

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

Кваліфікаційна робота бакалавра

На тему:

«Проект електричної мережі та підстанції з розрахунком
блискавкозахисту та заземлення»

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Виконав

студент групи ЕТ-61

Спирін Д.В

Керівник

старший викладач

Лебедка С.М.

Суми 2020

Сумський державний університет

Факультет ЕЛІТ Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

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

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу бакалавра

Спірін Дмитрій Володимирович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Проект електричної мережі та підстанції з розрахунком блискавкозахисту та заземлення»

затверджена наказом по університету № від

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 01.06.2020 р.

3. Вихідні дані до роботи: Потужності та категорії споживачів, час найбільших витрат, координати споживачів, відсотки погодинного навантаження 3-го споживача, розміри ВРП, розміри ЗП, густина ґрунту, тип тросу, довжина прольоту.

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

Вступ

1. Проектування електричної мережі

2. Проектування електричної підстанції

3. Релейний захист силових трансформаторів

4. Грозозахист підстанції

5. Заземлюючі пристрої

Висновок

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень: Схема заміщення електричної мережі максимального, мінімального та післяаварійного режимів роботи, однолінійна схема підстанції).

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі		
2	Графічна частина електричної мережі		
3	Розрахунок підстанції		
4	Графічна частина підстанції		
5	Розрахунок релейного захисту силових трансформаторів		
6	Розрахунок блискавкозахисту та заземлення		

Студент _____

(підпис)

Керівник роботи _____

(підпис)

РЕФЕРАТ

Назва: Проект електричної мережі та підстанції з розрахунком блискавкозахисту та заземлення

Автор: Спірін Д.В.

Ключові слова: Електрична мережа, проектування мережі та підстанції, підстанція, захист трансформаторів, грозозахист, блискавкозахист, заземлення, заземлюючі пристрої, схема заміщення мережі, схема підстанції.

Электрическая сеть, проектирование электрической сети и подстанции, подстанция, защита трансформаторов, грозозащита, молниезащита, заземление, заземляющие устройства, схема замещения сети, схема подстанции.

Electric network, design of electric network and substation, substation, transformer protection, lightning protection, grounding, grounding devices, network equivalent circuit, substation circuit.

Бібліографічний опис: Спірін Д.В. Проектування електричної мережі та підстанції з розрахунком блискавкозахисту та заземлення [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка напрям: 6.050701 – Електротехнічні системи електроспоживання / Д.В. Спірін; керівник С.М. Лебедка. – Суми: СумДУ, 2020. – 78 с.

Короткий огляд (реферат): В даній роботі був проведений розрахунок електричної мережі у різних режимах роботи, а саме в: максимальному, мінімальному та післяаварійному. У відповідності із завданням був зроблений розрахунок підстанції, її блискавкозахист і заземлення. Також виконаний релейний захист силових трансформаторів.

Зміст

Вступ.....	8
1. Проектування електричної мережі.....	9
1.1. Вихідні дані для проектування електричної мережі.....	9
1.2. Розробка конфігурації схеми.....	10
1.3. Розрахунок електричної мережі в режимі максимальних навантажень	11
1.3.1. Визначення довжин ліній.....	11
1.3.2. Розрахунок потоків потужності	12
1.3.3. Вибір номінального класу напруги.....	13
1.3.4. Вибір марки проводів.....	14
1.3.5. Вибір силових трансформаторів	16
1.3.6. Визначення втрат потужності	19
1.3.7. Розрахунок падіння напруги в мережі.....	23
1.3.8. Розрахунок втрат електричної енергії	25
1.4. Розрахунок режиму мінімальних навантажень	27
1.5. Розрахунок післяаварійного режиму.....	29
2. Проектування електричної підстанції.....	32
2.1. Вихідні дані для проектування підстанції	32
2.2. Перевірка силового трансформатора за потужністю.....	34
2.3. Визначення струмів короткого замикання.....	36
2.4. Вибір високовольтних електричних апаратів.....	38
2.5. Вибір ошиновки	40
2.5.1. Вибір гнучких шин 110 кВ	40
2.5.2. Вибір жорстких шин 10 кВ.....	42
2.6. Вибір ізоляторів	44
2.6.1. Вибір опорного ізолятора та лінійного вводу 110 кВ.....	44

					БР 5.6.141.392 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Спірін Д.В.			Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Лебедка С.М.			5	78	
Консульт.					СумДУ ЕТ-61		
Н. контр.							
Затверд.							

Проектування електричної
мережі та підстанції з
розрахунком блискавкозахисту
та заземлення

2.6.2. Вибір опорних та прохідних ізоляторів 10 кВ.....	45
2.7. Вибір трансформаторів струму	46
2.7.1. Трансформатор струму у колі силового трансформатора на стороні високої напруги (ВН)	46
2.7.2. Трансформатор струму у колі силового трансформатора на стороні низької напруги (НН)	48
2.7.3. Трансформатор струму у колі ліній, що відходять та ТВП ..	49
2.7.4. Трансформатор струму у колі секційного, шиноз'єднуючого вимикачів	50
2.8. Вибір трансформаторів напруги	52
2.8.1. Трансформатор напруги на боці ВН.....	52
2.8.2. Трансформатор напруги на боці НН.....	53
2.9. Вибір трансформатора власних потреб.....	55
3. Релейний захист силових трансформаторів	56
3.1. Вихідні дані для розрахунку параметрів захисту.....	56
3.2. Розрахунок опору силового трансформатора.....	58
3.3. Визначення струмів короткого замикання.....	59
3.4. Розрахунок повздожнього диференційного струмового захисту ..	60
3.5. Розрахунок уставок реле ДЗТ-11	61
4. Грозозахист підстанції.....	63
4.1. Вихідні дані для розрахунку блискавковідводів.....	63
4.2. Визначення висоти блискавковідводів.....	64
4.3. Розрахунок зони захисту подвійного блискавковідводу однакової висоти	65
4.4. Розрахунок внутрішньої зони захисту блискавковідводів різної висоти	68
5. Заземлюючі пристрої.....	70
5.1. Вихідні дані для розрахунку заземлюючих пристроїв	70
5.2. Розрахунок заземлювального пристрою ВРП	71

Висновок	73
Література	75
Додаток А – Максимальний режим	77
Додаток Б – Мінімальний режим	78
Додаток В – Післяаварійний режим.....	79
Додаток Г – Схема підстанції	80

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		7

Вступ

В даній роботі передбачена розробка електричної мережі, яка повинна забезпечувати споживачів електричною енергією, та виконання відповідних креслень. При проектуванні електричної мережі обираються елементи енергосистеми, у відповідності з діючими правилами та нормативними документами, а саме: кількість і марка проводів ЛЕП і їх виконання, а також трансформатори на підстанціях.

Подальший розрахунок зводиться до розрахунку мережі та визначенні втрат електроенергії. Для забезпечення безперебійного електропостачання споживачів проводиться перевірка мережі у найтяжчому випадку аварії.

Після розробки мережі проводиться проектування підстанції. Для цього розраховуються її основні параметри на основі яких обираються електричні апарати, а саме: високовольтні вимикачі та роз'єднувачі. Для безперебійної роботи підстанції проводиться розрахунок гнучких та жорстких шин на напругу 110 кВ та 10 кВ відповідно. Забезпечення керування якістю напруги на підстанції досягається за допомогою вимірювальних приладів, що живляться від трансформаторів струму та напруги.

Для захисту трансформаторів потужністю 6,3 МВА і вище застосовується повздовжній диференційний захист з реле типів РНТ і ДЗТ. Так як реле типу РНТ застарілі, захист проводитиметься за допомогою реле типу ДЗТ, що забезпечує підвищену відстройку від періодичних струмів небалансу та мають магнітне гальмування.

Захист підстанції від ударів блискавки виконується за допомогою блискавковідводів, що встановлені на двох порталах. Надійність захисту підстанції від ударів блискавки повинна бути 0,999. Також виконуються ескізи перерізів зони захисту блискавковідводів.

Заземлення підстанції виконується у вигляді сітки, що має виконувати три призначення одночасно: робоче, захисне та грозозахисне. Розрахунок заземлювача зводиться до визначення його опору.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		8

1. Проектування електричної мережі

1.1. Вихідні дані для проектування електричної мережі

Повна потужність споживачів знаходжу за формулою:

$$S_i = P_i + jP_i \operatorname{tg}(\operatorname{acos} \varphi_i) \quad (1.1.1)$$

Для першого споживача повна потужність буде дорівнювати:

$$S_1 = P_1 + jP_1 \operatorname{tg}(\operatorname{acos} \varphi_1) = 32 + j32 \cdot \operatorname{tg}(\operatorname{acos}(0,89)) = 32 + j16,4 \text{ МВА}$$

Подальші розрахунки зводжу в таблицю 1.1.1.

Таблиця 1.1.1. – Вихідні дані для споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	32	26	27	-20	-6	11
Y, мм	21	21	38	6	14	13
P, МВт	32	43	76	23	1,33	0,887
cos φ	0,89	0,95	0,85	0,88	0,89	0,82
T _м , год	3670	4530	3730	5540	3520	5240
Категорія	I	III	I	III	III	III
S, МВА	32+j16,4	43+j14,1	76+j47	23+j12,4	1,33+j0,68	0,887+j0,6

Таблиця 1.1.2. –Інформація про споживачів та їх розташування

Характеристика споживачів	
Масштаб для споживачів 1–4 , км/мм	1
Масштаб для споживачів 5 і 6 щодо точки прив'язки, км/мм	0,1
Споживач, до якого прив'язані споживачі 5 і 6	3
Частка всіх навантажень у мінімальному режимі P _{min} щодо максимального	0,52

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

1.2. Розробка конфігурації схеми

Для подальшого розрахунку я обрав змішану схему електропостачання. Розташування споживачів зображено на рисунку 1.2.1.

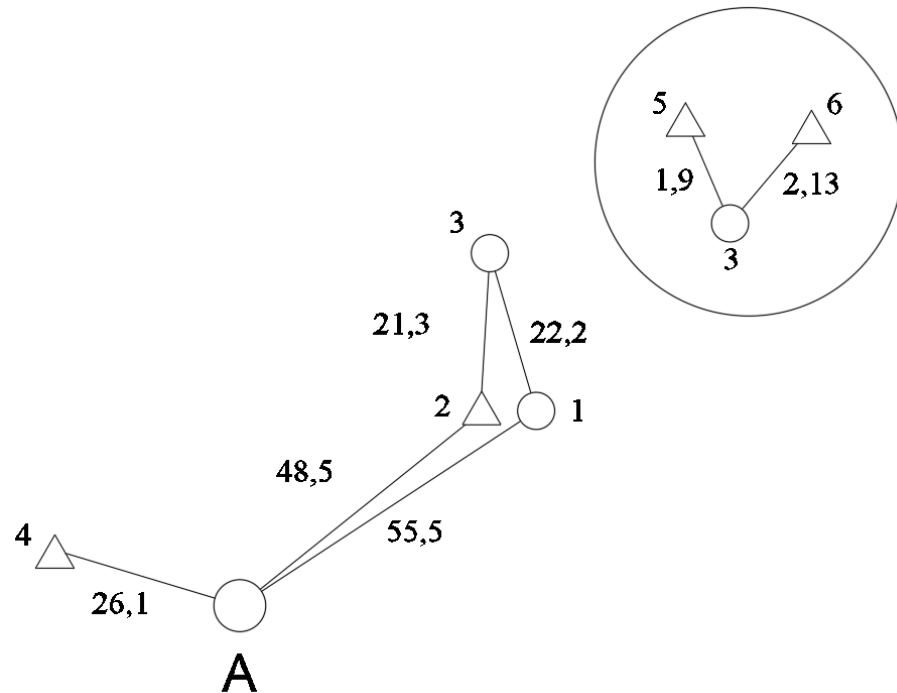


Рисунок 1.2.1. – Розташування споживачів

З рисунку 1.2.1 видно, що від джерела енергії А відходять три лінії (А-1, А-2, А-4). Лінія А-1 відходить до споживача першої категорії, а лінії А-2 і А-4 до споживачів третьої категорії.

Так як 1-й і 3-й споживачі являються споживачами першої категорії, то їх живлення повинно здійснюватися з двох боків, що резервуються одне одним в разі аварії. Для забезпечення надійності електропостачання я вирішив зробити частину мережі замкненою (А-1-3-2-А).

Живлення 5-го і 6-го споживачів здійснюється від 3-го радіальними лініями, які не залежать одна від одної.

1.3. Розрахунок електричної мережі в режимі максимальних навантажень

1.3.1. Визначення довжин ліній

Довжину ділянок визначаю за формулою:

$$l_i = \sqrt{(X_i - X_{i+1})^2 + (Y_i - Y_{i+1})^2} \quad (1.3.1)$$

Довжина ділянок з врахуванням коефіцієнту нелінійності траси:

$$L_i = k_L l_i \quad (1.3.2)$$

k_L – коефіцієнт нелінійності траси ($k_L = 1,25$ для однокової; $k_L = 1,45$ для двокової).

Лінії А-1 та А-2 роблю двоковими, обґрунтування цього рішення наведено в пункті 1.3.4.

Як приклад, проведу розрахунок ділянки А-1.

$$l_{A1} = \sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} = \sqrt{(0 - 32)^2 + (0 - 21)^2} = 38,275 \text{ км}$$

$$L_{A1} = k_L l_{A1} = 1,45 \cdot 38,275 = 55,499 \text{ км}$$

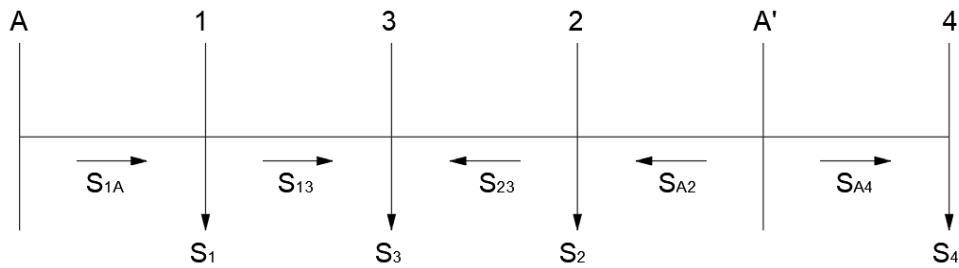
Результати розрахунку зведені у таблиці 1.3.1.

Таблиця 1.3.1. – Довжини ліній

Ділянка	А-1	А-2	2-3	1-3	4-А	3-5	6-3
l_i , км	38,28	33,42	17,03	17,72	20,88	1,52	1,7
L_i , км	55,5	48,46	21,29	22,15	26,1	1,9	2,13

1.3.2. Розрахунок потоків потужності

Проведемо розрахунок потоків потужності без врахування параметрів проводів. Для замкненої ділянки А-1-3-2-А та ділянки А-4



$$S_{3p} = S_3 + S_5 + S_6 = 78,2 + j48,4 \text{ MVA}$$

$$S_{A2} = \frac{S_2(L_{23} + L_{13} + L_{1A}) + S_3(L_{13} + L_{1A}) + S_1L_{1A}}{L_{A2} + L_{23} + L_{13} + L_{1A}} = 82,12 + j41,2 \text{ MVA}$$

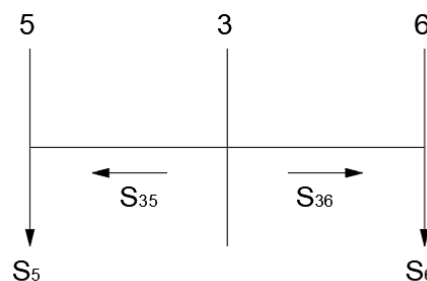
$$S_{A1} = \frac{S_1(L_{13} + L_{23} + L_{A2}) + S_{3p}(L_{23} + L_{A2}) + S_2L_{A2}}{L_{4A} + L_{34} + L_{23} + L_{12} + L_{A1}} = 71,1 + j37,77 \text{ MVA}$$

$$S_{13} = S_{A1} - S_1 = 39,1 + j21,38 \text{ MVA}$$

$$S_{23} = S_{A2} - S_2 = 39,12 + j27,02 \text{ MVA}$$

$$S_{A4} = S_4 = 23 + j12,4 \text{ MVA}$$

Для ділянок 3-5 та 3-6



$$S_{35} = S_5 = 1,33 + j0,68 \text{ MVA}$$

$$S_{36} = S_6 = 0,887 + j0,62 \text{ MVA}$$

Баланс потужності

$$\sum S_{\text{сп}} = S_{A2} + S_{1A}$$

$$S_{\text{сп}} = S_1 + S_2 + S_{3p} = 153,2 + j78,9 \text{ MVA}$$

$$S_{A2} + S_{1A} = 82,2 + j41 + 71,1 + j37,9 = 153,2 + j78,9 \text{ MVA}$$

Баланс потужності співпадає.

Результати розрахунку зведені в таблиці 1.3.2.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		12

1.3.3. Вибір номінального класу напруги

Виходячи з довжин ліній і потужності, яка в них наведена, визначаємо номінальну напругу за формулою Ілларіонова.

$$U_i = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_i} + \frac{2500}{P_i}}} \quad (1.3.3)$$

Результати розрахунку зводжу в таблицю 1.3.2.

Приклад розрахунку проведу для ділянки А-1.

$$U_{A1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A1}} + \frac{2500}{P_{A1}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{55,5} + \frac{2500}{71,1}}} = 150,46 \text{ кВ}$$

З результату розрахунку видно, що рекомендовано обрати клас напруги 150 кВ, але на території України такий клас напруги не застосовується. Тому вибір стоїть між напругою 110кВ і 220кВ.

Для зменшення витрат на побудову та обслуговування для даної лінії приймаю клас напруги 110 кВ.

З таблиці 1.3.2 видно, що у всіх споживачів за номінальну напругу можна прийняти 110 кВ. Отже прийнявши такий клас напруги можна уникнути застосування трьохобмоточних трансформаторів, що полегшить подальші розрахунки, а також зменшить витрати на закупівлю та обслуговування силових трансформаторів.

Для 5-го і 6-го споживачів за номінальний клас напруги приймаю 10 кВ.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		13

1.3.4. Вибір марки проводів

Вибір перерізу проводів буду провидити методом економічної густини струму. Для цього необхідно розрахувати струми на ділянках мережі за формулою:

$$I_{mi} = \frac{|S_i|}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (1.3.4)$$

Для розрахунків за номінальну напругу приймаю значення із ряду середніх номінальних напруг: $U_H = 115$ кВ.

Знаходжу струм на ділянці А-1:

$$I_{A1} = \frac{|S_{A1}|}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{80,51}{\sqrt{3} \cdot 115} = 404,2 \text{ А}$$

Подальші результати розрахунку зведені в таблицю 1.3.2.

Розраховую економічний переріз проводу за формулою:

$$F_e = \frac{I_{mi}}{j_e} \quad (1.3.5)$$

Згідно з [7] [с 50 табл. 1.3.50] визначаю густину струму методом інтерполяції.

Для ділянки А-1 $j_e = 1$ А/мм² тоді економічний переріз цієї ділянки:

$$F_{A1} = \frac{I_{A1}}{j_e} = \frac{404,2}{1} = 404,2 \text{ мм}^2$$

Згідно з [7] [с 327 табл. 2.5.16] максимальний переріз проводу на лініях 110 кВ складає 240 мм². Як видно з розрахунку для ділянки А-1 потрібен переріз проводу більше ніж 240 мм². Тому для зменшення перерізу проводу зроблю лінію двоковою.

Зроблю перерахунок ділянки А-1 для двокової лінії:

$$I_{A1} = \frac{|S_{A1}|}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{80,51}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 202,1 \text{ А}$$

$$F_{A1} = \frac{I_{A1}}{j_e} = \frac{202,1}{1} = 202,1 \text{ мм}^2$$

Для ділянки А-1 приймаю переріз проводу 240 мм². Марка проводу АС-240/32.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		14

В результаті проведених розрахунків, роблю висновок, що лінії А-1 та А-2 необхідно зробити двоколовими, всі інші лінії залишаю одноколовими.

Можна припустити, що приблизний струм у післяаварійному режимі, наприклад, при обриві лінії А-2 по лінії А-1 буде проходити струм:

$$I_{A1}^{па} = I_{A1} + I_{A2} = 432,7 \text{ А}$$

Обраний переріз проводів перевіряю за допустимим струмом $I_{доп}$:

$$I_{доп} \geq I_i; \quad I_{доп} \geq I_{па}$$

Таблиця 1.3.2. – Параметри ділянок мережі

Ділянка	А-1	1-3	2-3	А-2	А-4	3-5	6-3
S_i , МВА	71,1+ j37,8	39,1+ j21,4	39,1+ j27	82,1+ j41,2	23+ j12,4	1,33+ j0,68	0,89+ j0,62
U_i , кВ	150,5	107,5	107	156,6	88,4	21,6	18,1
U_H , кВ	110	110	110	110	110	10	10
I_i , А	202,1	223,7	238,7	230,6	131,2	82,2	59,5
F_e , А/мм ²	202,1	223,7	238,7	265	170,4	82,2	59,5
Марка проводу	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 185/29	АС 95/16	АС 70/11
$I_{доп}$, А	605	605	605	605	510	330	265
К-ть ланцюгів	2	1	1	2	1	1	1

Параметри проводів наведені в таблиці 1.3.5.

1.3.5. Вибір силових трансформаторів

Перед вибором силового трансформатора на підстанцію, необхідно визначити потужність кожного трансформатора.

Трансформатори повинні витримувати навантаження підключених до них споживачів. Тому на однострансформаторних підстанціях потужність трансформатора повинна бути не менше потужності споживача.

$$S_{T_{\text{НОМ}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{спож}}}$$

На двотрансформаторних підстанціях трансформатори обирають за умовою перевантажувальної здатності (допустиме перевантаження трансформатора 140% від його номінальної потужності).

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{спож}}}}{1,4} \quad (1.3.6)$$

Для визначення кількості трансформаторів керуються категорією споживача. Для споживачів I категорії необхідно встановлювати два трансформатори, що взаєморезервуються. Споживачів II категорії рекомендовано жити від двох трансформаторів. Споживачам III категорії дозволяється встановлювати один трансформатор.

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі. Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою:

$$K_z = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{НОМ}}}} \quad (1.3.7)$$

Для одно трансформаторних підстанціях його значення не повинно перевищувати 0,9, а для двотрансформаторних підстанціях 0,6 – 0,7.

Розглянемо вибір трансформатора на першій ТП.

До першої трансформаторної підстанції підключений споживач №1 потужністю $S_1 = 32 + j16,4 \text{ МВА}$. Так як це споживач I категорії, то на ТП встановлюю два трансформатори потужністю не менше:

$$S_{\text{розр}} = \frac{|32 + j16,4|}{1,4} = 25,7 \text{ МВА}$$

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		16

Так як трансформатор потужністю 25 МВА не підходить, обираю найближчий більший – 40 МВА

За [2] [с 23 табл. 1.4.6] обираю два двообмоткових трансформатори ТРДН – 40000/110/10.

Подальший вибір трансформаторів зводжу в таблицю 1.3.3.

Таблиця 1.3.3 – Вибір трансформаторів

№ ПС	$S_{\text{спож}}$, МВА	Категорія споживача	К-ть тр-в	$S_{\text{розр}}$, МВА	$S_{\text{ном}}$, МВА	Коеф. завантаж.	Марка трансформатора
1	36	I	2	25,7	40	0,5	ТРДН-40000/110
2	45,3	III	1	45,3	63	0,72	ТРДЦН-63000/110
3	89,4	I	2	63,9	80	0,6	ТРДЦН-80000/110
4	26,1	III	1	26,1	40	0,65	ТРДН-40000/110
5	1,5	III	1	1,5	2,5	0,6	ТМ-2500/10
6	1,1	III	1	1,1	1,6	0,68	ТМ-1600/10

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

Параметри обраних трансформаторів неведені в таблиці 1.3.4.

За даними таблиці 1.3.2 і таблиці 1.3.3 можна зобразити принципову схему майбутньої мережі (рисунок 1.3.1).

Тип тр-а	S _н , МВА	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							
ТРДН – 40000/110	40	115	10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН – 63000/110	63	115	10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦН – 80000/110	80	115	10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТМ – 2500/10	2,5	10	0,4	5,5	24,3	4,2	1	0,4	2,2	25
ТМ – 1600/10	1,6	10	0,4	5,5	18	3	2,6	0,7	3,4	41,6

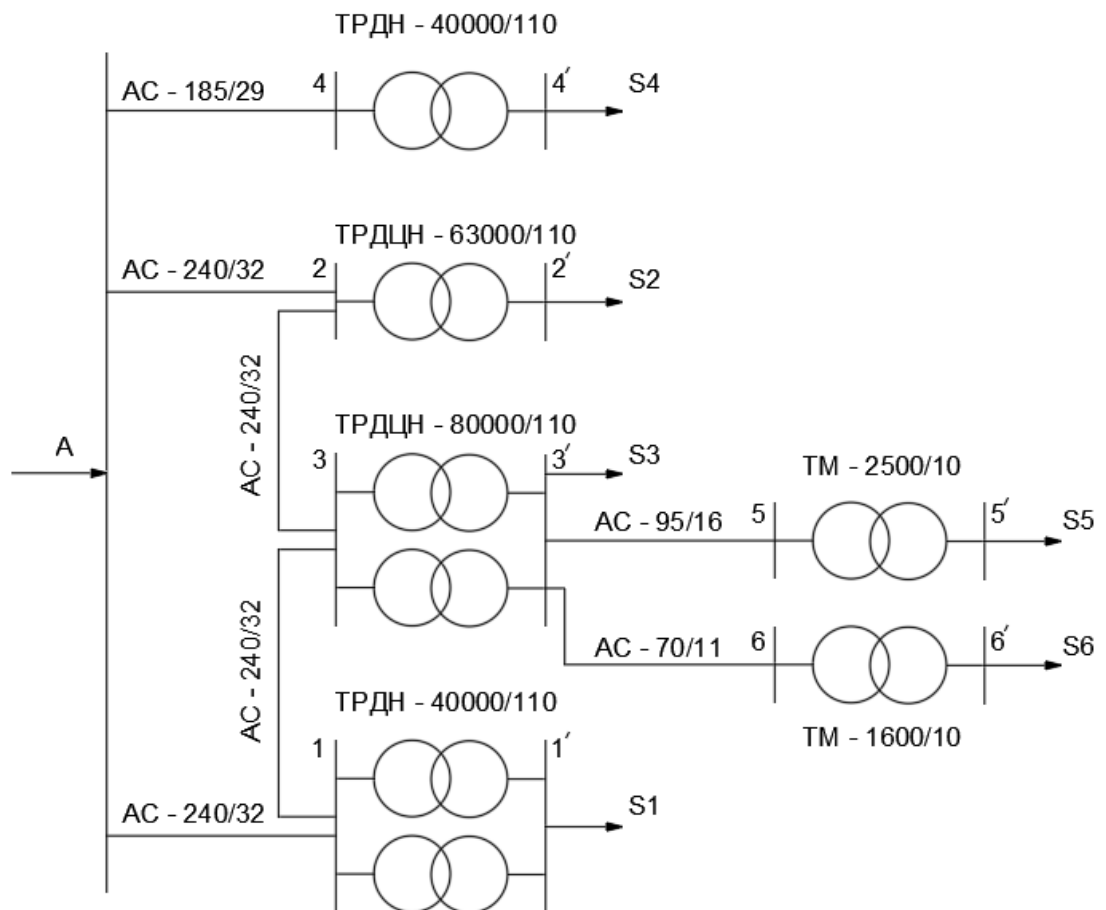


Рисунок 1.3.1 – Принципова схема мережі

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		18

1.3.6. Визначення втрат потужності

Для визначення втрат потужності складаю схему заміщення мережі (Додаток А).

Параметри ліній визначаю за наступними формулами:

Активний опір

$$R_L = r_0 L_i, \text{ Ом} \quad (1.3.8)$$

Реактивний опір

$$X_L = x_0 L_i, \text{ Ом} \quad (1.3.9)$$

Зарядна потужність

$$Q_L = b_0 L_i U_{\text{НОМ}}^2, \text{ МВАр} \quad (1.3.10)$$

Повний опір лінії

$$Z_L = R_L^2 + jX_L^2, \text{ Ом} \quad (1.3.11)$$

Для двоколових ліній повний опір зменшується в 2 рази, а зарядна потужність збільшується в 2 рази. Для ліній напругою нижче 110 кВ зарядну потужність не враховую.

Параметри ліній наводжу в таблиці 1.3.5.

Таблиця 1.3.5 – Параметри ліній

Ділянка	A-1	1-3	2-3	A-2	A-4	3-5	6-3
L_i , км	55,5	22,15	21,29	48,46	26,1	1,9	2,13
Марка проводу	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 185/29	АС 95/16	АС 70/11
r_0 , Ом	0,121	0,121	0,121	0,121	0,162	0,306	0,428
x_0 , Ом	0,405	0,405	0,405	0,405	0,413	0,421	0,432
b_0 , 10^{-6} СМ	2,6	2,6	2,6	2,6	2,75	–	–
Q_L , МВАр	3,82	0,8	0,77	3,33	0,95	–	–
Z_L , Ом	3,4+ j12	2,7+ j9,6	2,6+ j9,3	2,9+ j10,5	4,2+ j10,8	0,58+ j0,8	0,9+ j0,9

Розрахунок втрат потужності мережі необхідно проводити з кінця, тобто від споживачів. На рисунку 1.3.2 зображена схема заміщення, яка є типовою для всіх ділянок мережі. Результати всіх розрахунків зведені в таблицю 1.3.6

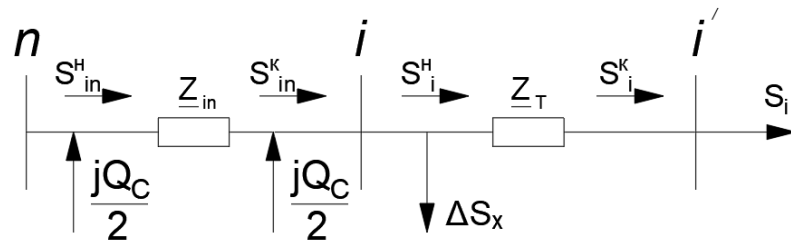


Рисунок 1.3.2 – Схема заміщення ділянки мережі

$i - i'$ – це ділянка трансформаторної підстанції. Кінцева потужність дорівнює потужності споживача. Втрати потужності в трансформаторі визначають за формулою (1.3.12). На двотрансформаторних підстанціях втрати холостого ходу збільшуються в двое, а опір зменшується в 2 рази. Початкова потужність розраховується, як сума всіх потужностей підстанції.

$$S_i^K = S_i$$

$$\Delta S_T = \frac{(P_i^K)^2 + (Q_i^K)^2}{U_{ВН}^2} \cdot Z_T \quad (1.3.12)$$

$$S_i^H = S_i^K + \Delta S_T + \Delta S_x$$

$n - i$ – це ділянка лінії. Кінцева потужність лінії 110 кВ і вище розраховується з врахуванням зарядної потужності, лінії нижче 110 кВ визначаються потужністю підстанції. Втрати потужності в лінії визначаються за формулою (1.3.13). Початкова потужність визначається сумою всіх потужностей і втрат.

$$S_{in}^{K 110} = S_i^H - j \frac{Q_C}{2}$$

$$S_{in}^{K 10} = S_i^H$$

$$\Delta S_L = \frac{P_{in}^{K 2} + Q_{in}^{K 2}}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{in} \quad (3.5.13)$$

$$S_{in}^{H 110} = S_{in}^{K 110} + \Delta S_L - j \frac{Q_C}{2}$$

$$S_{in}^{H 10} = S_{in}^{K 10} + \Delta S_L$$

Для розрахунку мережі (див. додаток А) за наведеними вище формулами розраховую ділянки 3-5 і 3-6. Після чого визначаю потужність, що передається, 3 трансформаторної підстанції:

$$S_3^K = S_3 + S_{35}^{H 10} + S_{36}^{H 10}$$

Знаходимо початкову потужність кожної підстанції мережі за формулами вище.

Так як мережа має замкнену ділянку (А-1-3-2-А'), то для подальшого розрахунку необхідно знайти точку потокорозподілу, від якої буде вестися подальший розрахунок мережі.

Знаходжу потоки потужності в точці, де потоки розійшлись (точка А):

$$S_{A1} = \frac{S_1^H(Z_{13} + Z_{23} + Z_{A2}) + S_3^H(Z_{23} + Z_{A2}) + S_2^H Z_{A2}}{Z_{A1} + Z_{13} + Z_{23} + Z_{A2}} = 71,2 + j43,6 \text{ МВА}$$

$$S_{A2} = \frac{S_2^H(Z_{23} + Z_{13} + Z_{A1}) + S_3^H(Z_{13} + Z_{A1}) + S_1^H Z_{A1}}{Z_{A2} + Z_{23} + Z_{13} + Z_{A1}} = 82,6 + j47,2 \text{ МВА}$$

Тепер від одного з потоків, наведених вище, віднімаємо потужність однієї підстанції (в тому порядку, що подається в формулі) до ти пір, поки потік не змінить знак на протилежний. В цьому місці буде точка потокорозподілу.

$$S_{13} = S_{A1} - S_1^H = 39 + j25 \text{ МВА}$$

$$S_{23}' = S_{13} - S_3^H = -39,4 - j29,2 \text{ МВА}$$

$$S_{23} = S_{A2} - S_2^H = 39,4 + j29,2 \text{ МВА}$$

Точка 3 – точка потокорозподілу. А розраховані потужності дорівнюють кінцевим потужностям відповідних ділянок (без врахування зарядної потужності).

$$S_{13}^{K 110} = S_{13} - j \frac{Q_{C13}}{2}$$

$$S_{23}^{K 110} = S_{23} - j \frac{Q_{C23}}{2}$$

Знаючи, де знаходиться точка потокорозподілу можна розрахувати потужності в лініях, замкненої ділянки (А-1-3-2-А').

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		21

Визначивши всі потужності, що виходять з точки А, можна знайти повну потужність мережі.

$$S_A = S_{A1}^{H 110} + S_{A2}^{H 110} + S_{A4}^{H 110} = 181,8 + j112,9 \text{ МВА}$$

Таблиця 1.3.6 – Потужності ділянок мережі

Ділянка	$S_{\text{кін}}, \text{ МВА}$	$\Delta S, \text{ МВА}$	$S_{\text{поч}}, \text{ МВА}$
А-2	83,1+j46,4	2+j7,2	85,1+j51,9
2-3	39,4+j28,8	0,5+j1,7	39,9+j30
1-3	39+j24,6	0,4+j1,6	39,5+j25,8
А-1	71,6+j42,5	1,76+j6,3	73,4+j46,9
А-4	23,1+j14	0,23+j0,6	23,3+j14,1
3-5	1,34+j0,75	0,01+j0,02	1,36+j0,77
3-6	0,9+j0,7	0,01+j0,01	0,9+j0,7
1-1'	32+j16,4	0,07+j1,7	32,1+j18,6
2-2'	43+j14,1	0,13+j3,4	43,2+j18
3-3'	78,3+j48,6	0,2+j5,6	78,5+j54,2
4-4'	23+j12,4	0,07+j1,8	23,1+j14,5
5-5'	1,33+j0,7	$(7,9 + j44,6)10^{-3}$	1,34+j0,75
6-6'	0,9+j0,6	$(7,5 + j36,5)10^{-3}$	0,9+j0,7
А	181,1+j112,9		

1.3.7. Розрахунок падіння напруги в мережі

Падіння напруги розраховують від джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної у нормальному режимі роботи, у відповідності з [7].

Втрати напруги визначають за формулою:

$$U_n = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (1.3.14)$$

Для регулювання напруги на підстанціях використовуються пристрої регулювання напруги (РПН – регулювання під навантаженням; ПБЗ – перемикач без збудження).

В проектуваній мережі на підстанціях 110кВ застосовуються трансформатори з РПН зі ступенем регулювання $\pm 9 \times 1,78\%$. Це означає, що на кожний ступінь напруга змінюється на 1,78%.

На трансформаторах 10/0,4 кВ пристроїв регулювання напруги немає.

Для вибору оптимального ступеня використовують наступні формули:

$$U_{\text{рег}} = U_T (1 \pm N_i \cdot C_x) \quad (1.3.15)$$

N_i – ступінь регулювання

$$C_x = \frac{1,78}{100} = 0,0178$$

Відхилення напруги від номінального значення розраховують за формулою, %:

$$\Delta U = \frac{U_{\text{розр}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%$$

Результати розрахунку падіння напруги зведені в таблицю 1.3.7.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		23

Таблиця 1.3.7 – Розрахунок напруги мережі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН	ΔU , %
A	110	115	–	4,55
1	110	110,2	1	0,18
2	110	110,4	1	0,36
3	110	110,7	3	0,64
4	110	108,8	-2	-1,1
5	10	9,97	–	-0,3
6	10	9,96	–	-0,4
1'	10	10	–	0,65
2'	10	10	–	0,8
3'	10	10,1	–	1,1
4'	10	9,94	–	-0,63
5'	0,4	0,399	–	-0,32
6'	0,4	0,398	–	-0,39

1.3.8. Розрахунок втрат електричної енергії

Розрахунок втрат електричної енергіїбуду проводити методом за часом найбільших витрат.

Визначаю час найбільших витрат для підстанцій:

$$\tau_i = (0,124 + T_{mi} \cdot 10^{-4})^2 \cdot T, \text{ год} \quad (1.3.16)$$

де T_{mi} – час найбільшого навантаження; $T = 8760$ год

Втрати електричної енергії в трансформаторах знаходжу за формулою:

$$\Delta W_T = \frac{1}{k} \frac{\Delta P_{ki} (|S_i^H|)^2}{S_{T\text{ном}}^2} \cdot \tau_i + k \cdot \Delta P_{xxi} \cdot T \quad (1.3.17)$$

де k – кількість трансформаторів; S_i^H – потужність і-го споживача.

Перед розрахунком втрат електроенергії в лініях, необхідно знайти час найбільших витрат замкненої ділянки (А-1-3-2-А'). Для цього визначаю час найбільших навантажень для ліній замкненої ділянки (А-1-3-2-А').

$$T_{\text{нб}A1} = \frac{|S_{13}^{K110}| \cdot T_{M3} + |S_{A1}^{K110}| \cdot T_{M1}}{|S_{13}^{K110}| + |S_{A1}^{K110}|} = 3691,4 \text{ год}$$

$$T_{\text{нб}A2} = \frac{|S_{23}^{K110}| \cdot T_{M3} + |S_{A2}^{K110}| \cdot T_{M2}}{|S_{23}^{K110}| + |S_{A2}^{K110}|} = 4258,7 \text{ год}$$

$$T_{\text{нб}13} = T_{\text{нб}23} = T_{M3} = 3730 \text{ год}$$

Для радіальних ліній час найбільших навантажень беру з вихідних даних.

Тепер для ліній можна визначити час найбільших витрат τ_{in} використавши формулу (1.3.16), і розрахувати втрати електричної енергії в лініях за (1.3.18).

$$\Delta W_L = \Delta P_L \cdot \tau_{in} \quad (1.3.18)$$

Енергія, що виробляється:

$$W = P_A \cdot T = 1592587.26 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Втрати в мережі у відсотках:

$$\delta W = \frac{\sum \Delta W_T + \sum \Delta W_L}{W} \cdot 100\% = 1,02\%$$

Результати зводимо до таблиці 1.3.8.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		25

Таблиця 1.3.8 - Втрат електроенергії

Ділянка/підстанція	$T_{нб}$ (годин)	τ (годин)	ΔW (МВт·годин)
ПС1	3670	2111,9	787,3
ПС2	4530	2916,5	934,9
ПС3	3730	2163,8	1703
ПС4	5540	4026,8	637,1
ПС5	3520	1984,8	55
ПС6	5240	3678,4	59,7
А-1	3691,4	2130,3	3749,5
1-3	3730	2163,8	934,2
2-3	3730	2163,8	1004,5
А-2	4258,7	2648,6	5315,2
А-4	5540	4026,8	939,6
3-5	3520	1984,8	24,8
3-6	5240	3678,4	39,3
Разом			16184

1.4. Розрахунок режиму мінімальних навантажень

Для створення такого режиму необхідно розрахувати мінімальну потужність споживачів:

$$S_{min_i} = K_{min}(P_i + jP_i tg(\cos \varphi_i))$$

K_{min} – частка всіх навантажень у мінімальному режимі P_{min} щодо максимального (таблиця 1.1.2).

Для першого споживача повна потужність буде дорівнювати:

$$\begin{aligned} S_{min_1} &= K_{min}(P_1 + jP_1 tg(\cos \varphi_1)) = 0,52 (32 + j32 \cdot tg(\cos(0,89))) = \\ &= 16,64 + j8,53 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Подальші результати зводжу в таблицю 1.4.1.

Таблиця 1.4.1 – Потужності мінімального режиму

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
P, МВт	32	43	76	23	1,33	0,887
cos φ	0,89	0,95	0,85	0,88	0,89	0,82
S_{min} , МВА	16,64 + j8,53	23,36 + j7,35	39,5 + j24,5	11,96 + j6,46	0,69+j0,35	0,46+j0,32

Далі розрахунок режиму мінімальних навантажень проводиться аналогічно режиму максимальних навантажень. При розрахунку залишаю раніше обрані проводи і трансформатори.

Схема заміщення мережі в режимі мінімальних навантажень подана в додатку Б.

Результати розрахунку подані в таблицях 1.4.2 і 1.4.3.

Як видно з таблиці 1.4.3 на де-яких ділянках мережі, в режимі мінімальних навантажень, відхилення напруги виходить за допустимі межі, але не перевищує гранично-допустимих ($\pm 10\%$ від номінального значення напруги). Якщо цей режим довготривалий, то напругу можна відрегулювати за допомогою РПН (таблиця 1.4.3).

Таблиця 1.4.2 – Потужності мережі в мінімальному режимі

Ділянка	$S_{кін}, \text{MVA}$	$\Delta S, \text{MVA}$	$S_{поч}, \text{MVA}$
A-2	43,1+j21,8	0,5+j1,9	43,6+j21,9
2-3	20,5+j14,7	0,1+j0,45	20,7+j14,7
1-3	20,3+j12,3	0,1+j0,4	20,5+j12,3
1-A	37,2+j19,9	0,5+j1,6	37,6+j19,6
A-4	12+j6,7	0,6+j0,2+	12,1+j6,4
3-5	0,7+j0,4	$(3,3 + j3,6)10^{-3}$	0,7+j0,4
3-6	0,47+j0,37	$(3 + j2,3)10^{-3}$	0,47+j0,38
1-1'	16,6+j8,5	0,02+j0,45	16,7+j9,5
2-2'	22,4+j7,35	0,04+j0,92	22,5+j8,7
3-3'	40,7+j25,3	0,05+j1,5	40,9+j27,7
4-4'	11,96+j6,46	0,02+j0,5	12+j7,2
5-5'	0,7+j0,35	$(2 + j12)10^{-3}$	0,7+j0,4
6-6'	0,46+j0,32	$(2 + j9,9)10^{-3}$	0,47+j0,37
A	93,35+j47,9		

Таблиця 1.4.3 – Напряг мережі у режимі мінімальних навантажень

Вузол	$U_{ном}, \text{кВ}$	$U, \text{кВ}$	Ступінь РПН	$\Delta U, \%$	$U_{рег}, \text{кВ}$	Ступінь РПН	$\Delta U, \%$
A	110	115	–	4,55	115	–	4,55
1	110	113,9	1	3,5	109,9	-1	-0,1
2	110	114	1	3,6	110	-1	0
3	110	116,2	3	5,6	110,4	0	0,36
4	110	111,9	-2	1,7	111,9	-2	1,7
5	10	10,16	–	1,6	9,99	–	-0,1
6	10	10,15	–	1,5	9,99	–	-0,1
1'	10	10,4	–	4	10,04	–	0,4
2'	10	10,41	–	4,1	10,04	–	0,4
3'	10	10,61	–	6,1	10,08	–	0,8
4'	10	10,03	–	0,3	10,03	–	0,3
5'	0,4	0,422	–	5,5	0,4	–	0,1
6'	0,4	0,422	–	5,5	0,4	–	0

1.5. Розрахунок післяаварійного режиму

Розрахунок післяаварійного режиму проводжу при максимальних навантаженнях мережі для найтяжчого випадку. Для цього обираю з розрахунку режиму максимальних навантажень найбільш завантажену лінію (А2) і проводжу «обрив» цієї лінії.

Розрахунок післяаварійного режиму виконую аналогічно до розрахунку максимального режиму, але без врахування параметрів «обірваної» лінії. Схема заміщення післяаварійного режиму показана в додатку В.

Для зменшення навантаження на лінії А-1 та 1-3 відключаю 2 споживача на час проведення ремонтних робіт, але не більше ніж на 24 години. Результати розрахунку потужностей післяаварійного режиму в таблиці 1.5.1.

Таблиця 1.5.1 – Потужності післяаварійного режиму

Ділянка	$S_{кін}, \text{МВА}$	$\Delta S, \text{МВА}$	$S_{поч}, \text{МВА}$
1-3	78,7+j55,7	1,9+ j6,8	80,6+j62,1
1-А	112,8+j78,8	4,8+j17,3	117,6+j94,2
А-4	23,1+j14	0,23+j0,6	23,3+j14,1
3-5	1,34+j0,75	0,01+j0,02	1,36+j0,77
3-6	0,9+j0,7	0,01+j0,01	0,9+j0,7
1-1'	32+j16,4	0,07+j1,7	32,1+j18,6
3-3'	78,3+j48,6	0,2+j5,6	78,5+j54,2
4-4'	23+j12,4	0,07+j1,8	23,1+j14,5
5-5'	1,33+j0,7	$(7,9 + j44,6)10^{-3}$	1,34+j0,75
6-6'	0,9+j0,6	$(7,5 + j36,5)10^{-3}$	0,9+j0,7
А	140,9+j108,3		

Для післяаварійного режиму проведу перевірку проводів на нагрів, за формулою (1.5.1) розраховую струми в лініях результати в таблиці 1.5.2.

$$I_{in} = \frac{|S_{in}^H|}{\sqrt{3}U_{ном}} \quad (1.5.1)$$

Таблиця 1.5.2 – Струми післяаварійного режиму

Ділянка	A-1	1-3	A-4	3-5	6-3
U_n , кВ	110	110	110	10	10
I_i , А	756	511	137	85,6	63,3
Марка проводу	АС 240/32	АС 240/32	АС 185/29	АС 95/16	АС 70/11
$I_{доп}$, А	605	605	510	330	265

Як видно з таблиці 1.5.2 струм на ділянці А-1 перевищує тривало допустимий струм. Згідно з [12] допускається перевантаження лінії на період ліквідації аварії, але не довше ніж на добу, при цьому струмове навантаження не повинно перевищувати 120% (при +25°C) тривало допустимого струму.

Згідно з пунктом 2.1 температура навколишнього середовища +20°C, тоді за таблицею 1.5.3 [12] визначаю коригувальний коефіцієнт

Таблиця 1.5.3 – Коефіцієнти перевантаження

Температура	-5 ≥	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
Коеф. перевантаж.	1,55	1,5	1,44	1,38	1,33	1,26	1,2	1,13	1,06	0,97

$$K_{пер} = 1,26$$

Фактичний коефіцієнт перевантаження:

$$K_{пер}' = \frac{I_i}{I_{доп}} = \frac{756}{605} = 1,25$$

Так як $K_{пер}' \leq K_{пер}$, то таке перевантаження допустиме. В разі перевищення коефіцієнту перевантаження можна обмежити потужність підстанцій.

Розрахунок падіння напруги в післяаварійному режимі зведено до таблиці 1.5.4. В післяаварійному режимі згідно з [7] дозволяється відхилення напруги від номінального значення на ±10%.

З таблиці 1.5.4. видно, що відхилення напруги не виходить за гранично допустимі межі в післяаварійному режимі. Напругу також можна відрегулювати за допомогою РПН (таблиця 1.5.4).

Таблиця 1.5.3 – Напряга мережі в післяаварійному режимі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН	ΔU , %	U _{пер} , кВ	Ступінь РПН	ΔU , %
A	110	115	–	4,55	115	–	4,55
1	110	104,6	1	-4,9	110,1	4	0,1
3	110	100,4	3	-8,7	110,6	9	0,55
4	110	108,8	-2	-1,1	108,8	-2	-1,1
5	10	9	–	-10	9,96	–	-0,4
6	10	9	–	-10	9,95	–	-0,5
1'	10	9,6	–	-8	10,05	–	0,5
3'	10	9,2	–	-3,9	10,1	–	1
4'	10	9,94	–	-0,6	9,94	–	-0,6
5'	0,4	0,360	–	-9,8	0,398	–	-0,4
6'	0,4	0,360	–	-9,9	0,398	–	-0,5

2. Проектування електричної підстанції

2.1. Вихідні дані для проектування підстанції

Розрахунок підстанції буду проводити для споживача першої категорії, тому обираю 3-го споживача. В таблиці 2.1 наведені вихідні дані для розрахунку підстанції.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для розрахунку підстанції

t°C	Навантаження в % від номінальної потужності, ΔS%												S _c МВА
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	
+20	45	55	60	92	93	95	75	100	100	130	120	100	2600

В таблиці 1.3.6 подана потужність 3-го споживача, але це значення відповідає максимальному навантаженню споживача, згідно з таблицею 2.1 це навантаження при 130%. В таблиці 2.2 наведено погодинне навантаження третьої підстанції.

$$S_{3\text{макс}} = |78,5 + j54,2| = 95,4 \text{ МВА}$$

Визначаю номінальне навантаження підстанції, тобто при 100%:

$$S_{\text{навном}} = \frac{S_{3\text{макс}} \cdot 100\%}{\Delta S\%} = \frac{95,4 \cdot 100}{130} = 73,4 \text{ МВА}$$

Таблиця 2.2 – Погодинне навантаження

Час	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
ΔS%	45	55	60	92	93	95	75	100	100	130	120	100
S, МВА	33	40,4	44	67,5	68,2	69,7	55	73,4	73,4	95,4	88	73,4

На підстанції встановлено 2 трансформатори ТРДЦН – 80000/110/10, згідно з пунктом 1.3.5, параметри якого наведені в таблиці 1.3.4.

Добовий графік навантаження підстанції зображено на рисунку 2.1.1

Для розрахунку підстанції знадобляться де-які параметри мережі, що наведені в таблиці 2.1.3.

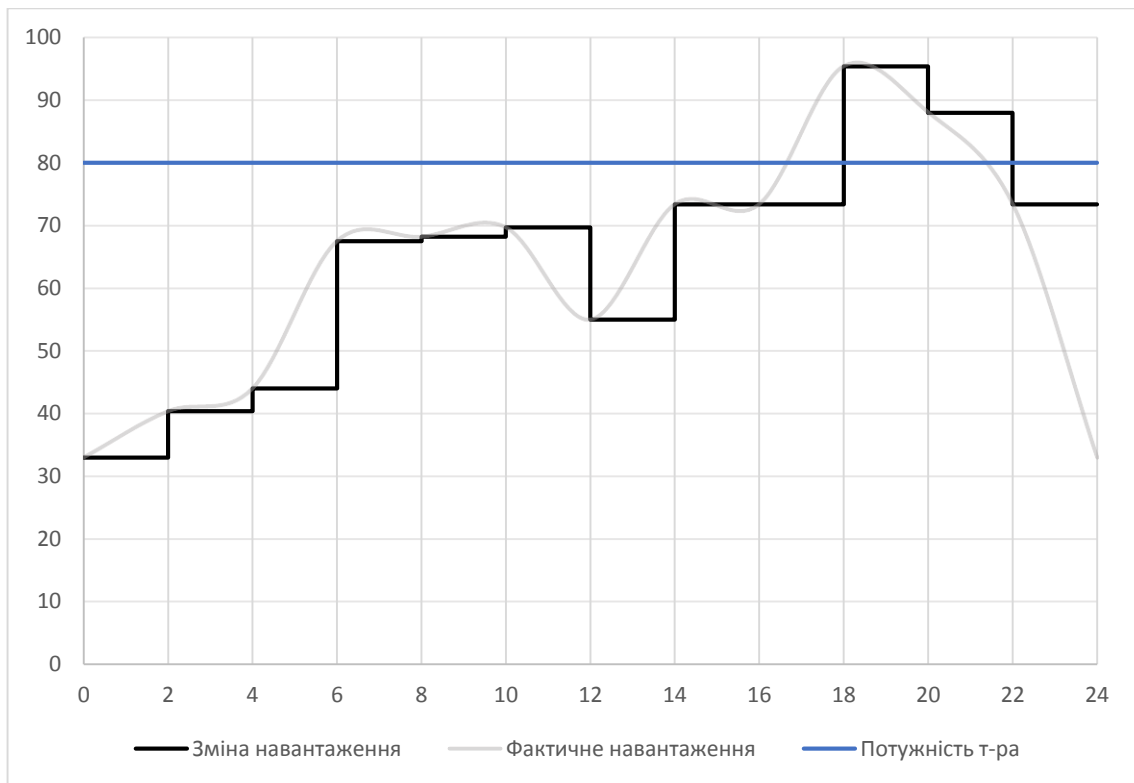


Рисунок 2.1.1 – Добовий графік навантаження

Таблиця 2.1.3 – Параметри мережі

Ділянка	A-1	1-3	2-3	A-2
U_H , кВ	110	110	110	110
I_i , А	202,1	223,7	238,7	230,6
Марка проводу	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32
$I_{доп}$, А	605	605	605	605
Z_L , Ом	3,4+j12	2,7+j9,6	2,6+j9,3	2,9+j10,5

2.2. Перевірка силового трансформатора за потужністю

Роблю перевірку силового трансформатора в нормальному режимі роботи при систематичних навантаженнях.

Початкове навантаження еквівалентного графіка (рис. 2.1.1):

$$K_1 = \frac{1}{2S_{\text{ном тр}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_3^2 \cdot t_3 + S_4^2 \cdot t_4 + S_5^2 \cdot t_5 + S_6^2 \cdot t_6 + S_7^2 \cdot t_7 + S_8^2 \cdot t_8 + S_9^2 \cdot t_9 + S_{12}^2 \cdot t_{12}}{t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6 + t_7 + t_8 + t_9 + t_{12}}} = 0,39$$

Другий ступінь еквівалентного графіка (рис. 2.1.1):

$$K_2 = \frac{1}{2S_{\text{ном тр}}} \sqrt{\frac{S_{10}^2 \cdot t_{10} + S_{11}^2 \cdot t_{11}}{t_{10} + t_{11}}} = 0,57$$

Максимальне перевантаження трансформатора:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{3\text{ макс}}}{2 \cdot S_{\text{ном тр}}} = \frac{95,4}{2 \cdot 80} = 0,6$$

$$K'_2 = 0,9 \cdot K_{\text{max}} = 0,9 \cdot 0,6 = 0,54$$

Порівнюю значення K_2 і K'_2 , а потім обираю більше для подальшого розрахунку. Так як $K_2 > K'_2$ для розрахунку приймаю K_2 .

За ГОСТ 14209-85 визначимо значення K_2 .

[5] [ст.52]

При $Q_{\text{охл}} = +20$, тип охолодження ДЦ, $t_{\text{перев}} = 20$ год

$t_{\text{перев.}}$ год	Система охолодження ДЦ		
	K_1		
	0,25	0,39	0,4
12	1,07	1,07	1,07
20	1,023	1,023	1,023
24	1,0	1,0	1,0

Для систематичних навантажень в нормальному режимі $K_{2\text{ГОСТ}} = 1,023$

Так як, $K_{2\text{ГОСТ}} > K_2$, то даний трансформатор підходить для роботи в систематичному режимі.

Для створення аварійного режиму відключаю один з трансформаторів.

Початкове навантаження еквівалентного графіка:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном тр}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_3^2 \cdot t_3 + S_4^2 \cdot t_4 + S_5^2 \cdot t_5 + S_6^2 \cdot t_6 + S_7^2 \cdot t_7 + S_8^2 \cdot t_8 + S_9^2 \cdot t_9 + S_{12}^2 \cdot t_{12}}{t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6 + t_7 + t_8 + t_9 + t_{12}}} = 0,77$$

Визначимо другий ступінь еквівалентного графіка:

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{ном тр}}} \sqrt{\frac{S_{10}^2 \cdot t_{10} + S_{11}^2 \cdot t_{11}}{t_{10} + t_{11}}} = 1,13$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{3\text{ макс}}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{95,4}{80} = 1,15$$

$$K'_2 = 0,9 \cdot K_{\text{max}} = 0,9 \cdot 1,15 = 1,07$$

Порівнюю значення K_2 і K'_2 , а потім обираю більше для подальшого розрахунку. Так як $K_2 > K'_2$ для розрахунку приймаю K_2 .

При $Q_{\text{охл}} = +20$, тип охолодження ДЦ, $t_{\text{перев}} = 4$ год)

$t_{\text{перев.}}$ год	ДЦ		
	K_1		
	0,7	0,77	0,8
4	1,4	1,4	1,4

Для післяаварійних систематичних навантажень $K_{2\text{ГОСТ}} = 1,4$

Так як, $K_{2\text{ГОСТ}} > K_2$, то даний трансформатор підходить для роботи в аварійному режимі.

Як видно з розрахунку трансформатор типу ТРДЦН-80000/110 підходить для роботи в нормальному та післяаварійному режимі. Так як підстанція живить споживача І категорії трансформатори повинні працювати паралельно, з можливістю взаємного резервування.

2.3. Визначення струмів короткого замикання

Для визначення струмів короткого замикання складаю схему заміщення, яка наведена на рисунку 2.3.1. Результати розрахунку зводжу до таблиці 2.3.1.

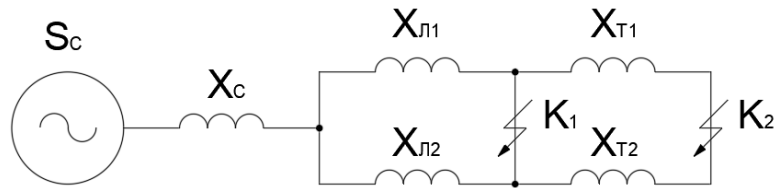


Рисунок 2.3.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Зі схеми заміщення видно, що треба знайти опір ліній та опір системи.

Опір лінії, що підходять до підстанції, визначаю як суму опорів всіх ліній:

$$X_{L1} = X_{A1} + X_{13} = 12,1 + 9,6 = 21,7 \text{ Ом}$$

$$X_{L2} = X_{A2} + X_{23} = 10,5 + 9,3 = 19,8 \text{ Ом}$$

$$X_L = \frac{X_{L1} X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{21,7 \cdot 19,8}{21,7 + 19,8} = 10,36 \text{ Ом}$$

Опір системи визначаю за формулою 2.3.1

$$X_C = \frac{U_{ВН}^2}{S_C} = \frac{115^2}{2600} = 5,1 \text{ Ом} \quad (2.3.1)$$

Так як на підстанції трансформатори, що з'єднані паралельно, то:

$$X_T = \frac{X_T}{2} = \frac{17,4}{2} = 8,7 \text{ Ом}$$

Періодичну складову струму короткого замикання розрховую за формулою 2.3.2:

$$I_{k1} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} X_{КЗ}} \quad (2.3.2)$$

$$I_{k1} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3}(X_C + X_L)} = \frac{115}{\sqrt{3}(5,1 + 10,3)} = 0,374 \text{ кА}$$

$$I_{k2} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3}(X_C + X_L + X_T)} = \frac{115}{\sqrt{3}(5,1 + 10,3 + 8,7)} = 2,75 \text{ кА}$$

Реальне значення періодичної складової струму КЗ в точці К2:

$$I_{k2}^p = I_{k2} \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 2,75 \frac{115}{10,5} = 30,1 \text{ кА}$$

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		36

Ударний струм розраховую за формулою 2.3.3

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k \quad (2.3.3)$$

Ударний струм у точках К₁ і К₂ ($k_{уд1} = 1,66$; $k_{уд2} = 1,85$ [4] [ст.150]):

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1} = \sqrt{2} \cdot 1,66 \cdot 0,374 = 0,88 \text{ кА}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_{k2}^p = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 30,1 = 78,8 \text{ кА}$$

Вважаю, що амплітуда ЕРС і періодична складова струму КЗ незмінні в часі, тому через час рівний часу відключення:

$$I_{нт1} = I_{k1} = 0,374 \text{ кА}$$

$$I_{нт2} = I_{k2}^p = 30,1 \text{ кА}$$

Аперіодичну складову струму КЗ до моменту розбіжності контактів вимикача визначаю за формулою 2.3.4:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{нт} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (2.3.4)$$

де T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової, [4] [ст.150]

для К₁: $T_{a1} = 0,025$ с; для К₂: $T_{a2} = 0,1$ с;

t – час спрацювання вимикача, $t_1 = 0,06$ с; $t_2 = 0,1$ с;

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{нт1} \cdot e^{-\frac{t_1}{T_{a1}}} = \sqrt{2} \cdot 0,374 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,05 \text{ кА}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{нт2} \cdot e^{-\frac{t_2}{T_{a2}}} = \sqrt{2} \cdot 24,6 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,1}} = 15,7 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля (термічна стійкість):

$$B_K = I_k^2 (t + T_a) \quad (2.3.5)$$

$$B_{K1} = I_{k1}^2 (t_1 + T_{a1}) = 0,374^2 (0,06 + 0,025) = 0,01 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

$$B_{K2} = I_{k2}^2 (t_2 + T_{a2}) = 30,1^2 (0,1 + 0,1) = 181,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Таблиця 2.3.1 – Результати розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Період. склад. струму КЗ в поч. мемонт часу, кА	Ударний струм КЗ, кА	Період. склад. струму КЗ в момент спрац. вимикача, кА	Аперіод. склад. струму КЗ, кА	Інтеграл Джоуля, кА ² с
К ₁	0,374	0,88	0,374	0,05	0,01
К ₂	30,1	78,8	30,1	115,7	181,5

2.4. Вибір високовольтних електричних апаратів

За струмами, що розраховані нижче і згідно таблиця 2.3.1 обираю високовольтні електричні апарати (вимикачі і роз'єднувачі). Електричні апарати обираю за [5] [с. 239; с. 260].

Максимальний струм на боці 110 кВ:

$$I_{110\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 562,3 \text{ А}$$

На боці 110 кВ обираю: елегазовий вимикач типу ЯЭ – 110Л-23 (13) У4, роз'єднувач типу РНД3.1 – 110Б/1000 У1 і типу РНД – 110Б/1000 У1. Параметри апаратів наведені в таблиці 2.4.1.

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{10\text{в}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{1,4 \cdot 80 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 3079,2 \text{ А}$$

На боці 10 кВ у колі трансформатора обираю: по два вакуумних вимикача типу ВВЭ – 10-31,5/3150 У3 і два роз'єднувача типу РВР3.1 – 12/4000 У3, так як обмотка НН з розщепленою фазою. Параметри апаратів наведені в таблиці 2.4.1.

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{10\text{с.в}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{0,7 \cdot 80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3079,2 \text{ А}$$

У колі секційного вимикача 10 кВ обираю вакуумний вимикач типу ВВЭ – 10-31,5/3150 У3. Параметри вимикача наведені в таблиці 2.4.1.

Струм у колі лінії, що відходить:

$$I_{10\text{отх}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10} = 615,8 \text{ А}$$

У колі ліній, що відходять 10 кВ обираю вакуумний вимикач типу ВВЭ – 10-31,5/630 У3. Параметри вимикача наведені в таблиці 2.4.1.

Струм у колі трансформатора власних потреб (див. п.2.9):

$$I_{\text{ТВП}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 12,3 \text{ А}$$

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		38

У колі трансформатора власних потреб ставлю роз'єднувач типу РЛНД – 10/400 У1. Параметри роз'єднувача наведені в таблиці 2.4.1.

Таблиця 2.4.1 – Параметри високовольтних електричних апаратів

Тип	Параметри					
	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{по}}$, кА	$I_{\text{уд}}$, кА	$I_{\text{вим}}$, кА	B_K , кА ² с
Вимикачі						
ЯЭ – 110Л-23 (13) У4	110	1250	50	125	40	7500
ВВЭ – 10-31,5/3150 У3	10	3150	31,5	80	31,5	2977
ВВЭ – 10-31,5/630 У3	10	630	31,5	80	31,5	2977
Роз'єднувачі						
РНДЗ.1 – 110Б/1000 У1	110	1000	–	80	–	2977
РНД – 110Б/1000 У1	10	1000	–	80	–	2977
РВРЗ.1 – 12/4000 У3	12	4000	–	125	–	8100
РЛНД – 10/400 У1	10	400	–	25	–	400

Обрані високовольтні електричні апарати відображені на однолінійній схемі підстанції (додаток Г).

2.5. Вибір ошиновки

2.5.1. Вибір гнучких шин 110 кВ

Переріз шини обираю допустимому струму при максимальному навантаженні на шинах, що становить 140% від номінального навантаження трансформатора, згідно з [7]:

$$I_{\text{макс}_{\text{ВН}}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 562,3 \text{ А}$$

Ошиновку в РП – 110 кВ як правило виконують сталевалюмінієвими проводами марки АС. При цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм² за умовами коронування, згідно з [7].

Вибір перетину здійснюю за довгостроково припустимим струмом. При такому значенні максимально робочого струму обираю переріз 240 мм² з допустимим струмом 605 А. Параметри проводу наведені в таблиці 2.5.1.

Роблю перевірку за термічною стійкістю:

$$F = \frac{\sqrt{B_{K1}} \cdot 10^3}{C} = \frac{\sqrt{0,01} \cdot 10^3}{91} = 1,2 \text{ мм}^2$$

Перетин 240 мм² підходить і за термічною стійкістю.

Проводжу перевірку за умовами коронування.

Обираю відстань між фазами $a = 300$ см. Фази розташовані горизонтально.

Визначаю критичну напруженість за 2.5.1:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 32 \text{ кВ/см} \quad (2.5.1)$$

де r_0 – радіус проводу, см;

$m = 0,82$ – коефіцієнт гладкості проводу.

За 2.5.2 визначаю фактичну напруженість навколо проводу

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{НОМ}}}{r_0 \log \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} = 14,8 \text{ кВ/см} \quad (2.5.2)$$

де $D_{\text{ср}}$ – середня геометрична відстань між проводами фаз, см.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		40

$$D_{cp} = 1,26 \cdot a = 378 \text{ см}$$

Умова перевірки

$$1,07E = 15,9 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \leq 0,9E_0 = 28,8 \text{ кВ/см}$$

Отже провід АС – 240/32 проходить за умовами коронування

Перевірка шин на схлюстування не проводиться, так як:

$$I_{П,0} = 0,374 \leq 20 \text{ кА}$$

Перевірка шин на терміну стійкість не проводиться, так як шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Струмоведачі частини від виводів 110 кВ трансформатора до збірних шин виконую гнучкими проводами. Перетин обираю за економічною густиною струму $j_e = 1 \text{ А/мм}^2$

$$q_e = \frac{I_{\text{макс}}}{j_e} = \frac{562,3}{1} = 562,3 \text{ мм}^2$$

Приймаю три проводи в фазі АС – 240/32. Переріз одного проводу 244 мм^2 . Тоді загальний переріз проводів складає:

$$q_{\text{заг}} = 3 \cdot q_{\text{пр}} = 3 \cdot 244 = 732 \text{ мм}^2$$

Перевірка проводу за допустимим струмом:

$$I_{\text{макс}} = 562,3 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 3 \cdot 605 = 1815 \text{ А}$$

Перевірку на коронування не проводжу, так як вона була проведена для цього проводу вище.

Таблиця 2.5.1 – Параметри проводів

[3] [с.578, с.582]

Марка проводу	Перетин, мм ²	Діаметр, мм	Актив. опір, Ом	Реактив. опір, Ом	Допустимий струм, А
АС – 240/32	240	21,6	0,12	0,405	605

2.5.2. Вибір жорстких шин 10 кВ

Перетин збірних шин обираю за допустимим струмом при максимальному навантаженні [7]:

$$I_{\text{макснн}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{1,4 \cdot 80 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 3079,2 \text{ А}$$

Приймаю алюмінієві шини коробчастого перерізу $2 \times 125 \times 55 \times 6,5$ по одній на кожну обмотку НН, параметри шини наведені в таблиці 2.5.2.

Таблиця 2.5.2 – Параметри шини [4] [с.625]

Марка шини	h, мм	b, мм	c, мм	Перетин, мм ²	Момент опору, см ³		Момент інерції, см ⁴	I _{доп} , А
					W _{y-y}	W _{y0-0y}		
АДЗ1Т	125	55	6,5	1370	9,5	100	625	4640

Розрахунок проведу тільки для шини однієї обмотки НН, так як результати розрахунку другої шини будуть такі самі.

Коригувальний коефіцієнт на температуру повітрі (+20°C)

$$k_{\text{темп}} = \sqrt{\frac{70 - t_{\text{навк}}}{70 - t_{\text{норм}}}} = \sqrt{\frac{70 - 20}{70 - 25}} = 1,054 \quad (2.5.3)$$

Тоді допустимий струм складатиме:

$$I'_{\text{доп}} = k_{\text{темп}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,054 \cdot 4640 = 4891 \text{ А}$$

Так як, з урахуванням коригувального коефіцієнта на температуру навколишнього середовища, умова $I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{макснн}}$ виконується, то залишаю раніше обрану шину.

Роблю перевірку за умовою термічної стійкості

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{K2}} \cdot 10^3}{C} = \frac{\sqrt{115,7} \cdot 10^3}{91} = 148 \text{ мм}^2$$

Умова $q_{\text{мин}} \leq 2 \times 1370$ виконується.

Перевірка за умовою механічної міцності

Так як шини мають коробчастий переріз, то їх з'єднання виконується зварним швом по всій довжині. Відстань між фазами приймаю $a = 0,5$ м, довжина прольоту $l = 1,5$ м

$$\sigma_{\text{розр}} = 2,2 \frac{i_{\text{уд}}^2 l^2}{a W_{y0-0y}} = 6,2 \text{ МПа} \quad (2.5.4)$$

Допустиме напруження шини марки АДЗ1Т [4] [ст.224].

$$\sigma_{\text{доп}} = 82,5 \text{ Мпа}$$

Умова механічної міцності $\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ виконується.

Сила взаємодії між шинами:

$$f_p = 0,5 \frac{i_{\text{уд}}^2}{h} 10^{-1} = 2484,3 \text{ Н/м} \quad (2.5.5)$$

Максимальна відстань між шинами

$$l_{\text{макс}} = \sqrt{\frac{12(\sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\text{розр}}) \cdot W_{y-y}}{f_p}} = 1,9 \text{ м} \quad (2.5.6)$$

Частота власних коливань шинної конструкції

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{625}{2 \cdot 13,7}} = 367,65 \text{ Гц} \quad (2.5.7)$$

Так як $f_0 > 200$ Гц, то механічного резонансу не виникає.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		43

2.6. Вибір ізоляторів

2.6.1. Вибір опорного ізолятора та лінійного вводу 110 кВ

Обираю опорний ізолятор типу С4-450 І УХЛ за [5] [с. 282], параметри наведені в таблиці 2.6.1:

Визначаю максимальну силу, що діє на згинання 2.6.1

$$F_{\text{макс}} = 1,62 \frac{i_{\text{уд}}^2 l}{a} 10^{-7} = 0,374 \text{ кН} \quad (2.6.1)$$

a – відстань між фазами приймаю (2.5.4); l – довжина прольоту (2.5.4).

Умова $F_{\text{макс}} < F_{\text{згин}}$ виконується. Ізолятор підходить.

Обираю лінійний ввід типу ГМЛБ – 90-110/1000 У1 (таблиця 2.6.1):

Перевірка за максимальним струмом

$$I_{\text{максВН}} = 562,3 \text{ А}$$

Умова $I_{\text{максНН}} < I_{\text{ном}}$ виконується. Лінійний ввід підходить.

Таблиця 2.6.1 – Параметри ізоляторів та лінійного вводу

Тип	Номинальна напруга, $U_{\text{ном}}$ кВ	Номинальний струм, $I_{\text{ном}}$ кВ	Мінімальна руйнуюча сила на згинання, $F_{\text{згин}}$, Н	Висота ізолятора $H_{\text{із}}$, мм
Опорні ізолятори				
С4-450 І УХЛ	110	–	4000	1020
С6-80 І УХЛ	10	–	6000	190
Прохідний ізолятор				
ИП – 10/4000- 4250 У2	10	4000	4250	640
Лінійний ввід				
ГМЛБ – 90 - 110/1000 У1	110	1000	–	3610

2.6.2. Вибір опорних та прохідних ізоляторів 10 кВ

Обираю опорний ізолятор типу С6-80 I УХЛ за [5] [с. 282], параметри наведені в таблиці 2.6.1:

За формулою 2.6.1 визначаю максимальну силу, що діє на згинання

$$F_{\text{макс}} = 3 \text{ кН}$$

Визначаю коефіцієнт коригування на висоту коробчастих шин за 2.6.2

$$k_H = \frac{H_{\text{із}} + c + \frac{h}{2}}{H_{\text{із}}} = 1,43 \quad (2.6.2)$$

Тоді максимальна руйнівна сила:

$$F'_{\text{макс}} = F_{\text{макс}} \cdot k_H = 3 \cdot 1,43 = 4,3 \text{ кН}$$

Умова $F'_{\text{макс}} < F_{\text{згин}}$ виконується. Ізолятор підходить.

Обираю прохідний ізолятор типу ИП – 10/3150-4250, параметри наведені в таблиці 2.6.1:

Проводжу перевірку за максимальним струмом:

$$I_{\text{макс нн}} = 3079,2 \text{ А}$$

$$I_{\text{макс нн}} < I_{\text{ном}}$$

Перевіряю ізолятор на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = 0,5F_{\text{макс}} = 1,5 \text{ кН}$$

Визначаю за 2.6.2 коефіцієнт коригування на висоту коробчастих шин

$$k_H = 1,125$$

Максимальна руйнівна сила складає:

$$F_{\text{доп}} = F_{\text{згин}} \cdot k_H = 4250 \cdot 1,13 = 4,783 \text{ кН}$$

Умова $F_{\text{розр}} < F_{\text{доп}}$ виконується. Ізолятор підходить.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		45

2.7. Вибір трансформаторів струму

2.7.1. Трансформатор струму у колі силового трансформатора на стороні високої напруги (ВН)

Вибір трансформатора струму буду проводити за максимально допустимим струмом. На стороні ВН максимальний струм:

$$I_{\text{максВН}} = 562,3 \text{ А}$$

Обираю трансформатор струму марки ТФЗМ-110Б-III-У1, [6] [ст.304], параметри наведені в таблиці 2.7.5.

Роблю перевірку трансформатора струму на електродинамічну стійкість за формулою 2.7.1:

$$\sqrt{2}I_{\text{ном}}I_{\text{ел.дин}} = 300 \text{ кА} \quad (2.7.1)$$

$$\sqrt{2}I_{\text{ном}}I_{\text{ел.дин}} = 300 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 0,88 \text{ кА}$$

Умова електродинамічної стійкості виконується

Перевіряю трансформатор струму на термічну стійкість за 2.7.2:

$$(I_{\text{ном}}I_{\text{доп}})^2 t_{\text{терм}} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (2.7.2)$$

$$(I_{\text{ном}}I_{\text{доп}})^2 t_{\text{терм}} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_K = 0,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова термічної стійкості виконується

Роблю перевірку вимірювальної обмотки трансформатора струму за вторинним навантаженням. Необхідні вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора струму в якості вторинного навантаження визначаю за [4] [с. 362]. Тип вимірювальних приладів обираю за [4] [с. 635]. Результати зводжу в таблицю 2.7.1.

За таблицею 2.7.1 визначаю, що найбільше навантаження приходить на фази А і С. Так як навантаження рівні розрахунок проведу для фази А.

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{\text{втор}}^2} = 0,26 \text{ Ом} \quad (2.7.3)$$

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		46

Таблиця 2.7.1 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Клас точності	Навантаження, ВА, фази		
			А	В	С
Амперметр	Э – 335	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д – 335	1,5	0,5		0,5
Варметр	Д – 304	1,5	0,5		0,5
Лічильник активної та реактивної енергії	NiK – 2307	0,5	2,5		2,5
Всього			4	0,5	4

Приймаю у вторинних колах трансформатора струму багатожилінні кабелі з поліхлорвініловою ізоляцією з мідними жилами ($\rho = 0,0175 \text{ Ом/мм}$).

Опір контактів приймаю ($r_k = 0,1 \text{ Ом}$).

Опір проводів

$$r_{\text{пр}} = Z_{\text{вим}} - r_{\text{прил}} - r_k = \frac{S_{\text{вим}}}{I_{\text{втор}}^2} - r_{\text{прил}} - r_k = 0,94 \text{ Ом} \quad (2.7.4)$$

Перетин проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3}l}{r_{\text{пр}}} = 3,2 \text{ мм}^2 \quad (2.7.5)$$

де l – довжина кабелю [4] [ст.375]

Приймаю стандартний переріз 4 мм^2

2.7.2. Трансформатор струму у колі силового трансформатора на стороні низької напруги (НН)

Вибір трансформатора струму буду проводити за максимально допустимим струмом. Так як трансформатор має розщеплену обмотку, то на стороні НН максимальний струм:

$$I_{\text{макс}_{\text{НН}}} = 3079,2 \text{ А}$$

Обираю трансформатор струму марки ТЛ-10-У3 на 3000 А [5] [ст.300], так як перевантаження в межах похибки [п. 3.3], параметри в таблиці 2.7.5.

$$\sqrt{2}I_{\text{ном}}I_{\text{ел.дин}} = 543 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 78,8 \text{ кА}$$

Умова електродинамічної стійкості виконується

Перевіряю трансформатор струму на термічну стійкість за 2.7.2:

$$(I_{\text{ном}}I_{\text{доп}})^2 t_{\text{терм}} = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_K = 181,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова термічної стійкості виконується

Аналогічно до п.2.7.1 роблю перевірку вторинної обмотки трансформатора струму. Необхідні вимірювальні прилади в таблицю 2.7.2.

За таблицею 2.7.2 визначаю, що найбільше навантаження приходить на фази А і С. Так як навантаження рівні розрахунок проведу для фази А.

Таблиця 2.7.2 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Клас точності	Навантаження, ВА, фази		
			А	В	С
Амперметр	Э – 335	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д – 335	1,5	0,5	–	0,5
Лічильник активної та реактивної енергії	НіК – 2307	0,5	2,5		2,5
Всього			3,5	0,5	3,5

За формулами 2.7.3 – 2.7.5 розраховую перетин проводу. У вторинних колах трансформатора струму приймаю багатожильні кабелі з поліхлорвініловою ізоляцією з мідними жилами.

В результаті розрахунку приймаю стандартний переріз 4 мм².

2.7.3. Трансформатор струму у колі ліній, що відходять та ТВП

Вибір трансформатора струму буду проводити за максимально допустимим струмом. На відхідних лініях максимальний струм:

$$I_{\text{максотх}} = 615,8 \text{ А}$$

Обираю трансформатор струму марки ТОЛ-10 У2, [5] [ст.296], параметри наведені в таблиці 2.7.5.

Перевіряю ТС на електродинамічну стійкість за 2.7.1:

$$\sqrt{2}I_{\text{ном}}I_{\text{ел.дин}} = 84,9 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 78,8 \text{ кА}$$

Умова електродинамічної стійкості виконується.

Перевіряю трансформатор струму на термічну стійкість за 2.7.2:

$$(I_{\text{ном}}I_{\text{доп}})^2 t_{\text{терм}} = 357,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_K = 181,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова термічної стійкості виконується

Аналогічно до п.2.7.1 роблю перевірку вторинної обмотки трансформатора струму. Необхідні вимірювальні прилади в таблицю 2.7.3.

За таблицею 2.7.3 визначаю, що найбільше навантаження приходить на фази А і С. Так як навантаження рівні розрахунок проведу для фази А.

Таблиця 2.7.3 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Клас точності	Навантаження, ВА, фази		
			А	В	С
Амперметр	Э – 335	1	0,5	0,5	0,5
Лічильник активної та реактивної енергії	НіК – 2307	0,5	2,5		2,5
Всього			3	0,5	3

За формулами 2.7.3 – 2.7.5 розраховую перетин проводу. У вторинних колах трансформатора струму приймаю багатожильні кабелі з поліхлорвініловою ізоляцією з мідними жилами. Опір контактів приймаю ($r_k = 0,05 \text{ Ом}$).

В результаті розрахунку приймаю стандартний переріз $2,5 \text{ мм}^2$.

2.7.4. Трансформатор струму у колі секційного, шиноз'єднуючого вимикачів

Вибір трансформатора струму буду проводити за максимально допустимим струмом. На відхідних лініях максимальний струм:

$$I_{\text{макс.с.в.}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = 3079,2 \text{ А}$$

Обираю трансформатор струму марки ТШЛК-10 У3, [5] [ст.296], параметри наведені в таблиці 2.7.5.

Приймаю номінальний струм ТС 3000 А, з розрахунку видно, що максимальний струм не набагато перевищує номінальне значення, згідно з [7] [с. 395 п. 3.2.30], похибка за струмом може бути 10% від номінального значення струму.

Перевірку на електродинамічну стійкість не проводжу, так як стру електродинамічної стійкості даного ТС не нормується.

За таблицею 2.7.4 визначаю, що найбільше навантаження приходить на фази А і С. Так як навантаження рівні розрахунок проведу для фази А.

Таблиця 2.7.4 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Клас точності	Навантаження, ВА, фази		
			А	В	С
Амперметр	Э – 335	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д – 335	1,5	0,5		0,5
Варметр	Д – 304	1,5	0,5		0,5
Лічильник активної та реактивної енергії	NiK – 2307	0,5	2,5		2,5
Всього			4	0,5	4

Перевіряю трансформатор струму на термічну стійкість за 2.7.2:

$$(I_{\text{ном}} I_{\text{доп}})^2 t_{\text{терм}} = 58800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_K = 181,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова термічної стійкості виконується

Аналогічно до п.2.7.1 роблю перевірку вторинної обмотки трансформатора струму. Необхідні вимірювальні прилади в таблицю 2.7.4.

За формулами 2.7.3 – 2.7.5 розраховую перетин проводу. У вторинних колах трансформатора струму приймаю багатожильні кабелі з поліхлорвініловою ізоляцією з мідними жилами. Опір контактів приймаю ($r_k = 0,1 \text{ Ом}$).

В результаті розрахунку приймаю стандартний переріз $2,5 \text{ мм}^2$.

Таблиця 2.7.5 – Параметри трансформаторів струму

Параметри	ТФЗМ-110 У1	ТЛ-10 У3	ТОЛ-10-У2	ТШЛК-10 У3
$U_{\text{ном}}$, кВ	110	10	10	10
$I_{\text{ном}}$, А	1000	3000	800	3000
$I_{\text{втор}}$, А	5	5	5	5
Варіант виконання вторинної обмотки	0,5/10Р/10Р/10Р	0,5/10Р	0,5/10Р; 10Р/10Р	0,5/10Р; 10Р/10Р
$I_{\text{ел.дин}}$, кА	212	128	100	–
$I_{\text{доп}}$, кА	63	40	31,5	35
$t_{\text{терм}}$, с	3	3	1	3
$S_{\text{вим}}$, ВА	30	15	10	25

2.8. Вибір трансформаторів напруги

2.8.1. Трансформатор напруги на боці ВН

Для вибору трансформатора напруги необхідно визначити потужність його вторинної обмотки. Визначаю вимірювальні прилади [4] [ст.362, 635], що підключені до трансформатора напруги з боку ВН і зводжу їх в таблицю 2.8.1.

Таблиця 2.8.1 – Вимірювальні з боку високої напруги

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужн. однієї обмотки	К-ть обм.	cosφ	sinφ	К-ть приладів	Потужн.	
								P, Вт	Q, ВАр
Ваттметр	ПЛ 110 кВ	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	
Варметр		Д-304	2	2	1	0	2	8	
Лічильник активної та реактив енергії		НіК – 2307	3	2	0,38	0,93	1	6	14,5
Фіксатор імпульсної дії		ФІП	3	1	1	0	1	3	
Всього								23	14,5

Розраховую вторинну потужність трансформатора напруги:

$$S_{\text{наВ}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{23^2 + 14,5^2} = 27,2 \text{ ВА}$$

Обираю вимірювальний трансформатор напруги типу НКФ-100-57 [6] [с. 326] з параметри наведеними в таблиці 2.8.3

Обраний трансформатор має достатню потужність ($S_{\text{ВН}} > S_{\text{наВ}}$), щоб працювати в своєму класі точності (0,5) для підключення вимірювальних приладів.

2.8.2. Трансформатор напруги на боці НН

Для вибору трансформатора напруги необхідно визначити потужність його вторинної обмотки. Визначаю вимірювальні прилади [4] [ст.362, 635], що підключені до трансформатора напруги з боку НН і зводжу їх в таблицю 2.8.2.

Таблиця 2.8.2 – Вимірювальні прилади на стороні НН

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужн. однієї обмотки	К-ть обмоток	cosφ	sinφ	Числ. приладів	Потужн.	
								P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Збірні шини	Э-335	2	1	1	0	2	4	
Вольтметр (регистр.)		Н-394	10	1	1	0	2	20	
Лічильник активної та реактивної енергії	Лінії 10 кВ і ТВП	NiK – 2307	3	2	0,38	0,93	12	72	174
Ваттметр	Секційний вимикач	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Варметр		Д-304	2	2	1	0	1	4	
Лічильник активної та реактивної енергії		NiK – 2307	3	2	0,38	0,93	1	6	14,5
Фіксатор імпульсної дії		ФІП	3	1	1	0	1	3	
Всього									92

Розраховую вторинну потужність трансформатора напруги:

$$S_{\text{наб}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{92^2 + 188,5^2} = 210 \text{ ВА}$$

Обираю вимірювальний трансформатор напруги типу НТМИ – 10-66 [6] [с. 326] з параметри наведеними в таблиці 2.8.3

Так як потужність трансформатора не достатня, щоб працювати в класі точності 0,5. Можна встановити на кожну секцію шин по два вимірювальні трансформатор напруги, що з'єднані в неповний трикутник:

$$S_{\text{нн}} = 2 \cdot 120 = 240 \text{ ВА}$$

Таблиця 2.8.3 – Параметри трансформаторів напруги

Тип	Ном.напруга обмотки			Ном. потужність, ВА в класі точності				Макс. Потуж. ВА
	Первин. кВ	Вторин. В	Додат. В	0,2	0,5	1	3	
НКФ- 110-57	$220/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100		400	600	1200	2000
НТМИ -10-66	10	100	100:3		120	200	600	960

2.9. Вибір трансформатора власних потреб

Трансформатор власних потреб обираю з урахуванням всіх навантажень підстанції [4] [ст.639-640], що зведені до таблиці 2.9.1.

Таблиця 2.9.1 – Навантаження власних потреб підстанції

Вид споживача	К-ть споживачів	Потужність одного споживача	cos φ	tg φ	Навантаження	
					P, кВт	Q, кВАр
Охолодження ТРДЦН-80000/110/10	2	29,6	0,88	0,54	59,2	32
Підігрів шаф КРУ-10кВ	20	1	1	0	20	0
Опалення, освітлення, вентиляція ЗРУ-10кВ	1	7	1	0	7	0
Освітлення ОРУ-220кВ	1	5	1	0	5	0
Опалення, освітлення, вентиляція ОПК	1	80	1	0	80	0
Підігрів приводів роз'єднувачів	12	0,6	1	0	7,2	0
Всього					178,4	32

Вважаю, що підігрів вимикачів виконувати не потрібно, так як обрані повітряні, вакуумні та елегазові вимикачі нормально працюють за від'ємних температур.

Тепер визначаю розрахункове навантаження споживачів підстанції:

$$S_{\text{розр}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178,4^2 + 32^2} = 181,2 \text{ кВА}$$

Приймаю два трансформатори ТМ – 160/10. При відключенні одного з трансформаторів другий буде навантажений:

$$k_{\text{зав}} = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{181,2}{160} = 1,13$$

3. Релейний захист силових трансформаторів

3.1. Вихідні дані для розрахунку параметрів захисту

Як основний захист трансформаторів від міжфазних пошкоджень на стороні з ізольованою нейтраллю і від всіх коротких замикань на стороні з ефективно заземленою нейтраллю застосовується диференційний струмовий захист з реле ДЗТ або РНТ. Так як реле типу РНТ застарілі і не рекомендуються до установки, а також встановлюється на підстанціях до 25 МВА, то для захисту трансформаторів буду застосовувати реле типу ДЗТ.

В реле ДЗТ-11 застосовується струмова відсічка, то що забезпечує підвищення швидкодії, а чуттєвий орган забезпечує відстройку від струмів небалансу.

Релейний захист буду проводити для трансформатора ТРДЦН – 80000/110, з параметрами наведеними в таблиці 3.1.1, що працює при максимальному навантаженні (див. п.2.1).

Опір системи:

$$X_{C_{\max}} = 12 \text{ Ом} \quad X_{C_{\min}} = 18 \text{ Ом}$$

Таблиця 3.1.1 – Параметри трансформатора ТРДЦН – 80000/110

Тип тр-а	S _н , МВА	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							
ТРДЦН – 80000/110	80	115	10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480

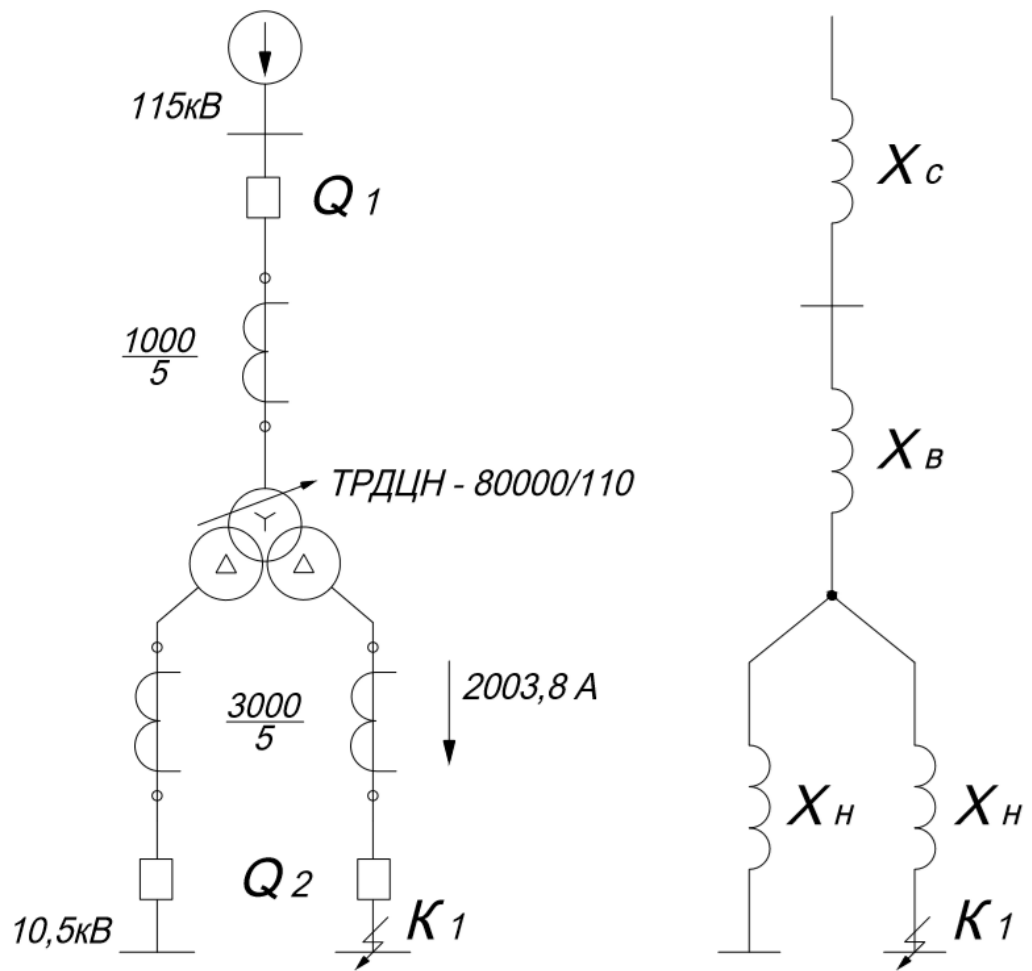


Рисунок 3.1.1 – Схема захисту трансформатора

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.6.141.392 ПЗ

Арк.

57

3.2. Розрахунок опору силового трансформатора

Загальний опір трансформатора при максимальному навантаженні:

$$X_T = \frac{U_{\%}}{100} \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{1,4 \cdot 80} = 12,4 \text{ Ом}$$

Визначаю опори обмоток ВН і НН. Так як трансформатора має розщеплену обмотку НН, то:

$$X_{TC} = X_{TH} = X_{TB} k_H = 21,7 \text{ Ом}$$

$$X_{TB} = X_T k_B = 1,55 \text{ Ом}$$

де k_i – коефіцієнт обмотки, $k_H = 1,75$; $k_B = 0,125$

При розрахунку струмів КЗ трансформаторів з РПН необхідно врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 110 кВ наближено можна прийняти:

$$x_{T,\text{мін}} = x_{T,\text{НОМ}} (1 - \Delta U)^2 \quad (3.2.1)$$

$$x_{T,\text{макс}} = x_{T,\text{НОМ}} (1 + \Delta U)^2 \quad (3.2.2)$$

За 3.2.1 та 3.2.2 маємо:

$$X_{B,\text{мін}} = 1,55 \cdot (1 - 0,12)^2 = 1,2 \text{ Ом}$$

$$X_{B,\text{макс}} = 1,55 \cdot (1 + 0,12)^2 = 1,9 \text{ Ом}$$

$$X_{H,\text{мін}} = 21,7 \cdot (1 - 0,12)^2 = 16,8 \text{ Ом}$$

$$X_{H,\text{макс}} = 21,7 \cdot (1 + 0,12)^2 = 27,2 \text{ Ом}$$

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		58

3.3. Визначення струмів короткого замикання

Розраховую максимальний режим:

$$I_{K_{\max}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3}(x_{\text{с.макс}} + x_{\text{в.мін}} + x_{\text{н.мін}})} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (12 + 1,2 + 16,8)} = 2213 \text{ A}$$

Розраховую мінімальний режим:

$$I_{K_{\min}}^{(2)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3}(x_{\text{с.мін}} + x_{\text{в.макс}} + x_{\text{н.макс}})} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (12 + 1,9 + 27,2)} = 1219,2 \text{ A}$$

Визначаю максимальні робочі струми на стороні ВН та НН:

$$I_{\max_{\text{ВН}}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{1,4 \cdot 80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 562,3 \text{ A}$$

$$I_{\max_{\text{НН}}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{1,4 \cdot 80 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 3079,2 \text{ A}$$

За розрахунковими даними струмів I_I та I_{II} вибираємо трансформатори струму: 1000/5 та два 3000/5, так як у нас трансформатор з розщепленою обмоткою. Як видно на стороні НН розрахований струм перевищує номінальний. Згідно з [7] [с. 395 п. 3.2.30] похибка за струмом може бути 10% від номінального значення. Тому для подальшого розрахунку буду брати струм з повною похибкою, що дозволяється [7].

$$I_{\text{В.ном.1}} = \frac{I_{\max_{\text{ВН}}} \cdot k_{\text{СХ}}}{n_T} = \frac{562,3 \cdot \sqrt{3}}{1100/5} = 4,43 \text{ A}$$

$$I_{\text{В.ном.2}} = \frac{I_{\max_{\text{НН}}} \cdot k_{\text{СХ}}}{n_T} = \frac{3079,2 \cdot 1}{3300/5} = 4,67 \text{ A}$$

$k_{\text{СХ}}$ – коефіцієнт схеми;

для схеми зірка $k_{\text{СХ}} = 1$; для схеми трикутник $k_{\text{СХ}} = \sqrt{3}$

Результати розрахунку зводжу в таблицю 3.3.1

Таблиця 3.3.1 – Первинні та вторинні струми трансформатора

Параметри	ВН - 110 кВ	НН - 10,5 кВ
$I_{\text{ном.п}}, \text{A}$	479	2622,8
$K_{I.n}$	1000/5	3000/5
Схема з'єднання ТС	Трикутник	Зірка
$I_{\text{В.ном.п}}, \text{A}$	4,15	4,4

3.4. Розрахунок повздовжнього диференційного струмового захисту

Так як реле типу РНТ не рекомендується до установки на знову проєктованих підстанціях, то повздовжній диференційний струмовий захист розраховують для реле типу ДЗТ.

Відстройка від кидка струму намагнічування, виникає при включенні трансформатора на холостий хід або при відновленні напруги після відключення КЗ, а також від перехідних струмів небалансу.

1) Струм спрацювання захисту визначається по більшому з двох значень:

а) Відбудова від кидка струму намагнічування (3.4.1)

$$I_{с.з.макс} = k_{отс} I_{макс_{вн}} = 1,5 \cdot 562,3 = 843,4 \text{ А} \quad (3.4.1)$$

де $k_{отс}$ – коефіцієнт відстройки. Для реле типу ДЗТ $k_{отс} = 1,5$

б) Відбудова від струму небалансу (3.4.2):

$$I_{с.з.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U) I_{K_{макс}}^{(3)} = 730,3 \text{ А} \quad (3.4.1)$$

де k_3 – коефіцієнт запаса. Для реле типу ДЗТ $k_3 = 1,5$

2) Перевірку чутливості захисту:

Вибір типу реле (ДЗТ-11 або ДЗТ - 20) виконується на основі оцінювання чутливості захисту, яку визначають наближено (3.4.3), вважаючи що весь струм пошкодження (приведений до сторони НН) потрапляє в реле.

$$k_{ч} = \frac{I_{K_{мін}}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{1100,8}{661,25} = 1,45 < 2 \quad (3.4.3)$$

Це значення дещо менше нормованого, але досить високе, щоб забезпечити захист. Для підвищення коефіцієнта чутливості необхідно розрахувати уставки.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		60

3.5. Розрахунок уставок реле ДЗТ-11

З таблиці 3.3.1 видно, що в якості основної сторони потрібно брати сторону НН, що має більший вторинний номінальний струм. Струм спрацювання реле для основної сторони визначається за виразом (3.5.1):

$$I_{\text{ср.осн.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{СХ}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{ном}}}}{k_{\text{ТТ}}} = 12,1 \text{ А} \quad (3.5.1)$$

Знаходжу розрахункове число витків для основної обмотки:

$$w_{\text{осн.розрах.}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн.}}} = \frac{100}{12,1} = 8,3 \quad (3.5.2)$$

Приймаємо найближче менше ціле значення $w_{\text{осн.роб.}} = 8$ (витків), це забезпечить запас за вибірковістю. Тоді фактичний струм спрацювання реле:

$$I_{\text{ср.осн.}} = \frac{100}{8} = 12,5 \text{ (А)}$$

Для сторони 110 кВ розрахункове число витків обираю за умовами балансу на реле МРС захисту при зовнішніх КЗ або нормальному режимі:

$$w_{\text{ВН.розрах.}} = w_{\text{осн.роб.}} \cdot \frac{I_{\text{В.ном.осн}}}{I_{\text{В.ном.ВН}}} = 8 \cdot \frac{4,67}{4,43} = 8,43 \quad (3.5.3)$$

Приймаю найближче ціле значення $w_{\text{ВН.роб.}} = 9$ (витків), це забезпечить найменшу похибку вирівнювання.

Визначаю струм спрацювання захисту з урахуванням вирівнювання

$$I_{\text{с.з.}} = k_3 \cdot (k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta W) \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 506,3 \text{ А}$$

$$\text{де } - \Delta W = \frac{8,43 - 9}{8,43} = -0,067$$

За 3.5.1 визначаю уточнений струм спрацювання реле:

$$I_{\text{ср.осн.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{СХ}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{НН}}}}{k_{\text{ТТ}}} = 8,4 \text{ А}$$

Так як уточнений струм спрацювання реле не перевищує фактичного значення вибір числа витків робочих обмоток можна вважати завершеним.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		61

Гальмівна обмотка забезпечує надійну відстройку від струмів небалансу при даному виді КЗ. Число витків розраховую за виразом 3.5.4:

$$W_{\text{гал.розрах.}} = \frac{k_3 \cdot I_{\text{ср.осн}} \cdot W_{\text{осн.роб.}}}{I_{\text{к.макс}}^{(3)} \cdot \text{tg}\alpha} = 3,7$$

де $\text{tg}\alpha = 0,75$ – тангенс кута нахилу дотичної проведеної з початку координат до нижньої розрахованої за вибірковістю гальмівній характеристиці.

Приймаю кількість витків гальмівної обмотки $w_{\text{гал.}} = 4$ (витків).

Роблю перевірку чутливості захисту з обраними уставками за 3.4.3

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{1100,8}{458,5} = 2,4 > 2$$

Оскільки коефіцієнт чутливості відповідає нормованому, згідно з [7] [с.392, п.3.2.22], то реле ДЗТ-11 рекомендується для захисту трансформаторів.

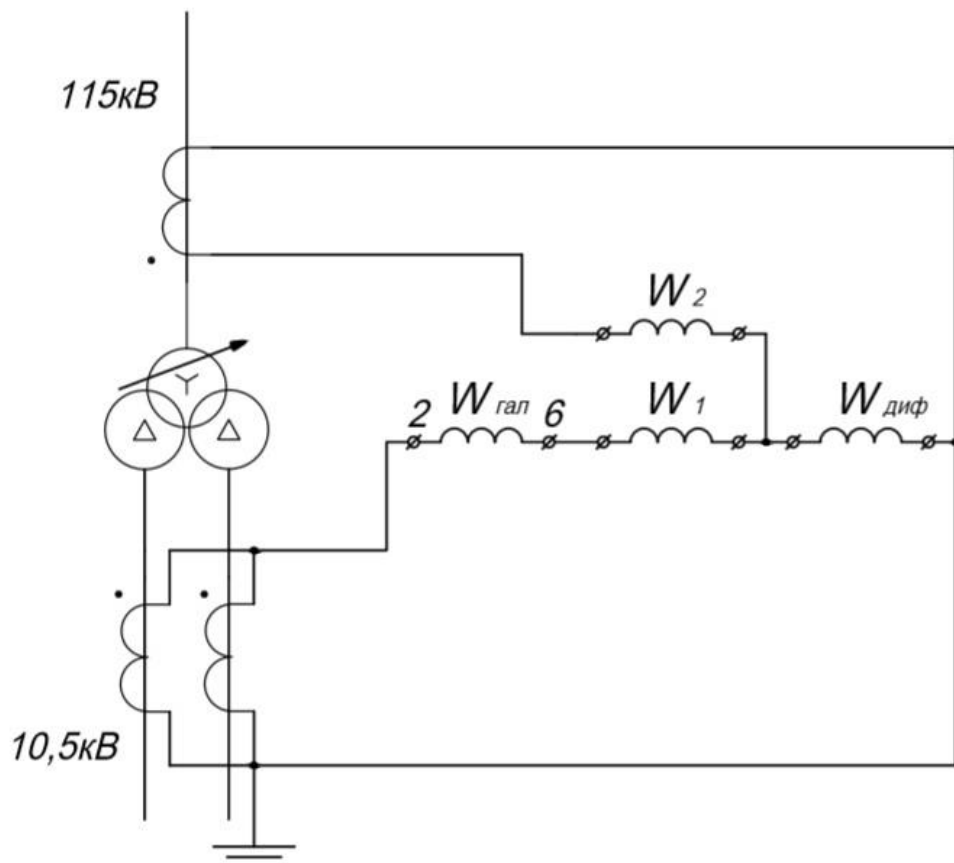


Рисунок 3.5.2 – Схема підключення ДЗТ-11

4. Грозозахист підстанції

4.1. Вихідні дані для розрахунку блискавковідводів

Для захисту підстанції від ударів блискавки на її території встановлюю два блискавковідводи на двох порталах, що стоять окремо, буду вважати, що блискавковідводи розташовані симетрично по відношенню до вузької стороно ВРП -110 кВ.

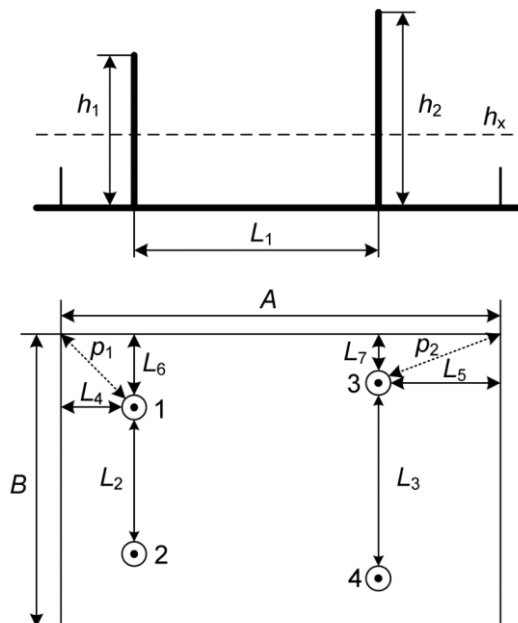


Рисунок 4.1.1 – Розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-110 кВ

Таблиця 4.1.1 – Вихідні дані для розрахунку

A, м	B, м	L ₁ , м	L ₂ , м	L ₃ , м	L ₄ , м	L ₅ , м	h _x , м
46	42	28	20	32	8	10	8

Визначаємо довжини L_6 і L_7 ; p_1 і p_2 згідно з рисунком 4.1.1:

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{42 - 20}{2} = 11 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{42 - 32}{2} = 5 \text{ м}$$

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{8^2 + 11^2} = 13,6 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_5^2 + L_7^2} = \sqrt{10^2 + 5^2} = 11,2 \text{ м}$$

4.2. Визначення висоти блискавковідводів

Перед розрахунком зовнішніх та внутрішніх параметрів блискавковідводів необхідно визначитись з їх висотою.

Приймаю значення висоти h_1 та h_2 від 0 до 30 м:

$$\begin{cases} h_0 = 0,7 \cdot h_1 & (4.3.1) \\ r_0 = 0,6 \cdot h_1 & (4.3.2) \\ r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} & (4.3.3) \end{cases}$$

r_x можна представити як p_1 , тобто $r_x = p_i$ тоді за формулами вище можна розрахувати висоту блискавковідводу. Підставляю формули 4.3.1 – 4.3.2 у вираз 4.3.3 в результаті отримую:

$$p_1 = \frac{(0,6 \cdot h_1) \cdot (0,7 \cdot h_1 - h_x)}{0,7 \cdot h_1}$$

Виразивши з вище наведеного виразу h_1 отримую наступне значення:

$$h_1 = 34,1 \text{ м}$$

Як бачимо висота h_1 та h_2 не входить до інтервалу від 0 до 30 м. Тоді приймаю значення висоти від 30 до 100 м:

$$h_0 = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h_1 - 30)]h_1 \quad (4.3.4)$$

$$r_0 = [0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h_1 - 30)]h_1 \quad (4.3.5)$$

Підставляю формули 4.3.4 – 4.3.5 у вираз 4.3.3:

$$p_1 = \frac{([0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h_1 - 30)]h_1) \cdot ([0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h_1 - 30)]h_1 - h_x)}{[0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h_1 - 30)]h_1}$$

$$h_1 = 34,4 \text{ м}$$

Визначаю висоту блискавковідводів h_3 і h_4 ($h_3 = h_4$) виходячи з умови, що $r_x = p_i$ при висоті h_x . Тоді за 4.3.1 – 4.3.3 розраховую висоту аналогічно до розрахунку вище. Підставивши всі значення визначаю, що:

$$h_3 = 30 \text{ м}$$

Висота h_3 входить до інтервалу від 0 до 30 м.

4.3. Розрахунок зони захисту подвійного блискавковідводу однакової висоти

Для побудови зовнішньої зони захисту подвійного блискавковідводу з висотою h необхідно визначити габарити напівконусів (h_0 і r_0).

Визначаю габарити для блискавковідводів висотою h_1 і h_2 за 4.3.4 і 4.3.5:

$$h_0 = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h_1 - 30)]h_1 = 24 \text{ м}$$

$$r_0 = [0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h_1 - 30)]h_1 = 20,4 \text{ м}$$

Визначаю габарити для блискавковідводів висотою h_3 і h_4 за 4.3.1 і 4.3.2:

$$h_0 = 0,7 \cdot h_1 = 21 \text{ м}$$

$$r_0 = 0,6 \cdot h_1 = 18 \text{ м}$$

Внутрішні області визначаються параметрами h_0 і h_c , зображені на рисунку 4.3.1

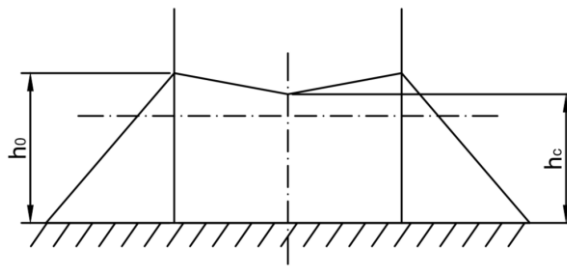


Рисунок 4.3.1 – Параметри h_0 і h_c

Розраховую зону захисту стрижневих блискавковідводів h_1 та h_2 :

$$L_{max} = [4,25 - 3,57 \cdot 10^{-4}(h_1 - 30)]h_1 = 145,7 \text{ м} \quad (4.3.1)$$

$$L_c = [2,25 - 0,01007(h_1 - 30)]h_1 = 75,9 \text{ м} \quad (4.3.2)$$

Так як відстань між блискавковідводами h_1 та h_2 : $L \leq L_c$, то межа зони не має провисання ($h_0 = h_c$), тоді приймаю значення $h_c = h_0 = 24 \text{ м}$

Розраховую зону захисту стрижневих блискавковідводів h_3 і h_4 :

$$L_{max} = 4,25 \cdot h_3 = 127,5 \text{ м} \quad (4.3.3)$$

$$L_c = 2,25 \cdot h_3 = 67,5 \text{ м} \quad (4.3.3)$$

Так як відстань між блискавковідводами h_3 та h_4 : $L \leq L_c$, то межа зони не має провисання ($h_0 = h_c$), тоді приймаю значення $h_c = h_0 = 21 \text{ м}$

Результати розрахунку зображені на рисунку 4.3.2 та 4.3.3.

Знаючи параметри зовнішніх зон можна розрахувати горизонтальні перерізи зони захисту.

Габаритні параметри внутрішньої зони захисту для блискавковідводів висотою h_1 і h_2 :

Довжина горизонтального перерізу l_x (при $h_x \leq h_c$):

$$l_x = \frac{L_2}{2} = \frac{20}{2} = 10 \text{ м}$$

Ширина горизонтального перерізу в центрі між блискавковідводами $2r_{cx}$ на висоті $h_x \leq h_c$:

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c} = 13,6 \text{ м}$$

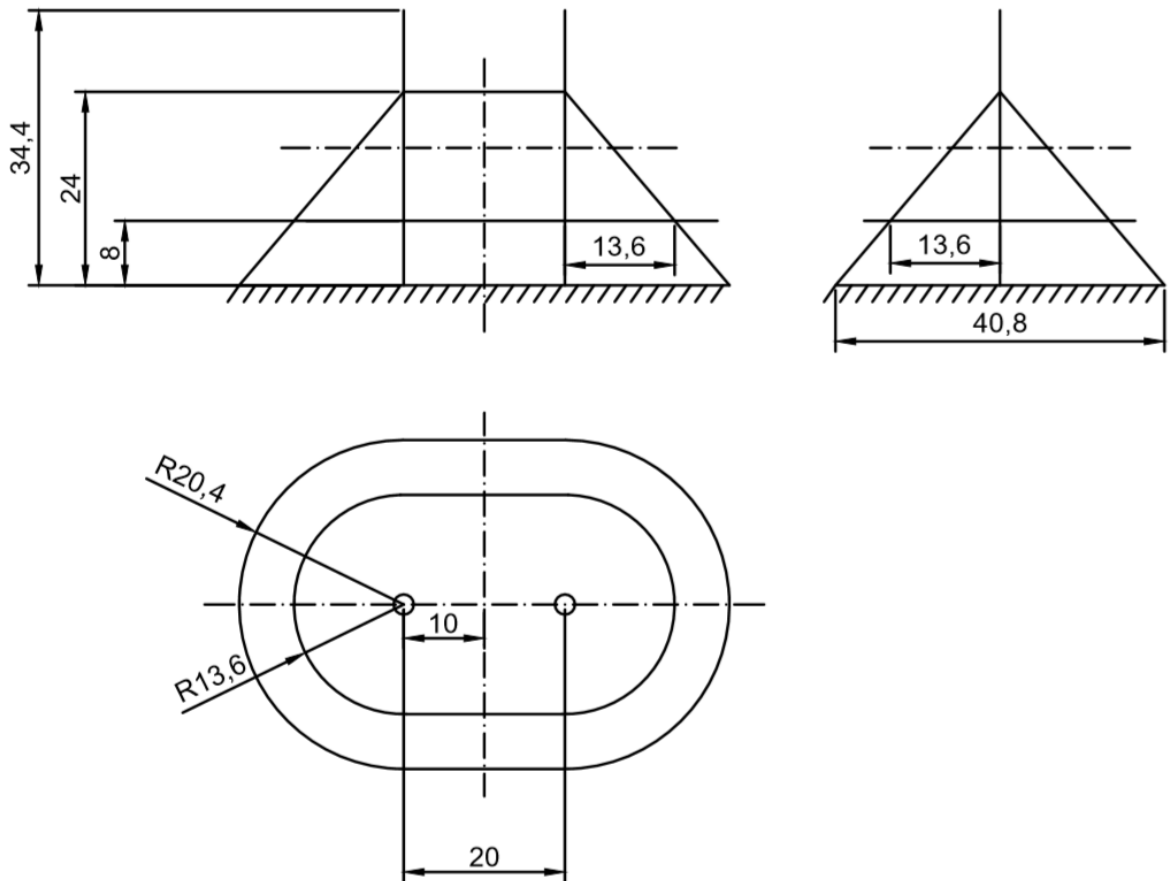


Рисунок 4.3.2 – Переріз блискавковідводів зони захисту висотою h_1 і h_2

Аналогічно визначаю габаритні параметри внутрішньої зони захисту для блискавковідводів висотою h_3 і h_4 :

Довжина горизонтального перерізу l_x (при $h_x \leq h_c$):

$$l_x = \frac{L_3}{2} = \frac{32}{2} = 16 \text{ м}$$

Ширина горизонтального перерізу в центрі між блискавковідводами $2r_{cx}$ на висоті $h_x \leq h_c$:

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c} = 11,18 \text{ м}$$

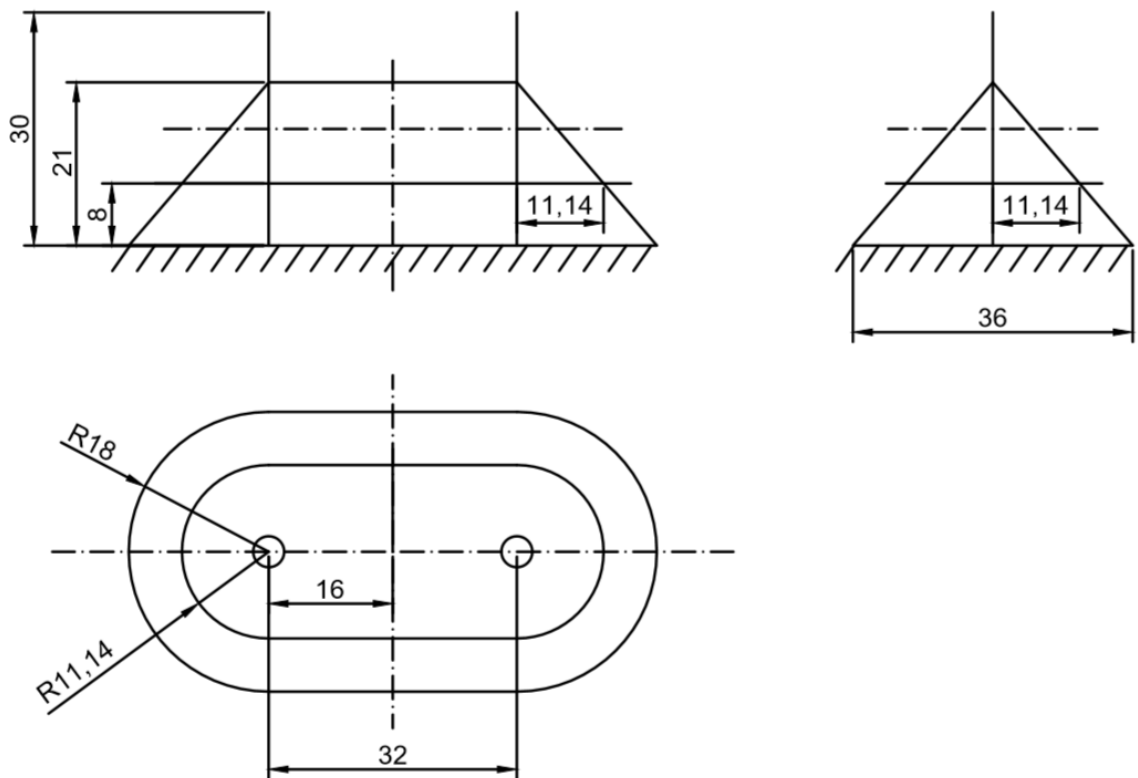


Рисунок 4.3.3 – Переріз зони захисту блискавковідводів висотою h_3 і h_4

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

4.4. Розрахунок внутрішньої зони захисту блискавковідводів різної висоти

Розраховую відстань між блискавковідводами різної висоти:

$$L_{13} = L_{24} = \sqrt{L_1^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{28^2 + 6^2} = 28,6 \text{ м}$$

$$L_{14} = L_{23} = \sqrt{L_1^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2} + L_2\right)^2} = \sqrt{28^2 + 26^2} = 38,2 \text{ м}$$

Довжина горизонтального перерізу l_x (при $h_x \leq h_c$):

$$l_{x13} = \frac{L_{13}}{2} = 14,3 \text{ м}$$

$$l_{x14} = \frac{L_{14}}{2} = 19,1 \text{ м}$$

Параметри внутрішньої зони захисту блискавковідводів різної висоти:

$$\begin{cases} h_{c\text{мин}} = \frac{h_{c1} + h_{c3}}{2} = 22,5 \text{ м} \\ r_{c0} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = 19,2 \text{ м} \\ r_{cx} = \frac{r_{c0}(h_{c\text{мин}} - h_x)}{h_{c\text{мин}}} = 12,4 \text{ м} \end{cases} \quad (4.5.1)$$

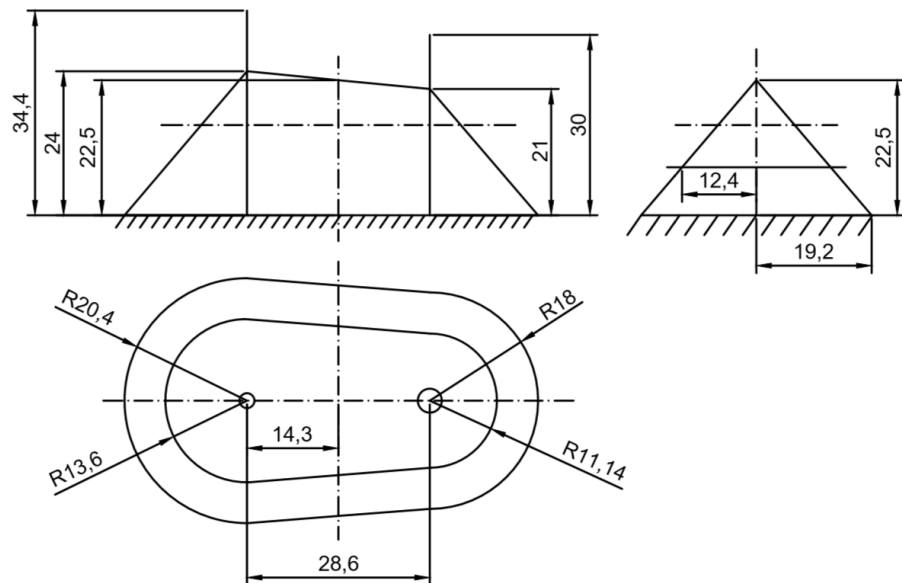


Рисунок 4.4.1 – Переріз зони захисту блискавковідводів різної висоти

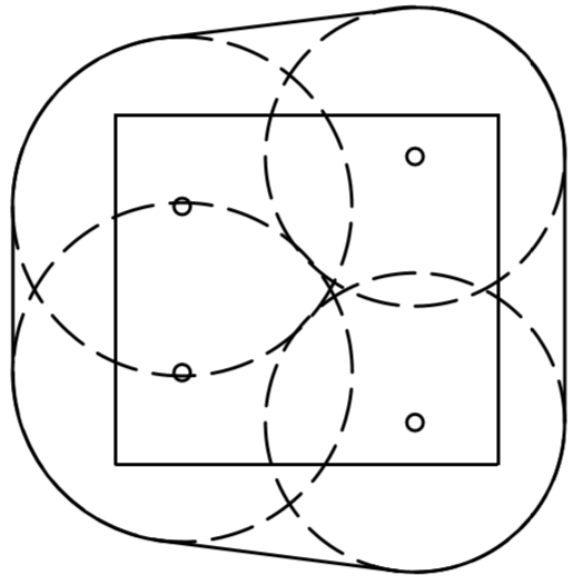
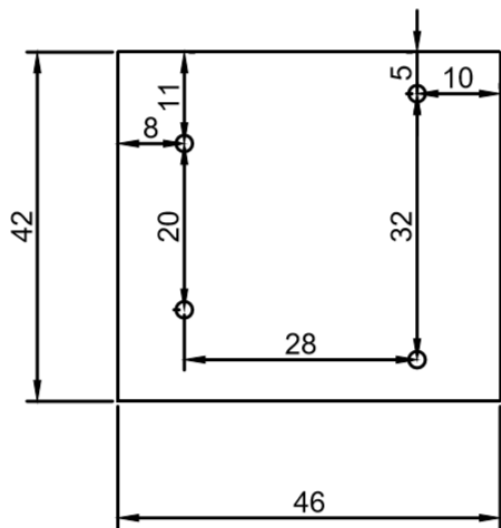


Рисунок 4.4.2 – Зона покриття блискавковідводів

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.6.141.392 ПЗ

Арк.

69

5. Заземлюючі пристрої

5.1. Вихідні дані для розрахунку заземлюючих пристроїв

Існують три види заземлень: робоче, захисне заземлення та заземлення грозозахисту, причому згідно з [7] [с.84 п.1.7.59] слід застосовувати один спільний заземлювальний пристрій.

Для розрахунку опору заземлювального пристрою складаю контур із сітки вертикальних електродів, що об'єднані горизонтальними смугами (рисунок 5.2.1).

Таблиця 5.1.1 – Вихідні дані для розрахунку заземлювального пристрою

а, м	б, м	$\rho_{\text{вим}}$, Ом·м	$n_{\text{пр}}$ шт	$l_{\text{пр}}$, м	Тип тросу
220	250	98	1	160	С-70

Згідно з таблицею 5.1.1 можна визначити ґрунт в якому буде знаходитись майбутній заземлювальний пристрій. За таблицею 7 [9] визначаю, що заземлювальний пристрій буде знаходитись у ґрунті типу суглинок.

Визначаю розрахункове значення питомого опору ґрунту 5.1.1:

$$\rho_{\text{розр}} = K \rho_{\text{вим}} \quad (5.1.1)$$

K – сезонний коефіцієнт.

Так як розрахунок проводитиму для всіх типів заземлення об'єднаних в один спільний ЗП, то за таблицею 8 [9] приймаю сезонний коефіцієнт для середньої вологості ґрунту із більшим значенням $K = 2,7$

За 5.1.1 розраховую значення питомого опору ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}} = 2,7 \cdot 98 = 264,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

5.2. Розрахунок заземлювального пристрою ВРП

Заземлювальний контур виконую у вигляді сітки горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованих у вузлах сітки по її периметру. Крок сітки по ширині беру 22 м, а по довжині 25 м. Довжину вертикальних електродів приймаю 1 м.

Опір заземлення системи трос-опора:

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}}R_{\text{оп}}} \quad (5.2.1)$$

$R_{\text{тр}}$ – опір троса між опорами;

$R_{\text{оп}}$ – опір заземлення опори.

Опір троса С – 70:

$$R_{\text{тр}} = \frac{r'_{\text{тр}}l_{\text{пр}}}{n_{\text{тр}}} = \frac{2,4 \cdot 0,16}{1} = 0,384 \text{ Ом} \quad (5.2.2)$$

Питомий опір тросу типу С – 70: $r'_{\text{тр}} = 2,4 \text{ Ом/км}$

Опір заземлювача опор, який був виміряний при 50 Гц та від'єднаному тросі, впродовж грозового сезону не повинен перевищувати значень, що наведені в таблиці 11 [9].

В даному випадку при $100 < \rho_{\text{розр}} \leq 500$ опір заземлювача опор не повинен перевищувати $R_{\text{оп}} \leq 15$. Тоді за 5.2.1:

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{0,384 \cdot 15} = 2,4 \text{ Ом}$$

Отриманий опір буду вважати опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{\text{пр}} = R_{\text{тр-оп}} = 2,4 \text{ Ом}$$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_3 = \frac{R_{\text{доп}}R_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}} - R_{\text{доп}}} = \frac{0,5 \cdot 2,4}{2,4 - 0,5} = 0,63 \text{ Ом} \quad (5.2.3)$$

$R_{\text{доп}}$ – допустимий опір заземлення в мережах із глухозаземленою, або ефективно заземленою нейтраллю в мережах 110 кВ $R_{\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом}$.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		71

Знаходжу опір заземлювального контуру ВРП за 5.2.4:

$$R_{з.р.} = \rho_{розр} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n \cdot l} \right) \quad (5.2.4)$$

L – сумарна довжина всіх горизонтальних електродів. Так як крок між вертикальними електродами 22 м по ширині і 25 м по довжині то:

$$L = b \cdot \frac{a}{22} + a \cdot \frac{b}{25} = 250 \cdot \frac{220}{22} + 220 \cdot \frac{250}{25} = 4700 \text{ м}$$

l – довжина вертикальних електродів $l = 1 \text{ м}$

n – кількість вертикальних електродів

$$n = \left(\frac{a}{22} + \frac{b}{25} \right) \cdot 2 = \left(\frac{220}{22} + \frac{250}{25} \right) \cdot 2 = 40 \text{ шт}$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{a \cdot b} = \sqrt{220 \cdot 250} = 234,5$$

A – коефіцієнт, що залежить від 5.2.5.

$$A = \frac{l}{\sqrt{S}} = \frac{1}{234,5} = 0,004 \quad (5.2.5)$$

Тоді за таблицею 10 [9] приймаю $A=0,4$

Визначаю значення опору заземлюючого контуру ВРП за 5.2.4:

$$R_{з.р.} = 264,6 \left(\frac{0,4}{234,5} + \frac{1}{4700 + 40 \cdot 1} \right) = 0,55 \text{ Ом}$$

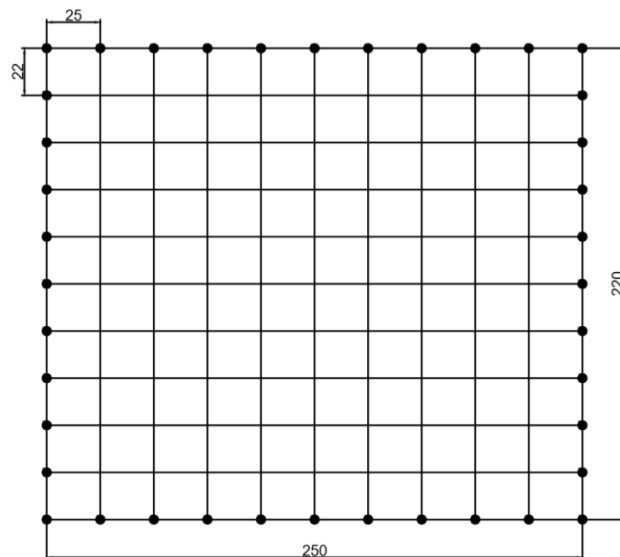


Схема заземлювального контуру

Так як розрахункове значення $R_{з.р.}$ менше, ніж допустиме $R_{з.р.} < R_з$, то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		72

Висновок

В результаті виконання дипломного проекту була спроектована комбінована мережа, що має кільцеві та радіальні ділянки (рис. 1.2.1). Мережа має двох споживачів I категорії та чотирьох III. Клас напруги мережі був розрахований за формулою Ілларіонова та обрана напруга номіналом 110 кВ. Лінії А-1 та А-2 були обрані двоколовими для зменшення робочого струму на цих ділянках. Обрані марки проводів мережі наведені в таблиці 1.3.2. Силові трансформатори обиралися виходячи з класу напруги, потужності споживачів та їх категорій. Результати вибору можна побачити в таблиці 1.3.3. Також була побудована принципова схема мережі на якій показано всі марки проводів і трансформаторів. Подальший розрахунок зводиться до розрахунку втрат потужності мережі (табл. 1.3.6). На підстанціях з трансформаторами, що мають РПН напруга була відрегульована, результати розрахунку падіння напруги мережі зведені до таблиці 1.3.7. Загальні втрати в мережі склали близько 1%.

При розрахунку мінімального режиму було встановлено, що відхилення напруги виходить за допустимі межі, але не перевищує гранично-допустимих. В разі необхідності отримати більш якісну напругу, її можна відрегулювати за допомогою РПН (табл. 1.4.3.).

При розрахунку післяаварійного режиму була «обірвана» найбільш завантажена лінія А-2. Після чого струм ділянки А-1 перевищив тривало допустимий, але згідно з [12] при заданій температурі повітря (+20°C) допустимий струм можна перевищити на 120% при аварійному режимі, але не більше ніж на добу. Розрахунок падіння напруги післяаварійного режиму був зведений до таблиці 1.5.2.

Схеми заміщення всіх розрахованих режимів мережі подані у додатках.

Для розрахунку підстанції був обраний 3 споживач – споживач I категорії. Для нього був побудований добовий графік навантаження (рис.2.1.1) та проведено перевірку силових трансформаторів за потужністю, також були

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		73

визначені струми короткого замикання для даної підстанції. Перед вибором високовольтних електричних апаратів був проведений розрахунок робочих струмів на різних ділянках підстанції. Обрані електричні апарати зведені до таблиці 2.4.1. Вибір ошиновки підстанції полягає у виборі гнучких та жорстких шин. Гнучкі шини виконані з проводу АС – 240/32, який був перевірений на терміну стійкість та за умовою коронування. Жорсткі шини виконані з шин марки АДЗІТ і перевірені за умовами термічної та механічної міцності. Вимірювальні трансформатори струму та напруги обиралися виходячи з підключених до них приладів (табл. 2.7.5; 2.8.1; 2.8.2). Схема підстанції подана в додатку Г.

Для захисту силових трансформаторів було обрано реле ДЗТ-11, що забезпечує підвищену швидкодію, а чуттєвий орган забезпечує відстройку від струмів небалансу. Реле підключено через трансформатори струму з коефіцієнтом трансформації 1000/5 (сторона ВН) і 3000/5 (сторона НН). В якості основної сторони була обрана сторона НН, так як вона має найбільший струм. Розрахунок уставок реле полягає у виборі кількості витків. З обраними уставками коефіцієнт чутливості складає 2,4, що відповідає нормативному. На рисунку 3.5.2 подана схема підключення реле ДЗТ-11.

Захист підстанції від ударів блискавки виконаний за допомогою подвійних блискавковідводів, що встановлені на двох порталах. Була визначена оптимальна висота блискавковідводів та розрахована зона їх покриття (рис. 4.4.2).

Заземлюючий пристрій підстанції зроблено спільним для робочого, захисного та грозозахисного заземлень. Для ефективного захисту опір заземлюючого пристрою не перевищує допустимий опір. Схема заземлюючого контуру подана на рисунку 5.2.1.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		74

Література

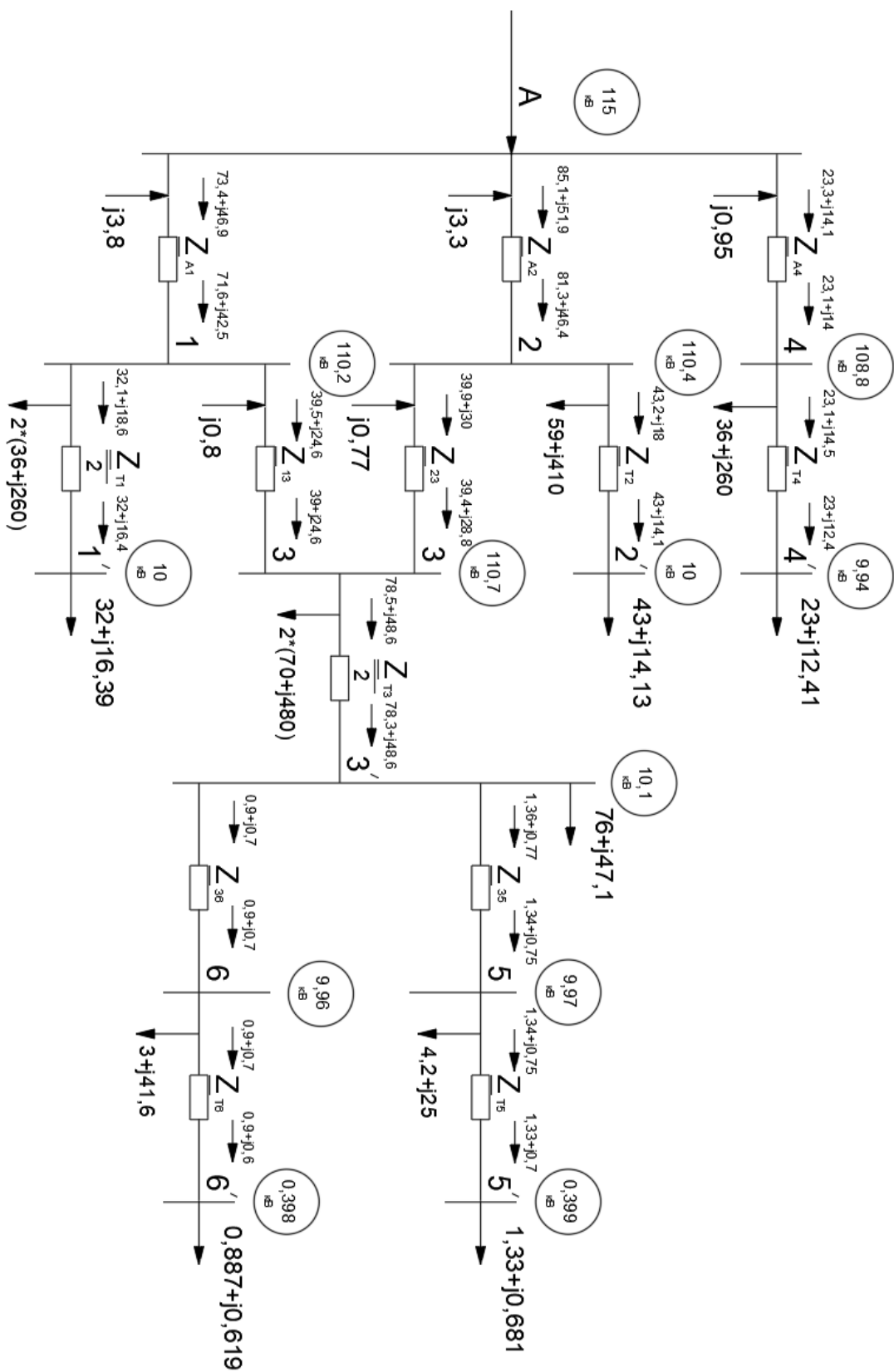
1. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі» / укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми : Сумський державний університет, 2015. – 37 с.
2. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования (часть 1): Учебное электронное текстовое издание/Подготовлено кафедрой «Физическая и коллоидная химия». С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. Екатеринбург, 2005. – 52 с.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
4. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин – «Электрооборудование станций и подстанций». 3-е издание. Москва. Энергоатомиздат. 1987г.
5. Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – «Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования». Часть 1. 4-е издание. Москва. Энергоатомиздат. 1989г.
6. Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – «Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования». Часть 2. 4-е издание. Москва. Энергоатомиздат. 1989г.
7. ПУЕ Правила улаштування електроустановок.- Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, із змінами 21.08.2017.
8. Методические указания по выполнению расчетной работы по теме « расчет параметров защиты трансформаторов» по курсу «Релейная защита и автоматика». Сумы 2008. В.С. Ноздренков, В.И. Романовский.

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		75

9. Методичні вказівки та завдання до розрахунково-графічної роботи з курсу «Грозозахист і перенапряга у електричних мережах» / укладач М.В. Петровський. – Суми: Сумський державний університет, 2019. - 37 с.
10. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Затверджено наказом Держнаглядохоронпраці 1998р. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 10.02.1998. Український інформаційно-правовий центр. Київ 1998. Й.Я. Любиць, С.Я. Гончаренко, Р.С. Борисова.
11. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ міністерства палива та енергетики України від 25.07.2006. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 25.10.2006 Із змінами і доповненнями, внесеними наказами Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 лютого 2012 року
12. Допустимые перегрузки линий в аварийных режимах <https://studfile.net/preview/5663356/page:10/>

					БР 5.6.141.392 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		76

Додаток А – Максимальний режим



Додаток В – Післяаварійний режим

