

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

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему:

**«Розрахунки режимів електричної мережі та
вибір високовольтного обладнання підстанції»**

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Виконала студентка гр. ЕТмз-11С	_____	А.О. Яцун
Керівник, к.т.н.	_____	С.М. Лебедка
Консультант з економічної частини		
к.е.н., доцент	_____	О.М. Маценко
Нормоконтроль	_____	М.А. Никифоров

Суми 2022

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою електроенергетики

І.Л. Лебединський

“ ___ ” _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ на магістерську роботу

Яцун Анастасії Олександрівни

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема кваліфікаційної роботи «Розрахунки режимів електричної мережі та вибір високовольтного обладнання підстанції»

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2. Термін здачі студентом завершеної роботи 10.12.2022 р.

3. Вихідні дані до роботи: конфігурація мережі, потужності та категорії надійності споживачів, добовий графік навантаження

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

Вступ

1. Розрахунок електричної мережі

2. Вибір обладнання високовольтної підстанції

3. Охорона праці (блискавкозахист, заземлення)

4. Економічна частина

Висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним позначенням обов'язкових креслень)
схема електричної мережі, схема заміщення з розрахунком нормального режиму;

схема електричних з'єднань підстанції зі специфікацією;

схема блискавкозахисту, заземлення

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
Економічна частина	Маценко О.М.		

7. Дата видачі завдання _____

Керівник проекту _____
(підпис)

Задання прийняв до виконання _____
(підпис)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів магістерської роботи	Строк виконання етапів роботи
1	Розрахунок електричної мережі	01.10.2022
2	Вибір обладнання високовольтної підстанції	15.10.2022
3	Охорона праці	01.11.2022
4	Розрахунок економічної частини	20.11.2022
5	Оформлення пояснювальної записки, креслень, презентації, підготовка доповіді	01.12.2022

Студент _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

Реферат

76 сторінок, 18 рисунків, 22 таблиці, 20 джерел.

Бібліографічний опис: Яцун А.О. Розрахунки режимів електричної мережі та вибір високовольного обладнання підстанції [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістр; спец.: 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / А.О. Яцун; керівник – С.М. Лебедка. – Суми: СумДУ, 2022 – 98 с.

Ключові слова: споживач, категорія, електрична мережа, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, схема заміщення, вимикач, трансформатор струму, блискавкозахист, заземлення

потребитель, категория, электрическая сеть, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, схема замещения, выключатель, трансформатор тока, молниезащита, заземление

consumer, category, power, transformer, transmission line, wire, substitution circuit, switch, current transformer, lightning protection, earthing.

Короткий огляд (реферат): В даній роботі розраховано режими роботи електричної мережі, струми короткого замикання. Розраховано електричну частину підстанції, спроектовано грозозахист підстанції

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- ПЕК – паливно-енергетичний комплекс;
ОЕС – об'єднана енергосистема;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
ВН – висока напруга;
НН – низька напруга;
ЛЕП – лінія електропередачі;
РП – розподільчий пункт;
СП – силовий пункт;
КП – компенсуючий пристрій;
КТП – комплектна трансформаторна підстанція;
КЗ – коротке замикання;
ГПП – головна понижуюча підстанція;
ТС – трансформатор струму;
ТН – трансформатор напруги;
ЗП – заземлюючий пристрій;
АД – асинхронний двигун;
ППР – планово попереджувальний ремонт;
ФОП – фонд оплати праці.

Зміст

Вступ	7
1. Розрахунок електричної мережі	9
2. Вибір обладнання високовольтної підстанції	30
3. Охорона праці	47
4. Економічна частина	54
Висновки	71
Список використаної літератури	72

					MP 5.8.141.326 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	Яцун				<i>Розрахунки режимів електричної мережі та вибір високовольтного обладнання підстанції</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Перевір.</i>	Лебедка						6	76
<i>Реценз.</i>						СумДУ ЕТ.мз-11с		
<i>Н. Контр.</i>	Никифоров							
<i>Затверд.</i>	Лебединський							
					<i>Пояснювальна записка</i>			

Вступ

Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) в Україні представлений підприємствами електроенергетики, вугледобувної, паливної та нафтопереробної промисловості. До електроенергетичного сектору входять теплові, атомні та гідроелектростанції, а також підприємства передачі та розподілу електроенергії. ПЕК включає видобування природних видів палива, їхню переробку, транспортування тощо.

Постачання електричної енергії займає важливу позицію в промисловості. Адже саме такі підприємства споживають деталями, механізмами інші підприємства важкого машинобудування. Тому важливо встановити надійне обладнання задля хорошого енергопостачання. Це можуть бути нові автоматичні вимикачі, електромагнітні пускачі європейських стандартів, тощо.

Електроенергетична галузь працює загалом стабільно, забезпечуючи обсяги електроенергії, необхідні як для національної економіки та житлово-комунального сектору, так і для експорту. Останнім часом галузь нарощує частку своєї продукції у структурі споживання палива та енергії у країні. Однак потребує модернізації і розширення мережа ліній електропередачі, брак яких зумовлює, зокрема неповне використання потужностей українських АЕС і регіональні диспропорції у забезпеченні електроенергією. Недостатність маневрових потужностей і ліній передачі, а також недоліки систем управління (зокрема, диспетчеризації) знижують надійність і стабільність роботи ОЕС України, яка для усунення цих недоліків потребує досить значних інвестицій. Однак, непрозорість відносин у ПЕК загалом та електроенергетичній галузі зокрема, невиконання державою взятих на себе зобов'язань, бюрократизм і корупція перешкоджають припливу інвестицій, отже – модернізації галузі відповідно до європейських вимог, норм і стандартів. Тому очікувати інвестицій реально лише після належного інституційного забезпечення роботи галузі (та ПЕК України загалом): обмеження корупції; забезпечення сталої, відповідної європейському енергетичному законодавству нормативно-правової бази (в т.ч. у сфері податкового законодавства); запровадження засад відкритості, прозорості та соці-

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						7
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		

льної відповідальності в діяльність усіх суб'єктів галузі.

В дипломній роботі розглядається питання електропостачання ділянки цеху металообробки, де використовується обладнання значної потужності. Для забезпечення надійності електропостачання використані бюджетні, але надійні рішення від компаній, що давно представлені на ринку.

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						8
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		

1. Розрахунок електричної мережі

1.1 Вихідна схема

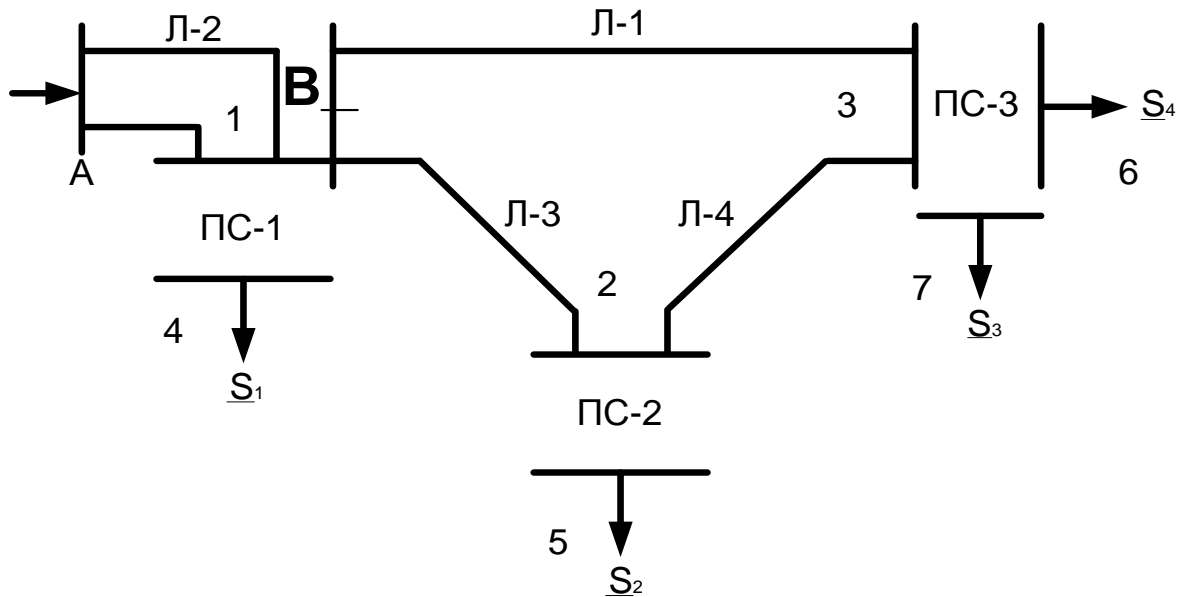


Рис.1

$$\underline{S}_1 = 100 + j50 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_3 = 20 + j20 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_2 = 10 + j30 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_4 = 10 + j5 \text{ МВА}$$

$$Л1 = 50 \text{ км}$$

$$Л3 = 50 \text{ км}$$

$$Л2 = 70 \text{ км}$$

$$Л4 = 50 \text{ км}$$

$$\underline{S}_{1p} = \underline{S}_{B3} + \underline{S}_{B1} + \underline{S}_1; \quad \underline{S}_{2p} = \underline{S}_2; \quad \underline{S}_{3p} = \underline{S}_3 + \underline{S}_4;$$

1.2 Розрахунок розподілу потужностей без урахування втрат

Прийmemo: $Л3=l1$; $Л4=l2$; $Л1=l3$.

Розімкнемо замкнуту мережу $l1$, $l2$, $l3$ в точці "В" по ВВ шинах ПС1:

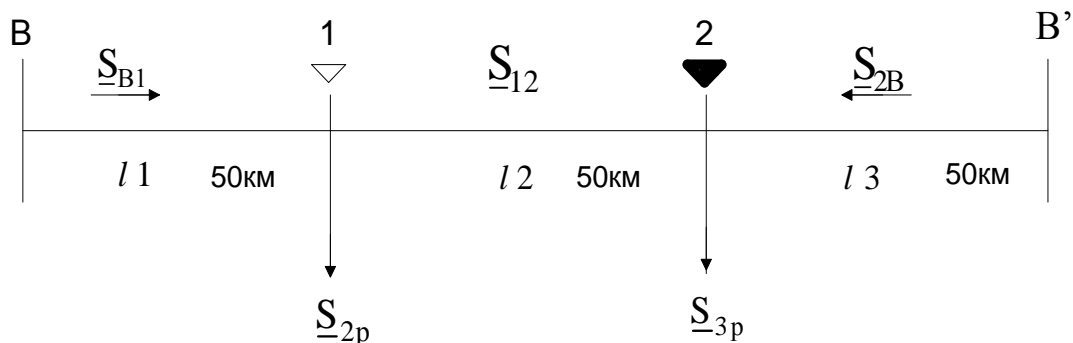


Рис.2

Прийmemo, що $X / R = \text{const}$, тоді:

$$\underline{S}_{B1} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_2 + l_3) + \underline{S}_{3P} \cdot (l_3)}{l_1 + l_2 + l_3} = 16,667 + j28,333 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B2} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_1 + l_2) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_1)}{l_1 + l_2 + l_3} = 23,333 + j26,667 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{B1} - \underline{S}_{2P} = 6,667 - j1,667 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_{B1} + \underline{S}_{B'2} + \underline{S}_1 = 140 + j105 \text{ MVA}$$

Для перевірки складемо баланс потужності:

$$\underline{S}_{2P} + \underline{S}_{3P} = \underline{S}_{B1} + \underline{S}_{B2}$$

$$40 + j55 = 40 + j55$$

Баланс потужності зійшовся.

1.3 Знаходимо напругу мережі

$$U_{B1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{16,667}}} = 74,384 \text{ кВ.}$$

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		10

$$U_{12} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{6,667}}} = 50,996 \text{кВ.}$$

$$U_{B'2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{23,333}}} = 92,393 \text{кВ.}$$

$$U_{A1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{70} + \frac{2500}{140}}} = 200 \text{кВ.}$$

Прийmemo напругу мережі 220кВ.

1.4 Вибір проводів

Для вибору типу проводів знаходимо струми в лініях

$$I_{B1} = \frac{\sqrt{16,667^2 + 28,333^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 86,266 \text{А;}$$

$$I_{12} = \frac{\sqrt{6,667^2 - 1,667^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 16,941 \text{А;}$$

$$I_{B'2} = \frac{\sqrt{23,333^2 + 26,667^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 92,99 \text{А;}$$

$$I_{B1} = \frac{\sqrt{140^2 + 105^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 459,256 \text{А;}$$

Для ліній 220кВ. за умовами корони переріз проводів має бути не менше 240 мм². Тому для ліній Л1, Л2, Л3, Л4 обираємо провід АС-240/32 з номінально допустимим струмом 605А.

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		11

Таблиця №1. Вибір проводів мережі.

Марка про- вода	l, км	R, Ом	X, Ом	jQ, МВАР	jQ/2, МВАР
Л1, Л3, Л4- АС240/32	50	5,9	21,35	6,292	3,146
Л2- АС240/32	70	8,26	30,45	8,809	4,404

1.5 Вибір трансформаторів для підстанцій

ПС1:

$$S_m = \frac{\sqrt{100^2 + 50^2}}{1,4} = 79,86 \text{ МВА};$$

Обираємо трансформатор ТДЦ 80000/220

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{\sqrt{100^2 + 50^2}}{2 \cdot 25} = 0,699$$

Два паралельно працюючих трансформатори ТДЦ 80000/220 задовольняють вимоги, так як споживач першої категорії надійності електроспоживання.

Таблиця №2. Каталожні дані трансформатора ПС1.

Потужність Тр-ра		ВН	НН	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
80МВА		242	10,5	11	320	105	0,6

ПС2:

$$S_m = \frac{\sqrt{10^2 + 30^2}}{1,4} = 22,588 \text{ МВА};$$

Обираємо трансформатор ТРДН 40000/220

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі:

$$K_z = \frac{\sqrt{10^2 + 30^2}}{2 \cdot 40} = 0,395$$

Два паралельно працюючих трансформатори ТРДН 40000/220 задовольняють вимоги, так як споживач другої категорії надійності електроспоживання.

Таблиця №3. Каталожні дані трансформатора ПС2.

Потужність Тр-ра		ВН	НН	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
40МВА		230	11/11	12	170	50	0,9

ПС3:

$$S_m = \frac{\sqrt{30^2 + 25^2}}{1,4} = 27,894;$$

Обираємо трансформатор ТРДН 40000/220

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі:

$$K_z = \frac{\sqrt{30^2 + 25^2}}{2 \cdot 40} = 0,488$$

Один трансформатор ТРДН 40000/220 задовольняє вимоги, так як споживач третьої категорії надійності електроспоживання.

Таблиця №4. Каталогні дані трансформатора ПСЗ.

Потужність Тр-ра		ВН	НН	$U_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$
40МВА		230	11/11	12	170	50	0,9

1.6 Розрахунок навантажень вузлів мережі з урахуванням втрат у трансформаторах

Знаходимо розрахункову потужність у вузлі 1, враховуючи втрати в обмотках трансформаторів, для цього складемо схему заміщення двох трансформаторів ПС1:

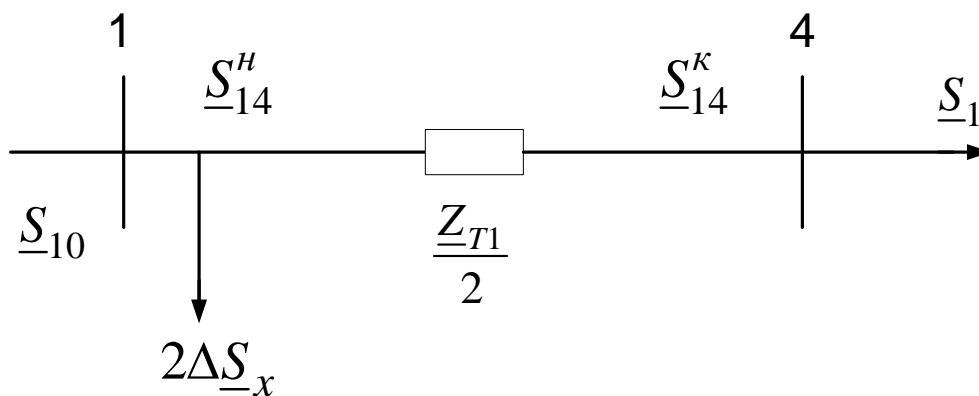


Рис.3

$$\underline{Z}_{T1} = 2,93 + j80,525(\text{Ом});$$

$$\underline{S}_{14}^K = \underline{S}_1 = 100 + j50 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{14}^H = \underline{S}_{14}^K + \frac{(P_{14}^K)^2 + (Q_{14}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{T1}}{2} = 100,378 + j60,388 \text{ МВА}$$

$$\Delta Q_X = \frac{I_X \cdot S_H}{100} = 0,48 \text{ МВАР}$$

$$\Delta S_X = 0,05 + j0,48 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{10} = \underline{S}_{14}^H + 2\underline{S}_X = 100,478 + j61,348 \text{ MVA}$$

Знаходимо розрахункову потужність у вузлі 2, враховуючи втрати в обмотках трансформаторів, для цього складемо схему заміщення двох трансформаторів ПС2:

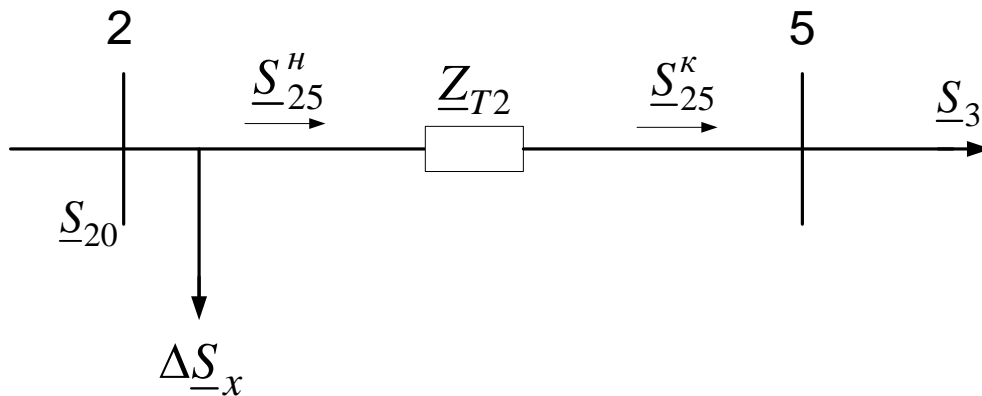


Рис. 4

$$\underline{Z}_{T2} = 5,62 + j158,7 (\text{Ом});$$

$$\underline{S}_{25}^K = \underline{S}_2 = 10 + j30 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{25}^H = \underline{S}_{25}^K + \frac{(P_{25}^K)^2 + (Q_{25}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{T2}}{2} = 10,106 + j33 \text{ MVA}$$

$$\Delta S_X = 0,05 + j0,36 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{20} = \underline{S}_{25}^H + 2\underline{S}_X = 10,156 + j33,36 \text{ MVA}$$

Знаходимо розрахункову потужність у вузлі 3, враховуючи втрати в обмотках трансформатора, для цього складемо схему заміщення трансформатора ПСЗ:

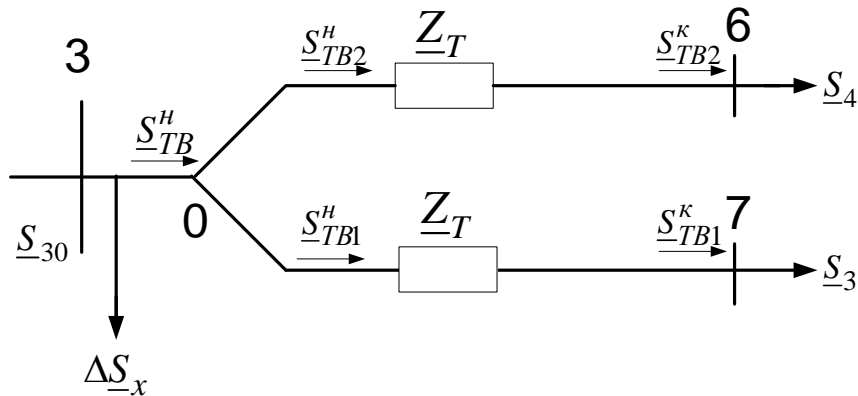


Рис.5

$$\underline{Z}_{T3} = 5,62 + j158,7(\text{Ом});$$

$$\underline{S}_{TB1}^K = \underline{S}_3 = 20 + j20\text{MBA}$$

$$\underline{S}_{TB1}^H = \underline{S}_{TB1}^K + \frac{(P_3^K)^2 + (Q_3^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_T = 20,085 + j22,4\text{MBA}$$

$$\underline{S}_{TB2}^K = \underline{S}_4 = 10 + j5\text{MBA}$$

$$\underline{S}_{TB2}^H = \underline{S}_{TB2}^K + \frac{(P_4^K)^2 + (Q_4^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_T = 10,013 + j5,375\text{MBA}$$

$$\underline{S}_{TB}^H = \underline{S}_{TB1}^H + \underline{S}_{TB2}^H = 30,098 + j32,775\text{MBA}$$

$$\Delta S_X = 0,05 + j0,36\text{MBA}$$

$$\underline{S}_{30} = \underline{S}_{TB}^H + \Delta S_X = 30,148 + j33,135\text{MBA}$$

1.7 Розрахунок потокорозподілу на ділянках мережі з урахуванням втрат в режимі максимальних навантажень

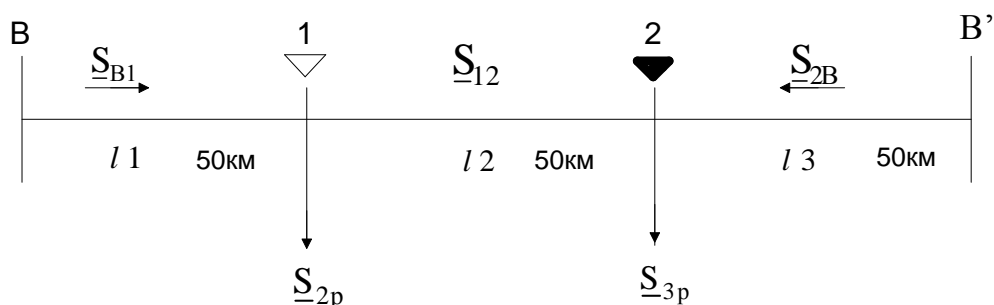


Рис.6 Схема заміщення

$$\underline{S}_{2p} = \underline{S}_{20} = 10,156 + j33,36 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{3p} = \underline{S}_{30} = 30,148 + j33,135 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B1} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_2 + l_3) + \underline{S}_{3P} \cdot (l_3)}{l_1 + l_2 + l_3} = 16,82 + j33,285 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{2B} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_1 + l_2) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_1)}{l_1 + l_2 + l_3} = 23,484 + j33,21 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{B1} - \underline{S}_{2p} = 6,664 - j0,075 \text{ MVA}$$

Для перевірки складемо баланс потужності:

$$\underline{S}_{2p} + \underline{S}_{3p} = \underline{S}_{B1} + \underline{S}_{B2} = 40,304 + j66,495 \text{ MVA}$$

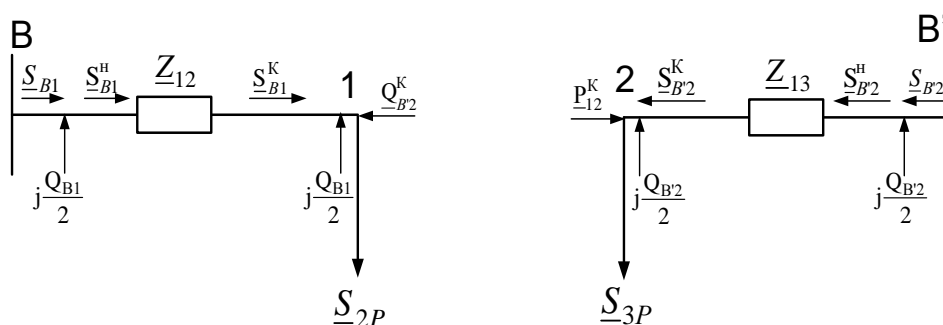


Рис.7

$$\Delta \underline{S}_{12} = 5,414 \cdot 10^{-3} + j0,02 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{Y1} = P_{2P} + P_{12} + \Delta P_{12} + J(Q_{2P} - Q_{12}) = 16,825 + j33,303 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B1}^K = \underline{S}_{Y1} - j \frac{Q_{B1}}{2} = 16,825 + j30,157 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B1}^H = \underline{S}_{B1}^K + \frac{(P_{B1}^K)^2 + (Q_{B1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B1} = 16,97 + j30,683 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B1} = \underline{S}_{B1}^H - j \frac{Q_{B1}}{2} = 16,97 + j28,2 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{Y2} = P_{3P} - P_{12} + J(Q_{3P} + Q_{12} + \Delta Q_{12}) = 23,484 + j33,23 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B'2}^K = \underline{S}_{Y2} - j \frac{Q_{B'2}}{2} = 23,484 + j30,084 \text{ BA}$$

$$\underline{S}_{B'2}^H = \underline{S}_{B'2}^K + \frac{(P_{B'2}^K)^2 + (Q_{B'2}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B'2} = 23,662 + j30,797 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B'2} = \underline{S}_{B'2}^H - j \frac{Q_{B'2}}{2} = 23,662 + j27,581 \text{ MVA}$$

Розрахунок лінії Л2:

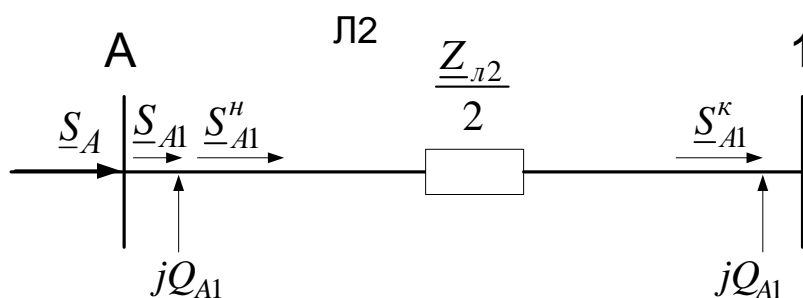


Рис.8

Сумарна потужність вузла 1:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{10} + \underline{S}_{B1} + \underline{S}_{B'2} = 141,22 + j117,129 \text{ MVA}$$

Оскільки дві лінії Л2 працюють паралельно, то струм в одній лінії :

$$I_{Л2} = \frac{\sqrt{\left(\frac{141,22}{2}\right)^2 + \left(\frac{117,129}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 240,746 \text{ A};$$

Вибираємо провід АС-240/39.

$$\underline{S}_{A1}^K = \frac{\underline{S}_1 - jQ_{A1}}{2} = 70,61 + j54,16 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{A1}}{2} = 71,286 + j56,651 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_A = 142,572 + j104,494 \text{ MVA}$$

Знаходимо напруги у вузлах мережі:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^H \cdot R_{A1} + Q_{A1}^H \cdot X_{A1}}{U_A}\right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^H \cdot X_{A1} - Q_{A1}^H \cdot R_{A1}}{U_A}\right)^2}$$

$$U_1 = \sqrt{\left(242 - \frac{71,286 \cdot 4,13 + 56,651 \cdot 15,225}{242}\right)^2 + \left(\frac{71,286 \cdot 15,225 - 56,651 \cdot 4,13}{242}\right)^2} = 237,245 \text{ кВ.},$$

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{B1}^H \cdot R_{B1} + Q_{B1}^H \cdot X_{B1}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{B1}^H \cdot X_{B1} - Q_{B1}^H \cdot R_{B1}}{U_1}\right)^2} = 234,287 \text{ кВ.}$$

$$U_3 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{B2}^H \cdot R_{B2} + Q_{B2}^H \cdot X_{B2}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{B2}^H \cdot X_{B2} - Q_{B2}^H \cdot R_{B2}}{U_2}\right)^2} = 234,179 \text{ кВ.}$$

Знайдемо напруги на низькій стороні підстанцій приведені до високої сторо-

										Арк
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата						19

НИ:

$$U_4^B = \sqrt{\left(237,245 - \frac{100,588 \cdot 1,464 + 61,348 \cdot 40,262}{237,245}\right)^2 + \left(\frac{100,588 \cdot 40,262 - 61,348 \cdot 1,464}{237,245}\right)^2} = 226,828 \text{кВ}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(234,287 - \frac{10,156 \cdot 5,62 + 33,36 \cdot 158,7}{234,287}\right)^2 + \left(\frac{10,156 \cdot 158,7 - 33,36 \cdot 5,62}{234,287}\right)^2} = 211,534 \text{кВ}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(234,179 - \frac{10,063 \cdot 5,62 + 10,735 \cdot 158,7}{234,179}\right)^2 + \left(\frac{10,063 \cdot 158,7 - 10,735 \cdot 5,62}{234,179}\right)^2} = 226,757 \text{кВ}$$

$$U_7^B = \sqrt{\left(234,179 - \frac{20,135 \cdot 5,62 + 22,436 \cdot 158,7}{234,179}\right)^2 + \left(\frac{20,135 \cdot 158,7 - 22,436 \cdot 5,62}{234,179}\right)^2} = 218,884 \text{кВ}$$

Знаходим реальну напругу на низькій стороні підстанцій:

ПС1:

$$U_4 = 226,828 \cdot \frac{10,5}{242} = 9,842 \text{кВ.}$$

$$4 \text{ст.} \times 0,158 = 0,632 + 9,842 = 10,474 \text{кВ}$$

ПС2:

$$U_5 = 211,534 \cdot \frac{11}{230} = 10,117 \text{кВ.} \quad 5 \text{ст.} \times 0,165 = 0,825 + 10,117 = 10,942 \text{кВ.}$$

Напруга на низькій стороні після регулювання 10,942кВ.

ПС3:

$$U_6 = 226,757 \cdot \frac{11}{230} = 10,845 \text{кВ.}$$

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		20

$$U_7 = 218,884 \cdot \frac{11}{230} = 10,468 \text{ кВ.}$$

1.8 Розрахунок мережі при мінімальних навантаженнях

Знаходимо параметри мережі.

$$\underline{S}_{1\min} = 50 + j25 \text{ МВА} \quad \underline{S}_{3\min} = 10 + j10 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{2\min} = 5 + j15 \text{ МВА} \quad \underline{S}_{4\min} = 5 + j2,5 \text{ МВА}$$

$$Л1 = 50 \text{ км}$$

$$Л3 = 50 \text{ км}$$

$$Л2 = 70 \text{ км}$$

$$Л4 = 50 \text{ км}$$

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{1\min} = 50 + j15 \text{ МВА} \quad \underline{S}_{3P} = \underline{S}_{3\min} + \underline{S}_{4\min} = 15 + j12,5 \text{ МВА}$$

Розподіл потужностей у вузлах при мінімальних навантаженнях з урахуванням втрат у трансформаторах:

ПС1:

$$\underline{Z}_{T1} = 2,93 + j80,525 \text{ (Ом)};$$

$$\underline{S}_{14}^K = \underline{S}_1 = 50 + j25 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{14}^H = \underline{S}_{14}^K + \frac{(P_{14}^K)^2 + (Q_{14}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{T1}}{2} = 50,095 + j27,617 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_X = 0,105 + j0,48 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{10} = \underline{S}_{14}^H + 2\underline{S}_X = 50,305 + j28,577 \text{ МВА}$$

Знаходимо розрахункову потужність у вузлі 2 з урахуванням втрат у обмотках трансформаторів ПС2:

$$\underline{Z}_{T2} = 5,62 + j158,7 \text{ (Ом)};$$

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		21

$$\underline{S}_{25}^K = \underline{S}_2 = 5 + j15MVA$$

$$\underline{S}_{25}^H = \underline{S}_{25}^K + \frac{(P_{25}^K)^2 + (Q_{25}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{T2} = 5,027 + j15,75MVA$$

$$\Delta S_X = 0,05 + j0,36MVA$$

$$\underline{S}_{20} = \underline{S}_{25}^H + 2\underline{S}_X = 5,077 + j15,435MVA$$

Знаходимо розрахункову потужність у вузлі 3 з урахуванням втрат у обмотках трансформаторів ПС3:

$$\underline{Z}_{T3} = 5,62 + j158,7(\Omega);$$

$$\underline{S}_{TB1}^K = \underline{S}_3 = 10 + j10MVA$$

$$\underline{S}_{TB1}^H = \underline{S}_{TB1}^K + \frac{(P_3^K)^2 + (Q_3^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_T = 10,021 + j10,6MVA$$

$$\underline{S}_{TB2}^K = \underline{S}_4 = 5 + j2,5MVA$$

$$\underline{S}_{TB2}^H = \underline{S}_{TB2}^K + \frac{(P_4^K)^2 + (Q_4^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_T = 5,003 + j2,594MVA$$

$$\underline{S}_{TB}^H = \underline{S}_{TB1}^H + \underline{S}_{TB2}^H = 15,024 + j13,194MVA$$

$$\Delta S_X = 0,05 + j0,36MVA$$

$$\underline{S}_{30} = \underline{S}_{TB}^H + \Delta \underline{S}_X = 15,074 + j13,554MVA$$

Розрахунок поточкорозподілу на ділянках мережі з урахуванням втрат:

Схема заміщення:

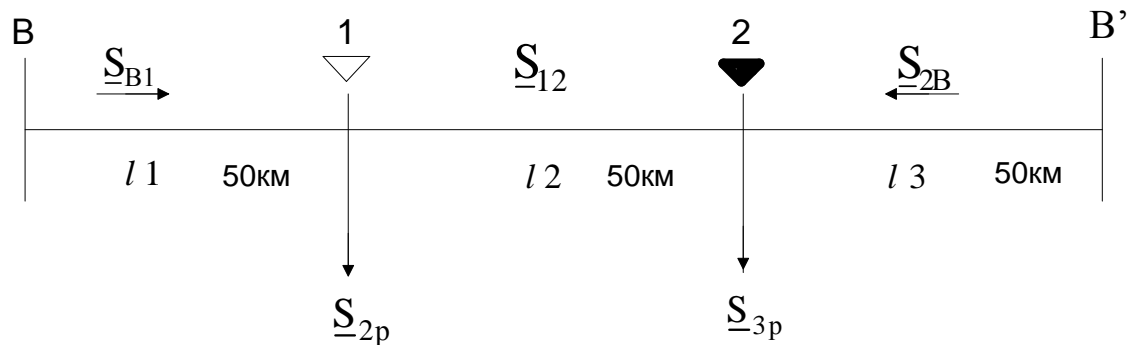


Рис.9

$$\underline{S}_{2p} = 5,077 + j15,435 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{3p} = 15,074 + j13,554 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B1} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_2 + l_3) + \underline{S}_{3P} \cdot (l_3)}{l_1 + l_2 + l_3} = 8,409 + j14,808 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B'2} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_1 + l_2) + \underline{S}_{1P} \cdot (l_1)}{l_1 + l_2 + l_3} = 11,742 + j14,181 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{B1} - \underline{S}_{2p} = 3,372 - j0,627 \text{ MVA}$$

Для перевірки складемо баланс потужності:

$$\underline{S}_{2p} + \underline{S}_{3p} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} = 20,151 + j28,989$$

Схема заміщення розімкненої мережі для розрахунку режиму мінімальних навантажень:

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						23
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		

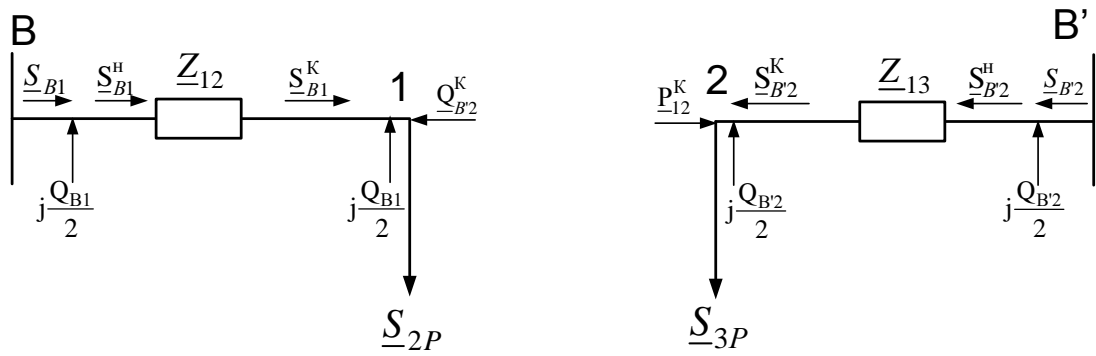


Рис.10

$$\Delta \underline{S}_{12} = 0,001 + j0,005 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{Y1} = P_{2P} + P_{12} + \Delta P_{12} + J(Q_{2P} - Q_{12}) = 8,45 + j14,808 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B1}^K = \underline{S}_{Y1} - j \frac{Q_{B1}}{2} = 8,45 + j11,662 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B1}^H = \underline{S}_{B1}^K + \frac{(P_{B1}^K)^2 + (Q_{B1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B1} = 8,475 + j11,753 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B1} = \underline{S}_{B1}^H - j \frac{Q_{B1}}{2} = 8,475 + j8,607 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{Y2} = P_{3P} - P_{12} + J(Q_{3P} + Q_{12} + \Delta Q_{12}) = 11,702 + j14,186 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B'2}^K = \underline{S}_{Y2} - j \frac{Q_{B'2}}{2} = 11,702 + j11,04 \text{ BA}$$

$$\underline{S}_{B'2}^H = \underline{S}_{B'2}^K + \frac{(P_{B'2}^K)^2 + (Q_{B'2}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B'2} = 11,734 + j11,154 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B'2} = \underline{S}_{B'2}^H - j \frac{Q_{B'2}}{2} = 11,734 + j8,008 \text{ MVA}$$

Розрахунок лінії Л2 в режимі мінімальних навантажень:

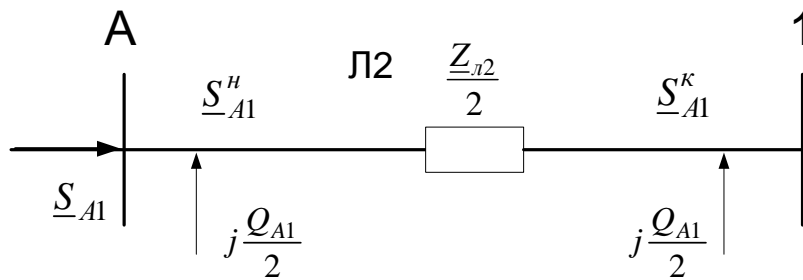


Рис.11

Сумарна потужність вузла 1:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{10} + \underline{S}_{B1} + \underline{S}_{B'2} = 141,22 + j117,129 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \frac{\underline{S}_1 - jQ_{A1}}{2} = 35,257 + j18,192 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{A1}}{2} = 35,391 + j18,687 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_A = 70,782 + j28,566 \text{ MVA}$$

Знаходимо напруги у вузлах мережі:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^H \cdot R_{A1} + Q_{A1}^H \cdot X_{A1}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^H \cdot X_{A1} - Q_{A1}^H \cdot R_{A1}}{U_A} \right)^2}$$

$$U_1 = \sqrt{\left(242 - \frac{35,391 \cdot 4,13 + 18,687 \cdot 15,225}{242} \right)^2 + \left(\frac{35,391 \cdot 15,225 - 18,687 \cdot 4,13}{242} \right)^2} = 240,228 \text{ кВ.}$$

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{B1}^H \cdot R_{B1} + Q_{B1}^H \cdot X_{B1}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{B1}^H \cdot X_{B1} - Q_{B1}^H \cdot R_{B1}}{U_1} \right)^2} = 239,256 \text{ кВ.}$$

$$U_3 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{B2}^H \cdot R_{B2} + Q_{B2}^H \cdot X_{B2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{B2}^H \cdot X_{B2} - Q_{B2}^H \cdot R_{B2}}{U_2} \right)^2} = 239,23 \text{ кВ.}$$

Знаходимо напруги на низькій стороні підстанцій, приведені до високої

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						25
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

сторони:

$$U_4^B = \sqrt{\left(240,228 - \frac{50,305 \cdot 1,464 + 28,577 \cdot 40,262}{240,228}\right)^2 + \left(\frac{50,305 \cdot 40,262 - 28,577 \cdot 1,464}{240,228}\right)^2} =$$
$$= 235,277 \text{кВ}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(239,256 - \frac{5,077 \cdot 5,62 + 2,954 \cdot 158,7}{239,256}\right)^2 + \left(\frac{5,077 \cdot 158,7 - 2,954 \cdot 5,62}{239,256}\right)^2} =$$
$$= 228,918 \text{кВ}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(239,23 - \frac{10,071 \cdot 5,62 + 10,96 \cdot 158,7}{239,23}\right)^2 + \left(\frac{10,071 \cdot 158,7 - 10,96 \cdot 5,62}{239,23}\right)^2} =$$
$$= 231,812 \text{кВ}$$

$$U_7^B = \sqrt{\left(239,23 - \frac{5,053 \cdot 5,62 + 2,954 \cdot 158,7}{239,23}\right)^2 + \left(\frac{5,053 \cdot 158,7 - 2,954 \cdot 5,62}{239,23}\right)^2} =$$
$$= 237,174 \text{кВ}$$

Знаходимо реальну напругу на низькій стороні підстанцій:

ПС1:

$$U_4 = 235,277 \cdot \frac{10,5}{242} = 10,208 \text{кВ.}$$

ПС2:

$$U_5 = 228,918 \cdot \frac{11}{230} = 10,948 \text{кВ.}$$

ПС3:

$$U_6 = 231 \cdot \frac{11}{230} = 11,087 \text{кВ.}$$

$$U_7 = 237,174 \cdot \frac{11}{230} = 11,343 \text{кВ.}$$

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		26

1.9 Розрахунок післяаварійного режиму

Схема заміщення розімкненої мережі:

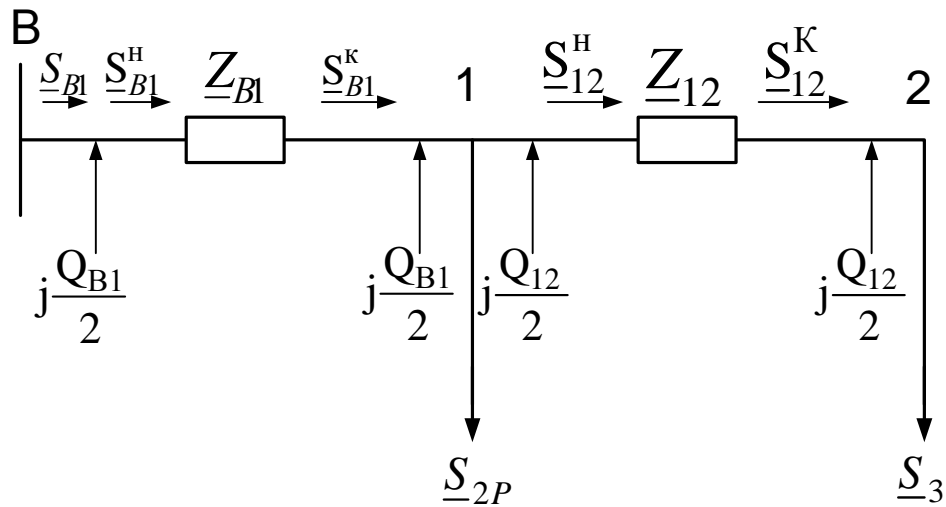


Рис.12

Знаходимо розподіл потужностей в аварійному режимі з урахуванням втрат:

$$\underline{S}_3 = 30,148 + j33,135 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_3 - j\frac{Q_{12}}{2} = 30,148 + j29,989 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{12} = 30,368 + j30,787 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{V1} = \underline{S}_{12}^H - j\frac{Q_{12}}{2} + \underline{S}_{2P} = 40,524 + j61,001 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B1}^K = \underline{S}_{V1} - j\frac{Q_{B1}}{2} = 40,524 + j57,855 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B1}^H = \underline{S}_{B1}^K + \frac{(P_{B1}^K)^2 + (Q_{B1}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{B1} = 41,132 + j60,056 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B1} = \underline{S}_{B1}^H - j\frac{Q_{B1}}{2} = 41,132 + j56,91 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_B = \underline{S}_{B1} + \underline{S}_1 = 141,72 + j118,258 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \frac{\underline{S}_B - jQ_{A1}}{2} = 70,86 + j54,724 \text{MBA}$$

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{A1}}{2} = 71,544 + j57,246 \text{MBA}$$

$$\underline{S}_A = 143,088 + j105,684 \text{MBA}$$

Знаходимо напругу у вузлах мережі:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^H \cdot R_{A1} + Q_{A1}^H \cdot X_{A1}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^H \cdot X_{A1} - Q_{A1}^H \cdot R_{A1}}{U_A} \right)^2}$$

$$U_1 = \sqrt{\left(242 - \frac{71,544 \cdot 4,13 + 57,246 \cdot 15,225}{242} \right)^2 + \left(\frac{71,286 \cdot 15,225 - 57,246 \cdot 4,13}{242} \right)^2} = 237,204 \text{кВ.},$$

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{B1}^H \cdot R_{B1} + Q_{B1}^H \cdot X_{B1}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{B1}^H \cdot X_{B1} - Q_{B1}^H \cdot R_{B1}}{U_1} \right)^2} = 230,786 \text{кВ.}$$

$$U_3 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{B2}^H \cdot R_{B2} + Q_{B2}^H \cdot X_{B2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{B2}^H \cdot X_{B2} - Q_{B2}^H \cdot R_{B2}}{U_2} \right)^2} = 227,171 \text{кВ.}$$

Знайдемо напруги на низькій стороні підстанцій приведені до високої сторони:

$$U_4^B = \sqrt{\left(237,245 - \frac{100,588 \cdot 1,464 + 61,348 \cdot 40,262}{237,245} \right)^2 + \left(\frac{100,588 \cdot 40,262 - 61,348 \cdot 1,464}{237,245} \right)^2} =$$

$$= 226,828 \text{кВ}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(230,786 - \frac{10,156 \cdot 5,62 + 33,36 \cdot 158,7}{230,786} \right)^2 + \left(\frac{10,156 \cdot 158,7 - 33,36 \cdot 5,62}{230,786} \right)^2} = 207,69 \text{кВ}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(227,171 - \frac{10,063 \cdot 5,62 + 10,735 \cdot 158,7}{227,171} \right)^2 + \left(\frac{10,063 \cdot 158,7 - 10,735 \cdot 5,62}{227,171} \right)^2} = 211,219 \text{кВ}$$

$$U_7^B = \sqrt{\left(227,171 - \frac{20,135 \cdot 5,62 + 22,74 \cdot 158,7}{227,171} \right)^2 + \left(\frac{20,135 \cdot 158,7 - 22,74 \cdot 5,62}{227,171} \right)^2} =$$

$$= 219,527 \text{кВ}$$

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						28
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		

Знайдемо реальну напругу на низькій стороні підстанцій:

ПС1:

$$U_4 = 226,786 \cdot \frac{10,5}{242} = 9,84 \text{кВ.}$$

$$4 \text{ст.} \times 0,158 = 0,632 + 9,84 = 10,472 \text{кВ}$$

ПС2:

$$U_5 = 207,69 \cdot \frac{11}{230} = 9,933 \text{кВ.} \quad 5 \text{ст.} \times 0,165 = 0,825 + 9,933 = 10,758 \text{кВ.}$$

Напруга на низькій стороні після регулювання 10,758кВ.

ПС3:

$$U_6 = 211,219 \cdot \frac{11}{230} = 10,102 \text{кВ.}$$

$$U_7 = 219,527 \cdot \frac{11}{230} = 10,499 \text{кВ.}$$

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						29
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		

2 Розрахунок електричної частини підстанції

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів

Для підстанції ПС-2 були обрані трансформатори потужності $S=40$ МВА типу ТДН. Більш точно обрані трансформатори, з огляду на графік навантаження.

Таблиця 5. Добовий графік навантаження.

t, год.	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, %	45	40	60	90	80	75	75	90	100	125	150	102
S, МВА	10,2	9	13,6	20,3	18,1	16,9	16,9	20,3	22,6	28,2	33,9	23

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

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

$$= \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{10,2^2 \cdot 2 + 9^2 \cdot 2 + 13,6^2 \cdot 2 + 20,3^2 \cdot 4 + 18,1^2 \cdot 2 + 16,9^2 \cdot 4 + 22,6^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2 + 4 + 2 + 4 + 2}} = 0,43$$

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

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

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

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

$$= \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{28,2^2 \cdot 2 + 33,9^2 \cdot 2 + 23^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2}} = 0,718$$

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						30
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		

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

Максимальне перевантаження трансформатора складає

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{33,9}{40} = 0,9$$

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

$$K_2 = 0,9K_{max} = 0,9 \cdot 0,9 = 0,81$$

Попереднє значення K_2 порівнюємо із значенням K'_2 , і так як значення $K'_2 = 0,718 < K_2 = 0,81$, остаточно беремо $K_2 = 0,81$.

За ДСТУ з урахуванням еквівалентної температури -10°C і часу перевантаження $t_{час} = 6\text{г}$, для трансформатора з системою охолодження Д знаходимо значення перевантаження допустиме $K_{2допт} = 1,6$.

Порівнюємо значення K_2 за ДСТУ і реальне. Значення K_2 за ДСТУ більше, ніж реальне, значить трансформатор ТДН 40000/220 обраний правильно.

Для надійності беремо два трансформатори. У разі виходу з ладу одного трансформатора, другий забезпечить живлення споживачів без обмеження.

Таблиця 6. Довідникові параметри трансформатора ТДН 40000/220

Потужність Тр-ра	ВН	НН	$U_K, \%$	$\Delta P_K,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$
40МВА	230	11/11	12	170	50	0,9

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ.

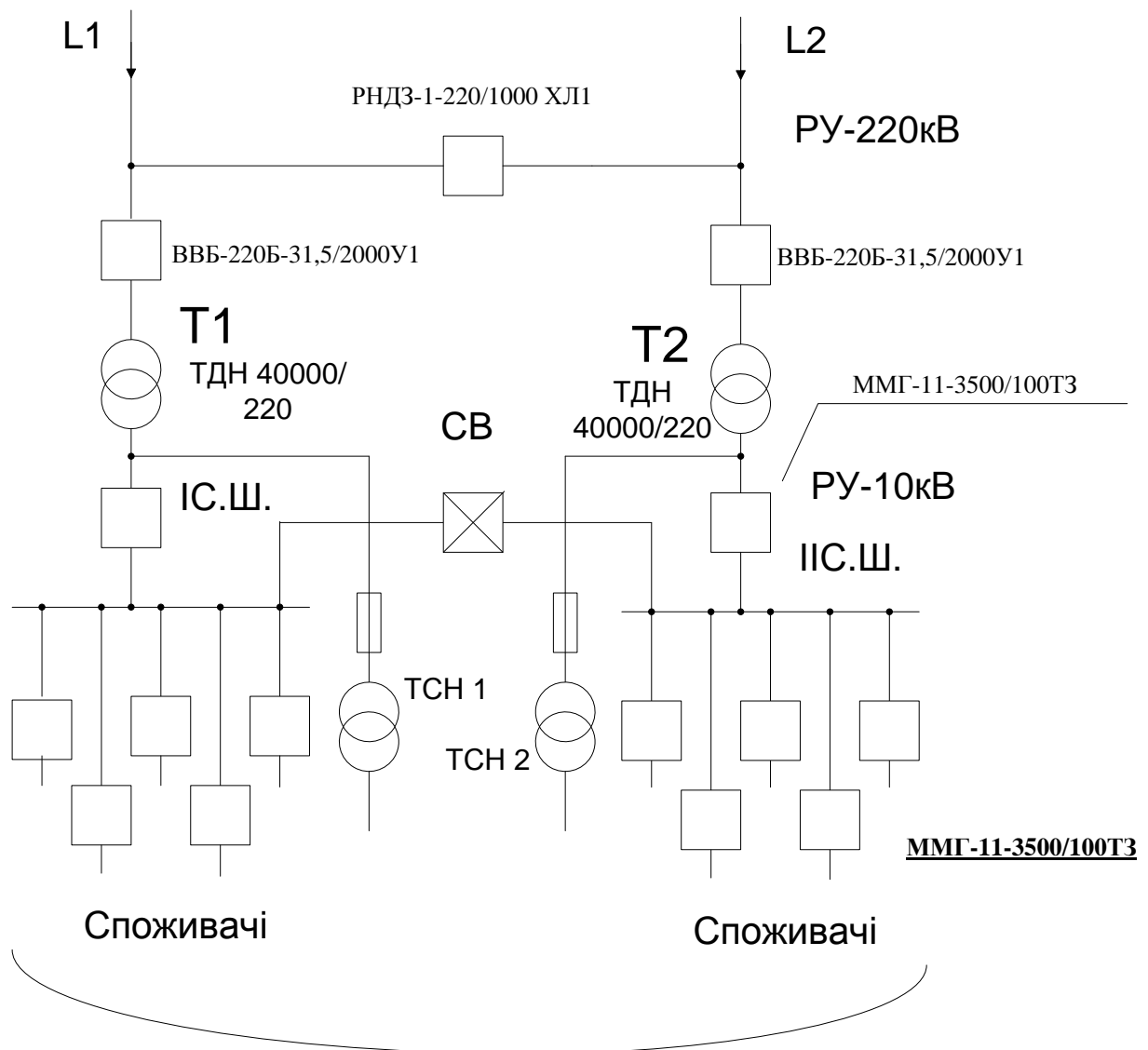


Рис.14. Схема підстанції.

Підстанція живиться за двома тупиковими лініями (Рис.1), схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 15.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць.

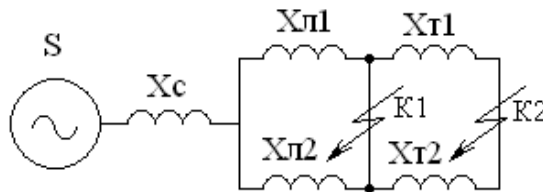


Рисунок 15. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює:

$$X_c = \frac{U_{л}^2}{S_c} = \frac{220^2}{2800} = 17,29 \text{ Ом}$$

Опір працюючих ліній $X_{л1} = 21,35 \text{ Ом}$; трансформаторів $X_T = 158,7 \text{ Ом}$.

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}(X_c + X_{л1})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (17,29 + \frac{21,35}{2})} = 4,54 \text{ кА}$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}(X_c + X_{л1} + X_m)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (17,29 + \frac{21,35}{2} + \frac{158,7}{2})} = 1,184 \text{ кА}$$

реальний ТКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{230}{11} = 1,184 \cdot \frac{230}{11} = 24,756 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- у точці K_1 : $i_{\text{в}01} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,54 = 10,337 \text{ кА}$

- у точці K_2 : $i_{\text{в}02} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 24,756 = 56,367 \text{ кА}$

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

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

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

Аперіодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,54 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,582 \text{ кА}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 24,756 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 4,738 \text{ кА}$$

де T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової для $K_1: T_a = 0,025 \text{ с}$
 $t = 0,06 \text{ с}$, для $K_2: T_a = 0,05 \text{ с}$ $t = 0,1$.

Інтеграл Джоуля

для K_1 $B_R = I_{K1}^2 (t + T_a) = 4,54^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,752 \text{ кА}^2 \text{ с}$

для K_2 $B_R = I_{K2}^2 (t + T_a) = 24,756^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 91,029 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Таблиця 7. Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , $\text{кА}^2 \text{ с}$
Шини 220 кВ (K_1)	4,54	10,337	4,54	0,582	1,752
Шини 10 кВ (K_2)	24,756	56,367	24,756	4,738	91,029

2.3. Вибір високовольтних електричних апаратів РП.

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;
- 5) вибір з виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки).

Вибору підлягають:

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

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

Максимальний струм на зовнішньому боці:

$$I_{220\text{MAX}} = \frac{1,4S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 147 \text{ A}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на боці 10 кВ:

$$I_{10}^{\text{вим}} = \frac{1,4S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3233 \text{ A}$$

струм у колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{\text{С.В.}} = \frac{0,7S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1617 \text{ A}$$

Струм у колі лінії, що відходить, (якщо від підстанції відходить 10 ліній):

$$I_{10}^{\text{відх}} = \frac{1,4S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 323 \text{ A}$$

Вибір вимикачів наведений у таблиці 8-11.

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						35
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		

Таблиця 8 - Вибір вимикача на боці 220 кВ:

ВВБ-220Б-31,5/2000У1

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	147А	2000А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,54кА	40кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	10,337кА	102кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	4,54кА	31,5кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,582кА	460кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,752 кА ² с	4800кА ² с

Таблиця 9 - Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

ММГ-11-3500/100ТЗ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	11,5кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233А	3500А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	24,756кА	100 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	56,367кА	64кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	24,756кА	58кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	4,738кА	-кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	91,029кА ² с	16380кА ² с

Таблиця 10 - Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

ММГ-11-3500/100ТЗ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	11,5кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1617А	3500А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	24,756кА	100 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	56,367кА	64кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	24,756кА	58кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	4,738кА	-кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	91,029кА ² с	16380кА ² с

Таблиця 11 - Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

ММГ-11-3500/100ТЗ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	11,5кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	323А	3500А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	24,756кА	100 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	56,367кА	64кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	24,756кА	58кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	4,738кА	-кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	91,029кА ² с	16380кА ² с

У таблиці 12 наведений вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним комплектом ножів, що заземлюють.

Таблиця 12 - Вибір роз'єднувачів 220 кВ: РНДЗ-1-220/1000 ХЛ1

					МР 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						37
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	220 кВ	220кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	147А	1000А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	10,337кА	100кА
$B_K \leq I_{T_r}^2$	1,752 кА ² с	4800кА ² с

2.4 Вибір трансформаторів власних потреб

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність

Таблиця 13. Вибір трансформаторів власних потреб.

Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць	Коефіцієнт попиту	cosφ	Потужність споживання, кВА	Q, кВАР
1.Охолодження трансформаторів	2	10-50	0,82	0,86	16,4	9,7
2.Підігрівання вмикачів зовнішнього розміщення	2	1,8	1	1	3,6	0
3.Підігрівання приводів роз'єднувачів зовнішнього розміщення	6	0,6	1	1	3,6	0
4.Опалення, освітлення РП	1	5-20	0,65	0,95	6,5	2,2
5.Освітлення РП	1	3-30	0,7	0,93	10,5	4,2
Сумарне навантаження власних потреб					40,6	16,1

$$S_{ПОВ} = \sqrt{40,6^2 + 16,1^2} = 43,676 \text{кВА}$$

Ремонтне навантаження на підстанції беремо таким, що дорівнює 20кВА. При підключенні цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. Тоді:

$$S_{ТСН} \geq \frac{43,676 + 20}{1,2} = 53,1 \text{кВА}$$

Остаточно для живлення споживачів власних потреб беремо два трансформатори 63кВА.

2.5 Вибір трансформаторів струму

Таблиця 14. Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас	Навантаження по фазах		
		A	B	C
Амперметр	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	1	2,5	-	0,5
Лічильник реактивної енергії	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН		6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секційного вимикача на НН		0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку ВН		0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму к колі відхідної лінії		0,5	0,5	0,5

Таблиця 15. Вибір трансформаторів струму на стороні ВН.

Умова вибору	Розрахункові параметри	Каталожні параметри
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	147 А	300 А
$i_{уд} \leq I_{нрСКВ}$	10,337 кА	25 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,752 кА ² ·с	288,12 кА ² ·с
$Z_{НАГР} \leq Z_{НОМ}$	0,9 Ом	1,2 Ом

Вибираємо трансформатори струму ТФЗМ-220В-ІІІ-У1.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути:

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

де $Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

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

Z_K - опір контактів, Ом.

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм² для алюмінієвих жил. Але враховуючи їх довжину (160м.), з метою зменшення навантаження на трансформатори струму візьмемо провід перетином 6 мм², тоді:

$$Z_{пр} = \frac{0,028 \cdot 160}{6} = 0,747 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола

$Z_H = 0,02 + 0,1 + 0,747 \approx 0,9$ Ом, що менше ніж 1,2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Трансформатор струму ТФЗМ-220В-ІІІ-У1 відповідає умовам вибору.

Таблиця 16. Вибір трансформаторів струму у колі силового тр-ра на стороні НН

Умова вибору	Розрахункові параметри	Каталожні параметри
$U_C \leq U_H$	10 кВ,	10 кВ,
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233 А,	4000 А,
$i_{уд} \leq I_{нрСКВ}$	56,367 кА,	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	91,029 кА ² ·с,	-
$Z_{НАГР} \leq Z_{НОМ}$	0,5 Ом,	2,4 Ом,

Вибираємо трансформатори струму ТШЛК-10-У3.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути:

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

де $Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

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

Z_K - опір контактів, Ом.

$$Z_{пр} = 2,4 - 0,26 - 0,1 = 2,04 \text{ Ом.}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм² для алюмінієвих жил. Довжина 20м., тоді:

$$Z_{пр} = \frac{0,028 \cdot 20}{4} = 0,14 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола

$Z_H = 0,26 + 0,1 + 0,14 = 0,5 \text{ Ом}$, що менше ніж 2,4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1.

Трансформатор струму ТШЛК-10-У3 відповідає умовам вибору.

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						41
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		

2.6 Вибір трансформаторів напруги

Таблиця 18. Вибір трансформаторів напруги на боці ВН

Тип	U _{НОМ} обмоток			Потужність навантаження, ВА				
	I-а ,кВ	II-а ,В	Додаткова, В	0,2	0,5	1	3	10
НКФ-220-58	220/√3	100/√3	100	-	400	500	1200	-

Таблиця 19. Вибір трансформаторів напруги на боці НН

Тип	U _{НОМ} обмоток			Потужність навантаження, ВА				
	I-а ,кВ	II-а ,В	Додаткова, В	0,2	0,5	1	3	10
ЗНОЛ.0,6-10-УЗ	10/√3	100/√3	100/3	50	75	150	300	-

2.7 Вибір ошиновки РУ

Ошиновку закритих РУ-10кВ виконуємо твердими алюмінієвими шинами. Мідні шини, через їх велику вартість не використовуємо. При струмах більших за 3000 А рекомендуються шини коробчастого перерізу, так як вони забезпечують менші втрати від поверхневого ефекту, а також кращі умови охолодження.

Беремо шини коробчастого перерізу з параметрами наведеними у таблиці 20.

Таблиця 20. Технічні характеристики обраних шин.

Розмір, мм				Поперечний переріз однієї шини, мм ²	Момент опору, см ³			Момент інерції			Припустимий тривалий струм, А, на дві шини
h	b	c	r		однієї шини	двох зрощених шин	W _{y0-y0}	однієї шини	двох зрощених шин	J _{y0-y0}	
100	45	6	8	1010	27	5,9	58	135	18,5	290	алюмінієві
											3500

											Арк
											43
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата	MP 5.8.141.326 ПЗ						

Вибір шин за нагріванням

$$I_{роб.найб.} \leq I_{доп.}, (3233 \leq 3500) \text{ умова виконується.}$$

Перевірка на термічну стійкість.

$$W_K = 91,029 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} = 91,029 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

$$q_{\min} = \sqrt{\frac{B_K}{C}} = \sqrt{\frac{91,029 \cdot 10^6}{95}} = 100,4 \text{ мм}^2, (2 \times 1010 > 100,4), \text{ термічна стійкість шин за-}$$

безпечується.

Перевірка шин на електродинамічну стійкість.

Частота власних коливань шинної конструкції:

$$f_0 = \frac{1732}{1,8^2} \sqrt{\frac{290}{2 \cdot 10,1}} = 202,6 \text{ Гц.}$$

Оскільки $f_0 > 200$ Гц, то розрахунок можна вести за формулами для статичної системи.

Момент опору перерізу для двох зрощених шин $W_{y_0-y_0} = 58 \text{ см}^3$, тоді:

$$\sigma_{\phi.мах} = 1,76 \frac{56,4^2 \cdot 1,8^2 \cdot 10^{-2}}{0,6 \cdot 58} = 5,2 \text{ МПа.}$$

Сила взаємодії між швелерами:

$$f_n = 0,5 \cdot \frac{3181}{0,1} \cdot 10^{-1} = 1591 \text{ Н/м.}$$

Максимальна відстань між місцями зварювання швелерів:

$$l_{n.мах} = \sqrt{\frac{12 \cdot (82,3 - 5,2) \cdot 4,51}{1591}} = 1,6 \text{ м,}$$

де $W_{п} = W_{y-y} = 4,51 \text{ см}^3$ і $\sigma_{доп} = 82,3 \text{ МПа}$.

Вибір ізоляторів.

$$F_i = 1,76 \cdot \frac{56,4^2 \cdot 10^6 \cdot 1,8}{0,6} \cdot 10^{-7} = 1680 \text{ Н.}$$

Поправка на висоту коробчастих шин:

Попередньо вибираємо опорний ізолятор ОФ-10-750 УЗ

$$k_h = \frac{120 + 6 + \frac{100}{2}}{120} \cdot 10^{-7} = 1,467;$$

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		44

$$F_{розр} = 1,467 \cdot 1680 = 2465 \text{ Н};$$

$$F_{розр} = 1,467 \cdot 1680 = 2465 < 0,6 \cdot F_{розр} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}.$$

За механічною міцністю ізолятор ОФ-10-750 УЗ підходить.

2.7 Компонування розподільних пристроїв 220/6-10кВ

Підстанції 220 кВ споруджують, як правило, відкритими. Їх рекомендується проектувати переважно комплектними, заводського виготовлення.

Спорудження закритих ПС напругою 220 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.

Розміщення ПС із великими сніжними заметами у зонах сильних промислових викидів і в прибережних зонах із сильно засоленою атмосферою.

На ПС 220 кВ зі спрощеними схемами на боці ВН з мінімальною кількістю апаратури, розміщеної в районах із забрудненою атмосферою, рекомендується відкрита установка устаткування ВН і трансформаторів з посиленою зовнішньою ізоляцією.

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.

КРУЕ, напругою 220 кВ і вище, беруть при техніко-економічному обґрунтуванні при стиснутих умовах, а також у районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 220 кВ варто установлювати відкритими, а у районах із забрудненою атмосферою з посиленою ізоляцією. У ЗРУ 220 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажопідйомні пристрої або можливість застосування вантажопідйомних

					МП 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						45
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		

пристроїв (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

РУ 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРУН або КРУ, встановлюваних у закритих приміщеннях.

РУ 6 і 10 кВ закритого типу (у будинках, у тому числі з УТБ або полегшених конструкцій типу панелі «сендвич» та ін. можуть застосовуватися:

а) у районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів) неможливе застосування КРУН;

б) при кількості шаф більше ніж 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

У ЗРУ 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРУ заводського виготовлення. Для їхнього ремонту і збереження викатного візка у ЗРУ варто передбачати спеціальне місце.

					МП 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						46
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		

3. Охорона праці

3.1 Розрахунок блискавкозахисту та опору заземлювального контуру

Розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-220 кВ, встановлених на двох порталах (поз. 1 і 2), і двох блискавковідводів, що стоять окремо (поз. 3 і 4), вважаючи, що блискавковідводи розташовані симетрично по відношенню до вузької сторони ВРП. Імовірність прориву блискавки через зону захисту взяти $P_{пр} = 0,005$.

Накреслити горизонтальний перетин зони захисту блискавковідводів на висоті h_x та вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів, розташованих по діагоналі ВРП.

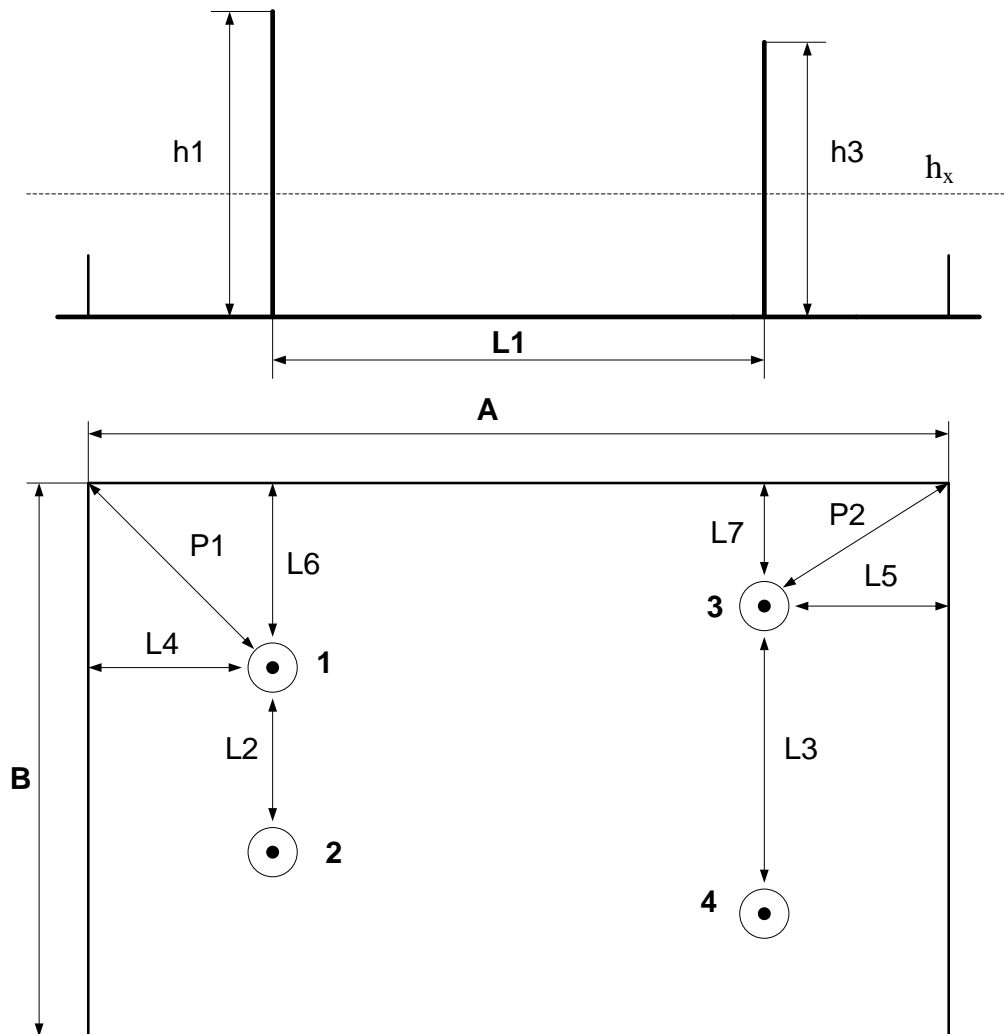


Рис. 17

$A = 46\text{ м}; B = 40\text{ м}; L1 = 32\text{ м}; L2 = 18\text{ м}; L3 = 32\text{ м}; L4 = 8\text{ м};$
 $L5 = 6\text{ м}; h_x = 6\text{ м};$

Визначаємо $L6$ та $L7$.

$$L6 = \frac{B - L2}{2} = \frac{40 - 18}{2} = 11\text{ м}; \quad L7 = \frac{B - L3}{2} = \frac{40 - 32}{2} = 4\text{ м};$$

Визначаємо $P1$ і $P2$.

$$P1 = \sqrt{L4^2 + L6^2} = \sqrt{8^2 + 11^2} = 13,6\text{ м}$$

$$P2 = \sqrt{L5^2 + L7^2} = \sqrt{6^2 + 4^2} = 7,21\text{ м}$$

Визначаємо висоту блискавковідводів $h1$ і $h2$ ($h1=h2$), якщо $r_{x1}=P1$ на висоті h_x :

для блискавковідводів №1 і №2:

$$\begin{cases} h_{01} = 0,85 \cdot h_1 = 16,9\text{ м}, \\ r_{x1} = (1,1 - 0,002h_1) \cdot (h_1 - \frac{h_x}{0,85}), h_1 = 19,9\text{ м}, \\ r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = 21,1\text{ м}. \end{cases}$$

$$r_{x1} = 1,1 \cdot h_1 - 0,002h_1^2 - 1,1 \frac{h_x}{0,85} + 0,002 \frac{h_1 \cdot h_x}{0,85},$$

$$0,002h_1^2 - (1,1 + 0,002 \frac{h_x}{0,85})h_1 + 1,1 \frac{h_x}{0,85} + r_{x1} = 0,$$

$$h_{12} = 19,9\text{ м}.$$

Визначаємо висоту блискавковідводів $h3$ і $h4$ ($h3=h4$), якщо $r_{x2}=P2$ на висоті h_x :

для блискавковідводів №3 і №4:

$$\begin{cases} h_{04} = 0,85 \cdot h_4 = 11,73\text{ м}, \\ r_{x4} = (1,1 - 0,002h_4) \cdot (h_4 - \frac{h_x}{0,85}), h_{34} = 13,8\text{ м}, \\ r_{04} = (1,1 - 0,002 \cdot h_4) \cdot h_4 = 14,8\text{ м}. \end{cases}$$

$$0,002h_4^2 - (1,1 + 0,002 \frac{h_x}{0,85})h_4 + 1,1 \frac{h_x}{0,85} + r_{x4} = 0,$$

$$h_{34} = 13,8\text{ м}.$$

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						48
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		

Визначаємо відстані між блискавковідводами:

$$L_8 = \sqrt{(L_1)^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{32^2 + \left(\frac{32 - 18}{2}\right)^2} = 32,76\text{ м},$$

$$L_9 = \sqrt{(L_3 - (L_6 - L_7))^2 + (L_1)^2} = \sqrt{(32 - (11 - 4))^2 + (32)^2} = 40,61\text{ м},$$

Визначаємо параметри внутрішньої зони захисту блискавковідводів 1 та 2 однакової висоти, і, оскільки $L_2 \leq h_{1,2}$, то:

$$\begin{cases} h_{\min 12} = h_{01} = 16,9\text{ м} \\ d_{x12} = r_{x12} = 13,6\text{ м} \end{cases}$$

Визначаємо параметри внутрішньої зони захисту блискавковідводів 3 та 4 однакової висоти, але, оскільки $L_3 > h_{34}$, то:

$$\begin{cases} h_{\min 34} = h_{03} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_{34}) \cdot (l - h_{34}) = 8,561\text{ м} \\ d_{x34} = r_{03} \cdot (h_{\min 34} - h_x) / h_{\min 34} = 4,43\text{ м} \end{cases}$$

Визначаємо параметри внутрішньої зони захисту блискавковідводів 1 та 3 різної висоти, але, оскільки $L_8 > h_{1,3}$, то:

$$\begin{cases} h_{\min 13} = 16,9 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19,9) \cdot (32,76 - 19,9) = 14,637\text{ м} \\ h_{\min 31} = 11,73 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 13,8) \cdot (32,76 - 13,8) = 8,43\text{ м} \end{cases}$$

$$\begin{cases} h_{\text{сmin}13} = \frac{h_{\min 13} + h_{\min 31}}{2} = \frac{14,637 + 8,43}{2} = 11,534\text{ м}, \\ r_{\text{с}0} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{14,8 + 21,1}{2} = 17,95\text{ м}, \\ d_{\text{с}x} = \frac{(h_{\text{сmin}13} - h_x) \cdot r_{\text{с}0}}{h_{\text{сmin}13}} = \frac{(11,534 - 6) \cdot 17,95}{11,534} = 8,612\text{ м}. \end{cases}$$

$$h_{\text{сmin}13} = h_{\text{сmin}24} = 11,534\text{ м}$$

$$r_{\text{с}013} = r_{\text{с}024} = r_{\text{с}014} = r_{\text{с}023} = 17,95\text{ м}$$

$$d_{\text{с}x13} = d_{\text{с}x24} = 8,612\text{ м}$$

$$l_{x13} = l_{x24} = \frac{l_8}{2} = \frac{32,76}{2} = 16,38\text{ м}$$

Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата

МР 5.8.141.326 ПЗ

Арк

49

Визначаємо параметри внутрішньої зони захисту блискавковідводів 1 та 4 різної висоти, але, оскільки $L9 > h_{1,4}$, то:

$$\begin{cases} h_{\min 14} = 16,9 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19,9) \cdot (40,61 - 19,9) = 13,256 \text{ м} \\ h_{\min 41} = 11,73 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 13,8) \cdot (40,61 - 13,8) = 7,06 \text{ м} \end{cases}$$

$$\begin{cases} h_{\text{сmin}14} = \frac{h_{\min 14} + h_{\min 41}}{2} = \frac{13,256 + 7,06}{2} = 10,158 \text{ м}, \\ r_{\text{с}0} = \frac{r_{\text{o}1} + r_{\text{o}4}}{2} = \frac{21,1 + 14,8}{2} = 17,95 \text{ м}, \\ d_{\text{сx}} = \frac{(h_{\text{сmin}14} - h_x) \cdot r_{\text{с}0}}{h_{\text{сmin}14}} = \frac{(10,158 - 6) \cdot 17,95}{10,158} = 7,348 \text{ м}. \end{cases}$$

$$h_{\text{сmin}14} = h_{\text{сmin}23} = 10,158 \text{ м}$$

$$r_{\text{сo}13} = r_{\text{сo}24} = r_{\text{сo}14} = r_{\text{сo}23} = 17,95 \text{ м}$$

$$d_{\text{сx}14} = d_{\text{сx}23} = 7,348 \text{ м}$$

$$l_{\text{x}14} = l_{\text{x}23} = \frac{l9}{2} = \frac{40,61}{2} = 20,305 \text{ м}$$

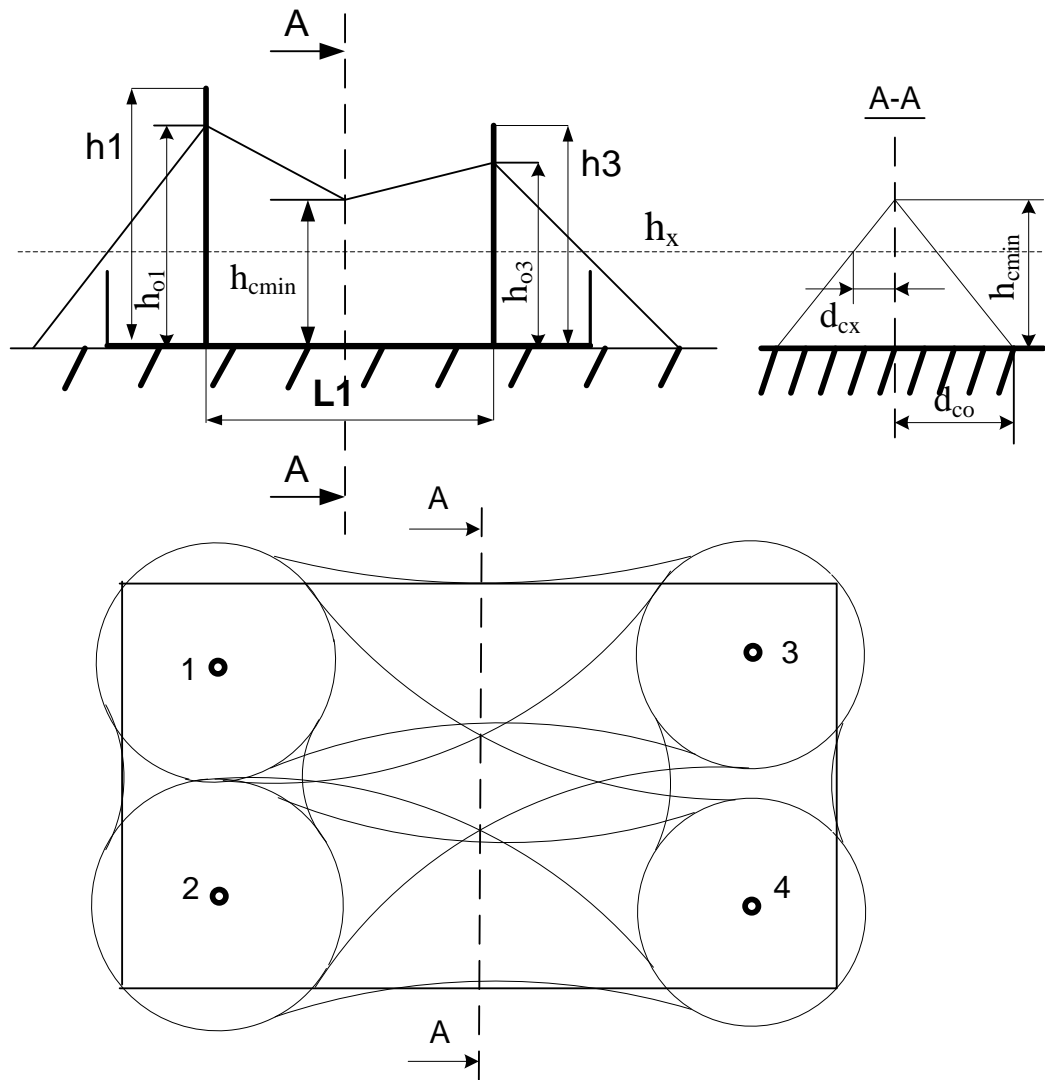


Рис.18

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованими у вузлах сітки по її периметру. Крок сітки 10м., довжина вертикальних електродів $l=10\text{м.}$

Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата

MP 5.8.141.326 ПЗ

Арк

51

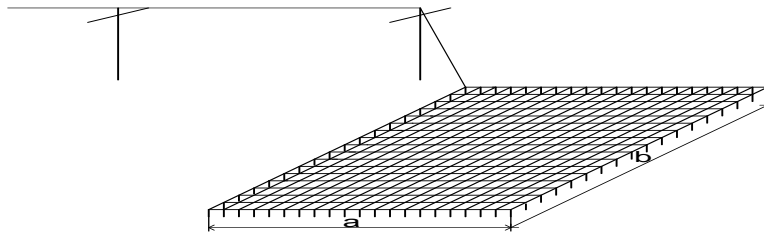


Рис. 19 Контур заземлення.

$$R_3 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах:

$$\rho_p = 1,4 \cdot 80 = 112 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_{\text{ТР}} = \frac{2,4 \cdot 10^{-3} \cdot 180}{1} = 0,432 \text{ Ом}$$

Опір заземлення системи трос- опора:

$$R_{\text{ТР.ОП.}} = \sqrt{0,432 \cdot 15} = 2,546 \text{ Ом}$$

Отриманий опір системи трос- опора вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{\text{ТР.ОП.}} = R_{\text{ГР}}$$

Допустимий опір $R_{\text{доп.}}$ Штучного заземлювача за наявності природного заземлювача:

$$R_{\text{ДОП.}} = \frac{R_{\text{ТР.ОП.}} \cdot R_3}{R_{\text{ТР.ОП.}} + R_3};$$

$R_{\text{доп.}}$ В мережі із заземленою нейтраллю $R_{\text{доп.}} \leq 0,5 \text{ Ом.}$

$$R_3 = \frac{2,546 \cdot 0,5}{2,546 - 0,5} = 0,622;$$

$$L = 19 \cdot 200 + 21 \cdot 180 = 75800 \text{ м.}$$

Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата

$$R_{3p} = \rho_P \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L+l \cdot n} \right) = 112 \cdot \left(\frac{0.4}{189,737} + \frac{1}{7580+78 \cdot 10} \right) = 0,250 \text{ м.}$$

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						53
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		

4. Економічна частина

У розділі «Економічна частина» проведено розрахунок кошторису витрат на експлуатацію та ремонт електроустаткування ремонтного цеху служби підстанцій. Вихідні дані до розрахунку наведені у таблицях 3.1-3.3.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані до розрахунку технічного обслуговування та ремонту електрообладнання

Найменування показників	Цифрові дані					
Найменування електрообладнання	Електродвигуни потужністю, кВт			Оп. та вент.	Піч опору	Тр-р
	5.6-10	22.1-30	101-125			
Кількість електрообладнання, N	6	10	1	5	2	2
Ремонтний цикл, Ц (год)	51840	51840	51840	51840	51840	86400
Міжремонтний період, Ц _п (год)	4320	4320	4320	4320	4320	8640
Трудомісткість ремонту в люд-год:						
-капітального, m_k	20	40	110	85	50	500
-поточного, m_n	4	8	22	17	12	100
Час простою в ремонті, год:						
-у капітальному, t_k	72	72	120	96	72	144
-у поточному, t_n	8	8	24	16	8	32

					MP 5.8.141.326 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Яцун				Економічна частина	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.	Маценко						54	
Реценз.						СумДУ ЕТМЗ-11С		
Н. Контр.								
Затверд.	Лебединський							

Таблиця 3.2 – Вихідні дані до розрахунку фонду оплати праці ремонтного персоналу цеху (дані базового підприємства)

Найменування показників	Цифрові дані
<p>Режим роботи:</p> <p>-ремонтного персоналу цеху</p> <p>-чергового персоналу цеху</p>	<p>-5-денний робочий тиждень, $T_3 = 8$ год</p> <p>-безперервний 3-х змінний</p>
<p>Система оплати праці:</p> <p>-ремонтного персоналу</p> <p>-чергового персоналу</p>	<p>погодинно-преміальна</p> <p>погодинно-преміальна</p>
<p>Тарифні ставки, $T_{C_{год}}$, грн:</p> <p>- $T_{C_{5p}}$</p> <p>- $T_{C_{6p}}$</p>	<p>27.49</p> <p>31.12</p>
<p>Розмір преміювання, P_p %</p>	5
<p>Розмір відрахувань на соц. потреби,</p> <p>$V_{c.п}$, %</p>	22
<p>Планові невиходи на роботу, дн.:</p> <p>-відпустки (Відп)</p> <p>-державні обов'язки (ДО)</p> <p>-хвороби (ХВ)</p> <p>-пільгові години (Пільг)</p>	<p>24</p> <p>1</p> <p>6</p> <p>-</p>
<p>Шкідливість, $D_{шк}$, %</p>	5
<p>Вислуга років, $V_{рок}$, %</p>	0.5
<p>Річне преміювання, $P_{рiч}$, %</p>	2

Таблиця 3.3 – Вихідні дані до розрахунку витрат на основні фонди підприємства (дані базового підприємства)

Найменування показників	Цифрові дані					
	Електродвигуни потужністю, кВт			Оп. та вент.	Піч опору	Тр-р
Назва електрообладнання	5.6-10	22.1-30	101-125			
Оптові ціни на електрообладнання, Ц _о , грн	17850	138400	1200000	23860	18300	500000
Витрати на монтаж, В _м , %	30					
Транспортно-заготівельні витрати, З _{тр-з} , %, до оптової ціни	3					
Норми амортизації на електрообладнання, Н _а , %	10					

3.1 Організація технічного обслуговування та ремонту електрообладнання

3.1.1 Розрахунок структури ремонтного циклу

Встановленими нормами визначається структура ремонтного циклу.

Ремонтний цикл – це час роботи між двома капітальними ремонтами.

Міжремонтний період – це час між двома суміжними ремонтами.

Структура ремонтного циклу – це чергування ремонтів у відповідній послідовності між двома капітальними ремонтами.

Ремонтний цикл та його структура залежать від умов експлуатації електрообладнання. В період ремонтного циклу здійснюється один або декілька поточних ремонтів. Результати розрахунків заносимо до таблиці 3.4

Кількість поточних ремонтів a_n , розраховуємо за формулою:

$$a_n = \frac{\text{Ц}}{\text{Ц}_\Pi} - 1$$

де Ц – тривалість ремонтного циклу, в міс, (год);

Ц_Π – тривалість міжремонтного періоду, міс, (год);

1 – кількість капітальних ремонтів у ремонтному циклі.

Кількість поточних ремонтів $a_{n.гр}$ для групи споживачів, розраховуємо за формулою:

$$a_{n.гр} = a_n * N$$

де N – кількість споживачів у групі, шт;

Таблиця 3.4 – Результати розрахунків

Найменування обладнання		Кількість, N , шт	Тривалість, міс		Кількість поточних ремонтів	
			ремонтного циклу	міжремонтного періоду	на одиницю, a_n	на всю кількість, $a_{n.гр}$
Електро-вигуни	5.6-10	6	72	6	11	66
	22.1-30	10	72	6	11	110
	101-125	1	72	6	11	11
Оп. та вент.		5	72	6	11	55
Піч опору		2	72	6	11	22
Трансформатори		2	120	6	19	38

На рисунках 18-19 проілюстрована структура ремонтного циклу цеху.

роки \ Міс	Міс											
	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
1-ий						П						П
2-ий						П						П
3-ій						П						П
4-ий						П						П
5-ий						П						П
6-ий						П						К

де П – поточний ремонт;

К – капітальний ремонт.

Рисунок 18 – Структура ремонтного циклу для електродвигунів, вентиляційних агрегатів та агрегатів опалення

роки \ Міс	Міс											
	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
1-ий												П
2-ий												П
3-ій												П
4-ий												П
5-ий												П
6-ий												П
7-и												П
8-ий												П
9-ий												П
10-ий												К

Рисунок 19 – Структура ремонтного циклу для трансформаторів

3.1.2 Розрахунок середньорічної трудомісткості ремонтів

Згідно зі складеною структурою ремонтного циклу електрообладнання та вибраним з системи ППР нормам трудомісткості робіт при різних видах ремонтів розраховується трудомісткість робіт у ремонтному циклі та середньорічна трудомісткість робіт, відповідно до якої виконується розрахунок чисельності ремонтного персоналу.

Трудомісткість робіт являє собою затрати праці у людино-годинах на виробництво одиниці продукції або виконання відповідно обсягу робіт. Результати розрахунків заносимо до таблиці 3.5.

Загальна трудомісткість ремонтних робіт у ремонтному циклі при капітальному ремонті для даного виду електрообладнання з урахуванням його кількості T_p^k , люд-год, визначаємо за формулою:

$$T_p^k = m_k * a_k * N$$

де m_k – норма трудомісткості робіт при капітальному ремонті для даного виду обладнання, люд-год;

a_k – кількість капітальних ремонтів у ремонтному циклі, шт;

N – кількість одиниць даного виду електрообладнання, шт.

Загальна трудомісткість ремонтних робіт при поточному ремонті, $T_p^п$, люд-год, для даного виду обладнання з урахуванням його кількості визначаємо за формулою:

$$T_p^п = m_n * a_n * N$$

де m_n – норма трудомісткості робіт при капітальному ремонті для даного виду обладнання, люд-год.

Загальна трудомісткість ремонтних робіт в ремонтному циклі, $T_p^{заг}$, люд-год:

$$T_p^{заг} = T_p^k + T_p^п$$

Середньорічна трудомісткість ремонтних робіт, $T_p^{ср.річн.}$, люд-год, розраховуємо за формулою:

									Арк
									59
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата					

$$T_p^{ср.річн.} = (T_p^{заг} * 12) / Ц$$

де 12 – кількість місяців в році;

Ц – ремонтний цикл в місяцях.

Таблиця 3.5 – Середньорічна трудомісткість ремонтних робіт електрообладнання

Найменування та тип електрообладнання	Кількість одиниць електрообладнання	Капітальний ремонт			Поточний ремонт			Загальна трудомісткість у ремонтному циклі, люд-год	Тривалість ремонтного циклу, міс	Середньорічна трудомісткість усього виду електрообладнання, люд-год	
		Кількість ремонтів	Норма трудомісткості, люд-год	Загальна трудомісткість ремонтів, люд-год	Кількість ремонтів	Норма трудомісткості, люд-год	Загальна трудомісткість ремонтів, люд-год				
ЕД	5.6-10	6	1	20	120	11	4	264	384	72	64
	22.1-30	10	1	40	400	11	8	880	1280	72	213.3
	101-125	1	1	110	110	11	22	242	352	72	58.67
Оп. та вент.	5	1	85	425	11	17	935	1360	72	226.6	
Піч опору	2	1	50	100	11	12	264	364	72	60,67	
Трансформатори	2	1	500	1000	19	100	3800	4800	120	480	
Всього:	26	-	-	2155	74	-	6385	8540	-	1103.	
											34

Трудомісткість технічного обслуговування $T_p^{тo}$, люд-год, складає 10% від трудомісткості поточного ремонту:

$$T_p^{тo} = (T_p^п * 10%) / (100%) = (6385 * 10%) / (100%) = 638.5 \text{ люд} - \text{год}$$

3.1.3 Розрахунок тривалості простою електрообладнання під час ремонту

Для визначення ефективного фонду часу роботи обладнання, а також витрат електроенергії зі рік, необхідно знати час простою електрообладнання в ремонті впродовж року.

При розрахунку часу простою електрообладнання в ремонті використовуються 3 системи ППР з урахуванням трудомісткості виконуваних робіт з ремонту електрообладнання. Результати розрахунку заносимо до таблиці 3.6.

Загальний час простою при капітальному ремонті $T_{\text{пр}}^{\text{к}}$, год, визначаємо за формулою:

$$T_{\text{пр}}^{\text{к}} = t_k * N * a_k$$

де t_k – норма простою обладнання при капітальному ремонті для даного виду електрообладнання, год.

Загальний час простою при поточному ремонті у ремонтному циклі, $T_{\text{пр}}^{\text{п}}$, год., визначаємо за формулою:

$$T_{\text{пр}}^{\text{п}} = t_n * N * a_n$$

де t_n – норма простою обладнання в поточному ремонті для даного виду електрообладнання, год.

Сума затрат часу на простій під час ремонту в ремонтному циклі, $T_{\text{пр}}^{\text{заг}}$, год., становить:

$$T_{\text{пр}}^{\text{заг}} = T_{\text{пр}}^{\text{к}} + T_{\text{пр}}^{\text{п}}$$

Середньорічний простій електрообладнання в ремонті, $T_{\text{пр}}^{\text{ср.річн}}$, год., розраховуємо за формулою:

$$T_{\text{пр}}^{\text{ср.річн}} = (T_{\text{пр}}^{\text{заг}} * 12) / \text{Ц}$$

де 12 – кількість місяців року;

Ц – тривалість ремонтного циклу, міс.

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
						61
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		

Таблиця 3.6 – Середньорічна тривалість простою електрообладнання в ремонті

Найменування та тип електрообладнання	Кількість одиниць електрообладнання	Капітальний ремонт			Поточний ремонт			Затрати часу на простій під час ремонту в ремонтному циклі, год	Тривалість ремонтного циклу, міс	Середньорічний простій в ремонті, год	
		Кількість ремонтів	Норма простою у ремонті, год	Загальні затрати часу на ремонт, год	Кількість ремонтів	Норма простою у ремонті, год	Загальні затрати часу на ремонт, год				
ЕД	5.6-10	6	1	72	432	11	8	528	960	72	160
	22.1-30	10	1	72	720	11	8	880	1600	72	266.6 7
	101-125	1	1	120	120	11	24	264	384	72	64
Опалення та вентиляція	5	1	96	480	11	16	880	1360	72	226.6 7	
Піч опору	2	1	72	144	11	8	176	320	72	53.33	
Тр-р	2	1	144	288	19	32	1216	1504	120	150.4	
Всього:	26	-	-	2184	74	-	3944	6128	-	921.0 7	

3.1.4 Річний графік ППР електрообладнання

Обслуговування і ремонт обладнання відбувається по раніше розробленому графіку ППР. В графіку встановлюються тверді строки проведення окремих видів ремонтів та їх почерговості.

Для побудови графіка ППР на запланований рік необхідно знати рік та місяць вводу в дію електрообладнання, а також необхідно врахувати структуру ремо-

нтного цинку на цьому електрообладнанню.

Кількість капітальних ремонтів в загальному періоді для усього типового електрообладнання P_K , шт, розраховуємо за формулою:

$$P_K = \frac{8640 * N * a_k * K}{\text{Ц}}$$

де 8640 – календарний фонд часу, год;

N – кількість типового електрообладнання;

a_k – кількість капітальних ремонтів у ремонтному циклі для одиниці обладнання;

K – коефіцієнт використання обладнання за календарним часом, приймаємо рівним 1;

Ц – тривалість ремонтного циклу, год.

Кількість поточних ремонтів у планованому році для усього типу обладнання $P_{\text{П}}$, шт, розраховуємо за формулою:

$$P_{\text{П}} = \frac{8640 * N * a_n * K}{\text{Ц}}$$

де a_k – кількість поточних ремонтів у ремонтному циклі для одиниці обладнання.

Детальний розрахунок трудомісткості капітального і поточного ремонтів та часу простою під час ремонту для кожної одиниці обладнання не проводимо. Дані розрахунків округлюємо до найближчого цілого числа відмінного від нуля. Результати розрахунку заносимо до таблиці 3.7.

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		63

Таблиця 3.7 – Результати розрахунків ремонтів для графіка ППР

Найменування та тип		Кількість обладнання	Кількість ремонтів за рік	
			П _к , шт	П _п , шт
ЕД	5.6-10	6	1	11
	22.1-30	10	2	18
	101-125	1	1	2
Оп. та вент.		5	1	9
Піч опору		2	1	4
Трансформатор		2	1	6

3.2 Розрахунок капітальних витрат на електрообладнання цеху

Сума капітальних витрат на електроустаткування складається з витрат на його придбання (ціна), поставку і монтаж. При цьому враховується матеріали, необхідно для монтажу і експлуатацію устаткування (провід, кабель).

Вартість монтажних робіт V_M , грн, визначається в розмірі 30% від оптової ціни, отже розраховуємо за формулою:

$$V_M = C_0 * 30\% / 100\%$$

де C_0 – оптова ціна одиниці устаткування, грн.

Транспортно-заготівельні затрати на поставку електроустаткування, що складають 3% від оптової ціни устаткування, розраховуємо за формулою:

$$Z_{тр-заг} = C_0 * 3\% / 100\%$$

Кошторисну вартість одиниці устаткування K_B , грн, розраховуємо за формулою:

$$K_B = C_0 + V_M + Z_{тр-заг}$$

Загальну кошторисну вартість всього електроустаткування $K'_{заг}$, грн, визна-

чаємо за формулою:

$$K'_{ЗАГ} = K_B * N$$

де N – кількість електроустаткування, шт або м.

Результати розрахунків заносимо до таблиці 3.9.

					MP 5.8.141.326 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		65

Таблиця 3.9 – Розрахунок капітальних витрат на електрообладнання

Назва і тип електроустаткування	Кількість, шт, м	Кошторисна вартість одиниці устаткування, грн				Загальна вартість даного виду устаткування, грн, К'ЗАГ	
		Оптові ціни, Ц ₀	Вартість монтажних робіт, В _М	Транспортивно заготовельні витрати, З _{тр-заг}	Всього К _В		
							30%
БД	5.6-10	6	17850	5355	535.5	23740.5	142443
	22.1-30	10	138400	41520	4152	184072	1840720
	101-125	1	1200000	360000	36000	1596000	1596000
	Оп. і вент.	5	23860	7158	715.8	31733.8	158669
	Піч опору	2	18300	5490	549	24339	48678
	Тр-р	2	500000	150000	15000	665000	1330000
	Всього:	26	-	-	-	-	5116510
<u>Кабелі і шинопровід:</u>							
	ВВГ 5x2,5	4000	70.13	21.039	2.1	93.269	373076
	ВВГ 5x10	250	241.86	72.558	7.26	321.678	80419.5
	ВВГ 5x25	1000	602.2	180.66	18.07	800.93	800930
	ВВГ 5x50	50	1190.86	357.258	35.73	1583.848	79192.4
	ВВГ 5x70	20	1684.67	505.401	50.54	2240.611	44812.22
	ВВГ 5x95	26	2212.75	663.825	66.38	2942.955	76516.83
	ВВГ 5x150	68	3791.84	1137.552	113.76	5043.152	342934.336
	ВВГ 5x185	100	5101.13	1530.339	153.03	6784.499	678449.9
	ААШв 3x95	3700	1019.44	305.832	30.58	1355.852	5016652.4
	ШМТ 100x10	15	480	144	14.4	638.4	9576
	Всього:	9229	-	-	-	-	7502559.59

Продовження таблиці 3.9

Назва і тип електроустаткування	Кількість, шт, м	Кошторисна вартість одиниці устаткування, грн				Загальна вартість даного виду устаткування, грн, К'ЗАГ
		Оптові ціни, Ц ₀	Вартість монтажних робіт, В _М	Транспортивно заготовельні витрати, З _{тр-заг}	Всього К _В	
<u>Вимикачі:</u>						
ОТ-2500	2	355916	106774.8	10677.48	473368.3	946736.56
ОТ-1250	1	137187	41156.1	4115.61	182458.7	182458.71
ВН-11У3	2	4860	1458	145.8	6463.8	12927.6
ВА88-33 3Р	18	1560	468	46.8	2074.8	37346.4
ВА88-35 3Р	6	2196	658.8	65.88	2920.68	17524.08
ВА88-37 3Р	5	4560	1368	136.8	6064.8	30324
Всього:	34	-	-	-	-	1227317.35
<u>Контактори і реле:</u>						
ПМЛ-1110Д	4	802.07	240.621	24.06	1066.751	4267.004
ПМЛ-7100	3	17539.86	5261.958	526.2	23328.018	69984.054
РТЛ-1021М	4	311.97	93.591	9.36	414.921	1659.684
РТЛ-3270	3	2860	858	85.8	3803.8	11411.4
Всього:	14	-	-	-	-	87322.14
КРМ 0.4-80-10 У3-У1	2	19640	5892	589.2	26121.2	52242.4
Всього кап. витрат:	-	-	-	-	-	13985951.48

3.3 Розрахунок поточних витрат на електрообладнання цеху

Поточні витрати на утримання електроустаткування складаються з амортизаційних відрахувань з електроустаткування і заробітної плати ремонтного і чергового персоналу.

3.4.1 Розрахунок річної суми амортизаційних відрахувань на електрообладнання цеху

Амортизація – це процес переносу вартості основних виробничих фондів по частинам, по мірі їх зносу на собівартість продукції, що випускається.

Мета амортизації – накопичення коштів для оновлення основних фондів.

Норма амортизації – це плановий річний відсоток перенесення вартості основних фондів на вартість готової продукції.

Суму амортизаційних відрахувань A , грн, розраховуємо за формулою:

$$A = \frac{K'_{\text{ЗАГ}} * N_A \%}{100\%}$$

де N_A – норма амортизації, %.

Амортизаційні відрахування на провід, кабелі, комутаційну і захисну апаратуру та деякі види труб не розраховуються. Результати розрахунку заносимо до таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Розрахунок річної суми амортизаційних відрахувань

Назва електроустаткування		Кошторисна вартість, грн	Норма амортизації, %	Річна сума амортизаційних відрахувань, грн
Електро-двигуни	5.6-10	142443	10	14244.3
	22.1-30	1840720	10	184072
	101-125	1596000	10	159600
Оп. та вент.		158669	10	15866.9
Пічі опору		48678	10	4867.8
Трансформатори		1330000	10	133000

Продовження таблиці 3.10

Назва електроустаткування	Кошторисна вартість, грн	Норма амортизації, %	Річна сума амортизаційних відрахувань, грн
Конденсаторні батареї	52242.4	10	5224.24
Всього:	5168752.4	-	516875.24

3.4.3 Кошторис витрат на утримання та експлуатацію електрообладнання цеху

Собівартість продукції це грошовий вираз на виробництво і реалізацію продукції. Це комплексний економічний показник, який об'єднує в собі витрати уреченої праці (обладнання), та витрати на спожиті засоби виробництва, й витрати живої праці та витрати на заробітну плату працівників підприємства.

Витрати на утримання і експлуатацію устаткування є однією із статей калькуляції собівартості продукції, випущеної цехом. Для їх визначення складається кошторис витрат в якому відображаються всі витрати на утримання і експлуатацію устаткування, а також на його ремонт. Результати розрахунків заносимо до таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 – Кошторис витрат на утримання і експлуатацію устаткування

Назва витрат	Сума, грн
Амортизаційне відрахування	516875.24
Експлуатація устаткування	279719.03
Основна заробітна плата ремонтного і чергового персоналу	108211.76
Відрахування на соціальні потреби	32318.06
Ремонт електроустаткування	557538.82
Знос малоцінних і швидко зношуваних інструментів і приладів	69929.76

Інші витрати	139859.51
Додаткова зарплата ремонтного і чергового персоналу	38688.49
Всього:	1745039.91

Висновки

У першому розділі магістерської роботи виконані:

- розрахунок параметрів схеми заміщення лінії і трансформаторів.
- наведені до сторони ВН навантаження трансформаторів (з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів);
- розрахункова схема заміщення мережі, розрахункові навантаження вузлів мережі;
- розрахунок нормального режиму замкнутої мережі;
- напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі.

У другому розділі роботи вибрані силові трансформатори за графіком навантаження, проводились розрахунки струмів короткого замикання, вибір збірних шин 220 кВ та жорстких шин 10 кВ коробчастого перерізу, вибір захисної та комутаційної апаратури (вимикачів на боці високої напруги 220 кВ, вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ, секційного вимикача 10 кВ, вимикачів на лініях 10 кВ, роз'єднувачів). Виконаний вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги, здійснений вибір трансформаторів власних потреб.

У третьому 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.

У розділі «Економічна частина» складено кошторис витрат на експлуатацію та ремонт електроустаткування цеху. Для цього розраховано:

- капітальні витрати на утримання електрообладнання і його ремонт на основі розрахунків необхідної кількості капітальних та поточних ремонтів з системи ППР;
- трудомісткість робіт, що є основою для визначення мінімально необхідної кількості чергового і ремонтного персоналу;
- амортизаційні відрахування.

									Арк
									71
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата					

Список літератури

1. Правила улаштування електроустановок. – 5-те вид., перероблене і доповнене. – Міненерговугілля України, 2017.
2. С.М. Сегеда «Електричні мережі та системи» – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. – 540 с.
3. Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунк 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.
4. П.О. Василега Електропостачання: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2019. – 521 с.
5. Осташевський М.О. Електричні машини і трансформатори: Навчальний посібник. – Харків: ФОП Панов А.М., 2017. – 452 с.
6. Гаряжа В.М., Карюк А.О. «Електрична частина станцій та підстанцій» конспект лекцій. – Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2018. – 149 с.
7. Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу “Електричні станції і підстанції” / Василега П.О., Лебединський І.Л., Лебедка С.М. – СумДУ, 2018.
8. Програма курсу, контрольні завдання і методичні вказівки до виконання курсового проекту “Електрична частина станцій та підстанцій” / Василега П.О., Лебединський І.Л., Лебедка С.М. – СумДУ, 2016.
9. Клименко Б.В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс: навчальний посібник – Харків: Вид-во «Точка», 2012. – 340 с.
10. <https://axiomplus.com.ua/silovyie-transformatoryi> – Трансформатори силові.
11. ДСТУ Б В.2.5-38:2008 Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕ С 62305:2006, NEQ). – Київ : Мінрегіонбуд України , 2008.
12. Богиня Д.П., Грішнова О.А. Основи економіки праці: Навч. посіб. / Бо-

									Арк
									72
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата					

гиня Д.П., Грішнова О.А. – К.: Знання-Прес, 2020. – 313 с.

13. Осінова Л.В. Основи підприємства: навч.пос. / Л.В. Осінова, Г.М. Силіяєва. – К.: Ельга, 2019. – 528 с.

14. <https://k-ps.ua/spravochnik/kabeli-silovyye> – Кабельна пошукова система, кабелі силові.

15. <http://khomovelectro.ua/catalog> –Каталог продукції, компенсація реактивної потужності.

16. <https://slavenergo.ua> – СлавЕнерго, каталог продукції.

17. <http://iek.ua/products/catalog/> – ІЕК, каталог продукції.

18. <http://atrans.in.ua/vyiklyuchatel-nagruzki-vn-vnr-vna-10630-101000/c34> – АЕС, вимикачі навантаження силові.

19. <http://www.cztt.ua/products.html> – Каталог продукції трансформаторів струму.

20. Гаєвська Л.М. Економіка підприємства: Навчальни посібник для практичних занять та самостійної роботи, 2011. – 145 с.

									Арк
									73
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата					

Додаток А

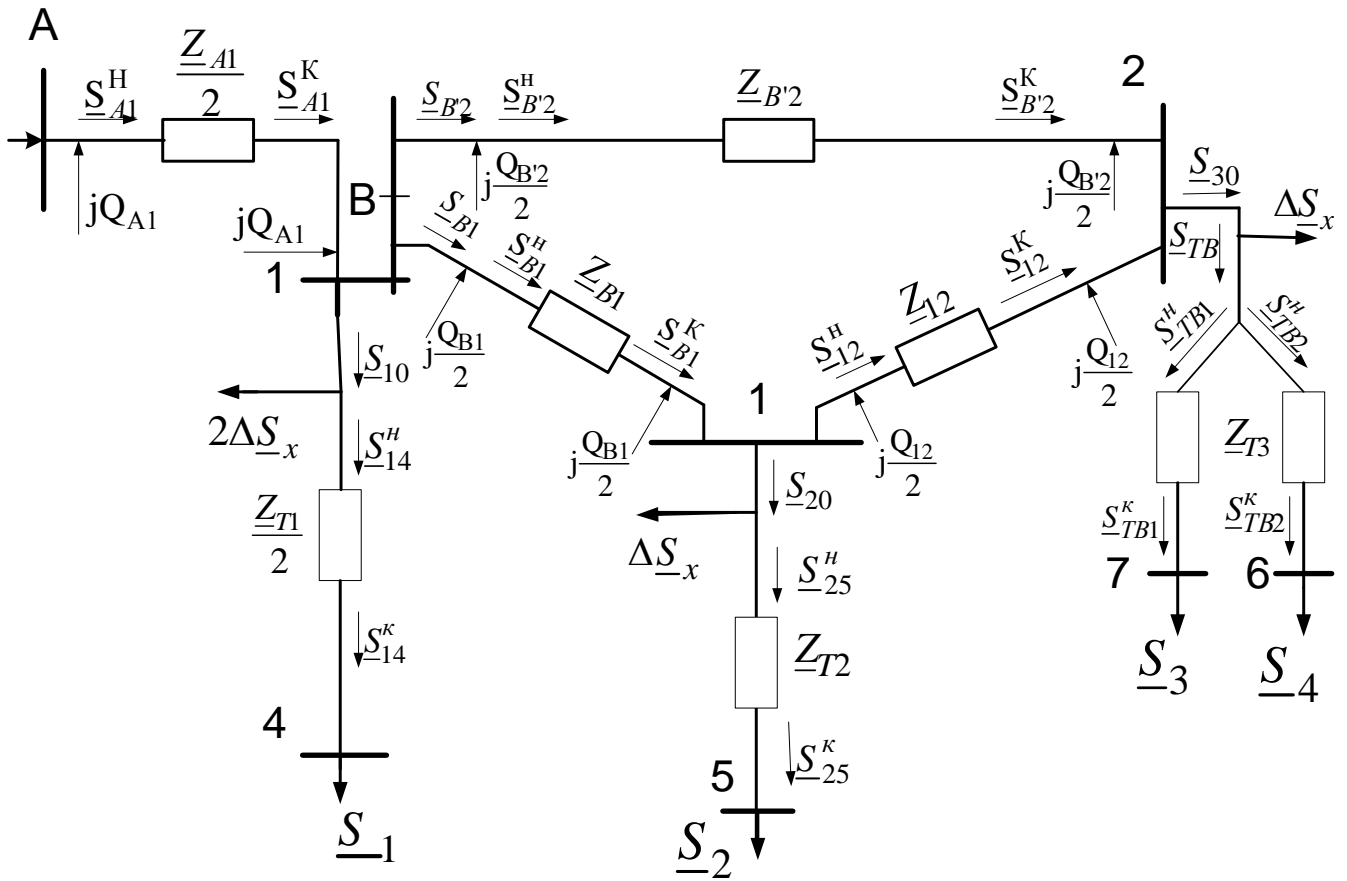


Рисунок – Схема заміщення мережі

Додаток Б
Потужності на ділянках мережі

Параметр	max режим, МВА	min режим, МВА	Аварійний режим, МВА
ΔS_{X14}	0,105+j0,48	0,105+j0,48	0,105+j0,48
\underline{S}_{10}	100,588+j61,348	50,305+j28,577	100,588+j61,348
ΔS_{X25}	0,05+j0,36	0,005+j0,36	0,005+j0,36
\underline{S}_{20}	10,156+j33,36	5,077+j15,435	10,156+j33,36
ΔS_{X36}	0,05+j0,36	0,05+j0,36	0,05+j0,36
\underline{S}_{30}	30,148+j33,135	15,074+j13,554	30,148+j33,135
\underline{S}_{B1}	16,82+j33,285	8,409+j14,808	-
$\underline{S}_{B'2}$	23,484+j33,21	11,742+j14,181	-
\underline{S}_{12}	6,664+j0,075	3,372-j0,627	-
\underline{S}_{V1}	16,825+j33,303	8,45+j14,808	40,524+j111,55
\underline{S}_{V2}	23,484+j33,23	11,702+j14,186	30,148+j33,36
\underline{S}_A	142,572+j104,494	70,782+j28,566	143,088+j105,684

Додаток В

Напруга у вузлах мережі.

Вузол, споживач	max режим, кВ	min режим, кВ	Аварійний ре- жим, кВ
U ₁	237,245	240,228	237,204
U ₂	234,287	239,256	230,786
U ₃	234,179	239,23	227,171
U ₄	10,474	10,208	10,472
U ₅	10,117	10,948	10,758
U ₆	10,845	11,087	10,102
U ₇	10,468	11,343	10,499