

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему:

**«Розрахунок параметрів та вибір елементів
високовольтних підстанцій»**

зі спеціальності 6.141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Виконав

студент гр. ЕТдн-84Гл

_____ А.Ю. Глушко

Керівник

к.ф.-м.н., доцент

_____ М.В. Петровський

РЕФЕРАТ

с. 68, рис. 15, табл. 26.

Бібліографічний опис: Глушко А.Ю. Розрахунок параметрів та вибір елементів високовольтних підстанцій [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / А.Ю. Глушко; керівник М.В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2022. – 68 с.

Ключові слова:

лінія електропередавання, трансформатор, підстанція, напруга, струм, вимикач;
линия электропередачи, трансформатор, подстанция, напряжение, ток, выключатель;

power line, transformer, substation, voltage, curent, circuit breaker.

Об'єкт дослідження: електрична мережа та підстанція 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 блискавководів.

					БР 5.6.141.369 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.....	17
1.6 Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.....	21
1.7 Визначення напруг у вузлах навантаження.....	22
1.8 Регулювання напруг у вузлах навантаження.....	25
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.....	27
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів підстанції.....	27
2.2 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції.....	30
2.3 Вибір трансформаторів і схеми власних потреб підстанції.....	33
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання.....	35
2.5 Вибір високовольтних електричних апаратів РП й струмопровідних частин.....	38
2.6 Вибір вимірювальних трансформаторів струму й напруги.....	41
2.7 Компонування розподільних пристроїв.....	47

					БР 5.6.141.369 ПЗ			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>	Глушко А.Ю.				Розрахунок параметрів та вибір елементів високовольтних підстанцій. Пояснювальна записка	<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Керівник</i>	Петровський М.В.					4	68	
<i>Консульт.</i>						СумДУ, ЕТдн-84Гл		
<i>Н.контроль</i>								
<i>Завтвер.</i>	Лебединський І.Л.							

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА	49
3.1 Визначення параметрів, необхідних для розрахунків захисту трансформатора	49
3.2 Розрахунок струмів короткого замикання	49
3.3 Розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту та вибір типу реле	51
3.4 Вибір уставок реле ДЗТ-11	53
3.5 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі	57
4. РОЗРАХУНОК ЗОН ЗАХИСТУ СТРИЖНЕВИХ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ	
ВРП	59
ВИСНОВКИ	66
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	67

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		5

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.

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

Визначити приведені до сторони ВН навантаження трансформаторів (з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів).

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 5.6.141.369 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.

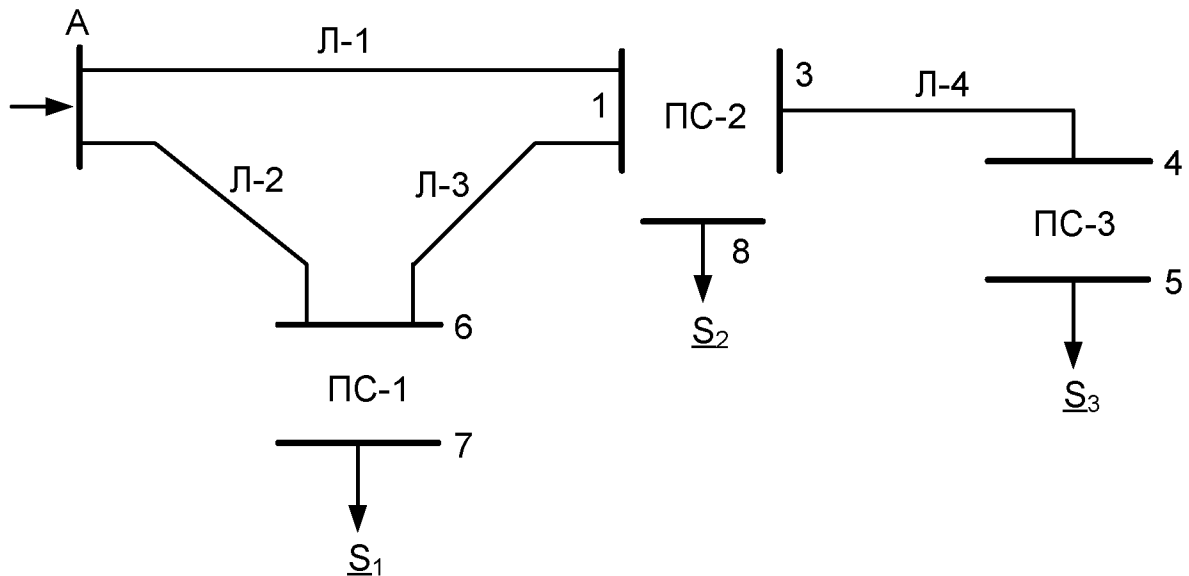


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

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	Л-4	\underline{S}_1	\underline{S}_2	\underline{S}_3
40	30	40	20	$\frac{60+j70}{I}$	$\frac{30+j20}{II}$	$\frac{5+j8}{III}$

1.2 Вибір напруг ліній

Прийmemo навантаження вузла 6 рівному навантаженню вузла 7, навантаження вузла 1 рівному навантаженню вузлів 5 і 8. Зобразимо замкнену мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (рис. 1.2). Визначимо розрахункові навантаження вузлів 1 і 6.

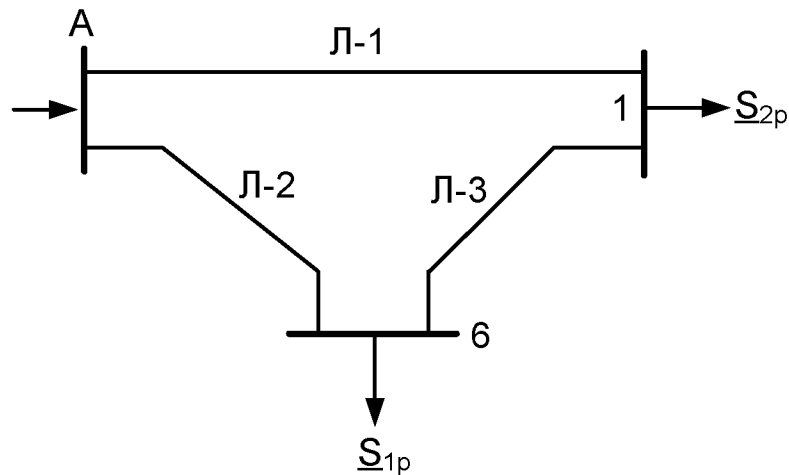


Рисунок 1.2 – Замкнена мережа

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_1 = 60 + j70 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 30 + j20 + 5 + j8 = 35 + j28 \text{ МВА}.$$

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

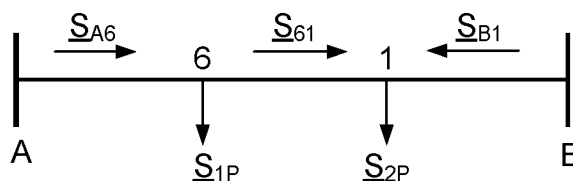


Рисунок 1.3 – Розімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі

$$\underline{S}_{A6} = \frac{\underline{S}_{1P}(l_{61} + l_{1B}) + \underline{S}_{2P}(l_{1B})}{l_{A6} + l_{1B} + l_{61}} = 56,36 + j61,1 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{61} = \underline{S}_{A6} - \underline{S}_{1P} = -3,64 - j8,91 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{B1} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{61} + l_{A6}) + \underline{S}_{1P}(l_{A6})}{l_{A6} + l_{61} + l_{1B}} = 38,64 + j36,91 \text{ МВА}.$$

Складемо рівняння балансу потужності

$$\underline{S}_{A6} + \underline{S}_{B1} = \underline{S}_{1P} + \underline{S}_{2P};$$

$$95 + j98 = 95 + j98.$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 6-1 вийшла негативною, тому точка 6 є точкою потокорозділу.

1.3 Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначаємо напруги на ділянках мережі (рис. 1.2) за формулою 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	30	40	40
Напруга ділянки, кВ	113	128	38

Так як для всіх ліній кільцевої мережі бажано мати однакову напругу, то приймаємо напругу $U_H = 110$ кВ.

Визначаємо струми проводів ліній

$$I = \frac{S_{\text{л}}}{\sqrt{3}U_{\text{л}}}$$

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, А	281	437	51

У якості проводів для всіх ліній приймаємо сталевалюмінієві проводи марки АС.

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-185/29	АС-185/29	АС-185/29
Параметри проводів			
Тривало допустимий струм, А	510	510	510
r_0 , Ом/км	0,159	0,159	0,159
x_0 , Ом/км	0,413	0,413	0,413
$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	2,75	2,75	2,75

Перевіряємо обрані проводи в лініях за умовою корони.

Згідно ПУЕ, мінімально допустимий перетин проводів по короні для ліній напругою 110 кВ становить 70 мм^2 .

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:

$$R_l = r_0 \cdot l_l; \quad X_l = x_0 \cdot l_l; \quad \frac{jQ_l}{2} = U_{ном}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot l_l}{2}.$$

Визначаємо опори ділянок мережі

$$\begin{aligned} R_{A1} &= 0.159 \cdot 40 = 6.36 \text{ Ом}; & X_{A1} &= 0.413 \cdot 40 = 16.52 \text{ Ом}; \\ R_{A6} &= 0.159 \cdot 30 = 4.77 \text{ Ом}; & X_{A6} &= 0.413 \cdot 30 = 12.39 \text{ Ом}; \\ R_{61} &= 0.159 \cdot 40 = 6.36 \text{ Ом}; & X_{61} &= 0.413 \cdot 40 = 16.52 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Визначаємо зарядну потужність ділянок мережі

$$\begin{aligned} \frac{jQ_{A1}}{2} &= 110^2 \cdot \frac{2.75 \cdot 10^{-6} \cdot 40}{2} = j0.666 \text{ МВАр}; \\ \frac{jQ_{A6}}{2} &= 110^2 \cdot \frac{2.75 \cdot 10^{-6} \cdot 30}{2} = j0.499 \text{ МВАр}; \\ \frac{jQ_{61}}{2} &= 110^2 \cdot \frac{2.75 \cdot 10^{-6} \cdot 40}{2} = j0.666 \text{ МВАр}. \end{aligned}$$

1.4 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругами мережі й навантаженнями вибираємо трансформатори.

На підстанції ПС-1, зважаючи на те, що споживачі відносяться до I категорії надійності електропостачання, приймаємо установку 2-х двохобмоточних трансформаторів з напругою високої сторони 110 кВ.

Розрахункова потужність кожного трансформатора:

$$S_{T1} \geq \frac{S_1}{1,4} = \frac{\sqrt{60^2 + 70^2}}{1,4} = 65,8 \text{ МВА}.$$

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

За напругою та потужністю навантаження, використовуючи [2,3], вибираємо трансформатор ТДЦ-80000/110.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі:

$$k_{\text{норм1}} = \frac{S_{\text{макс1}}}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{60^2 + 70^2}}{2 \cdot 80} = 0,576.$$

Оскільки коефіцієнт завантаження менше 0.75, то два паралельно працюючі трансформатори ТДЦ-80000/110 задовольняють пред'явленим вимогам.

Таблиця 1.5 – Каталогні дані трансформатора ТДЦ-80000/110

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							
ТДЦ-80000/110	80	±6*2,5%	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480

На підстанції ПС-2, зважаючи на те, що є споживачі які відносяться до II категорії надійності електропостачання, приймаємо установку 2-х трьохобмоточних трансформаторів з напругою високої сторони 110 кВ.

Розрахункова потужність кожного трансформатора:

$$S_{T2} \geq \frac{S_2 + S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{35^2 + 28^2}}{1,4} = 32,5 \text{ МВА.}$$

За напругою й потужністю навантаження, використовуючи [2,3], вибираємо трансформатор ТДТН-40000/110.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі:

$$k_{\text{норм2}} = \frac{S_{\text{макс2}}}{2 \cdot S_{T2}} = \frac{\sqrt{35^2 + 28^2}}{2 \cdot 40} = 0,56.$$

Оскільки коефіцієнт завантаження менше 0.75, то два паралельно працюючі трансформатори ТДТН-40000/110 задовольняють пред'явленим вимогам.

Таблиця 1.6 – Каталожні дані трансформатора ТДТН-40000/110

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-40000/110	40	±9*1,78%	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	10,5(17)	17(10,5)	6

Продовження таблиці 1.6

Тип	Каталожні дані					Розрахункові дані						ΔQ _x , кВАр
	ΔP _к , кВт			ΔP _x , кВт	I _x , %	R _т , Ом			X _т , Ом			
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110	430	-	-	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	240

На підстанції ПС-3, зважаючи на те, що споживачі відносяться до III категорії надійності електропостачання, приймаємо установку двохобмоточного трансформатора з напругою високої сторони 35 кВ.

Розрахункова потужність трансформатора:

$$S_{T3} \geq 0,9 \cdot \underline{S}_3 = 0,9 \sqrt{5^2 + 8^2} = 8,5 \text{ МВА.}$$

За напругою й потужністю навантаження використовуючи [2,3] вибираємо трансформатор ТМН-10000/35.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі:

					БР 5.6.141.369 ПЗ						Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							14

$$k_{норм3} = \frac{S_{макс3}}{S_{Т3}} = \frac{\sqrt{5^2 + 8^2}}{10} = 0,94.$$

Оскільки коефіцієнт завантаження менше 1.0, то трансформатор ТМН-10000/35 задовольняє пред'явленим вимогам.

Таблиця 1.7 – Каталогні дані трансформатора ТМН-10000/35

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулю- вання	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							
ТМН-10000/35	10	±9*1,3%	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80

Складаємо однолінійну схему заміщення електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

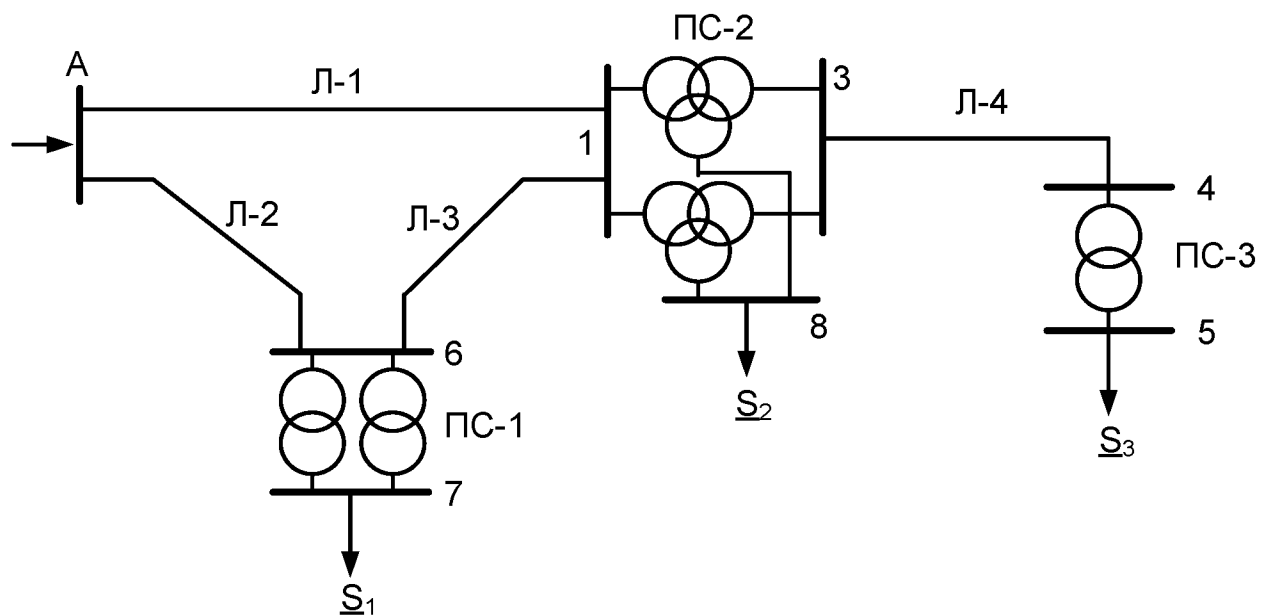


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

Вибираємо тип проводу для лінії Л-4. Для цього визначаємо струм в лінії за формулою:

$$I_{34} = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{\sqrt{5^2 + 8^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 155 \text{ А.}$$

По каталогу [2] обираємо провід АС-70/11, технічні дані якого наведені в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Технічні дані проводу АС-70/11

Переріз проводу, мм ²	Тривало припустимий струм, А	Діаметр проводу, мм	r_0 , Ом/км, при +20° С	35 кВ	
				x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ См/км
70/11	265	10,7	0,422	0,418	2,72

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

$$R_l = r_0 \cdot l_l; \quad X_l = x_0 \cdot l_l; \quad \frac{jQ_l}{2} = U_{\text{ном}}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot l_l}{2}.$$

Визначаємо опори ділянки мережі

$$R_{34} = 0.422 \cdot 20 = 8.44 \text{ Ом}; \quad X_{34} = 0.418 \cdot 20 = 8.36 \text{ Ом.}$$

Визначаємо зарядну потужність ділянки мережі

$$\frac{jQ_{34}}{2} = 35^2 \cdot \frac{2.72 \cdot 10^{-6} \cdot 20}{2} = j0.0333 \text{ МВАр.}$$

1.5 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 6 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів ПС-1 при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двох двохобмоточних трансформаторів, включених паралельно, і розраховуємо потужність у вузлі 6

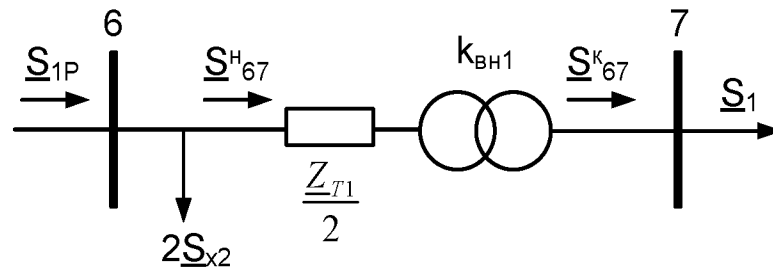


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність \underline{S}_{67}^K :

$$\underline{S}_{67}^K = \underline{S}_1 = 60 + j70 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужності \underline{S}_{67}^H :

$$\underline{S}_{67}^H = \underline{S}_{67}^K + \frac{(P_{67}^K)^2 + (Q_{67}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T1}}{2} = 60.3 + j76.7 \text{ МВА};$$

При визначенні розрахункової потужності \underline{S}_{1P} враховуються зарядові потужності ліній, що підходять до вузла 6

$$S_{1P} = S_{67}^H + 2\underline{S}_X - j\left(\frac{Q_{A6} + Q_{61}}{2}\right) = 60.39 + j76.54 \text{ МВА.}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 4 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора ПС-3 при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двохобмоточного трансформатора й розраховуємо потужність у вузлі 4.

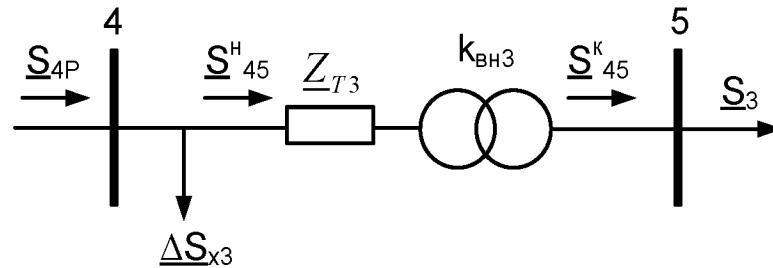


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність \underline{S}_{45}^K :

$$\underline{S}_{45}^K = \underline{S}_3 = 5 + j8 \text{ МВА}.$$

Визначаємо потужності \underline{S}_{45}^H :

$$\underline{S}_{45}^H = \underline{S}_{45}^K + \frac{(P_{45}^K)^2 + (Q_{45}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{T3} = 5.06 + j8.7 \text{ МВА};$$

При визначенні розрахункової потужності \underline{S}_{4P} враховуються втрати холостого ходу трансформатора

$$\underline{S}_{4P} = \underline{S}_{45}^H + \underline{S}_X = 5.08 + j8.8 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність у вузлі 3 визначається з урахуванням втрат потужності в лінії Л-4 при максимальному навантаженні.

Визначаємо потужність в кінці лінії Л-4 \underline{S}_{34}^K :

$$\underline{S}_{34}^K = \underline{S}_{4P} = 5,08 + j8,81 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність на початку лінії Л-4 \underline{S}_{34}^H

$$\underline{S}_{34}^H = \underline{S}_{34}^K + \frac{(P_{34}^K)^2 + (Q_{34}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{34} = 5,79 + j9,52 \text{ МВА.}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів ПС-2 при максимальному навантаженні.

Зображуємо схему заміщення двох трьохобмоточних трансформаторів та розраховуємо потужність у вузлі 1.

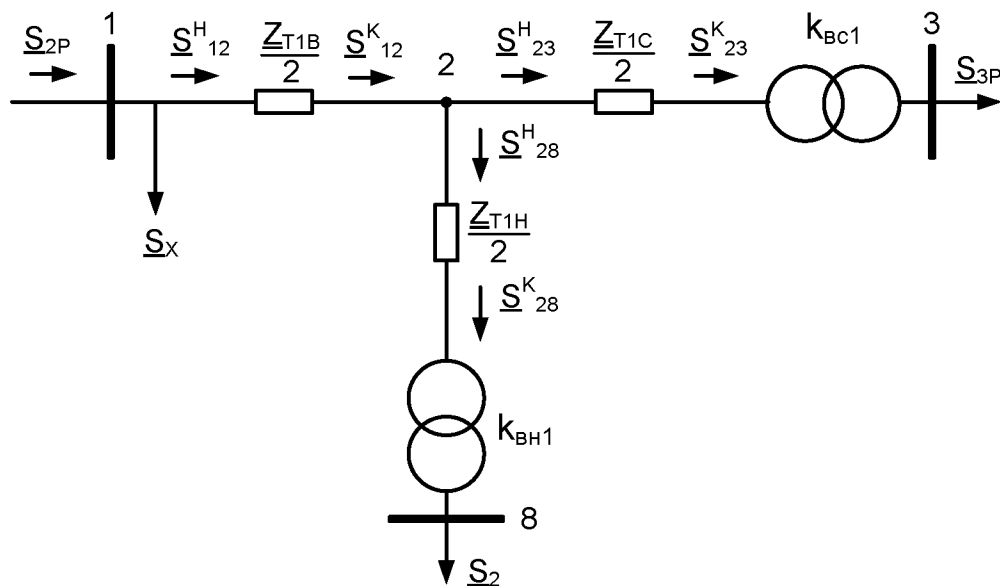


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність \underline{S}_{28}^K :

$$\underline{S}_{28}^K = \underline{S}_2 = 30 + j20 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{28}^H :

$$\underline{S}_{28}^H = \underline{S}_{28}^K + \frac{(P_{28}^K)^2 + (Q_{28}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{TH}}{2} = 30,04 + j21,2 \text{ МВА}.$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{23}^K :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{3P} = 5,8 + j9,52 \text{ МВА}.$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{23}^H :

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{TC}}{2} = 5,8 + j9,52 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_{28}^H = 35,84 + j30,7 \text{ МВА}.$$

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

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{TB}}{2} = 35,9 + j33,9 \text{ МВА}.$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{2P} :

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12}^H + 2\underline{S}_X - j\left(\frac{Q_{61} + Q_{B1}}{2}\right) = 36,0 + j33,1 \text{ МВА}.$$

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

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

$$\underline{S}_{A6} = \frac{\underline{S}_{1P}(l_{61} + l_{1B}) + \underline{S}_{2P}(l_{1B})}{l_{A6} + l_{1B} + l_{61}} = 57,0 + j67,7 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{61} = \underline{S}_{A6} - \underline{S}_{1P} = -3,37 - j8,82 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{B1} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{61} + l_{A6}) + \underline{S}_{1P}(l_{A6})}{l_{A6} + l_{61} + l_{1B}} = 39,4 + j41,96 \text{ МВА}.$$

Складемо рівняння балансу потужності

$$\underline{S}_{A6} + \underline{S}_{B1} = \underline{S}_{1P} + \underline{S}_{2P};$$

$$96,4 + j109,6 = 96,4 + j109,5.$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 6-1 вийшла негативною, тому точка 6 є точкою потокорозділу. Складемо схему заміщення електричної мережі з урахуванням потокорозділу.

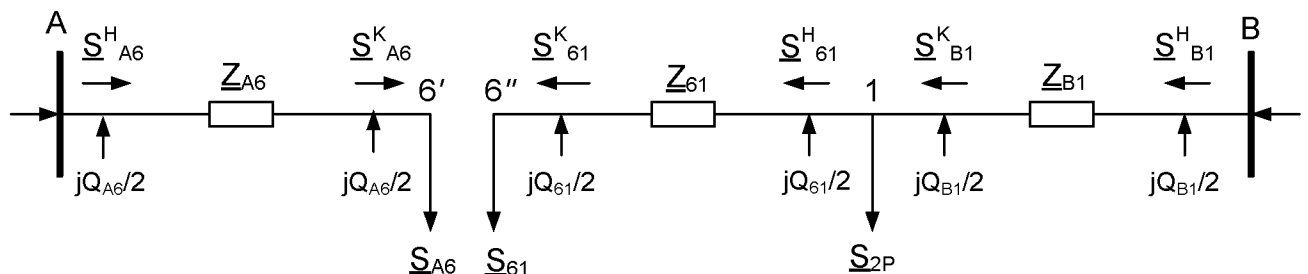


Рисунок 1.7 – Розімкнена мережа

Визначається поточкорозподіл в двох схемах заміщення, приведені на рис. 1.7, з урахуванням втрат в лініях.

Визначимо потужність вузла \underline{S}_{A6} :

$$\underline{S}_{A6}^K = \underline{S}_{A6} - \frac{jQ_{A6}}{2} = 57 + j67,21 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{A6}^H = \underline{S}_{A6}^K + \frac{(\underline{P}_{A6}^K)^2 + (\underline{Q}_{A6}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A6} = 60,07 + j75,17 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{61}^K = \underline{S}_{61} - \frac{jQ_{61}}{2} = 3,38 + j8,16 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{61}^H = \underline{S}_{61}^K + \frac{(\underline{P}_{61}^K)^2 + (\underline{Q}_{61}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{61} = 3,42 + j8,26 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{B1}^K = \underline{S}_{61}^H + \underline{S}_{2P} - \frac{jQ_{61}}{2} - \frac{jQ_{B1}}{2} = 39,42 + j40,07 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{B1}^H = \underline{S}_{B1}^K + \frac{(\underline{P}_{B1}^K)^2 + (\underline{Q}_{B1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B1} = 41,08 + j43,3 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність вузла А \underline{S}_A :

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A6}^H + \underline{S}_{B1}^H = 101,15 + j118,47 \text{ МВА}$$

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: $U_A = 121 \text{ кВ}$.

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Визначимо напруги вузла 6' :

$$U_{6'} = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A6}^H R_{A6} + Q_{A6}^H X_{A6}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A6}^H X_{A6} - Q_{A6}^H R_{A6}}{U_A} \right)^2} = 109,9 \text{ кВ.}$$

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^H R_{A1} + Q_{A1}^H X_{A1}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^H X_{A1} - Q_{A1}^H R_{A1}}{U_A} \right)^2} = 111,9 \text{ кВ.}$$

Визначимо напруги вузла 6'' :

$$U_{6''} = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{61}^H R_{61} + Q_{61}^H X_{61}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{61}^H X_{61} - Q_{61}^H R_{61}}{U_1} \right)^2} = 110,5 \text{ кВ.}$$

Приймаємо напругу вузла 6 у замкненій мережі як середнє значення знайдених напруг розділеного вузла 6 $U_6 = 110,2 \text{ кВ}$.

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

ПС-1.

Визначимо напругу вузла 7, приведену до сторони ВН:

$$U_7^B = \sqrt{\left(U_6 - \frac{P_{67}^H R_{67} + Q_{67}^H X_{67}}{U_6} \right)^2 + \left(\frac{P_{67}^H X_{67} - Q_{67}^H R_{67}}{U_6} \right)^2} = 96,9 \text{ кВ.}$$

Визначимо дійсну напругу вузла 7:

$$U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 8,41 \text{ кВ.}$$

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

ПС-2.

Визначимо напруги вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{12}^H X_{12} - Q_{12}^H R_{12}}{U_1} \right)^2} = 101,5 \text{ кВ.}$$

Визначимо напругу вузла 3, приведену до сторони ВН:

$$U_3^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{23}^H X_{23} - Q_{23}^H R_{23}}{U_2} \right)^2} = 101,44 \text{ кВ.}$$

Визначимо дійсну напругу вузла 3:

$$U_3 = \frac{U_3^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 33,96 \text{ кВ кВ.}$$

Визначимо напругу вузла 8, приведену до сторони ВН:

$$U_8^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{28}^H R_{28} + Q_{28}^H X_{28}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{28}^H X_{28} - Q_{28}^H R_{28}}{U_2} \right)^2} = 96,8 \text{ кВ.}$$

Визначимо дійсну напругу вузла 8:

$$U_8 = \frac{U_8^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,25 \text{ кВ.}$$

ПС-3.

Визначимо напруги вузла 4:

$$U_4 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{43}^H R_{43} + Q_{43}^H X_{43}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{43}^H X_{43} - Q_{43}^H R_{43}}{U_3} \right)^2} = 30,2 \text{ кВ.}$$

Визначимо напругу вузла 5, приведену до сторони ВН:

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_4 - \frac{P_{45}^H R_{45} + Q_{45}^H X_{45}}{U_4} \right)^2 + \left(\frac{P_{45}^H X_{45} - Q_{45}^H R_{45}}{U_4} \right)^2} = 27,16 \text{ кВ.}$$

Визначимо дійсну напругу вузла 5:

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 7,76 \text{ кВ.}$$

1.8 Регулювання напруг у вузлах навантаження

Регулювання напруг зробимо за допомогою РПН трансформаторів і шляхом підключення конденсаторних батарей.

Встановлюємо конденсаторні батареї в наступних вузлах:

6 – КСКГ-1,05-125 77 Мвар; 7 – КСКГ-1,05-125 6,5 Мвар;

4 – КСКГ-1,05-125 11,2 Мвар.

На трансформаторних підстанціях РПН необхідно поставити в наступні положення:

Режим	ПС-1	ПС-2	ПС-3
Максимальний	+4	-1	0

Результати розрахунків напруг у вузлах схеми при максимальному навантаженні та встановлених конденсаторних батареях наведені в табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Результати розрахунків напруг у вузлах навантаження при максимальних навантаженнях

Розрахункові параметри	Вузол 7 (S_1)	Вузол 8 (S_2)	Вузол 5 (S_3)
Розрахункові напруги, кВ	8,41	9,26	7,76
Відхилення від номінальної напруги, %	15,85	7,4	22,39
Напруги після регулювання, кВ	9,738	10,19	10,38
Відхилення від номінальної напруги після регулювання, %	2,62	1,9	3,81

Технічні характеристики для конденсаторних батарей наведені в табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Технічні дані конденсаторних батарей [4]

Показники	Номінальна напруга батареї, кВ		
	10	35	110
Кількість паралельних гілок	4	4	4
Кількість паралельно включених конденсаторів однієї гілки	7	24	72
Загальна кількість конденсаторів у батареї	84	288	861
Установлена потужність батареї	5/10,5	17,3/36	52/108
Потужність, видавана батареєю, Мвар, при нарузі:			
1,1 $U_{НОМ}$	3,8/7,8	13,5/28	44,5/93
$U_{НОМ}$	3,2/6,5	11,2/23,2	36,8/77

Примітка. У чисельнику наведені дані для батарей з конденсаторами типу КС2-1,05-60, у знаменнику – КСКГ-1,05-125.

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів підстанції

Розраховуємо двохтрансформаторну підстанцію ПС-1, до якої підключено навантаження потужністю $S_{ПС1} = 60 + j70$ МВА. На підстанції встановлено 2 трансформатори типу ТДЦ-80000/110.

Користуючись довідковою літературою, згідно з варіантом завдання приймаємо вихідні дані:

опір трансформатора: $X_m = 19,2$ Ом;

опір лінії Л1: $X_{л1} = 12,4$ Ом;

опір лінії Л2: $X_{л2} = 16,5$ Ом;

опір системи: $X_c = 5$ Ом.

Визначаємо номінальну потужність, яку повинні забезпечувати обрані трансформатори:

$$S_{ном} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{60^2 + 70^2} = 92,2 \text{ МВА.}$$

Вихідні дані для проектування навантаження споживачів підстанції протягом доби наведені в табл. 2.1

Таблиця 2.1 – Вихідні дані навантаження підстанції

t, годин	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, %	45	45	60	95	95	75	75	100	95	125	135	110
S, МВА	41,49	41,49	55,32	87,59	87,59	69,15	69,15	92,20	87,59	115,24	124,46	101,41

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо у двоступінчастий.

Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається по формулі:

					БР 5.6.141.369 ПЗ				Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					27

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

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

t_1, t_2, \dots, t_n - тривалість ступеня, годин.

$$K_1 = \frac{1}{80} \cdot \sqrt{\frac{41,49^2 \cdot 4 + 55,32^2 \cdot 2 + 69,15^2 \cdot 4}{10}} = 0,709.$$

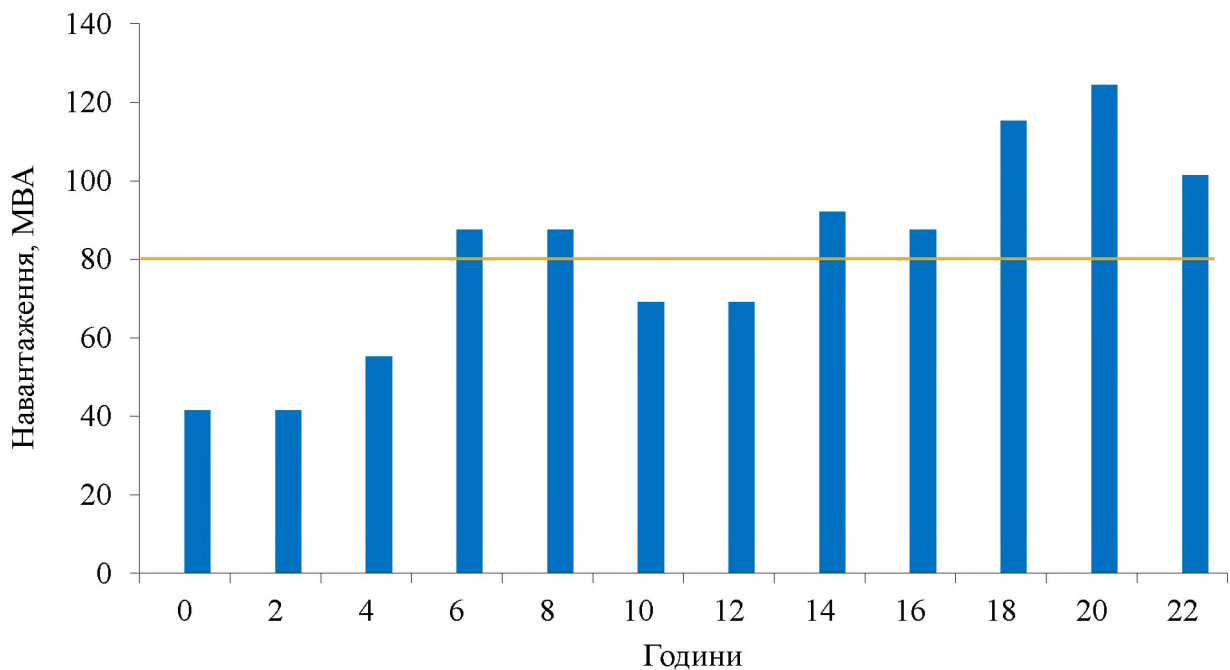


Рисунок 2.1 – Графік добового навантаження підстанції

Аналогічно визначається другий щабель еквівалентного графіка, але при цьому беруться щаблі, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

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

де S'_1, S'_2, \dots, S'_n - навантаження вище лінії номінальної потужності трансформатора.

$$K'_2 = \frac{1}{80} \cdot \sqrt{\frac{87,6^2 \cdot 4 + 92,2^2 \cdot 2 + 87,6^2 \cdot 2 + 115,24^2 \cdot 2 + 124,46^2 \cdot 2 + 101,4^2 \cdot 2}{14}} = 1,26.$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}},$$

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

$$K_{MAX} = \frac{124,46}{80} = 1,56.$$

Попереднє значення K'_2 необхідно порівняти із значенням K''_2 , яке визначається по формулі:

$$K''_2 = 0,9K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,56 = 1,40.$$

Оскільки значення K''_2 більше, ніж значення K'_2 , то остаточно приймаємо $K_2 = K''_2 = 1,40$.

Враховуючи вплив на максимальне навантаження трансформатора температури навколишнього середовища, типу охолодження трансформатора, значення навантаження в попередній період, приймаємо наступну залежність: якщо $K_2 < 1,5$, то трансформатор обраний вірно, в іншому випадку необхідно вибрати наступний більший за потужністю трансформатор.

Перевіряємо виконання умови:

$$1,40 < 1,5.$$

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

Умова виконується, тому трансформатор обраний правильно.
Розраховуємо потужність одного трансформатора підстанції:
для двохтрансформаторної підстанції

$$S_{mp} = 0,7 \cdot S_{ном} = 0,7 \cdot 92,2 = 64,54 \text{ МВА.}$$

Отримане значення не перевищує прийнятої номінальної потужності трансформатора ТДЦ-80000/110 – 80 МВА, тому остаточно можна зробити висновок, що трансформатор обраний правильно.

2.2 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції

Головна схема (ГС) електричних з'єднань енергооб'єкту – це сукупність основного електротехнічного обладнання, комутаційної апаратури й струмоведучих частин, що відображає порядок з'єднання їх між собою.

У загальному випадку елементи головної схеми електричних з'єднань можна розділити на дві частини:

- Зовнішні приєднання (далі приєднання);
- Генератори, блоки генератор-трансформатор, лінія електропередач, шунтувальні реактори;
- Внутрішні елементи, які у свою чергу можна розділити на:
- Схемоутворюючі – елементи, що утворюють структуру схеми (комутаційна апаратура – вимикачі, роз'єднувачі, віддільники і т.д., і струмоведучі частини – збірні шини, ділянки струмопроводів, струмообмежуючі реактори);
- Допоміжні – елементи, призначені для забезпечення нормальної роботи ГС (трансформатори струму, напруги, розрядники і т.д.).

Тенденція концентрації потужності на енергетичних об'єктах гостро ставить завдання проблеми надійності й економічності електричних систем (ЕЕС) у цілому й зокрема, проблему створення надійних і економічних головних схем електричних з'єднань енергооб'єктів та їх розподільних пристроїв (РП).

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Завдяки унікальності об'єктів і значній невизначеності вихідних даних процес вибору головної схеми – завжди результат техніко-економічного порівняння конкурентно здатних варіантів, ціль якого – виявити найбільш кращий з них з погляду задоволення заданого набору якісних і кількісних умов. Урахування економічних, технічних і соціальних наслідків, пов'язаних з різним ступенем надійності ГС, становить в цей час найбільшу складність етапу техніко-економічного порівняння схем. Це пов'язане, у першу чергу, з недостатністю вихідних даних (особливо статистичних характеристик надійності), складністю формулювання й визначення показників надійності ГС у цілому й збитків від недовідпущення електроенергії й від порушень стійкості паралельної роботи ЕЕС.

Основні призначення схем електричних з'єднань енергооб'єктів полягають в забезпеченні зв'язку приєднань між собою в різних режимах роботи. Саме це визначає наступні основні вимоги до ГС:

- Надійність – ушкодження в якому-небудь приєднанні або внутрішньому елементі, по можливості, не повинні приводити до втрати живлення справних приєднань;
- Ремонтопридатність – виведення у ремонт, будь якого приєднання або внутрішнього елемента не повинно, по можливості, приводити до втрати живлення справних приєднань і зниженню надійності їх живлення;
- Гнучкість – можливість швидкого відновлення живлення справних приєднань;
- Можливість розширення – можливість підключення до схеми нових приєднань без істотних змін існуючої частини;
- Простота й наочність – для зниження можливих помилок експлуатаційного персоналу;
- Економічність – мінімальна вартість, за умови виконання вище перерахованих вимог.

Аналіз надійності схем електричних з'єднань здійснюється шляхом оцінки наслідків різних аварійних ситуацій, які можуть виникнути на приєднаннях і елементах ГС. Умовно аварійні ситуації в ГС можна розбити на три групи:

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- аварійні ситуації типу «відмова» - відмова якого-небудь приєднання або елемента ГС, що виникає при нормально працюючій ГС;
- аварійні ситуації типу «ремонт» – ремонт якого-небудь приєднання або елемента ГС;
- аварійні ситуації типу «ремонт+відмова» – відмова якого-небудь приєднання або елемента ГС, що виникає в період проведення ремонтів елементів ГС.

Усі відомі в цей час ГС засновані на наступних принципах підключення приєднань:

- приєднання комутується одним вимикачем;
- приєднання комутується двома вимикачами;
- приєднання комутується трьома й більше вимикачами.

У цей час розроблено мінімальну кількість типових схем РП, що охоплюють більшість випадків, які зустрічаються на практиці, проектування ПС і перемикальних пунктів, що й дозволяють при цьому досягти найбільш економічних уніфікованих рішень. Для розробленого набору схем РП виконуються типові проектні рішення компонувань споруджень, установки обладнання, пристроїв керування, релейного захисту, автоматики й будівельної частини ПС.

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 й неавтоматичною перемичкою» яка показана на рис. 2.2.

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.

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

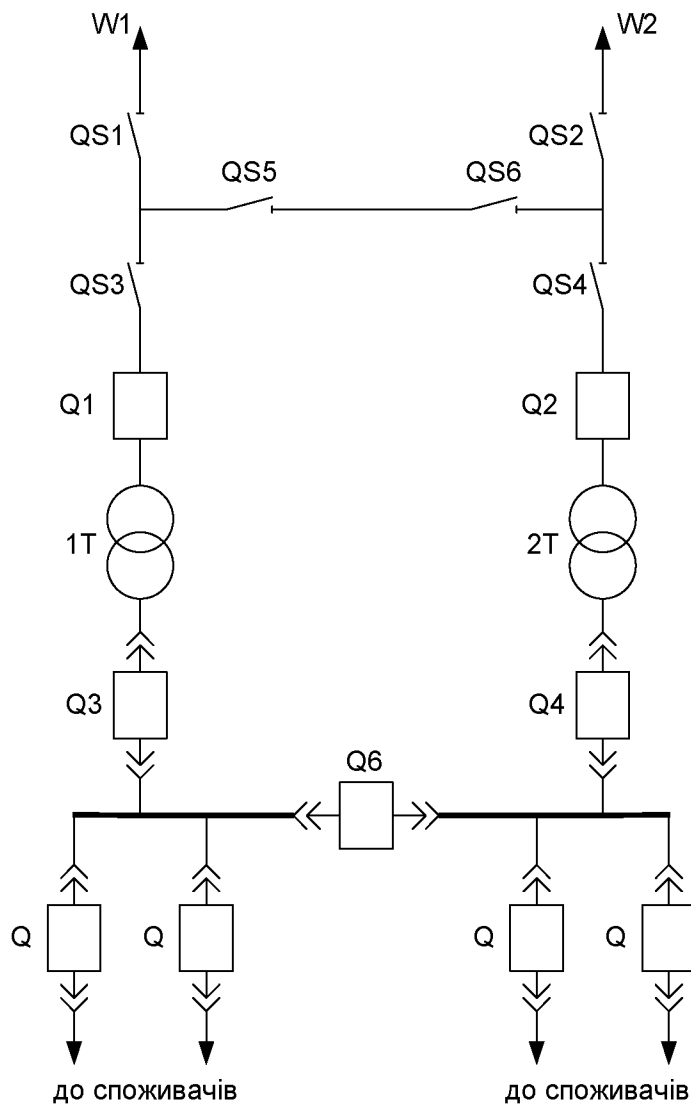


Рисунок 2.2 – Схема розміщення високовольтних апаратів на підстанції

2.3 Вибір трансформаторів і схеми власних потреб підстанції

Споживачі власних потреб підстанції – це електродвигуни обдуву трансформаторів, обігриви проводів, шаф КРУН, а також освітлення підстанції. На підстанціях з вимикачами ВН додатковими споживачами є компресорні установки (для вимикачів ВНВ, ВВБ). Найбільш відповідальними споживачами власних потреб підстанцій є оперативні кола, система зв'язку, телемеханіки, система охолодження трансформаторів, аварійне освітлення, система пожежогасіння, електроприймачі компресорної.

Користуючись довідковою літературою ([4], табл. П6.1-П6.2), приймаємо встановлену потужність для споживачів власних потреб по кожній категорії.

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

Таблиця 2.2 – Розрахунки потужності споживачів власних потреб

№ п/п	Найменування споживача	Кількість одиниць, n	Потужність одиниць, P ₁ кВт	Коефіцієнт попиту, K _c	cosφ	Споживана потужність, P _{потр} , кВт
1.	Охолодження трансформаторів	2	2,5	0,82	0,86	3,53
2.	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,60
3.	Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	4	0,6	1	1	2,40
4.	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	7	0,65	0,95	4,32
5.	Освітлення РП	1	2	0,65	0,93	1,21
Сумарне навантаження власних потреб, кВт						15,06

Розрахункова споживана потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнта попиту й коефіцієнта потужності по формулі:

$$P_{\text{потр}} = n \cdot P_1 \cdot K_c \cdot \cos\varphi.$$

Сумарна споживана потужність знаходиться як сума розрахункових потужностей приймача власних потреб по всіх категоріях.

Розрахунок потужності приймача власних потреб наведений у табл. 2.2.

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається за умовою:

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

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

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

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

Ремонтне навантаження на підстанції S_{TSP} можна приймати таким, яке дорівнює 20-25 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:

$$S_{TCH} = \frac{S_{TSP} + S_{CH}}{1,2 \cdot 2} = \frac{25 + 15,06}{1,2 \cdot 2} = 16,69 \text{ кВа.}$$

Беремо стандартну потужність трансформатора $S_{TCH} = 25$ кВа. Остаточо для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатори типу ТМ-25/10.

2.4 Розрахунок струмів короткого замикання

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

Підстанція живиться за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунків струмів короткого замикання наведена на рис. 2.3.

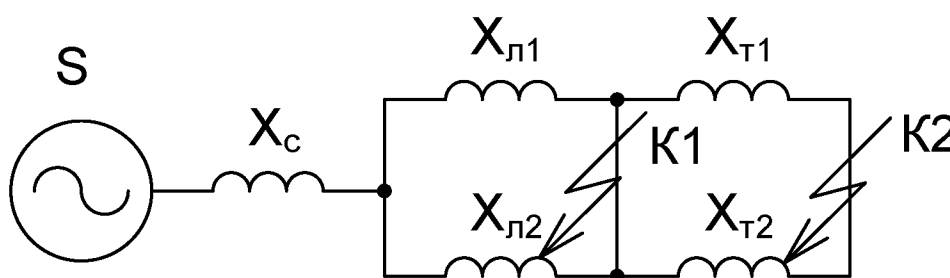


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для розрахунків струмів короткого замикання

Періодична складова струму короткого замикання в точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_B}{X_C + \frac{X_{J1} \cdot X_{J2}}{X_{J1} + X_{J2}}} = \frac{110}{5 + \frac{12,4 \cdot 16,5}{12,4 + 16,5}} = 5,26 \text{ кА.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці K_2 , приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_B}{X_C + \frac{X_{J1} \cdot X_{J2}}{X_{J1} + X_{J2}} + \frac{X_T}{2}} = \frac{110}{5 + \frac{12,4 \cdot 16,5}{12,4 + 16,5} + \frac{19,2}{2}} = 2,929 \text{ кА.}$$

Реальний струм короткого замикання в точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{U_B}{U_H} = 2,929 \cdot \frac{110}{10} = 32,22 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1: \quad i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 5,26 = 11,97 \text{ кА};$$

$$\text{у точці } K_2: \quad i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 32,22 = 73,37 \text{ кА.}$$

Припустимо, що амплітуда е.р.с. і періодична складова струму короткого замикання незмінні в часі, тому через час, який дорівнює часу відключення:

$$I_{nr} = I_{K1} \text{ кА для точки } K_1;$$

$$I_{nr} = I_{K2} \text{ кА для точки } K_2.$$

Аперіодична складова струму короткого замикання на момент розходження контактів вимикача:

у точці K_1 :

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

де T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової,
 t – розрахунковий час розходження контактів після початку короткого замикання;

для точки K_1 :

$$T_a = 0,025; \text{ з } t = 0,06 \text{ с.}$$

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,26 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,674 \text{ кА.}$$

у точці K_2 :
$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$

для точки K_2 :

$$T_a = 0,05 \text{ з, } t = 0,1 \text{ с.}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 32,22 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 6,152 \text{ кА.}$$

Інтеграл Джоуля:

для точки K_1 :
$$B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 5,26^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 2,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

для точки K_2 :
$$B_K = I_{K2}^2 (t + T_a) = 32,22^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 155,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розраховані величини зводимо в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент спрацьовування контактів вимикача, кА	Аперіодична складова СКЗ, i_a , кА	Інтеграл Джоуля B_K , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Шини ВН 110 кВ (K_1)	5,26	11,97	5,26	0,674	2,35
Шини НН 10 кВ (K_2)	32,22	73,37	32,22	6,152	155,8

2.5 Вибір високовольтних електричних апаратів РП й струмопровідних частин

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи й перевіряються за умовами коротких замикань. При цьому для апаратів повинні виконуватися такі умови:

- вибір по напрузі;
- вибір по нагріванню при тривалих струмах;
- перевірка на електродинамічну стійкість;
- перевірка на термічну стійкість;
- вибір по виконанню (для зовнішньої або внутрішньої установки).

Для електричної підстанції, що розглядається необхідно вибрати по вищезгаданих умовах наступні апарати:

- вимикачі на стороні вищої напруги (110 кВ);
- ввідні вимикачі на стороні нижчої напруги (10 кВ);
- секційні вимикачі на стороні нижчої напруги (10 кВ);
- вимикачі ліній, що відходять, на стороні нижчої напруги (10 кВ);
- роз'єднувачі вищої напруги (110 кВ).

Для вибору апаратів і струмопровідних частин необхідно визначити струми нормального режиму.

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{\max B} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1,4 \cdot 80}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,588 \text{ кА.}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{\max H} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,4 \cdot 80}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6,466 \text{ кА.}$$

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{CB} = \frac{0,7S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{0,7 \cdot 80}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,233 \text{ кА.}$$

Струм у колі лінії, що відходить (за умови, що від трансформаторної підстанції відходить 10 ліній):

$$I_{лин} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot 10} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 0,647 \text{ кА.}$$

Для встановлення на стороні вищої напруги приймаємо елегазові вимикачі типу ЯЭ-110Л-23(13)У4. Вибір вимикачів наведений у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибір вимикача на стороні вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	588 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,26 кА	50 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	11,97 кА	125 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5,26 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,674 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,35 кА ² · с	7500 кА ² · с

Вибраний вимикач повністю задовольняє умови вибору.

Для установки на стороні нижчої напруги приймаємо елегазові вимикачі типу ВГГ-20-63/8000. Вибір вимикачів наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на стороні нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	20 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	6466 А	8000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	32,22 кА	63 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	73,37 кА	160 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	32,22 кА	63 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	6,152 кА	63 кА
$B_K \leq I_{T_r}^2 t_r$	155,8 кА ² ·с	—

Вибраний вимикач повністю задовольняє умови вибору.

Для встановлення в якості секційних приймаємо вакуумні вимикачі типу ВЭ-10-31,5/3600УЗ. Вибір вимикачів наведено в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Вибір секційного вимикача на стороні нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233 А	3600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	32,22 кА	35 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	73,33 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	32,22 кА	35 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	6,152 кА	—
$B_K \leq I_{T_r}^2 t_r$	155,8 кА ² ·с	3969 кА ² ·с

Вибраний вимикач повністю задовольняє умови вибору.

Для встановлення на стороні нижчої напруги в лініях, що відходять, приймаємо вакуумні вимикачі типу ВВЭ-10-31,5/1000 УЗ. Вибір вимикачів наведено в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, напругою 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	647 А	1000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	32,22 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	47,83 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	21,01 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	4,01 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	66,2 кА ² ·с	2977 кА ² ·с

Вибраний вимикач цілком задовольняє умови вибору.

У табл. 2.8 наведений вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ, роз'єднувачі вибираємо з одним і двома комплектами заземлюючих ножів.

Таблиця 2.8 – Вибір роз'єднувачів на стороні вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	588 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	11,97 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,5 кА ² ·с	992,25 кА ² ·с

Вибираємо до установки на стороні 110 кВ роз'єднувачі типу РНДЗ-1-110/630У1.

2.6 Вибір вимірювальних трансформаторів струму й напруги

Для включення електровимірювальних приладів і приладів релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму й напруги. У даному розділі релейний захист детально не розробляється, тому перевірку

трансформаторів по вторинному навантаженню виконуємо з урахуванням включення тільки вимірювальних приладів.

У колі силового трансформатору з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної й реактивної енергії, на шинях 110 кВ - вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі (10 кВ) - амперметр, на лініях, що відходять (10 кВ) - амперметр, лічильники активної й реактивної енергій.

Вибір трансформаторів струму наведено в табл. 2.10 – 2.12.

Користуючись довідковою літературою ([4], табл. П4.5), приймаємо до монтажу трансформатор струму зовнішньої установки типу ТФЗМ 110-У1.

Таблиця 2.9 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	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 трансформатора з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секційного вимикача на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового трансформатора на стороні ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі лінії, що відходить			0,5	0,5	0,5

Таблиця 2.10 – 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
$I_{расч} \leq I_{ном}$	588 А	50 – 600 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	11,97 кА	10 – 126 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,35 кА ² ·с	12 – 2028 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,25 Ом	4 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 $Z_{ном}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_K - опір контактів, Ом.

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

Переріз сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен бути не менше ніж 4 мм² для алюмінієвих жил.

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

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F},$$

де ρ - питомий опір алюмінію, $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$;

F - переріз жил, мм^2 ;

$$Z_{np} = \frac{0,0283 \cdot 160}{4} = 1,13 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового ланцюга:

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

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

Трансформатор струму ТФЗМ 110-У1 відповідає умовам вибору.

Користуючись довідковою літературою ([4], табл. П4.5), приймаємо до монтажу на стороні нижчої напруги трансформатор струму внутрішньої установки типу ТШВ-15.

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	15 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	6466 А	8000 А
$i_y \leq i_{дин}$	73,37 кА	—
$B_K \leq I_{T_r}^2 t_r$	155,8 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,49 Ом	4 Ом

Перевірку за вторинним навантаженням виконуємо аналогічно.

Визначаємо опір приладів:

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

Опір сполучних проводів:

$$Z_{\text{пр}} = 4 - 0,26 - 0,1 = 3,64 \text{ Ом.}$$

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

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 160}{4} = 1,13 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,26 + 0,1 + 1,13 = 1,49 \text{ Ом,}$$

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

Користуючись довідковою літературою ([4], табл. П4.5), приймаємо до монтажу на лінії, що відходить, трансформатор струму внутрішньої установки типу ТЛМ 10-УЗ.

Перевірку за вторинним навантаженням виконуємо аналогічно.

Визначаємо опір приладів:

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

Опір сполучних проводів:

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

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

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

$$Z_{np} = \frac{0,0283 \cdot 160}{4} = 1,13 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола:

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

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

Таблиця 2.12 – Вибір трансформатора струму лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	647 А	800 А
$i_y \leq i_{дин}$	73,37 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	155,8 кА ² ·с	1587 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Беремо до установки трансформатор струму ТЛІМ 10-У3.

Трансформатори напруги вибираємо по таких умовах:

а) за номінальною напругою установки: $U_C \leq U_{НОМ}$;

б) за конструкцією й схемою з'єднання обмоток;

в) за класом точності відповідно вторинного навантаження: $S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}$.

У якості трансформаторів напруги вибираємо ([4], табл. П4.6) на стороні 110 кВ трансформатори НКФ-110-57, на стороні 10 кВ - ЗНОЛ.06. Каталожні дані цих трансформаторів наведені в табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Каталогні дані трансформаторів напруги

Тип	Номинальна напруга обмотки			Номинальна потужність, В·А, у класі точності				Максимальна потужність, В·А
	первинної, кВ	основної вторинної, В	додадкової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-110-57	$110 / \sqrt{3}$	$100 / \sqrt{3}$	100	—	400	600	1200	2000
ЗНОЛ.06	$10 / \sqrt{3}$	$100 / \sqrt{3}$	100:3	50	75	150	300	630

2.7 Компонування розподільних пристроїв

До конструкцій РП пред'являються наступні основні вимоги:

1. Надійність – стосовно конструкцій РП надійність досягається за рахунок виконання двох основних правил:

- дотримання припустимих відстаней між струмоведучими частинами;
- взаємне розташування струмоведучих частин різних ланцюгів;

2. Безпека – стосовно конструкцій РП безпека досягається за рахунок виключення потрапляння обслуговуючого персоналу під напругу:

- розташування струмоведучих частин на висоті;
- спорудження огорожень.

3. Ремонтопридатність – виведення у ремонт будь-якого приєднання або внутрішнього елемента не повинні по можливості приводити до втрати живлення справних.

4. Пожаробезпека – зведення до мінімуму ймовірності виникнення пожежі.

5. Можливість розширення – можливість підключення до схеми нових приєднань без істотних змін існуючої частини.

6. Простота й надійність – для зниження можливих помилок експлуатаційного персоналу.

7. Економічність – мінімальна вартість за умови виконання вище перерахованих вимог.

Класифікація РП ділиться по типу виконання й по типу конструкцій.

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

По типу виконання:

- відкриті РП (ВРП) – обладнання, розташоване на відкритому повітрі. Перевага ВРП – невисока вартість, гарна оглядовість, висока ремонтпридатність. Недоліки – велика займана площа, немає захисту від впливу зовнішнього середовища;

- закриті РП (ЗРП) – обладнання, розташоване усередині будинку. Перевага ЗРП – мала займана площа, захист від впливу зовнішнього середовища, висока безпека. Недоліки – висока вартість, погана видимість, утрудненість проведення ремонтів.

По типу конструкцій:

- збірні РП – обладнання РП збирається на місці спорудження;
- комплектні РП (КРП) – обладнання РП збирається в блоки (комірки) на заводі виготовлювачі, а на місці спорудження із блоків монтується РП. Перевага КРП – індустріальність виготовлення й монтажу, різке скорочення строків монтажу (у порівнянні із збірними РП), висока безпека. Недоліки КРУ – відносно висока вартість і висока металоємність.

Вибір типу конструкції визначається умовами площі спорудження й кліматичними умовами в районі спорудження.

РП 110кВ виконано відкритими (ВРП) за типовою компоновкою з урахуванням можливості розширення (габаритах схеми) подвійна система збірних шин з обхідної). РУ 10кВ виконано за допомогою чарунок КРУН К-47.

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

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-40000/110 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 $x_{c.макс} = 12 \text{ Ом}$; $x_{c.мін} = 18 \text{ Ом}$ (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-40000/110	40	115	38,5	11	21	100		17,5	6,5	0,8	

3.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розраховуємо струми КЗ у максимальному й мініальному режимах системи. Струми КЗ приведені до напруги 110 кВ.

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

$$U_{кВС} = U_{кВН} - U_{кСН} = 17,5 - 6,5 = 11 \%$$

$$U_{кВ} = 0,5(U_{кВС} + U_{кВН} - U_{кСН}) = 0,5(11 + 17,5 - 6,5) = 11\%$$

					БР 5.6.141.369 ПЗ					Аркуш
										49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

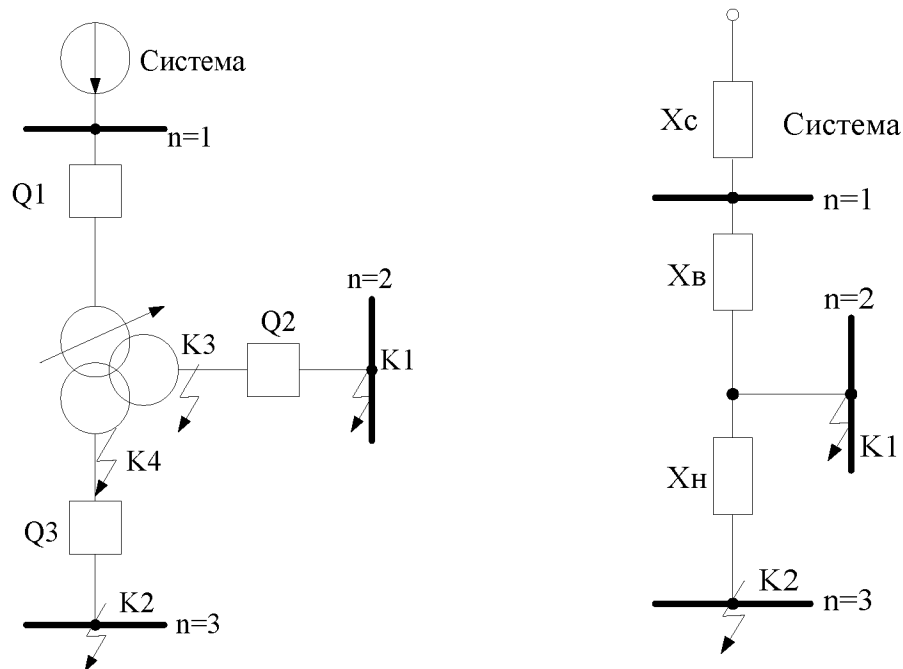


Рисунок 3.1 – Схема включення трансформатора, що захищається

$$x_B = \frac{U_{кВ}}{100} \frac{U_{ср.ном}^2}{S_m} = \frac{11}{100} \frac{115^2}{40} = 36,4 \text{ Ом};$$

$$U_{кН} = 0,5(U_{кСН} + U_{кВН} - U_{кВС}) = 0,5(6,5 + 17,5 - 11) = 6,5 \%$$

$$x_n = \frac{U_{кН}}{100} \frac{U_{ср.ном}^2}{S_m} = \frac{6.5}{100} \frac{115^2}{40} = 21,5 \text{ Ом}$$

$$x_c \approx 0$$

При розрахунках струмів КЗ для захистів трансформаторів із РПН слід урахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 110 кВ приблизно можна прийняти:

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

де $x_{B.мин} = 36.4 * (1 - 0,12)^2 = 28,2 \text{ (Ом)}$; $x_{B.макс} = 45,62 \text{ (Ом)}$; $x_{H.мин} = 16,6 \text{ (Ом)}$;
 $x_{H.макс} = 26,96 \text{ (Ом)}$.

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

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{в.мин})} = \frac{115}{\sqrt{3}(12 + 28.2)} = 1.655(кА)$$

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.мин} + x_{в.макс})} = \frac{115}{2(18 + 45.62)} = 0.904(кА)$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К2, рис. 3.1)

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{в.мин} + x_{н.мин})} = \frac{115}{\sqrt{3}(12 + 28.16 + 16.4)} = 1.1702 кА$$

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.мин} + x_{в.макс} + x_{н.макс})} = \frac{115}{2(18 + 45.62 + 26.96)} = 0,635 кА$$

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		
	115 кВ	38,5 кВ	11 кВ
Первинний номінальний струм трансформатора, А	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201,06$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 600,6$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2101,9$
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму n_T	600/5	1500/5	4000/5
Схема з'єднання обмоток трансформаторів струму	Δ	Δ	Y
Вторинний струм у плечі захисту, А	$\frac{201 \cdot \sqrt{3}}{600 / 5} = 2,9$	$\frac{600.6 \cdot \sqrt{3}}{1500 / 5} = 3,46$	$\frac{2101.9 \cdot \sqrt{3}}{4000 / 5} = 4,55$

Струм спрацьовування захисту визначається за більшою із двох розрахункових умов:

а) відбудування від кидка струму намагнічування:

$$I_{c.з} = k_{отс} I_{ном} = 1,3 \cdot 201,1 = 261,4 \text{ А}$$

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

$$I_{c.з} = k_з (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) I_{к.макс(К1)}^{(3)} = 1,3(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) 1655 = 580,9 \text{ А}$$

Приймається $I_{c.з} = 580,9 \text{ А}$.

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

$$k_ч = \frac{I_{к.мин(К4)}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{635}{580,9} = 1,048 < 2$$

3. Оскільки захист із реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахунковим 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:

$$I_{c.з} = k_{отс} I_{ном} = 1,5 \cdot 201 = 301 \text{ А}$$

б) відбудування від струму небалансу при КЗ на СН:

$$I_{c.з} = k_з (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) I_{к.макс(К1)}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) 1655 = 670,3 \text{ А}$$

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

в) відбудування від струму небалансу при КЗ на НН:

$$I_{c.3} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I) I_{к.макс(К2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12) 1170 = 386 \text{ А}$$

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: $I_{c.3} = 386 \text{ (А)}$.

4. Визначається чутливість захисту при КЗ на стороні НН при мінімальному регулюванні:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин(К4)}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{635}{386} = 1,64$$

Це значення $k_{ч}$ трохи менше нормованого, однак, уже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе:

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{115}{2(18 + 36,4 + 21,5)} = 758 \text{ А}$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_{ч} = \frac{758}{386} = 1,96$$

Тому захист із реле ДЗТ-11 може бути застосований.

3.4 Вибір уставок реле ДЗТ-11

Первинний і вторинний струми сторін трансформатора наведено в табл. 3.2.

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

З таблиці 3.2 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:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з} k_{сх} \frac{U_{ср.ном}}{U_{номп}}}{K_{In}} = \frac{386 \cdot 1 \cdot \frac{115}{11}}{\frac{4000}{5}} = 5.046 \text{ А}$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається:

$$w_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{5.046} = 19.81 \text{ витків}$$

Приймається $w_{раб.осн} = 20$ витків, що відповідає фактичному струму спрацьовування реле $I_{с.р.осн} = \frac{100}{20} = 5 \text{ А}$.

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються:

$$\text{для сторони 110 кВ } w_{расчI} = 20 \frac{4.55}{2.9} = 31.36. \text{ Приймається } w_I = 31;$$

$$\text{для сторони 35 кВ } w_{расчII} = 20 \frac{4.55}{3.46} = 26.25. \text{ Приймається } w_{II} = 26.$$

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

$$I_{с.з} = (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) I_{к.макс(K2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,011) 1170 = 406.51 \text{ А},$$

$$\text{де } \Delta w_I = \frac{w_{Iрасч} - w_I}{w_{Iрасч}} = \frac{31.36 - 31}{31.36} = 0,011.$$

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле визначається:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з} k_{ex} \left(\frac{U_{ср.ном}}{U_{номIII}} \right)}{k_{I(III)}} = \frac{406.51 \cdot 1 \left(\frac{115}{11} \right)}{\frac{4000}{5}} = 5.31 \text{ А}$$

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

$$\begin{aligned} I_{нб.расч} &= k_3 \left(k_{пер} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_{II} \right) I_{к.макс(K1)} = \\ &= 1.5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05 + 0,0095) 1655 = 693.95 \text{ (А)} \end{aligned}$$

де $\Delta w_{II} = \frac{26.25 - 26}{26.25} = 0.0095$

Число витків гальмівної обмотки знаходиться по виразу:

$$w_{торм} = \frac{k_3 I_{нб.расч} w_{рабн}}{I_{к.макс(K1)} \operatorname{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 693.95 \cdot 26}{1655 \cdot 0,75} = 21.8 \text{ шт.}$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_I = 31, w_{II} = 26, w_{III} = 20 \text{ і } w_{торм} = 24 \text{ шт.}$$

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

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

$$k_u = \frac{635}{406.5} = 1.56 \quad \text{і} \quad k_u = \frac{789.2}{406.5} = 1.94$$

де $I_{c.з} = 406.5$ А – фактичний струм спрацьовування захисту, при $I_{c.р} = 5.31$ А.

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

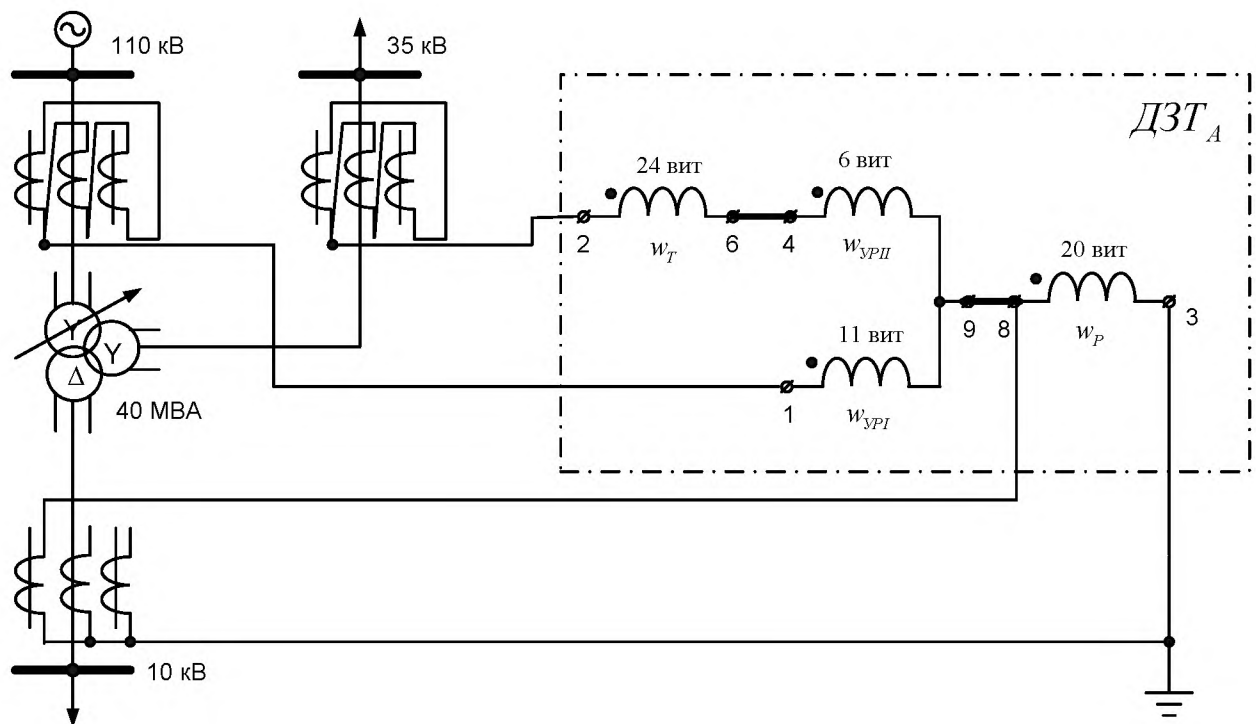


Рисунок 3.2 – Схема включення обмоток реле типу ДЗТ-11 у диференціальному захисті трьохобмоткового трансформатора

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:

$$I_{c.з} = \frac{k_3}{k_в} k_c I_{нагр.макс} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 2,5 \cdot 201 = 753.96 \text{ А}$$

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

$$k_ч = \frac{904}{753.96} = 1.2 \quad \text{і} \quad k_ч = \frac{635}{753.96} = 0.84.$$

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 по рівнянню дорівнює

$$I_{c.з} = \frac{k_3}{k_в} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 201 = 301.6 \text{ А}$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_ч = \frac{904}{301.6} = 3 \quad \text{і} \quad k_ч = \frac{635}{301.6} = 2.1.$$

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

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{c.мин}}{k_в} = \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,1 \text{ кВ.}$$

Напряга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ визначається

$$U_{2c.з} = 0,06U_{ном} = 0,06 \cdot 115 = 6,9 \text{ кВ.}$$

Чутливість блокувальних органів перевіряється при КЗ на прийомних сторонах трансформатора, куди й підключені блокувальні реле, тобто $U_{к.защ}^{(3)} = 0$,

$$а U_{2к.защ} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{115}{2 \cdot \sqrt{3}} = 33,24 \text{ кВ.}$$

Тоді

$$k_{чU} = \frac{U_{c.з}}{U_{к.макс}} = \frac{67,1}{0} > 1,5$$

$$k_{чU} = \frac{U_{2к.защ}}{U_{2c.з}} = \frac{33,24}{6,9} = 4,82 > 1,5$$

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

$$I_{c.з} = \frac{k_з}{k_в} I_{т.ном} = \frac{1,05}{0,8} 201 = 263,9 \text{ А.}$$

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

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. РОЗРАХУНОК ЗОН ЗАХИСТУ СТРИЖНЕВИХ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ ВРП

В бакалаврській роботі необхідно розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-110 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.

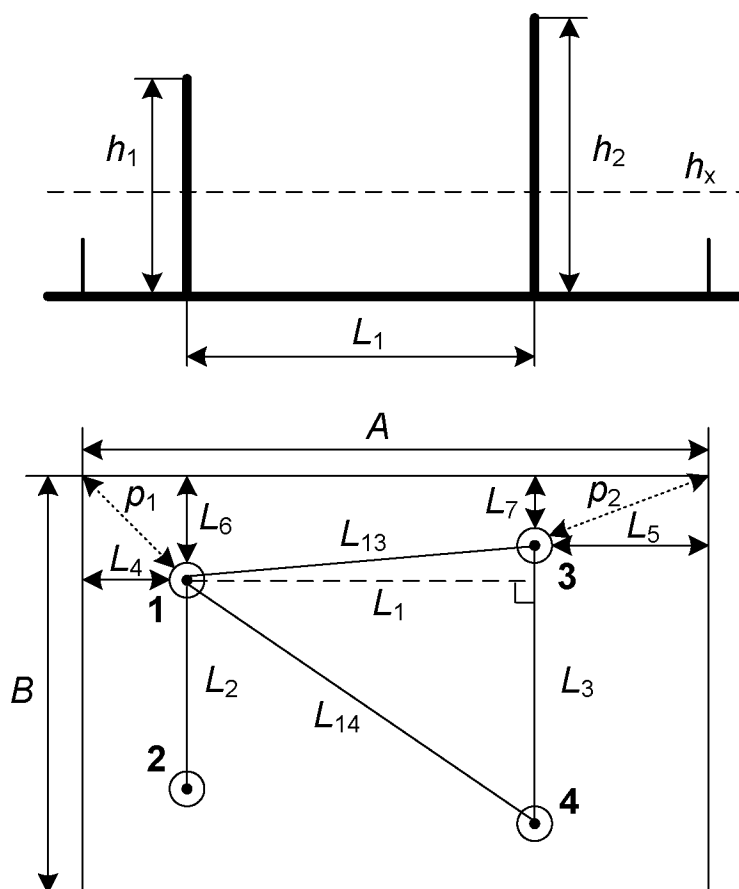


Рисунок 4.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-110 кВ

Таблиця 4.1 – Розрахункові параметри

$A,$ м	$B,$ м	$L_1,$ м	$L_2,$ м	$L_3,$ м	$L_4,$ м	$L_5,$ м	$h_x,$ м
48	36	34	16	30	10	4	6

1. Визначаємо відстані L_6 та L_7 :

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{36 - 16}{2} = 10 \text{ м};$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{36 - 30}{2} = 3 \text{ м}.$$

2. Визначаємо відстані p_1 та p_2 :

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{10^2 + 10^2} = 14,14 \text{ м};$$

$$p_2 = \sqrt{L_5^2 + L_7^2} = \sqrt{4^2 + 3^2} = 5 \text{ м}.$$

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:

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

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 :

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

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

$$h_1 = 0; \quad h_1 = 32,14 \text{ м.}$$

Висота блискавковідводів $h_1 = h_2 = 32,14$ 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 $h_1 = 32,29$ м, що задовольняє умові застосування рівнянь при $30 < h \leq 100$ м.

Остаточню приймаємо блискавковідводи 1 та 2 висотою $h_1 = h_2 = 32,29$ м.

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

Розраховуємо висоти блискавковідводів 3 та 4 виходячи з умови створення 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 :

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

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

$$h_3 = 0; \quad h_3 = 16,9 \text{ м.}$$

Остаточно приймаємо блискавковідводи 3 та 4 висотою $h_3 = h_4 = 16,9$ м, так як вона задовольняє умові застосування рівнянь при $h \leq 30$ м.

4. Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 1 та 2:

$$L_{12} = L_2 = 16 \text{ м;}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 19,27 \text{ м;}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 22,55 \text{ м;}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01} \cdot (h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 14,14 \text{ м;}$$

$$L_{c12} = [2,25 - 0,01007(h_1 - 30)]h_1 = 71,91 \text{ м;}$$

$$L_{\max 12} = [4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h_1 - 30)]h_1 = 136,97 \text{ м;}$$

$$\begin{cases} h_{c12} = h_{01} = 22.55 \text{ м}, & L_{12} \leq L_{c12} \\ r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = 14.14 \text{ м}, & h_x < h_{c12} \end{cases}$$

5. Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 30 \text{ м};$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 10,14 \text{ м};$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 11,83 \text{ м};$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03} \cdot (h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 5,0 \text{ м};$$

$$L_{c34} = 2,25 \cdot h_3 = 38,03 \text{ м};$$

$$L_{\max 34} = 4,25 \cdot h_3 = 71,83 \text{ м};$$

$$\begin{cases} h_{c34} = h_{03} = 11.83 \text{ м}, & L_{34} < L_{c34} \\ r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 5.0 \text{ м}, & h_x < h_{c34} \end{cases}$$

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

$$L_{13} = \sqrt{(L_1)^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 34.71 \text{ м};$$

6.1 Блискавковідводи 1 та 3 мають висоту $h_1 = 32,29 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25 \cdot h_1 = 71,91 \text{ м};$$

$$L_{\max 13} = 4,25 \cdot h_1 = 136,97 \text{ м};$$

$$h_{c13} = h_{01} = 22.55 \text{ м}, \quad L_{13} \leq L_{c13}$$

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

6.2 Блискавковідводи 1 та 3 мають висоту $h_3 = 16,9$ м

$$L_{c31} = 2,25 \cdot h_3 = 38,03 \text{ м};$$

$$L_{\max 31} = 4,25 \cdot h_3 = 71,83 \text{ м};$$

$$h_{c31} = h_{03} = 11,83 \text{ м}, \quad L_{13} \leq L_{c31}$$

$$\begin{cases} h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = 17,19 \text{ м}, \\ r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = 14,7 \text{ м}, \\ r_{cx13} = \frac{r_{c013} (h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = 9,57 \text{ м}. \end{cases}$$

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

$$L_{14} = \sqrt{(L_1)^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2} \right)^2} = 41,05 \text{ м};$$

7.1 Блискавковідводи 1 та 4 мають висоту $h_1 = 32,29$ м

$$L_{c14} = 2,25 \cdot h_1 = 71,91 \text{ м};$$

$$L_{\max 14} = 4,25 \cdot h_1 = 136,97 \text{ м};$$

$$h_{c14} = h_{01} = 22,55 \text{ м}, \quad L_{14} \leq L_{c14}$$

7.2 Блискавковідводи 1 та 4 мають висоту $h_4 = 16,9$ м

$$L_{c41} = 2,25 \cdot h_4 = 38,03 \text{ м};$$

$$L_{\max 41} = 4,25 \cdot h_4 = 71,83 \text{ м};$$

$$h_{c41} = \frac{(L_{\max 41} - L_{14}) h_{04}}{L_{\max 41} - L_{c41}} = 10,77 \text{ м}, \quad L_{c41} < L_{14} < L_{\max 41}$$

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

$$\begin{cases} h_{cmin14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = 16.66 \text{ м,} \\ r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{04}}{2} = 14.7 \text{ м,} \\ r_{cx14} = \frac{r_{c014} (h_{cmin14} - h_x)}{h_{cmin14}} = 9.41 \text{ м.} \end{cases}$$

Горизонтальний переріз зони захисту показаний на рис. 4.2.

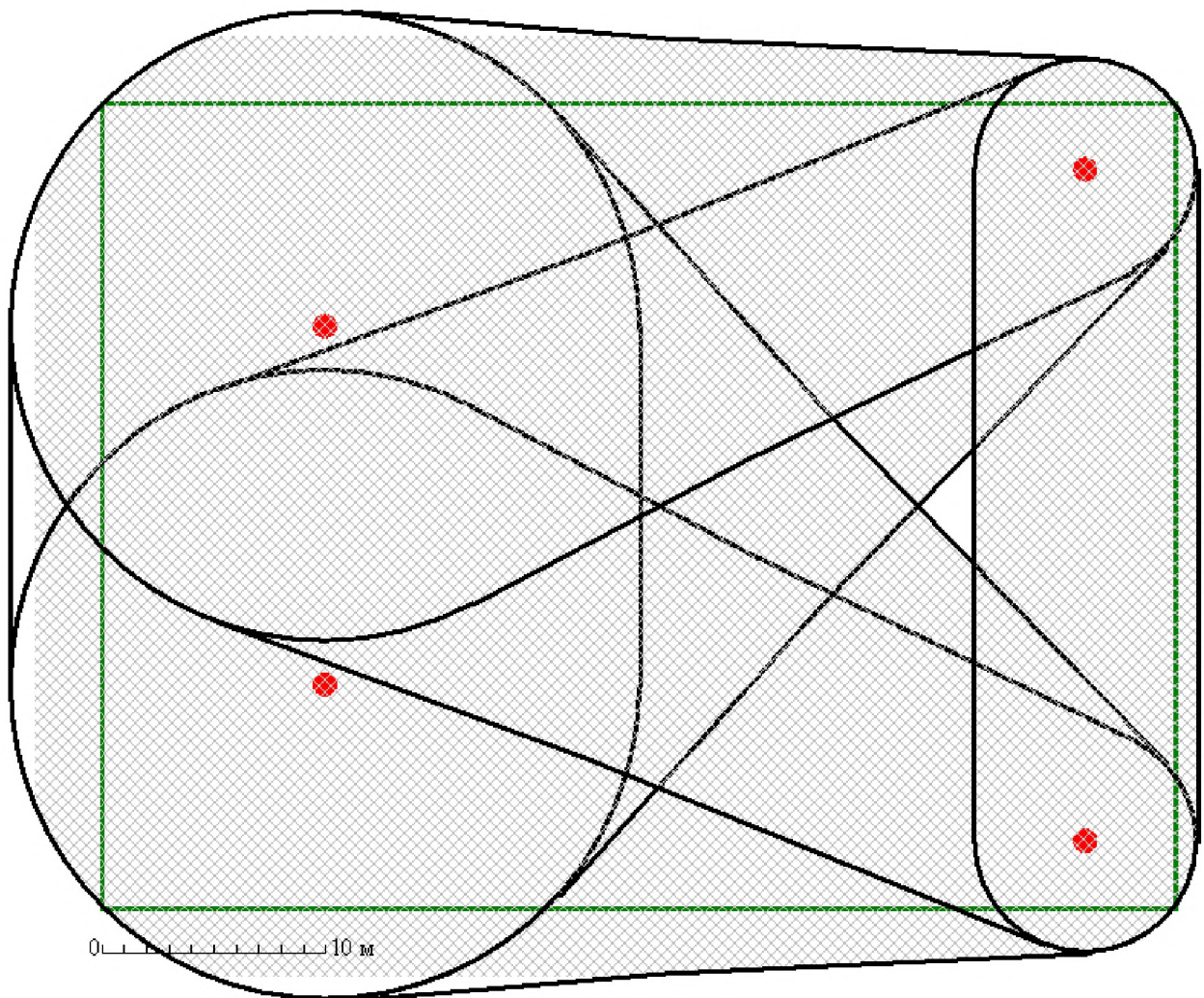


Рисунок 4.2 – Горизонтальний переріз зони захисту блискавковідводів ВРП

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.6.141.369 ПЗ

Аркуш

65

ВИСНОВКИ

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

Результати розрахунків втрат потужності показали, що найбільш придатною номінальною напругою кільцевої мережі є напруга 110 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-2 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 ПС-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 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

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. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
5. 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.
6. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергия, 1980. – 608 с.
7. 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.
8. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986. - 640 с.
9. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 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.

					БР 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

11. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. -М.: Энергоатомиздат, 1985.

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 «Грозозахист і перенапруга 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 5.6.141.369 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68