

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська дипломна робота на тему:

**ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ
ПІДСТАНЦІЇ НАПРУГОЮ 110/35/10 КВ.**

Виконав: студент 4 курсу групи 2ЕЕ-206
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електроенергетика та електротехніка»

Берега К. Ю. Берега

Керівник: К.т.н., доцент, доц. каф. ЕСС

Лесько В.О. Лесько

« » 2024 р.

Рецензент: Войтович Ю. П.

К.т.н., доцент кафедри ЕССЕМ

« » 2024 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

«14» 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електроенергетика та електротехніка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

«11» 03 2024р.

ЗАВДАННЯ **НА БАКАЛАВРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Березі Костянтину Юрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Проектування електричної частини районної підстанції напругою 110/35/10 кВ»

Керівник роботи К.т.н., доцент, доц.. каф. ЕСС Лесько В.О.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року
№ 80

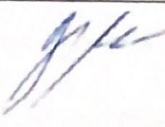
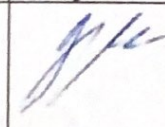
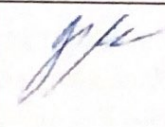
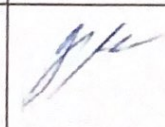
2. Термін подання студентом роботи 06 червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тепля В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с. Посилання на періодичні видання.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Характеристика об'єкта проектування. 2. Розрахунок основних параметрів навантаження підстанції 3. Число, потужність і тип силових трансформаторів проекрованої підстанції 4. Схеми електричних з'єднань проекрованої підстанції 5. Визначення розрахункових умов для вибору обладнання підстанції 6. Вибір основного і допоміжного обладнання підстанції. 7. Вибір конструкції і розрахунок параметрів захисного заземлення. 8. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Схеми електричних з'єднань проекрованої підстанції. . Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

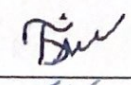
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., доц.. ка- федри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Вступ. Огляд літературних джерел	21.01.24	15.02.24	
2	Характеристика об'єкта проектування. 2. Розрахунок основних параметрів навантаження підстанції	16.02.24	15.03.24	
3	Число, потужність і тип силових трансформаторів проектованої підстанції 4. Схеми електричних з'єднань проектованої підстанції	16.03.24	10.04.24	
4	Вибір конструкції і розрахунок параметрів захисного заземлення	11.04.24	11.05.24	
5	Охорона праці	12.04.24	19.05.24	
6	Формування висновків по роботі. Оформлення пояснювальної записки	20.05.24	24.05.24	
7	Виконання ілюстративної частини та оформлення презентації	25.05.24	04.06.24	
	Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист БДР	05.06.24	07.06.24	
	Рецензування БДР	08.06.24	10.06.24	
	Захист БДР	За графіком		

Студент


(підпис)

К. Ю. Береза

Керівник роботи


(підпис)

В. О. Лесько

(підпис)

АНОТАЦІЯ

Проектування електричної частини районної підстанції напругою 110/35/10 кВ.

Дана бакалаврська дипломна робота містить 9 розділи, вступ, висновки та додатки. Складає: 96 сторінок, 15 рисунків, 3 таблиці та 21 літературних джерел.

Розглянуто схеми з'єднань трифазних електричних мереж змінного струму. Досліджено режими роботи нейтралі електричних мереж. Досліджено основні співвідношення для однофазних коротких замикань в мережах з різними режимами роботи нейтралі.

Annotation

Modes of operation of midpoint wire; the insulated neutral; the compensated neutral; effectively earthed neutral.

The given baccalaureate degree work contains 4 sections, introduction, conclusions and appendices. Makes: 96 pages, 15 drawings, 3 table and 11 references.

It is considered connecting diagrammes of three-phase electrical networks of a replaceable current. Modes of operation of midpoint wire electrical networks are investigated. The basic parities for single-phase short circuits in networks with different modes of operation of midpoint wire are investigated.

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ПРОЕКТУВАННЯ	8
2. РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ ПАРАМЕТРІВ НАВАНТАЖЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ	10
3. ЧИСЛО, ПОТУЖНІСТЬ І ТИП СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПРОЕКТОВАНОЇ ПІДСТАНЦІЇ	12
3.1 . Визначення кількості силових трансформаторів на підстанції	12
3.2 . Вибір типу і потужності силових трансформаторів підстанції	12
3.3 . Перевірка силових трансформаторів підстанції по допустимості систематичних перевантажень.	14
3.4. Перевірка силових трансформаторів підстанції по допустимості аварійних перевантажень	17
3.5. Визначення коефіцієнтів завантаження силових трансформаторів підстанції.....	20
4. СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПРОЕКТОВАНОЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	21
4.1 Складання структурної схеми проекрованої підстанції.....	21
4.2 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції на високій напрузі...	21
3.3 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції на низькій напрузі....	22
4.4 Вибір кількості, типу, потужності трансформаторів ВП і схеми власних потреб підстанції.....	22
5. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ УМОВ ДЛЯ ВИБОРУ ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ.....	28
5.1 Визначення величин струмів усталених режимів	28
5.2 Визначення величин струмів короткого замикання та їх параметрів	33
5.3 Вибір конструктивного виконання проекрованої підстанції та попереднє компонування	43
6. ВИБІР ОСНОВНОГО І ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ.....	47

6.1 ВИБІР МАРКИ І ПЕРЕТИНУ ЖИЛ КАБЕЛІВ	47
6.2. ВИЗНАЧЕННЯ ВЕЛИЧИНИ ЄМНІСНИХ СТРУМІВ В МЕРЕЖІ 10 кВ	49
6.3 ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ І РОЗ'ЄДНУВАЧІВ ВСІХ НАПРУГ	50
6.4 ВИБІР ЗАЗЕМЛЮЮЧИХ НОЖІВ В НЕЙТРАЛІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ...	52
6.5 ВИБІР КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ В МЕРЕЖІ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ПІДСТАНЦІЇ.....	53
6.6 ВИБІР ЗАПОБІЖНИКІВ.	55
6.7 ВИБІР СТРУМОПРОВОДІВ І ШИН РУ ВСІХ НАПРУГ	55
6.8. ВИБІР ІЗОЛЯЦІЙНИХ КОНСТРУКЦІЙ	61
6.9 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ 110 І 10 кВ.....	65
6.10 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ НАПРУГИ	68
6.11 ВИБІР ДЖЕРЕЛ ОПЕРАТИВНОГО СТРУМУ	70
6.12 ВИБІР ОБМЕЖУВАЧІВ ПЕРЕНАПРУГИ НА ПІДСТАНЦІЇ	71
6.13 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОРГАНІЗАЦІЇ КАНАЛІВ ВИСОКОЧАСТОТНОГО ЗВ'ЯЗКУ	73
7. РОЗРОБКА ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНУ ПРОЕКТОВАНОЇ ПІДСТАНЦІЇ .	74
7.1 Остаточна компоновка підстанції	74
7.2 Опис конструкції підстанції	74
8. ВИБІР КОНСТРУКЦІЇ І РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ЗАХИСНОГО ЗАЗЕМЛЕННЯ	77
8.1 РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЕННЯ	77
8.2 РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ	82
Висновки	95
Список літератури	96
ДОДАТОК А протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність тек- стових запозичен.....	
ДОДАТОК Б ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА.....	

ВСТУП

Тема бакалаврської дипломної роботи: Проектування електричної частини районної підстанції напругою 110/35/10 кВ.

Актуальність теми: В умовах постійного зростання виробництва та споживання електроенергії важливо забезпечити стабільність електричного живлення в місцях великого попиту. Районні підстанції є ключовими елементами електричної мережі, що забезпечують перетворення, розподіл та зберігання енергії.

Проектування сучасних підстанцій включає в себе впровадження новітніх технологій автоматизації, моніторингу та управління, що сприяє підвищенню ефективності електромереж та зменшенню ризиків аварійної ситуації.

Забезпечення надійності та стабільності електропостачання є критичним для економічного та соціального розвитку. Відповідне проектування та будівництво районних підстанцій допомагає забезпечити енергетичну безпеку регіонів.

Сучасні стандарти та регулювання ставлять вимоги до енергоефективності будівель і споруд. Проектування електричної частини підстанції включає в себе розробку та впровадження заходів з енергозбереження.

Таким чином, дипломна робота на тему проектування електричної частини районної підстанції напругою 110/35/10 кВ є важливим внеском у розвиток електроенергетики, сприяє вдосконаленню інфраструктури електропостачання та відповідає сучасним вимогам сталого розвитку.

Об'єкт дослідження: Районна підстанція з напругою 110/35/10 кВ.

Предмет дослідження: Проектування електричної частини підстанції.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ПРОЕКТУВАННЯ

Проектована тупикова трансформаторна підстанція призначена для електропостачання споживачів комплексного навантаження на напрузі 10 кВ. Електропостачання повинне здійснюватися кабельними лініями, прокладеними в землі. Сумарна протяжність кабельних ліній складає 7,5 кілометрів.

Графік навантаження у відносних одиницях показаний на рисунку 1.1. Електроенергія до проекрованої підстанції передається двома повітряними лініями електропередачі номінальною напругою 110 кВ. Розподіл потужності в зимовий час по окремих фідерах 10 кВ, категорії споживачів по надійності електропостачання та протяжність ліній наведені в таблиці 1.1. Значення потужностей, зазначені в таблиці 1.2, які наведені з урахуванням перспективного розвитку навантаження на період п'ять років. У літній період навантаження становить 90 % від зимової. Співвідношення кількості зимових і літніх днів протягом року прийнято як 190 і 175.

Кліматичні умови в зоні будівництва підстанції можна охарактеризувати наступним чином:

Ступінь забруднення атмосфери відноситься до третьої зони за прийнятою класифікацією, яка характеризується як зона з помірним забрудненням. Для елементів об'єкта проектування, що належать до вищої напруги підстанції, мінімально допустима питома ефективна довжина шляху витоку становить згідно ПУЕ 1,9 см / кВ;

Питомий опір верхнього шару ґрунту становить 410 Ом·м, при глибині залягання 1,2 м;

Питомий опір нижнього шару ґрунту становить 80 Ом·м;

Глибина промерзання ґрунту 0,4 м;

Клімат - помірно теплий з еквівалентними температурами середньолітньої, середньозимної і середньорічної відповідно + 10, -20 і 0 градусів Цельсія.

У районі передбачуваного будівництва підстанції існують розгалужені мережі номінальної напруги 10 кВ і 0,38 кВ. Величина оперативного резерву потужності, яка може бути передана по цих мережах в разі аварії без шкоди існуючим споживачам, в режимі найбільшого навантаження становить 2,2 МВА (10% від потужності навантаження підстанції в зимовий період).

Ремонтно-експлуатаційне та оперативне обслуговування підстанції здійснюється оперативно виїздною бригадою (ОВБ). При цьому ремонт або заміну основного силового обладнання має бути виконане за час, що не перевищує п'яти діб.

Величини еквівалентних опорів системи щодо шин вищої напруги проєктованої підстанції в режимі найбільших навантажень складає:

По прямій послідовності $R_{BH} = 1,4 \text{ Ом}$, $X_{BH} = 12 \text{ Ом}$,

За нульовою послідовності $R_{BH} = 1,8 \text{ Ом}$, $X_{BH} = 13,9 \text{ Ом}$.

Розрахунковий час роботи основного релейного захисту прийнято $0,01 \text{ с}$, а резервної $0,1 \text{ с}$.

Таблиця 1.1 – Характеристики споживачів електроенергії , які отримують живлення з шин 10 кВ підстанції що проєктується

Номер секції	Номер фідера	Протяжність , км	Pmax	Qmax	Smax	Категорії по надійності, % MBA					
			MВт	MВАр	MBA	I		II		III	
I	1	1,8	3,2	1,92	3,73	20	18,65	20	18,65	60	6,22
	2	0,7	3	1,8	3,50	10	34,98	60	5,83	30	11,6
	3	0,5	2,8	1,68	3,27	15	21,76	65	5,02	30	10,8
	4	1,1	2,5	1,5	2,92	-	-	0	-	100	2,91
II	5	1,7	3,2	1,92	3,73	10	37,31	30	12,49	60	6,2
	6	0,8	3	1,8	3,50	20	17,49	60	5,81	20	17,4
	7	0,3	2,8	1,68	3,27	15	21,76	70	4,66	15	21,7
	8	0,6	3	1,8	3,50	-	-	40	8,746	60	5,83
Сума		7,500	23,5	14,1	27,4		151,9		61,19		82,9

1. РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ ПАРАМЕТРІВ НАВАНТАЖЕННЯ ПІДС- ТАНЦІЇ

Для виконання розрахунків необхідно провести перерахунок графіків навантаження в іменовані одиниці. Результати розрахунків наведено в таблиці 2.1.

Значення потужності споживачів обох секцій 10кВ на кожному інтервалі часу знаходимо (2.1):

$$P_i = \frac{P_{\%}}{100} \cdot P_{\max}, \quad (2.1)$$

де: $P_{\%}$ – задане значення активної потужності на інтервалі часу; $P_{\max}$ – сумарне значення активної потужності.

Значення реактивної потужності на інтервалі часу МВАр (2.2):

$$Q_i = \frac{Q_{\%}}{100} \cdot Q_{\max}, \quad (2.2)$$

де: $Q_{\%}$ – задане значення реактивної потужності на інтервалі часу; $Q_{\max}$ – сумарне значення реактивної потужності.

Повна потужність на інтервалі часу МВА, буде знаходитись (2.3):

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}. \quad (2.3)$$

Таблиця 2.1 – Графіки зимового та літнього навантаження ПС

Інтервал часу, год	Рзима		Qзима		Сзима	Рліто	Qліто	Сліто
	в.о.	МВт	в.о.	МВАр	МВА	МВт	МВАр	МВА
0-6	0,75	18	0,92	11,04	21,116	16,2	9,936	19,004
6-7	0,9	21,6	0,94	11,28	24,368	19,44	10,152	21,931
7-11	1	24	1	12	26,833	21,6	10,8	24,150
11-15	0,85	20,4	0,95	11,4	23,369	18,36	10,26	21,032
15-18	0,95	22,8	0,95	11,4	25,491	20,52	10,26	22,942
18-19	0,95	22,8	0,95	11,4	25,491	20,52	10,26	22,942
19-20	1	24	0,85	10,2	26,078	21,6	9,18	23,470
20-24	0,83	19,92	0,85	10,2	22,380	17,928	9,18	20,142

Величина електроенергії, що віддається споживачам за рік з шин проєктованої ПС (2.4):

$$W_{річ} = W_{зима}^{сум} \cdot 190 + W_{літо}^{сум} \cdot 175 \quad (2.4)$$

де: $W_{зима}^{сум}$ – визначається за зимовим графіком за формулою (2.5); $W_{літо}^{сум}$ – визначається за літнім графіком навантаження за формулою (2.5).

$$W^{сум} = \sum_{i=1}^N P_i \cdot \Delta t_i \quad (2.5)$$

Таблиця 3. Розрахунок електроенергії що передається до споживачів.

Інтервал часу, год	Δt , год	Рзима	Wзима	Рліто	Wліто
		МВт	МВт·год	МВт	МВт·год
0-6	6	18	108	16,2	97,2
6-7	1	21,6	21,6	19,44	19,44
7-11	4	24	96	21,6	86,4
11-15	4	20,4	81,6	18,36	73,44
15-18	3	22,8	68,4	20,52	61,56
18-19	1	22,8	22,8	20,52	20,52
19-20	1	24	24	21,6	21,6
20-24	4	19,92	79,68	17,928	71,712
Сума	24	173,52	502,08	156,168	451,872

Використовуючи формули (2.4 – 2.5), отримаємо:

$$W_{річ} = (18 \cdot 6 + 21,6 \cdot 1 + 24 \cdot 4 + 20,4 \cdot 4 + 22,8 \cdot 3 + 22,8 \cdot 1 + 24 \cdot 1 + 19,92 \cdot 4) \cdot 190 + \\ + (16,2 \cdot 6 + 19,44 \cdot 1 + 21,6 \cdot 4 + 18,36 \cdot 4 + 20,52 \cdot 3 + 20,52 \cdot 1 + 21,6 \cdot 1 + \\ + 17,928 \cdot 4) \cdot 175 = 173,52 \cdot 190 + 156,168 \cdot 175 = 174472,8 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

Знайдемо час найбільших навантажень (2.6):

$$T_{мах} = \frac{W_{річ}}{P_{мах}}, \quad (2.6)$$

де: $P_{мах}$ – найбільше значення активної потужності, що споживається навантаженням в зимовий період. Для проектованої ПС величина часу найбільшого навантаження становить 24 МВт, тоді:

$$T_{мах} = \frac{174472,8}{24} = 7269,7$$

2. ЧИСЛО, ПОТУЖНІСТЬ І ТИП СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПРОЕКТОВАНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

3.1 . Визначення кількості силових трансформаторів на підстанції

У відповідності з вихідними даними див. табл. 1.1 з шин *10 кВ* проекрованої підстанції отримують живлення споживачі всіх категорій з надійності електропостачання. Перша категорія складає *151,3 МВА* , а друга і третя – відповідно *61,1 МВА* і *82,9 МВА*.

Повна потужність оперативного резерву становить $S_{рез} = 30,32 \text{ МВА}$, а сумарна потужність споживачів першої і другої категорії:

$$S_{1,2} = 151,3 + 61,1 = 212,4 \text{ МВА}.$$

Так як потужності існуючого оперативного резерву недостатньо для покриття навантаження споживачів першої та другої категорії , то потрібна установка двох однотипних трансформаторів однакової потужності .

3.2 . Вибір типу і потужності силових трансформаторів підстанції

Навантаження між секціями *10 кВ* підстанції розподілена неоднаково. Частина першої секції в режимі найбільшого зимового навантаження складає *11,5 МВА* , що складає *47,9 %* від сумарної потужності споживачів підстанції. Друга секція в тому ж режимі завантажується на *12 МВА* або на *52,1 %*. Сумарна потужність підстанції в режимі найбільших навантажень становить *23,5 МВА*. Отже, трансформатор, що підключається до першої секції знаходиться в більш легких умовах порівняно з трансформатором другої секції.

Для оптимального використання встановленої потужності силового обладнання підстанції доцільно визначити величину потужності навантаження не тільки на ступені, що відповідає максимальному споживанню, а й щаблі з мінімальним навантаженням . З таблиці 2.1 видно, що мінімальне навантаження підстанції в зимовий період складає *18 МВА*, отже, на трансформатор першої секції в даному режимі доводиться *8,5 МВА* , а на трансформатор другий – *9,5 МВА*.

Для проекрованої підстанції доцільно розглянути можливість встановлення трансформаторів номінальною потужністю *10 , 16 і 25 МВА*.

У разі встановлення трансформаторів з номінальною потужністю 10 МВА, останні будуть відчувати систематичні перевантаження протягом 24 годин щодоби весь зимовий період (190 діб) , що неприпустимо за умовами експлуатації. При установці трансформаторів 25 МВА систематичних перевантажень немає, однак при цьому еквівалентна річна завантаженість силового обладнання ПС складе (3.1):

$$K_{\text{зод}T_i} = \frac{S_{E\text{зод}T_i}}{S_{\text{ном.}T_i}}, \quad (3.1)$$

Де: $S_{\text{ном.}T_i}$ – номінальна потужність трансформатора ПС; $S_{E\text{зод}T_i}$ – еквівалентна річна потужність, що протікає через трансформатор ПС , визначається за формулою (3.2):

$$S_{E\text{зод}T_i} = S_{E\text{зод}} \cdot d_{T_i}, \quad (3.2)$$

де: d_{T_i} – частина навантаження підстанції, яку приймає на себе трансформатор, $S_{E\text{зод}}$ - еквівалентна річна потужність підстанції , яка визначається за формулою (3.3):

$$S_{E\text{річ}} = \sqrt{\frac{(190 + 175 \cdot k^2) \cdot \sum_{i=1}^N S_{i\text{зима}}^2 \cdot \Delta t_i}{8760}}, \quad (3.3)$$

де: k – відношення величини потужності, споживаної ПС влітку, до потужності, споживаної в зимовий період (3.4):

$$k = \frac{S_{\text{літо}}}{S_{\text{зима}}} = \frac{195,125}{175,613} = 1,11 \quad (3.4)$$

Тоді для проектованої підстанції , що працює за заданим графіком:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^8 S_{i\text{зима}}^2 \cdot \Delta t_i &= 21,116^2 \cdot 6 + 24,368^2 \cdot 1 + 26,833^2 \cdot 4 + 23,369^2 \cdot 4 + 25,491^2 \cdot 3 + \\ &+ 25,491^2 \cdot 1 + 26,078^2 \cdot 1 + 22,38 \cdot 4 = 13616,19 \end{aligned}$$

Еквівалентна річна потужність підстанції, за (3.3):

$$S_{E \text{ річ}} = \sqrt{\frac{(190 + 175 \cdot 1,11^2) \cdot 13616,19}{8760}} = 25,1$$

Тоді трансформатори першої та другої секції матимуть коефіцієнти завантаження відповідно (3.1):

$$K_{\text{зод}T1} = \frac{25,1 \cdot 0,479}{25} = 0,48 ;$$

$$K_{\text{зод}T2} = \frac{25,1 \cdot 0,521}{25} = 0,52 .$$

що значно нижче рекомендованої нормативними документами (рекомендується завантажувати трансформатори не менше , ніж на 70 % від їх номінальної потужності). Тому попередньо намічається установка двох трифазних двообмоткових трансформаторів , забезпечених пристроєм, що дозволяє здійснювати регулювання напруги під навантаженням (РПН) , типу *ТДН–16000/110/10* з номінальною потужністю *16 МВА*.

3.3 . Перевірка силових трансформаторів підстанції по допустимості систематичних перевантажень.

Графік найбільш завантаженого трансформатора (другої секції) в зимній період показано на рисунку 3.1.

Для перетворення багатоступінчастого графіка навантаження, в двоступеневий необхідно визначити еквівалентні потужності за формулами (3.5 – 3.6):

$$S_{e1} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n1} S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^{n1} \Delta t_i}} , \quad (3,5)$$

$$S_{e2} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n1} (S'_i)^2 \cdot \Delta h_i}{\sum_{i=1}^{n1} \Delta h_i}}. \quad (3,5)$$

де: S_i – навантаження на i -му ступені до і після максимального перевантаження; S'_i – навантаження i -го ступеня протягом найбільшої перевантаження; $\Delta t_i, \Delta h_i$ – час i -го ступеня; $n1$ – число ступенів до і після максимальної навантаження; $n2$ – число ступенів за час найбільшої перевантаження.

Коефіцієнти початкового завантаження і перевантаження визначаються відповідно (3.7 – 3.8):

$$K_1 = \frac{S_{e1}}{S_{номТ}}, \quad (3.7)$$

$$K_2 = \frac{S_{e2}}{S_{номТ}}. \quad (3.8)$$

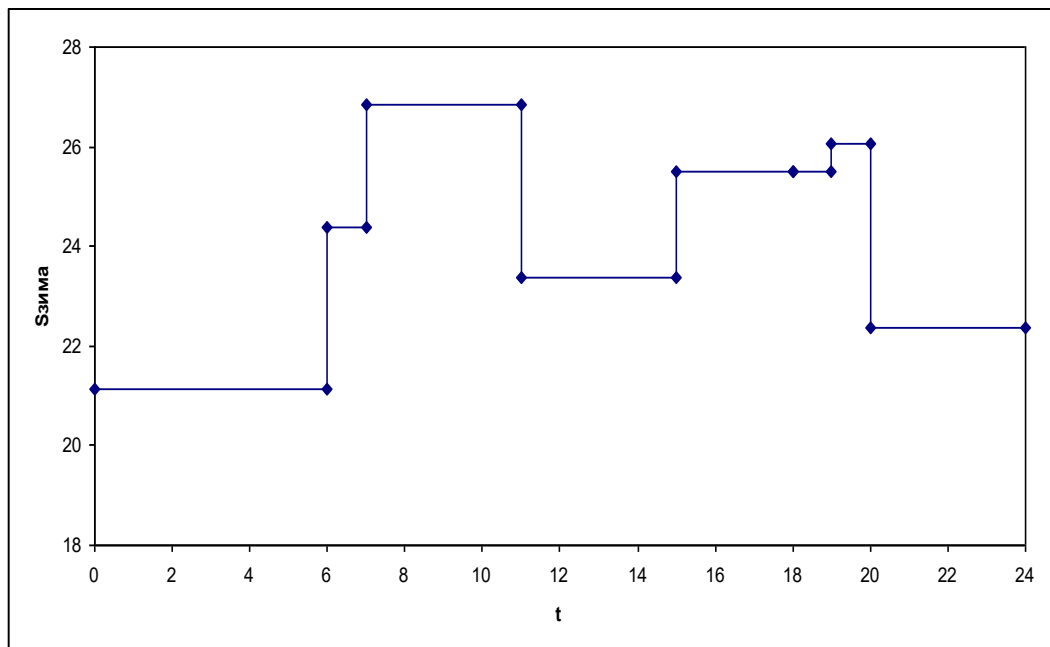


Рисунок 3.1 – Графік зимового навантаження трансформатора другої секції.

Згідно рис.3.1 найбільше перевантаження слід прийняти період графіка навантаження на інтервалі часу від 7 до 11 годин. Еквівалентні потужності будуть мати наступні значення:

$$S_{\text{э1}} = \sqrt{\frac{21,116^2 \cdot 6 + 24,368^2 \cdot 1 + 26,833^2 \cdot 4 + 23,369^2 \cdot 3 + 25,491^2 \cdot 4 + 26,078^2 \cdot 1 + 22,38^2 \cdot 4}{24}} =$$

$$= 23,33 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{э2}} = \sqrt{\frac{26,833^2 \cdot 4}{4}} = 26,833 \text{ МВА};$$

Коефіцієнти початкового завантаження і перевантаження в нормальному режимі взимку для трансформатора другої секції складуть:

$$K_1 = \frac{23,33}{16} = 1,45;$$

$$K_2 = \frac{26,833}{16} = 1,55.$$

Згідно [1], допустима систематична перевантаження трансформатора з системою охолодження "Д", визначена методом лінійної інтерполяції, для температури -20°C , тривалості перевантаження 4 години і початкової загрузки 0,95 складе 1,55, що більше, ніж передбачувана. Отже, експлуатація обраного трансформатора в зазначеному режимі допустима.

Графік навантаження трансформатора другої секції в літній період показано на рисунку 3.2.

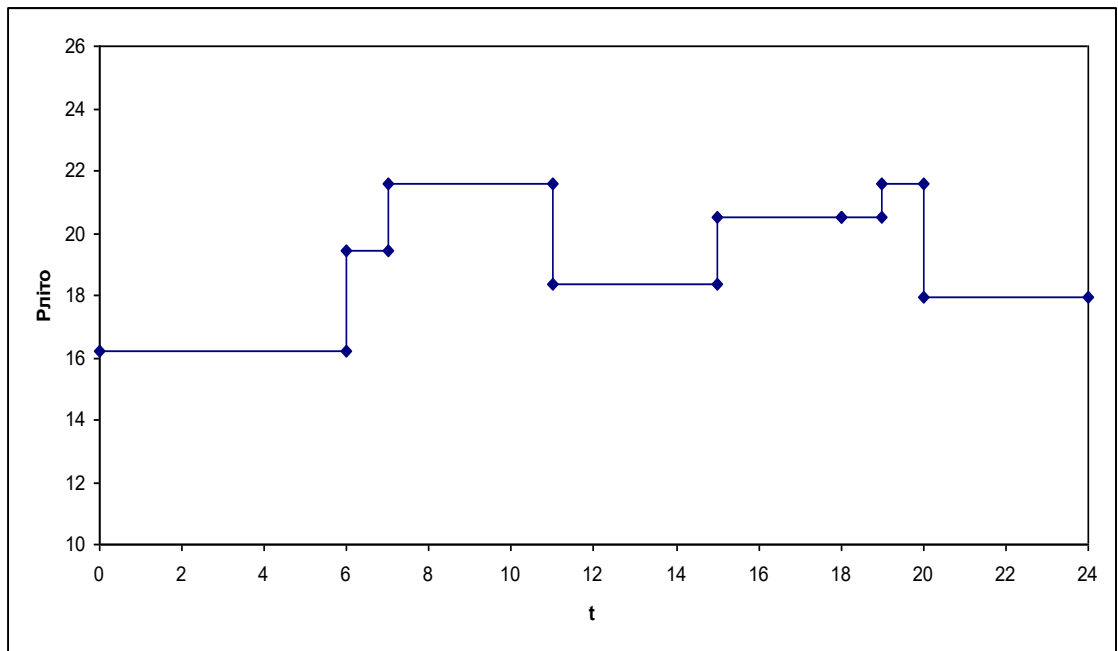


Рисунок 3.2 – Графік літнього навантаження трансформатора другої секції.

З графіка видно, що влітку трансформатор не відчуває систематичних перевантажень.

Як вказувалося вище, трансформатор першої секції знаходиться в більш легкому режимі. Тому можна зробити висновок про допустимість роботи обраних трансформаторів в заданих умовах експлуатації як в зимовий, так і в літній періоди.

3.4. Перевірка силових трансформаторів підстанції по допустимості аварійних перевантажень

Для перевірки вибраних трансформаторів по аварійним перевантаженням, передбачається, що один з них відключений, а через це залишився в роботі, потужність навантаження всієї підстанції. Графік завантаження в зимний період роботи показано на рисунку 3.3

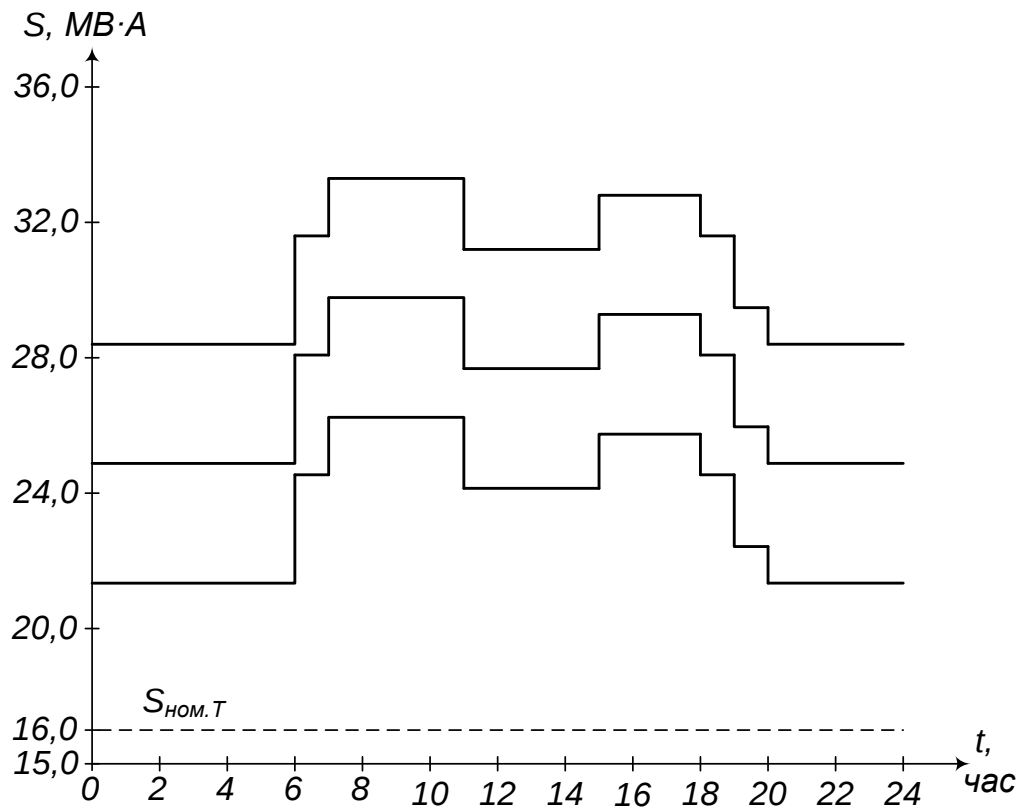


Рисунок 3.3 – Графік зимового навантаження підстанції .

З графіка видно , що в аварійному режимі при введенні оперативного резерву по мережах 10 і $0,38$ кВ та відключення споживачів III категорії , трансформатор, який залишився в роботі, перевантажений протягом 24 годин на добу , що неприпустимо.

Отже на проектованій підстанції повинен бути встановлений трансформатор з більшою номінальною потужністю , тобто 25 МВА. Приймаємо до установки трансформатор типу *ТРДН-25000/110/10/10* .

На рисунку 3.4 представлений графік навантаження трансформатора *ТРДН-25000/110/10/10* з урахуванням введення оперативного резерву і відключенням споживачів III категорії.

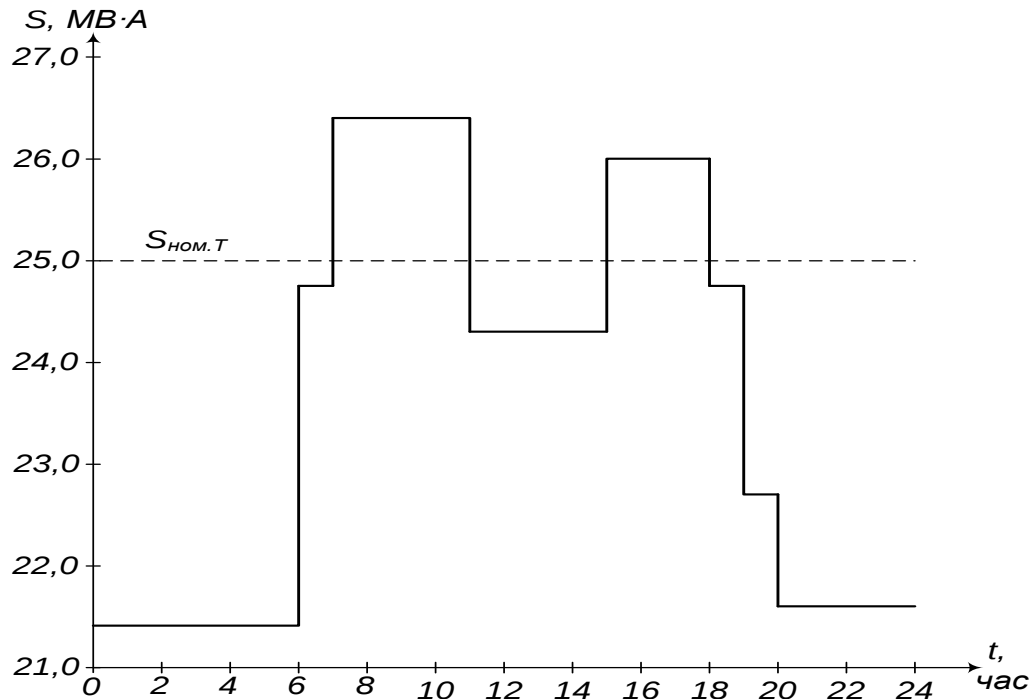


Рисунок 3.4. – Графік зимової навантаження підстанції з урахуванням введення оперативного резерву по мережах 10 і 0,38 кВ та відключення споживачів III категорії.

Величини еквівалентних потужностей, необхідних для перетворення графіка навантаження в еквівалентний двоступінчастий, визначаються за формулам:

$$S_{t1} = \sqrt{\frac{21,43^2 \cdot 6 + 24,76^2 \cdot 1 + 24,28^2 \cdot 4 + 26,04^2 \cdot 3 + 24,76^2 \cdot 1 + 22,72^2 \cdot 1 + 21,57^2 \cdot 4}{6 + 1 + 4 + 3 + 1 + 1 + 4}} =$$

$$= 23,46$$

$$S_{t2} = \sqrt{\frac{26,38^2 \cdot 4}{4}} = 26,38$$

Коефіцієнти початкового навантаження і перевантаження в аварійному режимі, для трансформатора, який залишився в роботі, складуть:

$$K_1 = \frac{23,6}{25} = 0,94 ; \quad K_2 = \frac{26,38}{25} = 1,06$$

Допустиме аварійне перевантаження трансформатора з системою охолодження "Д", тривалістю перевантаження 4 години і початкового заванта-

ження 0,94 складе 1,8 що більше, ніж передбачувана. Тому, експлуатація обраного трансформатора в зазначеному режимі допустима.

В результаті проведених розрахунків можна зробити висновок про те, що обрані трансформатори можуть експлуатуватися на проектуваній підстанції.

3.5. Визначення коефіцієнтів завантаження силових трансформаторів підстанції.

У таблиці 3.1 наведені основні характеристики та паспортні дані трансформатора *ТРДН-25000/110/10/10*.

Таблиця 3.1. Паспортні дані силового трансформатора

Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	U _{ном}		U _k %	ΔP _k , кВт	ΔP _x , кВт	I _x %
		ВН	НН				
ТРДН - 25000/110/10/10	25	115	10,5	10,5	120	25	0,65

3. СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПРОЕКТОВАНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

4.1 Складання структурної схеми проекрованої підстанції

Проектована понижуюча підстанція призначена для перетворення енергії, і розподілу її по мережі напруги 10 кВ , а також створення пункту з'єднання її з мережею високої напруги 110 кВ . За способом приєднання до мережі 110 кВ проектована підстанція є тупиковою.

Структурна схема підстанції наведена на рисунку 4.1.

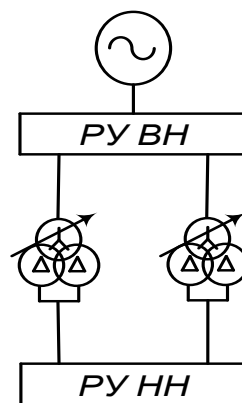


Рисунок 4.1 – Структурна схема проекрованої підстанції.

4.2 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції на високій напрузі

Спрощене зображення прийнятої схеми на ВН наведено на рисунку 4.2

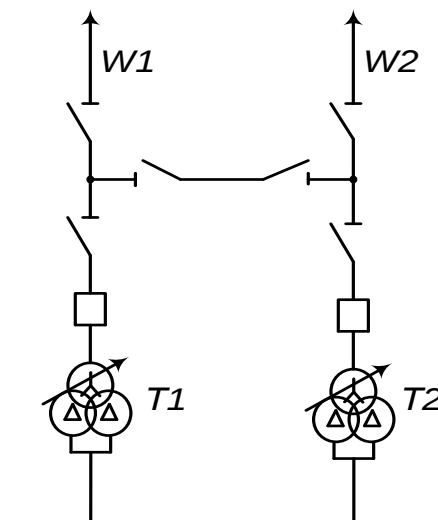


Рисунок 4.2 – Спрощене зображення схеми електричних з'єднань
проектованої підстанції на напрузі 110 кВ.

3.3 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції на низькій напрузі

При виборі схеми на НН 10 кВ в першу чергу вирішується питання про обмеження струму короткого замикання (КЗ). Для РП 10 кВ рекомендується схема, показана на рисунку 4.3. Для обмеження струму КЗ на стороні 10 кВ повинна передбачатися роздільна робота трансформаторів, тобто секційний вимикач при нормальній роботі повинен бути розімкнутий. У разі відключення трансформатора секційний вимикач включається автоматично пристроєм автоматичного введення резерву (АВР).

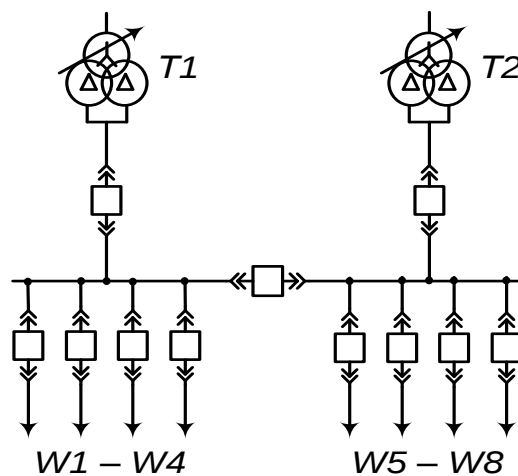


Рисунок 4.3 – Спрощена схема електричних з'єднань проектованої
підстанції на НН 10 кВ

4.4 Вибір кількості, типу, потужності трансформаторів ВП і схеми власних потреб підстанції

На всіх двотрансформаторних підстанціях 35-750 кВ необхідно встановлювати не менше двох ТВП.

У відповідності з вихідними даними і рекомендаціями норм технологічного проектування на проектованій підстанції необхідно встановити два ТВП з напругами обмоток вищої напруги 10 кВ і низькою номінальною напругою 380 В.

Норма витрати електроенергії на охолодження і обдув трансформаторів підстанції визначається за даними [1].

Коефіцієнти річного завантаження трансформаторів складають:

$$K_{\text{річн.}T1} = 0,44;$$

$$K_{річн.T2} = 0,45.$$

З урахуванням коефіцієнта завантаження трансформаторів за рік величина електроенергії, що витрачається на їх обдув та охолодження W_m , становитиме (*тис. кВт·год*):

$$\begin{aligned} W_{T1} &= \frac{0,44 \cdot 13,1}{0,7} = 8,23 ; \\ W_{T2} &= \frac{0,45 \cdot 13,1}{0,7} = 8,24 ; \\ W_T &= 8,23 + 8,24 = 16,47 . \end{aligned}$$

Норма витрати електроенергії на обігрів загальнопідстанційного пункту управління (ЗПУ) визначається з урахуванням даних [1] для помірно теплого кліматичного району:

$$W = 18,4 \text{ тис. кВт·год.}$$

Аналогічно визначаються норми витрат електроенергії для вентиляцію та освітлення ЗПУ, на обігрів приміщення ОВБ, зовнішнє освітлення підстанції, оперативні кола і кола керування, а також апаратуру зв'язку та інших споживачів .

Кількість осередків КРПЗ з вимикачами становлять $K_{oo} = 13$, з них: 8 комірок для ліній; 2 ввідні комірочки; 2 комірочки резерву; 1 комірочка секційного вимикача. Решта - 2 комірочки ТН і 1 секційної перемички – не мають вимикачів. Тому норма витрати на обігрів комірок КРПЗ за даними [1] для помірно теплого кліматичного району складе:

$$W = 0,6 \cdot 13 + 0,2 \cdot 3 = 8,4 \text{ тис. кВт·год.}$$

Результати розрахунків норми річної витрати електроенергії споживачами ВП проектованої підстанції наведено в таблиці 4.1.

Норма витрати електроенергії на ВП підстанції за рік складе:

$$W = 21,75 + 11,80 + 26,20 + 29,40 + 2,50 = 91,65 \text{ тис. кВт·ч}$$

Потужність ТВН вибирається з урахуванням різнотипності графіків навантаження різних груп споживачів ВП підстанції. Найбільш завантажений період роботи ТВН визначається за даними [1]. Для помірно теплого клімату приймається грудень. При цьому за вказаний місяць на обігрів обладнання витрачається 27,9% річної витрати електроенергії, що складає:

$$W = 0,279 \cdot 26,20 = 7,31 \text{ тис.кВт} \cdot \text{год.}$$

На обігрів приміщень за цей же період витрачається 21,7%, що складає:

$$W = 0,217 \cdot 29,4 = 6,38 \text{ тис.кВт} \cdot \text{ч.}$$

Тоді сумарна витрата електроенергії за грудень на обігрів складе:

$$W = 7,31 + 6,38 = 13,69 \text{ тис.кВт} \cdot \text{ч.}$$

На освітлення, згідно [1], за вказаний місяць припадає 12% від річної витрати і становить:

$$W = 0,12 \cdot 2,5 = 0,3 \text{ тис.кВт} \cdot \text{год.}$$

Таблиця 4.1 – Нормована річна витрата електроенергії споживачами ВП проектованої підстанції (тис.кВт · год на рік)

Найменування електроприймачів власних потреб	Рівномірний розподіл на протязі року		За графіком найбільш завантаженого місяця		
	Двигун навантаження	Інші потреби	підігрів		освітлення
			прилади	приміщення	
Обдув та охолодження трансформаторів	20,95				
Підігрів ЗПУ				18,40	
Вентиляція ЗПУ	0,80				
Освітлення ЗПУ					1,0
Підігрів приміщення ОВБ				11,00	
Зовнішнє освітлення					1,50

Оперативні кола і кола керування (на підстанціях з змінним оперативним струмом)		4,50			
Обігрів комірок КРУЗ і релейних шаф зовнішньої установки, обігрів електрولیчильників в неопалюваних приміщеннях			8,40		
Обігрів вимикачів			17,80		
Апаратура зв'язку і телемеханіки		4,80			
Інші (невеликий ремонт, пристрої РПН, дистиллятори, вентиляція ЗРП, обігрів і освітлення прохідний)		2,50			
Всього	21,75	11,80	26,20	29,40	2,50

Середня кількість годин на місяць становить $31 \cdot 24 = 744$ ч. Отже, потужність на обігрів устаткування і приміщень підстанції становить:

$$P_{об} = \frac{13,69}{744} = 18,4 \text{ кВт.}$$

Потужність освітлювальної установки з урахуванням темного часу доби становитиме:

$$P_{осв} = \frac{0,3}{31 \cdot 8} = 1,2 \text{ кВт.}$$

Потужність на обдуг трансформаторів з урахуванням примітки [1], визначиться наступним чином:

$$P_T = \frac{20,95}{4380} = 4,8 \text{ кВт.}$$

Потужність на вентиляцію та іншу навантаження відповідно рівні:

$$P_{вент} = \frac{0,8}{8760} = 0,1 \text{ кВт.};$$

$$P_{пр} = \frac{11,8}{8760} = 1,3 \text{ кВт.}$$

Навантаження двигуна становить:

$$P_{\text{дв}} = P_T + P_{\text{вент}} ;$$
$$P_{\text{дв}} = 4,8 + 0,1 = 4,9 \text{ кВт.}$$

Можна припустити, що зазначена потужність експлуатується з коефіцієнтом потужності 0,8. Тоді реактивна потужність навантаження двигуна складе:

$$Q_{\text{дв}} = P_{\text{дв}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{дв}} ;$$
$$Q_{\text{дв}} = 4,9 \cdot 0,75 = 3,68 \text{ кВАр.}$$

Сумарна активна потужність споживачів ВП підстанції в найбільш завантажений період року складе:

$$P = 18,4 + 1,2 + 4,8 + 0,1 + 1,3 = 24,6 \text{ кВт.}$$

Повна потужність рівна::

$$S = \sqrt{24,6^2 + 3,68^2} = 24,87 \text{ кВА.}$$

На ПС слід передбачити установку двох ТВП, які підключаються за схемою, зображеною на рисунку 3.5. Потужність кожного з них, згідно з розрахунків, буде дорівнює 25 кВА. Таким чином на ПС в якості ТВП передбачається встановити трансформатори ТМ-25/10, з номінальною напругою обмотки 0,4 кВ. Характеристики трансформатора наведені у таблиці 3.2.

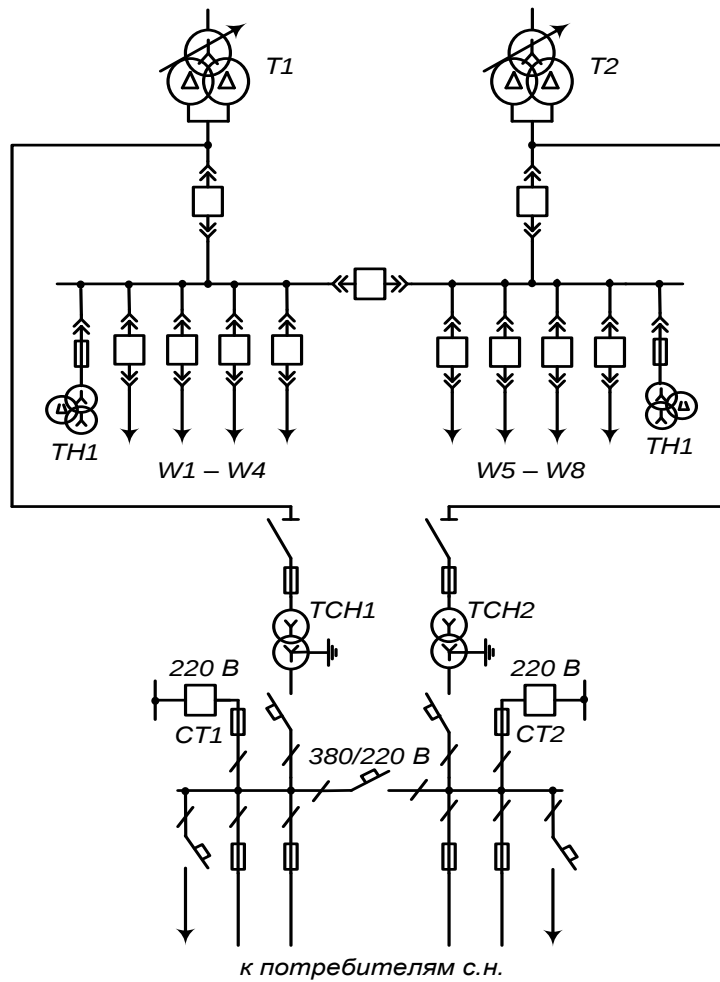


Рисунок 3.5 – Схема власних потреб проектованої підстанції

Таблиця 3.2 - Паспортні дані трансформатора ВП

Тип транс- форматора	$S_{ном},$ $кВА$	Межі регулю- вання, %	$U_{ном},$ $кВ,$		$U_{к},$ %	$\Delta P_{к},$ $кВт$	$\Delta P_{х},$ $кВт$	$I_{х},$ %
			ВН	НН				
ТМ-25/10	25	$\pm 2 \times 2,5$	10,5	0,4	4,5	0,6	0,13	3,2

4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ УМОВ ДЛЯ ВИБОРУ ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

5.1 Визначення величин струмів усталених режимів

Для визначення струмів усталених режимів підстанція розділяється на зони (рис.5.1), для яких визначаються значення струмів нормального і обтяжуючого режимів.

Коло двообмоткового трансформатора:

на стороні високої і низької напруг розрахункові навантаження визначаються, як правило, з урахуванням встановлення в перспективі трансформаторів наступного за шкалою ГОСТ номінальної потужності, $S'_{номТ}$ таким чином: $S'_{номТ} = 32 \text{ МВА}$

найбільший струм нормального тривалого режиму в калі двообмоткового трансформатора на стороні ВН і НН $I_{норм}$, А:

$$I_{норм} = (0,65 - 0,7) \frac{S'_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{номТ}},$$

де $S'_{номТ}$ - номінальна потужність трансформатора наступного на порядок вище за шкалою ГОСТ номінальної потужності, кВА ;

$U_{номТ}$ - номінальна напруга трансформатора, кВ .

Найбільший струм ремонтного або післяаварійного режимів в колі двообмоткового трансформатора з урахуванням перевантажень в аварійних умовах, при яких протягом 5 діб допускається перевантаження масляних трансформаторів до 40% на час добового максимуму тривалістю не більше 6 годин на добу, причому коефіцієнт початкового навантаження не повинен бути більше 0,93, на стороні ВН і НН I_{max} , А:

$$I_{max} = (1,3 - 1,4) \frac{S'_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{номТ}}$$

На стороні ВН:

$$I_{норм\text{ ВН}} = 0,7 \cdot \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,46 ;$$

$$I_{\max BH} = 1,4 \cdot \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 224,92$$

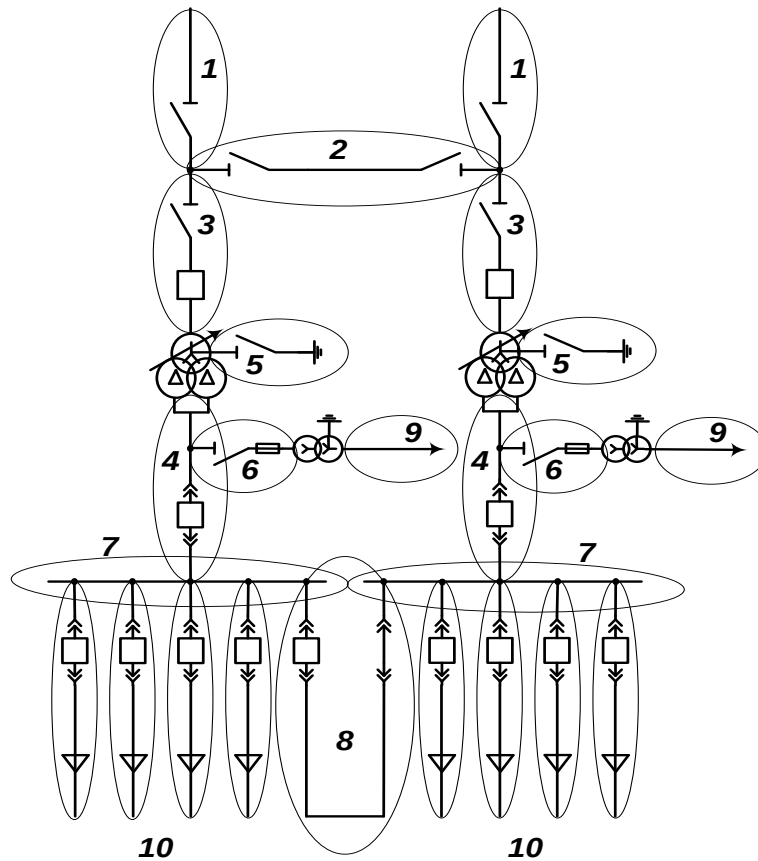


Рисунок 5.1 – Схема електричних сполук підстанції з поділом на зони для визначення розрахункових значень струмів

На стороні НН:

$$I_{\text{нормНН}} = 0,7 \cdot \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1231,68$$

$$I_{\max HH} = 1,4 \cdot \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2463,36$$

Максимальний струм нормального режиму кожного фідера, А:

$$I_{\max F_i} = \frac{S_{\text{наван } F_i}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

де $S_{наван F_i}$ - потужність споживачів i -го фідера, MBA , визначається за формулою:

$$S_{наван F_i} = \sqrt{P_{наван F_i}^2 + Q_{наван F_i}^2},$$

де $P_{наван F_i}$ - активна потужність, споживання з i -го фідера;

$Q_{наван F_i}$ - реактивна потужність, споживання з i -го фідера.

Для фідера 1:

$$S_{наван F_1} = \sqrt{3,2^2 + 1,92^2} = 3,73 \text{ MBA};$$

$$I_{\max F1} = \frac{3,73}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 10^3 = 215,35 \text{ A}.$$

Для решти фідерів розрахунки виконуються аналогічно. Результати розрахунку зводяться в таблицю 4.1.

Для двох паралельно працюючих ліній:

$$I_{норм} = \frac{S_{наван}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{\max} = 2 \cdot I_{норм},$$

де $S_{наван}$ - найбільша потужність споживачів, приєднаних до ліній.

Лінії 110 кВ , що живлять проектовану підстанцію, при роздільній роботі трансформаторів, завантажені неоднаково. Найбільше навантаження буде нести лінія, яка живить другий трансформатор. Струм нормального режиму для цієї лінії складе:

$$I_{норм W} = \frac{16,95}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 88,96 \text{ A}$$

При відключенні однієї лінії 110 кВ через залишилася в роботі потече струм:

$$I_{\max W} = \frac{33,24}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 174,46 \text{ A}$$

Через відсутність інформації по мережі 10 кВ величину струму обтяжуючого режиму для кабельних ліній 10 кВ, прокладених у землі, можна прийняти за величиною допустимого перевантаження протягом трьох годин при початковому завантаженні 0,8, її величина приймається 1,1. Розрахункові значення струмів обтяжуючого режиму за фідерами наведені в таблиці 4.2.

Струм нормального режиму в колі секційного вимикача і роз'єднувача, а також у збірних шинах визначається з урахуванням струморозподілу по шинам при найбільш несприятливому експлуатаційному режимі. Проте допускається вважати, що струм, що проходить по збірним шинам, секційного вимикача і роз'єднувача, не перевищує найпотужнішого приєднання. Таким приєднанням для проектованої підстанції слід вважати силовий трансформатор, причому його потужність береться рівною 32МВА, або лінію 110 кВ.

Таблиця 4.1 – Результати розрахунку струмів по фідерам 10 кВ

Но мер фідера	$U_{\text{ном}}$, кВ	$P_{\text{наванFi}}$, МВт	$Q_{\text{наванFi}}$, Мвар	$S_{\text{наванFi}}$, МВ·А	I_{Fi} , А
1	10	3,2	1,92	3,73	215,35
2	10	3	1,8	3,5	202,07
3	10	2,8	1,68	3,27	188,79
4	10	2,5	1,5	2,92	168,59
5	10	3,2	1,92	3,73	215,35
6	10	3	1,8	3,5	202,07
7	10	2,8	1,68	3,27	188,79
8	10	3	1,8	3,5	202,07

Найбільший струм нормального тривалого режиму в колі двообмоткового трансформатора власних потреб на стороні ВН $I_{\text{норм}}$:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номT}}}, \text{ A}$$

де $S_{\text{ном}}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_{номТ}$ - номінальна напруга трансформатора, кВ.

Найбільший струм ремонтного або післяаварійного режиму (з урахуванням допустимого значення аварійної перевантаження для трансформаторів, не забезпечених інтенсивною системою охолодження) у ланцюзі ТВП на стороні ВН I_{max} :

$$I_{max} = 1,3 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номТ}} \text{ А};$$

$$I_{номВН} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,44 \text{ А};$$

$$I_{maxВН} = 1,3 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,88 \text{ А}.$$

Аналогічні величини у колі ТВП на стороні НН складають:

$$I_{номНН} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 37,98 \text{ А};$$

$$I_{maxНН} = 1,3 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 49,38 \text{ А}.$$

Результати всіх розрахунків зведені в таблицю 3.2.

Таблиця 5.2 - Розрахункові значення струмів усталених режимів по зонах схеми електричних з'єднань підстанції

Но мер зо- ни	Об'єкт (елемент)	Значення струмів, А	
		нор- мальний режим	обтя- жуючий ре- жим
1	Лінія 110 кВ	88,96	174,46
2	Збірні шини 110 кВ и ремонтна перемичка	88,96	224,92
3	Струмопровід 110 кВ	112,46	224,92
4	Струмопровід 10 кВ	1231,68	2463,36
5	Нейтраль силового трансформатора	0	0
6	Струмопровід 10 кВ ТВП	1,44	1,88

7	Збірні шини 10 кВ	1231,68	2463,36
8	Секційний вимикач і роз'єднувач 10 кВ	1231,68	2463,36
9	Мережа власних потреб 0,38 кВ	37,98	49,38
10	Комірка лінії 10 кВ фідер 1	261,54	287,69
	Комірка лінії 10 кВ фідер 2	244,80	269,28
	Комірка лінії 10 кВ фідер 3	228,63	251,49
	Комірка лінії 10 кВ фідер 4	204,38	224,82
	Комірка лінії 10 кВ фідер 5	261,54	287,69
	Комірка лінії 10 кВ фідер 6	244,80	269,28
	Комірка лінії 10 кВ фідер 7	228,63	251,49
	Комірка лінії 10 кВ фідер 8	244,80	269,28

5.2 Визначення величин струмів короткого замикання та їх параметрів

Розрахункова схема і схема заміщення для розрахунку струмів к.з. без урахування підживлення від двигуна навантаження зображені на рисунку 5.2.

Для проектованої підстанції, еквівалентний опір системи щодо шин ВН у прямій послідовності становить $Z_{екв} = 1,3 + j11$ Ом. Еквівалентна ЕРС системи прийнята за шкалою середніх номінальних напруг і дорівнює 115 кВ.

Для зон (рис. 5.2) 1, 2 і 3 розрахунковою точкою к.з. буде точка К1 на шинах 110 кВ підстанції. Для зон 4, 7, 8 і 10 - точка К2 на шинах 10 кВ підстанції. Для вибору апаратів в ланцюзі ТВП (зони 6 і 9) проводиться розрахунок к.з. в точці К3 за ТВП на його виводах НН.

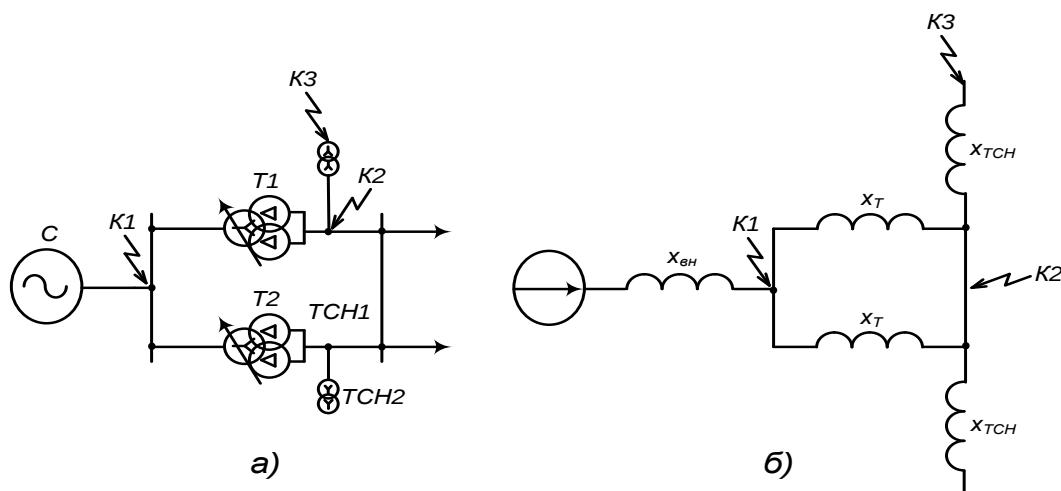


Рисунок 5.2 – Розрахункова схема (а) і схема заміщення (б) для визначення величини струму трифазного к.з.

Реактивний опір трансформатора:

$$x_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}};$$

$$x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 55,6 \text{ Ом}$$

Активний опір трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2};$$

$$r_T = \frac{120 \cdot 115^2}{25000^2} \cdot 10^3 = 2,54 \text{ Ом}$$

Еквівалентний опір двох паралельно включених трансформаторів:

$$\underline{Z}_T = 1,27 + j27,8 \text{ Ом.}$$

Для моменту часу $t = 0$ величина струму к.з. в точці К1 визначається наступним чином:

$$I_{по} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 11} = 6,04 \text{ кА}$$

Постійна часу загасання аперіодичної складової струму к.з., ударний коефіцієнт і величина ударного струму складають:

$$T_a = \frac{x_{ен}}{r_{ен} \cdot \omega} = \frac{11}{1,3 \cdot 314} = 0,03 \text{ с.}$$

$$\kappa_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{a\partial}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 1,72.$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\partial} \cdot I_{но} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 6,04 = 14,7 \text{ кА}$$

В РУ ВН підстанції передбачається використовувати елегазовий вимикач ВДТ-110-II, що має власний час відключення 0,035 с, тому повне час відключення складе:

$$t_{відкл.\min} = t_{c.в} + t_{p.з} = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с.}$$

Періодична складова струму к.з. в момент часу :

$$I_{П\tau} = I_{П0} = 6,04 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму к.з. в момент часу відключення $t_{відкл.\min}$:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{-\frac{0,12}{0,03}} = \sqrt{2} \cdot 6,04 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 1,906 \text{ кА}$$

Відносний вміст аперіодичної складової повного струму к.з. у момент часу $t_{відкл.\min}$

$$\beta = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2} \cdot I_{нт}} = 0,22;$$

$$\beta = \frac{1,906}{\sqrt{2} \cdot 6,04} = 0,22$$

Для визначення величини інтегралу Джоуля необхідно врахувати час роботи резервного релейного захисту, який становить 0,1 с.:

$$t_{відкл.\max} = 0,035 + 0,1 = 0,135 \text{ с.}$$

Значення інтеграла Джоуля у випадку віддаленого к.з. при врахуванні співвідношення:

$$t_{відкл} \geq 3 \cdot T_a$$

$$B_K = I_{П0}^2 (t_{відкл} + T_a) = 6,04^2 \cdot (0,135 + 0,03) = 6,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Аналогічні обчислення проводяться для точки К2.

$$I_{\Pi O} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{вн}} + x_T)} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{U_{\text{ном НН}}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (11 + 27,8)} \cdot \frac{115}{10,5} = 18,7 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{x_{\text{вн}} + x_T}{\omega \cdot (r_{\text{вн}} + r_T)} = \frac{11 + 27,8}{314 \cdot (1,3 + 1,27)} = 0,05 \text{ с};$$

$$\kappa_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,05}} = 1,82 ;$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 18,7 \cdot 1,82 = 48,13 \text{ кА}.$$

В РУ НН підстанції передбачається використання вакуумних вимикачі, які мають власний час відключення 0,03 с, тому час:

$$t_{\text{відкл. min}} = t_{\text{с.в}} + t_{\text{р.з}} = 0,03 + 0,01 = 0,04 \text{ с}.$$

Періодична і аперіодична складові струму к.з. у момент часу $t_{\text{відкл. min}}$:

$$I_{\Pi \tau} = 18,7 \text{ кА} ;$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 18,7 \cdot e^{\frac{0,04}{0,03}} = 6,97 \text{ кА}.$$

Відносний вміст аперіодичної складової повного струму к.з. у момент часу $t_{\text{відкл. min}}$:

$$\beta = \frac{6,97}{\sqrt{2} \cdot 18,7} = 0,26$$

Значення інтеграла Джоуля з урахуванням роботи резервної релейного захисту:

$$B_K = 18,7^2 \cdot (0,13 + 0,05) = 62,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Індуктивний опір ТВП, приведений до напруги 110 кВ, Ом:

$$x_{\text{ТВП}} = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном ВН}}}{U_{\text{ном НН}}} \right)^2 = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 25} \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 21591,8$$

Для моменту часу $t = 0$ величина струму, що протікає по струмоведучих частинах ТВП на стороні 10 кВ при к.з. в точці КЗ, складе:

$$I_{по} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (11 + 27,8 + 21591,8)} \cdot \frac{115}{10,5} \cdot 10^3 = 30,57 \text{ А}$$

Аналогічна величина, приведена до ступеня 0,38 кВ, А:

$$I_{по} = 30,57 \cdot \frac{10}{0,4} = 764,25 \text{ А}$$

Активний опір ТВП, приведений до напруги 110 кВ, Ом:

$$r_{ТВП} = \frac{0,6 \cdot 10^2}{25^2} \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 11515,6$$

Постійна часу загасання аперіодичної складової струму к.з., ударний коефіцієнт і величина ударного струму складають:

$$T_a = \frac{11 + 27,8 + 21591,8}{314 \cdot (4,5 + 1,27 + 11515,6)} = 0,006 \text{ с;}$$

$$k_y = (1 + e^{-\frac{0,01}{0,006}}) = 1,19$$

для мережі 10 кВ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 30,57 \cdot 1,19 = 51,44 \text{ А;}$$

для мережі 0,38 кВ:

$$i_{y\partial} = 51,44 \cdot \frac{10}{0,4} = 1286 \text{ А}$$

Періодична і аперіодична складові струму к.з. в момент часу $t_{відкл.\min} = 0,04\text{с}$ для кола ТВП 10 кВ:

$$I_{\Pi\tau} = I_{\Pi O} = 30,57\text{ A};$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 30,57 \cdot e^{\frac{0,04}{0,006}} = 0,055\text{ A}$$

Аперіодична складова для кола ТВП 0,38 кВ:

$$I_{\Pi t} = 764,25\text{ A};$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 764,25 \cdot e^{\frac{0,04}{0,006}} = 1,37\text{ A}$$

Відносний вміст аперіодичної складової повного струму к.з. у момент часу $t_{відкл.\min}$

$$\beta = \frac{0,06}{\sqrt{2} \cdot 30,57} = 0,001$$

Значення інтеграла Джоуля на стороні ВН ТВП з урахуванням роботи резервного релейного захисту:

$$B_K = 30,57^2 \cdot (0,13 + 0,006) = 127,09\text{ A}^2 \cdot \text{с}$$

Аналогічна величина для кола ТВП 0,38 кВ:

$$B_K = 764,25^2 \cdot (0,13 + 0,006) = 79434,61\text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Живлення підстанції здійснюється по мережі 110 кВ, яка відноситься до мереж з ефективно заземленою нейтраллю. Для таких мереж величина струму однофазного к.з. може перевищувати значення струму трифазного к.з., тому необхідно провести розрахунок величини струму однофазного к.з. в точці К1.

Струм однофазного к.з. у зазначеній точці визначається за формулою:

$$I_{п0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{вн1} + X_{вн2} + X_{экв0})},$$

де $X_{вн1}$ – зовнішній індуктивний опір прямої послідовності на шинах 110 кВ проектованої підстанції;

$X_{вн2}$ – зовнішній індуктивний опір зворотної послідовності на шинах 110 кВ проектованої підстанції;

$X_{экв0}$ – еквівалентний індуктивний опір нульової послідовності відносно точки К1.

Опір зворотної послідовності можна прийняти рівним величині опору прямої послідовності. А для визначення величини еквівалентного опору нульової послідовності доцільно скласти схему заміщення. Схема заміщення нульової послідовності зображена на рисунку 5.3.

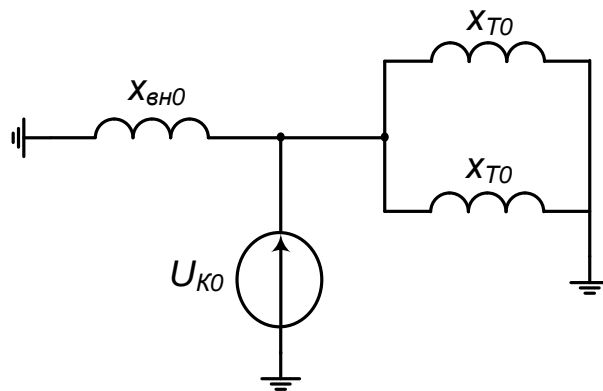


Рисунок 5.3. Схема заміщення нульової послідовності

Еквівалентний індуктивний опір нульової послідовності відносно точки К1 при заземленні нейтралей в обох силових трансформаторах підстанції:

$$x_{экв0} = \frac{x_{вн0} \cdot \frac{x_{T0}}{2}}{x_{вн0} + \frac{x_{T0}}{2}} = \frac{13,9 \cdot \frac{55,6}{2}}{13,9 + \frac{55,6}{2}} = 9,26 \quad \text{Ом;}$$

Тоді величина струму однофазного к.з., кА:

$$I_{п0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (11 + 11 + 9,26)} = 6,37 \quad \text{кА.}$$

Величина струму однофазного замикання на землю в точці К1 перевищує значення струму трифазного к.з. Обмежити значення можна розземливши нейтраль одного з трансформаторів проекрованої ПС. Тоді відповідні величини будуть рівні:

$$x_{екв0} = \frac{13,9 \cdot 55,6}{13,9 + 55,6} = 11,12 \quad \text{Ом};$$

$$I_{п0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (11 + 11 + 11,12)} = 6,06 \quad \text{кА};$$

Аналізуючи отримані результати, можна зробити висновок про те, що передбачувана операція не призводить до зниження струму $I_{п0}^{(1)}$ до величини, меншої ніж струм $I_{п0}^{(3)}$. Отже, при виборі високовольтних вимикачів по комутаційної здатності необхідно керуватися найбільшою величиною струму к.з., тобто $I_{п0}^{(1)}$, перевірки по термічному і динамічному впливу проводять, керуючись параметрами для трифазного к.з.

Для визначення величини струму к.з., який протікає по струмопровідних елементів в колах нейтралей силових трансформаторів, необхідно розглянути декілька випадків виникнення однофазного к.з. Якщо однофазне к.з. відбулося в межах електроустановки, то величина струму, що протікає по струмоведучих частинах в нейтралі силового трансформатора, визначиться за формулою:

$$I_z = I_{n,0}^{(1)} \left(1 - \frac{X_{екв0}}{X_{T0}} \right),$$

де $I_{п.0}^{(1)}$ – струм однофазного к.з. у місці пошкодження;

$X_{екв0}$ – результуючий індуктивний опір нульової послідовності до місця к.з.;

X_{T0} – опір нульової послідовності трансформатора даної електроустановки.

Якщо однофазне к.з. відбулося за межами електроустановки, то:

$$I_3 = I_{n,0}^{(1)} \cdot \frac{X_{екв0}}{X_{T0}}.$$

З наведених формул видно, що струм, який стікає в землю через заземлювачі, становить певну частку від струму однофазного к.з., яка залежить від цілого ряду факторів, у тому числі від місця замикання. Тому в якості розрахункової величини необхідно приймати найбільше з можливих значень. Для проекрованої підстанції зазначені величини при заземлення нейтралей в обох трансформаторів будуть мати наступні значення:

$$I_3 = 6,37 \cdot \left(1 - \frac{9,26}{55,6}\right) = 5,31 \text{ кА};$$

$$I_3 = 6,37 \cdot \frac{9,26}{55,6} = 1,06 \text{ кА}$$

Отже, найбільше значення розрахункової величини буде при однофазному к.з. в межах підстанції.

Еквівалентний активний опір нульової послідовності при цьому складе:

$$r_{екв0} = \frac{1,8 \cdot \frac{2,54}{2}}{1,8 + \frac{2,54}{2}} = 0,74 \text{ Ом};$$

Постійна часу затухання аперіодичної складової струму к.з., ударний коефіцієнт і величина ударного струму:

$$T_a = \frac{11 + 11 + 9,26}{314 \cdot (1,3 + 1,3 + 0,74)} = 0,030 \text{ с};$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,030}} = 1,72;$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 5,31 \cdot 1,72 = 12,92 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму к.з. в момент часу t:

$$I_{\Pi\tau} = 5,31 ;$$

Аперіодична складова струму к.з. в момент часу t:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 5,31 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,030}} = 1,02 \text{ кА};$$

Відносний вміст аперіодичної складової повного струму к.з. в момент часу t:

$$\beta = \frac{1,02}{\sqrt{2} \cdot 5,31} = 0,13 ;$$

Значення інтегралу Джоуля:

$$B_K = 5,31^2 \cdot (0,15 + 0,030) = 5,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблиця 5.3 – Результати розрахунків струму к.з. і його параметрів

№зо ни	Об'єкт (елемент)	Результати розрахунків струму к.з. і його параметрів					
		ІІО, А	іуд, А	ІІт, А	іат,, А	β, о.е.	ВК, А ² ·с
1	Лінія 110 кВ	6370	14700	6040	1906	0,22	6020·10 ³
2	Збірні шини 110 кВ и ремонтна перемичка	6370	14700	6040	1906	0,22	6020·10 ³
3	Струмопровід 110 кВ	6370	14700	6040	1906	0,22	6020·10 ³
4	Струмопровід 10 кВ	18700	48130	18700	6970	0,26	62940·
5	Нейтраль силового трансформатора	5310	12920	5310	1020	0,13	5070·10 ³
6	Струмопровід 10 кВ ТВП (к.з. в точці К2) (к.з. в точці К3)	1	1	1	6	0	6294
		8700	8130	8700	970	,26	0·103
		30,57	51,44	30,57	0,055	0,001	127,09
7	Збірні шини 10 кВ	18700	48130	18700	6970	0,26	62940·10 ³

8	Секційний вимикач і роз'єднувач 10 кВ	18700	48130	18700	6970	0,26	$62940 \cdot 10^3$
9	Мережа власних потреб 0,38 кВ	764,25	1286,0	764,25	1,37	0,001	79434,61
10	Комірка лінії 10 кВ фідер 1	18700	48130	18700	6970	0,26	$62940 \cdot 10^3$
	Комірка лінії 10 кВ фідер 2	18700	48130	18700	6970	0,26	$62940 \cdot 10^3$
	Комірка лінії 10 кВ фідер 3	18700	48130	18700	6970	0,26	$62940 \cdot 10^3$
	Комірка лінії 10 кВ фідер 4	18700	48130	18700	6970	0,26	$62940 \cdot 10^3$
	Комірка лінії 10 кВ фідер 5	18700	48130	18700	6970	0,26	$62940 \cdot 10^3$
	Комірка лінії 10 кВ фідер 6	18700	48130	18700	6970	0,26	$62940 \cdot 10^3$
	Комірка лінії 10 кВ фідер 7	18700	48130	18700	6970	0,26	$62940 \cdot 10^3$
	Комірка лінії 10 кВ фідер 8	18700	48130	18700	6970	0,26	$62940 \cdot 10^3$

5.3 Вибір конструктивного виконання проектованої підстанції та попереднє компонування

Перелік апаратів, передбачених для установки на території проектованої підстанції із зазначенням їх призначення у відповідності з позначенням, наведеним на рисунку 5.4, відображено в таблиці 5.4.

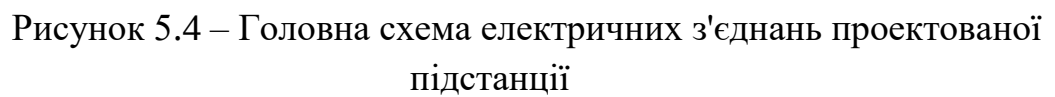
Таблиця 5.4 – Обладнання і апарати, обрані для установки на підстанції.

Позначення на рис.	Назва (тип апарату)	Призначення	Зо на по рис 4.1	Розрах. точка к.з. по рис. 4.2
T1,T2	ТРДН-25000	Силовий трансформатор		
T3,T4	ТМ-25	Живлення споживачів ВП		
W1-W8	Кабельні лінії	Лінії споживачів	10	K2(3)

Q1,Q13	Вимикачі 110 кВ	Комутаційний апарат	3	K1(3), K1(1)
Q2,Q14	Вимикачі введення 10 кВ	Комутаційний апарат	4	K2(3)
QB1	Секційний вимикач 10 кВ	Комутаційний апарат	8	K2(3)
Q3-Q12	Вимикач фідерів 10 кВ	Комутаційний апарат	10	K2(3)
QS1, QS3	Роз'єднувач лінії 110 кВ	Комутаційний апарат	1	K1(3)
QS2, QS4	Роз'єднувачі трансформаторів 110 кВ	Комутаційний апарат	3	K1(3)
QS5, QS6	Роз'єднувачі рем. перемички 110 кВ	Комутаційний апарат	2	K1(3)
QSG1, QSG2	Заземлюючі ножі в нейтралах обмоток ВН силових трансформаторів	Комутаційний апарат	5	K1(1)
FU1, FU2	Запобіжники 10 кВ	Для захисту ТВП	6	K3(3)
RU1, RU4	ОПН 110 кВ	Для захисту Т1, Т2	3	K1(3)
RU3, RU6	ОПН на шинях 10 кВ	Для захисту мережі 10 кВ	7	K2(3)
RU2, RU5	ОПН 10 кВ	Для захисту Т1-Т4	6	K2(3)

Продовження таблиці 4.4

RU7, RU8	ОПН в нейтралі обмотки ВН силових трансформаторів	Для захисту нейтралі Т1, Т2	5	K1(1)
TA1, TA16	Трансформатор струму 110 кВ	В калах РЗ и А	3	K1(3)
TA2, TA17	Вбудований трансформатор струму 110 кВ	В колах РЗ и А	3	K1(3)
TA3, TA18	ТС ввідної комірки 10 кВ	В вимір. колах, РЗ и А	4	K2(3)
TA5-TA9	ТС фідера 10 кВ 1 секції	В вимір. колах, РЗ и А	10	K2(3)
TA11-TA15	ТС фідера 10 кВ 2 секції	В вимір. колах, РЗ и А	10	K2(3)
TA10	ТС в колі QB1	В колах РЗ и А	8	K2(3)
TA4, TA19	ТС в нейтралі обмотки ВН силових трансформаторів	В колах РЗ и А	5	K1(1)
TU1, TU2	Трансформатор напруги 110 кВ	В колах, РЗ и А, джерело оперативного струму	2	K1(3)
TU3, TU4	Трансформатор напруги 10 кВ	В колах, РЗ и А, джерело оперативного струму	7	K2(3)
C1,L1; C2,L2	Елементи ВЧ зв'язку	Організація каналів зв'язку	1	K1(3)
	Струмопровід к ВЛ 110 кВ	Передача є/є від ВЛ до шин 110 кВ	1	K1(3)
	Струмопровід 110 кВ к Т1, Т2	Передача є/є від шин 110 кВ до трансформаторів	3	K1(3)
	Струмопровід 10 кВ	Передача є/є від трансформаторів до шин 10 кВ	4	K2(3)
	Збірні шини 110 кВ	Розподіл потоків є/є	2	K1(3)
	Збірні шини 10 кВ	Розподіл потоків є/є	7	K2(3)
	Мережа ВП. 0,38 кВ	Живлення мережі ВП	9	K3(3)



5. ВИБІР ОСНОВНОГО І ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ ПІДС- ТАНЦІЇ

6.1 Вибір марки і перетину жил кабелів

Кабелі 10 кВ вибирають, виходячи з таких умов:

- за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

- по економічній густині струму:

$$q_{\varepsilon} = \frac{I_{нав. Fi}}{j_{\varepsilon}} ;$$

- по допустимому струму:

$$I_{обтяж} \leq I_{доп} ,$$

де $I_{доп}$ - тривало допустимий струм /2, табл. 7.10/ з урахуванням поправ-
ки на число поруч покладених в землі кабелів k_1 і на температуру навколиш-
нього середовища k_2 , визначається за формулою:

$$I_{доп} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{доп.ном} .$$

При розташуванні кабелів попарно в траншеях на відстані 200 мм $k_1 = 0,92$; $k_2 = 1,0$ - при температурі ґрунту $+ 15^{\circ} C$ для кабелів, що працюють при найбільшій температурі жили $80^{\circ} C$.

Тоді

$$I_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 1,0 \cdot I_{\text{доп.ном}}$$

За економічною густиною струму вибираються трижильні кабелі з алюмінієвими жилами марки АСБ. Для проектованої підстанції ТНБ становить 7084,8 годин. Економічна щільність струму дорівнює $j_e = 1,2 \text{ А/мм}^2$ при ТНБ = 5001-8760 год / рік. Величини струмів нормального і обтяжуючого режимів взяті з таблиці 4.3.

Для першого фідера величина економічного перерізу складе, мм^2 :

$$q_3 = \frac{261,54}{1,2} = 217,95 ;$$

Вибираємо кабель перерізом 240 мм^2

Величина допустимого струму з урахуванням умов прокладки кабелів,:

$$I_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 1,0 \cdot 355 = 326,6 \text{ А.}$$

Умови перевірки вибраних кабелів по допустимим режимам виконуються.

Вибрані за умовою допустимої роботи кабелі перевіряються на термічну стійкість при к.з. за умовою:

$$q_{\min} \leq q,$$

де q – вибраний переріз;

$q_{\min}$ - мінімальний переріз по термічній стійкості, визначається за виразом:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \text{ мм}^2$$

де C – функція, значення якої наведено в /1/ $C = 94 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

Мінімально допустимий переріз кабелю першого фідера за умовою термічної стійкості при к.з. складе:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{62940000}}{94} = 84,39 \text{ мм}^2.$$

Отримане значення, значно менше вибраного перерізу (240 мм²) отже, вибраний для першого фідера кабель термічно стійкий при к.з., а так як розглянутий фідер є найбільш потужним, то дане положення справедливо для всіх фідерів 10 кВ проектованої підстанції.

6.2. Визначення величини ємнісних струмів в мережі 10 кВ

Для визначення необхідності компенсації ємнісного струму у мережі 10 кВ потрібно визначити його значення. Розрахунок струму I , проводиться за формулою:

$$I_3 = \sum_{i=1}^n I_{3Fi} \text{ А,}$$

де I_{3Fi} — величина ємнісного струму i -го фідера, А;

n - кількість фідерів

Величина ємнісного струму фідера визначається за виразом:

$$I_{3Fi} = I_{3Fi0} \cdot l_i,$$

де l_i — довжина кабелю, км;

I_{3Fi0} — величина ємнісного струму одиниці довжини для i -го кабелю, що визначається за довідковими даними.

Результати розрахунку ємнісних струмів замикання на землю у всіх фідерах наведені в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Результати розрахунку ємнісних струмів замикання на землю

Номер секції	Фідер	Марка и переріз кабеля	Довжина, км	I_{3Fi0} , А/км	I , А
I	1	АСБ-240	1,8	1	1,8

	2	АСБ-185	0,7	0,91	0,64
	3	АСБ-185	0,5	0,91	0,46
	4	АСБ-185	1,1	0,91	1,00
II	5	АСБ-240	1,7	1	1,70
	6	АСБ-185	0,8	0,91	0,73
	7	АСБ-185	0,3	0,91	0,27
	8	АСБ-185	0,6	0,91	0,55

Сумарний ємнісний струм, для нових кабельних ліній 10 кВ складає:

$$I_3 = 7,14 \text{ А.}$$

Згідно ПУЕ, для мережі 10 кВ компенсація ємнісного струму на землю повинна застосовуватися при ємнісних струмах, які перевищують 20 А. Розраховані струми вийшли менші за допустиме значення, однак, у завданні зазначено, що в районі проектування існують розвинені мережі 10 кВ без зазначення їх конструктивного виконання. Припускаючи, що вся мережа виконана кабельними лініями з сумарним струмом замикання на землю не перевищує значення 10 А, можна зробити висновок про те, що компенсація ємнісного струму на землю не потрібна.

6.3 Вибір високовольтних вимикачів і роз'єднувачів всіх напруг

Комутаційні апарати повинні бути здатні включати і відключати відповідні кола в тривалих і короткочасних аварійних режимах, в тому числі в режимі к.з. Вони можуть також використовуватися для роботи в циклах АПВ, ОАПВ, АВР. Специфічними режимами є режим включення на к.з., режим несинхронного включення в умовах проти фази і режим включення при розузгодженні фаз. У включеному положенні комутаційні апарати повинні бути здатні пропускати наскрізний струм к.з..

Вимикачі і роз'єднувачі повинні вибиратися з умов:

$$U_{ном} \geq U_{мережі ном.};$$

$$I_{ном} \geq I_{норм. розрах.};$$

$$I_{ном} \geq I_{прод. розрах.}.$$

Перевірку вимикачів слід виконувати за умовами:

$$\begin{aligned} I_{вкл} &\geq I_{ПО}; \\ i_{вкл} &\geq i_{уд}; \\ I_{пр.скв.} &\geq I_{ПО}; \\ i_{пр.скв.} &\geq i_{уд}; \\ I_{тер}^2 t_{тер} &\geq B_{\kappa}; \\ i_{a.ном} &\geq i_{ат}. \end{aligned}$$

Перевірку роз'єднувачів слід виконувати за умовами:

$$\begin{aligned} I_{пр.скв.} &\geq I_{ПО}; \\ i_{пр.скв.} &\geq i_{уд}; \\ I_{тер}^2 t_{тер} &\geq B_{\kappa}. \end{aligned}$$

У ВРП-110 заздалегідь вибираються до встановлення елегазові вимикачі типу ВДТ-110П - 20/1000-УХЛ1 з приводом ППрК-1400 і роз'єднувачі типу РГ-К - 110/1000 УХЛ1. Розрахункові і каталожні дані зведені в таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Розрахункові і каталожні дані вимикачів та роз'єднувачів 110 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	<i>ВГТ-110П-20/1000</i>	<i>РГ-К – 110/1000 УХЛ1</i>
$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$
$I_{max}=225 \text{ А}$	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{ном}=1000 \text{ А}$
$I_{Пт}=6,04 \text{ кА}$	$I_{откл.ном}=20 \text{ кА}$	-
$i_{ат}=1,906 \text{ кА}$	$i_{a.ном}=\sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}$	-
$I_{П0}=6,04 \text{ кА}$	$I_{дин}=20 \text{ кА}$	-
$i_{уд}=14,7 \text{ кА}$	$i_{дин}=102 \text{ кА}$	$i_{дин}=100 \text{ кА}$
$B_{\kappa}=6,020 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

У якості ремонтної перемички встановлюються два роз'єднувача того ж типу РГ-К-110/1000 УХЛ1 з двома заземлюючими ножами.

В якості секційного вимикача попередньо вибирається вимикач ВВ/TEL-10-20/1000-У2-41. В якості вимикача на фідери попередньо вибирається ви-

микач ВВ/TEL-10-20/630-У2-41. Розрахункові і каталожні дані зводяться в таблицю 6.4.

Привід вимикача пружинний з заводом, що включає пружини електромагнітом.

У колі трансформатора попередньо вибирається вимикач ВВ/TEL-10-20/3150-У2-41. Розрахункові і каталожні дані зведені в таблицю 6.5.

Таблиця 6.4 – Розрахункові і каталожні дані вимикачів і роз'єднувачів 10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Секційний вимикач ВВ/TEL-10-20/1000У2-41	Вимикач на КЛ що відходить ВВ/TEL-10-20/630У2-41
$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
$I_{max}=262 \text{ А}$	-	$I_{ном}=630 \text{ А}$
$I_{max}=980 \text{ А}$	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	-
$I_{Пт}=18,7 \text{ кА}$	$I_{откл.ном}=20 \text{ кА}$	$I_{откл.ном}=20 \text{ кА}$
$I_{П0}=18,7 \text{ кА}$	$I_{дин}=20 \text{ кА}$	$I_{дин}=20 \text{ кА}$
$i_{yd}=48,13 \text{ кА}$	$i_{дин}=52 \text{ кА}$	$i_{дин}=52 \text{ кА}$
$B_K=62,94 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$

Таблиця 6.5 – Розрахункові і каталожні дані.

Розрахункові дані	Каталожні дані
	ВВ/TEL-10-20/1000У2-41
$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
$I_{max}=2464 \text{ А}$	$I_{ном}=3150 \text{ А}$
$I_{Пт}=18,7 \text{ кА}$	$I_{откл.ном}=40 \text{ кА}$
$I_{П0}=18,7 \text{ кА}$	$I_{дин}=40 \text{ кА}$
$i_{yd}=48,13 \text{ кА}$	$i_{дин}=100 \text{ кА}$
$B_K=62,94 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$

6.4 Вибір заземлюючих ножів в нейтралі силових трансформаторів

Для заземлення нейтралі силового трансформатора застосовують заземлювач типу ЗОН - 110М - ІУ1 (заземлювач однополюсний, зовнішньої уста-

новки, модернізований, для помірного клімату). З $I_{ном} = 400$ А, тип приводу ПРН- 11У1.

6.5 Вибір комутаційного обладнання в мережі власних потреб підстанції

Вибір автоматичних вимикачів проводиться :

- за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

- за родом струму і його значенням:

$$I_{норм} \leq I_{ном} ;$$

$$I_{max} \leq I_{ном} ;$$

- за конструктивним виконанням ;

- за граничним струмом відключення.

Селективні автомати, що діють з витримкою часу при к.з., перевіряють за умовою :

$$I_{п0} \leq I_{відкл} ,$$

де $I_{п0}$ - діюче значення періодичної складової струму трифазного к.з. в початковий момент ;

$I_{відкл}$ - діюче значення номінального струму відключення автоматичного вимикача;

- за струмом відключення:

$$i_y \leq i_{вкл. max} ,$$

де i_y – ударний струм к.з. ;

$i_{вкл. max}$ – амплітудне значення номінального струму включення;

- за постійною часу затухання аперіодичної складової струму к.з. :

$$T_a \leq T_{a. ном} ,$$

де $T_{a.ном}$ – постійна часу аперіодичної складової струму к.з. згідно з каталогом (0,005-0,015 с).

Вибираються для установки автоматичні вимикачі серії ЕЛЬФ 201 типу ДЕК 3п 63А (триполюсні, $I_{ном} = 63\text{А}$) призначені для захисту електричних мереж від надструмів і струмів короткого замикання. ЕЛЬФ 201 с часово-струмовою характеристикою D можуть застосовуватися в електричних колах, що припускають значні (до $10 I_n$) стрибки струму, наприклад, при пусках електромагнітних двигунів.

Таблиця 6.6 – Перевірка автоматів

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст}=380\text{ В}$	$U_{ном}=240/380\text{ В}$
$I_{ном}=37,98\text{ А}$	$I_{ном}=63\text{ А}$
$I_{max}=49,38\text{ А}$	$I_{ном}=63\text{ А}$
$i_{yd}=1286\text{ А}$	3000 А
$I_{no}=764,25\text{ А}$	3000 А

Вибір контакторів і магнітних пускатів здійснюється:

- за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- за родом струму і його значенням:

$$I_{ном} \leq I_{ном};$$

$$I_{max} \leq I_{ном};$$

- за потужністю підключення електродвигунів:

$$P_{підкл} \leq P_{дон}$$

- за категорії застосування.

Вибираються для установки магнітні пускаті ПМЛ-4200

Таблиця 6.7 – Перевірка пускачів

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст}=380\text{ В}$	$U_{ном}=660\text{ В}$
$I_{ном}=37,98\text{ А}$	$I_{ном}=63\text{ А}$
$I_{max}=49,38\text{ А}$	$I_{ном}=63\text{ А}$
$P_{подкл}=49,38 \cdot 380=18764\text{ Вт}$	$P_{дон}=63 \cdot 660=41580\text{ Вт}$

6.6 Вибір запобіжників.

Для захисту трансформаторів власних потреб встановлюються запобіжники типу ПКТ 101-10-3,2-УЗ.

На стороні НН встановлена антирезонансна група трансформаторів напруги типу 3×ЗНОЛП-10 УЗ з литою ізоляцією, тому встановлювати запобіжників для захисту ТН не потрібно.

Перевірка запобіжників за умовами роботи представлена в таблиці 6.8.

Таблиця 6.8 – Перевірка запобіжників

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст}=10\text{ кВ}$	$U_{ном}=10\text{ кВ}$
$I_{ном}=1,44\text{ А}$	$I_{ном}=3,2\text{ А}$
$I_{max}=1,88\text{ А}$	$I_{ном}=3,2\text{ А}$

6.7 Вибір струмопроводів і шин РУ всіх напруг

Ділянка ошиновки від введів 110 кВ трансформатора до ОПН 110 кВ виконується гнучким струмопроводом. Переріз проводу вибирають за економічною густиною струму:

$$q_{ек} = \frac{I_{ном}}{J_{э}},$$

де $I_{ном}$ – струм нормального режиму. Для $T_{нб}=7084,8$ ч економічна густина струму, рівна: $J_{ек}=1,2\text{ А/мм}^2$

$$q_{ек} = \frac{112,46}{1,2} = 93,7 \text{ мм}^2$$

Вибираємо провід марки АС - 95/16 (d=13,5 мм, Ідоп.=330 А.).

Перевірка за умовами коронирования:

Початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right);$$

де $m = 0,82$ коефіцієнт шорсткуватості проводів;

r_0 – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 33,88 \text{ кВ/см};$$

- напруженість електричного поля біля поверхні проводів:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}};$$

де $U_{мах}$ – максимальна допустима напруга установки, кВ;

$n = 1$ – кількість проводів у фазі;

$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 200 = 252 \text{ см}$ – середня геометрична відстань між фазами

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,675 \cdot \lg \frac{252}{0,675}} = 23,45 \text{ кВ/см};$$

- умова перевірки

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0.$$

$$1,07 \cdot 23,45 = 25,09 \leq 0,9 \cdot 33,88 = 30,49.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}},$$
$$330 \text{ A} \geq 224,92 \text{ A}$$

Перевірка по термічній дії струму к.з. для гнучких проводів розташованих на відкритому повітрі, згідно з ПУЕ, може не проводитись. При струмі к.з. менше 20 кА перевірку на електродинамічну дію струму к.з. можна не виконувати.

Ошиновка ВРП 110 кВ КТПБ виконується шинами круглого перерізу виготовленими з алюмінієвого сплаву АД31Т1 із зовнішнім діаметром 40 мм. і внутрішнім 35 мм. Величина допустимого струму дорівнює 850 А.

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{max}},$$
$$850 \text{ A} \geq 224,92 \text{ A}.$$

Площа перерізу шини:

$$q = \pi \cdot (r_{\text{зовн}}^2 - r_{\text{внут}}^2),$$
$$q = 3,14 \cdot \left(\left(\frac{40}{2} \right)^2 - \left(\frac{35}{2} \right)^2 \right) = 294,37 \text{ мм}^2$$

Перевірка за термічною дією струму при к.з.

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

де B_K – тепловий імпульс струму к.з. на шинах 110 кВ;

C - значення функції $\text{A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$, для алюмінієвих шин.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{6,02}}{91} \cdot 10^3 = 26,96 \text{ мм}^2.$$

Як бачимо, шина підходить по умові термічної стійкості.
Найбільше питоме зусилля при трифазному к.з.:

$$f^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{y0}^2}{a};$$

де a – відстань між фазами.

$$f^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot (14,7 \cdot 10^3)^2}{2} = 18,7 \text{ Н/м};$$

Згинальний момент:

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10};$$

де l – довжина прольоту між опорними ізоляторами.

$$M = \frac{18,7 \cdot 7^2}{10} = 91,63 \text{ Н·м};$$

Момент опору щодо перпендикулярної осі дії зусилля:

$$W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D};$$

$$W = \frac{3,14 \cdot (4^4 - 3,5^4)}{32 \cdot 4} = 2,6 \text{ см}^2;$$

Напруга в матеріалі шин виникає при дії згинального моменту:

$$\sigma_{розр} = \frac{M}{W};$$

$$\sigma_{розр} = \frac{91,63}{2,6} = 35,24 \text{ МПа};$$

Допустиме механічне напруження для алюмінієвого сплаву АД32Т1 рівне 90 МПа.

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп};$$
$$35,24 \leq 90.$$

Шини задовольняють умови перевірок.

З'єднання вводів 10 кВ трансформатора і КРУЗ виконується гнучким струмопроводом. Методика вибору аналогічна представленій вище.

$$q_{ек} = \frac{1231,68}{1,2} = 1026,4 \text{ мм}^2;$$

Струмопровід виконується пучком з трьох проводів марки АС-400/64 (d = 26,6; I_{доп.} = 860 А.).

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{доп.} \geq I_{max},$$
$$3 \cdot 860 = 2580 \text{ А} \geq 2463,36 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування для струмопроводів на напругу 10 кВ може не проводитися.

У КРУН 10 кВ ошиновка виконується жорсткими алюмінієвими шинами. Вибір перерізу проводиться по нагріванню. При струмах менше 3 кА використовуються однополосні шини прямокутного перерізу. Для установки вибираються шини з розмірами $b \times h = 10 \times 120 \text{ мм.}$ і допустимим струмом 2070 А.

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{доп.} \geq I_{max}.$$
$$I_{доп.} = I_{доп.ном.} \cdot \sqrt{\frac{70 - \vartheta_0}{45}},$$

де I_{доп.ном.} – допустимий струм при температурі повітря +25° С;

ϑ_0 – дійсна температура повітря.

$$I_{\partial л. \partial ол.} = 2070 \cdot \sqrt{\frac{70-0}{45}} = 2582 \text{ А};$$

$$2582 \text{ А} > 2463,36 \text{ А}.$$

Перевірка за термічною дією струму при к.з.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{62,94}}{91} \cdot 10^3 = 87,18 \text{ мм}^2 < 1200 \text{ мм}^2$$

Шина підходить по умові термічної стійкості.

Частота власних коливань:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}};$$

де l – довжина прольоту;

J – момент інерції поперечного перерізу;

q – поперечний переріз.

Момент інерції для однополосних лежачих шин:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12};$$

$$J = \frac{1,0 \cdot 12^3}{12} = 144 \text{ см}^4;$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{144}{12,0}} = 417 \text{ Гц};$$

Так як частота власних коливань понад 200 Гц можна вважати, що шини міцні.

Найбільше питоме зусилля при трифазному к.з.:

$$f^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{yo}^2}{a};$$

$$f^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 48,13^2}{0,4} = 1003,1 \text{ Н/м};$$

Згинальний момент:

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10};$$
$$M = \frac{1003,1 \cdot 1,2^2}{10} = 144,44 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Момент опору щодо перпендикулярної осі дії зусилля:

$$W = \frac{bh^2}{6};$$
$$W = \frac{1,0 \cdot 12^2}{6} = 24 \text{ см}^3;$$

Напруга в матеріалі шин, яка виникає при дії згинального моменту:

$$\sigma_{розр} = \frac{M}{W};$$
$$\sigma_{розр} = \frac{144,44}{24} = 6,02 \text{ МПа};$$

Допустиме механічне напруження дорівнює 75 МПа.

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{дон};$$
$$6,02 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа} .$$

Шини задовольняють умови перевірок.

6.8. Вибір ізоляційних конструкцій

У розподільних пристроях жорсткі шини кріпляться на опорних ізоляторах, вибір яких проводиться за наступними умовами:

- за номінальною напругою:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

за допустимим навантаженням:

$$F_{розр} \leq F_{доп},$$

де $F_{расч}$ – сила, яка діє на ізолятор;

$F_{доп}$ - допустиме навантаження на головку ізолятора $F_{доп} = 0,6F_{розр}$.

Спуски з анкерної опори ЛЕП-110 кВ кріпляться до опорних ізоляторів, максимальна сила, що діє на вигин яких дорівнює:

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} \cdot l;$$

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{14,7^2}{2} \cdot 7 = 130,99 \text{ Н.}$$

Для установки вибирається полімерний ізолятор типу ІОСПК-10-110/480-II-УХЛ1 з характеристиками: $F_{розр.} = 20 \text{ кН}$, $U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$, $h = 1050 \text{ мм.}$, тоді:

$$F_{розр} = 130,99 \text{ Н} \leq F_{доп} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н.}$$

Максимальна сила, що діє на вигин опорних ізоляторів на стороні 10 кВ, дорівнює:

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{48,13^2}{0,4} \cdot 1,2 = 1203,69 \text{ Н.}$$

Для установки вибирається полімерний ізолятор типу ІОСПК 4-10/80-УХЛ1 з характеристиками: $F_{розр.} = 4 \text{ кН}$, $U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$, $h = 190 \text{ мм.}$, тоді:

$$F_{розр} = 1203,69 \text{ Н} \leq F_{доп} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н.}$$

Прохідні ізолятори вибирають за умовами:
за номінальною напругою:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

за допустимим навантаженням:

$$F_{розр} \leq F_{доп};$$

за тривало допустимим струмом:

$$I_{доп.} \geq I_{max}.$$

Розрахункова сила для прохідних ізоляторів:

$$F_{розр} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} \cdot l;$$
$$F_{розр} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{48,13^2}{0,4} \cdot 1,4 = 702,15 \text{ Н.}$$

Для установки вибирається фарфоровий ізолятор типу ІППУ-10/4000-30-А4 з характеристиками: $F_{розр.}=30 \text{ кН}$, $U_{ном}=10 \text{ кВ.}$, $I_{дл. доп}=4000 \text{ А.}$, тоді:

$$F_{розр} = 702,15 \text{ Н} \leq F_{доп} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н.}$$

Перевірка за тривало допустимим струмом:

$$I_{доп.} = 4000 \text{ А} \geq I_{max} = 2463,36 \text{ А.}$$

Вибір підвісних ізоляторів допускається проводити без перевірки на механічну міцність. Кількість ізоляторів у натяжних гірляндах визначається за формулою:

$$n \geq \frac{\lambda_{ef} \cdot U_{найб}}{l_{ef}}$$

У зв'язку з можливістю виходу з ладу окремих ізоляторів під час експлуатації і відносно великою трудомісткістю їх заміни кількість ізоляторів визначене за формулою збільшується на один для об'єктів напругою 110-220 кВ.

Поверхні ізоляторів забруднюються і звожуються нерівномірно. У результаті цього грязерозрядні напруги виявляються пропорційними не на l_{ym} , а на ефективній довжині шляху витоку:

$$l_{ef} = \frac{l_{ym}}{k},$$

де $k \geq 1$ - поправочний коефіцієнт (коефіцієнт ефективності ізолятора). Значення для ізоляторів тарельчатого типу можна наближено визначити за емпіричною формулою:

$$k = 1 + 0,5 \left(\frac{l_{ym}}{D} - 1 \right),$$

де D – діаметр тарілки ізолятора.

Ефективна довжина шляху витоку, що забезпечує надійну експлуатацію гірлянд ізоляторів, залежить від багатьох факторів, в тому числі і від інтенсивності забруднення атмосфери. Для проектування встановлена класифікація місцевостей за ступенем забруднення атмосфери і нормовані мінімально допустимі питомі ефективні довжини шляху витоку. Для III району $= 1,9 \text{ см}^2/\text{кВ}$.

Для натяжної гірлянди вибирається ізолятор ПС 70-Д з характеристиками: $l_{ут} = 303 \text{ мм}$, $F_{раз} = 70 \text{ кН}$. Число ізоляторів в гірлянді:

$$k = 1 + 0,5 \cdot \left(\frac{303}{255} - 1 \right) = 1,094;$$

$$l_{ef} = \frac{303}{1,094} = 276,96 \text{ мм};$$

$$n \geq \frac{19 \cdot 1,15 \cdot 110}{276,96} = 8,68.$$

Отримане значення округлюється до дев'яти і збільшуємо на один. Таким чином, число ізоляторів в підтримуючої гірлянді складе 10.

6.9 Вибір трансформаторів струму 110 і 10 кВ

Трансформатори струму вибираються:

- за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- за родом струму і його значенням:

$$I_{ном} \leq I_{ном};$$

$$I_{max} \leq I_{ном};$$

номінальний струм повинен бути якомога ближче до робочого струму установки, так як недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибки;

- за конструкцією і класом точності;

- за електродинамічною стійкістю:

$$i_y \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1НОМ},$$

$$i_y \leq i_{дин},$$

де $k_{эд}$ - кратність електродинамічної стійкості, і по каталогу,

$I_{1НОМ}$ - номінальний первинний струм трансформатора струму;

- по термічній стійкості:

$$B_K \leq (\kappa_m \cdot I_{1НОМ})^2 \cdot t_{ТЕР},$$

$$B_K \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР},$$

де κ_m - кратність термічної стійкості, по каталогу;

- за вторинним навантаженням:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ},$$

де Z_2 - вторинне навантаження трансформатора струму,

$Z_{2НОМ}$ - номінально допустиме навантаження трансформатора струму в обраному класі точності.

На стороні 110 кВ встановлюються виносні трансформатори струму типу ТОГ-110, які мають дві обмотки: для вимірювань класу точності 0,5, для захистів класу точності 10Р. Дані розрахунків зведені в таблиці 6.9 і 6.10.

Таблиця 6.9 – Розрахункові та каталожні дані.

Розрахункові дані	Каталожні дані
	ТОГ- 110 УХЛ 1
U _{уст} =110 кВ	U _{ном} =110 кВ
I _{мах} =224,92 А	I _{ном} =300 А
i _{уд} =14,7 кА	i _{дин} =45 кА
BK=6,02 кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² ·с
	S _{2доп} =30 В·А

Таблиця 6.10 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Навантаження фази, ВА		
		А	С	0
Амперметр	Э-350	-	-	0,5
Перетворювач	ПЦ-6806/41	0,1	0,1	-
Всього		0,1	0,1	0,5

Так як амперметр включений в нульовий провід, то потужність яка ним споживається розділиться на обидва трансформатора струму і навантаження на трансформаторах струму буде однаковим.

Опір приладів у фазі:

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2},$$

де $S_{прил}$ - потужність, яка споживається приладами;

I_2 – вторинний номінальний струм.

$$Z_{приб} = \frac{0,45}{5^2} = 0,018 \text{ Ом.}$$

Допустиме навантаження в класі точності 0,5 дорівнює

$$Z_{2\text{доп}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Опір контактних з'єднань можна прийняти рівним $Z_k = 0,1 \text{ Ом}$. Тоді опір проводів:

$$Z_{np} = 1,2 - 0,018 - 0,1 = 1,082 \text{ Ом.}$$

На підстанціях даного типу рекомендовано застосовувати кабелі з мідними жилами.

Переріз з'єднувальних проводів ($\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$):

$$q = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{Z_{np}},$$

де $l_{розр}$ - довжина сполучних проводів прийнята рівною 70 метрам.

$$q = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 70}{1,082} = 1,96 \text{ мм}^2.$$

Для з'єднання ТС з приладами необхідно прокласти кабель типу КРВГ з перетином жил 2 мм².

На ввідних комірках 10 кВ встановлюються трансформатори струму типу ТЛ-10-У3 з коефіцієнтом трансформації 1500/5. Дані розрахунків зведені в таблиці 6.11 і 6.12.

Таблиця 6.11 – Розрахункові та каталожні дані.

Розрахункові дані	Каталожні дані
	ТЛ- 10-У3
U _{уст} =10 кВ	U _{ном} =10 кВ
I _{max} =2463,36 А	I _{ном} =3000 А
i _{уд} =48,13 кА	i _{дин} =128 кА
ВК=62,94 кА ² ·с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 6.12 – Вторинне навантаження.

Прилад	Тип	Навантаження фази, ВА	
		А	С
Амперметр	Э-350	0,5	
Лічильник активної і реактивної енергії	СЭТ-4ТМ.02	1,5	1,5
Перетворювач	ПЦ-6806/41	0,1	0,1
Всього		2,1	1,6

Опір приладів у найбільш навантаженій фазі:

$$Z_{\text{прил}} = \frac{2,1}{5^2} = 0,084 \text{ Ом.}$$

Допустиме навантаження в класі точності 0,5 дорівнює 0,4 Ом.

Опір контактних з'єднань можна прийняти рівним $Z_k = 0,1 \text{ Ом}$. Тоді опір проводів:

$$Z_{\text{пр}} = 0,4 - 0,084 - 0,1 = 0,616 \text{ Ом.}$$

Переріз з'єднувальних проводів (при розрахунковій довжині 6 м.):

$$q = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,616} = 0,29 \text{ мм}^2.$$

ρ – для міді прийнято рівним 2,5 мм², так як в осередках типу К- 59 струмові кола виконані мідним дротом з перетином жили, що задовольняє умовам перевірки.

6.10 Вибір трансформаторів напруги

На стороні 110 кВ, для живлення оперативних кіл і перетворювачів, встановлюються трансформатори напруги типу ЗНОГ-110-УХЛ1, з

номінальною первинною напругою $110/\sqrt{3} \text{ кВ}$, напругою основної вторинної обмотки $100/\sqrt{3} \text{ В}$, напругою додаткової обмотки 100 В .

На стороні НН встановлена антирезонансна група трансформаторів напруги типу 3×ЗНОЛП-10 УЗ.

Дані щодо вибору ТН- 10 кВ наведені в таблиці 5.13. Напруги обмоток $10/\sqrt{3} \text{ кВ}$, $100/\sqrt{3} \text{ В}$, 100 В , $S_{2\text{ном}} = 400 \text{ ВА}$.

Таблиця 6.13 – Вторинне навантаження трансформатора напруги 10 кВ.

Прилади		Тип	S однієї обмотки, ВА	Кількість обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Кількість приладів	Загальна споживана потужність	
								P, Вт	Q, В·А
Вольтметр (збірні шини)		Э-335	2		1	0		2	–
Ватметр	Введення 10 кВ від трансформатора	Д-335	1,5		1	0		3	–
Лічильник активної і реактивної енергії		СЭТ-4ТМ	0,8 Вт		0,38	0,925		1,6	3,89
Лічильник активної і реактивної енергії	Линії 10 кВ	СЭТ-4ТМ	0,8 Вт		0,38	0,925		6,4	15,58
СУММА								13	19,47

Вторинне навантаження трансформатора напруги першої секції:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ В·А.}$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{13^2 + 19,47^2} = 23,41$$

Таким чином, трансформатори напруги будуть працювати в обраному класі точності 0,5.

Вибір трансформатора напруги на другій секції проводиться аналогічно.

Для з'єднання трансформаторів напруги з приладами приймаємо контрольний кабель КРВГ з перетином жил 2,5 мм².

6.11 Вибір джерел оперативного струму

Технічні дані блоків УПНС :

- номінальна напруга на вході лінійна частотою 50 Гц 100 В;
- номінальна напруга на виході пристрою стабілізування 220 В (середнє значення);
- номінальна напруга на виході пристрою до згладжуючого фільтра 220 В;
- номінальна потужність пристрою 1500 Вт ;
- короточасна (до 1 с) потужність (при симетричному живлені , не менше 3000 Вт;
- активна потужність, що споживається з мережі, в режимі холостого ходу, не більше 170 Вт;
- повна потужність (на фазу), яка споживається з мережі, при номінальній потужності навантаження і номінальній напрузі, не більше 1100 Вт ;
- коефіцієнт пульсації напруги на виході згладжуючого фільтра , не більше 3 %.

Блоки типу БПН - 1002 підключають до трифазної мережі власних потреб , кожен від своєї секції. На стороні випрямленої напруги блоки працюють паралельно. Для живлення кіл сигналізації використовується випрямлена напруга 220 В.

Живлення кіл оперативного блокування роз'єднувачів виконується від малопотужного блоку живлення типу БПН - 11 для покращення умов роботи інших оперативних кіл.

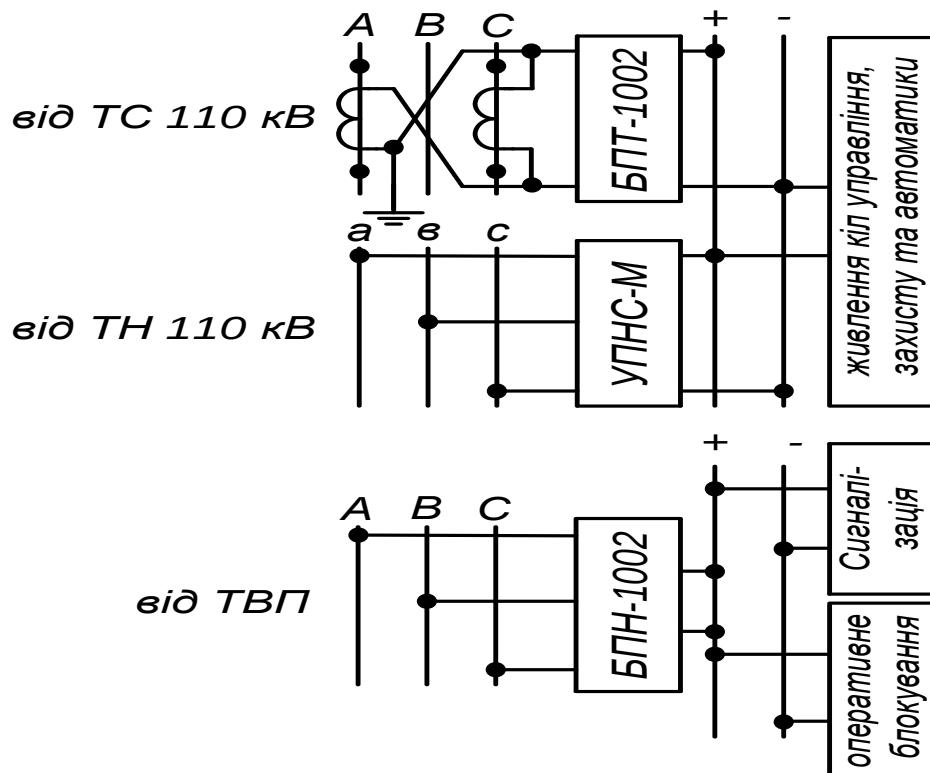


Рисунок 6.1 – Схема підключення джерел оперативного струму

6.12 Вибір обмежувачів перенапруги на підстанції

Вибір ОПН на стороні 110 кВ проводиться за умовами:
тривалою робочою напругою

$$U_{трив} \leq U_{трив.доп} ;$$

$$U_{длит} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73,3 \text{ кВ};$$

- амплітуди імпульсних струмів:

$$I_i \leq I_{розр} ;$$

- амплітуди комутаційного струму:

$$I_{\kappa} \leq I_{разр} .$$

Для тупикової підстанції 110 кВ приймається амплітуда імпульсних струмів, рівною 5 кА, амплітуда комутаційного струму через ОПН – 500 А. Для захисту обладнання 110 кВ обирається ОПН-110/100-10 з параметрами: $U_{ном} = 110$ кВ, $U_{трив.доп} = 100$ кВ, $I_{розр} = 10$ кА.

Перевірка за умовами:

$$U_{трив} = 73,03 \text{ кВ} < U_{трив.доп} = 100 \text{ кВ} ;$$

$$I_i = 5 \text{ кА} < I_{розр} = 10 \text{ кА} ;$$

$$I_{\kappa} = 0,5 \text{ кА} < I_{розр} = 10 \text{ кА} .$$

Вибір ОПН на стороні 10 кВ.

Тривала робоча напруга визначається, виходячи з часу ліквідації замикання однієї з фаз на землю. Приймається час, що дорівнює 2 год, при якому поправочний коефіцієнт дорівнює $K_n = 1,22$.

$$U_{трив} = \frac{1,2 \cdot U_{ном}}{K_n} ,$$

$$U_{трив} = \frac{1,2 \cdot 10}{1,22} = 9,83 \text{ кВ} .$$

Для захисту обладнання 10 кВ вибирається ОПН-10/10-10 з параметрами: $U_{ном} = 10$ кВ, $U_{трив.доп} = 10$ кВ, $I_{розр} = 10$ кА.

Перевірка за умовами:

$$U_{трив} = 9,83 \text{ кВ} < U_{трив.доп} = 10 \text{ кВ} ;$$

$$I_i = 5 \text{ кА} < I_{розр} = 10 \text{ кА} ;$$

$$I_{\kappa} = 0,5 \text{ кА} < I_{розр} = 10 \text{ кА} .$$

Вибір ОПН в нейтралі трансформатора проводиться за тими ж умовами, що і на стороні 110 кВ. Приймається, що на ОПН в нейтралі трансформатора дійсно може впливати напруга не більше, $U_{трив} / \sqrt{3}$ кВ, де тривала робоча напруга приймається рівною тривалій робочій напрузі на стороні 110 кВ, тобто

$$U_{трив} = \frac{U_{трив}}{\sqrt{3}} = \frac{73,03}{\sqrt{3}} = 42,16 \text{ кВ.}$$

Для захисту розземлених нейтралей трансформаторів вибираються ОПН-110-56-10 з параметрами: $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$, $U_{трив.доп} = 56 \text{ кВ}$, $I_{розр} = 10 \text{ кА}$.

Перевірка за умовами:

$$U_{трив} = 42,16 \text{ кВ} < U_{трив.доп} = 56 \text{ кВ} ;$$

$$I_i = 5 \text{ кА} < I_{розр} = 10 \text{ кА} ;$$

$$I_k = 0,5 \text{ кА} < I_{розр} = 10 \text{ кА} .$$

Для захисту кабельної мережі та обладнання РУ 10 кВ від грозових і комутаційних перенапруг на кожній секції в комірках ТН встановлюються ОПН РТ/TEL-10/11 , 5 .

Зважаючи на високу протяжності КЛ захист від перенапруг ініційованих вакуумними вимикачами виконується безпосередньо на об'єкті, .

6.13 Вибір обладнання для організації каналів високочастотного зв'язку

Для функціонування пристроїв зв'язку та телемеханіки на проектованій підстанції доцільно організувати канали високочастотного зв'язку. Тому необхідно встановити високочастотні загороджувачі, на одну фазу ліній 110 кВ. Загороджувач являє собою високочастотний фільтр, який включається в переріз проводу лінії 110 кВ на початку і в кінці ділянки, передбаченого для роботи високочастотного зв'язку. Реактор загороджувача і елемент настройки утворюють коливальний контур, який забезпечує необхідний резонансний опір в заданій смузі частот.

Вибір високочастотного загороджувача здійснюється з урахуванням місць передбачуваної установки по номінальній напрузі, номінальному струму, і ударному струму к.з.

Приймається ВЗ- 630 - 0 , 5У1 з паспортними даними: $I_{ном} = 630 \text{ А}$; $L = 0,547 \text{ мГн}$; $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$; $I_{уд} = 41 \text{ кА}$; $I_{кз} = 16 \text{ кА}$.

Фільтр приєднання типу УФП - 66У1 , конденсатор зв'язку - СМР- 110 / $\sqrt{3}$ -0,0022 У1.

6. РОЗРОБКА ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНУ ПРОЕКТОВАНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

7.1 Остаточна компоновка підстанції

Підстанція приймається блочного типу КТПБ-110/10-59, укомплектована шафою КРПЗ. РП 110 кВ виконується відкритим.

Технічні дані:

- Номінальна напруга: $U_{ном} = 110 / 10$ кВ;
- Тип трансформатора: ТРДН-25000/110;
- Тип захисного апарату на стороні ВН: ВГТ-110-II-20/1000 з приводом ППРк - 1400 УХЛ1;
- Тип шафи на стороні НН: К- 59;
- Тип комутаційного апарату на стороні НН: ВВ/TEL-10-20/3150-У2-41; ВВ/TEL-10-20/1000-У2-41; ВВ/TEL-10-20/630-У2-41.
- Площа підстанції: 36×45 м².

Технічні дані КРПЗ:

- Номінальна напруга: $U_{ном} = 10$ кВ;
- Номінальний струм збірних шин: 2500 А;
- Виконання КРПЗ за способом обслуговування: однорядне з коридором обслуговування.

7.2 Опис конструкції підстанції

Підстанція споруджується на основі КТПБ виготовлених на Самарському заводі " Електроцит". Силові трансформатори на території підстанції встановлюються відкрито. Фундамент під трансформатори виконується з залізобетонних плит. Відведення оливи проводиться в заглиблений оливо-приймач по азбесто-бетонним трубам. Трансформатори власних потреб у спеціальних шафах встановлюються під струмопроводами 10 кВ також на відкритому повітрі.

Компонування ВРП підстанції передбачає можливість переходу від простої схеми електричних з'єднань до більш складних. В якості РП 110 кВ застосовується схема "місток без автоматичної перемички". Блоки 110 кВ

встановлюються на незаглиблених фундаментах. Лежні укладаються на відсіпанні з гравійно -піщаної суміші.

На стороні 10 кВ встановлюються шафи серії К- 59 . КРПЗ також встановлюються на бетонні лежні.

Виносні вимірювальні трансформатори струму встановлюються на території ВРП для розширення зони основного захисту силових трансформаторів, так як використання вбудованих трансформаторів струму не забезпечує необхідних умов релейного захисту та живлення вимірювальних приладів.

Ошиновка ВРП 110 кВ виконується сталесалюмінієвими проводами і алюмінієвими трубами. На трубах передбачається установка компенсаторів, а також вжито заходів проти вібрації.

Так як жорстка ошиновка на стороні 10 кВ трансформаторів допускається тільки на коротких ділянках у випадках, коли застосування гнучких струмопроводів ускладнює конструкцію, то прийнято рішення виконувати струмопровід пучком гнучких сталесалюмінієвих проводів.

Всі з'єднання і відгалуження від проводів і шин, а також і приєднання їх до апаратних затискачів передбачається робити обпресуванням або зварюванням , за винятком відгалуження до обмежувачів перенапруги, конденсаторів зв'язку і трансформаторів напруги, що виконується за допомогою болтових з'єднань.

Контрольні кабелі на території ВРП передбачається прокладати в наземних лотках і коробах, так як застосування кабельних каналів і тунелів повинно мати спеціальне обґрунтування.

Розташування лотків і коробів забезпечує проїзд по ВРП і під'їзд до об'їзду машин і механізмів, необхідні для виконання ремонтних та експлуатаційних робіт. Для цього передбачені переїзди із збереженням розташування лотків на одному рівні.

Вихід кабелів з лотків та коробів до шаф управління і захисту, приводам і зборках виконується в трубах і коробах без заглиблення їх у землю.

У всіх кабельних спорудах передбачений запас ємності для додаткової прокладки кабелів в розмірі 15 % від кількості, передбаченої на розрахунковий період.

Для прокладки споживчих силових кабелів передбачено організоване виведення їх по території підстанції в траншеях до її зовнішнього огороження.

У ВРУ для підвіски гнучкої ошиновки передбачено використання скляних ізоляторів. Зокрема, натяжні гірлянди ізоляторів застосовуються в якості

ізоляційної підвіски струмопроводів від приймальної опори до блоку прийому на території підстанції.

Для розміщення панелей управління, апаратури зв'язку, телемеханіки і організації робочого місця оперативного і ремонтного персоналу, на підстанції передбачається спорудження загальгопідстанційного пункту управління типу ОПУ 8. Прокладка силових і контрольних кабелів здійснюється по наземних залізобетонних лотках. До силових трансформаторів і вимикачів 110 кВ кабелі при виході з лотків прокладаються в сталевих коробах.

На території підстанції запроектована внутрішня майданчикова дорога, шириною 4 м з гравійним покриттям, для проїзду техніки при ремонтних та монтажних роботах.

Зовнішнє освітлення підстанції передбачено світильниками, установленими на блоці ОПН 110 кВ і прожекторами.

Відкритий РП огорожується парканом з металевої сітки висотою 1,8 м. Огорожа має ворота і хвіртки, які замикаються на замок.

7. ВИБІР КОНСТРУКЦІЇ І РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ЗАХИСНОГО ЗАЗЕМЛЕННЯ

8.1 Розрахунок заземлення

Площа підстанції складає $45 \times 36 = 1620 \text{ м}^2$. Заземлювач передбачається виконувати з горизонтальних смугових електродів перерізом $5 \times 25 \text{ мм}$ і вертикальних електродів довжиною $l_{\text{в}} = 6 \text{ м}$, діаметр $d = 15 \text{ мм}$. Глибина закладення електродів $t = 0,7 \text{ м}$.

Питомий опір ґрунту складає $\rho_1 = 400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (з урахуванням промерзання ґрунту на $0,3 \text{ м}$) $\rho_2 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Товщина верхнього шару $h_1 = 1,0 \text{ м}$. Повний час відключення вимикача $t_{\text{відкл. вим.}} = 0,045 \text{ с}$. Час спрацювання резервного захисту $t_{\text{р.з.}} = 0,1 \text{ с}$. Природних заземлювачів немає. Попередня схема заземлювача показана на рисунку 7.1.

Найбільше значення струму однофазного короткого замикання на стороні ВН знаходиться в межах проектованої підстанції і становить $5,31 \text{ кА}$.

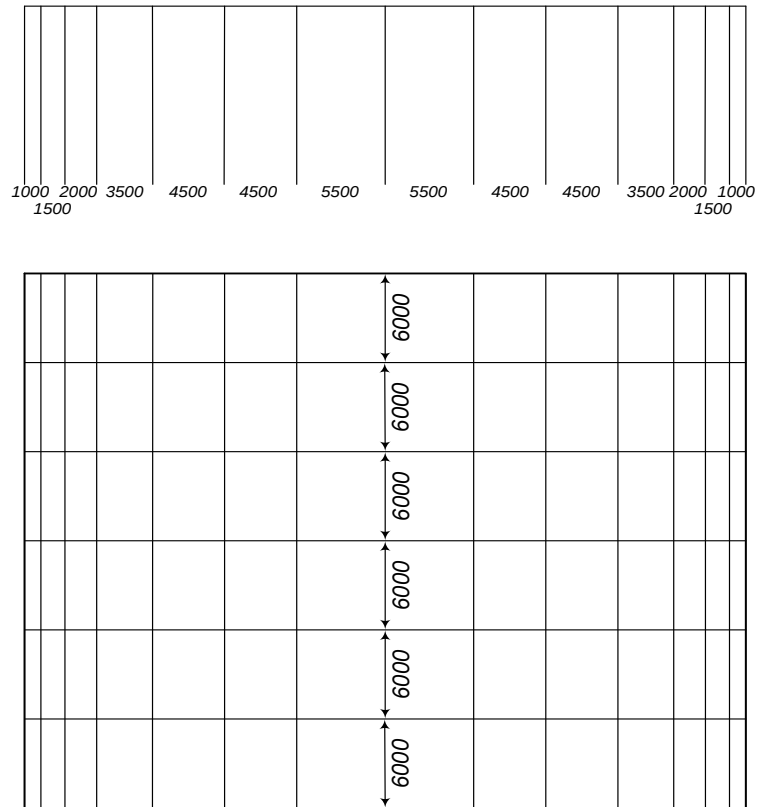


Рисунок 8.1 – Попередня схема заземлювача

Для $\tau_v = t_{P3} + t_{відкл.вим.} = 0,1 + 0,045 = 0,145$ с, по таблиці 16 [1] знаходимо допустиму напругу дотику:

$$U_{\text{дот.доп.}} = 450 \text{ В};$$

Знаючи найбільшу допустиму напругу дотику, можна визначити напругу на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_{\text{дот.доп.}}}{K_{\text{дот}}},$$

де $K_{\text{дот}}$ - коефіцієнт напруги дотику.

Для складних заземлювачів $K_{\text{дот}}$ знаходиться за формулою:

$$K_{\text{дот}} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_v \cdot L_z}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0.45}};$$

де l_v - довжина вертикального заземлювача, м;

$L_z = 855$ м - довжина горизонтальних заземлювачів, за планом заземлення підстанції, рис. 7.1;

a - відстань між вертикальними заземлювачами, приймається 6 м;

S - площа заземлюючого пристрою, $S = 45 \cdot 36 = 1620 \text{ м}^2$;

M - параметр, який залежить від ρ_1 / ρ_2 , приймається $M = 0,76$ (по таблиці 17[1]);

β - коефіцієнт, який визначається по опорі тіла людини R_q і опорі розтікання струму від ступнів R_c .

$$R_q = 1000 \text{ Ом};$$

$$R_c = 1,5 \cdot \rho_{B.C.} = 1,5 \cdot 400 = 600 \text{ Ом.};$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 600} = 0,625;$$

$$K_{II} = \frac{0,76 \cdot 0,625}{\left(\frac{6 \cdot 855}{6 \cdot \sqrt{1620}} \right)^{0,45}} = 0,12$$

Потенціал на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{450}{0,12} = 3750 \text{ В,}$$

що в межах допустимого (менше 10 кВ).

Опір заземлюючого пристрою визначиться за формулою:

$$R_{з.дон.} = \frac{U_3}{I_3} \text{ Ом,}$$

де I_3 - струм, який стікає із заземлювача проектованого заземлюючого пристрою при однофазному к.з.

$$R_{з.дон.} = \frac{3750}{5310} = 0,706 \text{ Ом.}$$

Дійсний план заземлюючого пристрою перетворюється в розрахункову квадратну модель рисунок 8.2 зі стороною:

$$\sqrt{S} = \sqrt{45 \cdot 36} = 40,25 \text{ м.}$$

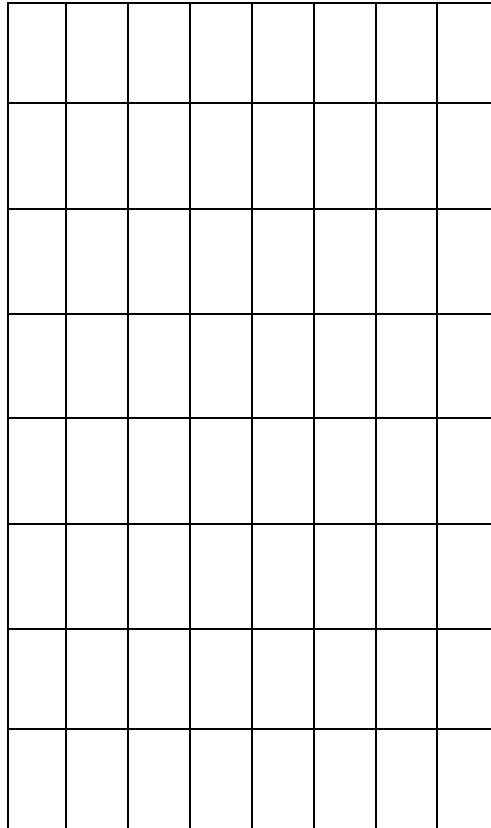


Рисунок 8.2 – Розрахункова модель 40250×40250.

Число комірок по стороні квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{855}{2 \cdot 40,25} - 1 = 9,3$$

Приймаємо $m=9$.

Довжина смуг в розрахунковій моделі:

$$L'_2 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 40,25 \cdot (9 + 1) = 805 \text{ м;}$$

Довжина сторони комірка:

$$e = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{40,25}{9} = 4,47 \text{ м;}$$

Число вертикальних заземлювачів по периметру контура при

$$\frac{a}{l_{\epsilon}} = \frac{6}{6} = K = 1$$

$$n_{\epsilon} = \frac{\sqrt{S} \cdot 6}{K \cdot l_{\epsilon}} = \frac{40,25 \cdot 6}{1 \cdot 6} = 40,25$$

Приймаємо $n_{\epsilon} = 40$.

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_{\epsilon} = l_{\epsilon} \cdot n_{\epsilon} = 6 \cdot 40 = 240 \text{ м};$$

Відносна глибина:

$$\frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} = \frac{6 + 0,7}{40,25} = 0,166 > 0,1$$

Тоді:

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} = 0,385 - 0,25 \frac{6 + 0,7}{40,25} = 0,343$$

Для $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 5,71; \frac{a}{l_{\epsilon}} = 1;$

$$\frac{h_1 - t}{l_{\epsilon}} = \frac{1,0 - 0,7}{6} = 0,05$$

Визначаємо $\frac{\rho_{\epsilon}}{\rho_2} = 1,1$, тоді $\rho_{\epsilon} = 1,1 \cdot \rho_2 = 1,1 \cdot 70 = 77 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (за таблицею 7.6[6])

Загальний опір складного заземлювача:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\epsilon}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\epsilon}}{L'_T + L_{\epsilon}} = 0,343 \cdot \frac{77}{40,25} + \frac{77}{805 + 240} = 0,681 \text{ Ом.}$$

Отримане значення не більше за допустиме $R_{з.дон.} = 0,706 \text{ Ом}$

Знаходимо напругу дотику:

$$U_{\text{dom}} = k_n \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,12 \cdot 5310 \cdot 0,681 = 433,9 \text{ В},$$

Рішення менше за допустиме 450 В.

Найбільший допустимий струм, що стікає з заземлювачів підстанції при однофазному к.з.:

$$I_{3.\text{max}} = \frac{U_{\text{dom.don}}}{k_n R_3} = \frac{450}{0,12 \cdot 0,681} = 5506 \text{ А}.$$

При великих струмах необхідно зменшувати R_3 за рахунок збільшення горизонтальних смуг або установки додаткових вертикальних заземлювачів.

8.2 Розрахунок блискавкозахисту

Несучі конструкції блискавковідводів виконані з залізобетонних опор. На вершині опори надітий залізний оголовник з привареним до нього залізним стрижнем. Висота блискавковідводів приймається рівною 20 м. Відстань між блискавковідводами $a = 40$ м. обладнання, яка захищають (територія підстанції розмірами 45×36 м), має висоту $h_x = 7$ м.

Визначимо активну висоту блискавковідводів:

$$h_a = h - h_x ;$$

де h - висота стрижневого блискавковідводу;

h_x - висота точки на кордоні зони, яка підлягає захисту, приймається 7 м.

$$h_a = 20 - 7 = 13 \text{ м}.$$

Визначимо зону захисту блискавковідводу (відстань при якому об'єкт, що захищається виявиться всередині зони захисту):

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a \cdot K_p}{1 + \frac{h_x}{h}} ;$$

де $K_p = \frac{5,5}{\sqrt{h}} = \frac{5,5}{\sqrt{20}} = 1,2$ - коефіцієнт, що враховує різні висоти блискавковідводу.

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 13 \cdot 1,2}{1 + \frac{7}{20}} = 18,5 \text{ м;}$$

Найменша ширина зони захисту b_x в середині між блискавковідводами при горизонтальному перетині на рівні h_x визначають за кривими [1], рис. 42.

Для цього спочатку знаходяться співвідношення:

$$\frac{h_x}{h} = \frac{7}{20} = 0,3 ;$$

$$\frac{a}{h_a} = \frac{40}{13} = 3,07 ,$$

де a – відстань між блискавковідводами.

За графіком знаходиться величина $\frac{b_x}{2 \cdot h_a} = 0,9$, звідки:

$$b_x = 2 \cdot h_a \cdot 0,9 = 2 \cdot 13 \cdot 0,9 = 23,4 \text{ м.}$$

Межа зони захисту у вертикальному перерізі:

$$h_o = h - \frac{a}{7 \cdot K_p} = 20 - \frac{40}{7 \cdot 1,2} = 15,24 \text{ м.}$$

Взаємне розташування споруди та блискавковідводів представлено на рисунку 8.3.

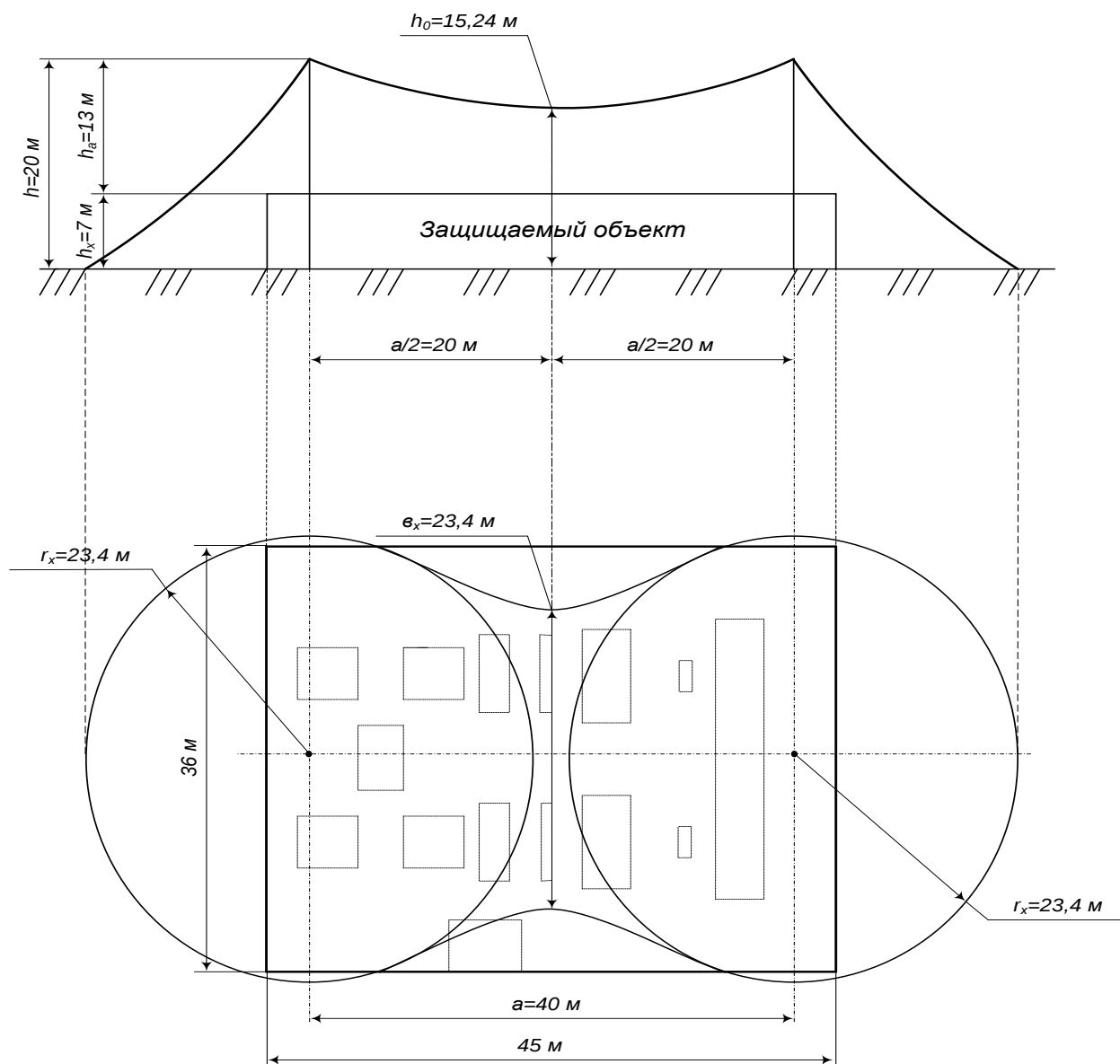


Рисунок 8.3 – Схема блискавкозахисту

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

Розділ бакалаврської роботи присвячений дотримання вимог охорони праці під час монтажу та обслуговуванню повітряних ліній електропередач в електричних мережах. На оперативно-ремонтний персонал, що здійснює експлуатації системи електропостачання, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [1, 2]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

9.1 Технічні рішення з безпечної організації будівельно-монтажних робіт

9.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Експлуатація пристроїв компенсації реактивної потужності передбачає розробку та експлуатацію системи автоматичного управління ними. Для забезпечення робіт, що їх провадять в колах вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту, всі вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму і напруги слід постійно заземлювати. За необхідності розриву кола струму вимірювальних приладів і реле кола вторинної обмотки трансформатора струму попередньо закорочується на спеціально призначених для цього затискачах.

Розривати кола, підключені до вторинної обмотки трансформатора струму, забороняється. За необхідності розриву цих кіл вони мають бути попередньо замкнуті перемичкою, встановленою до передбачуваного місця

розриву (рахуючи від трансформатора струму). Під час встановлення перемички слід застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками.

Під час роботи на трансформаторах струму або в колах, підключених до їх вторинних обмоток, слід виконувати такі заходи безпеки: зажими вторинних обмоток до закінчення монтажу кіл, що до них підключаються, мають бути замкнені накоротко. Після приєднання змонтованих кіл до трансформатора струму закоротку слід переносити на найближчу збірку затискачів і знімати тільки після повного закінчення монтажу та перевірки правильності приєднання змонтованих кіл; під час перевірки полярності до подавання імпульсів струму в первинну обмотку прилади слід приєднувати до затискачів вторинної обмотки. Забороняється використовувати шини первинних обмоток як струмопровідні під час монтажних та зварювальних робіт.

Робота в колах пристроїв релейного захисту, електроавтоматики і телемеханіки (РЗАіТ) проводиться за виконавчими схемами. Під час робіт в пристроях РЗАіТ слід користуватися слюсарно-монтажним інструментом з ізолювальними рукоятками.

Під час перевірки кіл вимірювання, сигналізації, керування і захисту за необхідності в приміщенні електроустановок напругою понад 1000 В дозволяється залишатися одному члену бригади за умовами роботи (наприклад, регулювання вимикачів, перевірка ізоляції); працівник, який перебуває окремо від керівника робіт, повинен мати групу III. Під час робіт в колах трансформаторів напруги з подачею напруги від стороннього джерела знімаються запобіжники з боку вищої і нижчої напруги, а також відключаються автомати від вторинних обмоток.

За необхідності проведення будь-яких робіт в колах чи на апаратурі РЗАіТ за умови ввімкненого основного обладнання слід вжити додаткових заходів щодо запобігання його випадковому відключенню. Забороняється на панелях або поблизу місця розміщення релейної апаратури провадити роботи, які викликають сильний струс релейної апаратури, що може спричинити до помилкових дій реле.

Перемикання, вмикання і вимикання вимикачів, роз'єднувачів та іншої комутаційної апаратури, пускання і зупинення агрегатів, регулювання режиму їх роботи, необхідні під час налагодження або перевірки пристроїв РЗАіТ, провадять тільки оперативні працівники.

Записувати покази електрولیчильників та інших вимірювальних приладів, встановлених на щитах керування і в РУ, дозволяється:

- одноособово працівникам з групою II за наявності місцевих оперативних працівників (з чергуванням двох осіб) і з групою III — без місцевих опе-

ративних працівників;

- працівникам інших організацій з групою III у супроводі місцевого оперативного працівника.

Встановлення і зняття електролічильників та інших вимірювальних приладів, підключених до вимірювальних трансформаторів, повинні проводити за нарядом зі зняттям напруги два працівники, один з яких повинен мати групу IV, а другий — групу III. За наявності в колах електролічильників контактів (блоків), що дозволяють працювати без розмикання кіл, підключених до вторинних обмоток трансформатора струму, ці роботи можна виконувати за розпорядженням, не знімаючи напруги зі схеми електролічильника. За відсутності вказаних контактів напругу і струм в колах електролічильника слід відключити.

Приєднання вимірювальних приладів, встановлення і зняття електролічильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, за наявності випробувальних блоків або спеціальних затискачів, що дають змогу безпечно закорочувати кола струму, виконуються без зняття навантаження і напруги. Встановлення і зняття електролічильників безпосереднього ввімкнення допускається проводити за розпорядженням одному працівнику з групою III. Встановлення і зняття електролічильників, а також приєднання вимірювальних приладів виконуються зі зняттям напруги.

Роботи з електролічильниками на різних приєднаннях, розміщених в одному приміщенні, можна виконувати за одним нарядом (розпорядженням). Оформлення в наряді переходу з одного робочого місця на інше не вимагається.

9.1.2 Електробезпека

Живлення силового обладнання підприємства та систем освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В), з'єднаної з силовим трансформатором. Категорія умов за небезпекою електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю на об'єктах, що будуються та реконструюються, струмопровідної підлоги.

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам: для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах; використовувати

засоби орієнтації в електроустаткуванні – написи, таблички, попереджувальні знаки; підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

- при живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі. Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

- електрозахисні засоби захисту. Електротехнічний персонал повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Забороняється користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

9.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

9.2.1 Мікроклімат

Мікроклімат приміщення – це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні. Параметри мікроклімату характеризуються такими показниками: температурою повітря і відносною вологістю повітря, швидкістю його переміщення, потужністю теплових випромінювань. При цьому слід

розрізняти оптимальні та допустимі мікрокліматичні умови.

Допустимі мікрокліматичні умови – поєднання кількісних показників мікроклімату, які при тривалому та систематичному впливові на людину можуть викликати скороминучі зміни, що швидко нормалізують тепловий стан організму, і які супроводжуються напруженням механізмів терморегуляції, не виходячи за межі фізіологічних пристосувальних можливостей. При цьому виникає пошкодження або порушення стану здоров'я, але можуть спостерігатися дискомфортні тепловідчуття, погіршення самопочуття та зниження працездатності. Допустимі величини показників мікроклімату встановлюють тоді, коли за технологічними умовами, технічними і економічними причинами не забезпечуються оптимальні норми.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 9.1.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається: в холодну пору року – використання калорифера; в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву, провітрювання приміщень.

Таблиця 9.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху, м/с
Теплий	Пб	19-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

9.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 9.2.

Таблиця 9.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³	Клас
----------------	------------------------	------

	Максимально разова	Середньо добова	небезпечності
Вуглецю оксид (CO)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено: провітрювання приміщень; встановлення пиловловлюючих засобів.

9.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці працівника.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 9.3.

Таблиця 9.3 – Вимоги до освітлення виробничих приміщень

Характеристика зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природнє	Сумісне
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних

ламп [E25 LED 15W NW A50 "SG"](#). Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

9.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки». Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях наведено в таблиці 9.4.

Таблиця 9.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту – «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі (ширми, екрани тощо).
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

9.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують «Правила пожежної безпеки в Україні» та інші правила пожежної безпеки для промислових підприємств і окремих об'єктів [11, 12]. Визначення пожежовибухонебезпечності речовин і матеріалів здійснюється за рекомендаціями [13], а, відповідно, категорії приміщень, будинків та зовнішніх установок, де вони використовуються, зберігаються тощо, за [14].

Приміщення підстанції за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами П-ІІІ (місця, де зберігаються тверді горючі речовини – зерно, борошно тощо).

Будівлі, в якій розташовані ці приміщення, характеризується ІІ-ІV ступенем вогнестійкості. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 9.5.

Межі вогнестійкості самонесучих стін, які враховуються в розрахунках жорсткості та стійкості будинку, приймають, як для несучих стін. Будівельні конструкції класифікують за вогнестійкістю та здатністю поширювати вогонь. Показником вогнестійкості є межа вогнестійкості конструкції, що визначається часом (у хвиликах) від початку вогневого випробування за стандартним температурним режимом до настання одного з граничних станів конструкції:

- втрати несучої спроможності (R);
- втрати цілісності (E);
- втрати тепло та ізолювальної спроможності (I).

Таблиця 9.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)							
	стіни				коло-ни	сходові площад-	пере-криття між	елементи суміщених покриттів
	несучі	само-	зов-	внут-				

кості будинків	та сходових кліток	несучі	нішні не-несучі	рішні не-несучі (перегородки)		ки, сходи, балки, марші сходових кліток	поверхові (у т.ч. горищі та над підвалами)	плити, настили, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0
III	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0, E 30, M1	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	
IV	REI 30 M1	REI 15 M1	E 15 M1	E1 15 M1	R 30 M1	R 15 M1	REI 15 M1	Не нормуються	

Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 5.6.

Таблиця 9.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 9.7 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і

споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 9.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 9.7 (знаменник).

Таблиця 9.7 Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, сільськогосподарських будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
I, II	6/9	8/9	10/12
III	8/9	8/12	10/15
IIIa, IIIб, IV, IVa, V	10/12	10/15	15/18

На території підстанції на кожному з об'єктів потрібно встановити від 2 до 5 вогнегасників ВП-5, ВВП-5 або аналогічних ємністю 6 або 9 л.

Висновки

У бакалаврській дипломній роботі розглянуті питання проектування тупикової понижувальної підстанції 110/10 кВ. Проект виконаний відповідно до діючих норм і правил.

У роботі розглянуто питання вибору та перевірки силових трансформаторів і основного обладнання понижувальної підстанції.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Розрахунок опор та проводів повітряних ліній електропередавання згідно з вимогами глав 2.4 і 2.5 ПУЕ: 2006;
2. ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия;
3. ГОСТ 3063-80 Канат одинарной свивки стальной;
4. ГКД 34.20.175-2002 Мінпаливенерго України. Вимоги до проектування повітряних ліній електропередачі напругою до 1 кВ з самоутримними ізовольованими проводами;
5. ГКД 34.48.151-2003 «Проектування, будівництво та експлуатація волоконно-оптичних ліній зв'язку по повітряних лініях електропередавання »;
6. ДНАОП 0.00–1.21–98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
8. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.
- 9 Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2018. 46 с. 70
10. Положення про кваліфікаційні роботи на першому (бакалаврському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21 / А. О. Семенов, Л. П. Громова, О. В.

ДОДАТОК А
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Підвищення надійності роботи розподільчих мереж за допомогою реклоузерів

Тип роботи: Бакалаврська дипломна робота
(БДР, МКР)

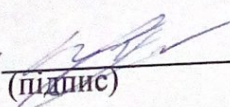
Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 82,5 % Схожість 17,5 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку  Вишневський С.Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

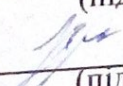
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Берега К. Ю.
(прізвище, ініціали)

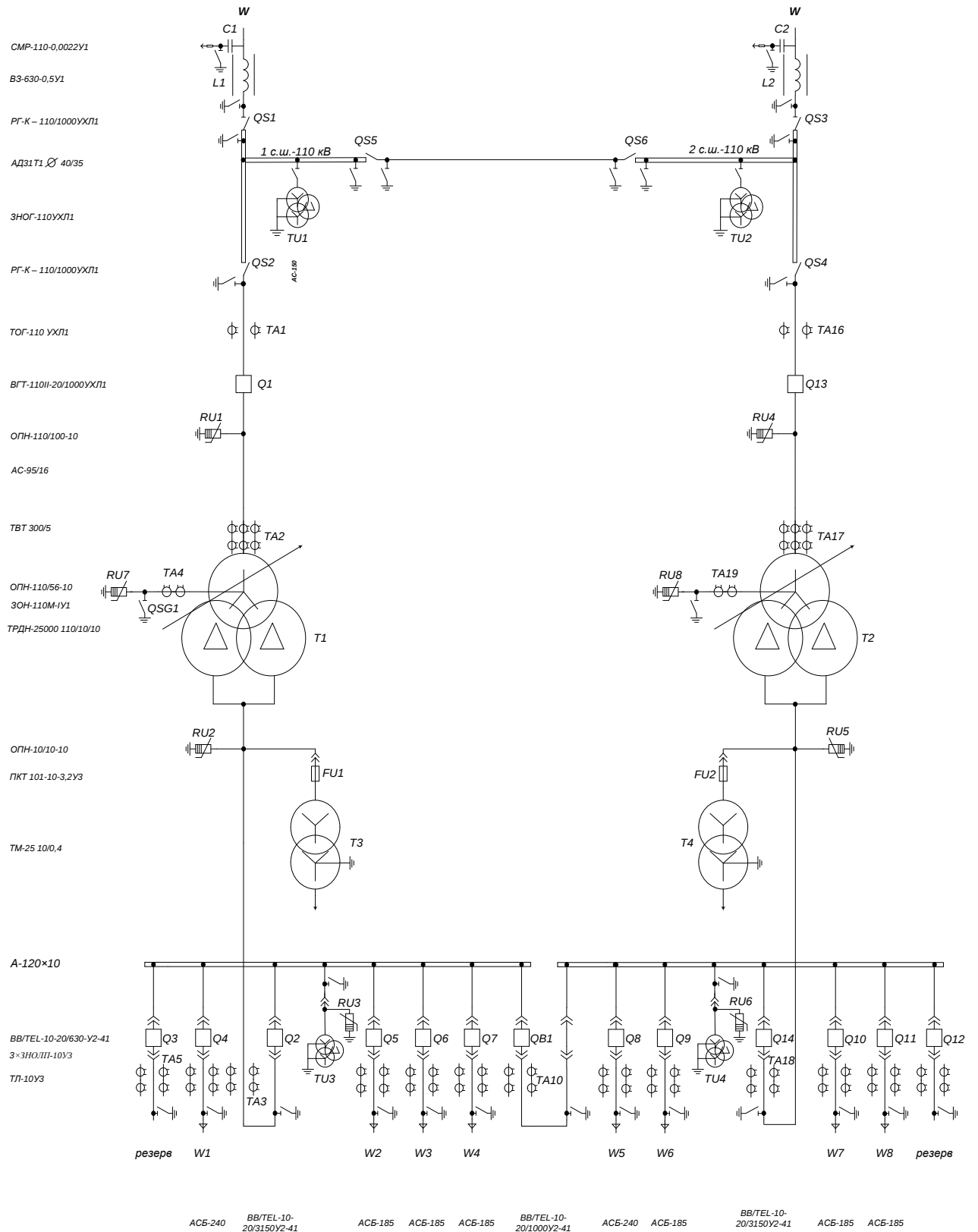
Керівник роботи

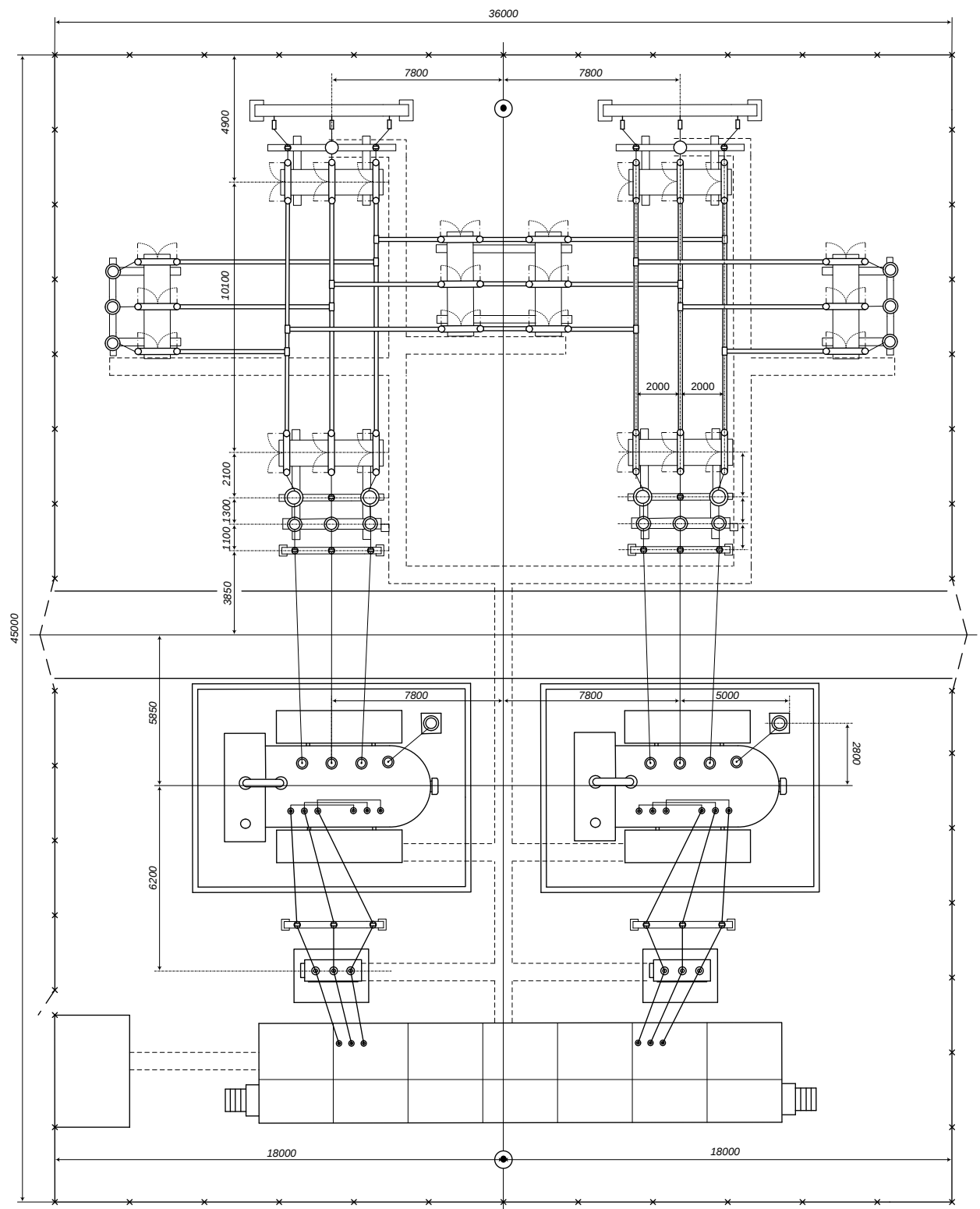

(підпис)

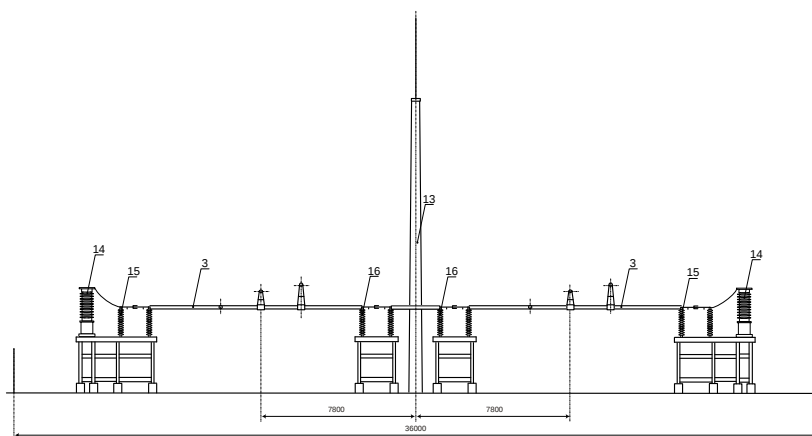
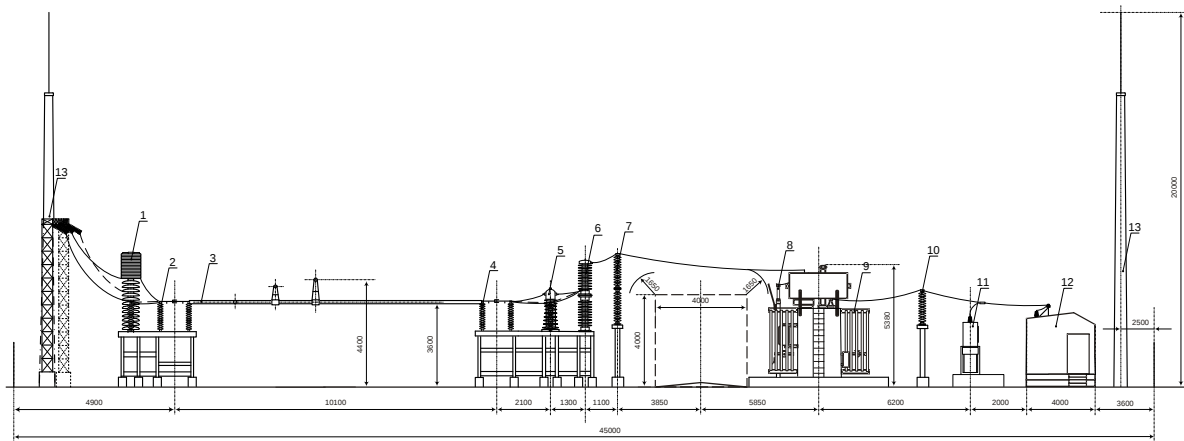
Лесько В. О.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА.







Позиція	Назва	Кіл-ть
1	Обладнання ВЧ зв'язку	2
2	Лінійний роз'єднувач РГ-К-110	2
3	Ошиновка 110 кВ	2
4	Шинний роз'єднувач РГ-К-110	2
5	Транс-тор струму ТОГ-110кВ	4
6	Вимикач ВГТ-110 кВ	2
7	ОПН-110/100	2
8	Заземлювач ЗОН-110 и ОПН-110	2
9	Силовий тр-тор ТРДН 25000/110	2
10	ОПН-10/10	2
11	ТСН ТМ 25/10	2
12	КРУН-10 кВ серії К-59	1
13	Громовідвід	2
14	Тр-тор напруги ЗНОГ-110	6
15	Шинний роз'єднувач РГ-К-110	2
16	Шинний роз-вач РП РГ-К-110	2

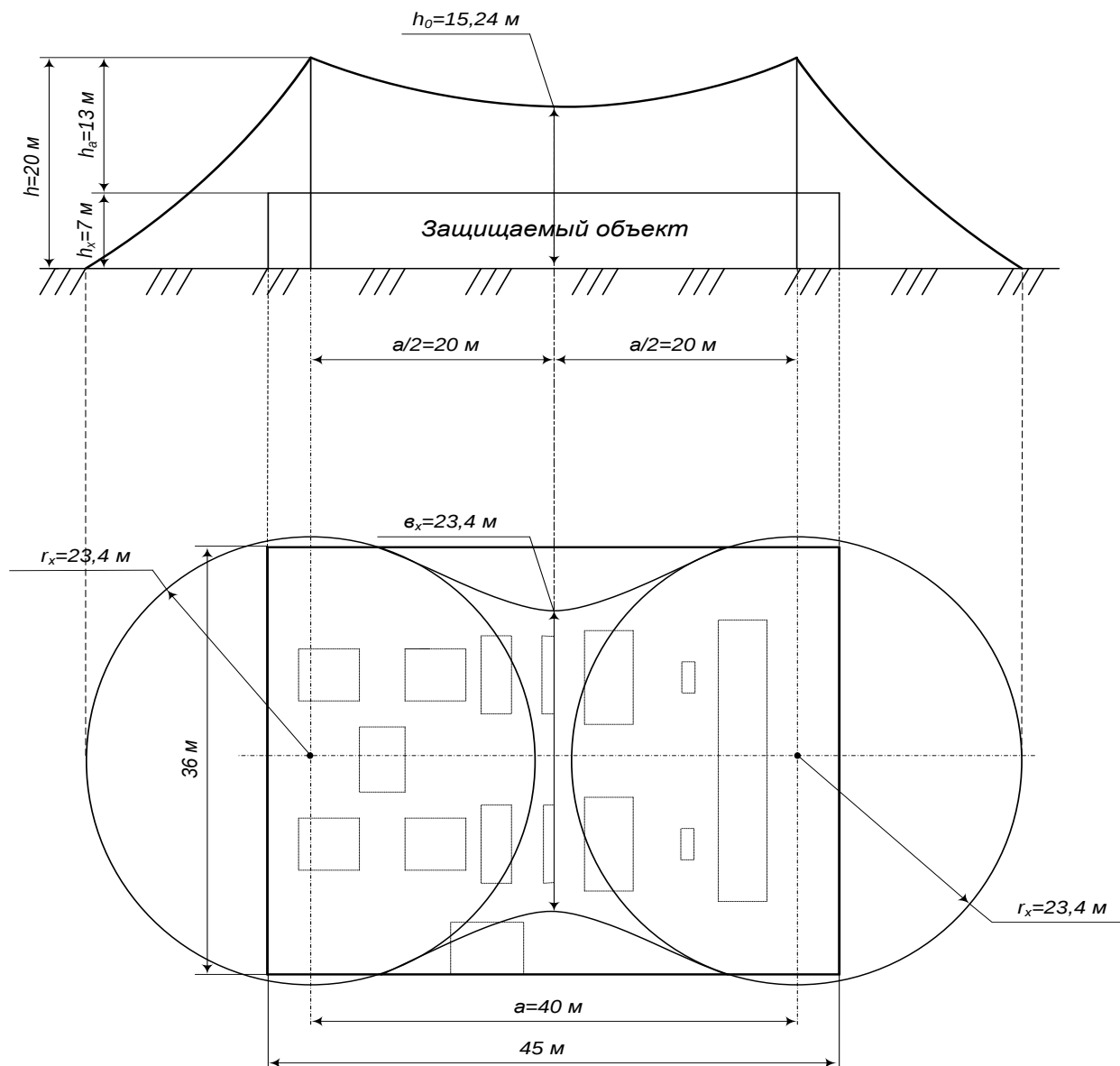


Схема блискавкозахисту