

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту
Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський
«__» _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА
тема «Аналіз режимів роботи електричної мережі з подальшим
розрахунком устаткування»

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконала студентка гр. ЕТ-61

Чала Я.В.

Керівник

к.т.н., доцент

Волохін В.В.

Суми – 2020

Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

Кафедра електроенергетики

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖЕНО

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський
«__» _____ 20 р.

Завдання

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Чалої Яни Володимирівни

1. Тема роботи «Аналіз режимів роботи електричної мережі з подальшим розрахунком устаткування»
затверджено наказом по університету № _____ від _____
2. Термін здачі студентом завершеної роботи 2.06. 2020 р.
3. Вихідні дані до роботи схема електричних з'єднань мережі, потужність і категорія споживачів мережі, добові графіки навантажень
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки
 - розрахунок електричної мережі;
 - розрахунок електричної частини підстанції;
 - розрахунок перехідних процесів;
 - розрахунок релейного захисту;
 - охорона праці.
5. Перелік графічного матеріалу
 - схема з'єднання споживачів;
 - електрична схема підстанції.

Календарний план

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи
1	Розробка конфігурації електричної мережі	25.04.- 30.04.2020
2	Розрахунок електричних мереж	01.05.- 07.05.2020
3	Розрахунок підстанції	08.05.- 18.05.2020
4	Розрахунок релейного захисту підстанції	19.05.- 24.05.2020
5	Охорона праці	25.05.- 30.05.2020
6	Оформлення кваліфікаційної бакалаврської роботи	31.05.2020

Студентка групи ЕТ – 61 _____ Чала Я.В.

Керівник роботи _____ Волохін В.В.

Реферат

Обсяг роботи: сторінок - 70, рисунків -12, таблиць -49 джерел -11.

Бібліографічний опис: Чала Я.В. Аналіз режимів роботи електричної мережі з подальшим розрахунком устаткування [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спец.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Я.В. Чала; наук. керівник В.В. Волохін. – Суми: СумДУ, 2020. – 70 с.

Ключові слова: електрична мережа, підстанція, силовий трансформатор, схема електричних з'єднань, перехідні процеси, релейний захист;

электрическая сеть, подстанция, силовой трансформатор, схема электрических соединений, переходные процессы, релейная защита;

electrical network, substation, power transformer, electrical circuit of electrical connections, transients, relay protection.

Короткий огляд – В роботі виконано аналіз режимів роботи електричної мережі. Обрано лінії електропередач, захисні апарати та пристрої, вимірювальні та силові трансформатори. Розраховано струми короткого замикання та обрано релейний захист. Також в кваліфікаційній роботі висвітлено питання норм електричного поля при роботі під напругою.

Скорочення

ВН - висока сторона напруги;

ВРП - відкритий розподільчий пристрій

ЕРС – електрорушійна сила

КЗ - коротке замикання;

ЛЕП - лінія електропередач;

МТЗ - «максимальная токовая защита» (максимальний струмовий захист).

НН - низька сторона напруги;

ПЛ - повітряна лінія

ПУЕ- правила установок електропостачання;

РП - розподільчий пристрій;

РПН - розподільчий пристрій регулювання напруги;

СН- середня сторона напруги;

ТП - трансформаторна підстанція;

Зміст

Вступ.....	7
1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	8
1.1. Розробка конфігурацій електричних мереж.....	8
1.2. Розрахунок електричної мережі схеми А.....	10
1.3. Розрахунок електричної мережі схеми Б.....	21
1.4. Вибір оптимальної схеми ЛЕП. Розрахунки втрат.....	29
1.5. Розрахунок режиму мінімальних навантажень.....	32
2. РОЗРАХУНОК ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ.....	35
2.1. Вибір потужності силових трансформаторів.....	35
2.2. Розрахунок струмів короткого замикання.....	38
2.3. Вибір вимикачів і струмопровідних частин.....	40
2.4. Вибір ошиновки розподільних пристроїв.....	43
2.5. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	47
2.6. Вибір трансформаторів власних потреб.....	53
3. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ.....	56
3.1. Ввідні дані підстанції. Опори та струми КЗ трансформатора.....	56
3.2. Розрахунок номінальних струмів трансформатора.....	57
3.3. Розрахунок кількості витків обмоток реле ДЗТ-11.....	58
4. ОХОРОНА ПРАЦІ. НОРМИ ЕЛЕКТРИЧНОГО ПОЛЯ ПРИ РОБОТІ ПІД НАПРУГОЮ.....	60
4.1. Поняття електричного поля.....	60
4.2. Види дії електричного поля на людину.....	60
4.3. Роботи у ВРУ та на ПЛ у зоні впливу електричного поля.....	63
Висновки.....	68
Список використаних джерел.....	70

					БР 3.6.141.423 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	<i>«Аналіз режимів роботи електричної мережі з подальшим розрахунком устаткування»</i>			Літ.	Арк.	Акрушів	
Розроб.	Чала Я.В.									6	74
Перевір.	Волохін В.В.										
Реценз.											
Н. Контр.											
Затверд.	Лебединьски ІЛ				СумДУ, ЕТ-61						

Вступ

Даним проектом передбачений аналіз режимів роботи електричної мережі, яка безпосередньо забезпечує електроенергією споживачів розташованих по відповідним координатам, розрахунок електричних частини підстанцій та розрахунок релейного захисту для підстанцій.

Для аналізу електричної мережі необхідно виконати наступні завдання:

- потрібно розрахувати довжини ліній електропередач;
- обчислити струми та напруги на ділянках без урахування втрат та зробити вибір проводів для ліній які з'єднують трансформаторні підстанції;
- зробити вибір силових трансформаторів;
- обчислити перетоки потужностей, втрати потужності, втрати напруги та електроенергії;
- зробити перевірку надійності мережі, у випадку аварійної ситуації, мережа повинна забезпечувати постійне постачання електроенергією споживачів відповідних категорій, що підтверджується розрахунками.

Для електричних підстанцій необхідно:

- розрахувати їх електричну частину та вибрати силові трансформатори;
- розрахувати струми коротких замикань та на основі них вибрати високовольтні апарати розподільчого пристрою, струмоведучі частини;
- вибрати шини розподільчого пристрою, електровимірювальні трансформатори струму і напруги, трансформатори власних потреб.

Для підстанцій розрахувати релейний захист. Розрахувати номінальні струми трансформатора. Обчислити кількість витків обмоток реле.

Для забезпечення безпечної роботи персоналу на електричній підстанції необхідно розглянути норми електричного поля при роботі під напругою.

						Арк
						7
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1. Розробка конфігурацій електричних мережі

При побудові конфігурацій схеми потрібно врахувати:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагають 100 % резерву з потужності і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;
- замкнутою мережею доцільно зв'язувати споживачів приблизно однакової потужності;
- по можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;
- не слід допускати мало завантажених ліній в замкнутих мережах;
- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1. – Параметри споживачів.

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	35	18	28	-13	20	-11
Y, мм	45	16	31	42	16	19
P _{max} , МВт*	44	60	48	72	0,736	0,623
cos f	0,9	0,78	0,88	0,9	0,92	0,9
T _{нб} , годин	5490	5220	4870	5720	4230	4290
Категорія	II	II	II	I	I	I

Додаткова початкова інформація про споживачів та їх розміщення

Таблиця 1.2. – Характеристика споживачів.

Характеристика споживачів	
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	1
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,1
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	3
Частка всіх навантажень в номінальному режимі P _{min} по відношенню до максимального P _{max}	0,52

За завданням дипломної роботи будує 2 схеми електричної мережі:

- споживач I категорії
- споживач II категорії
- △- споживач III категорії

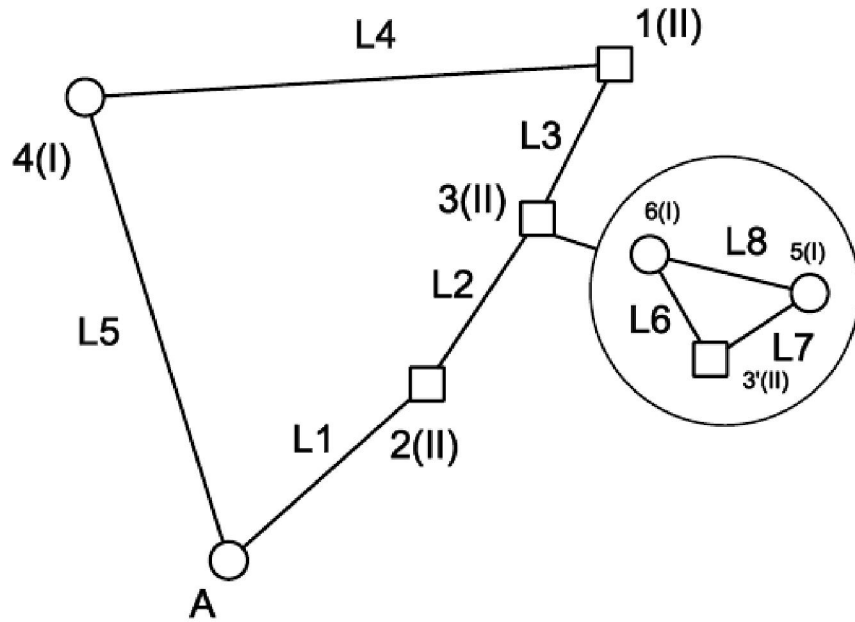


Рисунок 1. Схема А

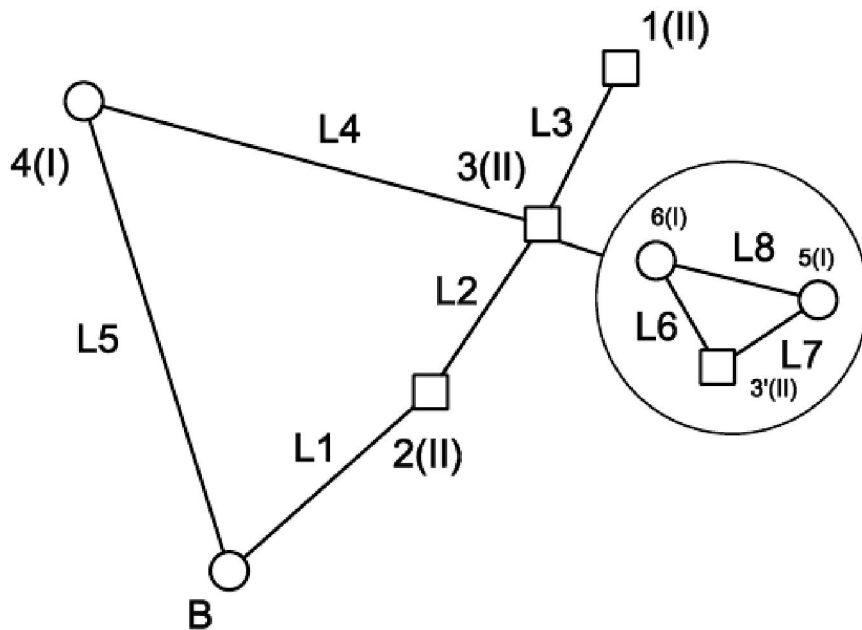


Рисунок 2. Схема Б

Розраховуємо повну потужність споживачів за формулою:

$$S = P + jPtg(\arccos f)$$

Розшифрування розрахункової формули:

$$S = 44 + j44tg(\arccos 0,9) = 44 + 21,31j \text{ (MVA)}$$

Маємо наступні характеристики споживачів табл. 1.3.

Таблиця 1.3. – Розраховані параметри споживачів.

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	35	18	28	-13	20	-11
Y, мм	45	16	31	42	16	19
S, МВТ	44+21,31j	60+48,1j	48+25,91j	72+34,9j	0,73+0,311j	0,623+0,302j
cos f	0,9	0,78	0,88	0,9	0,92	0,9
Tм, годин	5490	5220	4870	5720	4230	4290
Категорія	II	II	II	II	I	II

1.2. Розрахунок електричної мережі схеми А

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

$$L = l \cdot k_L$$

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

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

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

$$L' = L \cdot k_{\text{цеп}}$$

						Арк
						10
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

$k_{цеп} \approx 1,45$, для ВЛ 110 кВ на двокільних залізобетонних опорах [1].

Двокільні лінії менш надійні, тому краще проектувати одноколової лінії.

Довжини ліній із урахуванням провисання проводів показані у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Дійсні довжини ліній.

№	Лінія	Довжина, км	Коефіцієнт провисання
1	A-2	24,1	1,25
2	2-3	18,1	1,25
3	3-1	15,7	1,25
4	1-4	48,1	1,25
5	4-A	43,9	1,25
6	3-5	25,6	1,25
7	3-6	21,9	1,25
8	5-6	9,49	1,25

Розраховуємо струми та напруги, для яких необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рисунку 1, з урахуванням умовних позначень розрахунок потужностей визначаємо за такими формулами:

Для мережі високої напруги

$$S_{L1} = \frac{S_2(L_2 + L_3 + L_4 + L_5) + (S_3 + S_5 + S_6)(L_3 + L_4 + L_5) + S_1(L_4 + L_5) + S_4L_5}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5}$$

$$S_{L5} = \frac{S_4(L_4 + L_3 + L_2 + L_1) + S_1(L_3 + L_2 + L_1) + (S_3 + S_5 + S_6)(L_2 + L_1) + S_3L_1}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5}$$

$$S_{L2} = S_{L1} - S_2$$

$$S_{L4} = S_{L5} - S_4$$

$$S_{L3} = S_{L4} - S_1 - S_5 - S_6$$

де S_3, S_2, S_1, S_4 – відповідні потужності споживачів, МВА;

L_1, L_2, L_3, L_4, L_5 – відповідні лінії, які з'єднують споживачів S_3, S_2, S_1, S_4 , км.

Для мережі низької напруги

Якщо мережа низької напруги замкнута

$$S_{L6} = \frac{S_5(L_7 + L_8) + S_6L_7}{L_6 + L_7 + L_8}$$

$$S_{L7} = \frac{S_6(L_6 + L_8) + S_5L_6}{L_6 + L_7 + L_8}$$

$$S_{L8} = S_{L6} - S_5$$

де S_5, S_6 – відповідні потужності споживачів, МВА;

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[2]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}$$

Також визначаємо струм в лініях за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

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

$$F_e = \frac{I_M}{j_e}$$

де: I_M – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі;

j_e – економічна густина струму

					Арк
					12
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата	

Таблиця.1.6. – Час роботи.

Проводи	Т _{нб} , год/рік		
	1000—3000	3001—5000	> 5000
Алюмінієві неізольовані проводи	1,3	1,1	1,0

Результати розрахунку зведені до таблиці 1.7.

Таблиця 1.7. – Результати розрахунку пункту 1.2.

Ділянка	S, МВА	U, кВ	U _н , кВ	I, А	Fe, А/мм ²	Марка проводу	Допустимий Струм проводу, А
A-2	134+82,8j	168,393	220	413,369	375,79	АС-400/51	825
2-3	74+34,7j	133,665	220	214,444	194,949	АС-240/32	605
3-1	28,7+12,7j	94,147	220	82,273	74,794	АС-240/32	605
1-4	19,4+13,2j	85,279	220	61,437	55,852	АС-240/32	605
4-A	124+131j	165,601	220	270,872	246,247	АС-300/39	710
3-5	0,642+0,288j	15,713	10	36,921	33,565	АС-50/8	210
3-6	0,847+0,391j	17,865	10	48,973	44,521	АС-50/8	210
5-6	0,224+0,089j	9,294	10	12,665	11,514	АС-35/6,2	175

Визначимо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора S_T повинна бути не менше потужності споживачів S_M , що постачається від нього $S_T \geq S_M$. А коефіцієнт навантаження трансформатора повинен бути порядку 0,9 ($k_3 = S_M / S_{н.т.}$). Потужність трансформаторів на двохтрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його

						Арк
						13
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

перевантажувальної здатності за умовою $S_T \geq S_M / 1,4$. У результаті коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі становить 0,65 – 0,75 ($k_3 = S_M / 2S_{HT}$). Для споживачів I та II категорії необхідно встановити по 2 трансформатори на підстанцію.

Результати вибору трансформаторів заносимо до табл.1.8.

Таблиця 1.8. – Результати вибору трансформаторів

Номер Підстанції	S_M Підстанції, МВА	Категорія споживача	Кількість Трансформаторів	S_T Розрахункова МВА	Марка трансформатора	Коефіцієнт навантаження k_n
1	44	II	2	35	ТРДН-40000/220	0,61
2	60	II	2	55	ТРДЦН-63000/220	0,61
3	49,3	II	2	40	ТРДЦН-40000/220	0,7
4	72	I	2	57	ТРДЦН-63000/220	0,635
5	0,736	I	2	0,57	ТМ-630/10	0,63
6	0,623	I	2	0,63	ТМ-630/10	0,55

Параметри обраних трансформаторів [3] показано у таблицях 1.9 та 1.10.

Таблиця 1.9. – Параметри вибраних трансформаторів.

Тип	$S_{НОМ}$, МВА	Межі Регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			$U_{НОМ}$ обмоток, кВ		U_K , %	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	I_X , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_X , кВАр
			ВН	НН							
ТРДН-40000/220	40	$\pm 8 * 1,5$	230	11/11 ; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	2,27	100,8	360
ТРДЦН-63000/220	63	$\pm 8 * 1,5$	230	11/11 ; 6,6/6,6	12	300	82	0,8	4	100,8	504

						Арк
						14
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

Таблиця 1.10. – Параметри вибраних трансформаторів.

Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
		ВН	НН							
ТМ-630/10	630	10	0,69	5,5	8,5	1,68	2,5	2,14	8,73	15,8

Тепер виконаємо розрахунок перетоків та втрат потужності на основі схеми заміщення (рис. 3)

Розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності [2].

Активний опір лінії, Ом:

$$R_{л} = r_0 \cdot l$$

де l - довжина лінії (км), r_0 - питомий опір (Ом/км).

Реактивний опір лінії, Ом:

$$X_{л} = x_0 \cdot l$$

де l - довжина лінії (км), x_0 - питомий реактивний опір (Ом/км).

Реактивна провідність лінії, См:

$$B_l = b_0 \cdot l$$

де l - довжина лінії (км), b_0 - питома ємнісна провідність (См/км).

Зарядна потужність лінії:

$$Q_{л} = B_{л} \cdot U^2, (МВАр)$$

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують.

Результати розрахунків фіксуємо в 1.11.

Таблиця 1.11. – Параметри ліній.

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$ См/км	$Q_{л}/2$, МВАр	$Z_{л}$, Ом
А-2	24,1	АС-400/51	0,075	0,420	2,7	3,93	2,26+12,6j
2-3	18,1	АС-240/32	0,121	0,435	2,6	2,84	2,73+9,81j

Продовження табл. 1.11.

3-1	15,7	АС-240/32	0,121	0,435	2,6	2,46	2,37+8,51j
1-4	48,1	АС-240/32	0,121	0,435	2,6	7,57	7,27+26,2j
4-А	43,9	АС-300/39	0,098	0,429	2,64	7,02	5,37+23,6j
3-5	25,6	АС-50/8	0,603	0,378	-	-	1,93+1,21j
3-6	21,9	АС-50/8	0,603	0,378	-	-	1,66+1,04j
5-6	9,49	АС-35/6,2	0,790	0,386	-	-	0,937+0,458j

Розрахунок втрат потужності [2] в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах, при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot Z$$

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 [4].

Розрахунок напруги проводимо за формулою:

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

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;

						Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		16

U_i - напруга у попередньому вузлі, кВ.

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

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\%$$

Розрахуємо замкнуту колону мережу, зображену на рис.1. Розрахунок починаємо з знаходження точки поточкорозподілу.

Результати розрахунку поточкорозподілу та втрат потужності представимо в табл.1.12.

Таблиця 1.12. – Результати розрахунку потужностей.

Ділянка	Скінцева, МВА*	ΔS , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
А-2	136+90,3j	1,25+6,99j	138+95,4j	439	825
2-3	75,7+37,5j	0,402+1,44j	76,1+37,5j	223	605
3-1	25,9+7,92j	0,0036+0,0129j	26+6,82j	70,5	605
1-4	25,9+5,37j	0,106+0,379j	26,1+1,97j	68,6	605
4-А	98,5+40,4j	1.26+5,52j	99,7+42,4j	284	710
3-5	0,654+0,345j	0,0011+0,0006j	0,665+0,351j	43,4	210
3-6	0,717+0,371j	0,0011+0,00069j	0,728+0,396j	47,8	210
5-6	0,0085+0,0031j	0,00007+0,00004j	0,0085+0,0031j	5,24	175
1-1'	44+21,31j	0,127+2,28j	44,2+24,3j		
2-2'	60+48,1j	0,218+5,63j	60,4+54,8j		
3-3'	49,4+26,7j	0,167+4,73j	49,7+32,1j		
4-4'	72+34,9j	0,236+6,09j	72,4+41.9j		
5-5'	0,730+0,311j	0,0067+0,0267j	0,739+0,376j		
6-6'	0,623+0,302j	0,0051+0,0204j	0,631+0,359j		
А	237+138j				

Виконаємо розрахунок втрат напруги. Відповідно до [4], на шинах підстанцій напругою 6 –20 кВ, до яких приєднані розподільні мережі, напруга в період максимальних навантажень повинна бути не нижче 105 % від номінальної напруги мережі.

Напруга розраховується, використовуючи дані формули:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U}$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R - активний опір, Ом;

$$\delta U = \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U}$$

X - реактивний опір, Ом.

Модуль напруги:

$$U' = \sqrt{(U - \Delta U)^2 + \delta U^2}$$

Таблиця 1.13. – Результати розрахунку напруг.

Вузол	Uном, кВ	U, кВ	ступінь РПН
A	230	230	
1	220	220	
2	220	224	
3	220	221	
4	220	224	
5	10	9,66	
6	10	9,67	
1'	10	10,01	-5
2'	10	10,05	-6
3'	10	9,83	-7
4'	10	10,02	-6
5'	0,38	0,386	
6'	0,38	0,386	

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

Час найбільших втрат визначаємо за формулою:

$$\tau_0 = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760$$

Де $T_{нб}$ - час найбільших навантажень в годинах.

Втрати в лініях:
$$\Delta W_L = \left(\frac{S_{нб}}{U_n}\right)^2 R_L \tau$$

Втрати в трансформаторах:
$$\Delta W_m = 3I_{ск}^2 R_m T + R_x T$$

Таблиця 1.14. – Результати розрахунку втрат електроенергії .

Ділянка підстанція	$T_{нб}$, (год.)	τ , (год.)	ΔW , МВт·год
А-2	5309	3757	4754,413
2-3	5380	3839	1573,288
3-1	5490	3968	146,029
1-4	5490	3968	419,227
4-А	5659	4169	5257,293
3-5	4230	2621	28,62
3-6	4283	2672	30,39
5-6	4230	2621	0,202
T1	5490	3968	1607
T2	5220	3656	3394
T3	4870	3270	1905
T4	5720	4243	3831
T5	4230	2621	64
T6	4290	2679	56
Сумарні втрати			23067,174

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_{A2}^H \cdot T_{нбA2} + P_{A4}^H \cdot T_{нбA4} = 2,08 \cdot 10^{12} \text{ (МВт} \cdot \text{год.)}$$

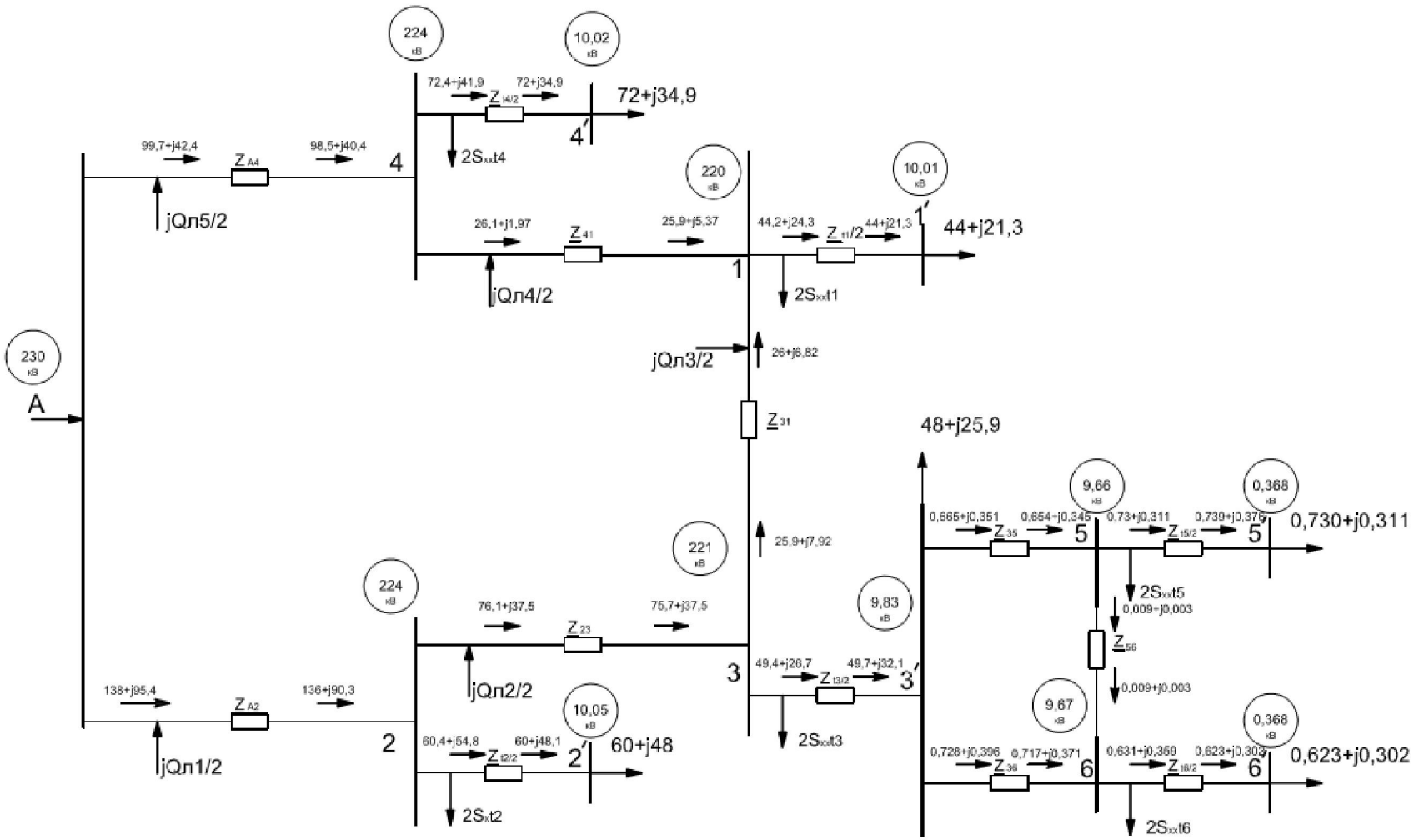
Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1,109 \%$$

На рисунку 9. показано схему заміщення мережі А.

Зм.	Арк	№ Документу	Титулус	Дата

Рисунок 3. Схема заміщення мережі А



1.3. Розрахунок електричної мережі схеми Б

Розрахуємо за теоремою Піфагора довжини ліній відповідних ділянок електричної мережі, що з'єднують джерело живлення з відповідними споживачами і споживачів між собою (дані заносимо до таблиці 1.15.):

Таблиця 1.15. – Довжини ліній на схемі.

№	Лінія	Довжина, км	Коефіцієнт провисання
1	Б-2	24,1	1,25
2	2-3	18,1	1,25
3	3-1	15,7	1,25
4	3-4	42,4	1,25
5	4-Б	43,9	1,25
6	3-5	25,6	1,25
7	3-6	21,9	1,25
8	5-6	9,49	1,25

Розрахунок струмів та напруг на ділянках проводимо по аналогії зі схемою А, з урахуванням особливостей конфігурації мережі.

У даному проекті для побудови ліній електропередач (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізолювані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведена у табл. 1.17.

Таблиця 1.17. – Економічна густина струму, А/мм²

Проводи	Т _{нб} , год/рік		
	1000—3000	3001—5000	> 5000
Алюмінієві неізолювані проводи	1,3	1,1	1,0

Результати розрахунку зведені до таблиці 1.18.

Таблиця 1.18. – Результати розрахунку струмів та напруг на ділянках без урахування втрат.

Ділянка	S, МВА	U, кВ	U _н , кВ	I, А	Fe, А/мм ²	Марка проводу	Допустимий струм проводу, А
Б-2	136+86,2j	169,102	220	418,748	380,68	АС-400/51	825
2-3	76,2+12,8j	134,82	220	220,022	200,02	АС-240/32	605
3-1	44+21,3j	110,181	220	128,3	113,636	АС-120/19	390
3-4	17,2+12,8j	80,381	220	56,207	51,097	АС-240/32	605
4-Б	89,2+47,6j	164,122	110	265,375	241,25	АС-300/39	710
3-5	0,642+0,287j	15,713	10	36,921	33,565	АС-50/8	210
3-6	0,847+0,391j	17,865	10	48,973	44,521	АС-50/8	210
5-6	0,224+0,089j	9,294	10	12,665	11,541	АС-35/6,5	175

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. Результати вибору трансформаторів показано в табл.1.19.

Таблиця 1.19. – Результати вибору трансформаторів.

Номер підстанції	S _м Підстанції МВА	Категорія споживача	Кількість Трансформаторів	S _т Розрахункова МВА	Марка трансформатора	Коефіцієнт навантаження, кн
1	44	II	2	40	ТРДН-40000/100	0,6
2	60	II	2	63	ТРДЦН-63000/220	0,61
3	49,3	II	2	40	ТРДЦН-40000/220	0,7
4	72	I	2	63	ТРДЦН-63000/220	0,63

Продовження табл. 1.19.

5	0,736	I	2	0,63	TM-630/10	0,63
6	0,623	II	2	0,63	TM-630/10	0,549

Розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності [2].

Активний опір лінії, Ом:

$$R_{л} = r_0 \cdot l$$

де l - довжина лінії (км), r_0 - питомий опір (Ом/км).

Реактивний опір лінії, Ом:

$$X_{л} = x_0 \cdot l$$

де l - довжина лінії (км), x_0 - питомий реактивний опір (Ом/км).

Реактивна провідність лінії, См:

$$B_{л} = b_0 \cdot l$$

де l - довжина лінії (км), b_0 - питома ємнісна провідність (См/км).

Зарядна потужність лінії:

$$Q_{л} = B_{л} \cdot U^2, (MVAp)$$

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків фіксуємо в таблиці 1.20.

Таблиця 1.20. – Параметри ліній.

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$ См/км	$Q_{л/2}$, MVAp	$Z_{л}$, Ом
Б-2	24	АС- 400/51	0,075	0,42 j	2,7	3,93	2,26+12,6j
2-3	18	АС- 240/32	0,121	0,435 j	2,6	2,83	2,73+9,8j
3-1	15,7	АС- 120/19	0,249	0,427 j	2,66	6,16	2,44+4,18j
3-4	42,5	АС- 240/32	0,121	0,435 j	2,6	7,57	6,42+23,1j

Арк

23

Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата

Продовження табл. 1.20.

4-Б	43,9	АС-300/39	0,098	0,429 j	2,64	7,02	5,39+23,6j
3-5	25,6	АС-50/8	0,603	0,378 j	-	-	1,93+1,21j
3-6	21,9	АС-50/8	0,603	0,378 j	-	-	1,66+1,04j
5-6	9,49	АС-35/6,5	0,79	0,386 j	-	-	0,94+0,46j

Розрахунок втрат потужності [2] в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах, при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot Z$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z - опір ділянки, Ом.

Результати розрахунку представимо в табл. 1.21.

Таблиця 1.21. – Результати розрахунку потужностей.

Ділянка	Скінцева, МВА*	ΔS , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
Б-2	139+97,8j	1,35+7,56j	141+103j	458,01 3	825
2-3	78,4+44,7j	0,459+1,65j	78,9+44,9j	238,29 7	605
3-1	44,2+24,3j	0,513+0,879j	44,7+24,6j	267,80 9	390
3-4	15,9+13,6j	0,058+0,209j	16,1+10,5j	50,213	605

Продовження табл. 1.21.

4-Б	88,4+48,9j	1,14+4,98j	89,6+50,4j	269,66 7	710
3-5	0,654+0,345j	0,0011+0,0006j	0,665+0,351j	43,421	210
3-6	0,714+0,371j	0,0011+0,00069j	0,728+0,396j	47,865	210
5-6	0,0085+0,0031j	0,0001+0,00004j	0,0085+0,0031j	5.241	175
1-1'	44+21,31j	1,27+31,4j	44,2+24,9j		
2-2'	60+48,1j	0,218+5,63j	60,4+54,8j		
3-3'	49,4+26,7j	0,095+3,9j	49,5+30,6j		
4-4'	72+34,9j	0,236+6,09j	72,4+41,9j		
5-5'	0,73+0,311j	0,0067+0,0268j	0,739+0,376j		
6-6'	0,623+0,302j	0,0051+0,0204j	0,631+0,359j		
Б	230+154j				

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 [4]. Напругу розраховуємо за формулою:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U}$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R - активний опір, Ом;

X - реактивний опір, Ом.

$$\delta U = \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U}$$

Модуль напруги: $U' = \sqrt{(U - \Delta U)^2 + \delta U^2}$

Таблиця 1.22. – Результати розрахунку напруг.

Вузол	U _{ном} ,кВ	U, кВ	Ступінь РПН
Б	230	230	
1	110	114	
2	220	223	
3	220	221	
4	220	223	
5	10	9,5	
6	10	9,8	
1'	10	10,01	-4
2'	10	10,03	-6
3'	10	9,93	-6
4'	10	10,04	-6
5'	0,38	0,385	
6'	0,38	0,385	

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:

$$\tau_0 = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760$$

де, $T_{нб}$ - час найбільших навантажень в годинах.

Втрати в лініях:
$$\Delta W_l = \left(\frac{S_{нб}}{U_n}\right)^2 R_l \tau$$

Втрати в трансформаторах:
$$\Delta W_m = 3I_{СК}^2 R_m T + R_x T$$

Таблиця 1.23. – Результати розрахунку втрат електроенергії.

Ділянка / підстанція	$T_{нб}$, (год.)	τ , (год.)	ΔW , МВт·год
Б-2	5130	3555	4801,363
2-3	5061	3478	1597,402
3-1	5490	3967	2033,421
3-4	5061	3478	202,772
4-Б	5601	4099	4657,915
3-5	4230	2621	28,62
3-6	4283	2671	30,39
5-6	4230	2621	0,202
Т1	5490	3968	1498
Т2	5220	3656	3394
Т3	5061	3478	1079
Т4	5720	4243	3831
Т5	4230	2621	64,52
Т6	4290	2678	56,25
Сумарні втрати			23274,855

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_{A2}^H \cdot T_{нбA2} + P_{A1}^H \cdot T_{нбA1} + P_{A4}^H \cdot T_{нбA4} = 2,016 \cdot 10^{12} \text{ (МВт} \cdot \text{год.)}$$

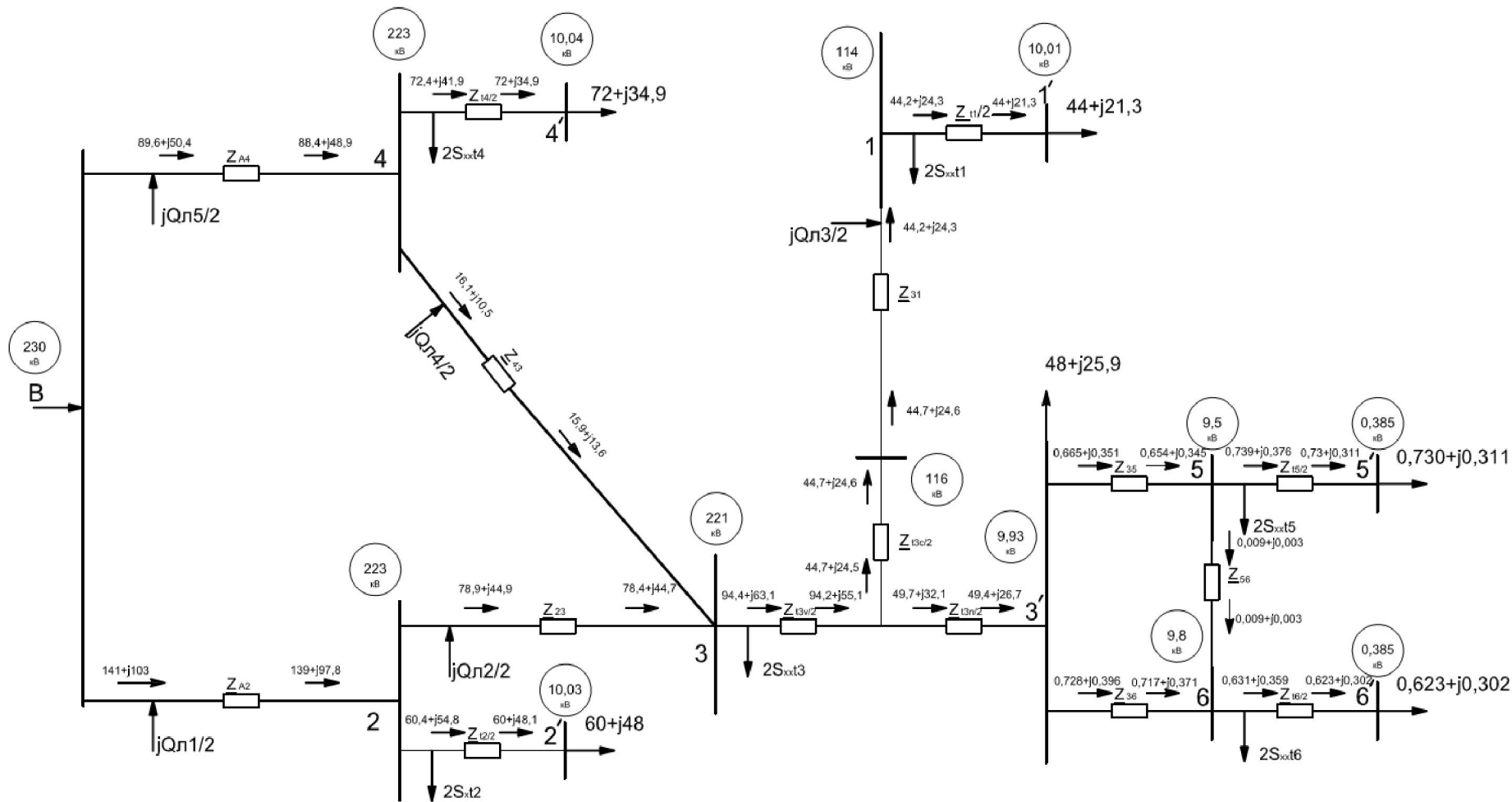
Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1,15\%$$

На рисунку 4 показано схему заміщення мережі Б.

Зм.	Арк	№ Документу	Титулус	Дата

Рисунок 4. Схема заміщення мережі Б



Як висновок з попередніх розрахунків та техніко – економічними показниками двох варіантів мережі, для подальшого проектування обираємо варіант схеми А. Усі подальші розрахунки будемо проводити тільки за цією схемою.

1.4. Розрахунок аварійного режиму роботи мережі

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 після аварійному режимі напруга на джерелі живлення приймається рівною режиму максимальних навантажень.

У аварійному режимі у відповідності з правилами [4] дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$.

Результати розрахунку потужностей під час аварійного режиму показано у таблиці 1.26.

Таблиця 1.26. – Результати розрахунку потужностей під час аварійного режиму.

Ділянка	Скінцева, МВА*	ΔS , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
А-2	-	-	-	-	825
2-3	60,4+53,4j	0,366+1,32j	69,8+53,3j	212	605
3-1	110,1+84,1j	0,942+3,39j	111+86,3j	369	390
1-4	156+107j	5,35+19,2j	161+122j	470	605
4-А	233+161j	8,93+39,1j	242+196j	705	710
3-5	0,654+0,345j	0,0011+0,0006j	0,665+0,351j	43,4	210

Продовження табл. 1.26.

3-6	0,717+0,371j	0,0011+0,00069j	0,728+0,396j	47,8	210
5-6	0,0085+0,0031j	0,00007+0,00004j	0,0085+0,0031j	5,24	175
1-1'	44+21,3j	0,127+2,28j	44,2+24,3j		
2-2'	60+48,1j	0,218+5,63j	60,4+54,8j		
3-3'	49,4+26,7j	0,167+4,73j	49,7+32,1j		
4-4'	72+34,9j	0,236+6,09j	72,4+41,9j		
5-5'	0,73+0,311j	0,0067+0,0267j	0,739+0,376j		
6-6'	0,623+0,302j	0,0051+0,0204j	0,631+0,359j		
A	242+196j				

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час аварійного режиму показано у таблиці 1.27.

Таблиця 1.27. – Результати розрахунків напруг у вузлах під час аварійного режиму

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
A	230	230	
1	220	187	
2	220	176	
3	220	179	
4	220	206	
5	10	9,01	
6	10	9,03	
1'	10	9,47	6
2'	10	9,01	8
3'	10	9,20	7
4'	10	9,25	-6
5'	0,38	0,361	
6'	0,38	0,362	

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.

					Арк
					30
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата	

1.5. Режим мінімальних навантажень

Розрахунок виконуємо аналогічно як і для нормального режиму роботи, використовуючи ті ж основні формули, але потужності беремо менші.

Результати розрахунку потужностей під час мінімального режиму показано у таблиці 1.28.

Таблиця 1.28 – Результати розрахунків потужностей під час мінімального режиму

Ділянка	Скінцева, МВА	ΔS , МВА	Спочаткова, МВА
A-2	70,9+43,1j	0,321+1,798j	71,2+42,9j
2-3	39,3+18,6j	0,107+0,383j	39,4+17,5j
3-1	13,5+4,38j	0,0098+0,0035j	13,5+4,11j
1-4	13,5+0,906j	0,0275+0,0989j	13,5-2,78j
4-A	51,2+14,5j	0,315+1,379j	51,5+12,4j
3-5	0,340+0,191j	0,0029+0,0018j	0,343+0,193j
3-6	0,372+0,216j	0,0031+0,0019j	0,376+0,218j
5-6	0,0442+0,0161j	0,0002+0,0001j	0,0442+0,0162j
1-1'	22,9+11,1j	0,0342+0,615j	23,1+12,4j
2-2'	31,2+25,1j	0,0059+1,52j	31,4+27,6j
3-3'	25,7+13,9j	0,0451+1,28j	25,8+15,9j
4-4'	37,4+18,1j	0,0648+1,65j	37,7+20,8j
5-5'	0,379+0,165j	0,0018+0,0072j	0,384+0,207j
6-6'	0,324+0,157j	0,0014+0,0055j	0,328+0,201j
A	123+55,3j		

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час мінімального режиму показано у таблиці 1.29.

Таблиця 1.29 – Результати розрахунку напруг у вузлах при мінімальному режимі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
A	230	230	
1	220	225	
2	220	227	
3	220	226	
4	220	227	
5	10	9,95	
6	10	9,96	
1'	10	10,20	-5
2'	10	10,20	-6
3'	10	10,04	-7
4'	10	10,24	-6
5'	0,38	0,395	
6'	0,38	0,394	

Схема заміщення для мінімального режиму роботи мережі приведена на рисунку 6.

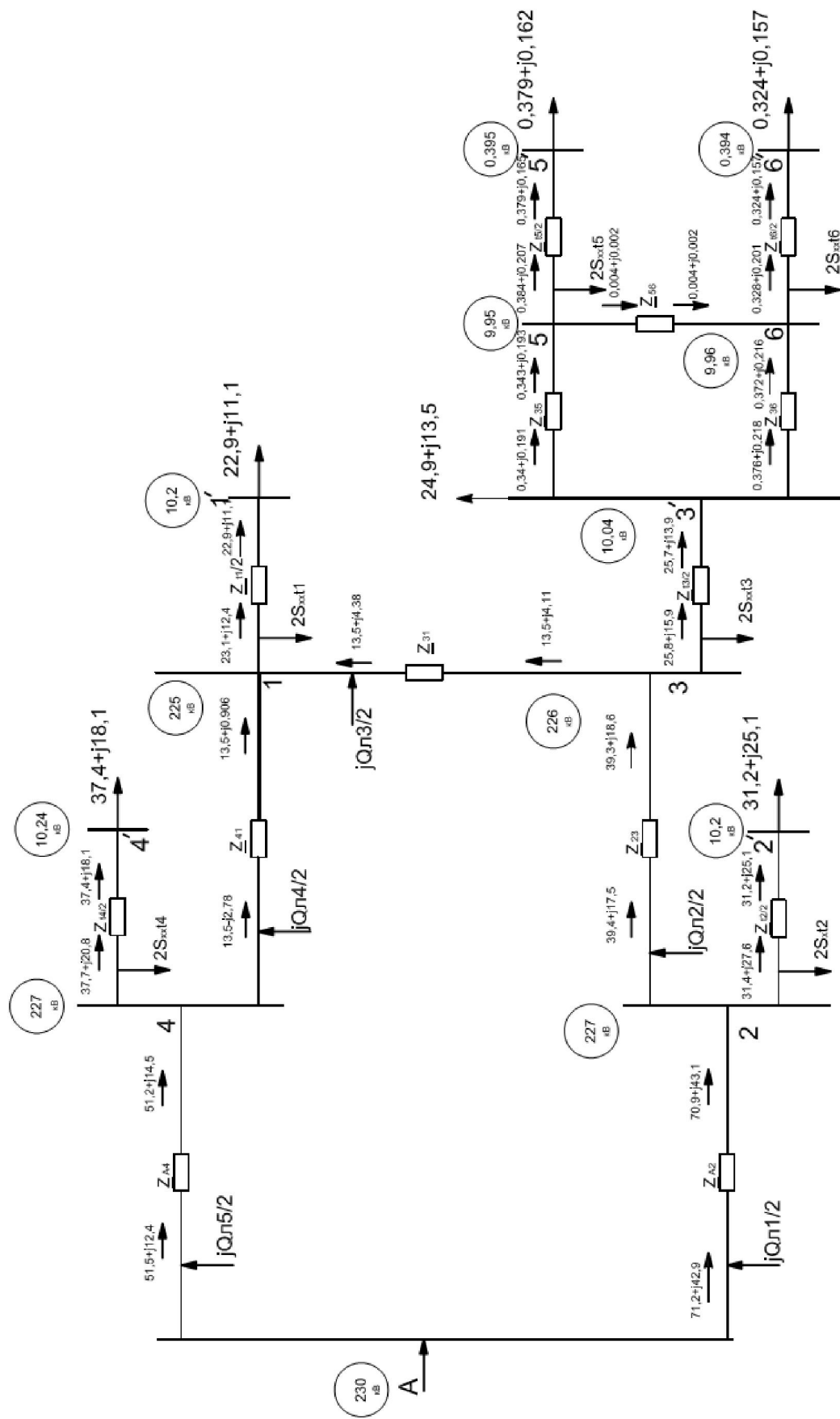


Рисунок 6. Схема заміщення мережі при аварійному режимі роботи схеми

А

					Арк
					34
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата	

Таблиця 2.3. – Навантаження в кожній годині

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Нав-ня МВА	32	48	40	68	80	80	60	80	80	104	108	84

Для перевірки трансформатора на навантаження необхідно побудувати добовий графік навантаження (рис. 7)

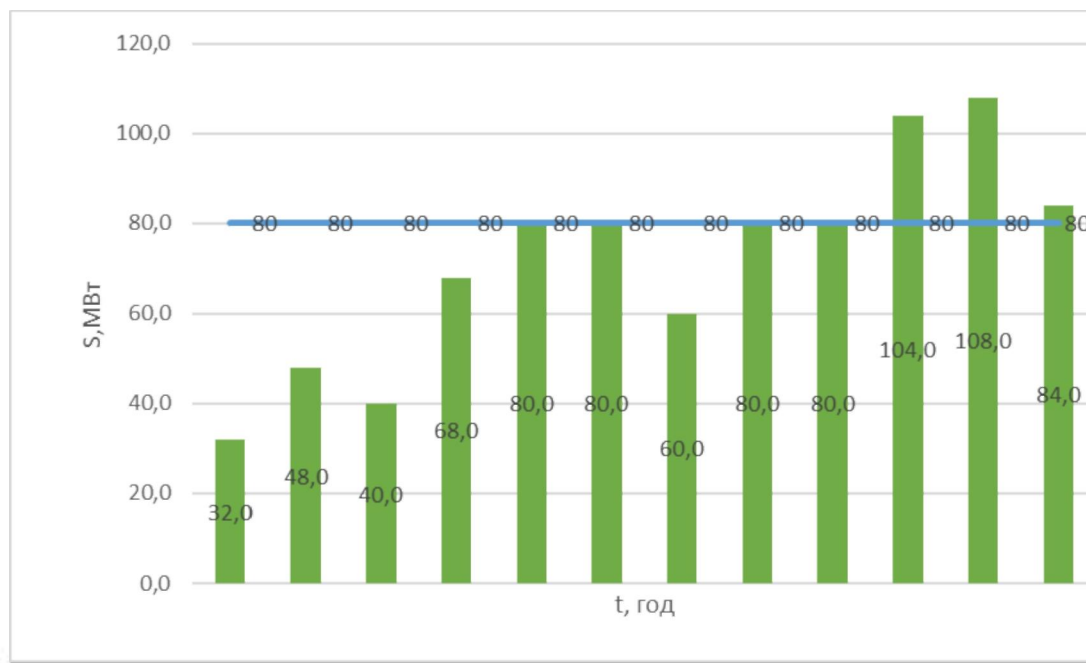


Рисунок 7. Графік навантаження

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

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

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.

$$K_1 = \frac{1}{80} \cdot \sqrt{\frac{32^2 \cdot 2 + 48^2 \cdot 2 + 40^2 \cdot 2 + 68^2 \cdot 2 + 80^2 \cdot 8 + 60^2 \cdot 2}{18}} = 0,8202$$

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.

$$K_2' = \frac{1}{80} \cdot \sqrt{\frac{104^2 \cdot 2 + 108^2 \cdot 2 + 84^2 \cdot 2}{6}} = 1,24$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{108}{80} = 1,35$$

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

Попереднє значення K_2' необхідно порівняти із значенням K_{MAX} ,

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,35 = 1,215$$

$$K_2' = 1,215$$

Якщо $K_2' \leq 0,9 \cdot K_{MAX}$, остаточно беремо $K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 1,215$.

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (+30 C) і часу перевантаження $t = 6$ годин для нормального режиму

	0,8	0,9
6	1,05	0,96

$$K_{ГОСТ} = 1,05 - \frac{1,05 - 0,96}{100} \cdot 20 = 0,91$$

	0,8	0,9
6	1,3	1,3

$$K_{ГОСТ} = 1,3$$

Як бачимо, для даного трансформатора при нормальному режиму роботи K_2 трансформатора менше за значення по ГОСТу, але в аварійному режимі даний коефіцієнт задовольняє умові ($K_2 = 1,215 < K_{ГОСТ} = 1,3$), тому даний трансформатор (ТРДЦН-40000/220) можна експлуатувати в даних умовах.

2.2. Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис 8.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_c = 4800 \text{ MVA}$

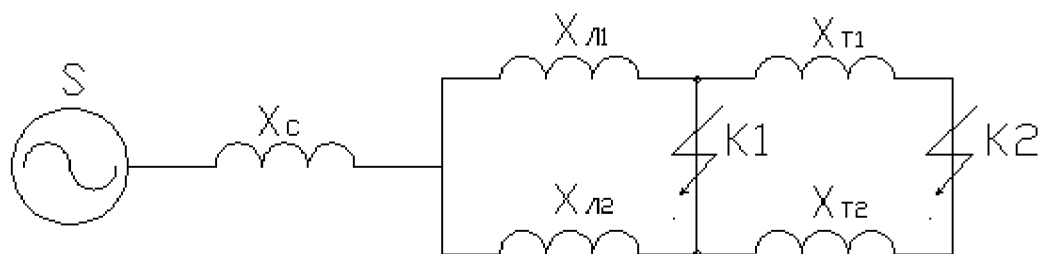


Рисунок 8. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_{л}^2}{S_c} = \frac{220^2}{4800} = 10,1 \quad (\text{Ом}).$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{л} = \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} = \frac{45 \cdot 12}{45 + 12} = 9,47 \quad \text{Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора $S_T = 80 \quad (\text{MVA})$;

$$\text{Опір трансформатора } X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 220^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 63,53 \quad (\text{Ом});$$

$$\text{Опір трансформаторів } X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{63,53}{2} = 31,76 \quad \text{Ом}.$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (10,1 + 9,47)} = 6,49 \quad (\text{кА});$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л} + X_T)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (10,1 + 9,47 + 31,76)} = 2,475 \quad (\text{кА}).$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 2,47 \cdot \frac{220}{10} = 54,45 \quad (\text{кА}).$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 6,49 = 14,77 \quad (\text{кА});$$

$$\text{у точці } K_2, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 54,45 = 140,1 \quad (\text{кА}).$$

Припустимо, що амплітуда ЕРС і періодична складова ТКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення.

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{Kn} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової для K_1 ; $T_a = 0,02$ с., $t = 0,06$ с., для K_2 – $T_a = 0,05$ с., $t = 0,1$ с.

$$\text{для } K_1 \quad i_a = \sqrt{2} \cdot 6,49 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,02}} = 0,457 \quad (\text{кА});$$

$$\text{для } K_2 \quad i_a = \sqrt{2} \cdot 54,45 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 10,42 \quad (\text{кА}).$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 \quad B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 6,495^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 3,37 \quad (\text{кА}^2 \text{с})$$

$$\text{для } K_2 \quad B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 54,45^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 444,7 \quad (\text{кА}^2 \text{с})$$

						Арк
						39
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

Таблиця 2.4. – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , $кА^2с$
Шини 220 кВ (K_1)	6,49	14,7	6,495	0,457	3,374
Шини 10 кВ (K_2)	54,45	140,1	54,45	10,4	444,7

2.3. Вибір вимикачів і струмопровідних частин

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 294 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6466 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3233 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{10}^{omx} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 647 \text{ А.}$$

Виберемо вимикачі на високій та низькій стороні підстанції. Вибір проводимо за параметрами наведеними в наступних таблицях.

Вибір вимикача на боці високої напруги, 220 кВ.

Вибір вимикачів наведений у таблиці 2.5. Каталожні параметри вимикача узяті з [5].

Таблиця 2.5. – Вибір вимикача на боці 220 кВ

						Арк
						40
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

Умова Вибору	Розрахункові Значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	294 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	6,49 кА	35 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	14,77 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	6,49 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,457 кА	8,05 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3,37 кА ² ·с	4800 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу ВВБ – 220Б – 31,5/2000У1.

Вибір вимикача у колі трансформатора та секційного вимикача на стороні 10 кВ

Таблиця 2.6. – Вибір вимикачів у колі трансформатора на стороні 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	6466 А	12500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	54,45 кА	140 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	140 кА	355 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	54,45 кА	140 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	10,4 кА	42
$B_K \leq I_T^2 t_r$	444,7 кА ² ·с	58800 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу ВВОА-15-140/12500УЗ.

Таблиця 2.7. – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

					Арк
					41
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата	

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233 А	12500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	54,45 кА	140 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	140 кА	355 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	54,45 кА	140 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	10,4 кА	42 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	444,7 кА ² ·с	58800 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу ВВОА-15-140/12500УЗ

Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ та роз'єднувача 220 кВ

Таблиця 2.8. – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	647 А	125000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	54,45 кА	140 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	140 кА	355 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	54,45 кА	140 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	10,4 кА	42 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	444,7 кА ² ·с	58800 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу ВВОА-15-140/12500УЗ.

У таблиці 2.9. наведений вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.9. – Вибір роз'єднувача 220 кВ

						Арк
						42
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	294 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	14,7 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3,37 кА ² ·с	992,25 кА ² ·с

Обираємо до установки на боці 220 кВ роз'єднувачі типу РНДЗ-1-220/630 Т1.

2.4. Вибір ошиновки розподільних пристроїв

В РП 220 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелегатурними проводами марки АС.

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{\min} = \frac{I_{трив}}{j_e}$$

j_e - економічна щільність струму

$$[j_e] = \frac{A}{\text{мм}^2}; \quad j_e = 1,1 \quad - \text{ для неізолюваних алюмінієвих проводів (при}$$

$T_{нб} = 4880 \text{ ч}$ - час використання найбільшого навантаження)

$$q_{\min} = \frac{294}{1,1} = 267,0 \text{ мм}^2$$

Можемо обрати провід АС 300/39, найближчий до розрахованого.

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{\max} = 294 \text{ А}$$

$$I_{дон} = 710 \text{ А}$$

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

$$q_{\min} \leq q_{розрах}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

					Арк
					43
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата	

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{3,37}}{91 \cdot 10^{-3}} = 20,2 \text{ мм}^2,$$

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

Умова виконується $20,2 \leq 300$.

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 за нашими розрахунками $I_{\text{кз}} = 2,34 \text{ кА}$ - отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруг 220 кВ за умовами корони повинен бути не менше 240 мм^2 , тому провід АС 300/39 задовольняє умові.

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

$$I_{\text{раб.нб}} \leq I_{\text{дон}}$$

$$I_{\text{раб.нб}} = 6,466 \text{ кА}$$

По $I_{\text{раб.нб}}$ вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу 120×10 з чотирма смугами на фазу, для цих шин $I_{\text{дон ном}} = 6800 \text{ А}$ обрали із таблиці А2, (додаток).

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

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

k_n - поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища (умовна температура середовища 25°C , нормована температура жил 70°C і температурі середовища 20°C)

$$I_{\text{дон}} = I_{\text{дон ном}} \cdot k_n = 6800 \cdot 1,05 = 7140 \text{ А}$$

$$6466 \text{ А} \leq 7100 \text{ А}$$

						Арк
						44
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

Нерівність виконується.

2) Жорсткі шини повинні перевірятися на термічну стійкість при КЗ.

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

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{444,7}}{91 \cdot 10^{-3}} = 231,7 \text{ мм}^2$$

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 мідних шин визначається за формулою

Частота власних коливань шинної конструкції

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

де l - довжина прольоту між ізоляторами $l=1,5$ м;

γ - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см^4 ;

q - поперечний переріз шини, см^2 .

$$\gamma = \frac{bh^3}{12} = \frac{1 \cdot 12^3}{12} = 144 \text{ см}^4$$

b - товщина шини, см;

h - ширина шини, см.

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{144}{1 \cdot 12}} = 266,658 \text{ Гц}$$

4) Перевірка шини на міцність

f_c - сила взаємодії між смугами

					Арк
					45
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата	

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot k_\phi \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{b};$$

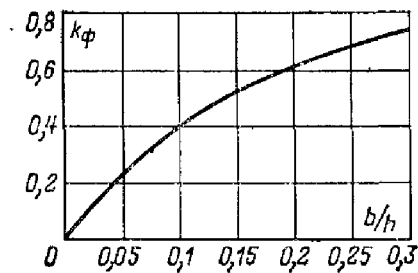


Рисунок 9. Криві для визначення коефіцієнта k_ϕ для двосмугових шин при

$$a_{\Pi} = 2b$$

k_ϕ - коефіцієнт форми шин (рис. 17), що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії.

$$k_\phi = 0,3 \left(\frac{b}{h} = \frac{1}{12} \right)$$

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot 0,3 \cdot \frac{140148^2}{1} = 181,7 \left(\frac{H}{M} \right)$$

Механічна напруга між смугами

$$\sigma_c = \frac{f_c l_n^2}{12 \cdot W_c} = \frac{181,7 \cdot 2,038^2}{12 \cdot 48} = 1,31 \text{ (МПа)}$$

$$l_n = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_c}{i_{y\partial}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_c}{k_\phi}} = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{0,02}{140148}} \cdot \sqrt[4]{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 144}{0,3}} = 2,038 \text{ (м)}$$

$$a_c = 2b = 2 \cdot 1 = 2 \text{ (м)}$$

$$W_c = \frac{bh^2}{3} = \frac{1 \cdot 12^2}{3} = 48 \text{ (см}^3\text{)}$$

W_c - момент опору між смугами.

Механічна напруга між фазами

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W_\phi \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(140148 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,5^2}{3456 \cdot 2} = 0,0111 \text{ МПа}$$

$$W_\phi = \frac{bh^4}{6} = \frac{1 \cdot 12^4}{6} = 3456 \text{ (см}^3\text{)}$$

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

					Арк
					46
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата	

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

$\sigma_{доп} = 82,5$ МПА - допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву.

$$\sigma_{розр} = (1,31 + 0,00111) \cdot 10^6 \leq 82,5 \cdot 10^6$$

Умова механічної міцності двосмугової шини виконується.

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 шинах 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 енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 2.10.

						Арк
						47
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

Таблиця 2.10. – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	У	З
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового 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 трансформаторів струму наведений у таблицях 2.11.-2.13.

Таблиця 2.11. – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	294 А	300 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	14,77 кА	25 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3,37 кА ² ·с	288 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,82 Ом	1,2 Ом

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ220Б-ІІІ, користуючись довідником [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:

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

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 2,5мм² для мідних жил.

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

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F},$$

де: ρ - питомий опір міді, $0,0175, \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$,

F - перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,7 = 0,82 \text{ Ом},$$

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

Таблиця 2.12. – Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	15 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	6466 А	8000 А
$i_y \leq i_{дин}$	140 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	10,42 кА ² ·с	67800 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,403 Ом	1,2

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 4мм^2 для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40 \text{ м}$

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

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

F - перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{np} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,283 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,283 = 0,403 \text{ Ом},$$

що менше ніж $0,8 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності $0,5$.

Вибираємо трансформатор ТШВ-15. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.13. – Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	646 А	800 А
$i_y \leq i_{дин}$	140 кА	128 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	10,4 кА ² ·с	4800 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,403	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 мм^2 для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40 \text{ м}$

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

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

F - перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{np} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,283 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,283 = 0,403 \text{ Ом,}$$

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

Вибираємо трансформатор ТЛ10-II. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю.

На боці високої напруги (220 кВ) обираємо трансформатори НКФ-220-58У1, на боці 10 кВ – НОМ-10-66У2, використовуючи дані із таблиць наведених у довідниках [5],[6].

									Арк
									52
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата					

Таблиця 2.14. – Трансформатори напруги

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-220-58У1	150/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000

Таблиця 2.15. – Трансформатори напруги

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НОМ-10-66	10	100	-	-	75	150	300	630

2.6. Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення та ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 2.16.

Таблиця 2.16. – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		cos φ	tgφ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Всього, кВт			Рвст, кВт	Qвст, квар
Охолод. ТРДЦН-40000/220	29,6*2	59,2	0,9	0,48	59,2	28,7
Підігрів вимикачів на напрузі 220 кВ	3*3,6	10,8	1	0	10,8	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, віділювачів, короткозамикачів	10*0,6	6	1	0	6	0
Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	1	0	5	0
Освітлення РП	1	2	1	0	2	0
Всього					83	28,7

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.

$$\text{Оскільки } S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{83^2 + 28,7^2} = 70,25 \text{ кВА,}$$

тому беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 70,25 кВА.

Приймаємо два трансформатора ТМ-63/10 кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $70,69/63 = 1,11$ тобто на 11%, що допустимо.

						Арк
						54
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

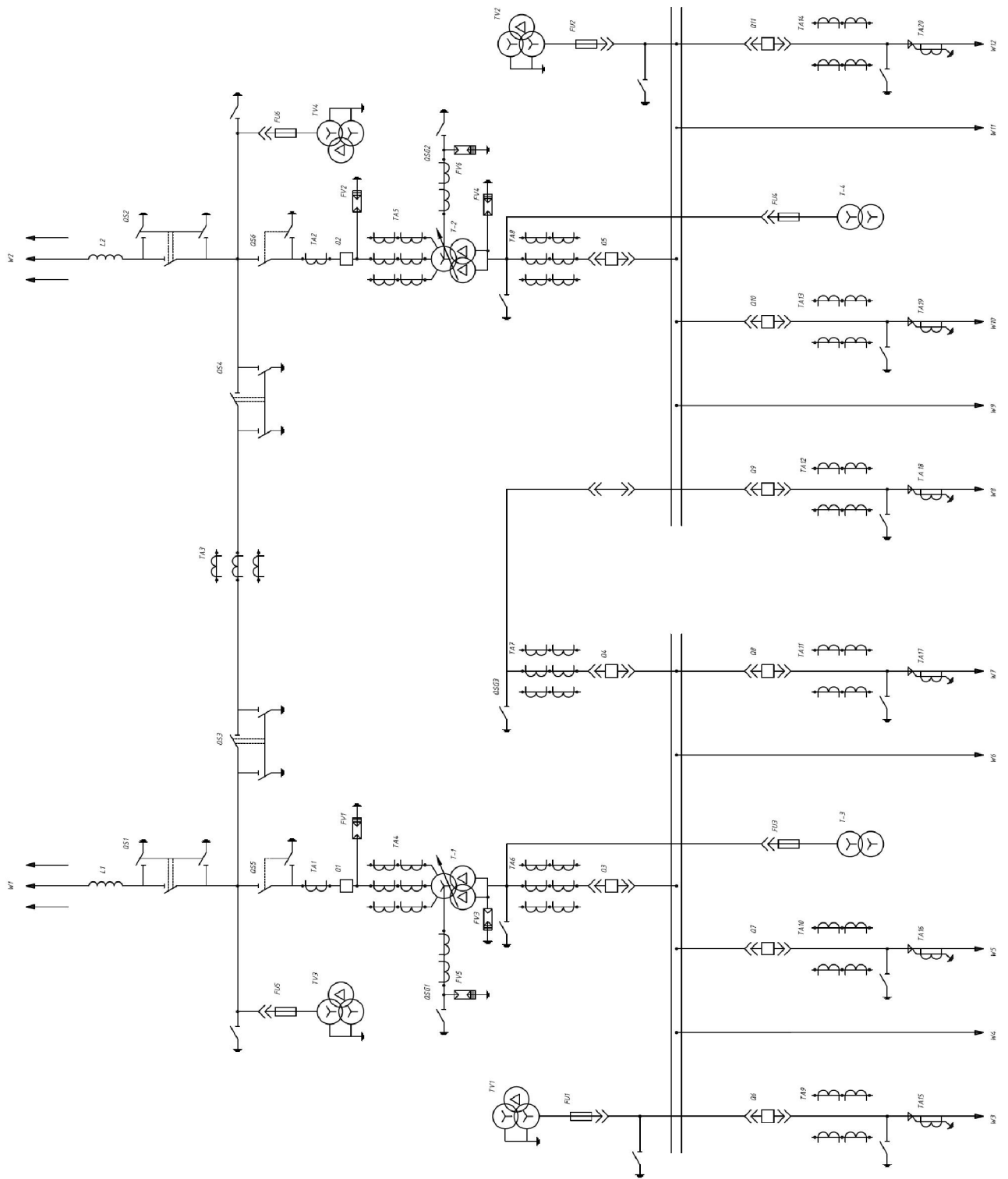


Рисунок 10. Схема підстанції

Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата

3. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ

3.1. Ввідні дані підстанції. Опори та струми КЗ трансформатора

Потрібно розрахувати трансформатор ТРДН - 40000/220, який знаходиться на підстанції «1». Трансформатор живиться від системи з параметрами:

$$S_{НОМ\ ТР} = 40000 \text{ кВА}$$

$$U_{ВНОМ} = 230 \text{ кВ}$$

$$U_{ННОМ} = 11 \text{ кВ}$$

$$U_{К\ СЕР} = 10,5\%$$

$$\Delta U_p = \pm 8 \cdot 1,5\%$$

$$X_{Смакс} = 199,07 \text{ Ом}$$

$$X_{Смін} = 122,89 \text{ Ом}$$

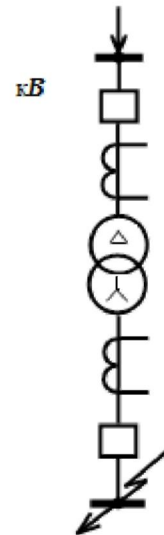


Рисунок 11. Розрахунок диференційного захисту трансформатора

Визначаємо найменший та найбільший опори трансформатора [7]:

$$X_{Тмакс} = \frac{U_{Ккпн} \cdot U_{Нном}^2 (1 - \Delta U_p)^2}{100 \cdot S_{Тмакс}} = 107,53 \text{ Ом}$$

$$X_{Тмакс} = \frac{U_{Ккпн} \cdot U_{Нном}^2 (1 + \Delta U_p)^2}{100 \cdot S_{Тмакс}} = 174,18 \text{ Ом}$$

Визначимо струми трифазного к.з. в режимах максимальних та мінімальних струмів під час к.з. в точці К1:

$$I_{к.з.макс}^{(3)} = 0,66 \text{ кА} \quad I_{к.з.мін}^{(3)} = 1,08 \text{ кА}$$



Визначаємо струм спрацювання захисту з умови відлагодження від кидка струму намагнічування. Для реле ДЗТ-11 коефіцієнт відлагодження приймаємо $k_{від} = 1,5$, коефіцієнт вигідності для трансформатора $k_{виг} = 1$.

$$I_{c.з} = k_{\text{від}} \cdot k_{\text{виг}} \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сп}}} = 150,61 \text{ А}$$

3.2. Розрахунок номінальних струмів трансформатора

Розраховуємо номінальні струми трансформатора та вибираємо трансформатори струму. Результати заносимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1. – Розрахунок номінальних струмів трансформатора

Назва	Розрахунковий вираз	Числові значення	
		I-ВН-230 кВ	III-НН-11 кВ
Первинний номінальний струм (А)	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	100,408	2099,455
Схема з'єднання трансформаторів струму			
Коефіцієнт схеми	$k_{\text{сх}}$	1,73	1
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$K_{\text{ТА}}$	200/5	2500/5
Вторинний номінальний струм трансформаторів струму (А)	$I_{2\text{ном}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТА}}}$	4,342	4,198

Оскільки вторинний номінальний струм трансформаторів струму, встановлених на стороні 220 кВ є більшим, то за основну приймаємо сторону 220 кВ.

Струм спрацювання $I_{c.з}$ приводимо до основної сторони

$$I_{c.з.} = I_{c.з.ВН} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 150,61 \text{ А}$$

3.3. Розрахунок кількості витків обмоток реле ДЗТ-11

Здійснюємо розрахунок кількості витків обмоток реле ДЗТ-11, результати заносимо в табл. 3.2.

Таблиця 3.2. – Обчислення кількості витків обмоток реле ДЗТ-11

Назва	Розрахунковий вираз	Числове значення
Струм спрацювання на основній стороні (А)	$I_{c.p.осн} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{сх}}{K_{ТА}}$	6,51
Кількість витків основної сторони: розрахункова; прийнята	$W_{осн.розр} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р.осн}}$	15,35
	$W_{осн}$	16
Кількість витків неосновної сторони: розрахункова прийнята	$W_{неосн.розр} = W_{осн} \cdot \frac{I_{ном.осн}}{I_{ном.неосн}}$	16,54
	$W_{неосн}$	17
Відносний струм небалансу, обумовлений заокругленням кількості витків неосновної обмотки		0,026 0,026 < 0,05
Струм небалансу	$I_{*нб.розр} \cdot I_{к.з.макс}^{(3)} =$ $= (I'_{*нб} + I''_{*нб} + I'''_{*нб}) \cdot I_{к.з.макс}^{(3)}$	0,268
Кількість витків обмотки гальмування: розрахункова прийнята	$W_{г.розр} = k_{від} \cdot \frac{I_{нб.розр} \cdot W_{роб}}{I_{к.з.макс}^{(3)} \cdot tg\alpha}$	9,112
	$W_{г}$	10

Продовження табл. 3.2.

Коефіцієнт чутливості за відсутності гальмування	$k_{\text{ч}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{к.з.мін}}^{(3)} \cdot W_{\text{неосн}}}{K_I \cdot F_{\text{с.р.}}}$	4,252
--	--	-------

Оскільки трансформатор має одностороннє живлення, коефіцієнт чутливості захисту з врахуванням гальмування не розраховують.

Схема під'єднання реле ДЗТ-11 із розрахованою кількістю витків обмоток реле наведена на рис.

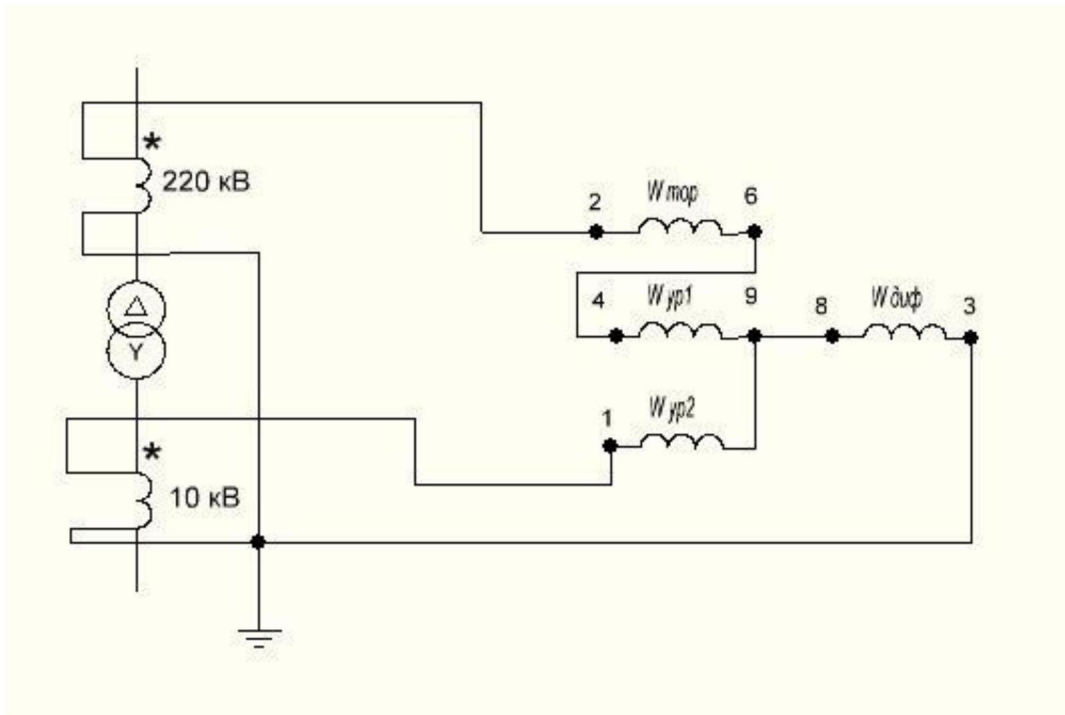


Рисунок 12. Схема приєднання реле ДЗТ-11 для диференційного захисту двообмоткового трансформатора

Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата

4. ОХОРОНА ПРАЦІ. НОРМИ ЕЛЕКТРИЧНОГО ПОЛЯ ПРИ РОБОТІ ПІД НАПРУГОЮ

4.1 Поняття електричного поля

Заряди взаємодіють не тільки при зіткненні наелектризованих тіл, але й тоді, коли ці тіла перебувають на відстані один від одного. Вид матерії, за допомогою якої здійснюється взаємодія електричних зарядів на відстані, називається *електричним полем* [9].

Електричне поле завжди існує навколо електричного заряду і має дві характеристики: силову (напруженість електричного поля в даній точці) та енергетичну (потенціал електричного поля в даній точці).

Напруженість E електричного поля в якій-небудь точці вимірюється силою F , з якою поле діє на одиничний позитивний точковий заряд q , вміщений у цю точку поля :

$$E = F/q$$

Напруженість електричного поля – векторна величина. Напрямок вектору напруженості збігається з напрямком вектору сили F , що діє в даній точці на позитивний заряд.

4.2 Види дії електричного поля на людину

Електромагнітне поле існує навколо проводів ліній електропередач і струмоведучих частин розподільних пристроїв. Воно заповнює весь простір від проводів до поверхні землі. Дія його на рівні поверхні землі визначається номінальною напругою електроустановки, силою струму, який проходить по проводу, і відстанню від струмоведучих частин до землі.

						Арк
						60
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

В процесі виконання робіт в електроустановках високої напруги з безпосереднім дотиком до струмоведучих частин, людина піддається наступним видам дії електричного струму [10].

1. На людину оказує увагу безпосередньо дія електричного поля напругою E , а також струм зсуву, який протікає через людину. Якщо людина знаходиться на землі під фазним проводом, то струм протікаючий через нього

$$I_{\text{ч}} = \dot{I}_{\text{ч}} + \ddot{I}_{\text{ч}} = jU_{\text{ф}}2\pi f \left(\frac{C_A C_{\text{ч}}}{C_A + C_{\text{ч}}} \right)$$

де $\dot{I}_{\text{ч}}$ – струм, обумовлений ємністю C_A ; $\ddot{I}_{\text{ч}}$ – струм, обумовлений ємністю $C_{\text{ч}}$; $U_{\text{ф}}$ – фазна напруга електроустановки; C_A – ємність між людиною і землею; f – частота змінного струму.

При цьому вплив сусідніх фаз не збільшується, так як ємнісний зв'язок людини при роботах під напругою на якійсь фазі з сусідніми фазами значно менший, і ним можна знехтувати.

При напруженості електричного поля $E \approx 5$ кВ/м струм $I_{\text{ч}} \leq 0,1$ мА. Для порівняння можна сказати, що людина здатна відчувати змінний струм частотою 50 Гц силою 0,05 мА. Неприємні відчуття викликає струм 5–15 мА, при струмі 0,1 А можливі судороги та фібриляція серця. Якщо людина знаходиться на поверхні землі, то струм, який проходить через нього, визначається в основному ємністю його відносно фази електроустановки C_A , так як ємність $C_{\text{ч}}$ значно (в сотні раз) більше C_A . Отже, вираз для струму, який протікає через тіло людини, прийме вигляд

$$\dot{I}_{\text{ч}} \approx I_{\text{ч}} \approx jU_{\text{ф}}2\pi f C_A; \ddot{I}_{\text{ч}} \approx 0.$$

В районі опори ПЛ напругою 750 кВ напруга електричного поля менше 5 кВ/м, саме цьому людина, яка стоїть біля опори, зазвичай не відчуває струму, який протікає через тіло. Якщо тепер уявити, що людина за допомогою якогось ізолюючого пристрою буде наближатися до проводів ПЛ, які знаходяться під напругою, то через неї за мірою зменшення відстані до проводів буде протікати все більший струм.

						Арк
						61
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

Збільшення струму, який протікає через людину, пояснюється ростом струму ємності людини відносно землі, а також струму провідності ізолюючого пристрою.

2. При відсутності електричного зв'язку людини з землею, тобто коли вона знаходиться на ізолюючій основі, між тілом людини, яке знаходиться в електричному полі, і землею існує різниця потенціалів:

$$U_{ч-з} = U_{\phi} C_A / (C_A + C_{ч})$$

Під лінією напругою 750 кВ при $C_A \approx 1$ пФ, $C_{ч} \approx 100$ пФ, $U_{\phi} = 433$ кВ напруга $U_{ч-з} \approx 4$ кВ.

Якщо людина доторкнеться до заземлених конструкцій, то заряд, який був на його тілі, зтече на «землю» у вигляді іскрового розряду. Струм розряду залежить від напруги $U_{ч-з}$ і опору шляху розряду: $I_{ч-з} = \frac{U_{ч-з}}{R_{разр}}$. Опір в ланцюгу розряду $R_{разр}$ визначається перехідним опором шкірного покрову в місці контакту з заземленою конструкцією, а також опором тіла людини і заземлення. Опір в ланцюгу розряду в реальних умовах може змінюватися в широких межах від 500 до $6 \cdot 10^4$ Ом. Саме цьому амплітуда розрядного імпульсу струму $I_{макс.ч-з}$ може досягати десятків ампер. Розрядні імпульси можуть викликати неприємні больові відчуття, особливо при розряді на незахищену поверхність тіла, так як при цьому весь струм проходить через невеликий(точковий) його участок. Такі неприємні розряди відчуються при переміщенні під проводами ПЛ чи у ВПР, коли потрібно стикатися з травою чи з заземлюючими предметами, а також при дотику до заземлюючих конструкцій, наприклад в опорі ПЛ.

3. При наявності великих градієнтів поля по поверхні землі можливе виникнення різниці потенціалів між ступенями людини. Так, при замиканнях на землю можливі значення крокової напруги U_K і напругою дотику $U_{дот}$, які можуть вразити людину. Вимірювання крокових напруг під лінією електропередач 750 кВ, виникаючих від впливу електричного поля, показало, що їх значення не перевищує в нормальному режимі 0,1В. Звісно, що такі напруги

					Арк
					62
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата	

не представляють небезпеки для людини і в подальшому їх впливом можна знехтувати. Для захисту від крокової напруги і напруги дотику, які можуть виникнути при пошкодженні ізоляції й перекриттях на опорі, необхідно при випробовуваннях пристроїв для робіт під напругою(робочою напругою) видаляти членів бригади від опори і металоконструкцій ВРП на 8–10 м. Низовим робочим рекомендується застосування діелектричного взуття.

4.3 Роботи у ВРУ та на ПЛ у зоні впливу електричного поля

У ВРУ 110 кВ і вище та на ПЛ 330 кВ і вище у разі виконання робіт у зоні впливу електричного поля напруженістю понад 5 кВ/м необхідно обмежувати тривалість перебування людей згідно з вимогами ГОСТ 12.1.002 або застосовувати засоби захисту від впливу електричного поля (далі в цьому розділі - засоби захисту)[11].

У разі напруженості електричного поля до 5 кВ/м тривалість перебування в ньому не обмежується.

Тривалість роботи в електричному полі напруженістю від 20 до 25 кВ/м не повинна перевищувати 10 хв. У разі напруженості понад 25 кВ/м слід застосовувати засоби захисту, що дозволяють працювати повністю робочий день.

Допустима тривалість перебування в електричному полі T , годин, напруженістю в інтервалі понад 5 до 20 кВ/м включно обчислюється за формулою

$$T = \frac{50}{E} - 2, \text{ год}$$

де E - напруженість діючого електричного поля в зоні, що контролюється, кВ/м.

					Арк
					63
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата	

Таблиця 4.1. – Гранично допустима напруженість електричного поля промислової частоти і припустимий час опромінення(ГОСТ 12.1.002-84)

Напруженість електричного кола промислової частоти, кВ/м	Припустимий час перебування людини в електричному полі промислової частоти протягом однієї доби, хв.
Менше 5	Без обмеження
Від 5 до 10	Не більше 180
Понад 10 до 15	Не більше 90
Понад 15 до 20	Не більше 30
Понад 20 до 25	Не більше 10

Вимоги цього пункту дійсні за умови виключення можливості дії на працівників електричних розрядів.

Допустиму тривалість перебування в зоні впливу електричного поля без засобів захисту може бути реалізовано одноразово або з перервами протягом робочого дня. Протягом іншого часу слід застосовувати засоби захисту або перебувати в електричному полі напруженістю до 5 кВ/м .

Тривалість перебування людини в зоні, що контролюється, встановлюється з урахуванням найбільшого значення вимірної напруженості. В усіх випадках напруженість неспотвореного електричного поля слід вимірювати по всій зоні, де може знаходитись працівник під час виконання роботи. Точки вимірювання вибираються згідно з вимогами ГОСТ 12.1.002 залежно від розташування робочого місця та від оснащення його засобами захисту згідно з таблицею 8.1.

Таблиця 4.2. – Точки вимірювань напруженості електричного поля

Розташування робочого місця	Засоби захисту	Точки вимірювань
Без піднімання на обладнання та конструкцію	Без засобів захисту	На висоті 1,8 м від поверхні землі
Те саме	Засоби колективного захисту	На висоті 0,5; 1,0 та 1,8 м від поверхні землі
З підніманням на обладнання та конструкцію	Незалежно від наявності засобів захисту	На висоті 0,5; 1,0 та 1,8 м від площадки робочого місця та на відстані 0,5 м від заземлених струмовідних частин обладнання

Основними засобами колективного захисту від дії електричного поля промислової частоти є стаціонарні та переносні різновиди екрануючих пристроїв.

В заземлених кабінах і кузовах машин, механізмів, пересувних майстерень та лабораторій, у будівлях із залізобетону, у цегляних будівлях із залізобетонним перекриттям, металевим каркасом або заземленою металевою покрівлею електричне поле відсутнє і застосування засобів захисту не вимагається.

Переносні та пересувні екрануючі пристрої слід заземлювати на місці їхньої установки за допомогою приєднання до заземлювального пристрою або металевих конструкцій, які з'єднані із заземлювальним пристроєм, гнучким мідним провідником перерізом не менше ніж 4 мм²

Знімні екрануючі пристрої повинні мати гальванічне з'єднання з машинами та механізмами, на яких вони встановлені. Для заземлення машин та механізмів додаткового заземлення знімних екрануючих пристроїв не вимагається.

Заземлення індивідуальних екрануючих комплектів здійснюється за допомогою спеціального взуття зі струмопровідною підошвою. У разі виконання робіт в положенні навстоячки на ізолювальній основі (дерев'яний настил, ізолятор, пофарбований метал) або робіт, пов'язаних з дотиком до заземлених конструкцій незахищеною рукою (при знятих рукавичках або рукавицях), екрануючий одяг слід додатково заземлити шляхом приєднанням його спеціальним гнучким провідником перерізом 4 мм² до заземленої конструкції або до заземлювального пристрою.

Забороняється застосування індивідуальних екрануючих комплектів під час роботи, якщо не виключена можливість дотику до струмовідних частин, що перебувають під напругою до 1000 В, а також під час випробування обладнання (для працівників, які безпосередньо проводять випробування підвищеною напругою) та електрозварювальних робіт. Захист працівників у цьому разі повинен здійснюватись із застосуванням екрануючих пристроїв.

У разі виконання робіт на ділянках вимкнених струмовідних частин, що перебувають в зоні впливу електричного поля, для знімання наведеного потенціалу їх слід заземлювати.

Забороняється доторкатись до вимкнених, але не заземлених струмовідних частин без засобів захисту.

Ремонтні пристосування і оснастка, що можуть опинитись ізольованими від землі, також слід заземлювати.

Машини та механізми на пневмоколісному ході, що перебувають в зоні впливу електричного поля, слід заземлювати. Під час їх пересування в цій зоні для знімання наведеного потенціалу слід застосовувати металевий ланцюг, що приєднаний до шасі або до кузова і торкається землі.

Забороняється заправляти машини і механізми пальними та мастильними матеріалами в зоні впливу електричного поля.

Під час піднімання на обладнання та конструкції, розташовані в зоні впливу електричного поля, слід застосовувати засоби захисту незалежно від значення напруженості електричного поля та тривалості роботи в ньому. У разі

						Арк
						66
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

піднімання за допомогою телескопічної вишки або гідропідйомника їхні корзини (колиски) слід обладнувати екраном або застосовувати екрануючі комплекти.

Під час перебування працівника в зоні екранування, всередині конструкцій ВРУ, а також піднімання по драбині до газового реле силового трансформатора заходи захисту від впливу електричного поля можна не застосовувати.

У ВРУ під час обходів та прямування до робочих місць працівники повинні пересуватись за розробленими для цієї мети маршрутами.

						Арк
						67
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

Висновки

У даній бакалаврській роботі було здійснено аналіз режимів роботи електричної мережі, на базі вже існуючих споживачів. Було проведено розрахунок устаткування. Також було розраховано релейний захист підстанції. Та було розглянуто охорону праці, а саме питання електричного поля при роботі під напругою.

Було розроблено дві схеми електропостачання для споживачів (А та Б). Для даних схем було розраховано довжини ліній електропередач, струми та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів, що з'єднують трансформаторні підстанції. Був здійснений вибір трансформаторів для споживачів. Також була проведена перевірка надійності мережі у випадку аварійної ситуації та в режимі мінімальних навантажень.

За допомогою розрахунків було обрано схему А, так як ця схема має допустимі відхилення у двох режимах роботи, що відповідає правилам, та нормативним документам проектування. Для даної схеми були розраховані втрати потужностей, перетоки потужностей, втрати напруги та електроенергії. Також було розраховано аварійний режим, та режим мінімальних навантажень.

Також були проведені розрахунки електричної частини підстанції. Для даної підстанції були обрані два трансформатори потужністю 40 МВА типу ТРДЦН. Були розраховані струми КЗ та на основі них були обрані високовольтні апарати розподільчого пристрою. Для ВН був обраний вимикач типу ВВБ – 220Б – 31,5/2000У1, вимикач у колі трансформатора з НН – типу ВВОА-15-140/12500У3, секційний вимикач НН – типу ВВОА-15-140/12500У3, вимикач на лінії НН – типу ВВОА-15-140/12500У3. Також були обрані роз'єднувачі ВН – РНДЗ-1-220/630 Т1. Було обрано трансформатор струму ТШВ-15 та трансформатори напруги НКФ-220-58У1 та НОМ-10-66У2. Трансформатори власних потреб - ТМ-63/10.

						Арк
						68
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

В даній бакалаврській роботі також було проведено розрахунок релейного захисту трансформатора. Було обрано релейний захист на базі ДЗТ-11 та обрано обладнання для нього.

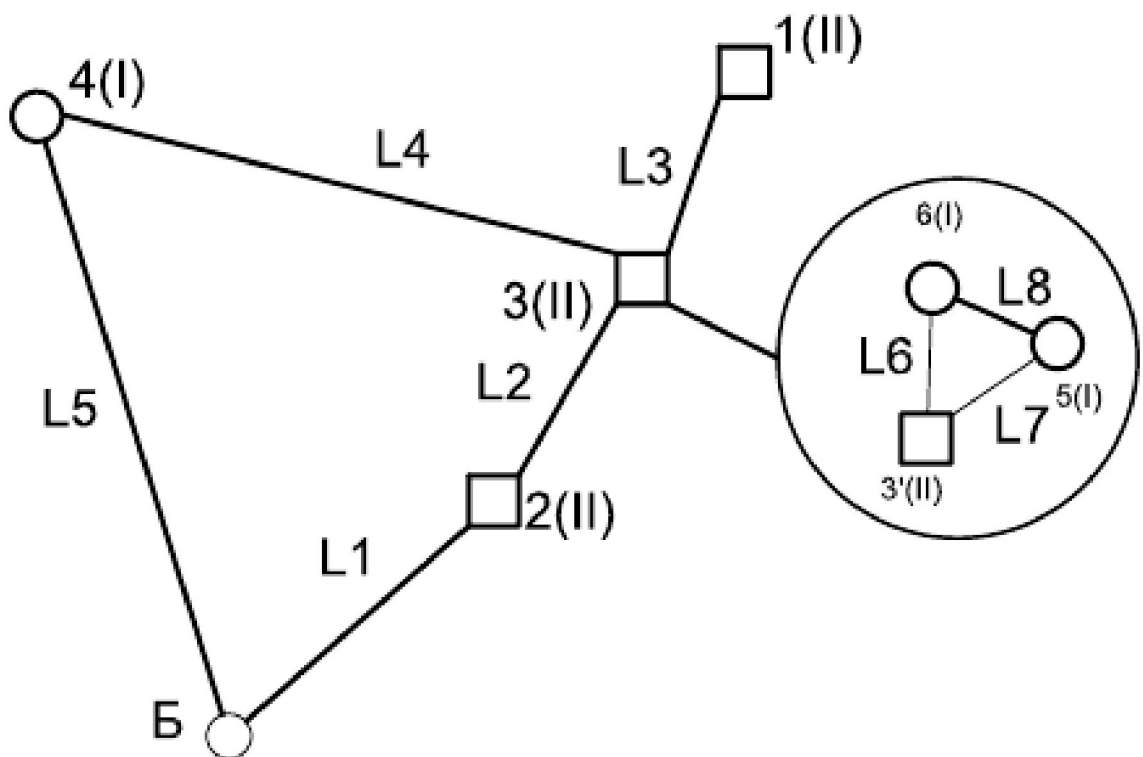
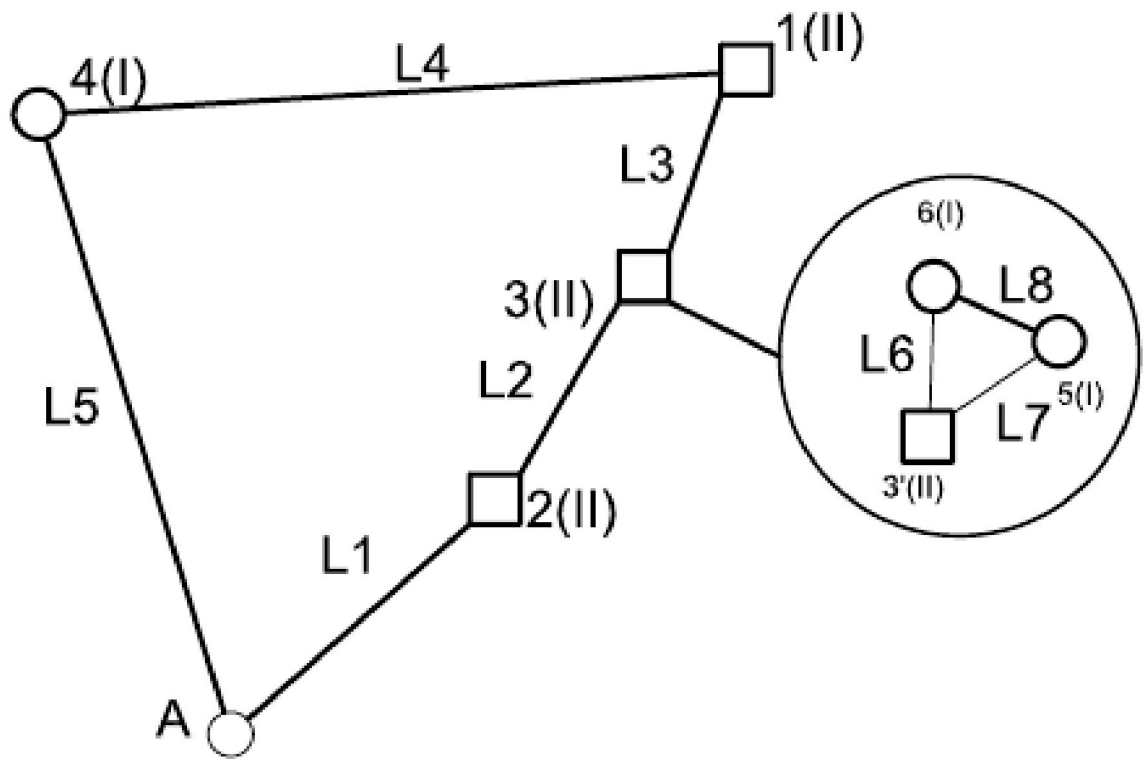
Також було детально розглянуто питання охорони праці, а саме норми електричного поля при роботі під напругою. Було опрацьовано питання напруженості електричного поля та впливу його на людину.

						Арк
						69
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

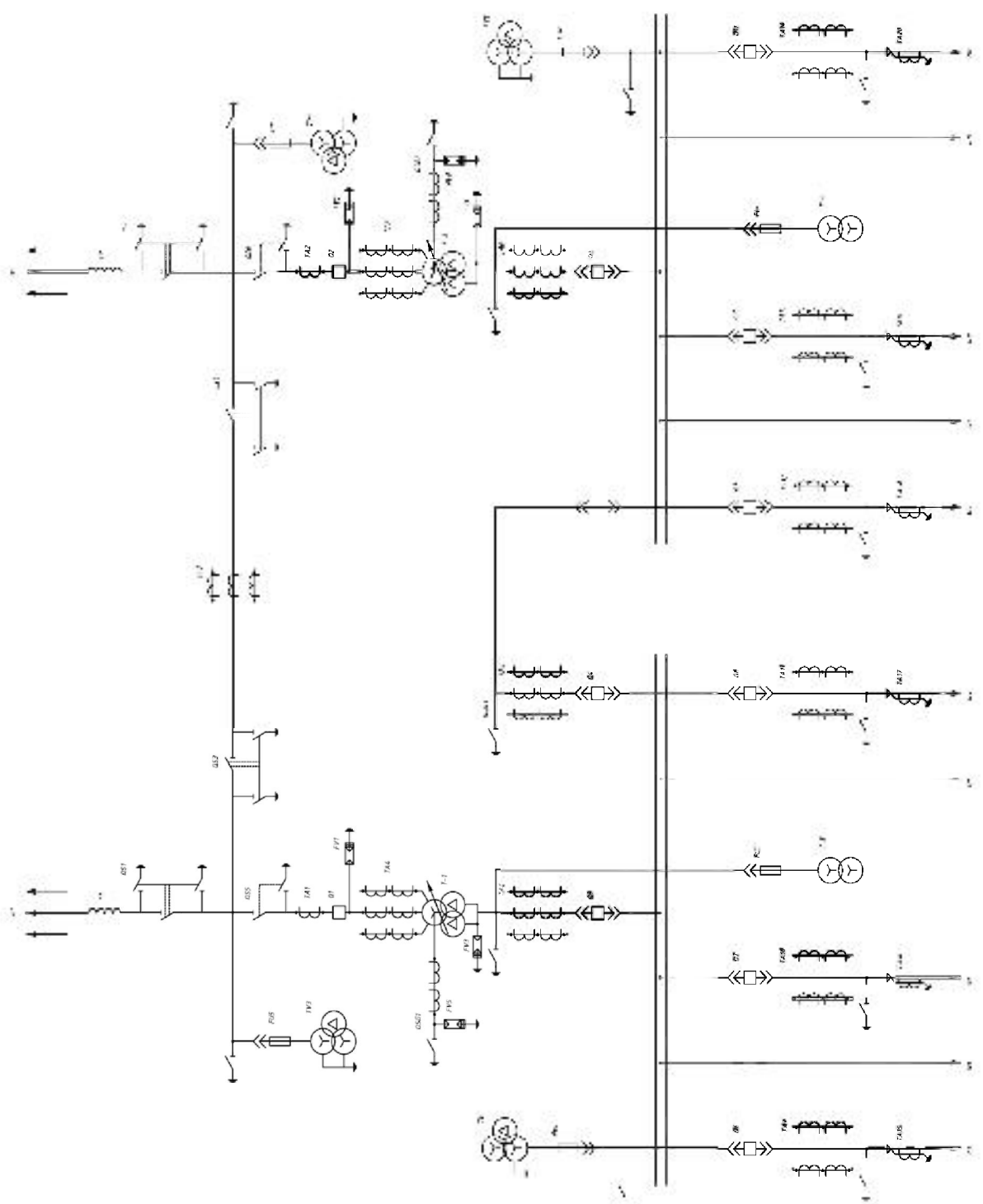
Список використаних джерел

1. Методичні вказівки до курсового проекту з курсу “Електричні системи і мережі”. Укладачі – І.Л. Лебединський, В. В. Волохін, В. І. Романовський, Суми, СумДУ, 2015 р.
2. Конспект лекцій по курсу «Электрические системы и сети». Преподаватель – Лебединский И.Л. Сумы, СумГУ
3. Силовые трансформаторы. Технические сведения. Сумы СумГУ 2005. Составил Лебединский И.Л.
4. Правила улаштування електроустановок. НПЦР ОЕС України, 2017.
5. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
6. Неклепаев Б. Н. Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебн. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. Методичні вказівки та завдання для виконання розрахунково – графічної роботи з курсу «Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем» для студентів напряму підготовки 6.141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» усіх форм навчання / Укладачі: М.В. Петровський, С.С. Жемаєв – Суми: Сумський державний університет, 2019. – 58 с.
8. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. -4-е изд.-Л.: Энергоатомиздат, 2003.
9. Фіцпатрік, Річард. «Електричні поля.» Університет Техасу в Остіні, 2007
10. Удод Е.И. Ремонт электроустановок под напряжением. Техніка, 1986.
11. Правила безпечної експлуатації електроустановок, третє видання(зі змінами та доповненнями), 2013.

						Арк
						70
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		



						БР 3.6.141.423 ПЗ		
						<i>Розробка проекту районної електричної мережі</i>		
Зм.	Арк.	Лист	№ док.	Штук	Дата			
Разробив		Чала Я.В.				Н К П		
Перевірив		Волохін В.В.					Аркуш 1	
						<i>Географічне розташування мереж</i>		
						СумДУ ЕТ-61		



Кирельні апараты

Форма	Зона	Ліч.	Пазначэння	Найменаванне	№	Прык.
		1	T1, T2	Трансфарматар сігналаў ТРСЦН-8000.0720	2	
		2	Q1, Q2	Выключальнік ВВБ5 - 220Б - 31.82000У1	2	
		3	Q3, Q5	Выключальнік ВВБА-1Б-14М1250У3	2	
		4	Q4	Выключальнік ВВБА-1Б-14М1250У3	1	
		5	Q6...Q11	Выключальнік ВВБА-1Б-1401950У3	6	
		6	QS1...QS6	Роз'яднае жэлі. РПДБ-5200830 П	6	
		7	TA1...TA5	Трансфарматар струму ТСЗМ-0330000	5	
		8	TV3, TV4	Трансфарматар напруж. НСО-230-8ВУ1	2	
		9	FV1...FV2	Рэадыянт-выключальнік	2	
		10	FV3...FV6	Рэадыянт-выключальнік	4	
		11	OSG1...OSG3	Завыжжэнне аўтамат	3	
		12	TA6, TA8	Трансфарматар струму ТЦБ-15	3	
		13	TA9, TA14	Трансфарматар струму ТЦБ-11	6	
		14	T3, T4	Трансфарматар вольнасці ЛСЛБ-70-8310	2	
		15	TV1, TV2	Трансфарматар напруж. НСО-10-8ВУ2	2	
		16	TA15...TA20	Трансфарматар струму	6	