

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ЦЕНТР ЗДФН
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Кваліфікаційна робота бакалавра

на тему: "Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання підстанції
напругою 110/10 кВ"

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав

студент групи ЕТз-51с

Корнієнко Максим Сергійович

Керівник

Лебідка Сергій Миколайович

Суми 2020

Сумський державний університет

Факультет ЕлІТ Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Зав. кафедри електроенергетики
І.Л. Лебединський
“ ” 20 р.

ЗАВДАННЯ на кваліфікаційну роботу бакалавра Корнієнко Максим Сергійович (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «"Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання підстанції напругою 110/10 кВ"»
затверджена наказом по університету № від
2. Термін здачі студентом закінченої роботи 01.06.2020 р.
3. Вихідні дані до роботи:

Довжина ПЛ, км				Потужність навантажень, мВА		
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S1	S2	S3
40	30	40	20	$\frac{60 + j70}{I}$	$\frac{30 + j20}{II}$	$\frac{5 + j8}{III}$

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):

Вступ 5с.

1. Розрахунок електричної мережі. 6с.

2. Розрахунок електричних частин підстанції. 29с.

3. Розрахунок релейнозахисної апаратури підстанції. 57с.

4. Блисквозахист. 67с.

Висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень:

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі		
2	Розрахунок електричної частини ПС		
3	Розрахунок релейнозахисної апаратури ПС		
4	Блискавкозахист		
5	Висновки		

Студент _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

РЕФЕРАТ

Назва: Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання підстанції напругою 110/10 кВ

Автор: Корнієнко Максим Сергійович

Ключові слова:

Підстанція, відкритий розподільчий пристрій, трансформатор, реле, мережа, лінія, потужність, схема.

Подстанция, открытое распределительное устройство, трансформатор, реле, сеть, линия, мощность, схема.

Substation, open switchgear, transformer, relay, network, line, power, circuit.

Бібліографічний опис: Корнієнко.М.С. Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання підстанції напругою 110/10 кВ [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; напрям: 6.050701 – електротехніка та електротехнології / М.С.Корнієнко; керівник С.М. Лебедка. - Суми: СумДУ, 2020. - 73 с.

Короткий огляд (реферат): Метою диплому є проектування електричної мережі та підстанції (ПС) напругою 110/10 кВ. Процес проектування включає в себе вибір схеми електричних з'єднань з вищої та нижчої сторін, а також прийняття рішення щодо вибору обладнання і його компонування.

ЗМІСТ

Вступ

1. Розрахунок електричної мережі
2. Розрахунок електричної частини ПС
3. Розрахунок релейнозахисної апаратури ПС
4. Блискавкозахист

Висновки

Список використаної літератури

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дат	БР 3.6.141.258 ПЗ			
Розроб.		Корнієнко М.С			Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання підстанції напругою 110/10 кВ Пояснювальна записка	Літ.	Лист	Листів
Перевір.							4	
Реценз.						СумДУ ЕТз-51с		
Н. Контр.								
Затверд.	Лебединський							

Вступ

Темою кваліфікаційної роботи бакалавра є "Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання підстанції напругою 110/10 кВ"

Процес проектування включає в себе вибір схеми електричних з'єднань з вищої та нижчої сторін, а також прийняття рішення щодо вибору обладнання і його компонування. Приведемо коротку класифікацію підстанцій.

Підстанції підрозділяються на ті, що знижують та підвищують напругу. На електростанціях завжди будують підстанції (ПС), які підвищують напругу з генераторної напруги до напруги електричної мережі, в яку вони підключені. Підстанції в електричних мережах будують знижуючими напругу, тому що вони знижують напругу мережі від якої вони живляться до напруги, яка необхідна для живлення споживачів.

Підстанції класифікуються за призначенням їх в електричній мережі енергосистеми: по потужності установлених трансформаторів та високій напрузі, по кількості розподільчих пристроїв більш низьких напруг, по головним схемам електричних з'єднань, по схемі підключення ПС до електричної мережі та конструктивному виконанню.

По призначенню ПС розділяються на більш відповідальні міжсистемні – ПС з вищою напругою 330-750 кВ, через які здійснюються перетоки електричної потужності між енергосистемами та прийом потужності віддалених генеруючих джерел живлення в центрі споживання; на вузлові – ПС напругою 110-330 кВ, які є центрами розподілу потоку електричних потужностей в окремих енергосистемах; районні – ПС напругою 110-220 кВ, які є центрами живлення окремих промислових районів; промислові (споживчі) – ПС напругою 35-220 кВ, розташовані біля або на території споживачів електричної енергії; глибокого вводу – ПС напругою 35-220 кВ, розташованих в центрі споживання електричної енергії в великих містах та промислових районах.

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

Розрахунок електричної мережі.

Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

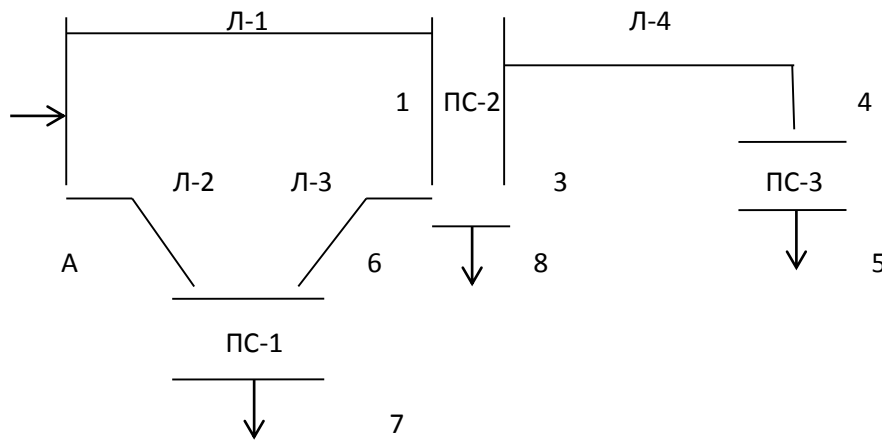


Рисунок 1. Однолінійна електрична схема заданої електричної мережі

На рисунку 1 представлена схема з'єднань заданої електричної мережі.

Дана мережа живиться від джерела напруги А.

Таблиця 1 – Вихідні дані до схеми

Номер варіанту	Номер схеми	Довжина ПЛ,км				Потужність навантажень, мВА		
		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S1	S2	S3
1	1	40	30	40	20	$\frac{60 + j70}{I}$	$\frac{30 + j20}{II}$	$\frac{5 + j8}{III}$

Вибір напруг ліній

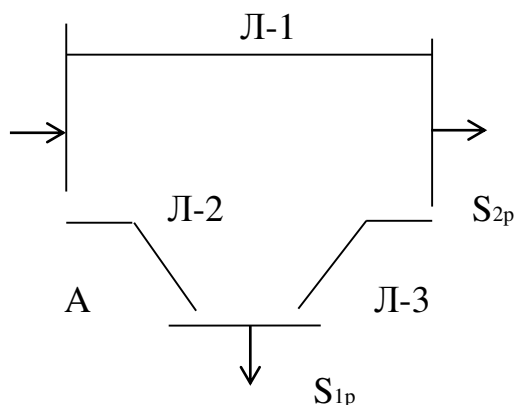
Приймається навантаження вузла 6 рівним навантаженню вузла 7, а навантаження вузла 1 рівним навантаженню вузлів 5 і 8.

Визначимо розрахункові навантаження вузлів електричної мережі :

$$S_{1p} = S_1 = 60 + j70 \text{ МВА}$$

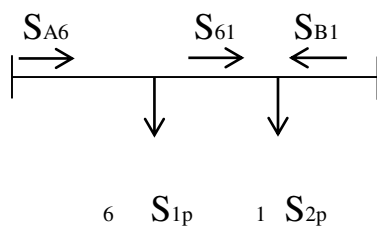
$$S_{2p} = S_2 + S_3 = 30 + j20 + 5 + j8 = 35 + j28 \text{ МВА}$$

Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3.



Розімкнемо замкнуту мережу за джерелом живлення А, поз нечемо потужності на ділянках мережі.

Розімкнута мережа.



Визначимо потужності на ділянках розімкнутої мережі:

$$S_{A6} = \frac{S_{1p}(l_{61} + l_{1B}) + S_{2p}(l_{1B})}{(l_{A1} + l_{61} + l_{1B})} = 56,38 + j61,1 \text{ MVA}$$

$$S_{61} = S_{A6} - S_{1p} = -3,639 - j8,911 \text{ MVA}$$

$$S_{B1} = \frac{S_{1p}(l_{A6}) + S_{2p}(l_{61} + l_{A6})}{(l_{A1} + l_{61} + l_{1B})} = 38,639 + j36,92 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$S_{A6} + S_{B1} = S_{2p} + S_{1p}$$

Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі.

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

Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	30	40	40
Напруга ділянки, кВ	113,5	128,5	38,5

Приймаємо напругу в замкнутій мережі 110кВ.

Визначимо струми проводів ліній:

$$L = \frac{S}{\sqrt{3}U}$$

Струми на ділянках мережі:

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, А	284	435	52

Вибираємо марки проводів:

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і перетин проводу	АС-185/29	АС-185/29	АС-185/29

Технічні дані проводу АС-185/29

Перетин проводу, мм ²	Тривалий допустимий струм, А	Діаметр проводу, мм	r ⁰ , Ом/км, При +20 ⁰ С	110кВ	
				x ⁰ , Ом/км	b ⁰ , 10 ⁻⁶ См/км
185/29	510	18,8	0,159	0,413	2,75

Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій.

Підстанція ПС-1. Ставимо 2 трансформатори , так як споживач першої категорії.

Потужність одного трансформатора ПС-1 визначається за наступною формулою:

$$S_T = \frac{S_1}{1.4} = \frac{\sqrt{60^2} + \sqrt{70^2}}{1.4} = 65,83 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТДЦ-80000/110 по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_1}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{60^2} + \sqrt{70^2}}{2 \cdot 80} = 0,575$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючі трансформатори ТДЦ-80000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

Технічні дані трансформатора ТДЦ-80000/110.

S _{НОМ} , МВА	Межі регулю- вання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _Т , Ом	X _Т , Ом	ΔQ _х , кВАр
		ВН	НН							
80	±6x2,5%	121	6,3;10,5;13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480

Підстанція ПС-2. Ставимо два трансформатори , так як споживач другої категорії.

Потужність одного трансформатора ПС-2 визначається за наступною формулою:

$$S_T = \frac{S_1}{1,4} = \frac{\sqrt{35^2} + \sqrt{28^2}}{1,4} = 32,1 \text{ МВА}$$

Вибираємо три обмотковий трансформатор ТДТЦ-40000/110 по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора :

$$K_3 = \frac{S_1}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{35^2} + \sqrt{28^2}}{2 \cdot 40} = 0,561$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТДТЦ-40000/110 задовольняють вимогам , що пред'являються.

S _{НОМ} , МВА	Каталожні дані					
	U _{НОМ} обмоток, кВ			U _к , %		
	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
40	115	11:22:38,5	6,6:11	10,5(17)	17(10,5)	6

Тип	Каталожні дані									
	ΔP_K , кВт	P_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом			X_T , Ом			ΔQ_X , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТЦ - 40000 /110	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	240

Трансформатор має РПН $\pm 9=1,78\%$ в нейтралі.

Підстанція ПС-3. Ставимо один трансформатор, так як споживач третьої категорії.

Потужність трансформатора ПС-3 визначається за наступною формулою:

$$S_T = 0,9S_3 = 0,9\sqrt{5^2 + \sqrt{8^2}} = 8,51\text{МВА}$$

Вибираємо двообмотковий трансформатор ТМН-10000/35 по напрузі мережі 35кВ і розрахунковій потужності.

Технічні данні трансформатора ТМН-10000/35

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	Межі регулю- вання	Каталожні дані						Розрахункові данні		
			$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ		U_K , %	ΔP_K , кВт	P_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_X , кВАр
			ВН	НН							
ТМН- 10000/35	10	$\pm 9 \times 1,3 \%$	36,75	6,3:10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80

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

$$I_{34} = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{\sqrt{5^2 + \sqrt{8^2}}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,156 \text{кА}$$

За каталогом обираємо провід АС-70/11.

Технічні дані проводу АС-70/11.

Перетин проводу, мм ²	Довго допустимий струм, А	Діаметр проводу, мм	r ⁰ , Ом/км, При +20 ⁰ С	35кВ	
				x ₀ , Ом/км	b ₀ × 10 ⁻⁶ См/км
70/11	265	10,7	0,422	0,418	2,72

В процесі виконання розрахунку електричної мережі необхідно вирішити такі завдання:

- виконати розрахунок параметрів схеми заміщення лінії і трансформаторів.
визначити наведені до сторони ВН навантаження трансформаторів (з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів)
- скласти розрахункову схему заміщення мережі та визначити розрахункові навантаження вузлів мережі (з урахуванням втрат у вітті намагнічування трансформаторів і реактивної потужності, що генерується лініями.
- Виконати розрахунок нормального режиму замкнутої мережі (всі лінії включені в роботу).
- Визначити напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі.

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Виконати аналіз отриманих результатів.

Розрахунок параметрів лінії

Знайдемо параметри лінії електричної мережі.

Значення активних та реактивних опорів лінії, а також величина зарядної потужності.

$$R_L = r_0 \cdot I_L; \quad X_L = x_0 \cdot I_L; \quad \frac{jQ_L}{2} = U^2_{\text{НОМ}} \cdot \frac{b_0 \cdot I_L}{2}$$

Розрахункові параметри повітряної лінії мережі.

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
R_L	Ом	6,36	4,77	6,36	8,44
X_L	Ом	16,52	12,39	16,52	8,36
$\frac{Q_L}{2}$	МВАр	0,6655	0,5	0,6655	0,0368

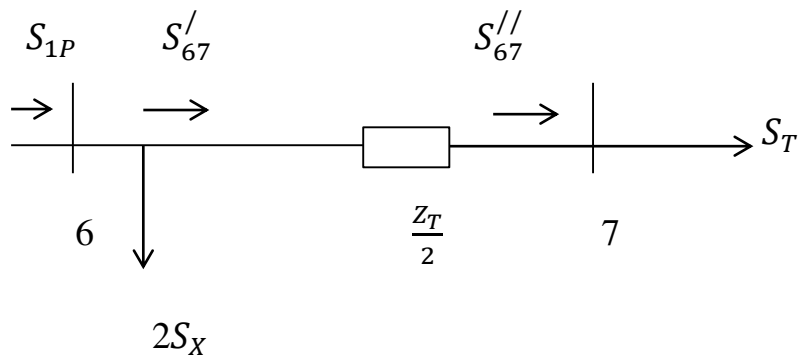
Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Підстанція ПС-1

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 6 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні.

Зображаємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів потужність у вузлі 6.

Схема заміщення підстанції ПС-1



Визначаємо потужність S_{67}^K :

$$S_{67}^K = S_1 = 60 + j70 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність S_{67}' :

$$S_{67}^H = S_{67}^K + \frac{(P_{67}^K)^2 + (Q_{67}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T1}}{2} = 60,26 + j76,76 \text{ МВА}$$

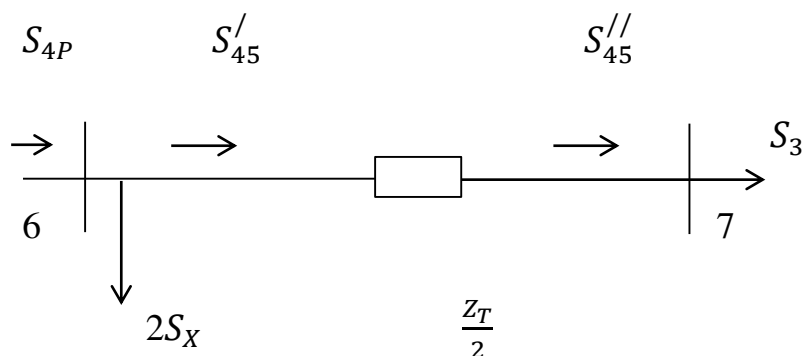
Врахуємо зарядні потужності ліній, що підходять до вузла 6, при визначенні розрахункової потужності S_{1P}

$$S_{1P} = S_{67}^H + 2S_X - j \left(\frac{Q_{A6} + Q_{61}}{2} \right) = 60,4 + j76,55 \text{ МВА}$$

Підстанція ПС-3

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 4 з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформатора при максимальному навантаженні.

Схема заміщення двообмоткового трансформатора.



Визначаємо потужність S_{45}^K :

$$S_{45}^K = S_3 = 5 + j8 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність S_{45}^H

$$S_{45}^H = S_{45}^K + \frac{(P_{45}'')^2 + (Q_{45}'')^2}{U_{H1}^2} \cdot Z_{T1} = 5,06 + j8,73 \text{ МВА}$$

Враховуємо втрати холостого ходу трансформатора, при визначенні розрахункової потужності S_{4P}

$$S_{4P} = S_{45}^H + S_X = 5,08 + j8,8 \text{ МВА}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР.5.6.141.756.ПЗ

Лист

15

Підстанція ПС-2.

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

Записуємо потужність в кінці лінії Л-4 S_{34}^K

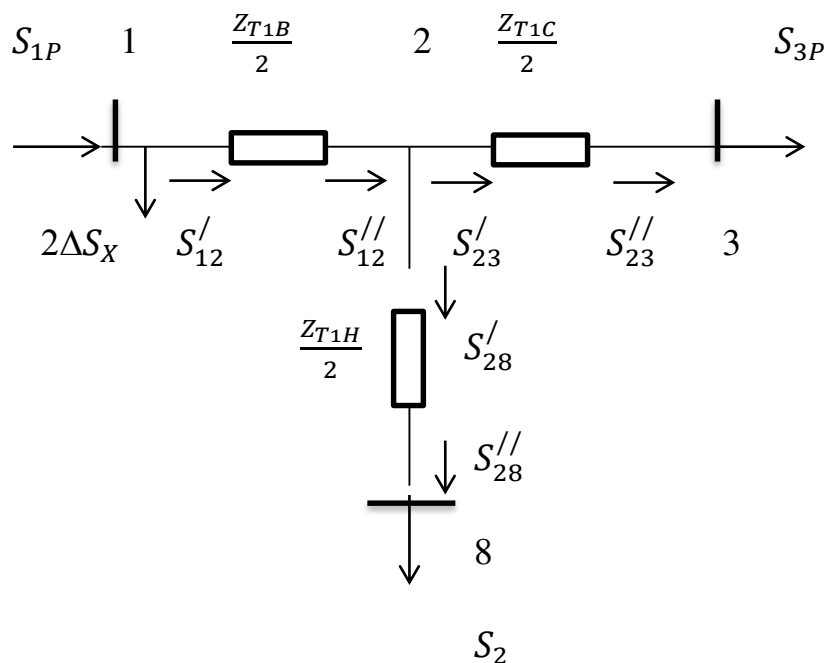
$$S_{34}^K = S_{4P} = 5,08 + j8,8 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність S_{34}^H

$$S_{34}^H = S_{34}^K + \frac{(P_{34}^K)^2 + (Q_{34}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot Z_{34} = 5,8 + j9,5 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів і зарядних потужностей ліній Л-1, Л-3 при максимальному навантаженні.

Схема заміщення підстанції ПС-2.



Визначаємо потужність S_{28}^K .

$$S_{28}^K = S_2 = 30 + j20 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність S_{28}^H .

$$S_{28}^H = S_{28}^K + \frac{(P_{28}^K)^2 + (Q_{28}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{TH} = 30,0 + j21,21 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність S_{23}^K .

$$S_{23}^K = S_{2P} = 5,8 + j9,52 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність S_{23}^H .

$$S_{23}^H = S_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{TC} = 5,8 + j9,5 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність S_{12}^K .

$$S_{12}^K = S_{23}^H + S_{28}^H = 35,84 + j30,72 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність S_{12}^H .

$$S_{12}^H = S_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{TB} = 35,9 + j34 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність S_{1P} .

$$S_{2P} = S_{12}^H + 2S_X - j \left(\frac{Q_{61} + Q_{B1}}{2} \right) = 36 + j33,13 \text{ МВА}$$

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

$$S_{A6} = \frac{S_{1P}(\dot{Z}_{61} + \dot{Z}_{1B}) + S_{2P}\dot{Z}_{1B}}{(\dot{Z}_{A6} + \dot{Z}_{61} + \dot{Z}_{1B})} = 57,1 + j67,7 \text{ МВА}$$

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$S_{61} = S_{A6} - S_{1P} = -3,372 - j8,83 \text{ МВА}$$

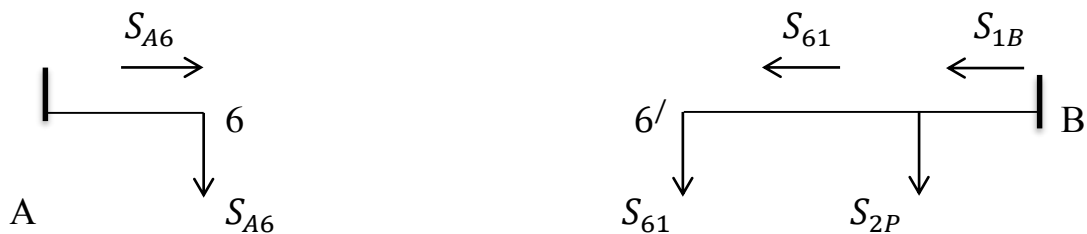
$$S_{1B} = \frac{S_{1P} \dot{Z}_{A6} + S_{2P} (\dot{Z}_{A6} + \dot{Z}_{61})}{(\dot{Z}_{A6} + \dot{Z}_{61} + \dot{Z}_{1B})} = 39,372 + j41,97 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$S_{A6} + S_{1B} = S_{2P} + S_{1P}$$

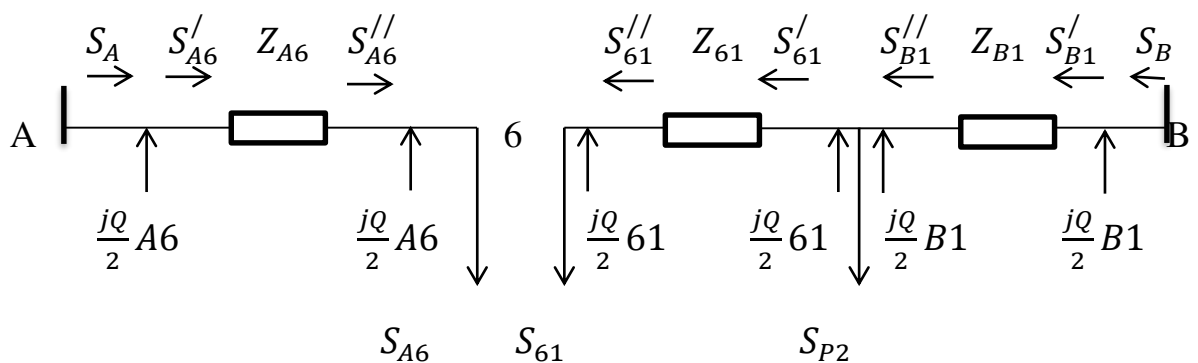
Баланс потужності знайшовся .

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



Розімкнена мережа

Складаємо розрахункову розімкнену схему заміщення мережі



Розрахункова розімкнена мережа

Визначимо потокорозподіл в двох схемах заміщення, наведених вище

Знайдемо потужність джерела S_A

$$S_{A6}^K = S_{A6} - \frac{jQ}{2} A6 = 57,1 + j67,22 \text{MBA}$$

$$S_{A6}^H = S_{A6}^K + \frac{(P_{A6}^K)^2 + (Q_{A6}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{A6} = 60,08 + j75,2 \text{MBA}$$

$$S_{61}^K = S_{61} - \frac{jQ_{61}}{2} = 3,381 + j8,162 \text{MBA}$$

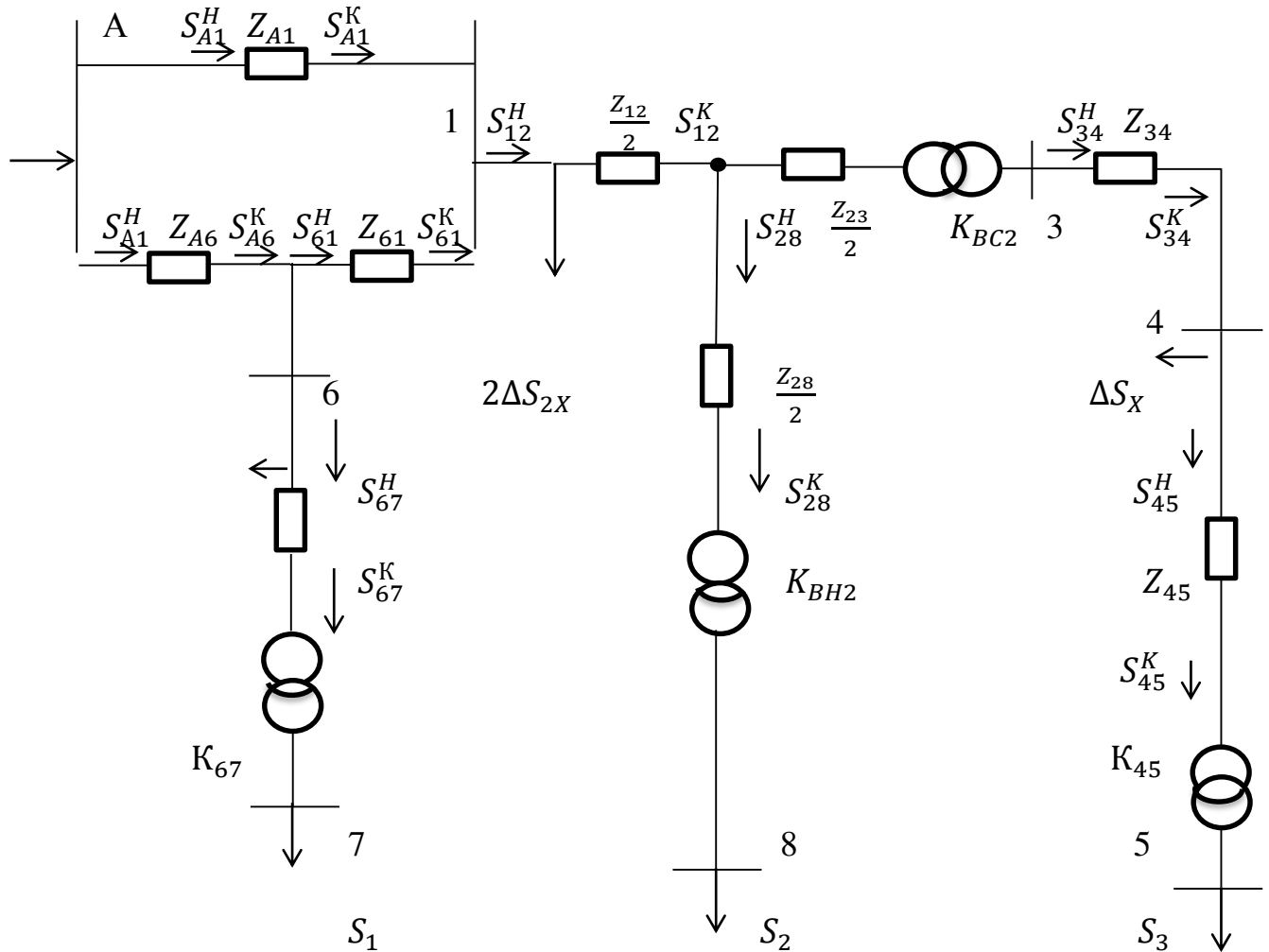
$$S_{61}^H = S_{61}^K + \frac{(P_{61}^K)^2 + (Q_{61}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{61} = 3,42 + j8,3 \text{MBA}$$

$$S_{1B}^K = S_{61}^H + S_{P2}^H - \frac{jQ_{61}}{2} - \frac{jQ_{B1}}{2} = 39,42 + j40,1 \text{MBA}$$

$$S_{1B}^H = S_{1B}^K + \frac{(P_{1B}^K)^2 + (Q_{1B}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{1B} = 40,1 + j43,31 \text{MBA}$$

Складання розрахункової схеми заміщення мережі

При розрахунку потужностей йдемо в напрямку від відомих потужностей споживача до шуканої потужності на вході кола розрахункового згідно зі схемою заміщення.



Повна схема заміщення мережі.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на 10% більшою номінальної напруги мережі $U_A = 120 \text{ В}$

Визначимо напругу вузла 6:

$$U_6 = \sqrt{U_A - \left(\frac{P_{A6}^H R_{A6} + Q_{A6}^H X_{A6}}{U_A}\right)^2 + \left(\frac{P_{A6}^H X_{A6} - Q_{A6}^H R_{A6}}{U_A}\right)^2} = 109,98 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = \sqrt{U_A - \left(\frac{P_{B1}^H R_{B1} + Q_{B1}^H X_{B1}}{U_A}\right)^2 + \left(\frac{P_{B1}^H X_{B1} - Q_{B1}^H R_{B1}}{U_A}\right)^2} = 111,9 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 6' :

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

Приймаємо напругу вузла 6 в замкнутій 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

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

ПС-2

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

									Лист
									21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР.5.6.141.756.ПЗ				

$$U_3^B = \sqrt{U_2 - \left(\frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{23}^H X_{23} - Q_{23}^H R_{23}}{U_2}\right)^2} = 101,4 \text{ кВ}$$

$$U_8^B = \sqrt{U_2 - \left(\frac{P_{28}^H R_{28} + Q_{28}^H X_{28}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{28}^H X_{28} - Q_{28}^H R_{28}}{U_2}\right)^2} = 96,81 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_4 = \sqrt{U_3 - \left(\frac{P_{43}^H R_{43} + Q_{43}^H X_{43}}{U_3}\right)^2 + \left(\frac{P_{43}^H X_{43} - Q_{43}^H R_{43}}{U_3}\right)^2} = 30,21 \text{ кВ}$$

$$U_5^B = \sqrt{U_4 - \left(\frac{P_{45}^H R_{45} + Q_{45}^H X_{45}}{U_4}\right)^2 + \left(\frac{P_{45}^H X_{45} - Q_{45}^H R_{45}}{U_4}\right)^2} = 27,161 \text{ кВ}$$

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

ПС-1

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

ПС-2

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

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

ПС-3

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

Розрахунок електричної мережі при мінімальних навантаженнях.

Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів.

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 6 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при мінімальному навантаженні.

Визначаємо потужність S_{67}^K :

$$S_{67}^K = S_1 = 30 + j35 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність S_{67}' :

$$S_{67}' = S_{67}^K + \frac{(P_{67}^K)^2 + (Q_{67}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T1}}{2} = 30,062 + j36,682 \text{ МВА}$$

Враховуємо зарядні потужності що підходять до вузла 6, при визначенні розрахункової потужності S_{1P}

$$S_{1P} = S_{67}^H + 2S_X - j \left(\frac{Q_{A6} + Q_{61}}{2} \right) = 30,20 + j36,45 \text{ МВА}$$

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Підстанція ПС-3

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 4 з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформатора при мінімальному навантаженні.

Визначаємо потужність S_{45}^K :

$$S_{45}^K = S_3 = 2,5 + j4 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність S_{45}^H :

$$S_{45}^H = S_{45}^K + \frac{(P_{45}^K)^2 + (Q_{45}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot Z_{T1} = 2,521 + j4,182 \text{ МВА}$$

Враховуємо втрати холостого ходу трансформатора при визначенні розрахункової потужності S_{4P} :

$$S_{4P} = S_{45}^H + S_X = 2,532 + j4,261 \text{ МВА}$$

Підстанція ПС-2

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 з урахуванням втрат потужності в лінії Л-4 при номінальному навантаженні

Записуємо потужність в кінці лінії Л-4 S_{34}^K :

$$S_{34}^K = S_{4P} = 2,54 + j4,266 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність S_{34}^H :

$$S_{34}^H = S_{34}^K + \frac{(P_{34}^K)^2 + (Q_{34}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot Z_{34} = 2,71 + j4,421 \text{ МВА}$$

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела навантаження на 10% більшою номінальної напруги мережі $U_A = 120B$

Визначаємо напругу вузла 6

$$U_6 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A6}^H R_{A6} + Q_{A6}^H X_{A6}}{U_A}\right)^2 + \left(\frac{P_{A6}^H X_{A6} - Q_{A6}^H R_{A6}}{U_A}\right)^2} = 115,7 \text{ кВ}$$

Визначаємо напругу вузла 1

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{B1}^H R_{B1} + Q_{B1}^H X_{B1}}{U_A}\right)^2 + \left(\frac{P_{B1}^H X_{B1} - Q_{B1}^H R_{B1}}{U_A}\right)^2} = 116,8 \text{ кВ}$$

Визначаємо напругу вузла 6

$$U_{6'} = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{61}^H R_{61} + Q_{61}^H X_{61}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{61}^H X_{61} - Q_{61}^H R_{61}}{U_1}\right)^2} = 119,12 \text{ кВ}$$

Приймаємо напругу вузла 6 в замкнутій мережі як середнє значення знайдених напруг розділеного вузла 6 $U_6 = 116\text{кВ}$

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

ПС-1

$$U_7^B = \sqrt{\left(U_6 - \frac{P_{67}^H R_{67} + Q_{67}^H X_{67}}{U_6}\right)^2 + \left(\frac{P_{67}^H X_{67} - Q_{67}^H R_{67}}{U_6}\right)^2} = 109,81 \text{ кВ}$$

ПС-2

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{12}^H X_{12} - Q_{12}^H R_{12}}{U_1}\right)^2} = 112,83 \text{ кВ}$$

$$U_3^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{23}^H X_{23} - Q_{23}^H R_{23}}{U_2}\right)^2} = 109,93 \text{ кВ}$$

$$U_8^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{28}^H R_{28} + Q_{28}^H X_{28}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{28}^H X_{28} - Q_{28}^H R_{28}}{U_2}\right)^2} = 112,1 \text{ кВ}$$

Знайдемо напругу вузла 3 з урахуванням коефіцієнта трансформації:

$$U_3 \frac{U_3^B}{U_C} = 37,53 \text{ кВ}$$

ПС-3

Знайдемо напругу на високій стороні ПС-3

$$U_4 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{43}^H R_{43} + Q_{43}^H X_{43}}{U_3}\right)^2 + \left(\frac{P_{43}^H X_{43} - Q_{43}^H R_{43}}{U_3}\right)^2} = 40,82 \text{ кВ}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{45}^H R_{45} + Q_{45}^H X_{45}}{U_4}\right)^2 + \left(\frac{P_{45}^H X_{45} - Q_{45}^H R_{45}}{U_4}\right)^2} = 39,7 \text{ кВ}$$

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

ПС-1

$$U_7 \frac{U_7^B}{U_B} = 8,4 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_3 \frac{U_3^B}{U_B} = 33,97 \text{ кВ} \quad U_8 \frac{U_8^B}{U_B} = 9,261 \text{ кВ}$$

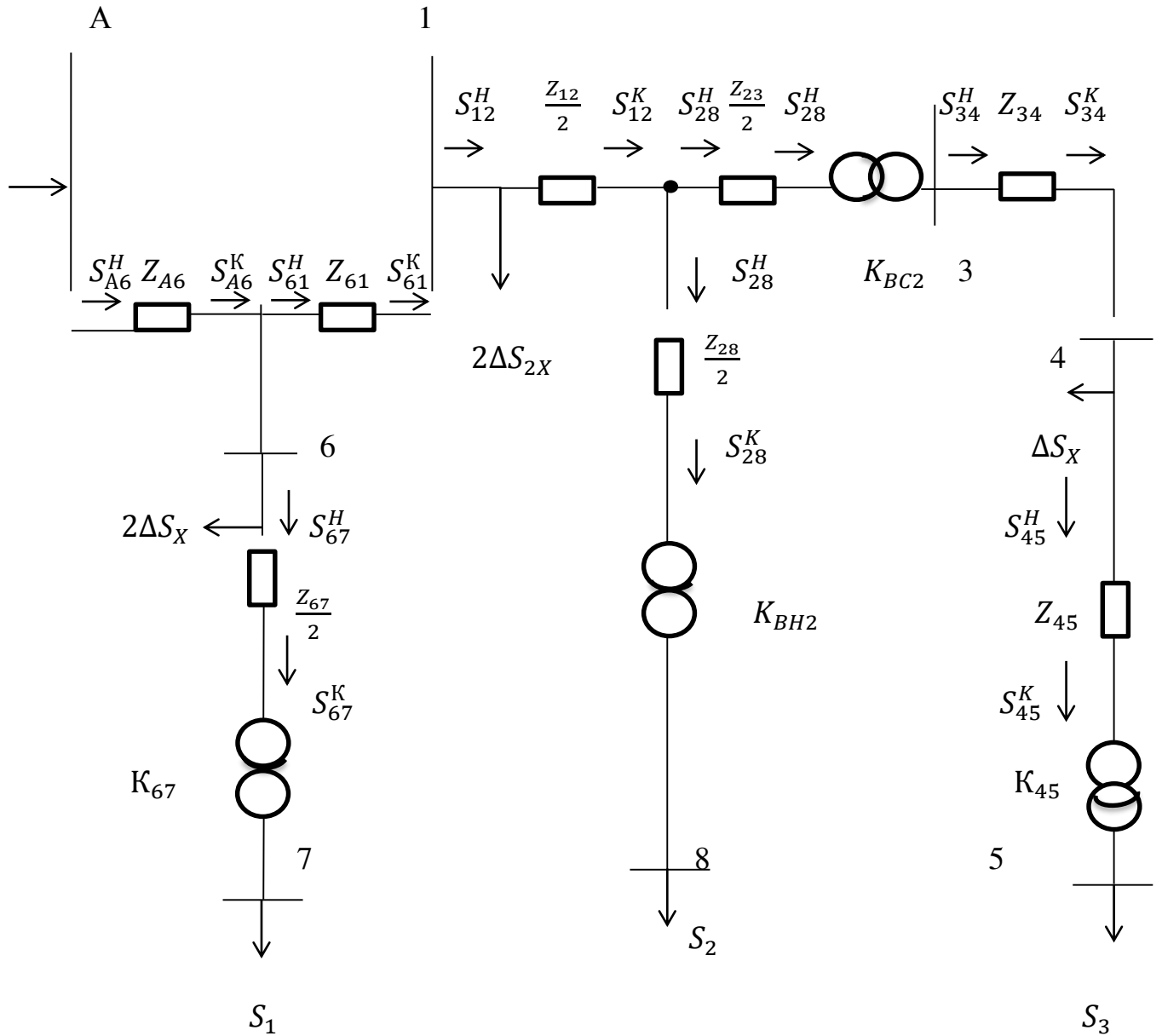
ПС-3

$$U_5 \frac{U_5^B}{U_B} = 7,761 \text{ кВ}$$

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Розрахунок аварійного режиму

Проведемо розрахунок аварійного режиму при відключенні лінії Л-1 у випадку максимальних навантажень.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР.5.6.141.756.ПЗ

Лист

28

Розрахунок електричної частини підстанції

Вибір силових трансформаторів та їх перевірка за графіком навантаження.

$$S_{\text{наб}} = \sqrt{P_{\text{наб}}^2 + Q_{\text{наб}}^2} = \sqrt{60^2 + 70^2} = 92,2 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{наб}}}{K_{\text{ав}}} = \frac{92,2}{1,4} = 65,87 \text{ МВА}$$

де $K_{\text{ав}} = 1,4$

$$K_3 = \frac{S_{\text{наб}}}{2 \cdot S_{\text{тр.ном}}} = 0,58$$

Для підстанцій були обрані трансформатори потужності $S = 80 \text{ МВА}$ типу ТДЦ-80000/110. Перевіримо трансформатори:

t,г	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, %	40	50	60	90	100	100	80	95	95	120	150	110
S,МВА	36,9	46,1	55,3	83	92,2	92,2	73,8	87,6	87,6	110,6	138,3	101,4

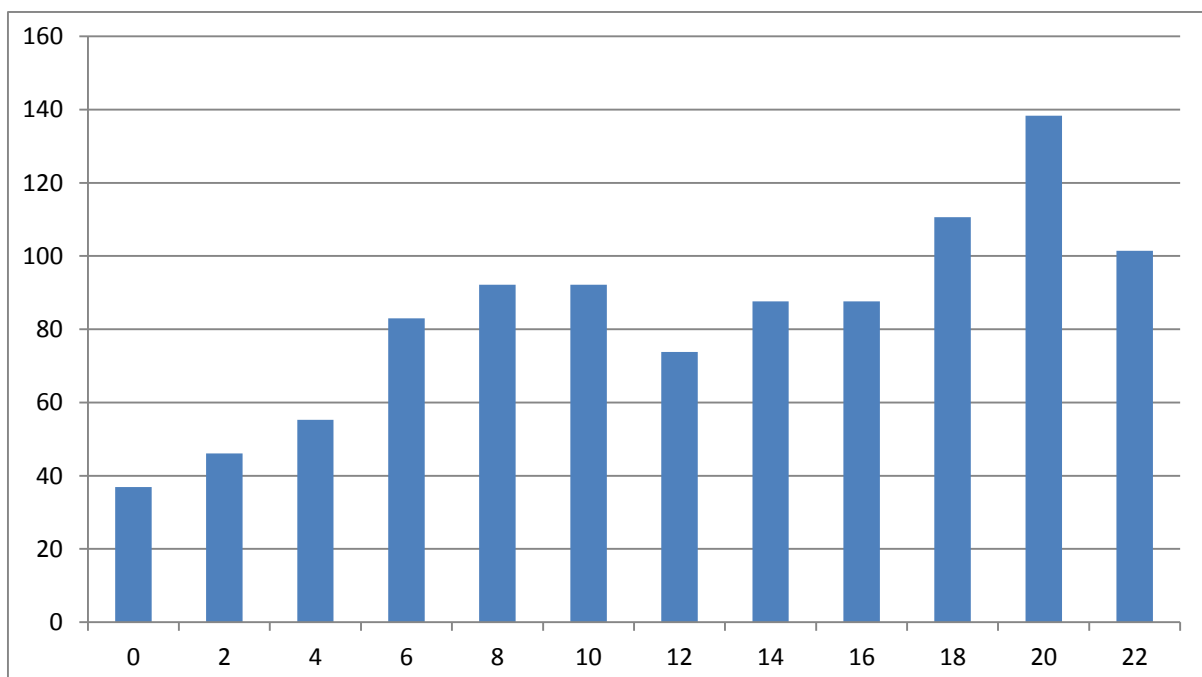


Рисунок 1 Графік навантаження підстанцій

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

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{2 \cdot 4}} =$$

$$= \frac{1}{80} \cdot \sqrt{\frac{36,9^2 \cdot 2 + 46,1^2 \cdot 2 + 55,3^2 \cdot 2 + 73,8^2 \cdot 2}{2 \cdot 4}} = 0,684$$

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.

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

$$K_2$$

$$= \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{2 \cdot 4}} = \frac{1}{80} \cdot$$

$$\cdot \sqrt{\frac{83^2 \cdot 2 + 92,2^2 \cdot 2 + 92,2^2 \cdot 2 + 87,6^2 \cdot 2 + 87,6^2 \cdot 2 + 110,6^2 \cdot 2 + 138,3^2 \cdot 2 + 101,4^2 \cdot 2}{2 \cdot 4}} =$$

$$= 1,257$$

де - $S_1 S_2 \dots S_n$ навантаження вище лінії номінальної потужності трансформатора. Максимальне перевантаження трансформатора складає

$$K_{\text{MAX}} = \frac{S_{\text{MAX}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{138,3}{80} = 1,73$$

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

$$K'_2 = 0,9 \cdot K_{\text{MAX}} = 0,9 \cdot 1,73 = 1,56$$

Порівнюємо попереднє значення K_2 і K'_2 для подальших розрахунків приймаємо більше з них $K_2 = 1,257$ та $K'_2 = 1,56$ $K'_2 > K_2$ отже приймаємо $K_2 = 1,56$.

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду $t = -10^\circ\text{C}$ і часу перевантаження $t_{\text{перев}} = 16$ год, знаходимо значення перевантаження допустиме $K_{2\text{ГОСТ}} = 1,6$.

Порівнюємо значення K_2 за ГОСТом і реальне. $K_{2\text{ГОСТ}} = 1,6$ і $K_2 = 1,56$.

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

ТДЦ-80000/110 у випадку виходу з ладу 1-го трансформатора

2-й трансформатор забезпечить живлення споживачів без обмеженням по часу та по потужності.

Розрахунок струмів короткого замикання

Визначення величини струмів короткого замикання необхідне для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Вихідна однолінійна електрична схема електромережі наведена на рис. 2.

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Підстанція живиться за двома тупиковими лініями: схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 3. Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_c = 1000$ МВА.

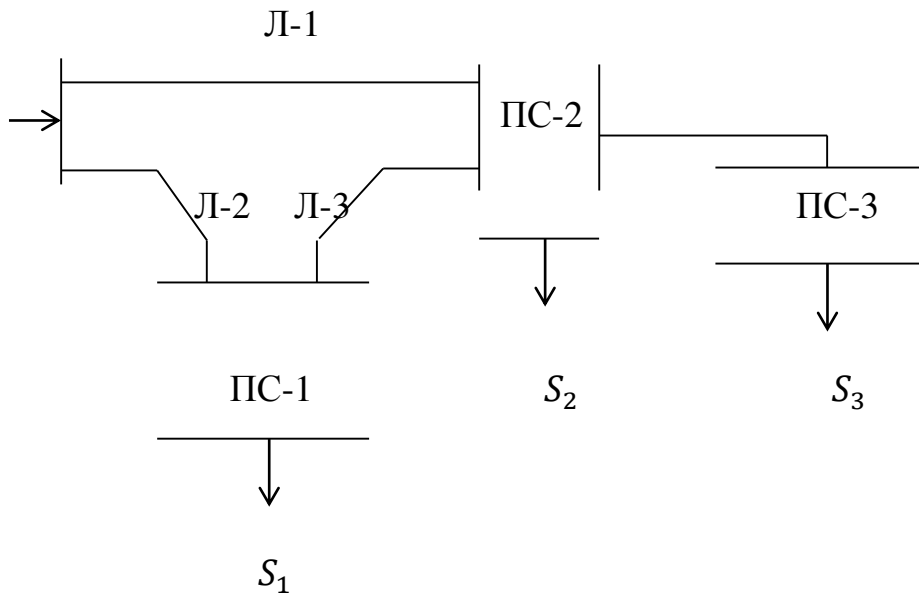


Рисунок 2 Вихідна однолінійна електрична схема електромережі.

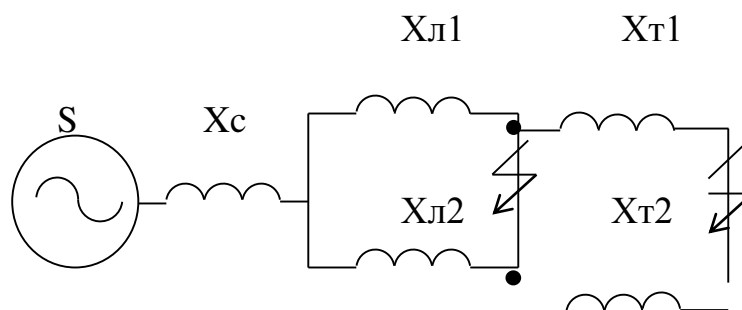


Рисунок 3 Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_L^2}{S_c} = \frac{110^2}{1000} = 12,1 \text{ Ом}$$

Опори працюючих ліній:

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина, км	40	30	40
Марка проводу	АС-185/29	АС-185/29	АС-185/29
Х _л , Ом	16,52	12,39	16,52

$$X_{Л1} = X_{Л1} + X_{Л3} = 33,04 \text{ Ом}$$

$$X_{Л2} = X_{Л2} = 12,39 \text{ Ом}$$

$$X_{Л} = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = \frac{33,04 \cdot 12,39}{33,04 + 12,39} = 9,01 \text{ Ом}$$

Опір трансформаторів:

$$X_T = \frac{U_{k\%} U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 80} = 15,9 \text{ Ом.}$$

Періодична складова СКЗ у точці К1:

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3}(X_c + X_L)} = \frac{110000}{1,73 \cdot (12,1 + 9,01)} = 3,008 \text{ кА}$$

Періодична складова СКЗ у точці К2 приведена до напруги вищої сторони

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3}(X_c + X_L + \frac{X_T}{2})} = \frac{110000}{1,73 \cdot (12,1 + 9,01 + \frac{15,9}{2})} = 2,185 \text{ кА}$$

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Реальний струм КЗ у точці К2:

$$I_{K2} = I_{K2}^B \frac{U_B}{U_H} = I_{K2}^B \frac{110}{10} = 24,04 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- у точці К1: $I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 6,85 \text{ кА}$

- у точці К2: $I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 54,74 \text{ кА}$

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

$$I_{нт1} = I_{K1} = 3,008 \text{ кА}$$

$$I_{нт} = I_{K2} = 24,04 \text{ кА}$$

Аперіодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,008 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,386 \text{ кА}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 24,04 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 4,601 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля:

Для К1

$$B_R = I_{K1}^2 (t + T_a) I_{K1}^2 (0,06 \ 0,025) = 3,008^2 \cdot 0,085 = 0,769 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Для К2

$$B_R = I_{K2}^2 (t + T_a) I_{K2}^2 (0,1 \ 0,05) = 24,04^2 \cdot 0,15 = 86,69 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Таблиця 2 Значення струмів короткого замикання

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу	Ударний СКЗ $i_y, \text{кА}$	Аперіод. складова СКЗ, $i_a, \text{кА}$	Інтеграл Джоуля $B_R, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Шини 110 кВ(К1)	3,008	6,85	0,386	0,769
Шини 10 кВ(К2)	24,04	54,74	4,601	86,69

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;

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- секційні вимикачі на боці 10 кВ;

- вимикачі ліній, що відходять, 10 кВ;

роз'єднувачі вищої напруги;

- трансформатори струму і напруги 110 кВ і 10 кВ;

- ошиновка розподільних пристроїв 110 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 110 кВ:

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 80}{1,73 \cdot 110} = 588 \text{ А.}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{1,4 \cdot 80}{1,73 \cdot 10} = 6,47 \text{ кА.}$$

Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{\max}^{\text{СВ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 80}{1,73 \cdot 10 \cdot 2} = 3,23 \text{ кА.}$$

Струм у колі лінії, що відходить:

$$I_{\max}^{\text{Л}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 80}{1,73 \cdot 10 \cdot 10} = 647 \text{ А.}$$

Для встановлення на стороні вищої напруги приймаємо вимикачі типу ЯЭ-110Л-23(13)У4. Вибір вимикачів наведений у табл. 3.

Таблиця 3 Вибір вимикача на стороні 110 кВ.

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	588 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	3,008 кА	50 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	6,85 кА	125 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	3,008 кА	100 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,386 кА	40 кА
$B_k \leq I_T^2 t_r$	0,769, кА ² · с	7500, кА ² · с

Для встановлення на стороні низької напруги приймаємо вимикачі типу МГУ-20-90/9500У3. Вибір вимикачів наведений у табл. 4. Таблиця 4

Вибір вимикачів у колі трансформатора на стороні 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	20 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	6,47 кА	9500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	24,04 кА	105 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	54,74 кА	300 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	24,04 кА	90 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	4,601 кА	30 кА
$B_k \leq I_T^2 t_r$	86,69, кА ² · с	32400, кА ² · с

Для установки в якості секційного на стороні нижчої напруги приймаємо вимикачі типу ВЭ-10-3600-31,5-У3. Вибір вимикачів наведено в табл. 5.

Таблиця 5

Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3,23 кА	3600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	24,04 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	54,74 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{откНом}$	24,04 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	4,601 кА	31,5 кА
$B_k \leq I_T^2 t_r$	86,69, кА ² · с	3969, кА ² · с

Для встановлення на стороні нижчої напруги в лініях, що відходять, приймаємо вакуумні вимикачі типу ВВЭ-10-31,5/1000У3. Вибір вимикачів наведено в табл. 6.

Таблиця 6

Вибір вимикачів на лінію, що відходить 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	647 А	1000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	24,04 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	54,74 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{откНом}$	24,04 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	4,601 кА	31,5 кА
$B_k \leq I_T^2 t_r$	86,69, 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.1-110/1000 ХЛ1.

Вибір роз'єднувачів наведений у табл. 7.

Таблиця 7

Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110кВ	110кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	588А	1000А
$I_{уд} \leq I_{прСКВ}$	6,85 кА	80 кА
$B_k \leq I_T^2 t_r$	0,769, кА ² · с	992, кА ² · с

Вибір збірних шин

Вибрати збірні шини 110 кВ та струмопровідні елементи в блоці від збірних шин до виводів блочного трансформатора. Трансформатор ТДЦ-80000/110. Оскільки збірні шини за економічною густиною струму не вибираються, приймаємо переріз за допустимим струмом при максимальному навантаженні на шинах, що відповідає загальному навантаженню.

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{92,2}{1,73 \cdot 110} = 484 \text{ А.}$$

$$I_{мах} = I_{ном} = 484 \text{ А.}$$

За таблицею довідника приймаємо до встановлення провід 1хАС240/39 ($q = 240 \text{ мм}^2$, $d = 21,6 \text{ мм}$, $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$). Фази розташовані горизонтально на відстані 300 см. Тоді

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{мах}}$$
$$610 \text{ А} > 484 \text{ А}.$$

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

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 110 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, $r_0 = 1,08$ см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 32 \text{ кВ/см}$$

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;

									Лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР.5.6.141.756.ПЗ				

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

При горизонтальному розташуванні фаз

$$D_{сер} = 1,26 \cdot D = 100,8$$

де D – відстань між сусідніми фазами, для $U_n=110$ кВ $D = 80$ см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,08 \cdot \lg\left(\frac{100,8}{1,08}\right)} = 20,13 \text{ кВ/см}$$

В останньому виразі лінійна напруга прийнята рівною 121 кВ, оскільки на шинах електростанції підтримується напруга $1,1 U_{ном}$.

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

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

$$1,07 \cdot 20,13 = 21,5 < 0,9 \cdot 32 = 28,8 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується, тому провід 1хАС240/39 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 (2х200х90х10 мм, перерізом $2 \times 3435 \text{ мм}^2$, $I_{доп}=7550\text{A}$).

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

Умова за допустимим струмом:

$$I_{max}^{II} = 6470\text{A} \leq I_{доп} = 7550 \text{ A},$$

умова виконується.

Припустимий струм з урахуванням поправки на температуру навколишнього середовища:

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot \sqrt{\frac{u_{\text{доп}} - u_{\text{факт}}}{u_{\text{доп}} - u_{\text{ном}}}} = 7550 \cdot \sqrt{\frac{70 - 30}{70 - 25}} = 7118 \text{ А},$$

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

$u_{\text{ном}}$ – номінальна температура навколишнього середовища.

$$6470 \text{ А} < 7118 \text{ А}.$$

Мінімальний термічно стійкий переріз:

$$q_{\text{min.доп}} = \frac{\sqrt{B_R}}{C} = \frac{\sqrt{86,69}}{90 \cdot 10^{-3}} = 103,5 \text{ мм}^2$$

Оскільки $q_{\text{min.доп}} = 103,5 \leq 2 \times 3435 \text{ мм}^2$ термічна стійкість шин забезпечується.

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:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J_{y0-y0}}{2 \cdot q_{\text{шини}}}} = \frac{173,2}{2^2} \cdot \sqrt{\frac{4220}{2 \cdot 34,35}} = 339 \text{ Гц}$$

де l – довжина прольоту між ізоляторами $l = 2 \text{ м}$;

J_{y0-y0} – момент інерції поперечного перерізу двох зрощених шин, см^4 ;

$q_{\text{шини}}$ – поперечний переріз однієї шини, см^2 .

Оскільки $f_0 = 339 \geq 200 \text{ Гц}$, то механічний резонанс виключається.

Момент опору перерізу для двох зрощених шин:

$$\sigma_{\text{ф.мах}} = 1,76 \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-8} = 1,76 \cdot \frac{54,74^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-2}}{0,8 \cdot 422} = 0,625 \text{ МПа}$$

де a – відстань між фазами, м;

W_{y0-y0} – момент опору двох зрощених шин, см^3 .

$$\sigma_{\text{ф.мах}} = 0,625 \leq \sigma_{\text{доп}} = 82,3 \text{ МПа}$$
 умова механічної міцності

виконується.

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

алюмінієвих шин.

						Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

БР.5.6.141.756.ПЗ

Сила взаємодії між швелерами:

$$f_{\Pi} = 0,5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{h} \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \frac{54,74^2}{0,2} \cdot 10^{-1} = 749 \text{ Н/м}$$

де h - висота швелера, м.

Максимальна відстань між місцями зварювання швелерів:

$$l_{\Pi.max} = \sqrt{\frac{12 \cdot (\sigma_{доп} - \sigma_{ф.max}) \cdot W_{y-y}}{f_{\Pi}}} = \sqrt{\frac{12 \cdot (82,3 - 0,625) \cdot 40}{749}} = 7,23 \text{ м}$$

де W_{y-y} - момент опору шин у вертикальній площині, см^3 .

Прилад	Клас	Навантаження по фазах		
		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		0,5	0,5	0,5

струму в колі силового тр-ра на боці ВН				
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 9-12. Вибираємо трансформатор струму ТФЗМ-110Б-І. Таблиця 9

Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці високої напруги 110 кВ:

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110кВ	110кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	588А	800А
$I_{уд} \leq I_{прСКВ}$	6,85 кА	124 кА
$B_k \leq I_T^2 t_r$	0,769 кА ² · с	2352 кА ² · с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,82 Ом	1,2 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.

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

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

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

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 $2,5$ мм² 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 $1,2$ Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності $0,5$. Трансформатор струму ТФЗМ-110Б-І відповідає умовам вибору.

Вибираємо трансформатор струму ТШВ-15-У3.

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

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	15 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	6470 А	8000А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	54,74 кА	-
$B_k \leq I_T^2 t_r$	86,69 кА ² · с	3650 кА ² · с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,06 Ом	1,2 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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.

$$Z_{пр} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом.}$$

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

$$F = p \cdot \frac{l}{Z_{пр}} = 0,0175 \cdot \frac{100}{0,84} = 2,08 \text{ мм}^2$$

де p – 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 мм² для мідних жил.

Опір обраних проводів:

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

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_k + Z_{пр} = 0,26 + 0,1 + 0,7 = 1,06 \text{ Ом.}$$

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

що менше ніж 1,2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5. Трансформатор струму ТШВ-15-У3 відповідає умовам вибору.

Вибираємо трансформатор струму ТШЛ-10-У3.

Таблиця 12 Вибір трансформатора струму в колі секційного вимикача 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3,23 кА	4000 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	54,74 кА	- кА
$B_k \leq I_T^2 t_r$	86,69 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.

$$Z_{пр} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом.}$$

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.

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

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

Опір обраних проводів:

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

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0.26 + 0.1 + 0,438 = 0,56 \text{ Ом.}$$

що менше ніж 0,8 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5. Трансформатор струму ТШЛП-10-УЗ відповідає умовам вибору.

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю. На боці високої напруги 110 кВ обираємо трансформатори НКФ-110-58У1, на боці 10 кВ – ЗНОЛ.09-10.02, використовуючи дані із таблиць наведених у довідниках.

Таблиця 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	
НКФ110-58У1	110	$\frac{110}{\sqrt{3}}$	$\frac{110}{\sqrt{3}}$	$\frac{110}{3}$	-	400	600	1200	2000

Таблиця 14 Вибір трансформатора напруги з боку НН

Тип	Клас	Номінальна напруга обмоток	Номінальна	Макс
-----	------	----------------------------	------------	------

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

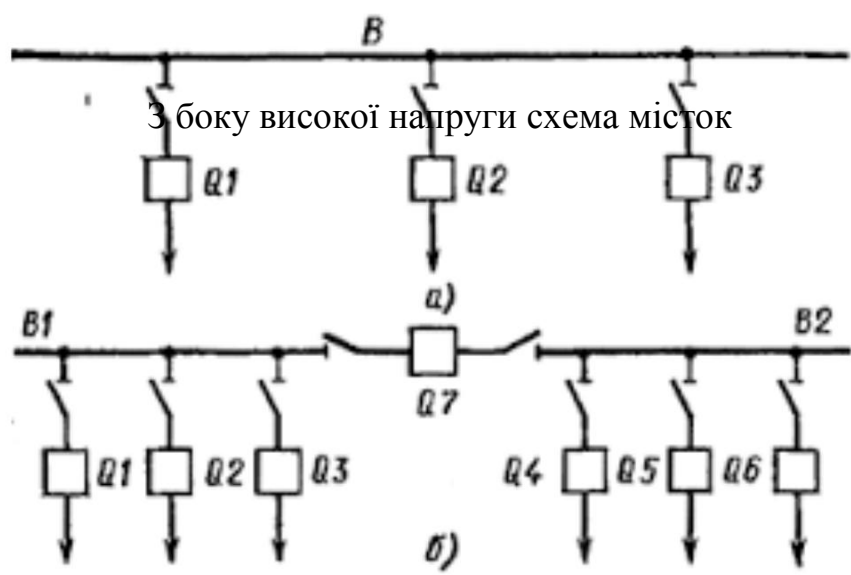
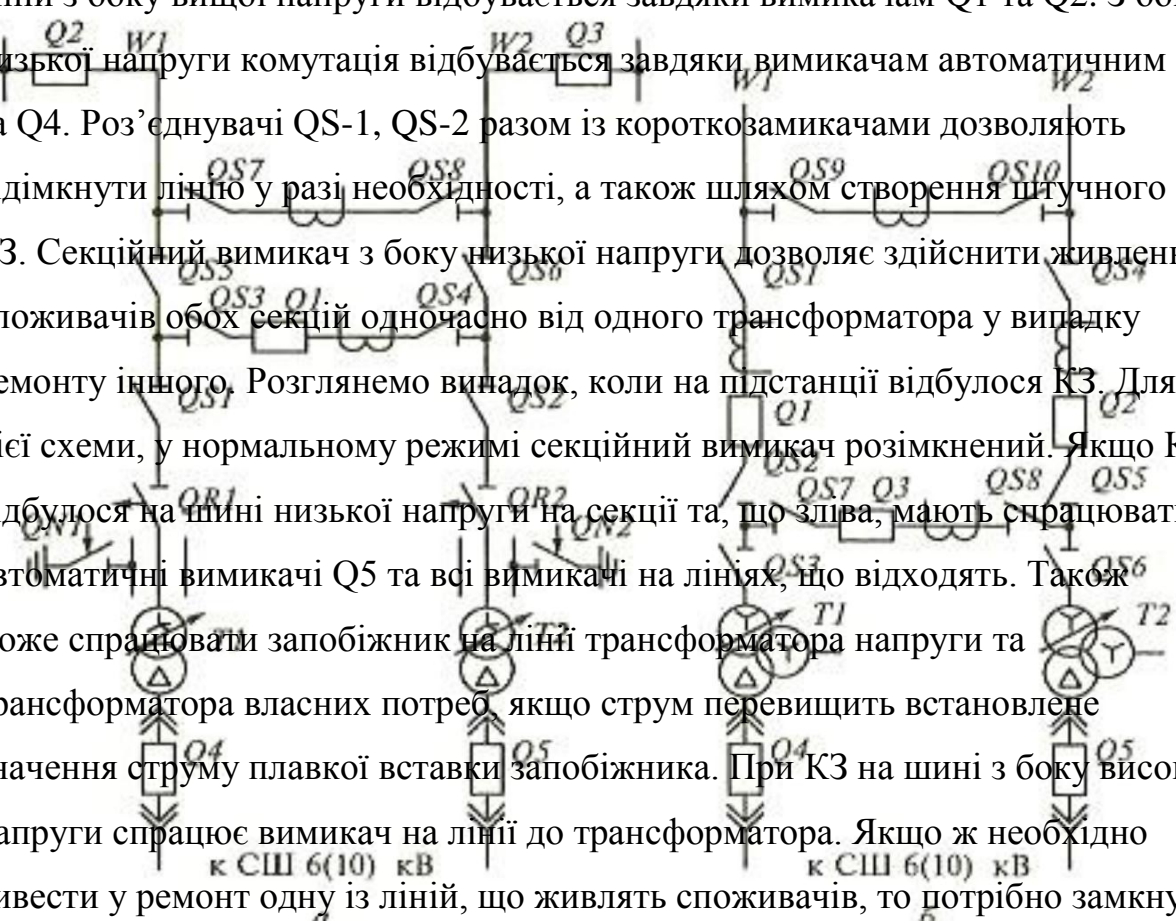
	напруги				потужність, В·А, в класі точності				імальна потужність, В·А
		Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
ЗНОЛ.09-10.02	10	$\frac{10}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100	50	75	150	300	630

Обґрунтування схеми електричних з'єднань підстанції.

Використання даного типу схем електричних з'єднань підстанції зумовлене в першу чергу надійністю в порівнянні зі схемами з однією секцією шин та меншою вартістю проектування у порівнянні зі схемами, де використовується дві секції шин з декількома смугами збірних шин на секцію. Даний тип схеми дозволяє рівномірно розподілити навантаження на трансформаторну підстанцію, а також забезпечити безперебійне живлення споживачів у випадках аварійних вимкнень живлення на підстанції завдяки наявності секційного вимикача Q5. В даній схемі живлення споживачів відбувається від двотрансформаторної підстанції по двом лініям. Комутація

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

ліній з боку вищої напруги відбувається завдяки вимикачам Q1 та Q2. З боку низької напруги комутація відбувається завдяки вимикачам автоматичним Q3 та Q4. Роз'єднувачі QS-1, QS-2 разом із короткозамикачами дозволяють відімкнути лінію у разі необхідності, а також шляхом створення штучного КЗ. Секційний вимикач з боку низької напруги дозволяє здійснити живлення споживачів обох секцій одночасно від одного трансформатора у випадку ремонту іншого. Розглянемо випадок, коли на підстанції відбулося КЗ. Для цієї схеми, у нормальному режимі секційний вимикач розімкнений. Якщо КЗ відбулося на шині низької напруги на секції та, що зліва, мають спрацювати автоматичні вимикачі Q5 та всі вимикачі на лініях, що відходять. Також може спрацювати запобіжник на лінії трансформатора напруги та трансформатора власних потреб, якщо струм перевищить встановлене значення струму плавкої вставки запобіжника. При КЗ на шині з боку високої напруги спрацює вимикач на лінії до трансформатора. Якщо ж необхідно вивести у ремонт одну із ліній, що живлять споживачів, то потрібно замкнути секційний вимикач, і живлення всіх споживачів відбудеться через один трансформатор. У разі виникнення КЗ у лінії що відходить спрацює вимикач тільки в цій лінії.



З боку низької напруги секціонована система шин

Вибір трансформаторів власних потреб

Приймачами - власниками власних потреб є: - 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. 16. На підстанції передбачається установка 2 трансформаторів власних потреб.

Номінальна потужність вибирається з умов $S_{TCH} \geq S_{CH}$,

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

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

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

№ п/п	Найменування споживача	Установлена потужність		Коеф. попиту	cosφ	Навантаження	
		Одиниці, кВт х кількість	Всього, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$,кВАр
1	Охолодження трансформаторів ТДЦ-80000/110	2x5	10	0,8	0,85	10	6,2
2	Підігрів високовольтних	2x4	8	0,8	1	8	-

	вимикачів зовнішньої установки						
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

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

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 $S_{\text{ТСР}} = 20 - 25$ кВА

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{S_{\text{СН}} + S_{\text{ТСР}}}{1,2} = \frac{22,5 + 20}{1,2} = 35,4 \text{ кВА}$$

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

7. Компонування розподільних пристроїв на боці 110 кВ

Підстанції (ПС) 110 кВ споруджують, як правило, відкритими. Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ, допускається в таких випадках: 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.

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Трансформатори 110 кВ варто установлювати відкритими, а у районах із забрудненою атмосферою з посиленою ізоляцією. Схеми для напруг 110 кВ і вище повинні складатися з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 110 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. 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.

8. Компонування розподільних пристроїв на боці 10 кВ

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: 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.

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР.5.6.141.756.ПЗ					

Розрахунок релейнозахисної апаратури підстанції

Розрахувати продольний диференційний струмовий захист від всіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін с заземленою нейтраллю, а також від багатозфазних замикань на виводах і в обмотках сторін с ізольованою нейтраллю.

1 Розрахунок струмів короткого замикання

Розраховуємо струми к. з. в максимальному і мінімальному режимах системи. Струми к. з. приведені до напруги 110 кВ.



									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР.5.6.141.756.ПЗ				

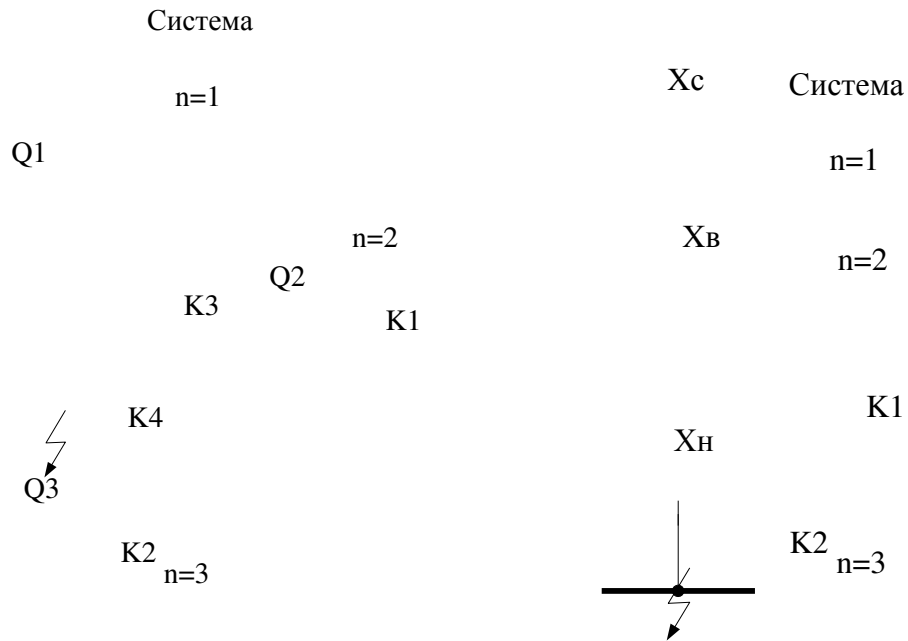


Рис. 2.1. Схема включення захисного трансформатора

Знаходимо напругу $U_{кВС}$ з умови:

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

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

$$X_B = \frac{U_{кВ}}{100} \frac{U_{ср.ном}^2}{S_m} = \frac{11}{100} \frac{115^2}{6,3} = 230,91 \text{ Ом}$$

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

$$X_H = \frac{U_{кН}}{100} \frac{U_{ср.ном}^2}{S_m} = \frac{6}{100} \frac{115^2}{6,3} = 125,95 \text{ Ом}$$

$$X_H \approx 0$$

При розрахунках струмів КЗ для захисних трансформаторів с РПН слід врахувати зміну опорів за рахунок регулювання напруги. Для

трансформаторів 110 кВ приблизено можно прийняти:

$$x_{m.\text{мин}} = x_{m.\text{ном}} 1 - \Delta U^2; x_{m.\text{макс}} = x_{m.\text{ном}} 1 + \Delta U^2$$

$$x_{В.\text{мин}} = 230,91 \cdot 1 - 0,12^2 = 178,82$$

$$x_{В.\text{макс}} = 289,66$$

$$x_{Н.\text{мин}} = 97,54 \text{ Ом}$$

$$x_{Н.\text{макс}} = 157,99 \text{ Ом}$$

Струм КЗ на шинах середньої напруги (точка К1, рисунок 2.1)

$$I_{к.\text{макс}}^3 = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} x_{с.\text{макс}} + x_{В.\text{мин}}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 12 + 178,82} = 0,348 \text{ кА}$$

$$I_{к.\text{мин}}^2 = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} x_{с.\text{мин}} + x_{В.\text{макс}}} = \frac{115}{2 \cdot 18 + 289,66} = 0,187 \text{ кА}$$

струм КЗ на шинах НН (точка К2, рисунок 2.1)

$$I_{к.\text{макс}}^3 = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} x_{с.\text{макс}} + x_{В.\text{мин}} + x_{Н.\text{мин}}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 12 + 178,82 + 97,54} = 0,231 \text{ кА}$$

$$I_{к.\text{мин}}^2 = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} x_{с.\text{мин}} + x_{В.\text{макс}} + x_{Н.\text{макс}}} = \frac{115}{2 \cdot 18 + 289,66 + 157,99} = 0,123 \text{ кА}$$

Попередній розрахунок продольного диференційного струмового захисту і вибір типа реле

1. Визначаємо середнє значення первинних и вторинних номінальних струмів для всіх плеч диференційного захисту (по номінальній потужності найбільш потужній обмотці трансформатору). Розрахунки зводяться в табл. 3.

									Лист
									59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Найменування величини	Числове значення для сторони		
	115кВ	38,5кВ	11кВ
Первинний номінальний струм трансформатору, А	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,7$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 94,6$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 331,1$
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму n_T	100/5	200/5	400/5
Схема з'єднання обмоток трансформаторів струму	Δ	Δ	Y
Вторинний струм в плечі захисту, А	$\frac{31,7 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 2,74$	$\frac{94,6 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 4,09$	$\frac{331,1 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 4,14$

Струм спрацювання захисту визначається по більшій з двох розрахункових умов:

а) отстройка від броска струму намагнічування:

$$I_{с.з} = k_{отс} I_{ном} = 1,3 \cdot 31,7 = 41,17(\text{А})$$

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

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$I_{с.з} = K_3 K_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} \cdot I_{к.макс(К1)}^3$$

$$= 1,3 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05 \cdot 348 == 122,3(A)$$

Приймається $I_{с.з} = 122,3(A)$

2. Попередня перевірка чутливості проводиться по первинним струмам при двуфазному КЗ на стороні НН (точка К4, рисунок 2.1):

$$K_ч = \frac{I_{к.минК4}^2}{I_{с.з}} = 1,001 < 2$$

3. Оскільки захист з реле типу РНТ не забезпечує чутливість, а розрахунковою являється отстройка від струму небалансу, то слідє примінити реле типу ДЗТ-11, для якого струм спрацювання захисту вибирається по умовам :

а) отстройка від броска намагнічувального струму:

$$I_{с.з} = K_{отс} I_{ном} = 1,5 \cdot 31,7 = 47,5(A)$$

б) отстройка від тока небалансу при КЗ на СН:

$$I_{с.з} = K_3 K_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} \cdot I_{к.макс(К1)}^3$$

$$= 1,5 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05 \cdot 348 == 141,1(A)$$

в) отстройка від струму небалансу при КЗ на НН:

$$I_{с.з} = K_3 K_{одн} \varepsilon + \Delta U_I \cdot I_{к.макс(К2)}^3 = 1,5 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,12 \cdot 231 = 76,1(A)$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з встановленням гальмівної обмотки зі сторони СН. Тоді отстройка буде забезпечена за рахунок гальмування, а струм спрацювання захисту приймається по більшому з умови 3б і 3в.

$$I_{с.з} = 76,1(A)$$

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{123}{76.1} = 1.62$$

Це значення $k_{\text{ч}}$ декілька менше нормованого, однак, номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ дорівнює:

$$I_{\text{к.мин}}^{(2)} = \frac{115}{2(18 + 230,91 + 125,95)} = 153,4(\text{А})$$

і потрібний коефіцієнт чутливості забезпечується :

$$k_{\text{ч}} = \frac{153,4}{76.1} = 2,01$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосоване.

3.2 Вибір уставок реле ДЗТ-11

Первинний і вторинний струми сторін трансформатора приведені в таблиці 3.1.

З таблиці 3.1 слідує , що в якості основної слідує взяти сторону НН (11 кВ), яка має більший вторинний номінальний струм.

Струм спрацювання реле для основної сторони визначається:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{с.з}} k_{\text{сх}} \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номн}}}}{K_{\text{In}}} = \frac{76,1 \cdot 1 \cdot \frac{115}{11}}{\frac{400}{5}} = 9,94 (\text{А})$$

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для основної сторони визначається :

$$w_{\text{осн.расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{с.р.осн}}} = \frac{100}{9,94} = 10,06 \text{ витків}$$

Приймається $w_{\text{осн.расч}} = 10$ витків що відповідає фактичному струму

$$\text{спрацювання реле } I_{\text{с.р.осн}} = \frac{100}{10} = 10\text{А}$$

Розрахункова кількість витків для другис сторін трансформатора визначається :

Для сторони 110кВ

$$w_{\text{расчI}} = 10 \frac{4,14}{2,74} = 15,11. \text{ Приймається } w_I = 15$$

$$w_{\text{расчII}} = 10 \frac{4,14}{4,09} = 10,12. \text{ Приймається } w_I = 15$$

Уточнений струм спрацювання захисту з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться:

$$I_{\text{с.з}} = (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) I_{\text{к.мин}}^{(k2)} = 1,5(1,0 + 0,1 + 0,12 + 0,00713) \cdot 231 = 78,5(\text{А})$$

$$\text{де } \Delta w_I = \frac{w_{\text{Iрасч}} - w_1}{w_{\text{Iрасч}}} = 0,00713$$

Уточнений розрахунковий струм спрацювання реле :

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{с.з}} k_{\text{сх}} \left(\frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номIII}}} \right)}{K_{\text{I(III)}}} = \frac{78,5 \cdot 1 \cdot \frac{115}{11}}{\frac{400}{5}} = 10,26 (\text{А})$$

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

$$I_{\text{нб.расч}} = k_3 (k_{\text{пер}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_{II}) I_{\text{к.мин}}^{(k1)} = \\ = 1,5(1,0 + 0,1 + 0,12 + 0,05 + 0,0114) \cdot 348 = 147,1(\text{А})$$

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист 63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

де $\Delta w_{II} = 0,0114$

Кількість витків гальмівної обмотки знаходиться:

$$w_{\text{торм}} = \frac{K_3 I_{\text{нб.расч}} \cdot w_{\text{рабл}}}{I_{\text{к.макс}}(K1) \cdot \text{tga}} = \frac{1,5 \cdot 147,1 \cdot 10}{348 \cdot 0,75} = 8,44$$

Таким чином, до установки на реле приймаються така кількість витків:

$$w_I = 15, \quad w_{II} = 10, \quad w_{III} = 10, \quad w_{\text{торм}} = 8.$$

Чутливість захисту визначається приблизено по первинним струмам при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального и нормального регулювання трансформатору

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}(K2)}{I_{\text{с.з}}} = \frac{123}{78,5} = 1,57 \text{ і } k_{\text{ч}} = \frac{154,6}{78,5} = 1,97$$

де $I_{\text{с.з}} = 78,5(\text{А})$ фактичний струм спрацювання захисту , при

$$I_{\text{с.р}} = 10,26(\text{А})$$

Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному Регулюванню напруги практично відповідає номінальному , а при мінімальному регулюванні достатньо високий, то захист з реле ДЗТ-11 рекомендується до установки. Включення гальмівної обмотки на суму вторинних струмів сторін СН і НН дозволяє вибрати струм спрацювання по умові 3 а) і забезпечити $k_{\text{ч}} \geq 2$ в усіх режимах.

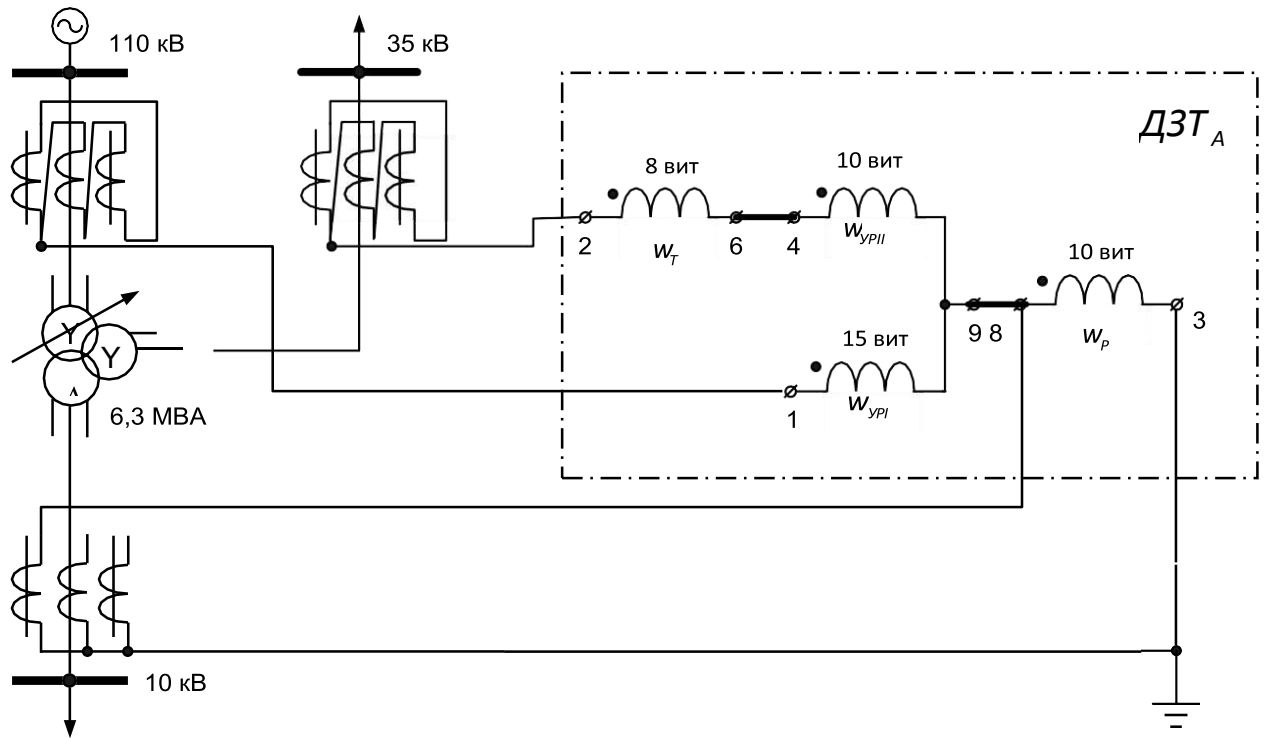


Рис. 3.1. Схема включення обмоток реле типу ДЗТ-11 в диференційному захисті триобмоткового трансформатора

Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі.

Для триобмоткових трансформаторів с односторонім живленням в якості резервного захисту рекомендується установка на стороні живлення МТЗ з пуском чи без пуску по напрузі.

Спочатку визначається струм спрацювання МТЗ без пуску по напрузі:

$$I_{с.з} = \frac{K_3}{K_B} \cdot K_C \cdot I_{нагр.макс} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 2,5 \cdot 31,7 = 118,7(\text{А})$$

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

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин(К1)}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{187}{118,7} = 1,57 \text{ і } k_{ч} = \frac{123}{118,7} = 1,04$$

Оскільки чутливість МТЗ без пуску по напрузі виявилася недостатньою, застосуємо блокування по напрузі з сторін СН и НН трансформатора. В цьому випадку струм спрацювання захисту, визначається:

$$I_{с.з} = \frac{K_3}{K_B} \cdot I_{НОМ} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 31,7 = 47,5(\text{А})$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках:

$$k_{ч} = \frac{187}{47,5} = 3,93 \quad \text{і} \quad k_{ч} = \frac{123}{47,5} = 2,6$$

Напругу спрацювання органу блокування при симетричних КЗ визначемо:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{с.МИН}}{k_B} = \frac{0,7 \cdot 115}{2 \cdot \sqrt{3}} = 67,1$$

Напруга спрацювання органу блокування при несиметричних КЗ визначемо:

$$U_{2с.з} = 0,06 \cdot U_{НОМ} = 0,06 \cdot 115 = 6,9(\text{кВ})$$

Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на приймальних сторонах трансформатора, куди і підключені блокувальні реле $U_{к.защ}^{(3)} = 0$

$$U_{с.з} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{115}{2 \cdot \sqrt{3}} = 33,24(\text{кВ})$$

Тоді

$$K_{чU} = \frac{U_{с.з}}{U_{кмакс}} = \frac{67,1}{0} \geq 1,5$$

$$K_{чU} = \frac{U_{2к.защ}}{U_{2с.з}} = \frac{33,24}{6,9} = 4,82 \geq 1,5$$

Оскільки при КЗ на приймальних сторонах трансформатора $k_{ч} \geq 1,5$ то диференційні захисти шин на цих сторонах можна не встановлювати.

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Струм спрацювання захисту від симетричного перегруза, діючий на сигнал, визначається по умові отстройки від номінального струму трансформатора на стороні, де установлений захист,

$$I_{с.з} = \frac{K_3}{K_B} \cdot I_{т.ном} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 31,7 = 41,56(A)$$

Витримки часу МТЗ погоджуються з витримками часу захисту ліній на сторонах СН и НН.

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ

Відкритого Розподільчого Пристрою

На території ВРП необхідно розставити блискавковідводи для захисту електрообладнання від прямих ударів блискавки, розрахувати висоту блискавковідводів і накреслити горизонтальний перетин зони захисту блискавковідводів на висоті h_x і вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів розміщених по діагоналі ВРП.

Вихідні данні :

a , м	b , м	h_x , м
220	260	14

a і b – ширина і довжина території ВРП,

h_x – найбільша висота кріплення гирлянд ізоляторів на порталі.

Розміщення блискавковідводів зробимо по периметру ВРП по кутах. Так як передбачувана висота блискавковідводів менше відстані між ними, то при ймовірності прориву $P_{пр}=0,005$ знайдемо мінімальну висоту системи з двох стрижневих блискавковідводів, необхідну для захисту точки, що знаходиться по середині діагоналі прямокутника на висоті h_x :

$$h_{min} = h_x = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(l - h).$$

Для ймовірності прориву блискавки через кордон зони захисту не перевищує 0,005, $h_0=0.85h$.

$$h_x = 0.85h - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(l - h).$$

Довжина діагоналі ВРП :

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$$l = \sqrt{a^2 + e^2} = \sqrt{220^2 + 260^2} = 340.59 \text{ м} .$$

Тоді:

$$h_x = 0.85 h - \left(0.17 l - 0.17 h + 3 \cdot 10^{-4} h l - 3 \cdot 10^{-4} h^2 \right) .$$

Підставляючи в це рівняння значення $h_x=14$ м. и $l=340,59$ м. отримаємо квадратне рівняння:

$$3 \cdot 10^{-4} h^2 + 0,918 h - 71.9 = 0 .$$

Вирішуємо це рівняння:

$$D = e^2 - 4ac = 0,929 .$$

$$h_1 = \frac{-0.918 + \sqrt{0.929}}{2 \cdot 3 \cdot 10^{-4}} = 76,4 \text{ м} .$$

$$h_2 = \frac{-0,918 - \sqrt{0,929}}{2 \cdot 3 \cdot 10^{-4}} = -3135,84 \text{ м} , \text{ не має фізичного сенсу. Для розрахунку}$$

зони захисту блискавковідводів як системи подвійного стрижневого блискавковідводу з ймовірністю прориву $P_{пр}=0,005$ повинна виконуватись умова $l < 3h$.

$$h > \frac{l}{3} = 113.53 \text{ м} .$$

Так як отримане значення $h > h_1$ то для захисту точки на ВРП у найбільш несприятливому місці за розрахункову висоту блискавковідводу приймаємо $h=114$ м.

Визначимо межі зони захисту такого одиночного блискавковідводу.

$$h_0 = 0.85 h = 96.9 \text{ м} .$$

Радіус перетину зони захисту r_x на висоті h_x знайдемо з формули

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$r_x = (1.1 - 0.002 h) \left(h - \frac{h_x}{0.85} \right) = 85,05 \text{ м} .$$

Радіус зони захисту одиночного блискавковідводу на рівні землі:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 99.41 \text{ м} .$$

Мінімальна висота двох найближчих блискавковідводів знаходяться по діагоналі ОРУ:

$$h_{\text{min}1} = h_0 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(l - h) = 50.63 \text{ м} .$$

Так як $h_{\text{min}1} > h_x$ то обрана висота блискавковідводу задовольняє умовам захисту на висоті h_x .

Відстань між віссю симетрії, проведеної між блискавковідводами по діагоналі і найбільш віддаленою точкою захисту посередині між ними на рівні $h_x - d_{x1}$:

$$d_{x1} = \frac{r_0 (h_{\text{min}1} - h_x)}{h_{\text{min}1}} = 71.92 \text{ м} .$$

Межа зони захисту блискавковідводів розташованих по діагоналі будуюмо на рис. 1.

Аналогічно розраховуємо зони захисту блискавковідводів уздовж ширини a ВРП:

$$h_{\text{min}2} = h_0 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(a - h) = 75.25 \text{ м} .$$

$$d_{x2} = \frac{r_0 (h_{\text{min}2} - h_x)}{h_{\text{min}2}} = 80.91 \text{ м} .$$

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Межі зони захисту також будуємо на рис. 1.

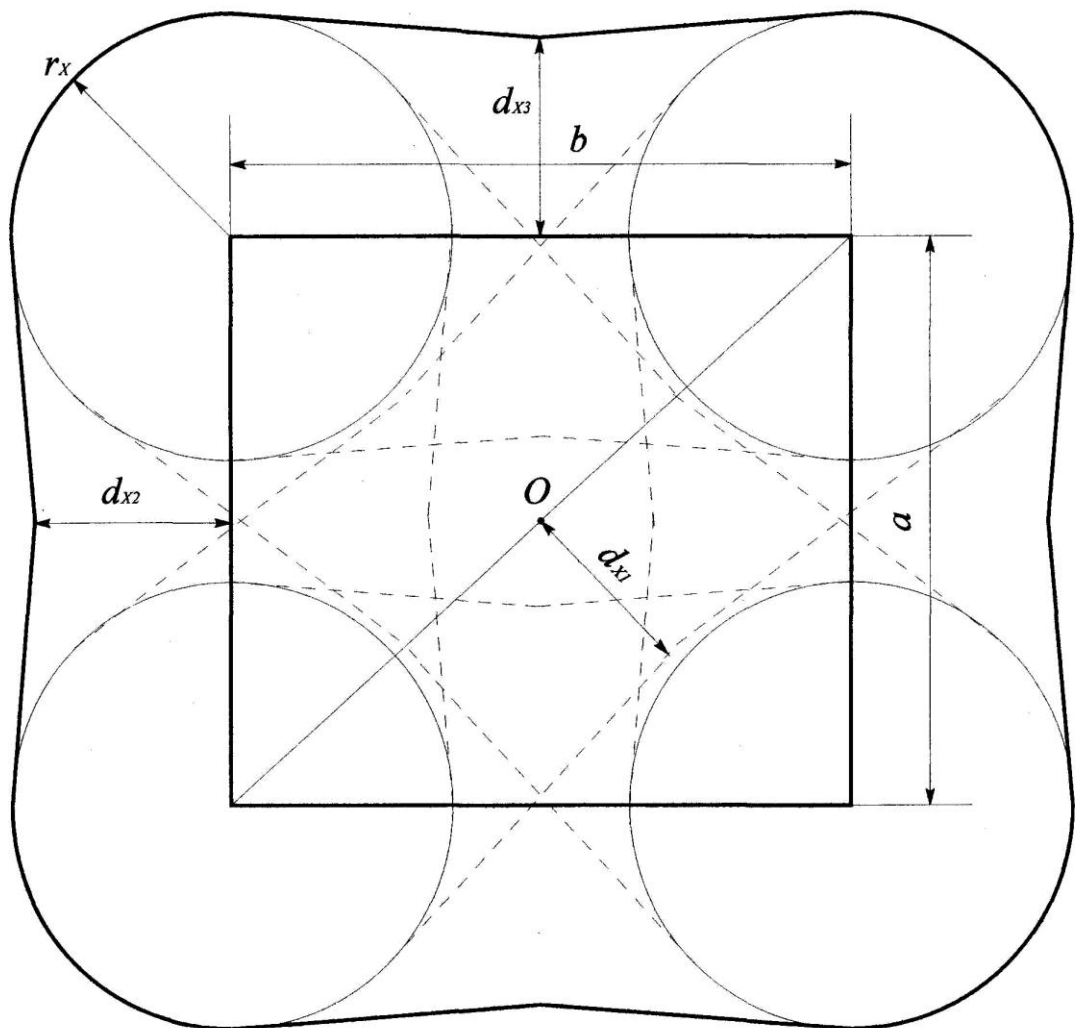
Зона захисту блискавковідводів розташованих уздовж довжини ϵ ВРП:

$$h_{\text{min}3} = h_0 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(\epsilon - h) = 67.09 \text{ м} .$$

$$d_{x3} = \frac{r_0 (h_{\text{min}3} - h_x)}{h_{\text{min}3}} = 78.66 \text{ м} .$$

Межі зони захисту також будуємо на рис. 4.1.

Після нанесення всіх зон захисту бачимо що вся територія ВРП знаходиться в зоні захисту блискавковідводів розташованих по кутах ВРП.

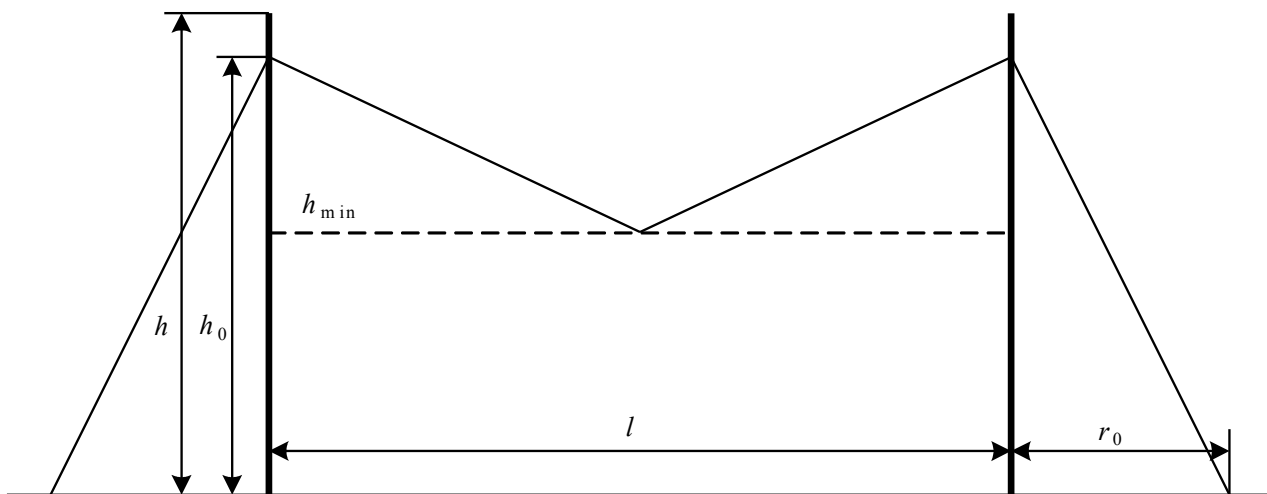


Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР.5.6.141.756.ПЗ

Лист

70



					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Висновки

У першому розділі виконувалися:

- Розрахунок параметрів схеми заміщення лінії і трансформаторів.
- Визначались наведені до сторони ВН навантаження трансформаторів (з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів)
- Складав розрахункову схему заміщення мережі та визначив розрахункові навантаження вузлів мережі (з урахуванням втрат у вітті намагнічування трансформаторів і реактивної потужності, що генерується лініями.
- Виконав розрахунок нормального режиму замкнутої мережі (всі лінії включені в роботу).
- Визначив напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі.

У другому розділі вибирались силові трансформатори за графіком навантаження, проводились розрахунок струмів короткого замикання. Вибір збірних шин 110 кВ та жорстких шин 10 кВ коробчастого перерізу. Вибір захисної та комутаційної апаратури. Вибір вимикачів на боці високої напруги 110 кВ. Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ. Секційного вимикача 10 кВ. Вимикачів на лініях 10 кВ. Роз'єднувачів. Зробив вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги. Здійснений вибір трансформаторів власних потреб. Вибрані прилади я використав на схемі місток з боку 110 кВ так як вона більш надійна в плані використання. З боку 10 кВ одна секціонована система шин яка має можливість використання і живлення всіх споживачів при одному робочому трансформаторі що є необхідністю для більш надійного живлення споживачів.

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

У третьому розділі вибиралися силові трансформатори та розраховувалася перевірка за графіком навантаження.

Розрахунок струмів короткого замикання.

Вибір захисної та комутаційної апаратури.

Склалися таблиці згідно умов вибору комутаційної апаратури.

У четвертому розділі розраховувалася висота блискавковідводів і був накреслений горизонтальний перетин зони захисту блискавковідводів на висоті h_x і вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів розміщених по діагоналі ВРП.

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список використаної літератури

- 1.Василега, П.О. Електропостачання: підручник / П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2019. - 521 с.
- 2.Кідиба В.П.
Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013 – 533 с.
- 3.Яндульський О.С., Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб. / О.С. Яндульський, О.О. Дмитренко; під загальною редакцією д.т.н. О.С. Яндульського. – К.: НТУУ 2016. – 102 с. – Бібліогр,: с. 92 – 102.
- 4.Рудницький В.Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування: навч. посіб. – Суми: Університетська книга, 2006. – 163 с.
- 5.Рудницький В.Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування: навч. посіб. – Суми: Університетська книга, 2007. – 280 с.
- 6.Релейний захист і автоматика в системах електропостачання / П.П. Говоров та ін.: навч. посіб. – К.: ІЗМН, 1996. – 288 с.
- 7.Плєшков П.Г., Мануйлов В.Ф., Коновалов І.В. Релейний захист та автоматика систем електропостачання: навч. посіб. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007.– 380 с.
- 8.Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник. – М.: Высшая школа, 2006. – 639 с.
- 9.Перехідні процеси в системах електропостачання: Підр. для вузів / За ред. акад. Г.Г. Півняка. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2002. –597 с.

					БР.5.6.141.756.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73