

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**

**Сумський державний університет**

Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання

Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Лебединський І.Л

“ \_\_\_\_\_ ” “ \_\_\_\_\_ ” 2023 р

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

**на здобуття освітнього ступеня бакалавр**

зі спеціальності 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка” освітньо-професійної програми “Електротехнічні системи електроспоживання”

на тему: “ Розрахунок системи електропостачання споживачів від РТП-110/35/10 кВ”

Студента групи ЕТдн–91п Брижана Євгенія Сергійовича

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

\_\_\_\_\_ Є.С.Брижан

(підпис)

Керівник: ст. викладач \_\_\_\_\_ Т.М. Загородня

Суми – 2023

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**

**Сумський державний університет**

Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання

Кафедра електроенергетики

Завідувачу кафедри

Лебединському І.Л

студента групи ЕТдн–91п

Брижана Євгенія Сергійовича

**ЗАЯВА**

Прошу затвердити мені тему кваліфікаційної роботи на здобуття ступеня бакалавр зі спеціальності зі спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка” освітньо-професійної програми “Електротехнічні системи електороспоживання” на тему: “ Розрахунок системи електропостачання споживачів від РТП-110/35/10 кВ”

“ \_\_\_\_\_ ” “ \_\_\_\_\_ ” 2023 р \_\_\_\_\_

(підпис)

ПОГОДЖЕНО:

Керівник кваліфікаційної роботи:

\_\_\_\_\_ Т.М. Загородня

(підпис)

## **ЗАВДАННЯ**

**на кваліфікаційну роботу бакалавра**

**Брижана Євгенія Сергійовича**

1 Тема роботи “ Розрахунок системи електропостачання споживачів від РТП-110/35/10 кВ ”

затверджено наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

2 Термін здачі роботи

3 Вихідні дані до роботи: задана схема електричної мережі, споживачі мережі, їх потужність і категорія

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;

5 Перелік графічного матеріалу

- електрична схема підстанції.
- схема пристрою УЗА АТ

### Календарний план

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	27.04.-14.05.2023	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	15.05.-21.05.2023	
3	Розрахунок релейного захисту	22.05.-28.05.2023	
4	Аналіз втрат в районних електричних мережах та заходів щодо їх зменшення	29.05.-05.06.2023	
5	Оформлення роботи	1.06.-7.06.2023	

Студент гр ЕТдн-91п \_\_\_\_\_

Брижан Є.С.

Керівник роботи \_\_\_\_\_

Загородня Т.М.

## РЕФЕРАТ

с. 58, рис.6, табл.26, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок системи електропостачання споживачів від РТП-110/35/10 кВ” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання” / Є.С.Брижан; керівник Т.М. Загородня. - Суми: СумДУ, 2023. - 58 с.

**Ключові слова:** електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозподіл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференціальний струмовий захист трансформатора, втрати потужності в мережі.

electric network, consumer, category, power, transformer, power line, wire, resistance, voltage, equivalent circuit, flow distribution, switch, disconnecter, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, transformer differential current protection, power loss in the network.

**Короткий огляд** – Розрахунок розподільчої електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту повітряних ліній. Аналіз втрат в районних електричних мережах і заходи щодо їх зменшення

## **Перелік умовних позначень**

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні мережі

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ЗРП – закритий РП

## Зміст

Вступ .....	7
1. Розрахунок електричних навантажень. ....	9
2. Розрахунок мережі 10 кВ. ....	15
3. Зниження втрат електричної енергії в елементах мережі при компенсації реактивної потужності. ....	21
4. Розрахунок розподільчих мереж 10 кВ. ....	27
5. Розрахунок струмів короткого замикання і вибір апаратури на підстанції. ....	32
6. Вибір обладнання підстанції та релейного захисту лінії 10 кВ на базі мікропроцесорного захисту УЗА-АТ. ....	40
Висновок .....	57
Література .....	58

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>									
<i>Зм.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>										
<i>Розробив</i>		<i>Брижан Є.С.</i>			<i>Розрахунок системи електропостачання споживачів від РТП- 110/35/10 кВ</i>									
<i>Керівник</i>		<i>Загородня Т.М.</i>												
<i>Н. контр.</i>														
<i>Затвер.</i>		<i>Лебединський</i>												
					<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; font-size: small;"> <tr> <td style="width: 15%;"><i>Літ.</i></td> <td style="width: 15%;"><i>Аркуш</i></td> <td style="width: 15%;"><i>Аркушів</i></td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">6</td> <td style="text-align: center;">58</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;"><i>Сумський державний університет гр.Етдн-91п</i></td> </tr> </table>	<i>Літ.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>		6	58	<i>Сумський державний університет гр.Етдн-91п</i>		
<i>Літ.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>												
	6	58												
<i>Сумський державний університет гр.Етдн-91п</i>														

## Вступ

Забезпечення якості, надійності та ефективностей електропостачання сільської місцевості є основним завданням енергозабезпечення на цьому етапі.

Споживачі висувають високі вимоги до електроенергії. Якісні показники електричної енергії, такі як частота і напруга, повинні підтримуватися на чітко визначених рівнях. У джерелі безперебійного живлення зацікавлені всі споживачі. Деякі з них пред'являють високі вимоги до надійності електропостачання. Однак на електростанціях і лініях електропередачі можуть виникати різні види пошкоджень, що впливає на роботу електростанції, якість електроенергії та надійність електропостачання. Потрібно докласти зусиль, щоб якомога швидше розмежувати аварійну зону, відключити пошкоджене обладнання та якомога швидше відновити звичайну роботу. Основні причини аварій різноманітні, але більшість з них викликана несвоєчасним виявленням та усуненням дефектів обладнання, а також неправильним проектуванням, монтажем і експлуатацією. Енергія відіграє важливу роль у плановій економіці моєї країни, яка потребує безперебійного електропостачання споживачів. Тому слід працювати наполегливо і безаварійно.

Внаслідок виникнення коротких замикань може бути порушена нормальна робота системи електропостачання, можлива розсинхронізація роботи синхронного генератора, компенсатора та двигуна, що порушить роботу електрообладнання. Небезпека також полягає в теплових і динамічних проявах струму короткого замикання, обидва з яких виникають безпосередньо в місці короткого замикання.

Споживання електроенергії в економіці продовжує зростати. У цьому контексті виникає потреба у створенні нормативних резервів в електроенергетиці з метою забезпечення необхідного постачання

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



електроенергії для економіки. З цією метою та для підвищення ефективності електропостачання планується використовувати встановлене обладнання, модернізувати застаріле обладнання, забезпечити заміну вузлів які вичерпали ресурс, вивести з роботи морально та фізично зношене обладнання.

Порівняно з промисловим споживанням електроенергії та міським споживанням електроенергії, сільськогосподарське споживання електроенергії має свої особливості. На першому плані постає необхідність забезпечення електроенергією великої кількості мало ефективних споживачів. Тому довжина мережі на одиницю потужності значно більша, ніж в інших галузях економіки.

Розумне вирішення проблеми сільськогосподарського використання електроенергії залежить від економічності використання електроенергії.

Тому основним завданням сільськогосподарського використання електроенергії є мінімізація витрат електроенергії. Це повинно відповідати всім вимогам, правилам і нормам щодо якості електроенергії.

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

# 1. Розрахунок електричних навантажень

## 1.1. Характеристика району електропостачання

Район електричних мереж охоплює деяких користувачів у житлових районах в межах адміністративної області.

Район живиться від трьох ліній 10 кВ. Лінії побудовані на залізобетонних опорах. Але якщо дивитися на розширення мережі в семирічній перспективі, то ці лінії не можуть гарантувати надійне електропостачання регіону.

Кліматична зона:

- по ожеледі – II
- по вітру – II
- число грозових днів на рік – 60-80.

Зібрані матеріали служать вихідними даними для розрахунку електричного навантаження. Електричне навантаження розраховується за методикою [1].

Розрахункове навантаження на споживачів від діючих ТП розраховується за формулою:

$$P_p = K_H P_{\max},$$

Де:  $P_p$  – розрахункове навантаження ТП, кВт;

$P_{\max}$  – максимальне існуюче навантаження установки на кінець року, кВт;

$K_H$  – коефіцієнт зростання навантаження в залежності від типу споживача та розрахункового року .

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для нашого випадку ми беремо сьомий рік як розрахунковий рік.

Максимальне значення відповідає існуючому навантаженню, помноженому на коефіцієнт зростання навантаження [1].

Таблиця 1.1

Види споживачів	<u>Розрахунковий рік</u>
	7
Комунально-побутові	1,3
Виробничі	1,4
Змішані	1,4

Результати розрахунку заносимо в таблицю 1.2.

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## Розрахункові навантаження ТП

Таблиця 1.2.

№ ТП	Вид навантаження	S <sub>m</sub> кВА	Існуюче навантаження		P <sub>max</sub> кВт	Розрахункове навантаження	
			P <sub>p</sub> =K <sub>н</sub> ·P <sub>max</sub>	P <sub>дв</sub> =K·P <sub>p</sub>		P <sub>p</sub> =K <sub>н</sub> ·P <sub>max</sub>	P <sub>дв</sub> =K·P <sub>p</sub>
1	В	100					
2	3	250	80	80	80	113	113
3	3	63	169	169	169	232	232
4	3	100	56	56	56	72	72
5	3	63	80	80	80	113	113
6	3	100	56	56	56	74	74
7	3	100	56	56	56	112	112
8	К/П	63	80	80	80	70	70
9	3	100	56	56	56	110	110
10	К/П	40	80	80	80	54	54
11	3	25	46	46	46	23	23
12	3	25	55	55	55	70	70
13	3	63	215	215	215	282	282
14	3	250	80	80	80	117	117
15	3	100	133	133	133	188	188
16	3	160	132	132	132	186	186
17	В	160	80	80	80	111	111
18	3	100	322	322	322	451	451
19	3	400	34	34	34	44	44
20	3	40	51	51	51	70	70
21	3	63	53	53	53	71	71
22	3	63	50	50	50	72	72
23	3	250	225	225	225	283	283
24	3	25	22	22	22	25	25
25	В	40	32	32	32	42	42
26	3	63	54	54	54	77	77
27	3	160	134	134	134	186	186
28	3	63	50	50	50	72	72
29	К/П	40	45	45	45	51	51
30	3	63	55	55	55	76	76
31	3	25	22	22	22	27	27
32	3	25	23	23	23	27	27
33	3	25	45	45	45	28	28
34	3	63	133	133	133	55	55
35	В	160	208	208	208	180	180
36	3	250	24	24	24	286	286
37	3	40	24	24	24	33	33
38	3	63	45	45	45	55	55
39	3	63	83	83	83	55	55
40	3	100	83	83	83	114	114
41	3	100	81	81	81	110	110
42	3	100	83	83	83	112	112

Добове та вечірнє навантаження підсумовуємо комбінованим методом.

Ми розділяємо споживачів на групи по потужності 1:4 [1].

Загальні розрахункові потужності в групах знайдені з коефіцієнтом одночасності:

					БР.5.141.410.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

$$P_{\partial} = K_o \sum_{i=1}^n P_{\partial}, \text{кВт};$$

$$P_{\epsilon} = K_o \sum_{i=1}^n P_{\epsilon}, \text{кВт}$$

де  $K_o$  – коефіцієнт одночасності, що представляє відношення величини сумісної максимальної потужності до суми максимумів потужностей окремих споживачів, знаходимо з таблиці №1.3.

Таблиця 1.3 .

Кількість ТП	2	3	5	10	20	25 і більше
$K_o$	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Використовуємо додаток до таблиці 1, щоб підсумувати навантаження для кожної групи.

$$P = P_{\epsilon} + \Delta P(P_M), \text{кВт},$$

Де  $P$  - розрахункова потужність, кВт;

$P_{\epsilon}$  - більша із сумарної потужності, кВт;

$\Delta P$  – доповнення з меншої загальної потужності, кВт.

Додатково знаходимо загальну потужність для денного та нічного максимумів:

$$P_o = P_n + P_k, \text{кВт}$$

Із співвідношення  $P_n / P_o$  визначаємо  $\cos \varphi_d$  - денний і вечірній.

Визначаємо загальну потужність:

$$S_d = \frac{P_{oD}}{\cos \varphi_d}, \text{кВА}$$

$$S_B = \frac{P_{oB}}{\cos \varphi_B}, \text{кВА};$$

З урахуванням втрат потужності в мережі які рівні 12%, ми знайшли максимальну потужність на шинах РТП 10 кВ.

$$S_{\max} = 1,12 S_P, \text{кВА};$$

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\max} = 1,12 P_p, \text{ кВт.}$$

де  $S_p$  і  $P_p$  - більші значення денної або нічної, повної і активної потужності відповідно.

Добовий максимум. Виробниче навантаження.

Група I

$$P_{\text{дI}} = (114 + 233 + 113 + 115 + 114 + 288 + 114 + 186 + 187 + 114 + 455 + 285 + 180 + 181 + 284 + 110 + 114 + 114) \cdot 0,71 = 2327 \text{ кВт.}$$

Група II.

$$P_{\text{дII}} = (72 + 74 + 70 + 56 + 24 + 72 + 43 + 78 + 71 + 72 + 27 + 45 + 70 + 74 + 54 + 73 + 27 + 26 + 55 + 33 + 54) \cdot 0,69 = 817 \text{ кВт.}$$

Денний максимум. Комунальне навантаження.

Група I.  $P_{\text{дI}} = 2327$  кВт.

Група II.  $P_{\text{дII}} = 817$  кВт.

Максимум вночі.

Група I.  $P_{\text{вI}} = 2327$  кВт.

Група II.  $P_{\text{вII}} = 817$  кВт.

Загальне розрахункове денне навантаження РТП.

$$P_{\text{од}} = 2327 + 817 = 3044 \text{ кВт.}$$

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\frac{P_{нд}}{P_{од}} = \frac{3044}{3044} = 1; \quad \cos\varphi_{д} = 0,7;$$

$$S_{в} = \frac{P_{об}}{\cos\varphi_{в}} = \frac{3044}{0,92} = 3297 \text{кВА}; \quad S_{д} = \frac{3044}{0,7} = 4331 \text{кВА};$$

Максимальна потужність на шині 10 кВ РТП.

$$S_{\max} = 1,12 \cdot S_{д} = 1,12 \cdot 4331 = 4848 \text{кВА};$$

$$P_{р} = 1,12 \cdot P_{од} = 1,12 \cdot 3044 = 3359 \text{кВт}.$$

На існуючій підстанції 35/10 кВ було встановлено два трансформатори ТМН-1000, тому було зрозуміло, що існуюча підстанція не зможе забезпечити передачу електроенергії достатньої якості. Тому було прийнято рішення про будівництво нової підстанції 35/10 кВ.

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

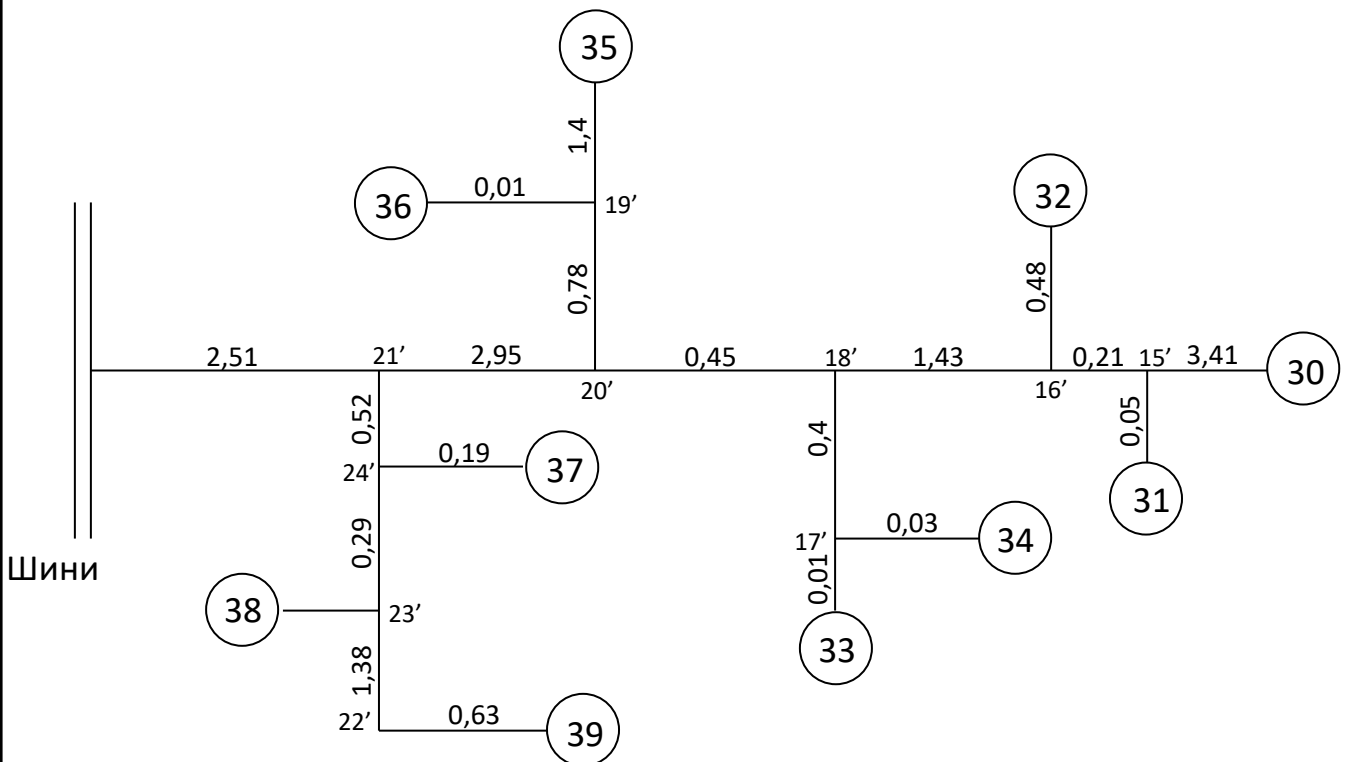
## 2. Розрахунки мереж 10 кВ.

Для забезпечення живлення підстанцій у цьому районі деякі лінії з підстанціями живляться від нових підстанцій, а деякі – від існуючих підстанцій.

Ми розглядаємо можливість будівництва нової підстанції 35/10 кВ на певній території та заміни проводів деяких ліній 10 кВ.

Схема живлення виглядає так:

Лінія №1

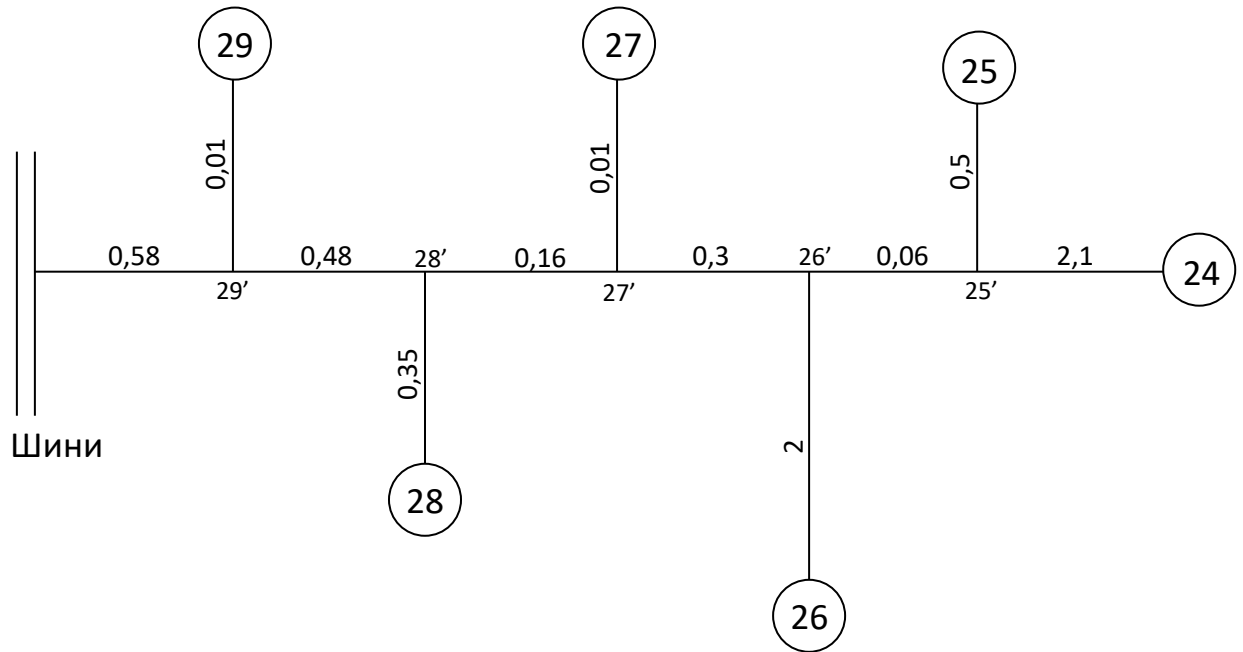


Результати розрахунків для лінійрядка 1 наведені в таблицях 2.1 та 2.2.

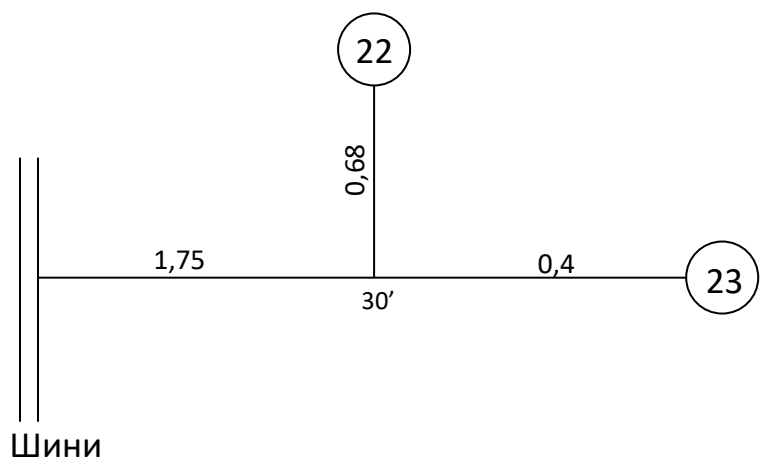
					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15



Лінія №2



Лінія №3



Підсумування навантажень лінії №1.

Таблиця 2.1

Ділянка лінії	Вид навантаження	Денне навантаження, кВт				Вечірнє навантаження, кВт			
		Р <sub>дб</sub>	Р <sub>дм</sub>			Р <sub>дб</sub>	Р <sub>дм</sub>		
30-15'	P <sub>n</sub>	26	-	-	28	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	26	-	-	28	27	-	-	28
31-15'	P <sub>n</sub>	26	-	-	28	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	26	-	-	28	27	-	-	28
15'-16'	P <sub>n</sub>	26	26	19,2	48,1	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	26	26	19,2	48,1	27	26	26	48,1
32-16'	P <sub>n</sub>	55	-	-	55	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	55	-	-	55	56	-	-	56
16'-18'	P <sub>n</sub>	55	48,4	35,5	93	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	55	48,4	35,5	93	56	48,4	48,4	93
33-17'	P <sub>n</sub>	182	-	-	182	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	182	-	-	182	184	-	-	184
34-17'	P <sub>n</sub>	285	-	-	286	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	285	-	-	286	286	-	-	286
17'-18'	P <sub>n</sub>	284	182	140	427	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	284	182	140	427	284	182	140	427
18'-20	P <sub>n</sub>	426	91	68,1	496,1	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	426	91	68,1	496,1	427	91	68,1	496,1
35-19'	P <sub>n</sub>	33	-	-	36	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	33	-	-	36	36	-	-	36
36-19'	P <sub>n</sub>	55	-	-	56	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	56	-	-	56	56	-	-	56
19'-20'	P <sub>n</sub>	55	33	24,2	80	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	56	33	24,2	80	56	33	24,2	80
20'-21'	P <sub>n</sub>	496	82	62	556,7	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	496	82	61	556,7	496	82	61	556,7
39-22'	P <sub>n</sub>	114	-	-	113	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	114	-	-	113	113	-	-	113
22'-23'	P <sub>n</sub>	114	-	-	113	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	114	-	-	113	113	-	-	113
37-24'	P <sub>n</sub>	114	-	-	113	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	114	-	-	113	113	-	-	113
24'-21'	P <sub>n</sub>	200	88	88	288	-	-	-	-
	P <sub>o</sub>	200	88	88	288	200	114	88	288

БР.5.141.410.ПЗ

Арк.

17

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

21'-РТП	Pn	550,5	224	224	781,25	-	-	-	-
	Po	550,5	224	224	781,25	550,5	286	224	781,25

Розрахунки вибору дроту для лінії 1 наведені в таблиці 2.2.

## Розрахунок по вибору проводів лінії №1

Таблиця 2.2

Ділянка лінії	Довжина l, км	Денне навантаження			Вечірнє навантаження			Smax, кВА	Секв кВА	Провід		ΔW, кВт·год
		$\frac{Pn}{Po}$	cos фд	Sд	$\frac{Pn}{Po}$	cosфв	Sв			старий	новий	
30-15'	3.5	1	0,7	42	0	0,92	30	40	30	АС-25	АС-25	1245
31-15'	0,04	1	0,7	42	0	0,92	31	40	30	АС-25	АС-25	5
15'-16'	0,22	1	0,7	66	0	0,92	54	68	48	АС-35	АС-25	146
32-16'	0,47	1	0,7	80	0	0,92	64	82	55	АС-35	АС-25	465
16'-18'	1.45	1	0,7	132	0	0,92	102	133	90	АС-35	АС-25	3612
33-17'	0,02	1	0,7	264	0	0,92	197	264	181	АС-50	АС-25	223
34-17'	0,01	1	0,7	411	0	0,92	311	412	285	АС-50	АС-50	185
17'-18'	0,42	1	0,7	613	0	0,92	467	614	426	АС-50	АС-50	16324
18'-20'	0,43	1	0,7	712	0	0,92	542	702	492,5	АС-35	АС-50	25435
35-19'	1.42	1	0,7	52	0	0,92	36	51	32	АС-35	АС-25	512
36-19'	0,02	1	0,7	82	0	0,92	61	86	50	АС-35	АС-25	9.2
19'-20'	0,76	1	0,7	115	0	0,92	87	117	83	АС-35	АС-25	1523
20'-21'	2,94	1	0,7	794	0	0,92	615	792	556.1	АС-35	АС-50	2097
39-22'	0,66	1	0,7	165	0	0,92	124	165	114	АС-35	АС-25	2485
22'-23-	1.37	1	0,7	165	0	0,92	124	165	114	АС-35	АС-25	5450
38-23'	0,03	1	0,7	165	0	0,92	124	165	114	АС-35	АС-25	77
23'-24'	0,28	1	0,7	288	0	0,92	217	288	203	АС-35	АС-25	3502
37-24'	0,17	1	0,7	163	0	0,92	126	165	114	АС-50	АС-25	556
24'-21'	0,55	1	0,7	413	0	0,92	313	411	288	АС-35	АС-50	376
21'-РТП	2,53	1	0,7	1123	0	0,92	848	1118	781	АС-35	АС-50	351614

Результати розрахунків для лінії 2 наведені в таблицях 2.3 та 2.4.

												Арк.
												18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.410.ПЗ							

Підсумування навантажень лінії №1.

Таблиця 2.3

Ділянка лінії	Вид навантаження	Денне навантаження, кВт				Вечірнє навантаження, кВт			
		Рдб	Рдм			Рдб	Рдм		
24-25'	Pn	44	-	-	44	-	-	-	-
	Po	44	-	-	44	44	-	-	44
25-25'	Pn	72	-	-	72	-	-	-	-
	Po	72	-	-	72	72	-	-	72
25'-26'	Pn	72	47	33.34	106.12	-	-	-	-
	Po	72	47	33.37	106.12	72	44	30	114.2
26-26'	Pn	180	-	-	187	-	-	-	-
	Po	180	-	-	187	184	-	-	184
26'-27'	Pn	180	106.8	77	264.2	-	-	-	-
	Po	180	106.8	77	264.2	184	106.28	77	264.2
27-27'	Pn	72	-	-	74	-	-	-	-
	Po	72	-	-	74	74	-	-	74
27'-28'	Pn	262	72	56	326.2	-	-	-	-
	Po	262	72	56	326.2	263.2	75	52	326.2
28-28'	Pn	56	-	-	55	-	-	-	-
	Po	56	-	-	55	56	-	-	56
28'-29'	Pn	316.8	56	44	354.2	-	-	-	-
	Po	316.8	56	44	354.2	326.2	54	43	326.2
29-29'	Pn	72	-	-	75	-	-	-	-
	Po	72	-	-	75	75	-	-	72
29'-РТП	Pn	358.4	71	51	415.2	-	-	-	-
	Po	358.4	71	51	415.2	358.4	70	55	415.2

Розрахунки вибору дроту для лінії №2 наведені в таблиці 2.4.

Розрахунок по вибору проводів лінії №2

Таблиця 2.4

Ділянка лінії	Довжина l, км	Денне навантаження			Вечірнє навантаження			Smax, кВА	Секв кВА	Провід		ΔW, кВт·год рік
		$\frac{Pn}{Po}$	cosφд	Sд	$\frac{Pn}{Po}$	cosφв	Sв			Старий	Новий	
24-25'	2,2	1	0,7	68	0	0,92	51	65	44	АС-35	АС-25	1449
25-25'	0,51	1	0,7	114	0	0,92	77	106	72	АС-25	АС-25	1125
25'-26'	0,05	1	0,7	152	0	0,92	112	152	116	АС-35	АС-25	208
26-26'	2,2	1	0,7	264	0	0,92	195	266	184	АС-25	АС-25	1034
26'-27'	0,28	1	0,7	377	0	0,92	284	378	266	АС-35	АС-25	6158
27-27'	0,02	1	0,7	108	0	0,92	77	109	78	АС-25	АС-25	22
27'-28'	0,15	1	0,7	452	0	0,92	333	454	326	АС-35	АС-50	3621

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>							Арк.
												19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата								

28-28'	0,37	1	0,7	84	0	0,92	64	83	55	АС-35	АС-25	327
28'-29'	0,49	1	0,7	521	0	0,92	379	515	348	АС-35	АС-50	14198
29-29'	0,011	1	0,7	114	0	0,92	78	107	70	АС-25	АС-25	23
29'- РТП	0,57	1	0,7	587	0	0,92	438	582	402	АС-35	АС-50	22433

Результати розрахунків для лінії 3 наведені в таблицях 2.5 та 2.6.

### Підсумування навантажень лінії №3.

Таблиця 2.5

Ділянка лінії	Вид навантаження	Денне навантаження, кВт				Вечірнє навантаження, кВт			
		Р <sub>дб</sub>	Р <sub>дм</sub>	ΔР	Р <sub>од</sub>	Р <sub>дб</sub>	Р <sub>дм</sub>	ΔР	Р <sub>ов</sub>
22-30'	P <sub>n</sub>	284	-	-	284	-	-	-	-
	P <sub>о</sub>	284	-	-	284	284	-	-	284
23-30'	P <sub>n</sub>	27	-	-	29	-	-	-	-
	P <sub>о</sub>	27	-	-	29	27	-	-	27
31'-РТП	P <sub>n</sub>	284	27	19,2	316,6	-	-	-	-
	P <sub>о</sub>	284	27	19,2	316,6	284	27	19,22	316,6
22-30'	P <sub>n</sub>	284	-	-	284	-	-	-	-

### Розрахунок по вибору проводів лінії №3

Таблиця 2.6

Ділянка лінії	Довжина l, км	Денне навантаження			Вечірнє навантаження			S <sub>мах</sub> , кВА	Секв кВА	Провід		ΔW, кВт·год рік
		$\frac{P_n}{P_o}$	cosφ <sub>д</sub>	S <sub>д</sub>	$\frac{P_n}{P_o}$	cosφ <sub>в</sub>	S <sub>в</sub>			старий	новий	
22-30'	0,66	1	0,7	417	0	0,92	314	417	282	АС-35	АС-50	33056
23-30'	0,41	1	0,7	43	0	0,92	33	43	27	АС-35	АС-25	87
30'-РТП	1,8	1	0,7	432	0	0,92	313	432	302,6	АС-35	АС-50	14654

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>							Арк.
												20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата								

### 3. Зниження втрат електричної енергії в елементах мережі при компенсації реактивної потужності

#### 3.1 . Причини застосування пристроїв компенсації реактивної потужності

Одним із шляхів реалізації програм енергозбереження є зниження вартості передачі електроенергії в системі електропостачання до технічно мінімуму, особливо в мережах сільської місцевості, для яких характерні:

велика розгалуженість розподільних електричних мереж;

велика довжина окремих гілок електричних мереж;

низький коефіцієнт потужності  $\cos \varphi$  навантаження електричних мереж (середнє значення  $\cos \varphi$  становить 0.85);

Електромережа обмежено обладнана пристроями компенсації реактивної потужності;

Струмове навантаження на електромережі в сільській місцевості щодня розподіляється нерівномірно, і його максимальне значення збігається з максимальним значенням струмового навантаження на систему електропостачання.

У мережах з такою характеристикою великий потенціал для енергозбереження полягає в компенсації реактивної потужності, у зменшенні втрат у силових трансформаторах і лініях електропередачі.

Щоб підвищити енергоефективність енергосистеми, важливо підвищити рівень компенсації до економічно вигідного рівня.

Компенсацію реактивної потужності доцільно розглядати в організаційній структурі та в структурі нормативно-технічних заходів з енергозбереження, вирішуючи три основні завдання.

Першочерговим завданням є визначення оптимальної роботи та місця установки пристрою компенсації реактивної потужності в електромережі.

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рішення таких завдань на рівні системи електропостачання знижує потужність і втрати потужності в мережі системи, знижує її електричне навантаження, що особливо важливо в періоди максимального навантаження, і забезпечує можливість регулювання напруги вузлів навантаження.

Другим завданням є економічне обґрунтування реактивної потужності, що відпускається споживачам з живильної мережі, та визначення потужності встановлених споживачами компенсаційних пристроїв. При вирішенні такого завдання необхідно враховувати не тільки параметри системи електропостачання та її роботи, а й параметри користувачів, а також показники оплати електроенергії.

Ці завдання вирішуються відповідно до таких положень:

спосіб компенсації необхідно вибирати комплексно відповідно до максимального реактивного навантаження кожного вузла електропостачання;

споживачі енергії зобов'язані підтримувати рівень реактивної потужності в розподільній мережі відповідно до економічно оптимальних рівнів реактивної потужності, які можуть бути передані споживачам у режимі найбільшого та найменшого навантаження системи електропостачання;

враховувати це при розрахунку максимальної реактивної потужності, яка може бути передана з мережі системи в післяаварійному режимі.

Третє завдання полягає в оптимальному управлінні роботою визначених попередніми завданнями методів компенсації реактивної потужності в живильній мережі та мережі споживачів.

Значна частина втрат електроенергії в електромережі спричинена недостатньою компенсацією реактивної потужності, особливо в розподільчих мережах у сільській місцевості. Фактична конфігурація компенсаційних пристроїв не перевищує 0,15 квар/кВт, тоді як оптимальний рівень компенсації становить близько 0,15 квар/кВт 0,6 квар/кВт .

Оптимальне розташування - в характерній точці мережі. Така ситуація зберігається і в сучасних умовах, що характеризуються, з одного боку,

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зниженням електричних навантажень внаслідок спаду виробництва та економічної кризи, а з іншого – незначним підключенням компенсаційних пристроїв – різким зниженням встановленої потужності та рівні компенсації.

Однією з багатьох незаперечних переваг корекції коефіцієнта потужності як заходу енергозбереження є те, що вона може підвищити ефективність роботи розподільних мереж без порушення умов експлуатації та структури споживачів електроенергії. Ефективність конденсаторних батарей можна підвищити при їх додатковому застосуванні в льодоплавильних установках на повітряних лініях або на точках АВР для підвищення пропускної здатності на лініях електропередачі 10 кВ в післяаварійному режимі роботи.

### 3.2. Розрахунок втрат потужності до і після компенсації реактивної потужності

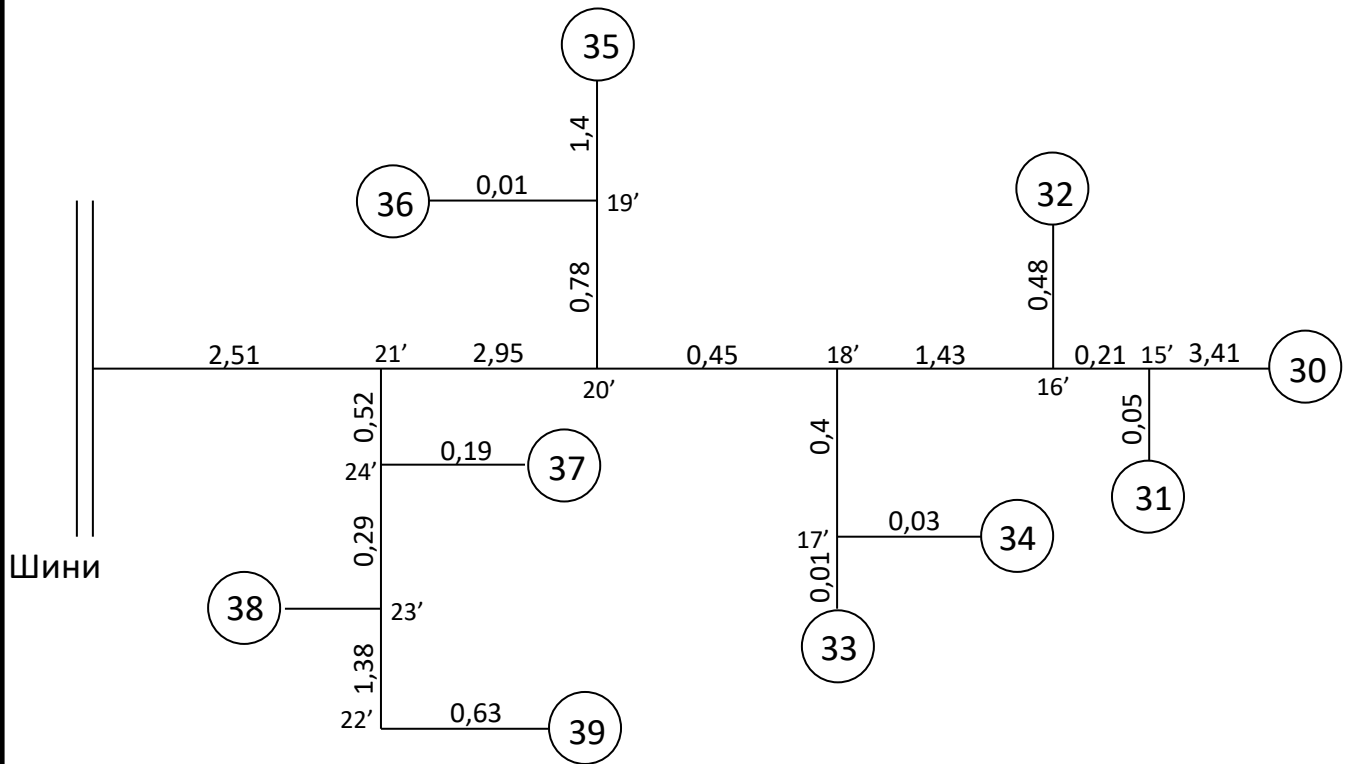
Розрахунок починається з визначення параметрів лінії електропередачі. Ми вибираємо повітряну лінію №1 і потрібно вибрати потужність блоку конденсатора з найкращим рівнем компенсації 0,6 квар/кВт. Для цього потрібно знати реактивну потужність, яку видає РТП 10/0,4 кВ:

$$Q_i = \sqrt{S^2 - P^2}, \text{ Квар}$$

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Лінія 1



Значення потужності конденсаторних установок наведені в таблиці. 3.1.

Ємність конденсаторного блоку на ТП 10/0,4

Форма 3.1

№ ТП	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
Qм	331.9	218.6	124.6	1322	491	526	128.6	-	44.6	114,9
Qку	208	121	77	802	301	301	74	-	36	77

Втрати потужності до компенсації реактивної потужності розраховуються за такою формулою:

$$\Delta W_{i1} = (P_i^2 + Q_i^2) / U_n^2 \cdot R_{oi} \cdot L_i \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік};$$

Після компенсації:

$$\Delta W_{i2} = (P_i^2 + (Q_i - Q_{ку})^2) / U_n^2 \cdot R_{oi} \cdot L_i \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік};$$

- $Q_i$  – реактивна потужність  $i$ -ї ділянки лінії, квар;  
 $Q_{ку}$  – потужність конденсаторної установки, квар;  
 $P_i$  – активна потужність  $i$ -ї ділянки лінії, кВт;  
 $U_n$  – номінальна напруга мережі кВ;  
 $R_{oi}$  – активний опір  $i$ -ї ділянки лінії, Ом;  
 $L_i$  – довжина ділянки лінії, км;  
 $\tau$  – річне число годин втрат, год/рік.

Отримані результати наведені в таблиці. 3.2.

Розрахунок втрат потужності до і після компенсації

Таблиця 3.2

Ділян-ка	$R_i$ , Ом	$\tau$ , год/рік	$S_i$ , кВА	$P_i$ , кВт	$Q_i$ , квар	$Q_{ку}$ , квар	$\Delta W_{i1}$ , кВт·год/ рік	$\Sigma \Delta W_{i1}$ , кВт·год/ рік	$\Delta W_{i2}$ , кВт·год/ рік	$\Sigma W_{Ai2}$ , кВт·год/ рік
30-15'	3,98	1500	40	29	28,98	200	969.8	<b>175133.2</b>	566	<b>98151.9</b>
31-15'	0,058	1500	40	29	28,98	125	149.8	174203.4	85.2	97585.9
15'-16'	0,24	1500	68	48,6	48,9	325	4157.2	174053.6	2134.7	97496.7
32-16'	0,56	1100	80	57	57,54	75	1101.4	169896.4	967.2	95325
16'-18'	1,67	1800	133	92	93,25	400	1036.8	168795	587.5	94392.8
33-17'	0,011	1500	264	183	186	800	832.9	167758.2	483	93811.3
34-17'	0,018	1800	412	287	292,7	1200	6913.8	166925.3	3893.7	93325.3
17'-18'	0,24	1400	613	428	463	300	2164.9	160011.5	1259.8	89437.6
18'-20'	0,27	1800	705	496,5	506,1	1500	8062	157846.6	4449.2	88177.8
35-19'	1638	1500	52	35	35.7	300	2039,8	149784,6	1210.2	83726,6
36-19'	0,011	1100	80	57	57,54	75	344,8	147744,8	293,8	82512,4
19'-20'	0,91	1400	115	81	83	375	1977,8	147400	1233	82224,6
20'-21'	1.77	1800	790	556.5	567,7	1875	63435,9	145422,2	35372,9	80986,6
39-22'	0,73	1100	162	115	116.9	1200	6.5	81986,3	5.6	45615,7
22'-23-	1.61	1800	164	115	116.9	400	81979,8	81979,8	45609,1	45611,1
38-23'	0,023	1400	164	115	116.9	300	4318,7	148200	1341,8	82717,3
23'-24'	0,34	1800	284	201	204.8	1500	724.3	137388,3	3857,3	80784,4
37-24'	0,22	1500	162	115	116.9	375	12432	112643,4	1738,7	84646,9
24-21	0,31	1100	413	287	292	75	327.5	141317,6	251.2	53324,3
21'-РТП	1	1800	1122	781,5	796,6	1200	8024,3	71682,7	45701,2	83811,2

Зменшити втрати потужності після компенсації:

$$\Delta = (\Sigma \Delta W_{i1} - \Sigma \Delta W_{Ai2}) / \Sigma \Delta W_{i1} \cdot 100 \%$$

$$\Delta = (175143,5 - 98157,3) / 175143,5 \cdot 100\% = 42,33\%$$

### 3.3. Вибір батареї конденсаторів

Залежно від значення потужності конденсатора вибираємо батареї конденсатора і заносимо його характеристики в таблицю. 3.3.

Технічні характеристики конденсаторних установок

Таблиця 3.3.

Тип установки	Потужність, квар	Габаритні розміри
УКР 0.4-35/12.5	35	550x365x250
УКР 0.4-75/12.5	75	895x645x250
УКР 0.4-125/12.5	125	1850x470x400
УКР 0.4-200/25	200	1850x700x400
УКР 0.4-300/25	300	1850x1170x400

Розрахунок показує, що після впровадження пристрою компенсації реактивної потужності втрати потужності лінії №1 зменшуються на 43,56%.

## 4. Розрахунок розподільної мережі 10 кВ

### 4.1. Розрахунок втрат напруги та потужності

Розрахункові схеми 10 кВ, починаючи з ПС 35/10 кВ, та їх частковий вибір наведені в розділі II.

Вибрані ділянки лінії перевіряємо на втрату напруги.

Фактична втрата напруги на ділянці лінії визначається:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot r_i}{U_H} + \frac{Q_i \cdot x_i}{U_H}, \text{ В.}$$

У формулі  $\Delta U_i$  – втрати напруги  $i$ -ї ділянки лінії, В;

$P_i$  та  $Q_i$  – активна та реактивна потужності ділянок лінії, кВт, кВар;

$r_i, x_i$  - активний і реактивний опір ділянки лінії, Ом;

$$r_{\text{сума}} = r_{0i} I_{\text{сума}},$$

$$x_{\text{сума}} = x_{0i} I_{\text{сума}}.$$

де:  $r_{0i}$  і  $x_{0i}$  – частковий активний та реактивний опори ділянки лінії, Ом/км

Реактивна потужність розраховується за формулою:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}.$$

Фактична втрата напруги на лінії 10 кВ до найвіддаленішого споживача визначається складанням втрат напруги окремих ділянок:

Відсоток втрати напруги:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U_{\text{факт}}}{U_H} \cdot 100\%$$

де  $U_H$  - номінальна напруга в кВ.

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Звідси видно, що загальна втрата напруги повздовж лінії у відсотках становить:

Лінія 1 – 1,72%

Лінія 2 – 1,45%

Лінія 3 – 0,34%.

Можна побачити, що всі три лінії відповідають умові втрати напруги.

Таблиця 4.1 підсумовує розрахунок втрат напруги та потужності для ПЛ-10 кВ №1.

Таблиця 4.1

Ділянка лінії	L, км	cosφ	F, мм <sup>2</sup>	R <sub>i</sub> , Ом	X <sub>i</sub> , Ом	ΔU, В
30-15'	3.44	0,70	25	3,97	1.34	15.5
31-15'	0,06	0,70	25	0,054	0,018	0,21
15'-16'	0,23	0,70	25	0,22	0,083	1.52
32-16'	0,45	0,70	25	0,53	0,191	4.21
16'-18'	1.44	0,70	25	1.66	0,572	2,683
33-17'	0,02	0,70	25	0,01	0,003	0,25
34-17'	0,04	0,70	50	0,017	0,017	0,88
17'-18'	0,41	0,70	50	0,22	0,14	17.25
18'-20	0,46	0,70	50	0,21	0,19	22.5
35-19'	1.43	0,70	25	1,64	0,55	7.7
36-19'	0,02	0,70	25	0,013	0,012	0,05
19'-20'	0,77	0,70	25	0,95	0,33	9,91
20'-21'	2,91	0,70	50	1.73	1.13	16,48
39-22'	0,62	0,70	25	0,73	0,24	3,1
38-23'	0,01	0,70	25	0,022	0,03	0,32

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.410.ПЗ

Арк.

29

23'-24'	0,23	0,70	25	0,33	0,17	9.1
37-24'	0,17	0,70	25	0,24	0,06	3.31
24-21'	0,5	0,70	50	0,33	0,25	14.24
21'-РТП	2.55	0,70	50	1.3	1,2	19,87

- Сумарні значення:
- Втрата потужності  $W = 6,27341$  кВт\*год
- Загальна втрата напруги  $\Delta U = 213$  В

Розрахунок втрат напруги та втрат електроенергії на ПЛ-10 кВ №2 зведено в таблицю 4.2.

Розрахунок втрат напруги та потужності ПЛ-10 кВ №2

Таблиця 4.2

Ділянка лінії	L, км	cosφ	F, мм <sup>2</sup>	R <sub>i</sub> , Ом	X <sub>i</sub> , Ом	ΔU, В
24-25'	2.2	0,7	25	2.44	0,81	15,21
25-25'	0,51	0,7	25	0,56	0,22	5.75
25'-26'	0,04	0,7	25	0,05	0,021	1,2
26-26'	2,2	0,7	25	2.31	0,84	50.7
26'-27'	0,34	0,7	25	0,34	0,15	12.32
27-27'	0,02	0,7	25	0,01	0,002	0,38
27'-28'	0,14	0,7	50	0,09	0,066	8:14
28-28'	0,33	0,7	25	0,42	0,12	3.2
28'-29'	0,47	0,7	50	0,26	0,17	16.1
29-29'	0,02	0,7	25	0,012	0,003	0,15
29'-РТП	0,57	0,7	50	0,33	0,22	23.25

Загальне значення

- втрата потужності  $W = 5079758,56$  кВт·год
- загальна втрата напруги  $\Delta U = 141,228$  В

Розрахунок втрат напруги та втрат електроенергії на ПЛ-10 кВ №2 зведено в таблицю 4.3.

Розрахунок втрат напруги та потужності ПЛ-10 кВ №2

Таблиця 4.3

Ділянка лінії	L, км	cosφ	F, мм <sup>2</sup>	R <sub>i</sub> , Ом	X <sub>i</sub> , Ом	ΔU, В
22-30	0,65	0,7	50	0,42	0,25	19.4
23-30	0,45	0,7	25	0,44	0,18	1.8
30 -РТП	1.78	0,7	50	1.21	0,72	50,16

Загальні значення:

- Втрата потужності  $W = 5070379,64$  кВт·год
- Загальні втрати напруги  $\Delta U = 75,68$  В
- 4.2. Забезпечення нормативних рівнів надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів.

На ПС 35/10 кВ проектом передбачено встановлення двох трансформаторів ТМН-1600/35. РТП живиться від лінії 35 кВ.

До другої категорії споживачів відносяться лікарні - ТП №44, МТФ на 200 голів - ТП №36.

Для забезпечення надійності електропостачання споживачів на нормативному рівні передбачено аварійне живлення від автономних джерел живлення ТП №44-ДЕС-100х1, ТП №36-ДЕС-30х1.

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

Установочна кількість і розташування розподільних пристроїв залежать від схеми електропостачання РТП, довжини лінії та загального навантаження.

Схему живлення лінії ПЛ №1  $P = 1025$  кВт,  $L = 16,761$  км

згідно з графіком вибираємо: 1СВ + АВРС.

ПЛ №2  $P = 523$  кВт,  $L = 16,8$  км

згідно з графіком вибираємо: АВРС.

ПЛ №3  $P = 319$  кВт,  $L = 2,47$  км

згідно з графіком вибираємо: АВР

Таким чином, ці дані забезпечують надійне електропостачання сільськогосподарських споживачів.

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



## 5. Розрахунок струмів короткого замикання і вибір апаратури на підстанції.

### 5.1. розрахунок струмів короткого замикання.

÷

Струм короткого замикання необхідно знати при виборі необхідного обладнання, проектуванні та налагодженні пристроїв РЗА і автоматики.

Вихідна схема, використана для розрахунку.

$$S_{kz} = 80,3 \text{ МВт} \cdot \text{А}$$

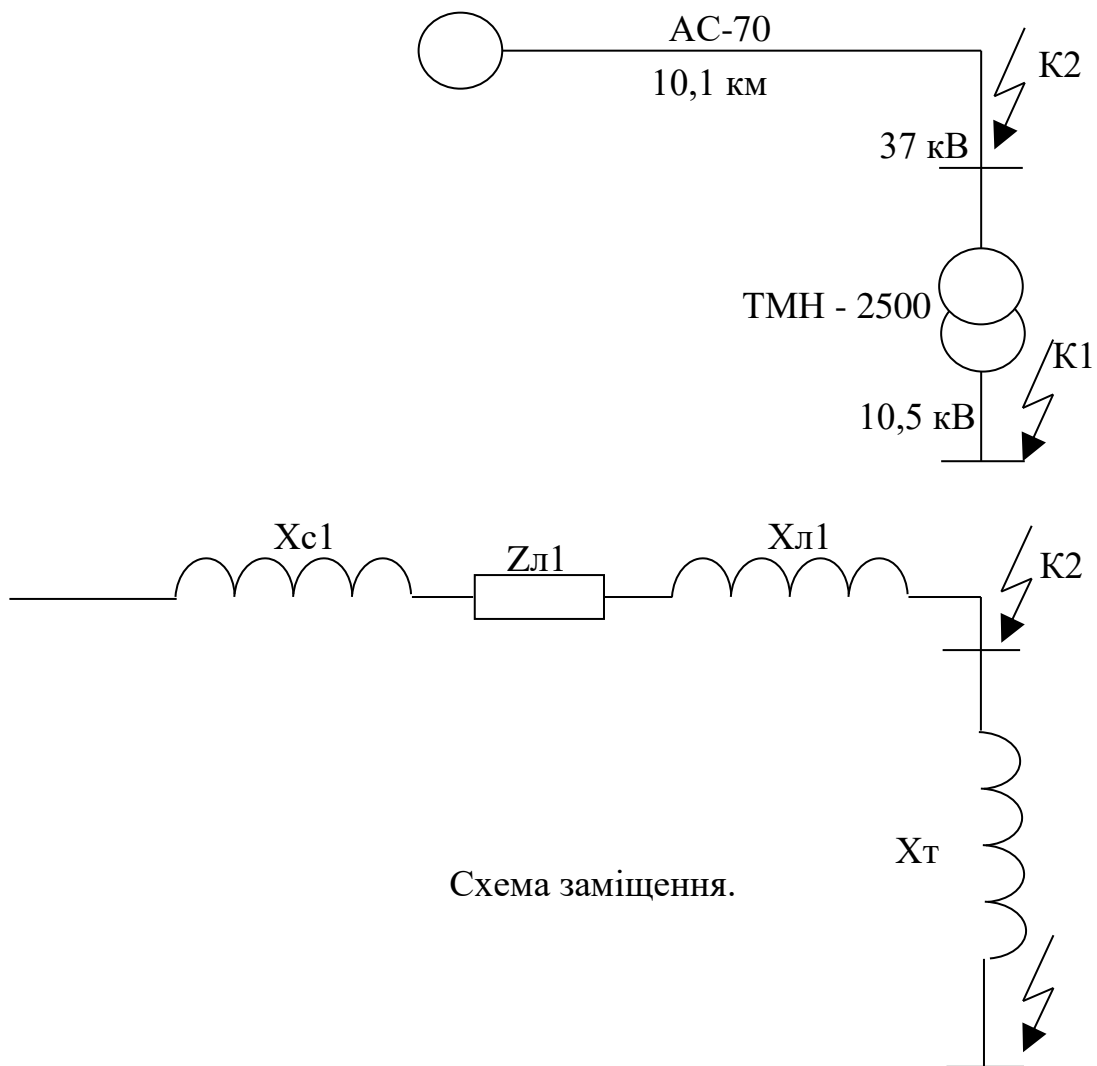


Схема заміщення.

					БР.5.141.410.ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сила струму обчислюється у відносних одиницях. Приймаємо наступні базисні величини:

- базисна потужність  $S_6 = 100$  МВА;
- базисна напруга  $U_{635} = 37$  кВ;  
 $U_{610} = 10,5$  кВ.

Базисний струм буде рівний:

- на шинвах 35 кВ:  $I_{635} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56$  кА;
- на шинвах 10 кВ:  $I_{610} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5$  кА;

Визначаємо опір елементів схеми:

1. Опір петлі:  $X_a = S_b / S_{kz} = 100 / 80,3 = 1,35$  Ом;

$$x_{л1} = x_o \cdot L \frac{S_6}{U_6^2} = 0,341 \cdot 10,1 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,252.$$

2. опір лінії:  $r_{л1} = r_o \cdot L \frac{S_6}{U_6^2} = 0,42 \cdot 10,1 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,309.$

3. Опір трансформатора:  $x_T = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_n} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6.$

4. Повний опір до точки k2

$$Z_{Ik2} = \sqrt{(x_{c1} + x_m)^2 + r_{л1}^2} = \sqrt{(1,2 + 0,252)^2 + 0,309^2} = 1,45.$$

5. Загальний опір k-точки:

$$Z_{Ik2} = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{л1}^2} = \sqrt{3,96^2 + 0,309^2} = 3,56$$

6. Струм короткого замикання в точці k2:

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{I_6}{Z_{Ik2}} = \frac{1,56}{1,45} = 1,12 \text{ кА.}$$

7. Поточне значення короткого замикання:

$$I_{д.к.з. к2}^{(3)} = 1,52 \cdot I_{к.з. к2}^{(3)} = 1,52 \cdot 1,12 = 1,42 \text{ кА.}$$

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8. Ударне значення струму короткого замикання:

$$i_{\text{уд.к2}}^{(3)} = 2,54 \cdot I_{\text{к.з.к2}}^{(3)} = 2,54 \cdot 1,05 = 2,32 \text{ кА}$$

9. Трифазне джерело живлення короткого замикання:

$$S_{\text{к.з.к2}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ф}} \cdot I_{\text{к.з.к2}}^{(3)} = 2,54 \cdot 1,05 = 2,7 \text{ кА}$$

10. Двофазний струм короткого замикання:

$$I_{\text{к.з.к2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к.з.к2}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,05 = 0,92 \text{ кА.}$$

Подальший розрахунок струму короткого замикання та ємності точки к1 аналогічний розрахунку точки к2. Таблиця 5.1 підсумовує результати цього розрахунку.

Розрахунок струму короткого замикання та ємності.

Таблиця 5.1

Показники	Точка к1		Точка к2	
	3ф	2ф	3ф	3ф
Струм короткого замикання $I_{\text{к.з.}}$ , кА	1,37	1,21	1,07	0,96
Ударний струм $i_{\text{уд.}}$ , кА	3,52	3,07	2,5	2,6
Діюче значення ударного струму $I_{\text{д.к.з.}}$ , кА	2,2	1,9	1,5	1,4
Потужність короткого замикання $S_{\text{к.з.}}$ , МВ·А	27,5	23,8	69	63

Розрахунок однофазного короткого замикання не потрібен, оскільки струм однофазного короткого замикання не може перевищувати струм трифазного короткого замикання в електромережі 35 кВ

### 5.2. Вибір апаратури і струмоведучих частин на підстанції.

Вибираючи обладнання та струмоведучі частини, враховуємо умови тривалого режиму роботи, перевантаження та короткого замикання.

Правильний вибір відповідно до номінального струму і напруги забезпечить

умови, в яких пристрій буде працювати надійно. Необхідно виконати такі умови:

$$I_{р.м.} < I_{н.д.} \quad U_{н.д.} \geq U_{р.м.}$$

### 5.3. Вибір шин на стороні 35 кВ.

Шини 35 кВ вибираються відповідно до тривалого допустимого струму та перевіряється термічний опір. При перевірці довготривалого допустимого струму шини повинні бути дотримані наступні умови:

$$I_{доп} \geq I_{роб.мах};$$

$$I_{роб.мах.} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2128}{\sqrt{3} \cdot 35} = 35 \text{ кА.}$$

Гнучкі шини виготовлені з дроту АС-70. Перевірка поздовжньої стійкості гнучких шин не потрібна. Допустимий поздовжній струм навантаження проводу АС-70:  $I_{доп}=265\text{А}$ . Тому для шин використовується дріт АС-70, що задовольняє умови вибору.

Перевірка проводу на термічну стійкість зводиться до розрахункової апаратури провідника ( $Q_{розр}$ ) при короткому замиканні і допустимий ( $Q_{доп}$ ) при короткочасній дії короткого замикання. При цьому повинна виконуватись умова:  $Q_{розр} < Q_{доп}$ .

Згідно ПУЕ для сталевалюмінієвих проводів  $Q_{доп.} = 200 \text{ С}^\circ$ .

$$AQ_{кін.} = AQ_{поч} + \left( \frac{I_{\infty}^{(3)}}{d} \right)^2 \cdot t_{\phi}, \text{ де } d - \text{поперечний переріз, мм}^2.$$

Для АС-70  $d = 67 \text{ мм}^2$ .

$$t_f = t_{fp} + t_{fa}, \text{ С}^\circ.$$

Розрахункова тривалість струму короткого замикання складається із шпаруватості захисного реле та часу спрацювання автоматичного вимикача:

$$t = t_{zach} + t_{vim};$$

$$t_{вх\ddot{u}д} = 2 \text{ с}, t_{в\ddot{u}х\ddot{u}д} = 0,1 : 2 \text{ с}, t = 2 + 0,2 = 2,2 \text{ с.}$$

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

Якщо  $t \geq 1$ , це означає відсутність неперіодичної складової струму.

Тоді  $t_{\infty} = t = 2,2$  с.

Температура провідника перед коротким замиканням:

$$Q_p = Q_o + (Q_{доп} - Q_o) \cdot \left( \frac{I_{p.m}}{I_{доп}} \right)^2, C^{\circ};$$

де  $Q_{доп}$  – допустима температура нагріву провідника при повздовжньому режимі,  $C^{\circ}$ .

Для голих шин:  $Q_{доп} = 70 C^{\circ}$ ;

$Q_o = 25 C^{\circ}$ ;

$I_{доп} = 260$  А.

$$Q_p = 25 + (70 - 25) \cdot \left( \frac{35}{265} \right)^2 = 25,85 C^{\circ};$$

За кривими визначаємо  $Q_{відносн.} = 30 C^{\circ} < 200 C^{\circ}$ .

Розрахунки показують, що обрана шина відповідає вимогам термічної стійкості.

#### 5.4. Вибір роз'єднувача на стороні 35 кВ.

На підстанції на стороні 35 кВ передбачена установка роз'єднувачів РЛНДЗ-35/600 з приводом ПРН-200М. Розрахункові і каталожні дані заносимо у таблицю 5.2.

Розрахункові і каталожні дані роз'єднувачів.

Таблиця 5.2

Розрахункові величини		Умови вибору	Каталожні дані	
$U_{y.n}$	35 кВ	$U_{y.n} \leq U_n$	$U_n$	35 кВ
$I_{max}$	39 А	$I_{max} \leq I_n$	$I_n$	600 А
$i_y$	2,5 кА	$i_y \leq i_{max}$	$i_{max}$	80 кА
$I_{\infty} \cdot t_{\phi}$	2,5кА	$t_{\infty} \cdot I_{\infty} < I_t^2 \cdot t$	$I_t^2 \cdot t$	$12^2 \cdot 3$ кА

Даний тип роз'єднувача вибрано вірно.

### 5.5. Вибір вимикачів на стороні 35 кВ.

На стороні 35 кВ вибираємо масляні вимикачі типу ВВЛ-35-31,5 УЗ з приводом ПЕ-12. розрахункові каталожні дані заносимо в таблицю.

Розрахунки та каталожні дані масляних вимикачів.

Таблиця 5.3

Розрахункові величини		Умови вибору	Каталожні дані	
$U_{у.н}$	35 кВ	$U_{у.н} \leq U_H$	$U_H$	35 кВ
$I_{max}$	39 А	$I_{max} \leq I_H$	$I_H$	630 А
$i_y$	2,5 кА	$i_y \leq i_{max}$	$i_{max}$	26 кА
$I_{\infty} \cdot t_{\phi}$	2,5 кА	$t_{\infty} \cdot I_{\infty} < I_t^2 \cdot t$	$I_t^2 \cdot t$	$10^2 \cdot 3$ кА

З умов підбору видно, що вимикач підібрано правильно.

### 5.6. Вибір шин на стороні 10 кВ.

Вибираємо шини з урахуванням нормальних умов експлуатації та

перевіряйте термічну та динамічну стабільність.  $I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 145A$

Максимальний робочий струм:  $I_{r,max} = 1,3 \cdot I_n = 1,3 \cdot 145 = 187A$ .

Ми приймаємо збірні алюмінієві шини з поперечним перерізом 20 x 3 мм і допустимим поздовжнім струмом:  $I_{add} = 215$  А.

$I_{додатково} = 0,95 \cdot 215 = 203,5$  А.

Перевіряємо термічну стійкість шин.

Час дії струму короткого замикання:

$t = t_{in} + t_{out} = 1,4 + 0,2 = 1,6$  °С.

Постійно допустима температура шин становить 200 °С. Температура шини при номінальному струмі:

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

$$Q_H = Q_O + (Q_{\text{air}} - Q_O) \cdot \left( \frac{I_{p.m.}}{I_{\text{air}}} \right)^2, \text{ } ^\circ \tilde{N}$$

де  $I_{p.m.} = 12 \cdot 14 = 178 \text{ A}$ .

$$Q_H = 25 + (70 + 25) \cdot \left( \frac{174}{215} \right)^2 = 53,3 \text{ } ^\circ \text{C}$$

Номинальна температура шин визначається кривою нагріву струмоведучих частин у разі короткого замикання:

$Q_k = f(Q)[8]$ .

$$Q_k = 0,42 \cdot 10^4 + \left( \frac{1390}{60} \right)^2 \cdot 1,6 = 0,501 \cdot 10^4.$$

$Q_k = 85 \text{ } ^\circ \text{C}$ . Звідси видно, що  $Q_k < Q_{\text{доп}} = 200 \text{ } ^\circ \text{C}$ .

Динамічний розрахунок шини проводиться з урахуванням положення і форми шини. В найбільш тяжких умовах знаходиться середня фаза.

Максимальна сила на одиницю довжини:

$$f_{\text{max}} = 1,76 \frac{i_y^2}{\alpha} \cdot 10^7, \text{ H / м.}$$

де  $i_y^2$ - ударний струм короткого замикання, А;

$\alpha$ - відстань між осями суміжних фаз, м;

$\alpha = 0,25 \text{ м}$ ,

$$f_{\text{max}} = 1,76 \frac{3500^2}{0,25} \cdot 10^7 = 82,2 \text{ H / м.}$$

Знижуючий момент визначається за формулою:

$$M = \frac{f \cdot L}{10}, \text{ H} \cdot \text{ м},$$

де  $L$  – відстань між ізоляторами,

$L = 1 \text{ м}$

$$M = \frac{82,2 \cdot 1}{10} = 8,12 \text{ H} \cdot \text{ м.}$$

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Напруги, викликані матеріалом шини:

$$\sigma_{розр} = \frac{M}{W}, \text{МПа},$$

де  $W$  - модуль перетину шини відносно осі  $m^3$ .

Момент опору залежить від форми поперечного перерізу шини та її розмірів:

$$W = 0,167 \cdot i_n \cdot h^2, \text{ м}^3$$

$$W = 0,167 \times 0,003 \times 0,02^2 = 2 \times 10^{-7} \text{ м}^3.$$

$$\sigma_{розр} = \frac{8,62}{2 \cdot 10^{-7}} \cdot 10^6 = 4,1 \text{ МПа}.$$

Відповідно до ПУЕ допустима механічна напруга на алюміній становить:

$$\sigma_{дор} = 82,3 \text{ МПа} \quad \sigma_{disp} \leq \sigma_{дор}, \quad 43,1 \leq 82,3.$$

Умови дотримані і вибір правильний.

#### 5.7. Вибір роз'єднувачів на стороні 10 кВ.

На вході 10 кВ і на відходящих лініях 10 кВ приймаємо роз'єднувач типу РВЗ-10/400 з приводом типу ПР-2. Розрахункові і каталожні дані зводимо в таблицю 5.4.

Розрахунково-каталожні дані ізоляторів.

Таблиця 5.4

Розрахункові величини		Каталожні дані	
$U_{у.н}$	10 кВ	$U_n$	10 кВ
$I_{max}$	145 А	$I_n$	400 А
$i_y$	3,5 кА	$i_{max}$	50 кА
$I_{\infty} \cdot t_{\phi}$	$1,39^2 \cdot 1,66$ кА	$I_t^2 \cdot t$	$10^2 \cdot 4$ кА

#### 5.8. Вибір трансформатора власних потреб.

Трансформатори власних потреб використовуються для живлення ланцюгів керування, опалення, сигналізації, освітлення тощо.

Умовами вибору трансформатора відповідно до власних потреб є:

$$S_{TVP} = (0,004 \dots 0,01) \cdot S_n, \text{ кВА}, \quad S_{TVP} = (0,004 \dots 0,01) \cdot 2500 = 10 \dots 25 \text{ кВА}.$$

Приймаємо трансформатори ТМ 25/10

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



## 6. Вибір обладнання підстанції та релейного захисту лінії 10 кВ на базі мікропроцесорного захисту УЗА -АТ

### 6.1 Вибір вимикачів на стороні 10 кВ

Вакуумні вимикачі призначені для роботи в комплектних розподільних пристроях і стаціонарних камерах одностороннього обслуговування внутрішнього і зовнішнього виконання

Даний тип вакуумного вимикача є новим поколінням комутаційних пристроїв. Конструкція вимикача заснована на використанні «повнофазного електромагнітного драйвера з магнітною фіксацією», механічно з'єднаного валом. Ця конструкція має такі переваги перед маслонаповненими вимикачами:

1. Високий механічний ресурс;
2. Споживана потужність схеми мала;
3. Невеликий розмір і легка вага;
4. Можливість контролю в ланцюгах постійного або змінного струму (за допомогою відповідних контрольних пристроїв);
5. В умовах експлуатації не вимагає ремонту протягом усього терміну експлуатації;
6. Низька трудомісткість продукції

Вакуумний вимикач вибирається за такими умовами:

Параметри вимикача	Критерій відбору
Номінальна напруга, кВ	$U_{HB} > U_H$
Номінальний струм, А	$I_{HB} > I_{P.MAX}$



Номінальний первинний струм, А	$I_{H1} > I_{P.MAX}$
Номінальний вторинний струм, кА	$I_{H2} = 5$
Клас точності	(*)
Номінальна вторинна потужність	$S_{H2} > S_2$
Кратність струму:  Термічної стійкості $K_t = I_t / I_{H1}$  Динамічної стійкості $K_t = I_{MAX} / (\sqrt{2}) I_{H1}$	$(K_t \cdot I_{H1})^2 > (I_{K3}^{(3)})^2 \cdot t_K$  $\sqrt{2} \cdot I_{H1} \cdot K_d > i_{yo}$

Щоб вибрати ТС, ми використовуємо таку формулу, щоб знайти максимальний робочий струм для лінії 10 кВ:

$$I_{P.MAKC} = \frac{S_p'}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ а}$$

де:  $S_p'$  - Розрахункова потужність лінії 10 кВ.

$$S_p' = \frac{P_{MAX}}{\cos\varphi}, \text{ кВА}$$

Де:  $P_{MAX}'$  - Максимальна активна потужність лінії 10 кВ (макс.  $P_d$  або вечірні максимуми  $P_B$ ).

Розрахункові значення струму для лінії 10 кВ занесені в таблицю 6.2.

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунковий струм лінії 10 кВ

Таблиця 6.2.

Параметри	Лінія
$P_{MAX}$ , кВт	1137,35
$S_p$ , кВА	1348,9
$I_{P.MAX}$ , а	88,92

Номінальний вихідний струм на шинах 10 кВ становить 204,1 А.

Трансформатор струму вибирають згідно з таблицею 6.3.

Вибір трансформаторів струму

Таблиця 6.3.

Параметри	Лінія
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний первинний струм, А	300
Клас точності	0,5/P
Кратність струму: Термічної стійкості	90 175
Динамічної стійкості	
Марка трансформатора струму	ТПЛ-10

Необхідний клас точності перевіряють на найбільш навантаженій фазі вторинної обмотки на виході 10 кВ.

За розрахункову фазу приймаємо фазу "А". Необхідні дані по навантаженню у вторинній обмотці трансформаторів струму приведені в табл.6.4.

Дані по навантаженню у вторинній обмотці трансформаторів струму

Таблиця 6.4.

Навантаження	Тип	Кількість	Фаза "А"		Фаза "С"	
			Ом	ВА	Ом	ВА
Лічильник активної і реактивної енергії	FINTRONIC ФПН-2306	1	0,032	0,265	0,032	0,265
Амперметр	Э-30	1	0,07	1,75	-	-
Всього		2	0,102	2,015	0,032	0,265

Опір з'єднувального проводу в фазі визначається за формулою:

$$R_{\text{ПРОВ}} = \frac{S_{H2} - (\sum S_H + I_{H2}^2 \cdot R_K)}{I_{H2}^2}, \text{Ом}$$

Де  $R_K$  - контактний опір, Ом;  $R_K = 0,1$  Ом;

$I_{H2}$  — номінальний вторинний струм, А;  $I_{H2} = 5$  А;

$\sum S_H$  - сумарна потужність у ВА постійно включених приладів (лічильників та амперметрів);

									Арк.
									45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.410.ПЗ				

$S_{H2}$  - допустиме номінальне навантаження трансформаторів струму, ВА;  $S_{H2} = 10$  ВА;

$$R_{\text{ПРОВ}} = \frac{10 - (1,995 + 5^2 \cdot 0,1)}{(5)^2} = 0,23, \text{ Ом.}$$

Необхідні перерізи з'єднувальних проводів визначаються

формула:

$$F_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot L}{R_{\text{ПРОВ}}}, \text{ мм}^2,$$

Де:  $\rho$  - питомий опір металу з'єднувального дроту,  $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ ,

$L$  - розрахункова довжина дроту, м

Згідно з правилами, довжина з'єднувального кабелю, який ми приймаємо, становить  $L=3$  м, і кабель виготовлений з міді.  $\rho = 0,0175$ ,  $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ .

$$\text{потім } F_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0175 \cdot 3}{0,22} = 0,236, \text{ мм}^2,$$

Переріз не менше 2,5 мм відповідно до визнаних стандартів мідного дроту. <sup>2</sup> Тому ми обрали кабелі марки ПВ-2,5. Потім знайдіть фактичне значення опору дроту за такою формулою:

$$R_{\text{Д.ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot L}{F_{\text{Д.ПРОВ}}}, \text{ Ом,}$$

де  $F_{\text{Д.ПРОВ}}$  - дійсне значення перерізу дроту, мм.

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Так:

$$R_{д.пРОВ} = \frac{17,5 \cdot 10^{-3} \cdot 3}{2,5 \cdot 10^{-6}} = 0,021, \text{ Ом}$$

Розрахуємо загальний опір дроту за формулою:

$$Z_{ПР} = R_{д.пРОВ} + X_0 \cdot L, \text{ Ом}$$

де  $X_0$  - питомий реактивний опір проводу,  $X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ ,

$L$  – довжина дроту,  $L = 3 \cdot 10^{-3} \text{ км}$ .

$$\text{Так: } Z_{ПР} = 0,021 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,4 = 0,022, \text{ Ом.}$$

Загальний опір у фазі можна знайти за такою формулою:

$$\sum Z = Z_{ПР} + Z_H + Z_K, \text{ Ом,}$$

Де:  $Z_H$  - загальний опір послідовно з'єднаних приладів в Омах;

$$Z_H = 0,101 \text{ Ом;}$$

$Z_K$  - загальний контактний опір в Омах;  $Z_K = 0,1 \text{ Ом}$ .

$$\sum Z = 0,022 + 0,101 + 0,1 = 0,223.$$

Загальна продуктивність становить:

$$S_{ТР} = I_{Н2}^2 \cdot \sum Z, \text{ Вірджинія}$$

$$S_{ТР} = (5)^2 \cdot 0,223 = 5,575, \text{ Вірджинія.}$$

Аналізуючи розрахункові дані, відзначимо, що сумарний опір і потужність не перевищують номінального навантаження:

$$\sum Z < 0,4 \text{ Ом та } S_{ТР} < 10 \text{ ВА.}$$

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Звідси можна зробити висновок, що обраний трансформатор струму відповідає умовам заданого рівня точності.

Перевірити термічну та динамічну стійкість обраного трансформатора струму при протіканні струму короткого замикання.

Випробування на термічну стабільність проводили за таких умов:

$$K_{T.ROZ} \leq K_{T.ДОП},$$

Де  $K_{T.ROZ}$ ,  $K_{T.ДОП}$  - розрахункове значення та допустиме значення кратності струму відповідно;  $K_{T.ДОП} = 90$ .

$$K_{T.ROZ} = \frac{I_{к.з}^3}{I_{Н.Р.}} \cdot \sqrt{t},$$

де - струм трифазного короткого замикання  $I_{к.з}^3$ , в місці де встановлений трансформатор струму, А

$I_{Н.Р.}$  - номінальний робочий струм силового трансформатора;

t-час проходження віртуального потоку

Так:

$$K_{T.ROZ} = \frac{2660}{202,1} \cdot \sqrt{0,4} = 8,31.$$

Розраховане значення поточного множника не перевищує допустимого значення:

$$8,31 < 90.$$

Випробування динамічної стабільності проводяться за таких умов:

$$K_{Д.ROZ} \leq K_{Д.ДОП},$$

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



де:  $K_{д.роз}$ ,  $K_{д.доп}$  - відповідно розрахункове значення та допустиме значення множника динамічного стабільного струму;  $K_{д.доп} = 175$ .

$$K_{д.роз} = \frac{i_y}{\sqrt{2} \cdot I_{н.р.}};$$

Де:  $i_y$  — пікове значення струму трифазного короткого замикання в місці встановлення трансформатора струму, А;

$I_{н.р.}$  - номінальний робочий струм силового трансформатора, А

Так:

$$K_{д.роз} = \frac{6400}{\sqrt{2} \cdot 202,1} = 22,4.$$

Розраховане значення поточного множника не перевищує допустимого значення:

$$22,4 < 175.$$

Отже, трансформатор струму підібраний правильно.

### 6.3. Розрахунок релейного захисту повітряної лінії 10 кВ

Для захисту ПЛ-10 кВ використовується максимальний струмовий захист (МСЗ).

У мережі напругою 10 кВ максимальний струмовий захист виконується в двофазному виконанні (трансформатори струму встановлюються в двох фазах), тому схема з'єднання трансформаторів струму передбачається неповною зіркою або двох- різниця фазних струмів може використовувати фазу.

Робочий струм МСЗ розраховується за таким виразом:

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{с.з.} = \frac{K_H \cdot K_{с.з.д.}}{K_B} \cdot I_{P.МАКС}, \text{ а}$$

де:  $K_H$  - коефіцієнт надійності (з урахуванням нестабільності характеристичних кривих або «розкиду» характерних точок для обраного РЗА мікропроцесорних пристроїв УЗА-АТ),  $K_H = 1,3$ ,

$K_{с.з.д.}$  - врахувати коефіцієнт самозапуску двигуна (для міських мереж приймати 2,5, для сільських мереж – 2,0);

$K_B$  - коефіцієнт повернення (для обраних релейний захист на базі УЗА-АТ  $K_B = 0,85$ );

$I_{P.МАКС}$  - максимальний робочий струм.

Максимальний робочий струм визначається шляхом порівняння максимального навантаження вдень і вночі.

$$I_{P.МАКС} = \frac{P_D (P_{ВЕЧ})}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \text{ а}$$

$$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ.}$$

Розрахуємо максимальний робочий струм:

$$I_{P.МАКС} = \frac{1121,25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 64,75 \text{ А}$$

З розрахункових вихідних даних розраховуємо струм спрацьовування захисту:

$$I_{с.з.} = \frac{1,3 \cdot 2}{0,85} \cdot 64,74 = 198,21 \text{ А}$$

Струм реле визначається за такою формулою:

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.}}{n_{т.т}} \cdot K_{c.x}, I$$

де:  $K_{c.x}$  - коефіцієнт схеми - **1,0** при з'єднанні трансформаторів струму зіркою,  $K_{c.x} = 3,0$  при різницевому з'єднанні фаз ( $K_{c.x}$ );

$n_{т.т}$  - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

За даними розрахунку ВЛ з трансформатором струму 300А розраховано коефіцієнт трансформації (відомий струм вторинної обмотки 5А).

$$n_{т.т} = \frac{75}{5} = 15.$$

Тому коефіцієнт перетворення цього трансформатора становить 15А.

Розрахуємо струм для реле:

$$I_{c.p.} = \frac{198,03}{15} \cdot 1,0 = 13,3 \text{ А}$$

Для захисту ПЛ 10 кВ, враховуючи дискретність налаштування струму спрацьовування реле УЗА-АТ, вибираємо наступне більше значення в установці струму.  $I_{вст} \approx 13,28 \text{ А}$  Вибравши заданий струм реле, визначаємо задане значення струму спрацьовування захисту:

$$I'_{c.з.} = \frac{13,3 \cdot 15}{1,0} = 195,25 \text{ А}$$

Захист по вищій стороні напруги 10/0,4 кВ на підстанції замовника забезпечується запобіжниками ПК-10.

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Номинальний струм запобіжника вибирається відповідно до потужності силового трансформатора ТП 10/0,4 кВ (найdaleший силовий трансформатор ТП № 38, 63 кВА становить 8 А).

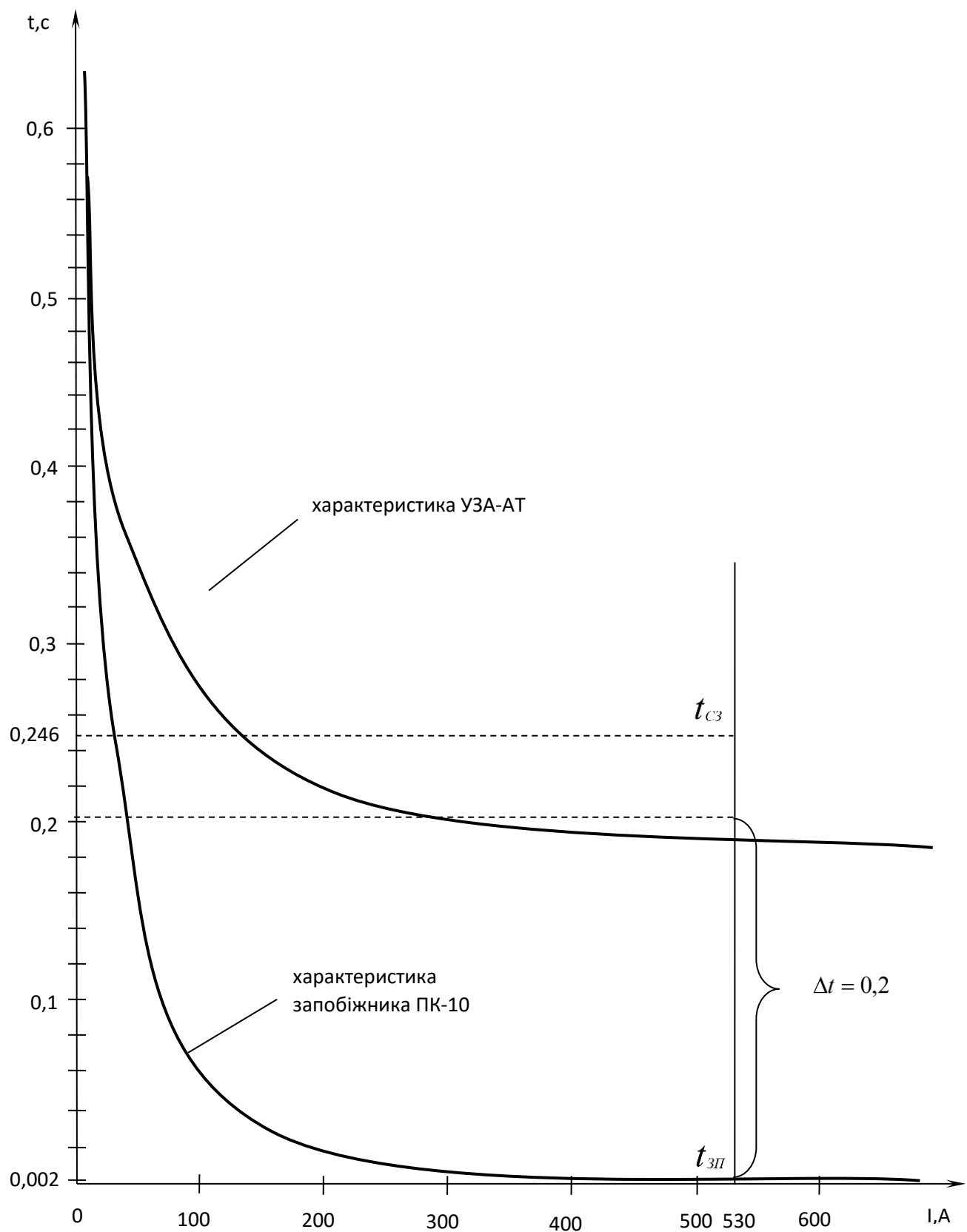
Для визначення встановленого значення часу спрацювання автоматичного вимикача 10кВ та порівняння його з часом спрацювання запобіжника 10/0,4кВ ТП № 38 складається схема регулювання захисту мережі, в якій К.З. по осі абсцис – час спрацювання захисту, по осі ординат – час спрацювання захисту.

Встановивши захисні характеристики запобіжника, визначаємо струм короткого замикання на ТП 10/0,4 кВ. Через точку, що відповідає заданому струму короткого замикання, провести пряму, паралельну осі ординат. Перетин цієї лінії з характеристикою запобіжника визначає час спрацювання запобіжника  $t_{з.л}$ .

Точка часу  $t_{с.з}$  спрацювання максимального струмового захисту лінії 10 кВ на додатковій прямій в  $\Delta t$  точці відстані  $t_{з.л}$  (для УЗА-АТ  $\Delta t = 0,2с$ ) . Створивши струмові характеристики реле УЗА-АТ, визначаємо уставку часу роботи МСЗ:  $t_{МСЗ} = 0,246 с$ .

$$I'_{с.з} = \frac{I_{уст} \cdot n_{Т.Т}}{K_{с.х}}, А$$

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.410.ПЗ

Арк.

53

Реальні технічні інструкції та інструкції з експлуатації призначені для ознайомлення користувача з принципом дії, конструкцією та технічними характеристиками мікроелектронних пристроїв УЗА-АТ, а також для надання інструкцій з монтажу та обслуговування.

Від правильної експлуатації приладів залежить надійність і термін служби. Тому перед встановленням та відкриттям необхідно уважно вивчити актуальну технічну інструкцію.

### **Призначення**

Ці пристрої призначені для використання в системах релейного захисту та аварійної автоматики для захисту двигунів, трансформаторів і ліній електропередачі від коротких замикань і перевантажень.

Прилади УЗА-АТ являють собою мікроелектронні реле, які не потребують додаткового живлення. Елементи схеми живляться від вхідного струму. Додаткове джерело живлення (постійного струму або 220 В змінного струму) потрібне лише для забезпечення функції АПВ, та дистанційного блокування відсічки.

Пристрій забезпечує:

- МСЗ з незалежним і двома пов'язаними максимальними струмовими захистами (МСЗ)
- відключення живлення (СВ), із затримкою часу (70-100) мс або (150-200) мс, регулюється через панель керування;
- неспрямований або спрямований захист від замикання на землю - ЗНЗ (крім виконання УЗА-АТ-Т). При цьому для ненаправлених джерел живлення при замовленні необхідно вказувати необхідний діапазон уставки струму відключення;
- захист від перевантажень (крім версії УЗА-АТ-Т);
- дві фази вхідного струму, струм відключення, струм відключення (кратний струму відключення) і час відключення струму відключення універсально регулюються;

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

- спрацьовування автоматичного вимикача та/або відключення живлення при максимальному вході поточний;

- можливість перекрити відключення живлення спереду або дистанційно закрити зовнішній нормально відкритий контакт. При цьому до клем живлення пристрою необхідно підключити постійну або змінну напругу 220 В  $\pm$  20%. У разі миттєвої втрати напруги 220 В (не більше 1 хвилини) і короткого замикання в цей час зовнішніх

- можливість розмикання МСЗ шляхом дистанційного замикання зовнішнього замикаючого контакту (тільки для версії УЗА-АТ-Т). Необхідною умовою для цього є наявність робочої напруги або аварійного живлення на відповідних клеммах реле;

В якості вихідних автоматичних вимикачів використовуються симистори ланцюгові ТС 132-50-10.

У виконанні УЗА-АТ-Т передбачено дистанційне керування шунтом-де-шунтом шляхом замикання зовнішнього замикаючого контакту.

Для цього необхідна наявність аварійного живлення на відповідних клеммах реле.

- функціональність одностороннього АПВ (крім версії УЗА-АТ-Т);
- індикація до скидання (з пам'яттю) перед спрацьовуванням МСВ, SV, AVR, дискретних входів (тільки при наявності постійної або змінної напруги 220В на клеммах живлення пристрою). Для функції МСЗ УЗА-АТ-Т є окремий дисплей активації з пам'яттю для кожного виходу (ВИХІД 1 МТЗ, ВИХІД 2 МТЗ, ВИХІД 3 МСЗ);
- вказує на готовність АПВ (крім версії УЗА-АТ-Т);
- індикація спрацьовування аварійної зупинки і захисту від перевантаження (без пам'яті);
- показує наявність або відсутність струму у вхідному колі приладу;
- індикатор активації можна скинути з панелі керування або дистанційно.

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На УЗА-АТ-Т скинути індикатор активації можна тільки через передню панель;

- можливість внутрішнього запуску (при активованому МЗС або СВ) або зовнішнього (крім версії УЗА-АТ-Т);

- можливість зовнішнього скидання готовності АПВ (крім версії УЗА-АТ-Т);

- можливість активації внутрішнього повторного вмикання у разі збою напруги мережі 220 В (у разі активації EMS або технічного обслуговування), якщо:

- світлодіод ГОТОВИЙ АПВ загоряється при зникненні напруги 220 В;

Після команди запуску внутрішнього повторного вмикача схема повторного вмикання «зупиняється», доки напруга живлення не відновиться.

Після цього схема повторного вмикання продовжує працювати, як описано в розділі 4.2.2. Слід зазначити, що без напруги мережі 220 В немає зовнішнього керування реклоузером.

Прилад УЗА-АТ має дискретний вхід, який забезпечує індикацію

Відключення, поширення та передача вихідних сигналів для зовнішнього захисту (наприклад, спалах дуги).

Залежно від типу експлуатаційних характеристик пристрій відноситься до продуктивності

Дискретне регулювання приладу по ГОСТ 3698 - 82 за способом налагоджувальних установок.

За діапазоном налаштування струму відключення пристрої поділяються на:

- багатосмугові (чотири смуги) по ГОСТ 3698 - 82.

За кількістю діапазонів уставки витримки часу і різноманітністю струмів відключення прилад відноситься до виконання по ГОСТ 3698 - 82 - одинарний діапазон.

Залежно від типу вагового комплексу еталонним виконанням обладнання є використання цифрових ваг по ГОСТ 3698-82.

Якщо є регульований елемент, пристрій може не працювати

Направляючі елементи по ГОСТ 3698 - 82.

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Тип кліматичного виконання - УХЛ, категорія розміщення по ГОСТ 15150 - 69.

Умови експлуатації, пов'язані з механічними факторами - група М1

Уставки струму спрацювання, А					Уставки витримки струму, с			Уставки струму відсічки, крат.			Уставки АПВ, с		
Діап., А		Кільк.	Дискр., А		Діап., с	Кільк.	Дискр., с	Діап., крат.	Кільк.	Дискр., крат.	Діап., с	Кільк.	Дискр., с
тоді як $U_n = 5A$	при цьому $U_n = 1A$		тоді як $U_n = 5A$	при цьому $U_n = 1A$									
1-2:27	0,4-0,91	128	0,01	0,004	0,3-25,8	256	0,1	2-17,75	64	0,25	0,5-8	16	0,5
2-4,54	0,8-1,82	128	0,02	0,008									
4-9,08	1,6-3,63	128	0,04	0,016									
8-18:16	3,2-7,26	128	0,08	0,032									

Значення для струму відключення МЗС, затримки МЗС, кратного струму відключення та значення налаштування для затримки повторного вмикання наведено в таблиці з точки зору їх кількості та дискретності.

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

## Висновок

У бакалаврській роботі розглянуто розрахунок системи електропостачання споживачів підстанцій 110/35/10 кВ. Перераховано існуючі навантаження ТП на сьомий розрахунковий рік. Тому для забезпечення оптимальних умов для передачі електроенергії було обрано нові перерізи проводів ліній 10 кВ.

Для зниження втрат електричної енергії були розраховані та вибрані пристрої для компенсації реактивної потужності.

Для захисту від аварійних режимів роботи ліній 10кВ та іншого обладнання був вибраний сучасний мікропроцесорний захист типу УЗА-АТ. Який призначений не допускати аварійного спрацювання ліній 10 кВ та іншого обладнання.

Впровадження цього пристрою підвищить надійність електропостачання споживачів.

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
						58
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

## Список використаних джерел

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3.202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебеда, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с
- 4.Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.
- 5.Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. - 52 с  
<http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
6. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.–116 с.
- 7.<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b69>.
- 8.СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
9. <http://www.belenergo.by/transformers/nami35.htm>
10. [http://ptd.siemens.ua/ru/products/relay\\_defence/currentProtection/7SJ600](http://ptd.siemens.ua/ru/products/relay_defence/currentProtection/7SJ600).

					<i>БР.5.141.410.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59