

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

## **МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА**

на тему:

**«Розробка системи електропостачання  
машинобудівного підприємства»**

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Виконав студент гр. ЕТмз-11С	_____ А.О. Пащенко
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

Пащенко Артема Олеговича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема кваліфікаційної роботи «Розробка системи електропостачання машино-будівного підприємства»

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

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

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

**Бібліографічний опис:** Пащенко А.О. Розробка системи електропостачання машинобудівного підприємства [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістр; спец.: 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / А.О. Пащенко; керівник – С.М. Лебедка. – Суми: СумДУ, 2022 – 69 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. Розрахунок електричної частини підстанції	22
3. Охорона праці	43
4. Економічна частина	61
Висновки	68
Список використаної літератури	69

					MP 5.8.141.252 ПЗ		
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розроб.</i>		Пащенко				<i>Лім.</i>	<i>Арк.</i>
<i>Перевір.</i>		Лебедка					6
<i>Реценз.</i>							76
<i>Н. Контр.</i>		Никифоров			СумДУ ЕТ.мз-11с		
<i>Затверд.</i>		Лебединський					

## 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

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

податкового законодавства); запровадження засад відкритості, прозорості та соціальної 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 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



## 1.1 Розроблення конфігурацій електричних мереж

Розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою [1]:

$$S_{max} = P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f)) \quad (2.1)$$

де  $P_{max}$  – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою:

$$S_{min} = [P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f))] \cdot K_{min} \quad (2.1)$$

де  $K_{min}$  – частка всіх навантажень в номінальному режимі  $P_{min}$  по відношенню до максимального  $P_{max}$ .

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю занесемо до табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
	П	А	Щ	Е	Н	К
X, мм	36	18	28	0	22	10
Y, мм	25	16	31	23	12	20
S <sub>max</sub> , МВА	37+15,76j	60+48,14j	48+25,91j	43+34,49j	0,654+0,215j	0,752+0,564j
S <sub>min</sub> , МВА	21,46+9,14j	34,8+27,9j	27,84+15,02j	24,94+20j	0,379+0,125j	0,436+0,327j
cos f	0,92	0,78	0,88	78	0,95	0,80
Тнб, годин	4790	5220	4870	3620	6580	4180
Категорія	Ш	П	П	І	І	П

Електроспоживачі І категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Електроспоживачі

ІІ категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або

					МР 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів II категорії дозволяється живлення однією повітряною лінією, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше однієї доби. Для електроспоживачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

За даними, що характеризують споживачів, побудуємо дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі. На рисунку 2.1 зображено з'єднання споживачів за першим варіантом (схема А).

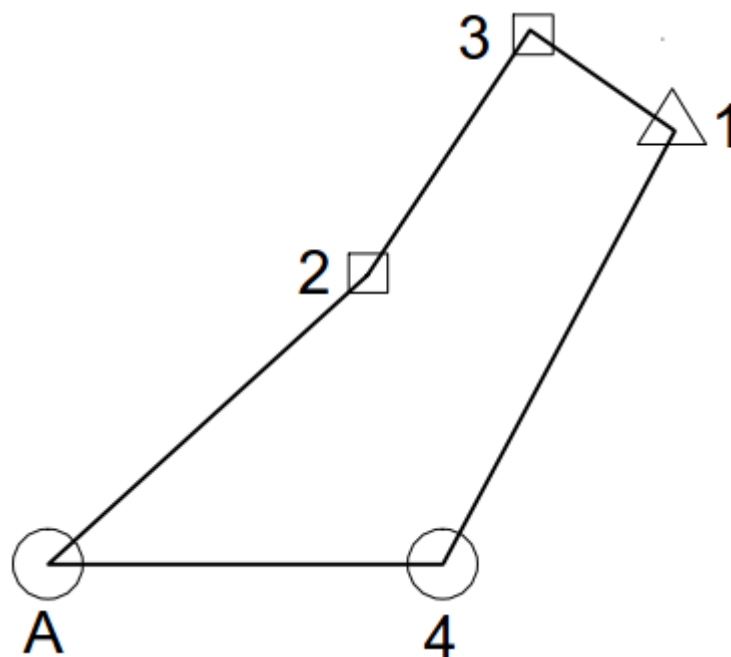


Рис. 2.1 – Схема А

На рисунку 2.2 зображено другий варіант з'єднання споживачів (схема Б).

					МР 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

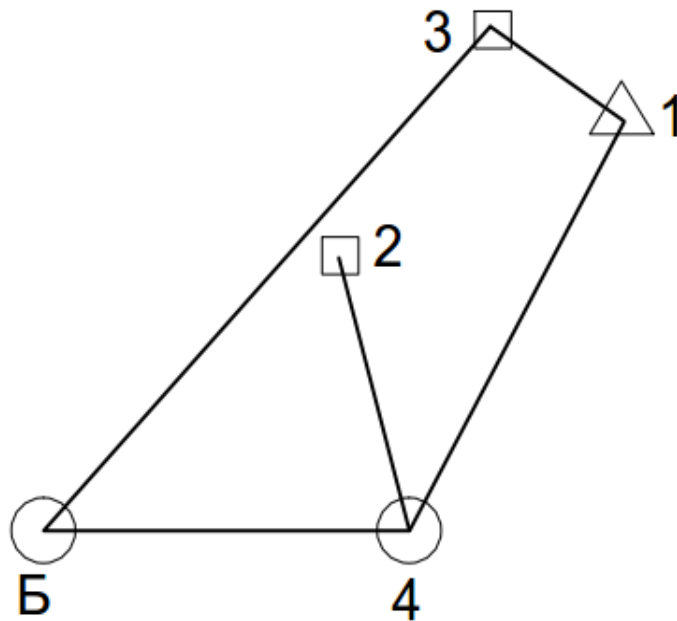


Рис. 2.2 – Схема Б

На рисунку 2.3 зображено з'єднання споживачів 5 і 6.

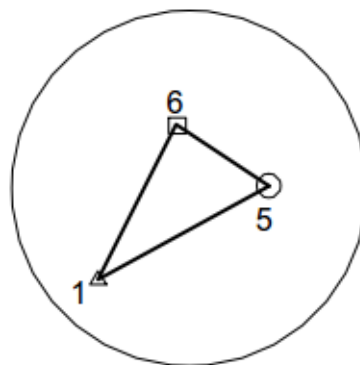


Рис. 2.3 – З'єднання споживачів 5 і 6

При розробці конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати наступне:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагає 100 % резерву по мережі і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;
- замкнутою мережею доцільно зв'язувати споживачів приблизно однакової потужності;
- по можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;
- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		7

## 1.2 Розрахунок електричної мережі схеми А

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою:

$$L = l \cdot k_L \quad (3.1)$$

де:  $l$  – довжина ділянки мережі виміряна на плані, км;

$k_L$  – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою [3, ст. 9],  $k_L \approx 1,25$ .

Для двохланцюгових ліній враховується коефіцієнт  $k_{\text{цеп}}$ .

$$L' = L \cdot k_{\text{цеп}} \quad (3.1a)$$

$k_{\text{цеп}} \approx 1,45$ , для ВЛ 110 кВ на двохланцюгових залізобетонних опорах [3, ст. 9].

Двохланцюгові лінії менш надійні, тому краще проектувати одноланцюгові лінії. Довжини ліній із урахуванням провисання проводів показані у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Дійсні довжини ліній

Ділянка	А-4	4-1	1-3	3-2	2-А	1-6	1-5	6-5
Довжина, км	28,75	35,63	12,5	22,75	30,19	2,8	3,1	1,79

					МР 5.8.141.252 ПЗ			Арк.
								8
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рисунку 2.1, з урахуванням умовних позначень розрахунок потужностей визначаємо за такими формулами:

Для мережі високої напруги

$$S_{A4} = \frac{S_{p4}(L_2+L_3+L_4+L_5)+S_{p1}(L_3+L_4+L_5)+S_{p3}(L_4+L_5)+S_{p2}L_5}{L_1+L_2+L_3+L_4+L_5} \quad (3.2)$$

$$S_{A2} = \frac{S_{p2}(L_4+L_3+L_2+L_1)+S_{p3}(L_3+L_2+L_1)+S_{p1}(L_2+L_1)+S_{p4}L_1}{L_1+L_2+L_3+L_4+L_5} \quad (3.2a)$$

$$S_{41} = S_{A4} - S_{p4} \quad (3.3)$$

$$S_{32} = S_{A2} - S_{p2} \quad (3.3a)$$

$$S_{13} = S_{21} - S_{p1} \quad (3.3b)$$

де  $S_{p1}, S_{p2}, S_{p3}, S_{p4}$  – відповідні потужності споживачів, МВА;

$L_1, L_2, L_3, L_4, L_5$  – відповідні лінії, які з'єднують споживачів  $S_{p1}, S_{p2}, S_{p3}, S_{p4}$ ,

км.

Для мережі низької напруги

$$S_{35} = \frac{S_{p5}(L_7+L_8)+S_{p6}L_7}{L_6+L_7+L_8} \quad (3.2b)$$

$$S_{36} = \frac{S_{p6}(L_6+L_8)+S_{p5}L_6}{L_6+L_7+L_8} \quad (3.2b)$$

$$S_{56} = S_{35} - S_{p5} \quad (3.3b)$$

$$(3.4a)$$

де  $S_5, S_6$  – відповідні потужності споживачів, МВА;

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$L_6, L_7, L_8$  – відповідні лінії, які з'єднують споживачів  $S_5, S_6$ , км.

Виходячи із довжин ліній і потужностей яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова[1]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (3.5)$$

де  $U$  – напруга відповідної лінії, кВ;

$L$  – довжина відповідної лінії, км;

$P$  – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (3.6)$$

де  $I$  – струм у відповідній лінії, А;

$S$  – повна потужність лінії, МВА;

$U_n$  – обрана номінальна напруга.

Згідно методу економічної густини струму, економічний переріз розраховуємо за формулою:

$$F_e = \frac{I_m}{j_e} \quad (3.7)$$

де  $F_e$  – економічний переріз проводу, мм<sup>2</sup>;

$I_m$  – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі, А;

$j_e$  – економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>.

У даному проекті для побудови ліній електропередач (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведена у табл. 3.2.

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.2 – Економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>

Проводи	Т <sub>нб</sub> , год/рік		
	1000—3000	3001—5000	> 5000
Алюмінієві неізольовані проводи	1,3	1,1	1,0

У табл. 3.3 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 3.3 – Потоки потужності та струми в лініях

лінія	S, МВА	струм, А		Напруга за формулою Іларіонова
		при U=110 кВ	при U=220 кВ	Урозр, кВ
А-4	86,36+56,96j	542,99	271,49	146,9
4-1	43,36+22,46j	256,3	128,16	118,1
1-3	4,95+5,92j	40,5	20,25	42,87
3-2	43,04+19,99j	249,1	124,55	111,76
2-А	103+68,13j	648,35	324,18	156,5
1-6	0,742+0,445j			16,79
1-5	0,664+0,334j			15,96
5-6	0,01+0,119j			2,1

Із оцінки перерізу проводу бачимо, що при  $U_{ном}=110$  кВ потрібні проводи з перерізом більше 240 мм<sup>2</sup>. Тому для мережі обираємо напругу  $U_{ном}=220$  кВ.

У табл. 3.4 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, економічного перерізу, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 3.4 – Вибір проводів мережі

лінія	струм, А	напруга, кВ	переріз, мм <sup>2</sup>		допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
А-4	271,49	220	271,49	АС-240/32	605
4-1	128,16	220	128,16	АС-240/32	605
1-3	20,25	220	18,41	АС-240/32	605
3-2	124,55	220	113,22	АС-240/32	605
2-А	324,18	220	324,18	АС-240/32	605
1-6	49,95	10	45,4	АС-35/6,2	175
1-5	42,91	10	42,91	АС-35/6,2	175
5-6	6,89	10	6,89	АС-35/6,2	175

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на однотрансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього.

$$S_{T_{\text{ном}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}} \quad (3.8)$$

де  $S_{T_{\text{ном}}}$  – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА (кВА);

$S_{\text{розр}}$  – потужність однотрансформаторної підстанції, МВА (кВА);

$S_{i_{\text{max}}}$  – максимальна потужність і-го споживача. МВА (кВА).

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (3.9)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \quad (3.10)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити можливість

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



збільшення потужності споживачів та розширення мережі.

Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію. Для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію; припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби. Для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію. Результати вибору трансформаторів показано у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Вибір трансформаторів для схеми А

ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	S <sub>р</sub> озр (1-го тр-ра), МВА	S <sub>ном</sub> (1-го тр-ра), МВА	з	Марка тр-ра
	40,2 2	III	1	44 ,69	3 2	,71	ТРДЦН-63000/220
	76,9 2	II	2	54 ,95	4 0	,69	ТРДН-40000/220
	54,5 5	II	2	38 ,96	4 0	,49	ТРДН-40000/220
	55,1 3	I	2	39 ,38	4 0	,49	ТРДН-40000/220
	0,68 8	I	2	0, 492	0, 63	,39	ТМ-630/10
	0,94 0	II	1	1, 04	1, 25	,84	ТМГ-1250/10

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів.

Для подальшого розрахунку мережі необхідно розрахувати опір та потужність холостого ходу трансформаторів.

Опір трансформаторів розраховується за формулою:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (3.11)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (3.12)$$

де  $R_T$  та  $X_T$  – активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

$\Delta P_K$  - втрати короткого замикання, кВт;

$U_{BH}$  – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги (ВН), кВ;

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$S_{\text{НОМ}}$  – номінальна потужність трансформатора, МВА, кВА;

$U_{\text{к}}$  – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних трансформаторів [4] показано у таблицях 3.6 та 3.7.

Таблиця 3.6 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

Тип трансформатора	НОМ, МВА	Каталожні дані							Розрахункові дані					
		U		к, %	P <sub>к</sub> , кВт	P <sub>х</sub> , кВт	х, %	Регулювання напруги		t, Ом	t, Ом	Q <sub>х</sub> , кВАр	t	
		НОМ, кВ						-ть ступенів	на ступінь					
Н	Н													
ТРДН-40000/220	0	30	1	2	70	0	,9	8	,5	1	,6	58,7	60	0,9
ТРДЦ Н-63000/220	3	30	1	2	00	2	,8	8	,5	1		00,76	04	0,9

Таблиця 3.7 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	НОМ, кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані					
		U		к, %	P <sub>к</sub> , кВт	P <sub>х</sub> , кВт	х, %	t, Ом	t, Ом	Q <sub>х</sub> , кВАр	t		
		НОМ, кВ											
Н	Н												
ТМГ-1250/10	250	0	,4	,5	,6	,42		,794	,8	4	25	6	5
ТМ-630/10	30	0	,4	,5	,6	,42		,91	,73	8	2,6	1	5

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності [1].

Активний та реактивний опір лінії, Ом:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l_i \quad (3.13)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l_i \quad (3.14)$$

де  $R_{\text{л}}$  та  $X_{\text{л}}$  – активний та реактивний опори лінії, Ом;

$l_i$  – довжина лінії, км.

Повний опір лінії, Ом:

$$Z_{\text{л}} = R_{\text{л}} + j \cdot X_{\text{л}} \quad (3.15)$$

Зарядна потужність лінії:

$$Q_{\text{л}} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \quad (3.16)$$

де  $b_0$  – питома ємнісна провідність (См/км);

$U_{\text{НОМ}}$  – номінальна напруга мережі, кВ.

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків показано в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Параметри ліній за схемою А

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z <sub>0</sub> , Ом/км	b <sub>0</sub> *10 <sup>-6</sup> См/км		
-4	28,75	АС-240/32	0,118 +0,435j	2,6	3, 67	3,392+ 12,506j
4-1	35,63	АС-240/32	0,118 +0,435j	2,6	4, 55	4,204+ 15,497j
1-3	12,5	АС-240/32	0,118 +0,435j	2,6	1, 59	1,475+ 5,438j
3-2	22,75	АС-240/32	0,118 +0,435j	2,6	2, 91	2,684+ 9,896j
2-A	30,19	АС-240/32	0,118 +0,435j	2,6	3, 857	3,562+ 13,132j
1-6	2,8	АС-35/6, 2	0,79+ 0,386j	-	0	2,212+ 1,08j
1-5	3,1	АС-35/6, 2	0,79+ 0,386j	-	0	2,449+ 1,197j
5-6	1,79	АС-35/6, 2	0,79+ 0,386j	-	0	1,41+0, 69j

Розрахунок втрат потужності [1] в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблицях 3.6 та 3.7), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \quad (3.17)$$

де:  $P$  - активна потужність на ділянці, МВА;

$Q$  - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

$Z$  - опір ділянки, Ом.

Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [2].

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок напруги проводимо за формулою:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (3.18)$$

де  $P$  – активна потужність на ділянці, МВА;

$Q$  – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

$R$  та  $X$  – активний та реактивний опір, Ом;

$U_{i+1}$  - напруга у вузлі, кВ;

$U_i$  - напруга у попередньому вузлі, кВ.

Процентне відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховуємо за формулою, %:

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (3.19)$$

Розрахуємо замкнуту колону мережу, зображену на рис. 2.1. Розрахунок починаємо з знаходження точки поточкорозподілу.

Точка поточкорозподілу активної та реактивної енергії: 3

Результати розрахунку потужностей в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у таблиці 3.9. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у таблиці 3.10.

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.9 – Результати розрахунку потужностей

Д ілянка	S <sub>кінцева</sub> , МВА*	ΔS, МВА*	S <sub>початкова</sub> , МВА*	I розр, А	доп, А
А -4	138,5+95, 07j	1,978+7 ,293j	140,5+100 ,5j	2 71,49	05
4 -1	49,25+30, 84j	0,293+1 ,08j	49,54+29, 65j	1 28,16	05
1 -3	4,383+6,1 16j	0,002+0 ,007j	4,286+5,3 27j	2 0,25	05
3 -2	44,71+22, 42j	0,138+0 ,511j	44,85+21, 48 j	1 24,55	05
2 -А	105,9+79, 79j	1,294+4 ,768j	107,2+82, 63j	3 24,18	05
1 -6	0,761+0,612j	0,0179+ 0,0088j	0,778+0,5 08j	4 9,95	75
1 -5	0,672+0,3 86j	0,0147+ 0,0072j	0,686+0,3 93j	4 2,91	75
5 -6	0,01+0,11 3j	0,0002+ 0,0001j	0,0102+0, 113j	6 ,89	75
1 -1'	38,456+16 ,714j	0,145+3 ,36j	40,683+20 ,878j		
2 -2'	60+48,14j	0,342+9 ,701j	61,162+57 ,841j		
3 -3'	48+25,91j	0,172+4 ,878j	48,992+30 ,788j		
4 -4'	43+34,49j	0,176+4 ,982j	43,996+49 ,472j		
5 -5'	0,654+0,2 15j	0,005+0 ,0201j	0,662+0,2 73 j		
6 -6'	0,752+0,5 64j	0,007+0 ,0424j	0,761+0,6 12j		
А	247,6+183,2j				

Таблиця 3.10 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

вузол	U ном, кВ	U, кВ	ступ інь РПН
1	20 <sup>2</sup>	230	
2	20 <sup>2</sup>	219,6	
3	20 <sup>2</sup>	223,7	
4	20 <sup>2</sup>	219,4	
5	20 <sup>2</sup>	222,5	
6	0 <sup>1</sup>	10,29	
7	0 <sup>1</sup>	10,3	
8	0 <sup>1</sup>	10,5	-
9	0 <sup>1</sup>	10,7	-
10	0 <sup>1</sup>	10,49	-
11	0 <sup>1</sup>	10,64	-
12	38 <sup>0,</sup>	0,4	
13	38 <sup>0,</sup>	0,41	

На рисунку 3.1 показано схему заміщення мережі А.

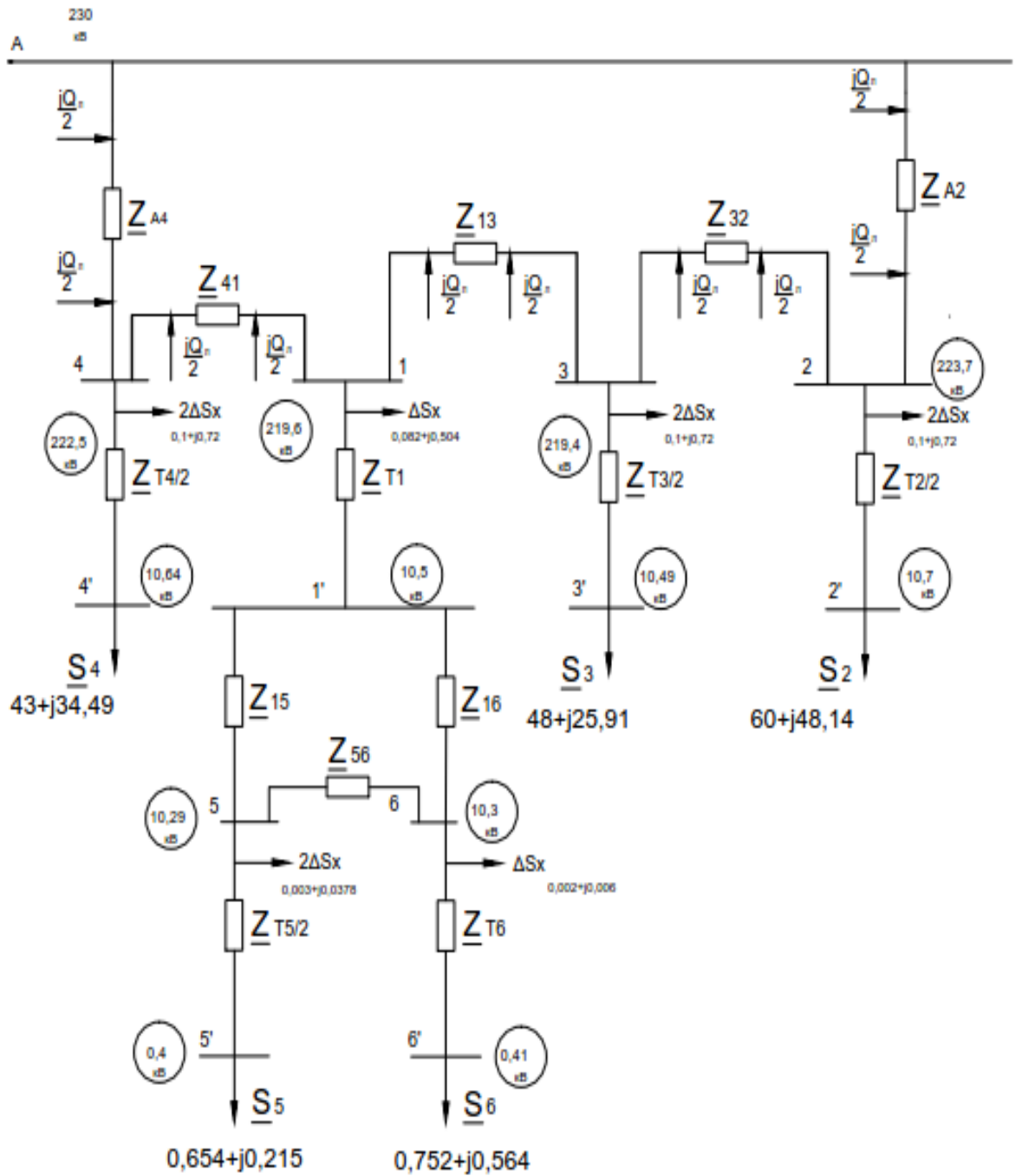


Рис. 3.1 – Схема заміщення мережі А

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

### 1.3 Розрахунок втрат електроенергії для схеми А

Основними величинами, які необхідно враховувати при визначенні втрат електричної енергії, є час найбільших навантажень, час найбільших втрат та втрати електричної енергії в лініях та трансформаторах.

Час найбільших втрат визначаємо за формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{НБ}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \text{ (год)} \quad (3.20)$$

де  $T_{\text{НБ}}$  – час найбільших навантажень в годинах.

Втрати в лініях визначаємо за формулою:

$$\Delta W_{\text{Л}} = \left( \frac{|S_{\text{Л}i}^{\text{H}}|}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot R_i \cdot \tau_i \quad (3.21)$$

Втрати в трансформаторах визначаємо за формулою:

$$\Delta W_{\text{T}} = \left( \frac{|S_{\text{T}i}^{\text{H}}|}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot R_i \cdot \tau_i + \Delta P_{\text{ХХ}i} \cdot 8760 \quad (3.22)$$

Результати заносимо до таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Результати розрахунку втрат електроенергії

Ділянка / підстанція	$T_{\text{нб}}$ (ГОДИН)	$\tau$ (ГОДИН)	$\Delta W$ (МВт- ГОДИН)
А-4	4059	2460	4865
4-1	4440	2826	828,02
1-3	4870	3270	6,541
3-2	4870	3270	451,3
2-А	5070	3488	4514
T1	4390	2777	1121
T2	5220	3656	1688
T3	4870	3270	1000
T4	3620	2069	802,16
T5	6580	5357	28,029
T6	4180	2573	30,45
<b>Разом:</b>			15334,5

Загальна енергія, що виробляється:

$$W = 1113793,5 \text{ (МВт – годин)}$$

Відсоток втрат у мережі А:

$$\partial W = \frac{\Delta W}{W} \cdot 100\% = 1,38 \%$$

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



## 1.4 Розрахунок електричної мережі схеми Б

### 1.4.1 Визначення довжин ліній для схеми Б

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою (3.1). Довжини ліній мережі Б показано в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Дійсні довжини ліній

№ лінії	Довжина, км	коефіцієнт провисання
1-4	8,75	1,25
2-3	5,63	1,25
3-1	2,5	1,25
4-3	2,25	1,25
5-4	0,625	1,25
6-1	8	1,25
7-1	1	1,25
8-5	79	1,25

### 1.4.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми Б

Розраховуємо значення напруги та струмів на всіх ділянках мережі. Для схеми зображеної на рисунку 2.2 розрахунок потужностей проводимо по формулах (3.2 – 3.4). Також визначаємо напругу на ділянках за формулою (3.5) та струм за формулою (3.6). Переріз провідників визначаємо за методом економічної густини струму за формулою (3.7). У даному проекті для побудови ЛЕП використовуємо алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

для таких провідників наведено у табл. 3.2. У табл. 4.2 наведено результати орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.2 – Потоки потужності та струми в лініях схеми Б

Лінія	S, МВА	струм, А		Напруга за формулою Іларіонова
		при U=110 кВ	при U=220 кВ	U <sub>р</sub> , кВ
Б-4	118,7+8 3,01j	760,4 7	380,2	161,2 8
4-1	15,75+0 ,379j	82,68	41,34	76,07
1-3	22,66+1 6,16j	146,1	73,1	81,56
3-Б	70,66+4 2,07j	431,6	215,8	149,1 5
2-4	60+48,1 4j	403,7 4	201,8 7	123,1 8
1-6	0,742+4 45j			16,79
1-5	0,664+0 ,334j			15,96
5-6	0,01+0, 119j			2,02

Із оцінки перерізу проводу бачимо, що при  $U_{\text{ном}}=110$  кВ потрібні проводи з перерізом більше  $240 \text{ мм}^2$ . Тому для мережі обираємо напругу  $U_{\text{ном}}=220$  кВ.

У табл. 4.3 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, економічного перерізу, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 4.3 – Вибір проводів мережі

Лінійний	напруга, кВ	переріз, мм <sup>2</sup>	марка проводу	допустимий струм, А
-4	3	20	АС-240/32	605
-1	4	20	АС-240/32	605
-3	7	20	АС-240/32	605
-Б	2	20	АС-240/32	605
-4	2	20	АС-240/32	605
-6	4	0	АС-35/6, 2	175
-5	4	0	АС-35/6, 2	175
-6	6	0	АС-35/6, 2	175

### 1.4.3 Вибір трансформаторів для схеми Б

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. Для вибору трансформаторів на підстанціях використовуємо формули (3.8 – 3.10). Результати вибору трансформаторів показано у табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Вибір трансформаторів для схеми Б

ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	Ср озр (1-го тр-ра), МВА	S ном (1-го тр-ра), МВА	з	Марка тр-ра
	40,2 2	III	1	44 ,69	3 2	,71	ТРДЦН-63000/220
	76,9 2	II	2	54 ,95	4 0	,69	ТРДН-40000/220
	54,5 5	II	2	38 ,96	4 0	,49	ТРДН-40000/220
	55,1 3	I	2	39 ,38	4 0	,49	ТРДН-40000/220
	0,68 8	I	2	0, 492	0, 63	,39	ТМ-630/10
	0,94 0	II	1	1, 04	1, 25	,84	ТМГ-1250/10

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів.

Параметри обраних трансформаторів [4] показано у таблицях 4.5 та 4.6.

Таблиця 4.5 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

Тип трансформатора	ном, МВА	Каталожні дані							Розрахункові дані					
		U ном, кВ		к, %	Pк, кВт	Pх, кВт	х, %	Регулювання напруги		т, Ом	т, Ом	Qх, кВАр	т	
		Н	Н					-ть ступенів	на ступінь					
ТРДН-40000/220	0	30	1	2	70	0	,9	8	,5	1	,6	58,7	60	0,9
ТРДЦН-63000/220	3	30	1	2	00	2	,8	8	,5	1		00,76	04	0,9

Таблиця 4.6 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	ном, кВА	Каталожні дані					Розрахункові дані					
		U ном, кВ		к, %	Rк, кВт	Rх, кВт	х, %	г, Ом	г, Ом	Qх, кВАр	т	
		Н	Н									
ТМГ-1250/10	250	0	,4	,5	,6	,42		,794	,8	25	6	5
ТМ-630/10	30	0	,4	,5	,6	,42		,91	,73	2,6	1	5

1.4.4 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми Б

Розрахунок активного, реактивного, повного опору ліній та зарядної потужності [1] виконуємо за формулами (3.13 – 3.16).

Результати розрахунків показано у табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Параметри ліній за схемою Б

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	b0*10 <sup>-6</sup> См/км		
Б-4	28,75	АС-240/32	0,118 +0,435j	2,6	3,6 7	3,39+1 2,506j
4-1	35,63	АС-240/32	0,118 +0,435j	2,6	4,5 5	4,2+15, 497j
1-3	12,5	АС-240/32	0,118 +0,435j	2,6	1,5 97	1,475+ 5,438j
3-Б	52,25	АС-240/32	0,118 +0,435j	2,6	6,6 76	6,165+ 22,729j
2-4	20,625	АС-240/32	0,118 +0,435j	2,6	2,6 35	2,434+ 8,972j
1-6	2,8	АС-35/6, 2	0,79+ 0,386j	-	0	2,212+ 1,08j
1-5	3,1	АС-35/6, 2	0,79+ 0,386j	-	0	2,449+ 1,197j
5-6	1,79	АС-35/6, 2	0,79+ 0,386j	-	0	1,41+0, 69j

Розрахунок втрат потужності [1] в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблицях 4.5 та 4.6), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу

збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою (3.17). Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [2]. Напругу розраховуємо за формулою (3.18).

Розраховуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 2.2. Розрахунок починаємо з знаходження точки поточкорозподілу.

Результати розрахунку потужностей в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 4.8. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у табл. 4.9

Таблиця 4.8 – Результати розрахунку потужностей

Ділянка	$S_{кінцева}$ , МВА*	$\Delta S$ , МВА*	$S_{початкова}$ , МВА*	$I_{розр}$ , А	$I_{доп}$ , А
Б-4	139+92,79j	1,96+7,22j	141+98,17j	380,2	605
4-1	16,73-0,714j	0,024+0,0898j	16,76-2,899j	41,34	605
1-3	23,95+19,32j	0,028+0,103j	23,98+17,83j	73,1	605
3-Б	121,9+77,56j	2,66+9,81j	124,6+84,02j	215,8	605
2-4	61,16+56,52j	0,349+1,286j	61,51+46,49j	201,87	605
1-6	0,761+0,612j	0,0179+0,0088j	0,778+0,508j	49,95	175
1-5	0,672+0,386j	0,0147+0,0072j	0,686+0,393j	42,91	175
5-6	0,01+0,113j	0,0002+0,0001j	0,0102+0,113j	6,88	175
1-1'	38,456+16,714j	0,145+3,36j	40,683+20,878j		
2-2'	60+48,14j	0,342+9,701j	61,162+57,841j		
3-3'	48+25,91j	0,172+4,878j	48,992+30,788j		
4-4'	43+34,49j	0,176+4,982j	43,996+49,472j		
5-5'	0,654+0,215j	0,005+0,0201j	0,662+0,273 j		
6-6'	0,752+0,564j	0,007+0,0424j	0,761+0,612j		
А	265,6+182,2j				

Таблиця 4.9 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	ступінь РПН
Б	220	230	
1	220	222,6	
2	220	219,7	
3	220	221,8	
4	220	222,7	
5	10	10,43	
6	10	10,44	
1'	10	10,64	-
2'	10	10,51	-
3'	10	10,49	-
4'	10	10,65	-
5'	0,38	0,4	
6'	0,38	0,41	



На рисунку 4.1 показано схему заміщення мережі Б.

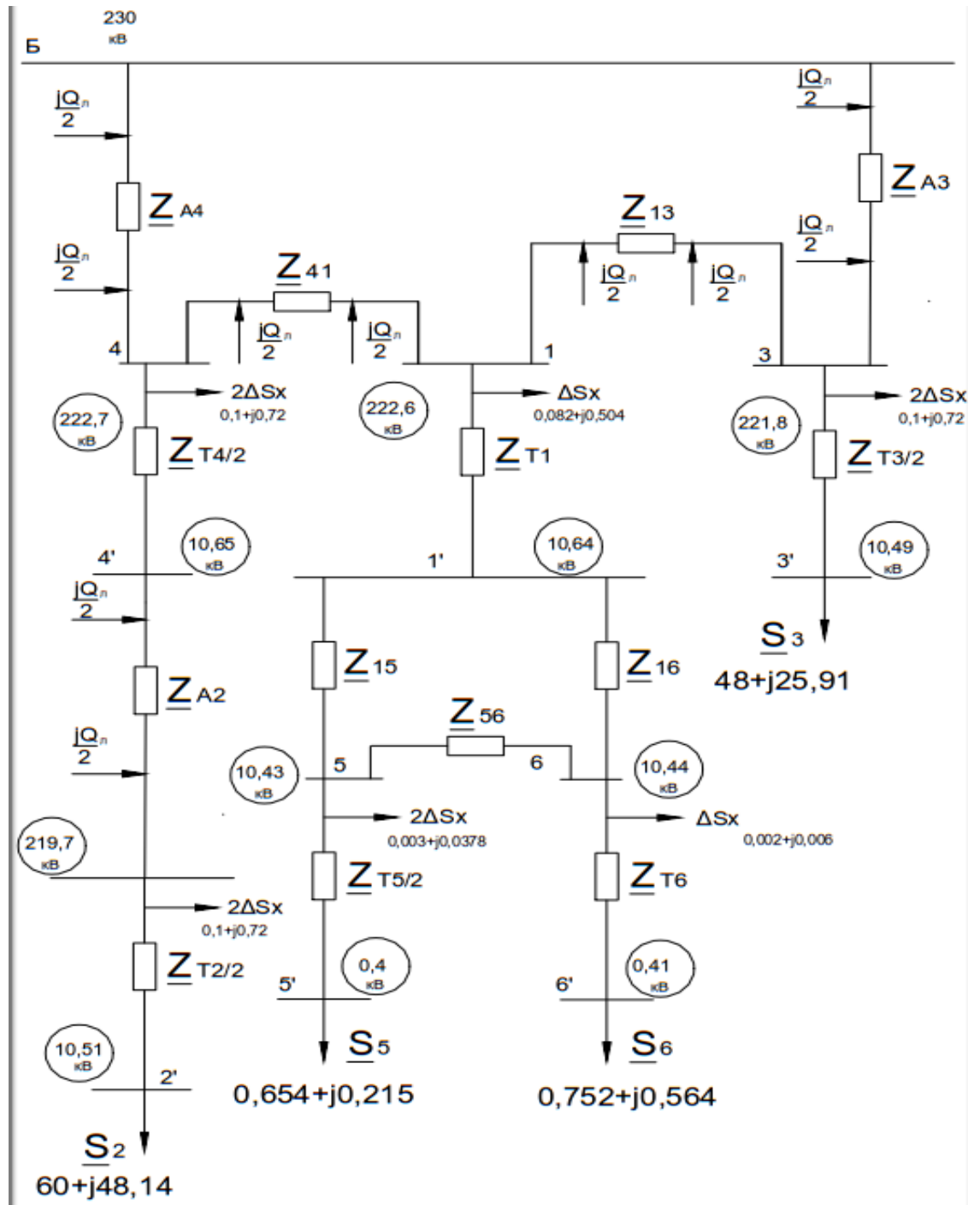


Рис. 4.1 – Схема заміщення мережі Б

					МП 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		29

### 1.4.5 Розрахунок втрат електроенергії для схеми Б

Основними величинами, які необхідно враховувати при визначенні втрат електричної енергії, є час найбільших навантажень, час найбільших втрат та втрати електричної енергії в лініях та трансформаторах.

Час найбільших втрат визначаємо за формулою (3.20).

Втрати в лініях і трансформаторах визначаємо за формулами (3.21) і (3.22).

Результати заносимо до таблиці 4.10.

Таблиця 4,10 – Результати розрахунку втрат електроенергії

Ділянка / підстанція	$T_{нб}$ (годин)	$\tau$ (годин)	$\Delta W$ (МВт- годин)
Б-4	4338	2925	5732
4-1	4390	2777	66,648
1-3	4390	2777	77,756
3-Б	4550	2937	7812
2-4	5220	3656	1276
T1	4390	2777	1121
T2	5220	3656	1688
T3	4870	3270	1000
T4	3620	2069	802,16
T5	6580	5357	28,029
T6	4180	2573	30,45
<b>Разом:</b>			19634,043

Загальна енергія, що виробляється:

$$W = 1178588,4 \text{ (МВт – годин)}$$

Відсоток втрат у мережі А:

$$\partial W = \frac{\Delta W}{W} \cdot 100\% = 1,67 \%$$

### 1.5 Аварійний режим роботи електричної схеми А

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів I категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів II категорії при може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів III категорії перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, повинна не перевищувати однієї доби.

У післяаварійному режимі напруга на джерелі живлення приймається рівною режиму максимальних навантажень. У аварійному режимі у відповідності з правилами [2] дозволяється відхилення від номінальної напруги  $\pm 10\%$ .

Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 3.4 або 4.4.

У зв'язку з тим, що від лінії Б-2 живляться споживачі 1, 2 та 3, то при обриві найбільш завантаженої лінії Б-2 – без електропостачання залишаться всі споживачі, крім 4-го. Результати розрахунку потужностей під час аварійного режиму показано у таблиці 6.1.

Таблиця 5.1 – Результати розрахунків потужностей під час аварійного режиму

Д ілянка	$S_{кінцева}$ , МВА*	$\Delta S$ , МВА*	$S_{початкова}$ , МВА*
4 -1	39,22+14, 55j	0,152+0 ,56j	39,37+12, 84j
1 -3	84,88+39, 37j	0,267+0 ,984j	85,15+39, 55j
3 -2	142,4+70, 89j	1,404+5 ,176j	143,9+74, 61 j
2 -А	204,3+128 ,2j	4,276+1 5,76j	208,5+141 ,8j

Таблиця 3.10 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	ступінь РПН
А	220	230	
1	220	212,2	
2	220	218,9	
3	220	213,8	
4	220	210,5	
5	10	9,929	
6	10	9,938	
1'	10	10,15	-
2'	10	10,47	-
3'	10	10,23	-
4'	10	10,07	-
5'	0,38	0,397	
6'	0,38	0,4	

Трансформатори з РПН, встановлені на підстанціях 1-4, дозволяють для кожного характерного режиму вибрати найбільш прийнятне регульовальне відгалуження. Трансформатори на підстанціях 5 і 6, які, як правило, не мають пристроїв РПН, але вони знаходяться на невеликій відстані, що зменшує втрати напруги в лінії, і практично не потребує регулювання.

### 1. 6 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми Б

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням за табл. 2.2 потужність споживачів дорівнює:

$$P_{min} = P_{max} \cdot K_{min} \quad (7.1)$$

де  $P_{max}$  – потужність максимального режиму;

$K_{min}$  – частка всіх навантажень в номінальному режимі  $P_{min}$  по відношенню до максимального  $P_{max}$ .

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 3.4 або 4.4. Результати розрахунку потужностей під час мінімального режиму показано у таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Результати розрахунків потужностей під час мінімального режиму

Ділянка	S <sub>кінцева</sub> , МВА*	$\Delta S$ , МВА*	S <sub>початкова</sub> , МВА*
A-4	80,12+54,14j	0,942+4,213j	81,4+57,9j
4-1	26,45+16,87j	0,071+0,263j	26,52+17,1j
1-3	2,357+2,943j	0,0004+0,0015j	2,357+2,149j
3-2	26,36+11,48j	0,0,046+0,169j	26,41+10,19j
2-A	62,14+39,45j	0,3+1,108j	62,44+38,63j
1-6	0,345+0,289j	0,006+0,002j	0,411+0,292j
1-5	0,389+0,227j	0,005+0,002j	0,394+0,230j
5-6	0,005+0,058j	0,00006+0,00002j	0,005+0,0583j
1-1'	21,86+9,419j	0,047+1,189j	24,09+11,11j
2-2'	34,8+27,92j	0,115+3,264j	35,74+31,18j
3-3'	27,84+15,03j	0,0058+1,641j	28,72+16,67j
4-4'	24,94+20j	0,059+1,676j	25,82+21,68j
5-5'	0,379+0,125j	0,0017+0,0068j	0,422+0,132j
6-6'	0,436+0,327j	0,0023+0,0143j	0,441+0,347j
A	142,26+93,59j		

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час мінімального режиму показано у таблиці 7.2.

Таблиця 7.2 – Результати розрахунку напруг у вузлах при мінімальному режимі

вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	ступінь РПН
A	220	230	
1	220	226,6	
2	220	226,8	
3	220	225,4	
4	220	228,7	
5	10	10,7	
6	10	10,7	
1'	10	10,84	2*1,5
2'	10	10,85	2*1,5
3'	10	10,63	1*1,5
4'	10	10,94	4*1,5
5'	0,38	0,42	
6'	0,38	0,42	

## 2. Вибір потужності силових трансформаторів

	$P_{\text{НАВ}}$ , МВт	$\cos \varphi$	$X_{L1}$ , Ом	$X_{L2}$ , Ом	$S_C$ , МВА	$t$ , °C
9	8	0,89	15	23	5000	

Для надійності беремо два трансформатори. Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{НАВ}}}{1,4}$$

Будуємо графік навантаження. Відсотки навантаження наведені в таблиці 1.

Таблиця 1

№ Годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
19	45	50	60	90	90	90	75	95	95	140	150	100

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою:

$$S_n = \frac{S_{\text{НАВ}} \cdot \%}{100}$$

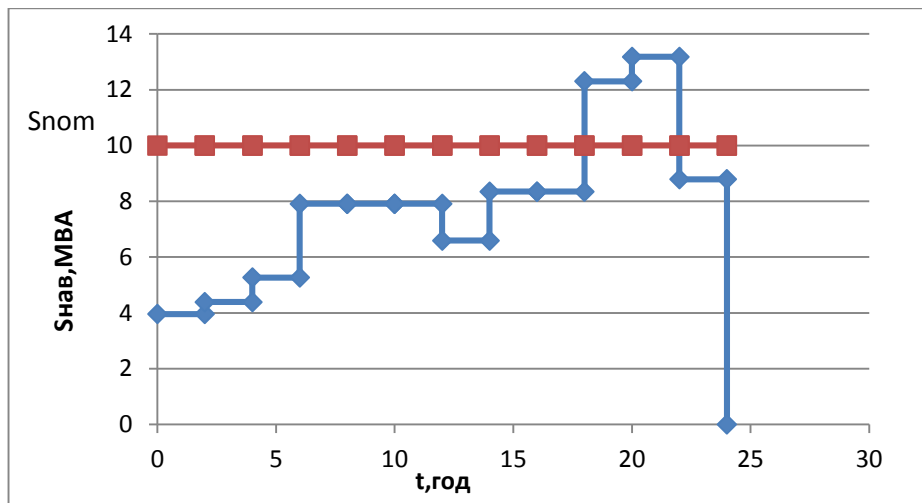
$$S_{\text{пов}} = 8 + j3,65 = 8,79 \text{ (МВА)}$$

Результати заносимо до таблиці 2:

Таблиця 2

Годин	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_{\text{НАВ}}$ , МВА	3,96	4,39	5,27	7,91	7,91	7,91	6,59	8,35	8,35	12,3	13,18	8,79

Графік навантаження



Для підстанції обираємо трансформатор ТДН-10000/110

№	Тип тр-ра	$S_{ТР}$ , МВ А	$S_{НАВ}$ , МВА	Опір $X_T$ , Ом	$X_{L1}$ , Ом	$X_{L2}$ , Ом	$S_C$ , МВА	$t$ , °C
19	ТДН-10000/110	10	8+j3,65	139	15	23	5000	0

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

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

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.

$$K_1 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{3,96^2 \cdot 2 + 4,39^2 \cdot 2 + 5,27^2 \cdot 2 + 7,91^2 \cdot 6 + 6,59^2 \cdot 2 + 8,35^2 \cdot 4 + 8,79^2 \cdot 2}{20}} = 0,72$$

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

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

де  $S_1, S_2, \dots, S_n$  – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напруги.

$$K_2' = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{12,3^2 \cdot 2 + 13,18^2 \cdot 2}{4}} = 1,27$$

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						35

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{13,18}{10} = 1,32$$

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

Попереднє значення  $K'_2$  необхідно порівняти із значенням  $K_{MAX}$ ,

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,32 = 1,18$$

$$K'_2 = 1,27$$

Якщо  $K'_2 \geq 0,9 \cdot K_{MAX}$ , остаточно беремо  $K_2 = 1,27$ .

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду ( $0\text{ C}$ ) і часу перевантаження  $t = 4$  годин, для аварійного режиму

h,год / $K_1$	0,7	0,8
4	1,7	1,7

Порівнюємо значення  $K_2$  за ГОСТом і реальне. Значення  $K_2$  за ГОСТом

( $K_2 = 1,7$ ) більше, ніж реальне ( $K_2 = 1,27$ ). Це означає що трансформатор

ТДН 10000/110 обрано правильно. У разі виходу з ладу одного трансформатора, другий забезпечить живлення споживача без обмежень.

## 2.2. Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 1.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає  $SC = 5000$  МВА

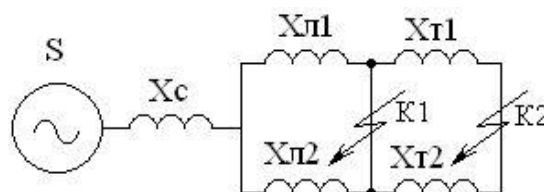


Рисунок 1 - Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

					МР 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



№	Тип тр-ра	$S_{TP},$ МВ А	$S_{НАВ},$ МВА	Опір $X_T,$ Ом	$X_{L1},$ Ом	$X_{L2},$ Ом	$S_C,$ МВА	$t,$ °C
19	ТДН 10000/110	10	8+j3,65	139	15	23	5000	0

### Розрахунок

Опір системи дорівнює:

$$X_C = \frac{U_B^2}{S_C} = \frac{110^2 * 10^6}{5000 * 10^6} = 2,42 \text{ Ом}$$

Опір працюючих ліній:

$$X_L = \frac{X_{L1} * X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{15 * 23}{15 + 23} = 9,10 \text{ Ом}$$

Опір трансформаторів:

$$X_T = \frac{X_T}{2} = \frac{139}{2} = 69,5 \text{ Ом}$$

Періодична складова СКЗ у точці  $K_1$ :

$$I_{K1} = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_C + X_L)} = \frac{110 * 10^3}{\sqrt{3}(2,42 + 9,1)} = 5,52 \text{ кА}$$

та сама у точці  $K_2$  приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_C + X_L + X_T)} = \frac{110 * 10^3}{\sqrt{3}(2,42 + 9,1 + 69,5)} = 784,1 \text{ кА}$$

реальний СКЗ у точці  $K_2$ :

$$I_{K2} = I_{K2}^B * \frac{110}{10} = 8,63 \text{ кА}$$

Ударний струм:

$$\text{- у точці } K_1: i_{уд1} = \sqrt{2} * 1,61 * I_{K1} = \sqrt{2} * 1,61 * 5,52 = 12,58 \text{ кА}$$

$$\text{- у точці } K_2: i_{уд2} = \sqrt{2} * 1,61 * I_{K2} = \sqrt{2} * 1,61 * 8,63 = 19,64 \text{ кА}$$

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

$$I_{нт} = I_{K1} = 5,52 \text{ кА для точки } K_1$$

$$I_{нт} = I_{K2} = 8,63 \text{ кА для точки } K_2$$

Аперіодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача

$$i_{a1} = \sqrt{2} * I_{K1} * e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} * 5,52 * 10^3 * e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,708 \text{ кА}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} * I_{K2} * e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} * 8,63 * e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 1,6 \text{ кА}$$

де  $T_a$  - постійна часу загасання аперіодичної складової для  $K_1$  -  $T_a = 0.025$  с,  $t=0,06$ с, для  $K_2$  -  $T_a = 0.05$  с,  $t=0,1$  с

Інтеграл Джоуля

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Для  $K_1$

$$B_R = I_{K1}^2(t + T_a) = (5,52 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 2,59 \text{ кА}^2 \text{с.}$$

Для  $K_2$

$$B_R = I_{K2}^2(t + T_a) = (8,63 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 11,16 \text{ кА}^2 \text{с.}$$

Таблиця 2.1 – Значення струмів короткого замикання

Струм и короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу	Ударн ий СКЗ $i_y$ ,кА	СКЗ у момент витрати контактів вимикача, кА	Апері одична складова СКЗ, $i_a$ кА	Інтегр ал Джоуля $B_K$ , кА <sup>2</sup> с.
Шини 110 кВ( $K_1$ )	5,52	12,58	5,52	0,708	2,59
Шини 10 кВ( $K_2$ )	8,63	19,64	8,63	1,6	11,16

## 2.3. Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}$$

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 8790}{\sqrt{3} \cdot 110} = 64,59 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}$$

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 8790}{\sqrt{3} \cdot 10} = 710,5 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}$$

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 8790}{\sqrt{3} \cdot 10} = 355,2 \text{ А.}$$

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{\max}^{ЛВ} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot 10}$$

$$I_{10}^{омх} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 8790}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 71,1 \text{ А.}$$

Таблиця 3.1- Вибір вимикача на боці 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	64,59 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,52 кА	20 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	12,58 кА	62 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5,52 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,708 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,59 кА <sup>2</sup> ·с	1200 кА <sup>2</sup> ·с

Ми обрали вимикач типу **МКП-110Б-630-20У1**

Таблиця 3.2 - Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	710,5 А	1000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	8,63 кА	20 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	19,64 кА	52 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	8,63 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	1,6 кА	8
$B_K \leq I_T^2 t_r$	11,16 кА <sup>2</sup> ·с	1200 кА <sup>2</sup> ·с

Ми обрали вимикач типу **ВВЭ-10-20/1000У3**

Таблиця 3.3 - Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	355,24 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	8,63 кА	20 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	19,64 кА	52 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	8,63 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	1,6 кА	8
$B_K \leq I_T^2 t_r$	11,16 кА <sup>2</sup> ·с	1200 кА <sup>2</sup> ·с

Ми обрали секційний вимикач типу ВВЭ-10-20/630У3

Таблиця 3.4- Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	71,1 А	630 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	8,63 кА	20 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	19,64 кА	52 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	8,63 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	1,6 кА	8
$B_K \leq I_{Tr}^2 t_r$	11,16 кА <sup>2</sup> ·с	1200 кА <sup>2</sup> ·с

На лінію, що відходить, встановлюємо вимикач ВВЭ-10-20/630У3

Таблиця 3.5 - Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	64,59 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	12,58 кА	80 кА
$B_K \leq I_{Tr}^2 t_r$	2,59 кА <sup>2</sup> ·с	3969 кА <sup>2</sup> ·с

Обираємо до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНДЗ-1-110/630

**Т1.**

## 2.4. Вибір ошиновки розподільних пристроїв

В РУ 110 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталевалюмінієвими проводами марки АС.

1) Вибираємо переріз за допустимим струмом

$$I_{max} = 64,59 \text{ А}$$

Для напруги 110 кВ вибираємо мінімальний переріз провода – АС-70/11

$$I_{дон} = 265 \text{ А}$$

					МР 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2) Вибраний переріз гнучких шин перевіряється на термічну стійкість при КЗ.

$$q_{\min} \leq q_{\text{розрах}}$$
$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$
$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{2,59}}{91 \cdot 10^{-3}} = 17,69 \text{ мм}^2,$$

де  $C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}^{-1/2}}{\text{мм}^2}$ .

Умова виконується  $17,69 \leq 70$ .

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова:  $I_{\text{кз}} > 20 \text{кА}$ , а в нашому випадку  $I_{\text{кз}} = 5,52 \text{кА}$  - отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування

Переріз проводів для напруг 110 кВ за умовами корони повинен бути не менше  $70 \text{ мм}^2$ , тому обираємо АС 70/11.

1) В РУ 10 кВ застосовують жорсткі шини, які перевіряються по нагріву, щоб температура провідника не перевищувала припустимого значення необхідно, щоб виконувалася нерівність:

$$I_{\text{раб.нб}} \leq I_{\text{доп}}$$
$$I_{\text{раб.нб}} = 0,71 \text{кА}$$

По  $I_{\text{раб.нб}}$  вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу  $100 \times 6$ , для цих шин  $I_{\text{доп ном}} = 1,42 \text{кА}$ .

$I_{\text{раб.нб}}$  - тах струм в після аварійному та нормальному режимах.

$I_{\text{доп}}$  - тах допустимий струм шин вибраного перерізу.

$k_n$  - поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища ( умовна температура середовища  $25^\circ \text{C}$ , нормована температура жил  $70^\circ \text{C}$  і температурі середовища  $0^\circ \text{C}$  ).

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп ном}} \cdot k_n = 1,42 \cdot 1,24 = 1,76 \text{кА} -$$

$0,71 \text{кА} \leq 1,76 \text{кА}$  - **нерівність виконується.**

2) Жорсткі шини перевіряємо на термічну стійкість при КЗ.

$$q \geq q_{\min}$$

$q_{\min}$  - min переріз за термічною стійкістю.

					МР 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{11,16}}{91 \cdot 10^{-3}} = 36,7 \text{ мм}^2$$

3) Вибрані шини, у загальному випадку, необхідно перевірити також на електродинамічну стійкість. Жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц, частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою:

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

де  $l$  - довжина прольоту між ізоляторами  $l=1,5$  м;  
 $\gamma$  - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили,  $\text{см}^4$ ;  
 $q$  - поперечний переріз шини,  $\text{см}^2$ .

$$\gamma = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,6 \cdot 10^3}{12} = 50 \text{ см}^4$$

$b$  - товщина шини, см;

$h$  - ширина шини, см.

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{50}{0,6 \cdot 10}} = 222,16 \text{ Гц}$$

Резонанс виключений, оскільки виконується умова:  $f_0 \geq 200$  Гц

4) Перевіряємо шини на міцність:

Механічна напруга між фазами

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{кз}}^2 \cdot l^2}{W_{\phi} \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(19,64 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 0,5} = 3 \text{ МПа}$$

$$W_{\phi} = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,6 \cdot 10^2}{6} = 10 \text{ (см}^3\text{)}$$

$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\phi} \leq \sigma_{\text{дон}}$  - умова механічної міцності шини.

$\sigma_{\text{расч}}$  - розрахунковий механічний напружок у матеріалі шин, МПА,

$\sigma_{\text{дон}} = 75$  МПА - допустима механічна напруга для алюмінієвого сплаву.

$$\sigma_{\text{розр}} = (3) \cdot 10^6 \leq 75 \cdot 10^6$$

Умова механічної міцності шини виконується.

					МР 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2. 5. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

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

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шини 110 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергії. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1- Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	лас	Навантаження по фазах		
		A	B	C
Амперметр		0,5	0,5	0,5
Ватметр	,5	0,5	-	0,5
Варметр	,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії		2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН		6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секц. Вимикач на НН		0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН		0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії		0,5	0,5	0,5

## Вибір трансформатора струму

Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	64,59 А	100 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	12,58 кА	-
$B_K \leq I_{Tr}^2 t_r$	2,59 кА <sup>2</sup> с	192 кА <sup>2</sup> с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,827 Ом	1,2 Ом

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 110Б-У1.

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 не більше ніж розрахований за формулою:

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

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

$Z_{прил}$  - опір приладів, Ом;

$Z_K$  - опір контактів, Ом.

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж  $4 \text{ мм}^2$  для алюмінієвих жил.

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

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F},$$

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

$F$  - перетин жил,  $\text{мм}^2$ ,

					МР 5.8.141.252 ПЗ	Арк. 44
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



$$Z_{np} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,707 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,707 = 0,827 \text{ Ом},$$

менше ніж 1,2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Трансформатор струму ТФЗМ 110Б-У1 відповідає умовам вибору.

Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	710,5 А	1000 А
$i_y \leq i_{оин}$	19,64 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_f$	11,16 кА <sup>2</sup> ·с	3675 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_H \leq Z_{Hном}$	0,474 Ом	0,8

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 не більше ніж розрахований за формулою:

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

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

$Z_{прил}$  - опір приладів, Ом;

$Z_K$  - опір контактів, Ом.

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж  $4 \text{ мм}^2$  для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 50 \text{ м}$

					МР 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_{np} = \rho \frac{l}{F},$$

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

$F$  - перетин жил,  $\text{мм}^2$ ,

$$Z_{np} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,353 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,353 = 0,474 \text{ Ом},$$

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

Вибираємо трансформатор **ТШЛП-10-ТЗ**. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	71,1 А	75 А
$i_y \leq i_{дин}$	19,64 кА	52 кА
$B_K \leq I_T^2 t_f$	11,16 кА <sup>2</sup> ·с	400 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_H \leq Z_{H,ном}$	0,474	0,6

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 не більше ніж розрахований за формулою:

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

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

$Z_{прил}$  - опір приладів, Ом;

$Z_K$  - опір контактів, Ом.

$$Z_{np} = 0,6 - 0,02 - 0,1 = 0,48 \text{ Ом}.$$

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж  $4\text{мм}^2$  для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 50\text{м}$

$$Z_{np} = \rho \frac{l}{F},$$

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

$F$  - перетин жил,  $\text{мм}^2$ ,

$$Z_{np} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,353\text{Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{npил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,353 = 0,474\text{ Ом},$$

що менше ніж  $0,6\text{ Ом}$ , припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1.

Вибираємо трансформатор **ТЛК-10-У1**. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

### Вибір трансформаторів напруги

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю.

На боці високої напруги ( $110\text{ кВ}$ ) обираємо трансформатори НКФ-110-58У1, на боці  $10\text{ кВ}$ -ЗНОЛ.06-10У3, використовуючи дані із таблиць наведених у довідниках [2],[3].

Таблиця 5.2. Трансформатори напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-110-58У1	$110/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	$100/3$	-	400	600	1200	2000

Таблиця 5.3. Трансформатори напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
ЗНОЛ.06-10У3	$10/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	50	75	150	300	630

					MP 5.8.141.252 ПЗ			Арк.
								47
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				

## 2. 6. Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, електродвигуни системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електроопалення приміщень, електропідігрівання комутаційної апаратури і т.ін.

Сумарна розрахункова потужність приймачів власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1– Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		Навантаження		
	одиниці, кВт*к-сть	Всього, кВт	$P_{вст}, \text{кВт}$	$Q_{вст}, \text{квар}$	$S, \text{кВА}$
Охолодження ТДН-10000/110	2*1	2	2	1,05	2,24
Підігрів вимикачів на напрузі 110 кВ	3*15,8	47,4	47,4	-	47,4
Підігрів КРП	1*25	25	25	-	25
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	10*0,6	6	6	-	6
Опалення, освітлення, вентиляція ЗРП 10 кВ	1*7	7	7	-	7
Освітлення ВРП	1*2	2	2	-	2
Всього			89,4	1,05	89,64

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умови

$$S_{ТСН} \geq S_{СН},$$

де  $S_{ТСН}$  - потужність трансформатора власних потреб, кВА.

$S_{СН}$  - потужність споживачів власних потреб, кВА.

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Оскільки  $S_{CH}=89,64$  кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 100 кВА.

Ремонтне навантаження на підстанції прийнято брати таким, що дорівнює 20 кВА. При підключенні цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. Взявши це до уваги, потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень

$$S_{TSH} \geq \frac{89,64 + 20}{1,2} = 91,37 \text{ кВА}$$

Стандартна потужність трансформатора 100 кВА. Остаточо для живлення споживачів власних потреб беремо два трансформатори ТМ-100/10.

					МР 5.8.141.252 ПЗ	Арк.
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3 ОХОРОНА ПРАЦІ

#### Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ

Розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ, встановлених на двох порталах, рис 2.1 (поз. 1 і 2), і двох блискавковідводів, що стоять окремо, зазначених на рис. 2.1 (поз. 3 і 4), вважаючи, що блискавковідводи розташовані симетрично по відношенню до вузької сторони ВРП. Надійність зони захисту від уражень блискавки. Параметри розміщення блискавковідводів по площині ВРП наведені в табл. 2.1 [19].

Таблиця 2.1 – Вихідні дані

A, м	B, м	$L_1, м$	$L_2, м$	$L_3, м$	$L_4, м$	$L_5, м$	$h_x, м$
50	40	30	16	24	10	10	6

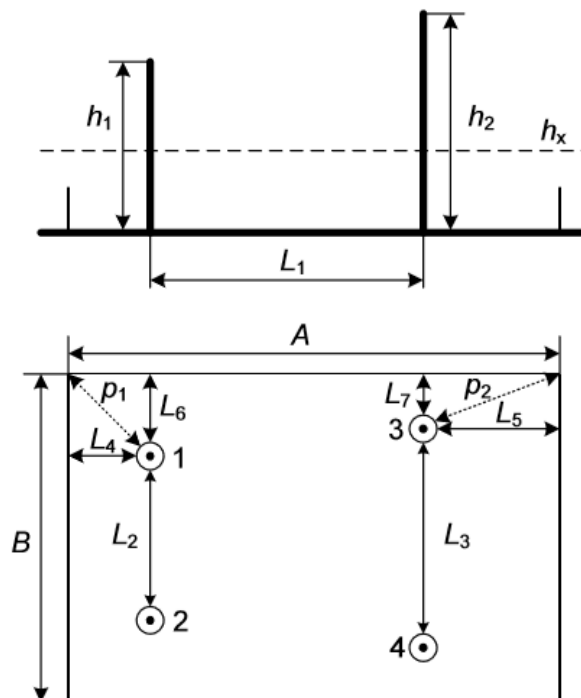


Рисунок 2.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-110 кВ

					<b>MP 5.8.141.252 ПЗ</b>		
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.	Пащенко				Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.	Лебеда					43	
Реценз.					<b>СумДУ ЕТмз-11С</b>		
Н. Контр.	Никифоров						
Затверд.	Лебединський						

Захист будівель і споруд, що мають металеві несучі конструкції або металеву покрівлю, забезпечується шляхом заземлення металевих частин. Цегляні, бетонні та залізобетонні споруди, металеві опори, що підтримують провали на підстанції, захищають блискавковідводами, які встановлюють на зазначених спорудах, або окремо встановленими стрижневими блискавковідводами [19].

Зона захисту блискавковідводів повинна охоплювати всю територію підстанції. Тросові блискавковідводи (троси) на основній території підстанції застосовувати не рекомендується через небезпеку у випадку обриву троса закортити збірні шини і вивести з ладу всю підстанцію [13].

Кожний блискавковідвід складається з блискавкоприймача, заземлювача і струмовідвідних спусків, що з'єднують блискавкоприймач із заземлювачем. За типом розрізняють стрижневі і тросові блискавковідводи. Захисна дія блискавковідводу обумовлюється зоною захисту, тобто простором біля блискавковідводу, імовірність влучення в яке не перевищує визначеного досить малого значення. Вибір типу і висоти блискавковідводу проводиться виходячи зі значень необхідної ймовірності прориву блискавки  $R_{пр}$ . В усіх випадках система захисту від прямих ударів блискавки вибирається так, щоб максимально використовувалися природні блискавковідводи (наприклад, установлені на порталах підстанції), а якщо забезпечувана ними захищеність недостатня, то встановлюють додатково стрижневі блискавковідводи [20].

1. Визначаємо параметри  $L_6$  і  $L_7$

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{40 - 16}{2} = 12,0 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{40 - 24}{2} = 8,0 \text{ м}$$

2. Визначаємо параметри  $p_1$  та  $p_2$

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{12^2 + 10^2} = 10,0 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{8,0^2 + 10^2} = 12,81 \text{ м}$$

					<b>MP 5.8.141.252 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

3. Визначаємо висоту блискавковідводів виходячи за умови, що  $r_{x1} = p_1$

$r_{x3} = p_2$  при висоті  $h_x$

$$h_1 = \frac{0,7 \cdot p_1 + 0,6h_x}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 15,6 + 0,6 \cdot 6}{0,42} = 34,57 \text{ м}$$

$$h_3 = \frac{0,7 \cdot p_2 + 0,6h_x}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 12,81 + 0,6 \cdot 3}{0,42} = 29,92 \text{ м}$$

4. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 1 та 2:

$$L_{12} = L_2 = 22 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 0,7 \cdot 34,57 = 24,2 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 0,6 \cdot 34,57 = 20,74 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{20,74 \cdot (24,2 - 6)}{24,2} = 15,6 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25 \cdot 34,57 = 77,78 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25 \cdot 34,57 = 146,9 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 24,2 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{20,74(24,2 - 6)}{24,2} = 15,6 \text{ м}$$

5. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 24,0 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 0,7 \cdot 29,92 = 20,94 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 0,6 \cdot 29,92 = 17,95 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = \frac{17,95 \cdot (20,94 - 6)}{20,94} = 12,81 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25 \cdot 29,92 = 67,32 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25 \cdot 29,92 = 127,16 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 20,94 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = \frac{17,95 \cdot (20,94 - 6)}{20,94} = 12,8 \text{ м}$$

6. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

– на висоті  $h_1 = 34,57 \text{ м}$

					<b>MP 5.8.141.252 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55



$$L_{c13} = 2,25 \cdot 29,92 = 67,32 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25 \cdot 29,92 = 127,16 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 24,2 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

– на висоті  $h_3 = 29,92 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25 \cdot h_3 = 67,32 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = 2,25 \cdot h_3 = 127,16 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 20,94 \text{ м}$$

$$h_{c \min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{24,2 + 20,94}{2} = 22,57 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{20,74 + 17,95}{2} = 19,34 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c \min 13} - h_x)}{h_{c \min 13}} = \frac{19,34 \cdot (22,57 - 6)}{22,57} = 14,2 \text{ м}$$

7. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{30^2 + \left(16 + \frac{24 - 16}{2}\right)^2} = 36,06 \text{ м}$$

– на висоті  $h_1 = 28,1 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 2,25 \cdot 34,57 = 77,78 \text{ м}$$

$$L_{\max 14} = 4,25h_1 = 4,25 \cdot 34,57 = 146,9 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 24,2 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

– на висоті  $h_3 = 34,57 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25 \cdot h_4 = 67,32 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = 4,25h_4 = 127,16 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 24,2 \text{ м}$$

$$h_{c \min 14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = \frac{24,2 + 20,94}{2} = 22,57 \text{ м}$$

$$r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{20,74 + 17,95}{2} = 19,34 \text{ м}$$

$$r_{cx14} = \frac{r_{c014}(h_{c \min 14} - h_x)}{h_{c \min 14}} = \frac{19,34 \cdot (22,57 - 6)}{22,57} = 14,2 \text{ м}$$

					<b>MP 5.8.141.252 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.2.2:

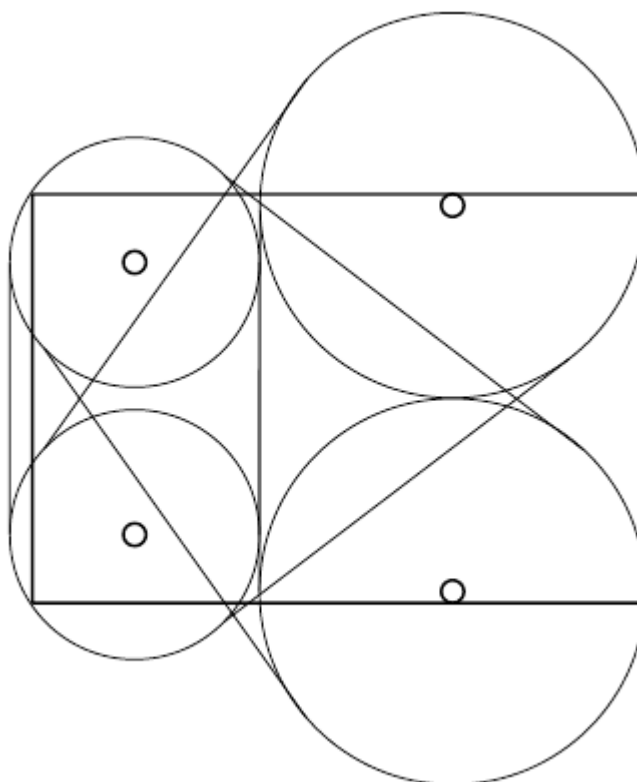


Рисунок 0.2 – Зона захисту підстанції на висоті  $h_x$

### Розрахунок опору заземлювального контуру ВРП

Розрахувати опір заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами табл. 2.2. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП [21].

Таблиця 2.2 – Вихідні дані

$a, \text{ м}$	$b, \text{ м}$	$\rho_{\text{вим}}, \text{ Ом} \cdot \text{ м}$	$n_{\text{тр}}, \text{ шт}$	$l_{\text{тр}}, \text{ м}$	Тип тросу
100	50	100	1	150	С-70

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованих у вузлах сітки по її периметру. Крок сітки беремо 10 м, довжину вертикальних електродів 10 м [6].

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах

$$\rho_{розр} = K \rho_{вим} = 1,4 \cdot 100 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$K$  – сезонний коефіцієнт. Для середньої вологості ґрунту при проведенні вимірів припускаємо, що  $K=1,4$ .

Опір заземлення системи трос-опора:

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}}$$

$R_{тр}$  – опір троса між опорами;

$R_{оп}$  – опір заземлення опори.

Опір троса:

$$R_{тр} = \frac{0,0024 l_{тр}}{n_{тр}} = \frac{0,0024 \cdot 150}{1} = 0,36 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори

При  $100 < \rho_{розр} \leq 500$ :  $R_{оп} \leq 15$

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}} = \sqrt{0,36 \cdot 10} = 1,9 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{np} = R_{тр-оп} = 1,9 \text{ Ом}$$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_{дон} = \frac{R_о R_{np}}{R_{np} - R_о} = \frac{0,5 \cdot 1,9}{1,9 - 0,5} = 0,679 \text{ Ом}$$

$R_{дон}$  – допустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю

$$R_{дон} = 0,5 \text{ Ом}$$

					<b>MP 5.8.141.252 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

$$\sqrt{S} = \sqrt{100 \cdot 50} = 70,7 \text{ м}^2$$

$A$  – коефіцієнт, що залежить від  $\frac{10}{70,7} = 0,141$ .

$$A = 0,43 + \frac{(0,43 - 0,4)}{(0,02 - 0,05)}(0,141 - 0,02) = 0,309$$

Визначимо кількість вертикальних електродів:

$$n = 30$$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 100 \cdot 19 + 50 \cdot 23 = 3050 \text{ м}$$

$$R_{з.р} = 140 \cdot \left( \frac{0,309}{70,7} + \frac{1}{3050 + 30 \cdot 10} \right) = 0,654 \text{ Ом}$$

Схема заземлювального контуру зображено на рис. 2.2

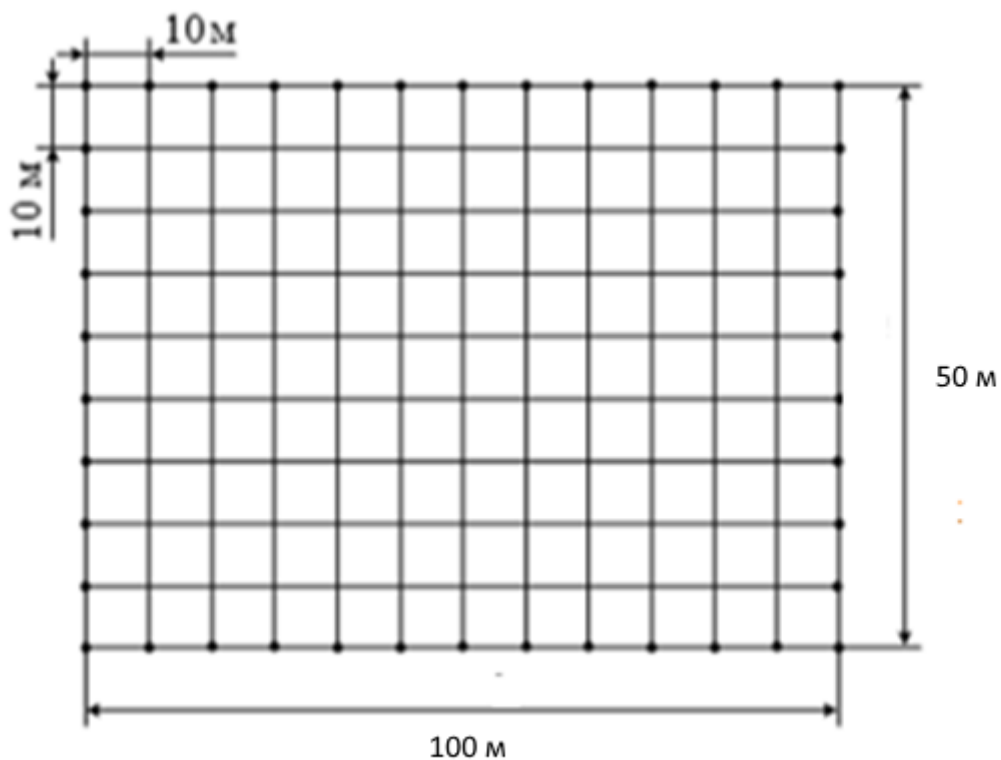


Рисунок 2.2 – Схема заземлювального контуру

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 5.8.141.252 ПЗ

Арк.

59

Так як розрахункове значення  $R_{з.р.}$  менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення  $R_{з.р.} < R_з$ , то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

### **Висновок до розділу**

В даному розділі проведено розрахунки висоти зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ, які встановлені на двох порталах і двох блискавковідводах, що стоять окремо. Накреслено горизонтальний перетин зони захисту блискавковідводів на висоті  $h_x$  та вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів.

Також, проведено розрахунок опору заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами. Зображено схему заземлювального контуру ВРП. Так як розрахункове значення  $R_{з.р.}$  менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення  $R_{з.р.} < R_з$ , то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

					<b>MP 5.8.141.252 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

## 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Відповідно до галузевих методик визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику ГКД 340.000.001-95 та ГКД 340.000.002-97 економічний результат капітальних вкладень в енергетичні об'єкти складається з доходу, що отримується від виробництва, передачі й розподілу енергії, а також від зниження витрат, обумовленого скороченням енергетичних витрат, підвищенням надійності енергопостачання споживачів, зменшенням експлуатаційних витрат.

У загальному вигляді критерієм економічної ефективності є позитивне значення ефекту. На основі поняття економічного ефекту побудована система показників і критеріїв економічної ефективності капітальних вкладень в енергетичні об'єкти, що розподіляються на інтегральні та елементарні.

Інтегральні показники враховують сумарні дисконтовані (приведені до року, що передував початку будівництва) прибутки і витрати за весь розрахунковий період, елементарні – за його окремі роки (без дисконтування).

До інтегральних показників належать:

- інтегральний дисконтований чистий прибуток (інтегральний ефект) – Net present value (NPV);
- внутрішня норма рентабельності – Internal rate of return (IRR);
- період повернення капіталу – Payback period (PP);
- рентабельність за доходами – Results costs ratio (RCR).

До елементарних показників належать:

- рентабельність інвестицій (проста норма прибутку) – Profitability index (PI);
- термін окупності інвестицій – Payback period (PP);

					<i>MP 5.8.141.252 ПЗ</i>		
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розроб.</i>		<i>Пащенко</i>				<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Маценко</i>					<i>Листів</i>
<i>Реценз.</i>							61
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>			<i>СумДУ ЕТмз-11С</i>		
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>					

Економічні оцінки проводяться для підприємств (фірм), енергетичних об'єктів, що діють і для об'єктів, що знаходяться на стадії проектування. Для оцінки використовують методи в яких розраховуються різноманітні показники, такі як: нормативний термін окупності, нормативний коефіцієнт ефективності, банківські процентні позики і так далі. Всі методи економічних оцінок розділяються на традиційні (без врахування чинника часу) і сучасні (з врахуванням чинника часу).

Традиційні методи без врахування чинника часу розділяються на:

– метод порівняння термінів окупності додаткових капіталовкладень (інвестицій), які зроблені в більш капіталомісткий варіант в порівнянні з менш капіталомістким варіантом за рахунок економії різних експлуатаційних витрат, яких досягли шляхом додаткових капіталовкладень;

– метод оцінки по коефіцієнту ефективності тих же капіталовкладень;

– метод приведених витрат для різних варіантів капіталовкладень (інвестицій);

– метод оцінки економічного ефекту від додаткових капіталовкладень.

При використанні цих методів і показників для оцінки інвестування варіанти, які розглядаються, повинні відповідати певним умовам співставності, або якщо вони не відповідають технічній суті проектів, вони мають бути приведені у відповідний вигляд, який відповідає умовам співставності.

Необхідно дотримуватися таких умов:

1) однаковий виробничий ефект (у споживача). При будь-якому варіанті споживач повинен отримати одну і ту ж кількість продукції;

2) оптимальність порівнюваних варіантів. Варіанти, які порівнюються повинні мати порівняно однаковий сучасний технічний рівень;

3) варіанти порівняння варіантів повинні проводитися в співставних цінах;

4) однаковий екологічний ефект. Проведемо аналіз ефективності капіталовкладень традиційними методами оцінки. Розрахуємо порівняльний термін окупності для вимикачів.

					<b>MP 5.8.141.252 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

В даному проекті пропонується замінити масляні вимикачі, які вже відпрацювали свій ресурс на сучасні елегазові вимикачі. Витрати на вимикачі, якими планується замінити старі (3.1):

$$K_1 = n \cdot Ц \quad (3.1)$$

де  $n$  - кількість вакуумних вимикачів (5 шт.);

$Ц$  - вартість одного вимикача.

Витрати на масляні вимикачі приймемо  $K_2 = 0$ . Вартість вимикачів становитиме:  $K_1 = 200$  тис. у.о. Щорічні витрати на матеріали і ремонт старих вимикачів представляє  $B_2 = 40$  тис. у.о./рік. Нові вимикачі вимагають значно менших витрати на їх експлуатацію,  $B_1 = 5$  тис у.о./рік. Також встановлення нових вимикачів дасть додатковий прибуток за рахунок зменшення недовідпуску електроенергії, яка представляє  $\delta M = 12$  тис у.о./рік. Відношення капіталовкладень до витрат дасть розмірність (рік), а це означає, що визначений порівняльний термін часу, який вимірюється в роках.

Порівняльний термін  $T_{cp}$  окупності можна привести з нормативним терміном окупності  $T_n$  в наступне співвідношення (3.2):

$$T_{cp} = \frac{K_1 - K_2}{B_2 - B_1 + \delta M} \neq T_n \quad (3.2)$$

Показник  $T_{cp}$  показує за який час окупляться додаткові капіталовкладення на установку нових вакуумних вимикачів за рахунок економії експлуатаційних витрат і зменшення недовідпуску електроенергії, який ці додаткові капіталовкладення забезпечать.

Величина  $E_{int}$  (чистого дисконтованого доходу) обчислюється за формулою (3.3):

					<b>MP 5.8.141.252 ПЗ</b>	Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



$$E_{инт} = ЧДД = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \alpha_t - K \quad (3.3)$$

де  $R_t$  – результат (прибутки), досягаються на  $t$ -му етапі розрахунку;

$Z_t$  – витрати (без капітальних), що здійснюються на  $t$ -му етапі розрахунку;

$T$  – тривалість розрахункового періоду або обрїй розрахунку (приймається за погодженням з керівником проекту);

$\alpha_t$  – коефіцієнт дисконтування визначається за формулою (3.4);

$E$  – норма дисконту, що дорівнює прийнятній для інвестора нормі доходу на капітал (приймається за рекомендацією консультанта);

$t$  – номер кроку розрахунку, як правило, за роками, починаючи з моменту початку здійснення проекту;

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (3.4)$$

Розмір дисконтованих капіталовкладень визначається за (3.5):

$$K = \sum_{t=0}^T K_t \alpha_t \quad (3.5)$$

$K$  – сума дисконтованих капіталовкладень;

$K_t$  – капіталовкладення на  $t$ -му етапі.

Індекс прибутковості  $ИД$  є відношенням суми наведених ефектів до величини дисконтованих капіталовкладень і визначається за формулою (3.6):

					<b>MP 5.8.141.252 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

$$ID = \frac{ЧДД}{K_0} \quad (3.6)$$

Внутрішня норма доходності *ВНД* є ту норму дисконту  $E_{вн}$ , коли він величина наведених ефектів дорівнює наведеним капіталовкладенням. Іншими словами *ЄВН ВНД* є рішенням рівняння за виразом (3.7):

$$\sum_{t=0}^T \frac{(R_t - Z_t)}{(1 + E_{вн})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{вн})^t} \quad (3.7)$$

Якщо розрахунок інтегрального ефекту *ЧДД* проекту дає відповідь на питання, є він ефективним чи ні при заданій нормі дисконту  $E$ , то *ВНД* проекту визначається в процесі розрахунку і потім порівнюється з необхідною інвестором нормою доходу на капітал, що вкладається. Що стосується коли *ВНД* дорівнює чи більше необхідної інвестором норми доходу капітал, капіталовкладення у цей проект виправдано.

Термін окупності – мінімальний часовий інтервал (від початку здійснення проекту), за межами якого інтегральний ефект *ЧДД* стає невід'ємним. Іншими словами, це – період (вимірюваний у роках або місяцях), після якого початкові вкладення та інші витрати покриваються сумарними результатами (доходами) його здійснення. Термін окупності знаходиться графічно після визначення інтегральних ефектів [22].

#### 4.1 Показники фінансової ефективності

Після визначення інтегральних показників економічної ефективності проекту необхідно оцінити фінансове становище запропонованого проекту (варіантів проекту). Як критерії фінансової оцінки використовуються: рентабельність виробництва, рентабельність продукції, коефіцієнт ліквідності.

					<b>MP 5.8.141.252 ПЗ</b>	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рентабельність виробництва визначається за формулою (3.8) [23]:

$$p^{\%} = \frac{\Pi_B}{\sum_{t=0}^T K_t} \cdot 100\% \quad (3.8)$$

де  $\Pi_B$  – валовий прибуток від виробничо-господарської діяльності за розрахунковий період  $T$ , (тис. грн/рік);

$\sum_{t=0}^T K_t$  – середньорічна ціна виробничих фондів (тис. грн).

Рентабельність продукції визначається за формулою (3.9):

$$p^{\%} = \frac{\Pi_q}{\sum_{t=0}^T R_t} \cdot 100\% \quad (3.9)$$

де  $\Pi_q$  – чистий прибуток від виробничо-господарської діяльності за розрахунковий період  $T$  (тис. грн/рік);

$\sum_{t=0}^T R_t$  – сумарна виручка від реалізації (тис. грн/рік).

## 4.2 Вихідні дані

Визначаємо капіталовкладення. Результати розрахунку представлені в табл. 3.1.

Норма прибутковості грн. приймається відповідно до середнього відсотка за банківськими кредитами ( $E=10\%$ ). При визначенні витрат за обслуговування енергооб'єкта приймається норма обслуговування  $p0=6\%$  від капіталовкладень

					<b>MP 5.8.141.252 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Прийmemo тривалість будівельної стадії - 4 роки, причому з початку третього року підстанція буде введена в роботу, розподілимо капіталовкладення по першому, другому, третьому та четвертому році будівництва – 40%, 30% і 20% і 10 % відповідно.

Прийmemo тривалість розрахункового періоду (горизонт розрахунку) рівним 15 рокам (2022-2036 рр.), тариф на електроенергію, коефіцієнт дисконтування задається керівником економічною частиною проекту, час використання максимуму навантаження становить 2500 год, кількість електроенергії переданої за рік 8.

Очікувані техніко-економічні показники представлені в табл. 3.2. Як видно, приблизний термін окупності, складає 7 років.

Таблиця 4.1 – Орієнтовні капіталовкладення по заміні мереж

Обладнання	Ціна одиниці, у.о.	Кількість у.о.	Ціна загальна у.о.
Трансформатор силовий	20000000	2	40000000
Трансформатор напруги 20 кВ	25000	4	100000
Трансформатор напруги 110 кВ	30000	2	60000
Трансформатор струму	8500	60	510000
Вимикач силові	11500	50	575000
Комплектні підстанції	40000	200	8000000
Інше			2000000
Загалом			51245000

## 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 при економії затрат.

									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 „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебедка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
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.

					MP 5.8.141.252 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу_	Підпис_	Дата		73