір типу проводів повітряних ліній.....	10
1.4 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій.....	12
1.5 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів.....	15
1.6 Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.....	17
1.7 Визначення напруг у вузлах навантаження.....	19
1.8 Розрахунок післяаварійного режиму.....	21
2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.....	25
2.1 Вибір силових трансформаторів та їх перевірка за графіком навантаження.....	25
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	27
2.3 Вибір захисної та комутаційної апаратури.....	30
2.4 Вибір збірних шин.....	33
2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги.....	38
2.6 Обґрунтування схеми електричних з'єднань підстанції.....	45

					БР 5.6.141.745 ПЗ			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>		<i>Ошомок С.С.</i>			<i>Вибір елементів високовольтних підстанцій та блискавкозахисту. Пояснювальна записка.</i>	<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Петровський М.В.</i>				4	71	
<i>Консульт.</i>						СумДУ, ЕТдн-61Гл		
<i>Н.контроль</i>								
<i>Завтвер.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

2.7 Вибір трансформаторів власних потреб	47
2.8 Компонування розподільних пристроїв на боці 220 кВ.....	49
2.9 Компонування розподільних пристроїв на боці 10кВ.....	50
3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА	51
3.1 Визначення параметрів, необхідних для розрахунків захисту трансформатора.....	51
3.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	51
3.3 Розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту та вибір типу реле	54
3.4 Вибір уставок реле ДЗТ-11.....	56
3.5 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі	59
4. РОЗРАХУНОК ЗОН ЗАХИСТУ СТРИЖНЕВИХ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ	
ВРП	62
ВИСНОВКИ.....	69
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	70

ВСТУП

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

Виконання бакалаврської роботи необхідно з метою:

- придбання досвіду аналізу отриманих результатів, формування висновків і публічного захисту виконаної роботи;
- формування навичок використання отриманих знань, під час розв'язання конкретних практичних і науково-технічних задач;
- придбання досвіду виконання технічної документації пояснювальної записки й креслень відповідно до умов діючих стандартів;
- систематизації, закріплення й поглиблення теоретичних і практичних знань по загальнотехнічних і спеціальних дисциплінах за напрямком професійної підготовки.

У процесі виконання бакалаврської роботи необхідно вирішити такі задачі:

1. За заданими навантаженнями і довжинами ліній вибрати напругу мережі.
 2. За напругами мережі й навантаженнями вибрати тип проводів повітряних ліній.
 3. За напругами мережі й навантаженнями вибрати трансформатори.
 4. Визначити питомі параметри ЛЕП і каталожні дані трансформаторів.
- Виконати розрахунки параметрів схеми заміщення лінії й трансформаторів. Визначити приведені до сторони ВН навантаження трансформаторів (з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів).

					<i>БР 5.6.141.745 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		6

5. Скласти розрахункову схему заміщення мережі й визначити розрахункові навантаження вузлів мережі (з урахуванням втрат у гілці намагнічування трансформаторів і реактивної потужності, яка генерується лініями).

6. Виконати розрахунки нормального режиму замкненої мережі (усі лінії включені в роботу) для двох випадків: режим максимального навантаження (задані) і режим мінімального навантаження (прийняти рівною 50% від заданої). Визначити напруги у вузлах мережі, втрати напруги й втрати потужності в мережі. Виконати аналіз отриманих результатів.

7. При необхідності запропонувати способи регулювання напруги у вузлах навантаження.

8. Для обраної підстанції, яка входить до складу розглянутої мережі, виконати перевірку вибору потужності силових трансформаторів, установлених на підстанції.

9. Розрахувати струми короткого замикання для забезпечення захисту підстанції.

10. Вибрати за умовами роботи високовольтні апарати розподільних пристроїв підстанції й перевірити їх на можливість спрацьовування в умовах короткого замикання.

11. Виконати розрахунки релейного захисту високовольтної повітряної лінії, побудувати карту селективності.

12. Провести розрахунок блискавкозахисту захисного ВРП.

13. Зробити висновки про результати виконаних розрахунків.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

1. РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вихідні дані для виконання бакалаврської роботи

Згідно з отриманим завданням, необхідно розрахувати електричну мережу, однолінійна електрична схема якої наведена на рис. 1.1.

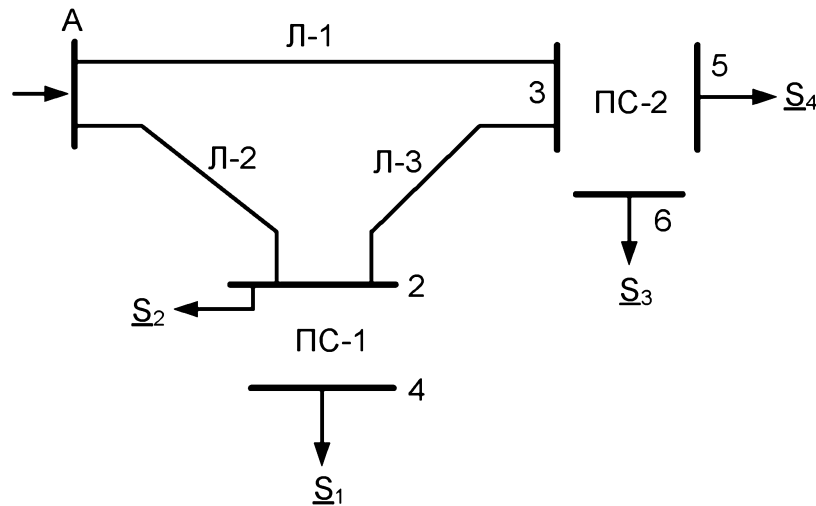


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

Довжини ліній і потужності навантажень електричної мережі наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані електричної мережі

Довжина ПЛ, км			Потужності навантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	\underline{S}_1	\underline{S}_2	\underline{S}_3	\underline{S}_4
40	60	40	$\frac{45+j20}{I}$	$\frac{50+j30}{II}$	$\frac{20+j10}{II}$	$\frac{30+j15}{III}$

1.2 Вибір напруг ліній

Прийемо навантаження вузла 3 рівному навантаженню вузлів 5 і 6, навантаження вузла 2 рівному навантаженню вузлів 2 і 4. Зобразимо замкнену мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (рис. 1.2). Визначимо розрахункові навантаження вузлів 2 і 3.

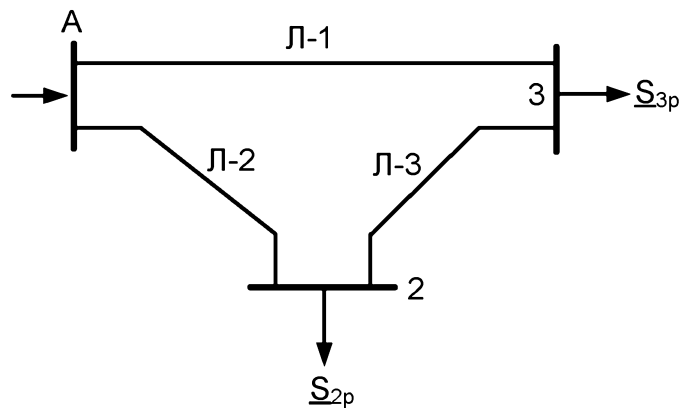


Рисунок 1.2 – Замкнена мережа

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 = 90 + j50 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = 50 + j25 \text{ MVA}.$$

Для визначення в замкненій частині мережі розподілу потужностей можна її умовно розділити у джерелу живлення А і представити у вигляді лінії із двостороннім живленням (рис. 1.3). Позначимо потужності на ділянках мережі.

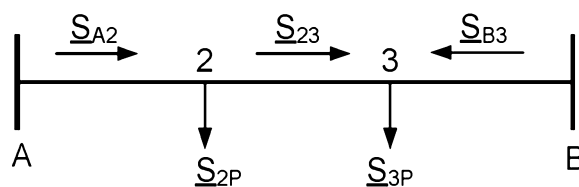


Рисунок 1.3 – Розімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P}(l_{3B})}{(l_{23} + l_{3B} + l_{A2})} = 68,57 + j35,71 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{2P} = -26,43 - j14,29 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{A2}) + \underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{A2})}{(l_{23} + l_{3B} + l_{A2})} = 76,43 + j39,29 \text{ МВА} .$$

Складемо рівняння балансу потужності

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

$$145 + j75 = 145 + j75 .$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 2-3 вийшла від'ємною, тому точка 2 є точкою потокорозділу.

1.3 Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначаємо напруги на ділянках мережі (рис. 1.3) по формулі Ілларіонова:

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

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	40	60	40
Напруга ділянки, кВ	148,7	149,4	96,6

Приймаємо напругу електричної мережі 220 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній

$$I = \frac{S_{л}}{\sqrt{3}U_{л}}$$

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, А	225,5	202,9	78,9

У якості проводів для всіх ліній приймаємо сталевалюмінієві проводи марки АС-240/32.

Користуючись довідковими даними [2], відповідно із шкалою стандартних перетинів, а також з урахуванням можливого перевантаження ліній при роботі в аварійному режимі, вибираємо тип проводу для кожної лінії табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Марка й параметри проводів

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Марка й перетин проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Параметри проводів			
r_0 , Ом/км	0,121	0,121	0,121
x_0 , Ом/км	0,435	0,435	0,435
$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	2,6	2,6	2,6

Перевіряємо обрані проводи в лініях за умовою корони.

Згідно ПУЕ, мінімально допустимий перетин по короні для ліній напругою 220 кВ становить 240 мм².

Таким чином, для кожної з ліній ця умова виконана.

Знайдемо параметри ліній електричної мережі.

Значення активних і реактивних опорів ліній, а також величина зарядної потужності розраховуються по формулах:

$$R_{л} = r_0 \cdot l_{л}; \quad X_{л} = x_0 \cdot l_{л}; \quad \frac{jQ_{л}}{2} = U_{ном}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot l_{л}}{2}$$

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

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
$R_l, \text{ Ом}$	4,84	7,26	4,84
$X_l, \text{ Ом}$	17,4	26,1	17,4
$\frac{jQ_l}{2}, \text{ МВАр}$	2,52	3,78	2,52

1.4 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругами мережі й навантаженнями вибираємо трансформатори.

На підстанції ПС-1, зважаючи на те, що є споживачі, які відносяться до I категорії надійності електропостачання, приймаємо установку 2-х двохобмоточних трансформаторів з напругою високої сторони 220 кВ.

Розрахункова потужність кожного трансформатора:

$$S_T = \frac{S_1}{1,4} = \frac{\sqrt{45^2 + 20^2}}{1,4} = 35,17 \text{ МВА.}$$

За напругою та потужністю навантаження, використовуючи [2], вибираємо трансформатор ТРДН-40000/220.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора у нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{S_1}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{45^2 + 20^2}}{2 \cdot 40} = 0,62.$$

Оскільки коефіцієнт завантаження менше 0,75, то два паралельно працюючі трансформатори ТРДН-40000/220 задовольняють пред'явленим вимогам.

Таблиця 1.6 – Каталожні дані трансформатора ТРДН-40000/220

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТРДН- 40000/220	40	±8*1,5	230	11/11	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360

На підстанції ПС-2, зважаючи на те, що є споживачі що відносяться до II категорії надійності електропостачання, приймаємо установку 2-х трьохобмоточних трансформаторів з напругою високої сторони 220 кВ.

Розрахункова потужність кожного трансформатора:

$$S_T = \frac{S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{50^2 + 25^2}}{1,4} = 39,93 \text{ МВА}.$$

За напругою й потужністю навантаження, використовуючи [2], вибираємо трансформатор ТДТН-40000/220.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{S_3 + S_4}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{50^2 + 25^2}}{2 \cdot 40} = 0,7.$$

Оскільки коефіцієнт завантаження дорівнює 0,7, то трансформатор ТДТН-40000/220 задовольняє пред'явленим вимогам.

					БР 5.6.14.1.745 ПЗ	Аркуш
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.7 – Каталожні дані трансформатора ТДТН-40000/220

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ			U_k , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-40000/220	40	$\pm 12 \cdot 1\%$	230	38.5	11	12.5	22	9.5

Продовження таблиці 1.7

Тип	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	
ТДТН-40000/220	220	-	-	55	1.1	3.6	3.6	3.6	165	0	125	440

Складаємо однолінійну схему заміщення електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

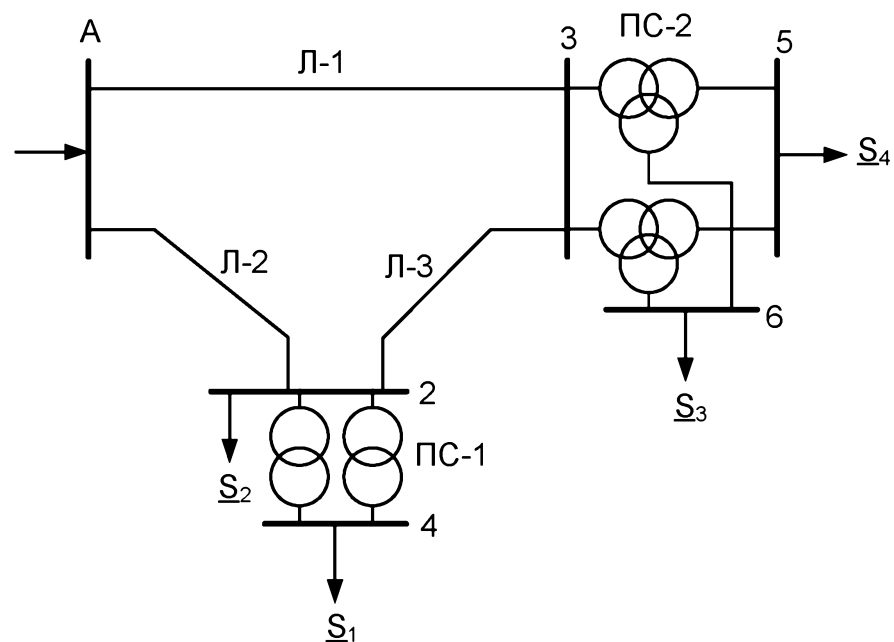


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

1.5 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначаємо розрахункову потужність на високій стороні ПС-1 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двох двохобмоточкових трансформаторів, включених паралельно, і розраховуємо потужність

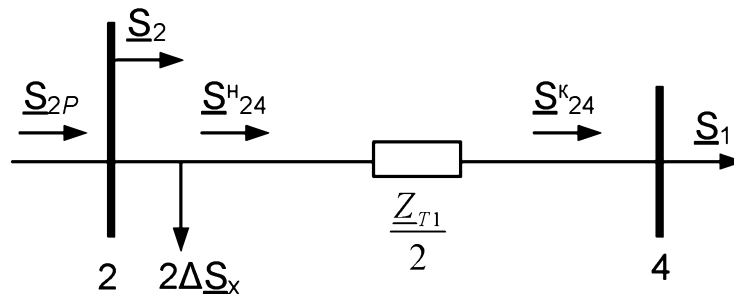


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Приведене до сторони ВН трансформаторної підстанції Т-1:

$$\underline{S}'_{2P} = (P_{нагр1} + 2\Delta P_{x1} + \frac{P_{нагр1}^2 + Q_{нагр1}^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{R_{T1}}{2}) +$$

$$+ j(Q_{нагр1} + 2\Delta Q_{x1} + \frac{P_{нагр1}^2 + Q_{нагр1}^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{X_{T1}}{2} - \frac{Q_{CA2}}{2} - \frac{Q_{C23}}{2});$$

$$\underline{S}'_{2P} = \left(45 + 2 \cdot 0,05 + \frac{45^2 + 20^2}{220^2} \cdot \frac{5,6}{2} \right) +$$

$$+ j \left(20 + 2 \cdot 0,36 + \frac{45^2 + 20^2}{220^2} \cdot \frac{158,7}{2} - 3,78 - 2,52 \right) = 45,24 + j18,4 \text{ МВА.}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 з урахуванням потужності \underline{S}_2 :

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}'_{2P} + \underline{S}_2 = 95,24 + j48,4 \text{ МВА.}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двох триобмоткових трансформаторів, включених паралельно, й розраховуємо потужність у вузлі 1.

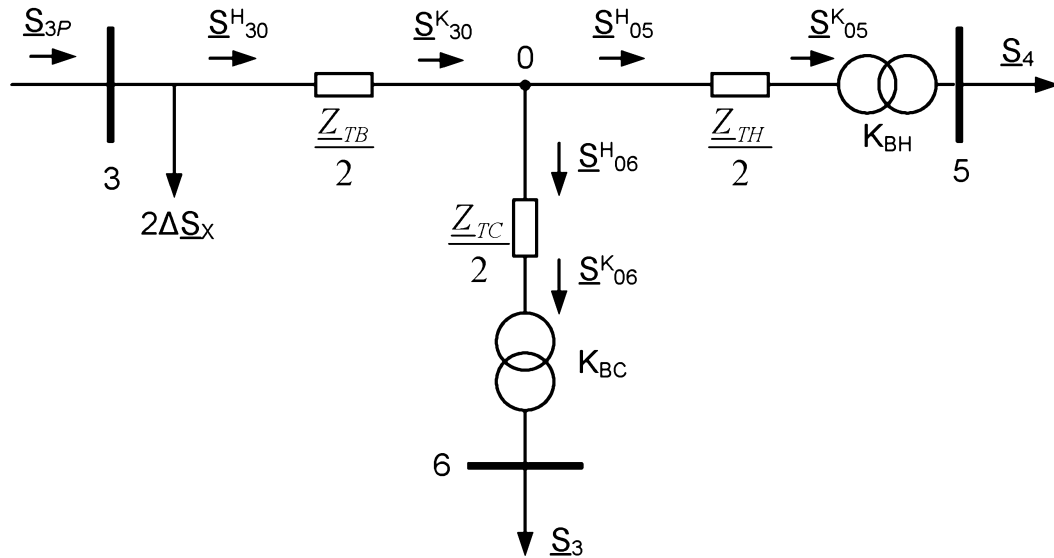


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-2

Приведене до сторони ВН трансформаторної підстанції Т-2:

$$\begin{aligned} \underline{S}'_{3P} = & (P_{нагр4} + P_{нагр3} + \frac{P_{нагр4}^2 + Q_{нагр4}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{T2H} + \frac{P_{нагр3}^2 + Q_{нагр3}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{T2C}) + \\ & + j(Q_{нагр4} + Q_{нагр3} + \frac{P_{нагр4}^2 + Q_{нагр4}^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{T2H} + \frac{P_{нагр3}^2 + Q_{нагр3}^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{T2C}); \\ \underline{S}'_{3P} = & \left(30 + 20 + \frac{30^2 + 15^2}{220^2} \cdot 3,6 + \frac{20^2 + 10^2}{220^2} \cdot 3,6 \right) + \\ & + j \left(15 + 10 + \frac{30^2 + 15^2}{220^2} \cdot 125 + \frac{20^2 + 10^2}{220^2} \cdot 0 \right) = 50,23 + j29,04 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$\begin{aligned} \underline{S}_{3P} &= \underline{S}'_{3P} + \Delta \underline{S}_{x2} + \frac{(\underline{S}'_{3P})^2}{U_{ном}^2} (R_{T2B} + jX_{T2B}) - jQ_{CA3} - jQ_{C23} = \\ &= (50,23 + j29,04) + (0,06 + j0,44) + \frac{50,23^2 + 29,04^2}{220^2} (3,6 + j165) - \\ &\quad - j2,52 - j2,52 = 50,41 + j29,77 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

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

Визначаємо потужності на ділянках розімкнutoї мережі (рис. 1.3) з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P}(l_{3B})}{l_{23} + l_{3B} + l_{A2}} = 62,86 + j33,5 \text{ МВА ;}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{2P} = -27,35 - j13,6 \text{ МВА ;}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{A2}) + \underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{A2})}{l_{23} + l_{3B} + l_{A2}} = 82,76 + j43,03 \text{ МВА .}$$

Складемо рівняння балансу потужності

$$\begin{aligned} \underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} &= \underline{S}_{A2} + \underline{S}_{B3}; \\ 145,538 + j88,14 &= 145,538 + j88,14. \end{aligned}$$

Баланс потужності зійшовся.

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

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

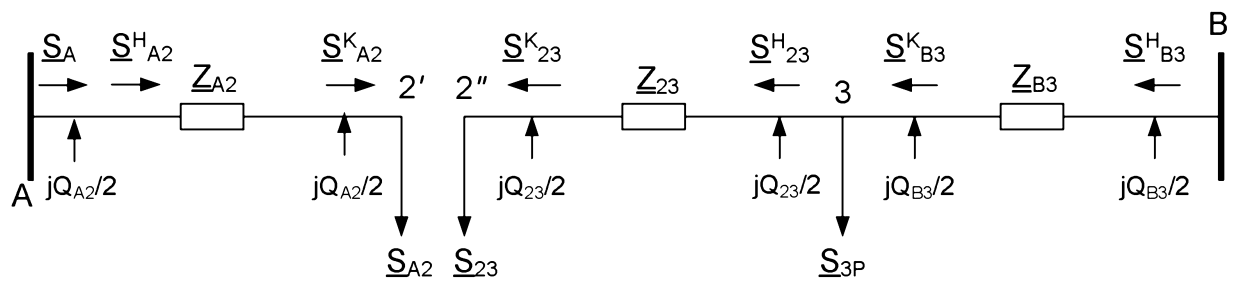


Рисунок 1.7 – Розімкнена мережа

Визначимо поточкорозподіл у двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.7.

Визначимо потужність джерела \underline{S}_B :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} = 27,35 + j13,57 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{23} = 27,44 + j13,9 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3}^K = \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_{3P} = 82,76 + j43,03 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3}^H = \underline{S}_{B3}^K + \frac{(P_{B3}^K)^2 + (Q_{B3}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{B3} = 83,6 + j46,2 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_B = \underline{S}_{B3}^H = 83,6 + j43,64 \text{ МВА} .$$

Визначимо потужність джерела \underline{S}_A :

$$\underline{S}_{A2}^K = \underline{S}_{A2} = 62,86 + j33,5 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A2}^H = \underline{S}_{A2}^K + \frac{(P_{A2}^K)^2 + (Q_{A2}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{A2} = 63,73 + j36,7 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A2}^H = 63,73 + j32,3 \text{ МВА}$$

$$\underline{S} = \underline{S}_A + \underline{S}_B = 63,73 + j32,3 + 83,6 + j43,64 = 147,3 + j75,9 \text{ МВА} .$$

1.7 Визначення напруг у вузлах навантаження

Для того, щоб забезпечити виконання умови допустимого спадання напруги на самому віддаленому споживачеві електроенергії, приймаємо напругу на джерелі живлення на 10% більше номінальної напруги мережі: $U_A = 242$ кВ.

Визначимо напругу вузла 2':

$$U_{2'} = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A2}^H R_{A2} + Q_{A2}^H X_{12}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A2}^H X_{A2} - Q_{A2}^H R_{A2}}{U_A} \right)^2} = 235,3 \text{ кВ.}$$

Визначимо напругу вузла 2'':

$$U_{2''} = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{23}^H X_{23} - Q_{23}^H R_{23}}{U_3} \right)^2} = 235,7 \text{ кВ.}$$

Приймаємо напругу вузла 2 рівною 236,5 кВ.

Визначимо напругу вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_B - \frac{P_{B3}^H R_{B3} + Q_{B3}^H X_{B3}}{U_B} \right)^2 + \left(\frac{P_{B3}^H X_{B3} - Q_{B3}^H R_{B3}}{U_B} \right)^2} = 237,3 \text{ кВ.}$$

Визначимо напруги на низькій стороні трансформаторних підстанцій, приведені до сторони ВН:

ПС-1

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{24}^H R_{24} + Q_{24}^H X_{24}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{24}^H X_{24} - Q_{24}^H R_{24}}{U_2} \right)^2} = 207,3 \text{ кВ.}$$

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

ПС-2

$$U_0 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{30}^H R_{TB} + Q_{30}^H X_{TB}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{30}^H X_{TB} - Q_{30}^H R_{TB}}{U_3} \right)^2} = 226,1 \text{ кВ.}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^H R_{TC} + Q_{06}^H X_{TC}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^H X_{TC} - Q_{06}^H R_{TC}}{U_0} \right)^2} = 226 \text{ кВ.}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^H R_{TH} + Q_{05}^H X_{TH}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{05}^H X_{TH} - Q_{05}^H R_{TH}}{U_0} \right)^2} = 221,4 \text{ кВ.}$$

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

ПС-1

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,5 \text{ кВ.}$$

ПС-2

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,6 \text{ кВ,} \quad U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 37,8 \text{ кВ.}$$

Таблиця 1.8 – Розрахункові напруги у вузлах навантаження

Номер вузла	4	5	6
Напруга, кВ	10,53	10,59	37,83
Відхилення, %	+5,33	+5,89	+8,08
Положення РПН	-1	-3	-3
Напруга із РПН, кВ	10,37	10,27	36,69

Отримані значення напруг задовольняють вимоги ПУЕ.

1.8 Розрахунок післяаварійного режиму

Вважаючи лінію Л-1 аварійно відключеною, виконуємо розрахунок режиму роботи електричної мережі, схема заміщення якої наведена на рис. 1.8.

Розрахунок навантажень, приведених до ВН трансформаторів при аварійному режимі роботи проводиться за тими ж вихідними параметрами, що й для нормального режиму, тому виконувати повторний перерахунок немає необхідності.

Визначимо потужності на ділянках мережі, що утворені лініями Л-2 та Л-3:

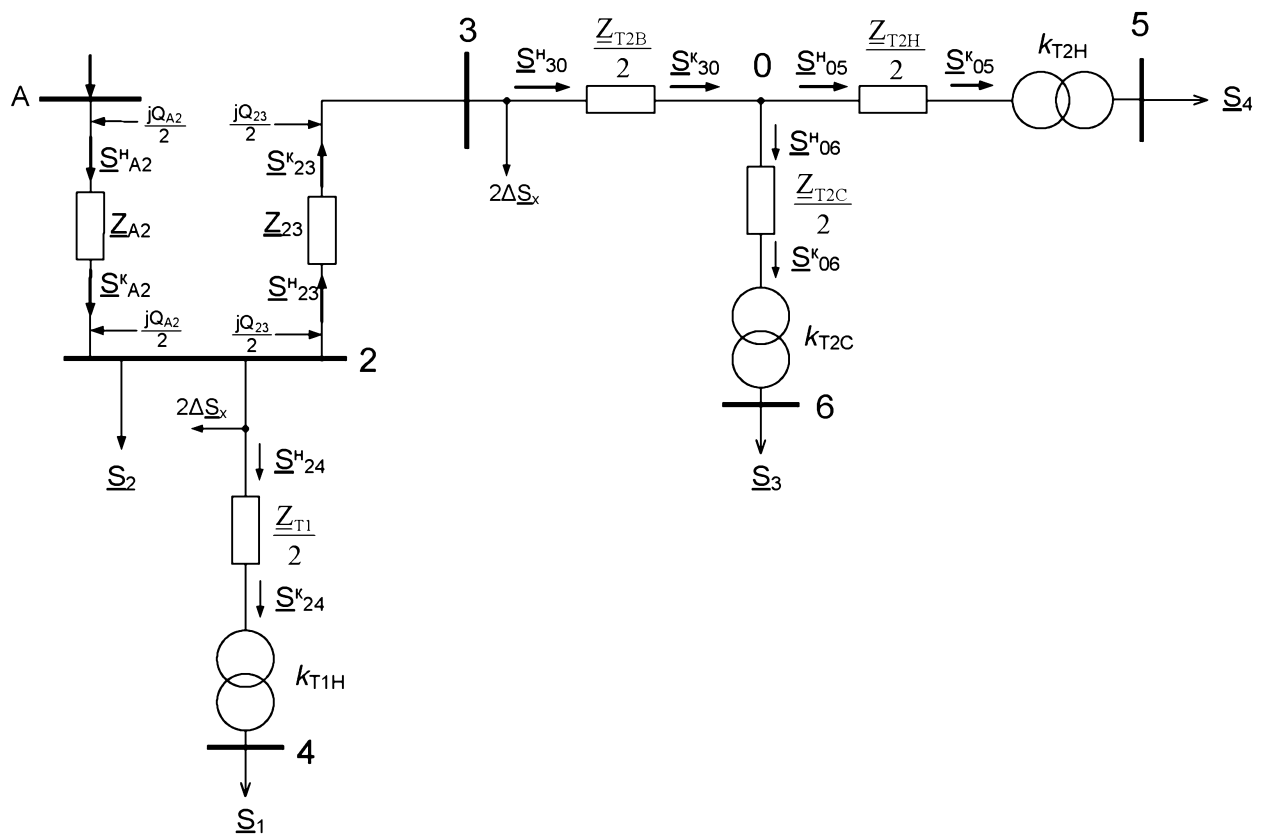


Рисунок 1.8 – Однолінійна схема електричної мережі для післяаварійного режиму

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{3P} - \frac{jQ_{23}}{2} = 55,31 + j31,63 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 55,71 + j33,1 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A2}^K = \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_{2P} - j \frac{(Q_{A2} + Q_{23})}{2} = 145,9 + j80,17 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A2}^H = \underline{S}_{A2}^K + \frac{(P_{A2}^K)^2 + (Q_{A2}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A2} = 150,65 + j97,2 \text{ МВА}$$

Визначення напруг у вузлах навантаження

Для того, щоб забезпечити виконання умови допустимого спадання напруги на самому віддаленому споживачеві електроенергії, приймаємо напругу на джерелі живлення на 10% більше номінальної напруги мережі: $U_A = 242 \text{ кВ}$.

Визначимо напругу вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A2}^H R_{A2} + Q_{A2}^H X_{12}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A2}^H X_{A2} - Q_{A2}^H R_{A2}}{U_A} \right)^2} = 225,1 \text{ кВ}.$$

Визначимо напругу вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{23}^H X_{23} - Q_{23}^H R_{23}}{U_2} \right)^2} = 207,0 \text{ кВ}.$$

Визначимо напруги на низькій стороні трансформаторних підстанцій, приведені до сторони ВН:

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

ПС-1

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{24}^H R_{24} + Q_{24}^H X_{24}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{24}^H X_{24} - Q_{24}^H R_{24}}{U_2} \right)^2} = 209,54 \text{ кВ.}$$

ПС-2

$$U_0 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{30}^H R_{TB} + Q_{30}^H X_{TB}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{30}^H X_{TB} - Q_{30}^H R_{TB}}{U_3} \right)^2} = 194,5 \text{ кВ.}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^H R_{TC} + Q_{06}^H X_{TC}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^H X_{TC} - Q_{06}^H R_{TC}}{U_0} \right)^2} = 191,5 \text{ кВ.}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^H R_{TH} + Q_{05}^H X_{TH}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{05}^H X_{TH} - Q_{05}^H R_{TH}}{U_0} \right)^2} = 189,1 \text{ кВ.}$$

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

ПС-1

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,02 \text{ кВ.}$$

ПС-2

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,04 \text{ кВ,}$$

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 35,53 \text{ кВ.}$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.6.141.745 ПЗ

Аркуш

23

Таблиця 1.9 – Розрахункові напруги у вузлах навантаження у аварійному режимі

Номер вузла	4	5	6
Напруга, кВ	10,02	9,04	32,53
Відхилення, %	+0,21	-9,54	-7,04
Положення РПН	0	+8	+8
Напруга із РПН, кВ	10,02	9,77	35,13

Отримані значення напруг задовольняють вимоги ПУЕ.

2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

Згідно із завданням, необхідно розрахувати двохтрансформаторну підстанцію ПС-1, до якої підключено навантаження потужністю $S_1 = 45 + j20$ МВА. На підстанції встановлені трансформатори типу ТРДН-40000/220.

2.1 Вибір силових трансформаторів та їх перевірка за графіком навантаження

$$S_{\text{наб}} = \sqrt{P_{\text{наб}}^2 + Q_{\text{наб}}^2} = \sqrt{45^2 + 20^2} = 49,2 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{наб}}}{K_{\text{ав}}} = 49,2 / 1,4 = 35,14 \text{ МВА}$$

де $K_{\text{ав}} = 1,4$.

$$K_3 = \frac{S_{\text{наб}}}{2 \cdot S_{\text{тр.ном}}} = 0,62$$

Для підстанцій були обрані трансформатори потужності $S = 40$ МВА типу ТРДН-40000/220.

Перевіримо трансформатори за добовим графіком навантаження табл.2.1.

Таблиця 2.1 – Добове навантаження підстанції

t,г	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, %	45	40	60	90	80	75	75	90	100	120	140	102
S,МВА	22,1	19,7	29,5	44,3	39,4	36,9	36,9	44,3	49,2	59	68,9	50,2

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою [10]:

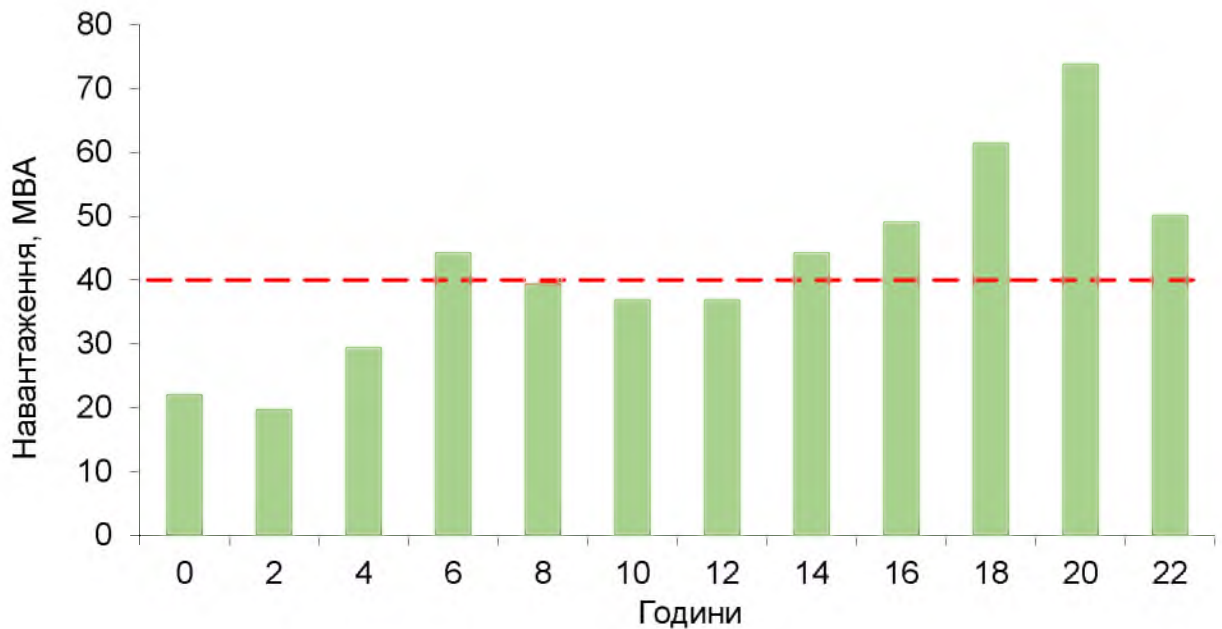


Рисунок 2.1 – Графік навантаження підстанцій

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} =$$

$$= \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{22,1^2 \cdot 2 + 19,7^2 \cdot 2 + 29,5^2 \cdot 2 + 39,4^2 \cdot 2 + 36,9^2 \cdot 2 + 36,9^2 \cdot 2}{2 \cdot 6}} = 0,697$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – власне навантаження першого; другого; n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;

t_1, t_2, \dots, t_n – тривалість ступеня, година.

Аналогічно визначається другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора

$$K_2 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} =$$

$$= \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{44,3^2 \cdot 2 + 44,3^2 \cdot 2 + 49,2^2 \cdot 2 + 59^2 \cdot 2 + 68,9^2 \cdot 2 + 50,2^2 \cdot 2}{2 \cdot 6}} = 1,25$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – навантаження вище лінії номінальної потужності трансформатора.

Максимальне перевантаження трансформатора складає

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = 68,9 / 40 = 1,72$$

де S_{MAX} – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

$$K'_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,72 = 1,55.$$

Порівнюємо попереднє значення K_2 і K'_2 для подальших розрахунків приймаємо більше з них $K_2 = 1,25$ та $K'_2 = 1,55$, $K'_2 > K_2$ отже приймаємо $K_2 = 1,55$.

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду $t = 0^\circ\text{C}$ і часу перевантаження $t_{перев} = 12$ год, знаходимо значення перевантаження допустиме $K_{2ГОСТ} = 1,6$.

Порівнюємо значення K_2 за ГОСТом і реальне. $K_{2ГОСТ} = 1,6$ і $K_2 = 1,55$.

$K_{2ГОСТ} > K_2$. Значення K_2 за ГОСТом більше, ніж реальне, значить трансформатор обраний правильно.

Висновок:

Трансформатор ТРДН-40000/220 у випадку виходу з ладу 1-го трансформатора 2-й трансформатор забезпечить живлення споживачів без обмеженням по часу та по потужності.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Визначення величини струмів короткого замикання необхідне для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ. Вихідна однолінійна електрична схема електромережі наведена на рис. 2.2. Підстанція живиться за двома тупиковими лініями: схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.3.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 220 кВ центра живлення складає $S_C = 2900$ МВА.

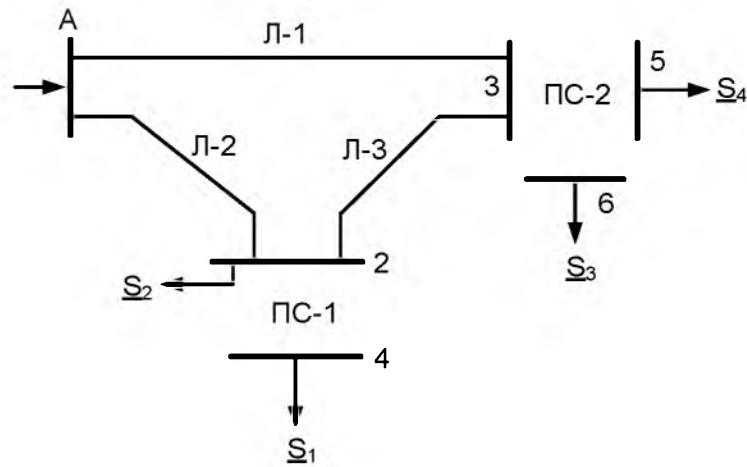


Рисунок 2.2 – Вихідна однолінійна електрична схема електромережі

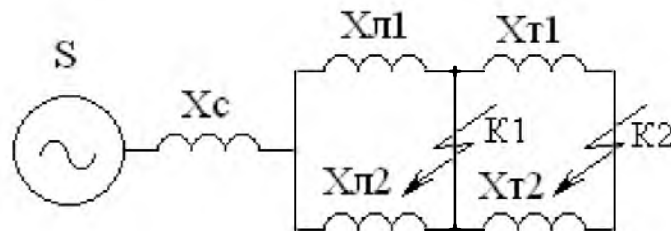


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_{л}^2}{S_c} = 220^2 / 2900 = 16,69 \text{ Ом.}$$

Опори працюючих ліній:

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина, км	40	60	40
Марка проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
$X_{Л}$, Ом	17,4	26,1	17,4

$$X_{Л1} = X_{Л-1} + X_{Л-3} = 34,8 \text{ Ом}$$

$$X_{Л2} = X_{Л-2} = 26,1 \text{ Ом}$$

$$X_{Л} = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = (34,8 \cdot 26,1) / (34,8 + 26,1) = 14,91 \text{ Ом.}$$

Опір трансформаторів

$$X_T = \frac{U_{k\%} U_H^2}{100 \cdot S_H} = (12 \cdot 220^2) / (100 \cdot 40) = 145,2 \text{ Ом.}$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}(X_c + X_{л})} = 220000 / (1,73 \cdot (17,4 + 14,91)) = 4,02 \text{ кА.}$$

Періодична складова СКЗ у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони

$$I_{K2}^B = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}\left(X_c + X_{л} + \frac{X_T}{2}\right)} = 220000 / (1,73 \cdot (17,4 + 14,91 + 145,2/2)) = 1,219 \text{ кА.}$$

Реальний струм КЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \frac{U_B}{U_H} = I_{K2}^B \cdot (220 / 10) = 26,82 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

- у точці K_1 : $i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 9,15 \text{ кА};$

- у точці K_2 : $i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 61,07 \text{ кА.}$

Допустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова ТКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення

$$I_{нт1} = I_{K1} = 4,02 \text{ кА для точки } K_1;$$

$$I_{нт} = I_{K2} = 26,82 \text{ кА для точки } K_2.$$

Аперіодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,02 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,516 \text{ кА}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 26,82 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 5,133 \text{ кА}$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової для $K_1 - T_a = 0,025$ с, для $K_2 - T_a = 0,05$ с.

Інтеграл Джоуля:

для K_1 $B_R = I_{K1}^2(t + T_a) = I_{K1}^2(0,06 + 0,025) = 4,02^2 \cdot 0,085 = 1,374 \text{ кА}^2\text{с}$

для K_2 $B_R = I_{K2}^2(t + T_a) = I_{K2}^2(0,1 + 0,05) = 26,82^2 \cdot 0,15 = 107,9 \text{ кА}^2\text{с}$

Таблиця 2.2 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу	Ударний СКЗ i_y , кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Шини 220 кВ (K_1)	4,02	9,15	0,516	1,374
Шини 10 кВ (K_2)	26,82	61,07	5,133	107,9

2.3 Вибір захисної та комутаційної апаратури

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

- 1) вибір за напругою;
- 2) вибір за нагріванням при тривалих струмах;
- 3) перевірка на електродинамічну стійкість;
- 4) перевірка на термічну стійкість;

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- вступні вимикачі на боці 10 кВ;
- секційні вимикачі на боці 10 кВ;

- вимикачі ліній, що відходять, 10 кВ; роз'єднувачі вищої напруги;
- трансформатори струму і напруги 220 кВ і 10 кВ;
- ошиновка розподільних пристроїв 220 кВ і 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і післяаварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора. Розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції.

Струм на боці 220 кВ:

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = (1,4 \cdot 40) / (1,73 \cdot 220) = 147 \text{ А.}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = (1,4 \cdot 40) / (1,73 \cdot 10) = 3,23 \text{ кА.}$$

Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{\max}^{\text{СВ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2} = (1,4 \cdot 40) / (1,73 \cdot 10 \cdot 2) = 1,62 \text{ кА.}$$

Струм у колі лінії, що відходить:

$$I_{\max}^{\text{ЛВ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 10} = (1,4 \cdot 40) / (1,73 \cdot 10 \cdot 10) = 323 \text{ А.}$$

Для встановлення на стороні вищої напруги приймаємо вимикачі типу ЯЭ-220Л-11(21)У4. Вибір вимикачів наведений у табл. 2.3.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

Таблиця 2.3 – Вибір вимикача на стороні 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	147 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,02 кА	50 кА
$I_{y0} \leq I_{СКВ}$	9,15 кА	125 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	4,02 кА	100 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,516 кА	40 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,374 кА ² ·с	7500 кА ² ·с

Для встановлення на стороні низької напруги приймаємо вимикачі типу ВЭ-10-3600-31,5-УЗ. Вибір вимикачів наведений у табл. 2.4.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3,23 кА	3600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	26,82 кА	31,5 кА
$I_{y0} \leq I_{СКВ}$	61,07 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	26,82 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	5,133 кА	31,5 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	107,9 кА ² ·с	3969 кА ² ·с

Для установки в якості секційного на стороні нижчої напруги приймаємо вимикачі типу ВВЭ-10-31,5/2000УЗ. Вибір вимикачів наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1,62 кА	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	26,82 кА	31,5 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	61,07 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	26,82 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	5,133 кА	31,5 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	107,9 кА ² ·с	2977 кА ² ·с

Для встановлення на стороні нижчої напруги в лініях, що відходять, приймаємо вакуумні вимикачі типу ВВЭ-10-31,5/630У3. Вибір вимикачів наведено в табл. 2.6.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	323 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{нрСКВ}$	26,82 кА	31,5 кА
$i_y \leq I_{нрСКВ}$	61,07 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	26,82 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	5,133 кА	31,5 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	107,9 кА ² ·с	2977 кА ² ·с

Для встановлення на стороні вищої напруги приймаємо роз'єднувачі з одним або двома комплектами заземлюючих ножів типу РНДЗ.1-220/1000 ХЛ1. Вибір роз'єднувачів наведений у табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Вибір роз'єднувачів 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	147 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{нрСКВ}$	9,15 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,374 кА ² ·с	4800 кА ² ·с

2.4 Вибір збірних шин

Вибрати збірні шини 220 кВ та струмопровідні елементи в блоці від збірних шин до виводів блочного трансформатора. Трансформатор ТРДН-40000/220.

Оскільки збірні шини за економічною густиною струму не вибираються, приймаємо переріз за допустимим струмом при максимальному навантаженні на шинах, що відповідає загальному навантаженню.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 49,2 / (1,73 \cdot 220) = 129 \text{ А.}$$

$$I_{\text{макс}} = I_{\text{норм}} = 129 \text{ А.}$$

За таблицею довідника приймаємо до встановлення провід 1хАС600/72 ($q = 600 \text{ мм}^2$, $d = 33,2 \text{ мм}$, $I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А}$). Фази розташовані горизонтально на відстані 300 см. Тоді

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{макс}},$$

$$1050 \text{ А} > 129 \text{ А.}$$

Перевірка шин на електродинамічну стійкість не виконується, оскільки $I_{\text{п.0}} < 20 \text{ кА}$.

Перевірка на термічну стійкість також не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка за умовами коронування в даному випадку могла б не проводитися, оскільки згідно ПУЕ мінімальний переріз для повітряних ліній 220 кВ становить 70 мм^2 . Враховуючи, що на ВРП відстань між проводами менша, ніж на повітряних лініях, проводиться перевірочний розрахунок.

Визначаємо початкову критичну напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right),$$

де m – коефіцієнт, який враховує шорсткість поверхні проводу (для багатопровідникових проводів $m = 0,82$); r_0 – радіус проводу, $r_0 = 1,66 \text{ см}$.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}} \right) = 30,6 \text{ кВ/см}$$

					БР 5.6.14.1.745 ПЗ	Аркуш
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо напруженість електричного поля навколо проводу

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{\text{сер}}}{r_0}\right)},$$

де U – лінійна напруга, кВ;

$D_{\text{сер}}$ – середня геометрична відстань між проводами фаз, см.

При горизонтальному розташуванні фаз

$$D_{\text{сер}} = 1.26 \cdot D = 226,8,$$

де D – відстань між сусідніми фазами, для $U_{\text{н}}=220$ кВ $D = 180$ см.

$$E = (0.354 \cdot 242) / (1,66 \cdot \lg(226,8/1,66)) = 24,17 \text{ кВ/см.}$$

В останньому виразі лінійна напруга прийнята рівною 242 кВ, оскільки на шинах електростанції підтримується напруга $1,1 U_{\text{ном}}$.

Перевірка виконується за наступною умовою: проводи не будуть коронувати, якщо

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

$$1,07 \cdot 24,17 = 25,9 < 0,9 \cdot 30,6 = 27,5 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується, тому провід 1хАС600/72 остаточно приймаємо до використання.

Вибір жорстких шин

Приймаємо температуру навколишнього середовища: 30°C.

Обираємо алюмінієві шини коробчастого перерізу розташовані горизонтально і жорстко закріплені одна відносно одної (2х100х45х6 мм, перерізом 2х1010 мм², $I_{\text{доп}}=3500\text{А}$).

					БР 5.6.14.1.745 ПЗ	Аркуш
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

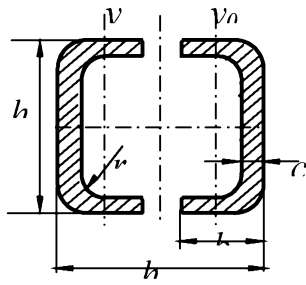


Рисунок 2.4 – Шини коробчастого перерізу

$$v_{\text{доп}} = 70^{\circ}\text{C}, v_{\text{факт}} = 30^{\circ}\text{C}, v_{\text{норм}} = 25^{\circ}\text{C}.$$

Умова за допустимим струмом:

$$I_{\text{max}}^{\text{HH}} = 3230\text{A} \leq I_{\text{доп}} = 3500\text{A},$$

умова виконується.

Припустимий струм з урахуванням поправки на температуру навколишнього середовища:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot \sqrt{\frac{v_{\text{доп}} - v_{\text{факт}}}{v_{\text{доп}} - v_{\text{норм}}}} = 3500 \cdot \sqrt{\frac{70 - 30}{70 - 25}} = 3300\text{A},$$

де $v_{\text{доп}}$ – допустима температура шини;

$v_{\text{норм}}$ – номінальна температура навколишнього середовища.

$$3230\text{A} < 3300\text{A}.$$

Мінімальний термічно стійкий переріз:

$$q_{\text{min.доп}} = \frac{\sqrt{B_R}}{C} = \frac{\sqrt{107,9}}{90 \cdot 10^{-3}} = 115,4\text{ мм}^2.$$

Оскільки $q_{\text{min.доп}} = 115,4 \leq 2 \times 1010\text{ мм}^2$ термічна стійкість шин забезпечується.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

Тверді 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

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J_{y0-y0}}{2 \cdot q_{\text{шини}}}} = \frac{173.2}{2^2} \cdot \sqrt{\frac{290}{2 \cdot 10,1}} = 292 \text{ Гц}$$

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

J_{y0-y0} – момент інерції поперечного перерізу двох зрощених шин, см⁴;

$q_{\text{шини}}$ – поперечний переріз однієї шини, см².

Оскільки $f_0 = 292 \geq 200$ Гц, то механічний резонанс виключається.

Момент опору перерізу для двох зрощених шин:

$$\sigma_{\text{ф.мах}} = 1,76 \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-8} = 1,76 \cdot \frac{61,07^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-2}}{1,8 \cdot 5,8} = 2,515 \text{ МПа}$$

де a – відстань між фазами, м;

W_{y0-y0} – момент опору двох зрощених шин, см³.

$\sigma_{\text{ф.мах}} = 2,515 \leq \sigma_{\text{доп}} = 82,3$ МПа умова механічної міцності виконується.

де $\sigma_{\text{доп}} = 82,3$ МПа – допустима механічна напруга в матеріалі алюмінієвих шин.

Сила взаємодії між швелерами:

$$f_{\text{п}} = 0,5 \cdot \frac{i_{\text{уд}2}^2}{h} \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \frac{61,07^2}{0,1} \cdot 10^{-1} = 1865 \text{ Н/м}$$

де h - висота швелера, м.

Максимальна відстань між місцями зварювання швелерів:

$$l_{\text{п.мах}} = \sqrt{\frac{12 \cdot (\sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\text{ф.мах}}) \cdot W_{y-y}}{f_{\text{п}}}} = \sqrt{\frac{12 \cdot (82,3 - 2,515) \cdot 5,9}{1865}} = 1,74 \text{ м}$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

де W_{y-y} – момент опору шин у вертикальній площині, см³.

2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги

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

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 220 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазових напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас	Навантаження по фазам		
		А	В	С
Амперметр	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН		0,5	0,5	0,5
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 відхідної лінії		0,5	0,5	0,5

Вибір трансформаторів струму наведений у таблицях 2.9 - 2.12.

Вибираємо трансформатор струму ТФЗМ-220Б-IV.

Таблиця 2.9 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці високої напруги 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	147 А	1500 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	9,15 кА	100 кА
$B_K \leq I_{Tr}^2 t_r$	1,374 кА ² ·с	4610 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,82 Ом	1,2 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_{к}$$

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

$Z_{к}$ – опір контактів, Ом.

$$Z_{пр} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом.}$$

Перетин жил при довжині кабеля $l = 100$ м:

$$F = \rho \cdot \frac{l}{Z_{пр}} = 0,0175 \cdot \frac{100}{1,08} = 1,62 \text{ мм}^2$$

де ρ – питомий опір міді, 0,0175 (Ом·мм²/м),

F – перетин жил, мм².

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Опір обраних проводів:

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{l}{F} = 0,0175 \cdot \frac{100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,7 = 0,82 \text{ Ом}$$

що менше ніж $1,2 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності $0,5$.

Трансформатор струму ТФЗМ-220Б-IV відповідає умовам вибору.

Вибираємо трансформатор струму ТШЛ-10-У3.

Таблиця 2.10 – Вибір трансформатора струму у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{с}} \leq U_{\text{н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	3230 А	4000 А
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	61,07 кА	-
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{р}}$	107,9 кА ² ·с	3250 кА ² ·с
$Z_{\text{н}} \leq Z_{\text{н.ном}}$	0,8 Ом	0,8 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тоді опір сполучних проводів може бути

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

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

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

$Z_{\text{к}}$ – опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Перетин жил при довжині кабеля $l = 100$ м:

$$F = \rho \cdot \frac{l}{Z_{\text{пр}}} = 0,0175 \cdot \frac{100}{0,44} = 3,98 \text{ мм}^2$$

де ρ – питомий опір міді, 0,0175 (Ом·мм²/м),

F – перетин жил, мм².

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм² для мідних жил.

Опір обраних проводів:

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{l}{F} = 0,0175 \cdot \frac{100}{4} = 0,44 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,26 + 0,1 + 0,44 = 0,8 \text{ Ом.}$$

що менше ніж 0,8 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Трансформатор струму ТШЛ-10-У3 відповідає умовам вибору.

Вибираємо трансформатор струму ТШЛ-10-У3.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму в колі секційного вимикача 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1,62 кА	2000 А
$i_y \leq i_{дин}$	61,07 кА	-
$B_k \leq I_T^2 t_r$	107,9 кА ² ·с	3250 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H,ном}$	0,56 Ом	0,8 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_k$$

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_k – опір контактів, Ом.

$$Z_{пр} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом.}$$

Перетин жил при довжині кабеля $l = 100$ м:

$$F = \rho \cdot \frac{l}{Z_{пр}} = 0,0175 \cdot \frac{100}{0,68} = 2,57 \text{ мм}^2$$

де ρ – питомий опір міді, 0,0175 (Ом·мм²/м),

F – перетин жил, мм².

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм² для мідних жил.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Опір обраних проводів:

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{l}{F} = 0.0175 \cdot \frac{100}{4} = 0,438 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0.02 + 0.1 + 0,438 = 0,56 \text{ Ом.}$$

що менше ніж 0,8 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Трансформатор струму ТШЛ-10-У3 відповідає умовам вибору.

Вибираємо трансформатор струму ТШЛП-10-У3.

Таблиця 2.12 – Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{с}} \leq U_{\text{н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	323 А	1000 А
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	61,07 кА	-
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{р}}$	107,9 кА ² ·с	3250 кА ² ·с
$Z_{\text{н}} \leq Z_{\text{н.ном}}$	0,56 Ом	0,8 Ом

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 сполучних проводів може бути

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

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

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

$Z_{\text{к}}$ – опір контактів, Ом.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

$$Z_{\text{пр}} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом.}$$

Перетин жил при довжині кабеля $l = 100 \text{ м}$:

$$F = \rho \cdot \frac{l}{Z_{\text{пр}}} = 0,0175 \cdot \frac{100}{0,68} = 2,57 \text{ мм}^2$$

де ρ – питомий опір міді, $0,0175 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м)}$,

F – перетин жил, мм^2 .

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм^2 для мідних жил.

Опір обраних проводів:

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{l}{F} = 0,0175 \cdot \frac{100}{4} = 0,438 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,438 = 0,56 \text{ Ом.}$$

що менше ніж $0,8 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності $0,5$.

Трансформатор струму ТШЛП-10-У3 відповідає умовам вибору.

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю.

На боці високої напруги 220 кВ обираємо трансформатори НКФ-220-58У1, на боці 10 кВ – ЗНОЛ.09-10.02, використовуючи дані із таблиць наведених у довідниках.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

Таблиця 2.13 – Вибір трансформатора напруги з боку ВН

Тип	Клас напруги	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
		Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-220-58У1	220	220/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000

Таблиця 2.14 – Вибір трансформатора напруги з боку НН

Тип	Клас напруги	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
		Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
ЗНОЛ.09-10.02	10	10/√3	100/√3	100	50	75	150	300	630

2.6 Обґрунтування схеми електричних з'єднань підстанції

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги [4]:

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

При цьому слід застосовувати найпростіші схеми.

Підстанція відноситься до класу тупикових підстанцій. Для даного класу напруги, набору зовнішніх приєднань і потужності трансформаторів, з урахуванням того, що застосування віддільників в умовах холодного клімату не рекомендується, приймаємо до установки на проектованій підстанції схему «два блоки «лінія - трансформатор» з вимикачем у колі трансформатора та неавтоматичною перемичкою» (рис. 2.5).

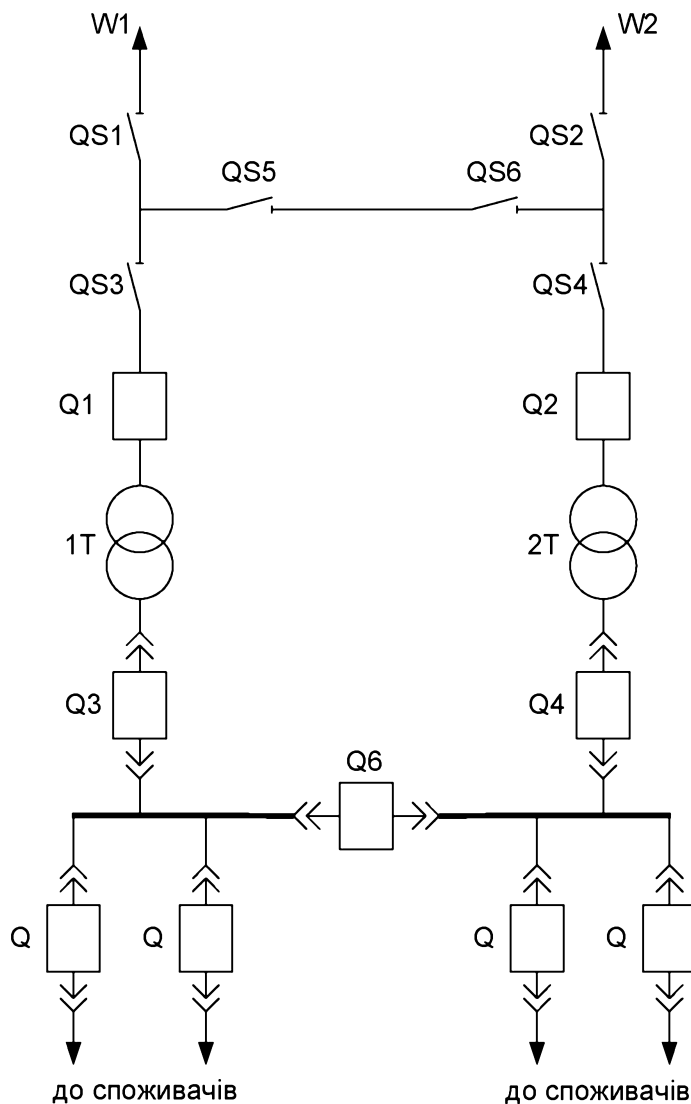


Рисунок 2.5 – Схема розміщення високовольтних апаратів на підстанції

Схема з ремонтною перемичкою, виконаною за допомогою роз'єднувачів («неавтоматичною» перемичкою), забезпечує можливість приєднання обох трансформаторів до однієї лінії при ремонті іншої.

Схема підстанції наведена на графічній частині проекту.

У нормальному режимі все комутаційне обладнання включене, за винятком роз'єднувачів QS3...QS4 у ремонтній перемичці. Повітряні лінії W1, W2 - лінії, які з'єднують проектувану підстанцію з енергосистемою.

Розглянемо наслідки аварійних ситуацій у даній схемі:

1) Відмова одного із трансформаторів (припустимо T1). При короткому замиканні в трансформаторі T1 відбувається відключення вимикача Q1. Живлення споживачів підстанції здійснюється через трансформатор T2 за рахунок

його перевантажувальної здатності.

2) Відмова однієї лінії, яка з'єднує споживачів з електростанцією (W1). При короткому замиканні на лінії W1 відбувається відключення вимикача Q1, трансформатор T1 втрачає живлення. Після відключення W1 оперативний персонал відключає ушкоджену лінію лінійним роз'єднувачем. Після цього замикається раніше відключений роз'єднувач QS3, відбувається включення Q1 і трансформатор T1 відновлює живлення.

3) Відмова одного з вимикачів (Q1). При короткому замиканні у вимикачі Q1 відключається головний вимикач і лінія W1. Живлення всіх споживачів підстанції здійснюється від лінії W2 і трансформатора T2.

Таким чином, з наведеного аналізу видно, що при використанні даної схеми відсутній варіант простої (одиночної) аварійної ситуації, яка приводить до відключення споживачів проектованої підстанції.

Найбільш важкою аварійною ситуацією є відмова однієї з живильних ліній (W1) у період ремонту одного із трансформаторів (T2), але й у цьому випадку є можливість забезпечити живлення споживачів проектованої підстанції від лінії W2 через ремонтну перемичку QS3-QS4 і трансформатор T1.

2.7 Вибір трансформаторів власних потреб

Приймачами власниками власних потреб є [10]:

- оперативні кола;
- електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, висвітлення і електроопалення приміщень;
- електропідігрівання комутаційної апаратури і т.д.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведений у табл. 2.15.

На підстанції передбачається установка 2 трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умов

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

$$S_{TCH} \geq S_{CH},$$

де S_{TCH} - потужність трансформатора власних потреб, кВА;

S_{CH} - потужність споживачів власних потреб, кВА.

Таблиця 2.15 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ п/п	Найменування споживача	Установлена потужність		Коеф. попиту	$\cos\varphi$	Навантаження	
		Одиниці, кВт х кількість	Всього, кВт			$P_{уст},$ кВт	$Q_{уст},$ кВАр
1	Охолодження трансформаторів ТРДН-40000/220	2x5	10	0,8	0,85	10	6,2
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2x4	8	0,8	1	8	-
3	Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	4x0,6	2,4	0,8	1	2,4	-
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РУ	-	5	0,8	1	5	-
5	Освітлення РУ	-	2	0,8	1	2	-
	Всього					27,4	6,2

Розрахункове навантаження

$$S_{уст} = K_C \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}$$

де K_C – коефіцієнт попиту. Приймаємо рівним 0,8

$$S_{уст} = 0,8 \cdot \sqrt{27,4^2 + 6,2^2} = 22,5 \text{ кВА}$$

					БР 5.6.14.1.745 ПЗ	Аркуш
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Під час ввімкнення цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень. Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює $S_{TCP} = 20 - 25$ кВА.

$$S_{TCH} = \frac{S_{CH} + S_{TCP}}{1,2} = \frac{22,5 + 20}{1,2} = 35,4 \text{ кВА.}$$

Беремо стандартну потужність трансформатора $S_{TCH} = 40$ кВА. Остаточо для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатори стандартної потужності: ТМ-40/10.

2.8 Компонування розподільних пристроїв на боці 220 кВ

Підстанції (ПС) 220 кВ споруджують, як правило, відкритими.

Спорудження закритих ПС напругою 220 кВ, допускається в таких випадках[9]: розміщення ПС із трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розміщення ПС на території міст, коли це допускається містобудівним міркуванням.

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

Будинки ЗРУ (закритих РУ) допускається виконувати як окремо розміщені, так і зблокованими з будинками РПУ в тому числі і по вертикалі.

Трансформатори 220 кВ варто установлювати відкритими, а у районах із забрудненою атмосферою з посиленою ізоляцією.

Схеми для напруг 220 кВ і вище повинні складатися з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 220 кВ і вище виконується без відключення приєднань: повітряні лінії відключаються від РП не більше ніж двома вимикачами, трансформатори блоків відключаються не більше ніж трьома вимикачами і т.ін.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При відключеннях вимикачів у нормальному режимі РП не повинне відключати більше одного блока, у ремонтному - не більше двох блоків.

Для РП35-220 кВ при числі приєднань 12-16 одну з двох систем секціонують, при числі приєднань більш ніж 16 – секціонують обидві системи шин.

2.9 Компонування розподільних пристроїв на боці 10кВ

РП 10 кВ входять до складу підстанцій як головні РП. До РП10 кВ підстанцій підключаються понижуючі трансформатори, синхронні компенсатори та ін.

Схеми РП10 кВ повинні задовольняти наступним вимогам [4-6]: неспрацювання вимикача не повинне приводити до припинення електропостачання відповідальних споживачів (1 категорія по ПУЭ), розширення РП з ростом навантажень не повинне приводити до зміни схеми і значних будівельних і монтажних робіт.

Секціювання збірних шин дозволяє задовольнити вимоги надійності. Розширення РП здійснюється заповненням резервних осередків або введенням нової секції.

РУ 10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРУН або КРУ, встановлюваних у закритих приміщеннях. У ЗРУ 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРУ заводського виготовлення.

					<i>БР 5.6.141.745 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>50</i>

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

3.1 Визначення параметрів, необхідних для розрахунків захисту трансформатора

Необхідно виконати розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту для трансформатора типу ТДТН-40000/220 від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін із заземленою нейтраллю, а також від багатозначних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізолюваною нейтраллю. Трансформатор отримує живлення від енергосистеми з параметрами $x_{с.макс} = 12 \text{ Ом}$; $x_{с.мін} = 18 \text{ Ом}$ (опори приведені до напруги $U_{ср.ном} = 115 \text{ кВ}$).

Таблиця 3.1 – Паспортні дані трансформатора

Тип	Номінальна потужність, МВА	Номінальна напруга обмоток, кВ			Втрати, кВт			Напруга КЗ, %			Ток ХХ %
		ВН	СН	НН	ХХ	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
ТДТН-40000/220	40	230	38,5	11	54	220	12,5	22	9,5	0,55	

3.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розраховуємо струми КЗ у максимальному й мініальному режимах системи. Струми КЗ приведені до напруги 230 кВ.

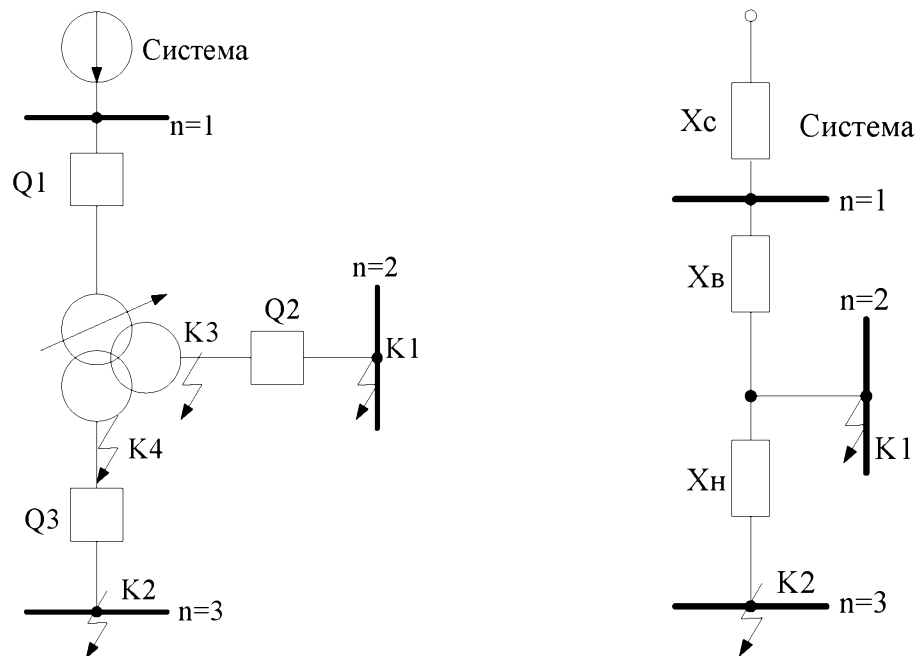


Рисунок 3.1 – Схема включення трансформатора, що захищається

Для складання схеми заміщення (рисунок 3.1) обчислюються опори трансформатора. Знаходимо напругу $U_{кBC}$ з умови:

$$U_{кBC} = U_{кBH} - U_{кCH} = 22 - 9,5 = 12,5 \%$$

$$U_{кB} = 0,5(U_{кBC} + U_{кBH} - U_{кCH}) = 0,5(12,5 + 22 - 9,5) = 12,5\%$$

$$x_B = \frac{U_{кB}}{100} \frac{U_{ср.ном}^2}{S_m} = \frac{12,5}{100} \frac{230^2}{40} = 165,3 \text{ (Ом)};$$

$$U_{кH} = 0,5(U_{кCH} + U_{кBH} - U_{кBC}) = 0,5(9,5 + 22 - 12,5) = 9,5 \%$$

$$x_H = \frac{U_{кH}}{100} \frac{U_{ср.ном}^2}{S_m} = \frac{9,5}{100} \frac{230^2}{40} = 125,6 \text{ (Ом)}$$

$$x_c \approx 0$$

При розрахунках струмів КЗ для захистів трансформаторів із РПН слід

урахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 220 кВ приблизно можна прийняти:

$$x_{т.мин} = x_{т.ном} (1 - \Delta U)^2; \quad x_{т.макс} = x_{т.ном} (1 + \Delta U)^2$$

звідси

$$x_{В.мин} = 165.3 * (1 - 0.12)^2 = 128 \text{ (Ом)}; \quad x_{В.макс} = 207.4 \text{ (Ом)}; \quad x_{Н.мин} = 97.3 \text{ (Ом)};$$
$$x_{Н.макс} = 157.6 \text{ (Ом)}.$$

Струм КЗ на шинах середньої напруги (точка К1, рисунок 3.1)

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{в.мин})} = \frac{230}{\sqrt{3}(12 + 128)} = 0.95 \text{ (кА)}$$

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.мин} + x_{в.макс})} = \frac{230}{2(18 + 207.4)} = 0.51 \text{ (кА)}$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К2, рисунок 3.1)

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{в.мин} + x_{н.мин})} = \frac{230}{\sqrt{3}(12 + 128 + 97.3)} = 0.56 \text{ (кА)}$$

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.мин} + x_{в.макс} + x_{н.макс})} = \frac{230}{2(18 + 207.4 + 157.6)} = 0.3 \text{ (кА)}$$

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

3.3 Розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту та вибір типу реле

1. Визначаємо середні значення первинних і вторинних номінальних струмів для всіх плечей диференціального захисту (по номінальній потужності найбільш потужної обмотки трансформатора). Розрахунки зводяться в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Найменування величини	Чисельне значення для сторони		
	230 кВ	38,5 кВ	11 кВ
Первинний номінальний струм трансформатора, А	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} =$ =100,5	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} =$ =600,6	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} =$ =2102
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму n_T	300/5	1500/5	4000/5
Схема з'єднання обмоток трансформаторів струму	Δ	Δ	Y
Вторинний струм у плечі захисту, А	$\frac{100.5 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} =$ =2,9	$\frac{600.6 \cdot \sqrt{3}}{1500 / 5} =$ =3,46	$\frac{2102 \cdot \sqrt{3}}{4000 / 5} =$ =4,55

Струм спрацьовування захисту визначається за більшою із двох розрахункових умов:

а) відбудування від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з} = k_{отс} I_{ном} = 1.3 \cdot 100,5 = 130,7 \text{ (А)}$$

б) відбудування від струму небалансу, виконується з урахуванням виразів:

$$I_{c.3} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) I_{к.макс(К1)}^{(3)} = 1,3(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) 950 = 333,3 \text{ (А)}$$

Приймається $I_{c.3} = 333,3 \text{ (А)}$

2. Попередня перевірка чутливості проводиться по первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН (точка К4, рисунок 3.1):

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин(К4)}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{300}{333,3} = 0,9 < 2$$

3. Оскільки захист із реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахунковою є відбудування від струму небалансу, то слід застосувати реле типу ДЗТ-11, для якого струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) відбудування від кидка, що намагнічує струм:

$$I_{c.3} = k_{отс} I_{ном} = 1,5 * 100,5 = 150,8 \text{ (А)}$$

б) відбудування від струму небалансу при КЗ на СН:

$$I_{c.3} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) I_{к.макс(К1)}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) 950 = 384,6 \text{ (А)}$$

в) відбудування від струму небалансу при КЗ на НН:

$$I_{c.3} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I) I_{к.макс(К2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12) 560 = 184,9 \text{ (А)}$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкою гальмівної обмотки з боку СН. Тоді відбудування по підп. 3б буде забезпечене за рахунок гальмування, а струм спрацьовування захисту приймається по більшій з умов 3а і 3в: $I_{c.3} = 184,9 \text{ (А)}$.

4. Визначається чутливість захисту при КЗ на стороні НН при

					БР 5.6.14.1.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

мінімальному регулюванні:

$$k_q = \frac{I_{к.мин}^{(2)}(К4)}{I_{с.з}} = \frac{300}{184.9} = 1,62$$

Це значення k_q трохи менше нормованого, однак, уже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе:

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{230}{2(18+165.3+125.6)} = 372,2 \text{ (А)}$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_q = \frac{372.2}{184.9} = 2.01$$

Тому захист із реле ДЗТ-11 може бути застосований.

3.4 Вибір уставок реле ДЗТ-11

Первинний і вторинний струми сторін трансформатора наведено в таблиці 3.1.

З таблиці 3.1 випливає, що в якості основної слід обрати сторону НН (11 кВ), що має більший вторинний номінальний струм.

Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається по виразу:

$$I_{сп.осн} = \frac{I_{с.з} k_{сх} \frac{U_{сп.ном}}{U_{ном}}}{K_{In}} = \frac{184.9 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{\frac{4000}{5}} = 4.83 \text{ (А)}$$

					БР 5.6.14.1.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається:

$$w_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{4.83} = 20,7 \text{ витків}$$

Приймається $w_{раб.осн} = 21$ витків, що відповідає фактичному струму спрацьовування реле $I_{с.р.осн} = \frac{100}{21} = 4.76 \text{ (А)}$.

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються:

для сторони 220 кВ $w_{расчI} = 21 \frac{4.55}{2.9} = 32,9$. Приймається $w_I = 33$;

для сторони 110 кВ $w_{расчII} = 21 \frac{4.55}{3.46} = 32.93$. Приймається $w_{II} = 33$.

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням погрішності вирівнювання знаходиться по виразах:

$$I_{с.з} = (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) I_{к.макс(K2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,002) 560 = 186,6 \text{ (А)},$$

де
$$\Delta w_I = \frac{w_{Iрасч} - w_I}{w_{Iрасч}} = \frac{32.93 - 33}{32.93} = 0,002.$$

Уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле визначається:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з} k_{ex} \left(\frac{U_{ср.ном}}{U_{номIII}} \right)}{k_{I(III)}} = \frac{186.6 \cdot 1 \cdot \left(\frac{230}{11} \right)}{\frac{4000}{5}} = 4.88 \text{ (А)}$$

Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні СН, де передбачене гальмування, з урахуванням погрішності вирівнювання знаходиться

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

по виразах:

$$I_{нб.расч} = k_3 (k_{пер} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_{II}) I_{к.макс(K1)} = \\ = 1.5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05 + 0,016) 950 = 407.16 \text{ (A)}$$

де $\Delta w_{II} = \frac{27.56 - 28}{27.56} = 0.016$

Число витків гальмівної обмотки знаходиться по виразу:

$$w_{торм} = \frac{k_3 I_{нб.расч} w_{рабн}}{I_{к.макс(K1)} \operatorname{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 407.16 \cdot 28}{950 \cdot 0,75} = 24$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_I = 33, w_{II} = 28, w_{III} = 21 \text{ і } w_{торм} = 24.$$

Чутливість захисту визначається приблизно по первинних струмах при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального й нормального регулювання трансформатора

$$k_v = \frac{300}{186.6} = 1.61 \text{ і } k_v = \frac{375.9}{186.6} = 2.01$$

де $I_{с.з} = 186,6 \text{ (A)}$ – фактичний струм спрацьовування захисту, при $I_{с.р} = 4.88 \text{ (A)}$.

Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному регулюванні напруги практично відповідає нормованому, а при мінімальному регулюванні досить високий, то захист із реле ДЗТ-11 рекомендується до установки. Необхідно відзначити, що включення гальмівної обмотки на суму вторинних струмів сторін

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

СН і НН дозволяє вибрати струм спрацьовування за умовою $3a$ і забезпечити $k_u \geq 2$ у всіх режимах.

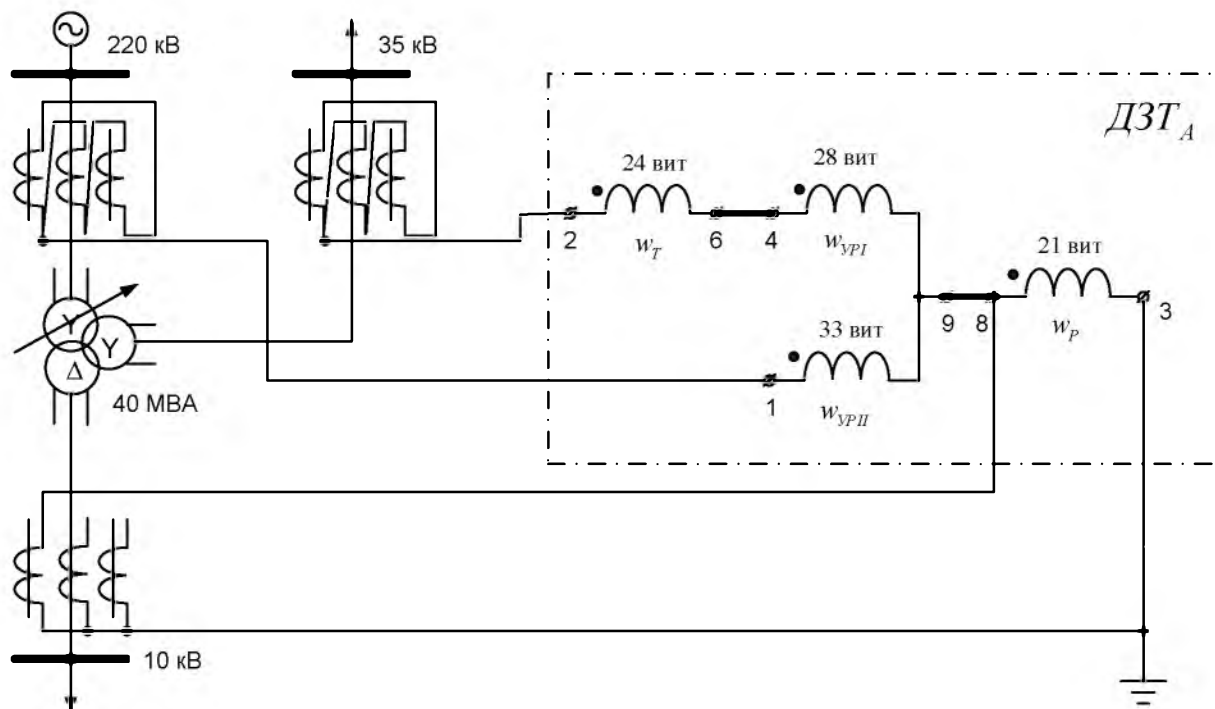


Рисунок 3.2 – Схема включення обмоток реле типу ДЗТ-11 у диференціальному захисті трьохобмоткового трансформатора

3.5 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі

Для трьохобмоткових трансформаторів з однобічним живленням у якості резервного захисту рекомендується установка на стороні живлення МТЗ із пуском або без пуску по напрузі.

Спочатку визначається струм спрацьовування МТЗ без пуску по напрузі:

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_6} k_c I_{нагр.макс} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 2,5 \cdot 100,5 = 377 \text{ (А)}$$

Чутливість захисту перевіriamo при КЗ на шинах СН і НН у мінімальних розрахункових режимах:

$$k_u = \frac{510}{377} = 1.35 \text{ і } k_u = \frac{300}{377} = 0.8$$

Оскільки чутливість МТЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторін СН і НН трансформатора. У цьому випадку струм спрацьовування захисту, визначений рівнянням дорівнює

$$I_{c.з} = \frac{k_z}{k_\theta} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 100.5 = 150.8 (A),$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_u = \frac{510}{150.8} = 3.4 \text{ і } k_u = \frac{300}{150.8} = 2$$

Напругу спрацьовування органу блокування при симетричних КЗ визначимо приблизно по виразу:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{c.мин}}{k_\theta} = \frac{0,7 \cdot 230}{1,2} = 134,2 \text{ (кВ)}$$

Напруга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ визначається по

$$U_{2c.з} = 0,06 U_{ном} = 0,06 \cdot 230 = 13,8 \text{ (кВ)}$$

Чутливість блокувальних органів перевіряється при КЗ на прийомних

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

сторонах трансформатора, куди й підключені блокувальні реле, тобто $U_{к.защ}^{(3)} = 0$, а

$$U_{2к.защ} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{230}{2 \cdot \sqrt{3}} = 66,47 \text{ (кВ)}.$$

Тоді

$$k_{чU} = \frac{U_{с.з}}{U_{к.макс}} = \frac{134,2}{0} > 1,5$$

$$k_{чU} = \frac{U_{2к.защ}}{U_{2с.з}} = \frac{66,47}{13,8} = 4,82 > 1,5$$

Оскільки при КЗ на прийомних сторонах трансформатора $k_{ч} > 1,5$, то диференціальні захисти шин на цих сторонах можна не встановлювати.

Струм спрацьовування захисту від симетричного перевантаження, що діє на сигнал, визначається за умовою відбудування від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений захист, по виразу

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_8} I_{т.ном} = \frac{1,05}{0,8} 100,5 = 131,9 \text{ (А)}$$

Витримки часу МТЗ узгоджуються з витримками часу захистів ліній на сторонах СН і НН.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

4. РОЗРАХУНОК ЗОН ЗАХИСТУ СТРИЖНЕВИХ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ ВРП

В бакалаврській роботі необхідно розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-220 кВ, встановлених на двох порталах, рис. 4.1 (поз. 1 і 2), і двох блискавковідводів, що стоять окремо, зазначених на рис. 4.1 (поз. 3 і 4), вважаючи, що блискавковідводи розташовані симетрично по відношенню до вузької сторони ВРП. Надійність зони захисту від уражень блискавки $P_3 = 0,999$.

Накреслити горизонтальний перетин зони захисту блискавковідводів ВРП на висоті h_x .

Параметри розміщення блискавковідводів по площині ВРП наведені в табл. 4.1.

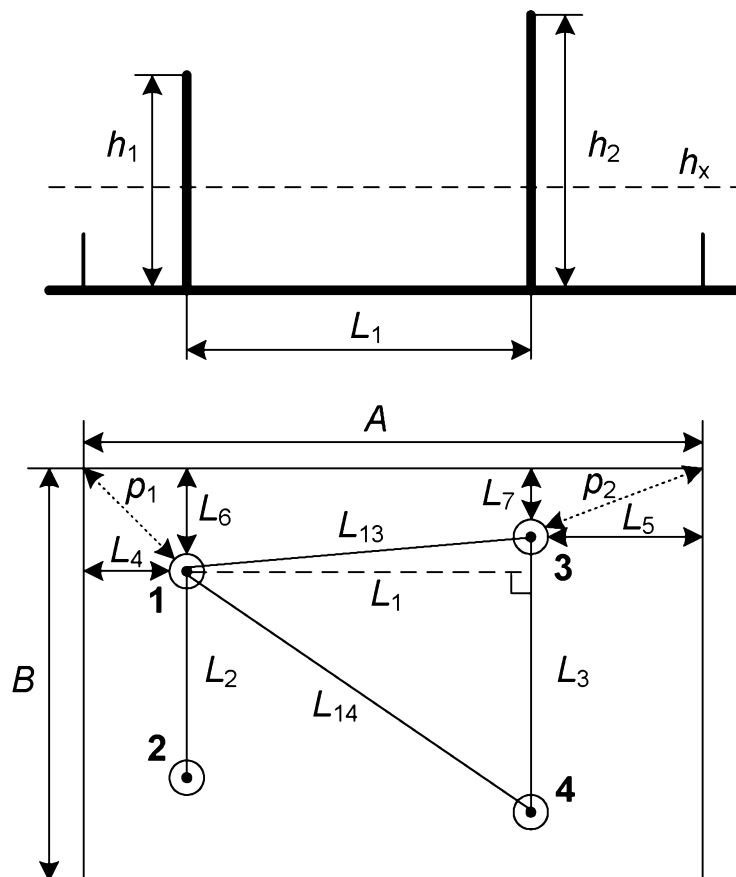


Рисунок 4.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-220 кВ

Таблиця 4.1 – Розрахункові параметри

A, м	B, м	L1, м	L2, м	L3, м	L4, м	L5, м	h_x , м
46	40	30	18	32	8	8	7

1. Визначаємо відстані L_6 та L_7 :

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{40 - 18}{2} = 11 \text{ м};$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{40 - 32}{2} = 4 \text{ м}.$$

2. Визначаємо відстані p_1 та p_2 :

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{8^2 + 11^2} = 13,60 \text{ м};$$

$$p_2 = \sqrt{L_5^2 + L_7^2} = \sqrt{8^2 + 4^2} = 8,94 \text{ м}.$$

3. Зона захисту подвійного стрижневого блискавковідводу складається з зовнішніх областей зони захисту (напівконусів з габаритами h_0 , r_0), що виконуються за формулами для одиничних стрижневих блискавковідводів. Розміри внутрішніх областей визначаються параметрами h_0 і h_c , перший з яких задає максимальну висоту зони безпосередньо біля блискавковідводів, а другий – мінімальну висоту зони посередині між блискавковідводами.

Зона захисту одиничного стрижневого блискавковідводу висотою $h \leq 30$ м при надійності захисту $P_s = 0.999$, визначається рівняннями:

$$\begin{cases} h_{0n} = 0,7h_n \\ r_{xn} = \frac{r_{0n} \cdot (h_{0n} - h_x)}{h_{0n}} \\ r_{0n} = 0,6 \cdot h_n \end{cases}$$

									Аркуш
									63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 5.6.141.745 ПЗ				

Розраховуємо висоти блискавковідводів 1 та 2 виходячи з умови створення ними зони захисту на висоті h_x до кутів ВРП:

$$\begin{cases} h_{01} = 0,7h_1 \\ r_{x1} = \frac{r_{01} \cdot (h_{01} - h_x)}{h_{01}}, \text{ при } r_{x1} = p_1. \\ r_{01} = 0,6 \cdot h_1 \end{cases}$$

Шляхом математичних перетворень отримаємо рівняння відносно шуканої величини h_1 :

$$p_1 = \frac{0,6h_1 \cdot (0,7h_1 - h_x)}{0,7h_1};$$

$$0,42h_1^2 - (0,7p_1 + 0,6h_x)h_1 = 0;$$

$$h_1 = 0; \quad h_1 = 32,67 \text{ м.}$$

Висота блискавковідводів $h_1 = h_2 = 32,67$ м, не задовольняє умові застосування рівнянь при $h \leq 30$ м, тому для розрахунку висоти блискавковідводів застосовуємо наступні рівняння:

$$\begin{cases} h_{01} = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h - 30)]h_1; \\ r_{x1} = \frac{r_{01} \cdot (h_{01} - h_x)}{h_{01}}; \\ r_{01} = [0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h_1; \end{cases} \quad \text{при } r_{x1} = p_1.$$

Шляхом математичних перетворень розв'язуємо цю систему та знаходимо значення висоти 1 блискавковідводу $h_1 = 32,85$ м, що задовольняє умові застосування рівнянь при $30 < h \leq 100$ м.

Остаточню приймаємо блискавковідводи 1 та 2 висотою $h_1 = h_2 = 32,85$ м.

Розраховуємо висоти блискавковідводів 3 та 4 виходячи з умови створення

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ними зони захисту на висоті h_x до кутів ВРП:

$$\begin{cases} h_{03} = 0,7h_3 \\ r_{x3} = \frac{r_{03} \cdot (h_{03} - h_x)}{h_{03}}, \text{ при } r_{x3} = p_2; \\ r_{03} = 0,6 \cdot h_3 \end{cases}$$

Шляхом математичних перетворень отримаємо рівняння відносно шуканої величини h_3 :

$$p_2 = \frac{0,6h_3 \cdot (0,7h_3 - h_x)}{0,7h_3};$$

$$0,42h_3^2 - (0,7p_2 + 0,6h_x)h_3 = 0;$$

$$h_3 = 0; \quad h_3 = 24,91 \text{ м.}$$

Остаточно приймаємо блискавковідводи 3 та 4 висотою $h_3 = h_4 = 24,91 \text{ м}$, так як вона задовольняє умові застосування рівнянь при $h \leq 30 \text{ м}$.

4. Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 1 та 2:

$$L_{12} = L_2 = 18 \text{ м};$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 19,58 \text{ м};$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 22,93 \text{ м};$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01} \cdot (h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 13,60 \text{ м};$$

$$L_{c12} = [2,25 - 0,01007(h_1 - 30)]h_1 = 72,97 \text{ м};$$

$$L_{\max 12} = [4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h_1 - 30)]h_1 = 139,28 \text{ м};$$

$$\begin{cases} h_{c12} = h_{01} = 22,93 \text{ м}, & L_{12} \leq L_{c12} \\ r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = 13,60 \text{ м}, & h_x < h_{c12} \end{cases}$$

5. Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 32 \text{ м};$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 14,95 \text{ м};$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 17,44 \text{ м};$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03} \cdot (h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 8,95 \text{ м};$$

$$L_{c34} = 2,25 \cdot h_3 = 56,05 \text{ м};$$

$$L_{\max 34} = 4,25 \cdot h_3 = 105,87 \text{ м};$$

$$\begin{cases} h_{c34} = h_{03} = 17,44 \text{ м}, & L_{34} < L_{c34} \\ r_{cx34} = \frac{r_{03} (h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 8,95 \text{ м}, & h_x < h_{c34} \end{cases}$$

6. Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 1 та 3 (2 та 4):

$$L_{13} = \sqrt{(L_1)^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 30,81 \text{ м};$$

6.1 Блискавковідводи 1 та 3 мають висоту $h_1 = 32,85 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25 \cdot h_1 = 72,97 \text{ м};$$

$$L_{\max 13} = 4,25 \cdot h_1 = 139,28 \text{ м};$$

$$h_{c13} = h_{01} = 22,93 \text{ м}, \quad L_{13} \leq L_{c13}$$

6.2 Блискавковідводи 1 та 3 мають висоту $h_3 = 24,91 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25 \cdot h_3 = 56,05 \text{ м};$$

$$L_{\max 31} = 4,25 \cdot h_3 = 105,87 \text{ м};$$

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

$$h_{c31} = h_{03} = 17.44 \text{ м}, \quad L_{13} \leq L_{c31}$$

$$\begin{cases} h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = 20.18 \text{ м}, \\ r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = 17.26 \text{ м}, \\ r_{cx13} = \frac{r_{c013} (h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = 11.27 \text{ м}. \end{cases}$$

7. Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 1 та 4 (2 та 3):

$$L_{14} = \sqrt{(L_1)^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2} \right)^2} = 39.05 \text{ м};$$

7.1 Блискавковідводи 1 та 4 мають висоту $h_1 = 32,85 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25 \cdot h_1 = 72,97 \text{ м};$$

$$L_{\max 14} = 4,25 \cdot h_1 = 139,28 \text{ м};$$

$$h_{c14} = h_{01} = 22.93 \text{ м}, \quad L_{14} \leq L_{c14}$$

7.2 Блискавковідводи 1 та 4 мають висоту $h_4 = 24,91 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25 \cdot h_4 = 56,05 \text{ м};$$

$$L_{\max 41} = 4,25 \cdot h_4 = 105,87 \text{ м};$$

$$h_{c41} = h_{04} = 17.44 \text{ м}, \quad L_{14} \leq L_{c41}$$

$$\begin{cases} h_{c\min 14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = 20.18 \text{ м}, \\ r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{04}}{2} = 17.26 \text{ м}, \\ r_{cx14} = \frac{r_{c014} (h_{c\min 14} - h_x)}{h_{c\min 14}} = 11.27 \text{ м}. \end{cases}$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.6.14.1.745 ПЗ

Аркуш

67

Горизонтальний переріз зони захисту показаний на рис. 4.2.

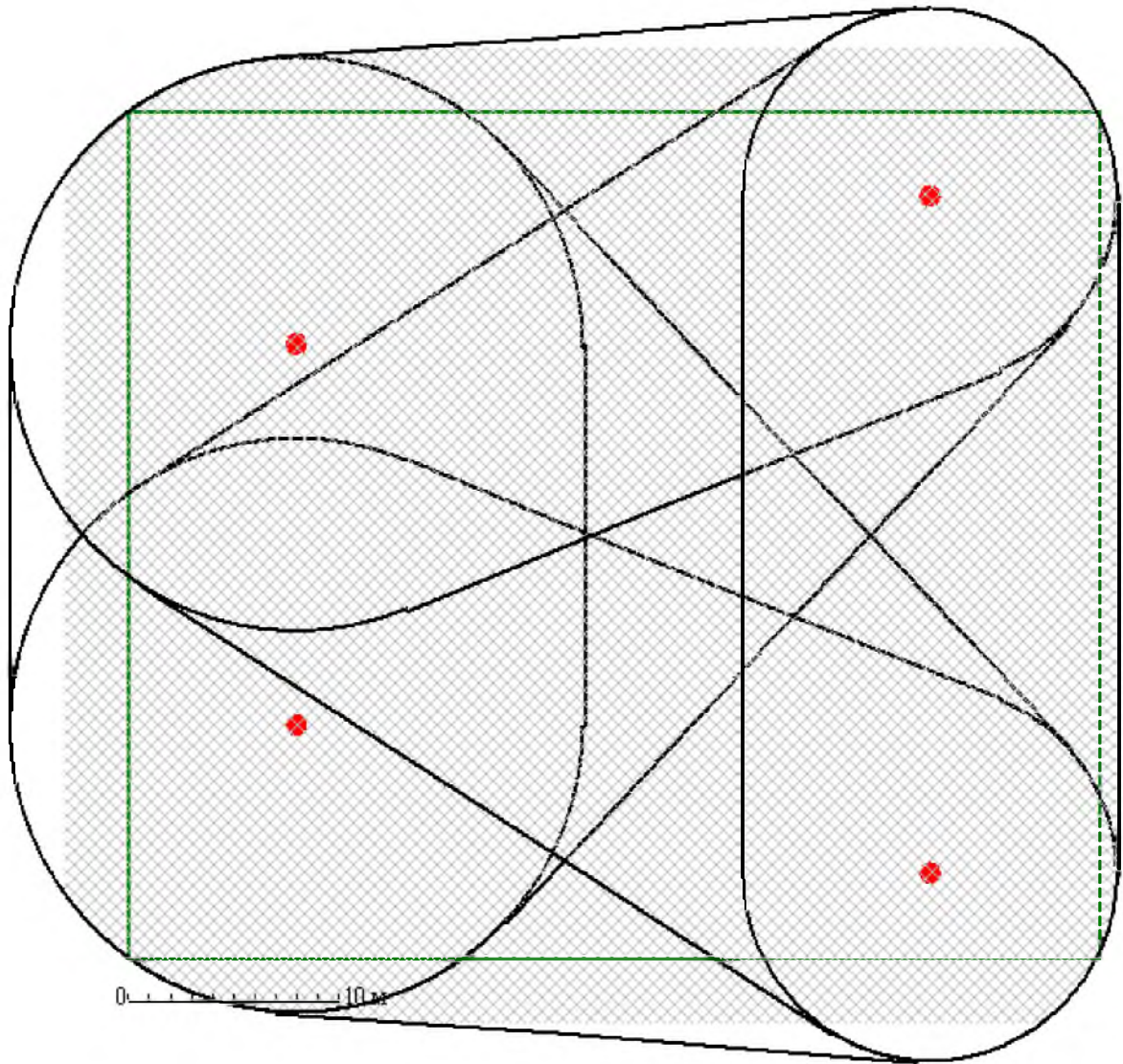


Рисунок 4.2 – Горизонтальний переріз зони захисту блискавковідводів ВРП

ВИСНОВКИ

У роботі зроблений розрахунок нормального та післяаварійного режиму роботи замкнутої електричної мережі, конфігурація якої була визначена завданням.

Результати розрахунків втрат потужності показали, що найбільш придатною номінальною напругою кільцевої мережі є напруга 220 кВ. З урахуванням цього були обрані відповідні перерізи проводів для ліній електропередач, а також типи трансформаторів на підстанціях.

Для існуючої конфігурації замкнутої мережі були розраховані параметри схеми заміщення ліній і трансформаторів, складена розрахункова схема заміщення мережі й визначені розрахункові навантаження вузлів мережі.

У процесі розрахунків електричної частини підстанції ПС-1 була проведена перевірка правильності вибору номінальної потужності встановлених трансформаторів і здійснений вибір на підставі розрахунків струмів короткого замикання високовольтних апаратів РП, вимірювальних трансформаторів струму й напруги.

При виконанні розрахунків релейного захисту трансформатора підстанції Т-2 був зроблений розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту та максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі.

Для захисту від міжфазних коротких замикань запропонований захист за допомогою реле типу ДЗТ-11, для якого був виконаний вибір уставок і розрахунок параметрів обмоток реле.

Проведений розрахунок блискавкозахисту підстанції, що виконаний у вигляді стрижневих блискавковідводів.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. И. М. Шапиро, С. С. Рокотяна. – Москва: Энергоатомиздат, 1986.
3. Технические сведения. Силовые трансформаторы / Под ред. И.Л. Лебединского. – Сумы: Изд-во СумДУ, 2005. – 49 с.
4. Электротехнический справочник: В 3-х т. Т. 3. Кн. 1. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского, Л.А. Жукова и др. - 6-е изд. – М.: Энергоиздат, 1988. – 656 с.
5. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергия, 1980. – 608 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. Лебедка, В.І. Романовський, В.В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
7. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986. - 640 с.
8. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
9. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Харків: Видавництво «Форт», 2014. – 793 с.
10. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.В. Наяшкова и др. Под ред. А.А. Васильева. - 2-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 1990.
11. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. -М.: Энергоатомиздат, 1985.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

12. Учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению «Электротехника», по курсу «Основы релейной защиты электрических систем». Часть III. Расчет защит трансформаторов и автотрансформаторов. Мариуполь: ПГТУ, 2001.

13. Техника высоких напряжений / Под ред. Г.С. Кучинского. – СПб.: Энергоатомиздат, 2003.

14. Методичні вказівки та завдання до розрахунково-графічних робіт з курсу «Грозазахист і перенапряга у електричних мережах» / укладач М.В. Петровський. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.

15. ДСТУ Б В.2.5-38:2008 Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд. – Київ: Мінрегіонбуд України. – 2008.

16. 2068 Методичні вказівки до оформлення дипломних робіт: для студ. спец. 7.090603 денної та заочної форм навчання / М.А. Никифоров, І.Л. Лебединський. – Суми: СумДУ, 2008. – 72 с.

					БР 5.6.141.745 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71