

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

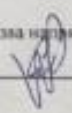
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:


«Електрична частина підстанції 750/330/10 кВ з розрахунком заземлення розподільних установок»


Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-21м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і
мережі»

(цифра і назва напрямку підготовки, спеціальності)



Середюк С. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Тептя В. В.
(прізвище та ініціали)

«14»  2022 р.


Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕСС ЕН

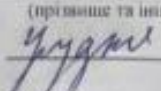

Середюк С. В.
(прізвище та ініціали)

«16»  2022 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О. 
(прізвище та ініціали)

«18»  2022 р.

Вінниця ВНТУ - 2022 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

_____ 2022 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Середюку Станіславу Віталійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина підстанції 750/330/10 кВ з розрахунком заземлення розподільних установок
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Тептя В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203
2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2022 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Потужність КЗ на шинах ВРУ-750 кВ: $S_{с.ном} = 14000$ МВА, опір системи $x_{с*} = 0,32$. До ВРУ-750 кВ підходять дві ЛЕП-750 кВ довжиною 400 км. В район видається максимальна потужність на напругах: $U_{1рном} = 330$ кВ; $P_{р1max} = 850$ МВт, довжина ЛЕП $l_1 = 130$ км, $U_{2рном} = 10$ кВ; довжина ЛЕП $l_2 = 6$ км, $P_{р2max} = 18$ МВт.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проєктування ГЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Розрахунок заземлення підстанції. 4. Релейний захист та автоматика. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 6. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схеми підстанції 750/330/10 кВ. 2. Головна схема електричних з'єднань підстанції. 3. Поперечний розріз ВРУ-750 кВ. 4. Поперечний розріз ВРУ-330 кВ. 5. Схема установки постійного струму. 6. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ. 7. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ. 8. Захист ЛЕП-750 кВ. 7. Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ. 8. Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Тептя В. В., к.т.н., доц., доцент ка- федри ЕСС	 15.09.2022	 14.12.2022р
Охорона праці та безпе- ка в надзвичайних ситу- аціях	Рубаненко О. С. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС	 16.09.2022	 14.10.2022р
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент ка- федри ЕСС	 16.09.22р	 14.12.22р

7. Дата видачі завдання 15 вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	13.09.22	
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування підстанції	14.09.22	17.09.22	
3	Електротехнічна частина	18.09.22	05.10.22	
4	Розрахунок заземлення підстанції	06.10.22	20.10.22	
5	Релейний захист та автоматика	21.10.22	30.10.22	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситу- аціях	01.11.22	10.11.22	
7	Економічна частина	11.11.22	16.11.22	
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	01.12.22	04.12.22	
	Рецензування МКР	05.12.22	10.12.22	
	Захист МКР	19.12.22	-	

Студент

Керівник роботи

(підпис)

(підпис)

С. В. Середюк

В. В. Тептя

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.4

Середюк Станіслав Віталійович «Електрична частина підстанції 750/330/10 кВ з розрахунком заземлення розподільних установок». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2022. 106 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 32 назв; рис.: 17; табл. 23.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина двотрансформаторної підстанції напругою 750/330/10 кВ. Розраховано графіки електричних навантажень підстанції, спроектовано структурну схему, схеми відкритих розподільних установок 750, 330 та 10 кВ, обрано схему власних потреб підстанції. Проведено вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї. Розраховано параметри грозозахисту ВРУ 750 та 330 кВ. Проведено розрахунок заземлення ВРУ 750 та 330 кВ підстанції. У розділі охорони праці проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на підстанції, розроблено заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях. В економічній частині роботи розглянуто показники та критерії економічної ефективності, визначено капітальні вкладення, витрати на експлуатацію підстанції та термін окупності.

Ключові слова: підстанція, відкрита розподільна установка, заземлення, грозозахист, трансформатор, коротке замикання, проектування

open distribution device

ANNOTATION

Seredyuk Stanislav "The electrical part of the 750/330/10 kV substation with the calculation of grounding of switchgear". Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2022. 106 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 32 titles; Fig.: 17; table 23.

In the master's qualification work, the electrical part of a two-transformer substation with a voltage of 750/330/10 kV was designed. The electrical load schedules of the substation were calculated, the structural diagram was designed, the diagrams of open distribution installation (ODI) 750, 330 and 10 kV, the scheme of the substation's own needs was selected. The switching equipment, current-carrying parts, measuring transformers, means of overvoltage limitation, the storage battery are chosen. The lightning protection parameters of the 750 and 330 kV ODI were calculated. The calculation of grounding of the ODI 750 and 330 kV of the substation was carried out. In the occupational health and safety section an analysis of potentially dangerous and harmful production factors at the substation was carried out, measures for the safety of personnel's life in emergency situations were developed. In the economic part of the work indicators and criteria of economic efficiency are considered, capital investments are defined, substation operation costs and payback period are determined.

Keywords: substation, open distribution installation, grounding, lightning protection, transformer, short circuit, design

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	5
ВСТУП	6
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	10
2.1 Характеристика району проєктування.....	10
2.2 Розрахунок споживання електроенергії.....	10
2.3 Вибір автотрансформаторів та кількості ліній електропередачі.....	14
2.4 Вибір головних схем ВРУ-750, 330 та 10 кВ підстанції	17
2.5 Вибір трансформаторів та схеми власних потреб	25
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	28
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму	36
2.8 Вибір комутаційних апаратів.....	38
2.9 Вибір струмоведучих частин	39
2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів	45
2.11 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів	49
2.12 Вибір акумуляторної батареї	49
3 РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ	54
3.1 Вимоги до заземлювальних пристроїв.....	54
3.2 Монтаж заземлювальних пристроїв.....	57
3.3 Розрахунок заземлювальних пристроїв відкритих розподільних установок підстанції.....	61
3.3.1 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ.....	62
3.3.2 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ.....	64
4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА	67
4.1 Захист автотрансформаторів.....	67

4.2	Захист збірних шин	69
4.3	Захист трансформаторів власних потреб.....	70
4.4	Захист електродвигунів власних потреб.....	71
4.5	Основні характеристики пристрою 7SA522, що входять у склад терміналів 7VK61 для захисту ЛЕП 750, 330 кВ	74
4.6	Автоматика підстанції	75
4.7	Розрахунок уставок захисту ЛЕП 750 кВ	76
4.8	Розрахунок уставок захистів електродвигуна власних потреб	80
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	83
5.1	Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням розподільних установок підстанції 750/330/10 кВ	83
5.2	Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування ВРУ підстанції.....	84
5.2.1	Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць.....	84
5.2.2	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	85
5.3	Розрахунок грозозахисту ВРУ підстанції.....	87
5.3.1	Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ	88
5.3.2	Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ	89
6	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	94
6.1	Показники та критерії економічної ефективності	94
6.2	Визначення капітальних вкладень, витрат на експлуатацію підстанції та терміну окупності.....	99
	ВИСНОВКИ	102
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	103
	Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	107
	Додаток Б. Технічне завдання МКР	108
	Додаток В. Цивільний захист.....	112
В.1	Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	112

В.2 Дослідження стійкості роботи підстанції 750/330/10 кВ в умовах дії іонізуючих випромінювань	113
В.3 Дослідження стійкості підстанції в умовах дії електромагнітних імпульсів	114
В.4 Розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини підстанції 750/330/10 кВ в умовах надзвичайних ситуацій	117
Додаток Г (обов'язковий). Ілюстративна частина	121

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

- АБ – акумуляторна батарея;
- АТ – автотрансформатор;
- БТ – блочний трансформатор;
- ВДЕ – відновлюване джерело енергії;
- ВРУ – відкрита розподільна установка;
- ВП – власні потреби;
- ГАЕС – гідроакумуюча електрична станція;
- ГЕС – гідравлічна електрична станція;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ЕС – електрична станція;
- ЗП – заземлювальний пристрій;
- КЗ – коротке замикання;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;
- ОЕС – об'єднана електроенергетична система;
- ПС – підстанція;
- ПТЕ – правила технічної експлуатації;
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
- РУ – розподільна установка
- ТВП – трансформатор власних потреб;
- ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
- ТЕС – теплова електрична станція;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. Об'єднана енергосистема (ОЕС) України складається з електростанцій, електричних та теплових мереж, а також інших об'єктів, об'єднаних загальним режимом виробництва, передачі та розподілу теплової й електричної енергії при централізованому управлінні цим режимом. Це основа електроенергетики України, яка взаємодіє з енергосистемами інших країн та здійснює забезпечення споживачів країни [1].

Основною задачею, яка постає перед електроенергетичною галуззю є забезпечення стійкого, надійного та ефективного функціонування ОЕС України, суттєве розширення експорту та транзиту електроенергії, а також створення умов для синхронної роботи з енергооб'єднанням країн Європи (ENTSO-E). При цьому основною технологічною ланкою ОЕС України є магістральні та міждержавні електричні мережі (ММЕМ). Від стану їх технічної готовності залежить постійне й безперебійне передавання електроенергії від джерел до мереж енергопостачальних компаній [1, 2].

Системоутворюючі мережі України напругою 220-750 кВ забезпечують видачу потужності від великих блоків ТЕС і АЕС та її подальшу передачу до систем розподілу електроенергії. Крім того цими мережами забезпечують міждержавні зв'язки з енергосистемами суміжних країн.

На сьогодні в умовах воєнного стану енергосистема України зазнала великих втрат. Зруйновано багато обладнання електромереж, ЛЕП та підстанцій. Тому вкрай важливим буде швидке відновлення існуючих та будівництво нових об'єктів електроенергетичної системи.

Електричні підстанції є важливою ланкою між джерелами і споживачами електричної енергії. Неможлива надійна й безперебійна робота електромереж без розвитку підстанцій. На сьогодні велика кількість обладнання на підстанціях відпрацювало свій термін експлуатації (а іноді навіть подвійний термін) та потребує реконструкції, модернізації або заміни.

Для забезпечення надійності електропостачання споживачів та роботи ОЕС в цілому, збільшення пропускну здатності основних перетинів та

розв'язання проблеми мережних обмежень потрібно запроєктувати та ввести в експлуатацію нові енергетичні об'єкти, в тому числі й підстанції [3].

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування об'єднаної електроенергетичної системи України, розв'язання проблеми мережних обмежень та збільшення пропускної здатності основних перетинів електричних магістральних електричних мереж та за рахунок проєктування й будівництва нової підстанції 750/330/10 кВ.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються **основні задачі:**

- аналіз методів проєктування електричної частини електричних станцій та підстанцій;
- проєктування головної електричної схеми підстанції;
- проєктування схеми власних потреб підстанції;
- вибір комутаційних апаратів, ошиновки, вимірювальних трансформаторів, акумуляторної батареї,;
- розрахунок грозозахисту та заземлювальних пристроїв розподільних установок підстанції;
- розроблення заходів з охорони праці під час обслуговування розподільних установок підстанції;
- розрахунок показників та критеріїв економічної ефективності будівництва підстанції.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина підстанції.

Предметом дослідження є методи і засоби проєктування електростанцій та підстанцій.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проєктування головної електричної схеми підстанції використовуються елементи теорії надійності.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

Україна проводить процедури для приєднання до європейської мережі операторів системи ENTSO-E. В березні 2022 року енергосистема України перейшла на пробну синхронну роботу з енергооб'єднанням ENTSO-E [https://ua.energy/pro_kompaniyu/]. Таке об'єднання позитивно вплине на розвиток Об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України, на її надійність та стійкість [4, 5].

Для повної інтеграції з ENTSO-E необхідно провести комплекс заходів з модернізації енергосистеми, спрямованих на підвищення її безпеки.

Електричні мережі, якими утворюються зв'язки між ОЕС України та суміжними енергосистемами працюють на напругах 110-750 кВ. Станом на початок 2022 року більша частина генеруючих об'єктів та магістральних і міждержавних електричних мереж застаріла, зношена та неефективна. Більше 80% енергоблоків ТЕС і ТЕЦ відпрацювали свій граничний ресурс, є фізично зношеними й морально застарілими та потребують реконструкції або заміни. Зношеність устаткування призводить до перевищення витрат палива, зменшення робочої потужності та погіршення екологічних показників [6, 7].

ПрАТ «Національна енергетична компанія «Укренерго» здійснює виконання функцій оператора системи передачі, управління та експлуатації магістральними мережами, адміністратора комерційного обліку, адміністратора розрахунків та ін. На сьогодні НЕК «Укренерго» містить чотири територіальні управління обслуговування мереж: Північне, Південне, Східне та Західне. До їх складу входять 15 регіональних центрів обслуговування мереж (РЦОМ). Функції диспетчерського контролю в компанії виконують 6 регіональних диспетчерських центрів [5, 8]. Головною метою НЕК «Укренерго» є повна інтеграція енергосистеми України та ринку електроенергії до європейського енергетичного простору.

В сучасних умовах функціонування енергосистеми України існує низка проблем, які негативно впливають на її роботу [3, 6, 7]:

- нестача регулюючих та маневрених потужностей (ГЕС, ГАЕС);
- фізичний знос та моральне старіння блоків теплових електростанцій (ТЕЦ, КЕС);
- проблеми забезпечення теплових електростанцій паливом;
- відпрацювання ресурсу та зношення ліній електропередачі та підстанцій напругою вище 220 кВ;
- неоптимальна структура генерувальних потужностей;
- незавершеність схем видачі потужності генерування АЕС;
- недостатня забезпеченість резервом на теплових електростанціях;
- недостатня стійкість деяких вузлів системи (статична та динамічна).

У НЕК «Укренерго» був розроблений План перспективного розвитку ОЕС України, який з часом уточнюється й корегується. Згідно цього Плану основними напрямками у розвитку електричних мереж та системи України є:

- реконструкція наявних генеруючих потужностей ТЕС і ТЕЦ із збільшенням встановленої потужності енергоблоків та оснащенням їх ефективним пілогозоочисним обладнанням, а також будівництво нових енергоблоків на основі сучасних технологій спалювання органічного палива;
- продовження терміну експлуатації діючих енергоблоків атомних ЕС;
- добудова третього та четвертого енергоблоків Хмельницької АЕС;
- реконструкція діючих та будівництво нових гідроагрегатів на ГЕС і ГАЕС тощо [7].

Планом розвитку системи передачі передбачається будівництво нових підстанцій та ліній електропередачі, реконструкція існуючих об'єктів магістральних (міждержавних) електричних мереж із збільшенням їх потужності та пропускної здатності. Заплановано збільшення обсягу трансформаторних потужностей, а також будівництво/реконструкція повітряних ліній електропередачі напругою 220-750 кВ [7].

Таким чином, тема магістерської кваліфікаційної роботи – проектування підстанції 750/330/10 кВ – є актуальною в сучасних умовах розвитку електроенергетики України.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Характеристика району проєктування

Кліматичні умови (за повторення ожеледних та вітрових навантажень раз на 10 років) [9]:

- район по ожеледі: другий II;
- нормативна товщина стінки ожеледі: 10 мм;
- район по вітру: другий II;
- швидкість вітру (розрахункова): 25 м/с;
- нормативний швидкісний натиск вітру: 40 даН/м²;
- максимальна температура навколишнього середовища: +40 °С;
- мінімальна температура навколишнього середовища: - 30°С;
- середньорічна температура навколишнього середовища: +10,5 °С;
- ступінь забруднення атмосфери: III;
- район по «плясці» проводів: III;
- середньорічна тривалість гроз: 90 год.

2.2 Розрахунок споживання електроенергії

Режими електроспоживання окремих споживачів та енергосистем характеризуються графіками електричних навантажень, що відображають зміни споживаної потужності (за добу, за рік).

Розрахункові графіки навантажень використовують для планування роботи та проєктування окремих енергетичних об'єктів і енергосистем. Звітні графіки використов для аналізу режимів роботи енергосистем в процесі експлуатації.

Режими роботи енергетичних установок, а саме: основного обладнання електростанцій, ЛЕП та трансформаторних підстанцій, залежать від режимів

споживання електроенергії. Тому розрахунок перспективних графіків електричних навантажень важливий для розв'язку низки задач [9, 10]:

- розрахунок балансів потужності енергосистем та обчислення необхідної потужності джерел енергії;
- розроблення оптимальної структури електростанцій та виявлення режимів роботи різних типів ЕС;
- розробка рекомендацій щодо регулювання графіків навантажень;
- оцінка ефективності об'єднання енергосистем;
- визначення умов роботи елементів електричних мереж.

Для цього зазвичай користуються добовими графіками електричних навантажень для зимової та літньої робочих діб, а також річні графіки місячних максимумів.

Під час розрахунку графіків навантажень приймаємо відносну величину постійних та змінних втрат згідно [12]:

- в мережі 10 кВ: $\Delta P'_{1*} = 0,01$; $\Delta P'_{2*} = 0,06$;
- в мережах 330 кВ: $\Delta P''_{1*} = 0,02$; $P''_{2*} = 0,14$.

Постійні втрати визначаємо за формулою:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_{1*} \cdot P_{p_{\max}} ; \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p(10)} = 0,01 \cdot 18 = 0,18 \text{ (МВт)}.$$

$$\Delta P_{1p(330)} = 0,02 \cdot 850 = 17 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p_{\max}}} ; \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2p(10)} = 0,06 \cdot \frac{16,2^2}{18} = 0,87 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{2p(330)} = 0,14 \cdot \frac{680^2}{850} = 76,16 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

$$P_{p.\text{видт}} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.3)$$

$$P_{p.\text{видт}(10)} = 16,2 + 0,18 + 0,87 = 17,25 \text{ (МВт)};$$

$$P_{p.\text{видт}(330)} = 680 + 17 + 76,16 = 773,16 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин підстанції:

$$P_{\text{вид.т}} = P_{p.\text{вид}(10)} + \Delta P_{p.\text{вид}(330)}; \quad (2.4)$$

$$P_{\text{вид.т}} = 17,25 + 773,16 = 790,41 \text{ (МВт)}.$$

За вище наведеним алгоритмом розрахуємо графіки електричних навантажень для осінньо-зимового та весняно-літнього періодів. Приймаємо тривалість періодів 183 та 182 доби відповідно. Побудуємо добові графіки навантажень підстанції (рисунок 2.1). Дані результатів розрахунку для побудови графіків наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-6	6-8	8-10	10-12	12-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження району 1 (10 кВ), %	Зима	90	95	100	95	95	100	85	85
	Літо	85	90	95	90	90	95	80	80
Навантаження району 1 (10 кВ), МВт	Зима	16,2	17,1	18	17,1	17,1	18	15,3	15,3
	Літо	15,3	16,2	17,1	16,2	16,2	17,1	14,4	14,4
Постійні втрати потужності в мережах району 1, МВт	Зима	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
	Літо	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Змінні втрати потужності в мережах району 1, МВт	Зима	0,87	0,97	1,08	0,97	0,97	1,08	0,78	0,78
	Літо	0,78	0,87	0,97	0,87	0,87	0,97	0,69	0,69
Потужність, що віддається в мережу 35 кВ, МВт	Зима	17,25	18,25	19,26	18,25	18,25	19,26	16,26	16,26
	Літо	16,26	17,25	18,25	17,25	17,25	18,25	15,27	15,27
Навантаження району 2 (330 кВ), %	Зима	80	90	100	100	90	100	87	85
	Літо	72	85	95	95	85	85	82	80
Навантаження району 2 (330кВ), МВт	Зима	680	765	850	850	765	850	739,5	722,5
	Літо	612	722,5	807,5	807,5	722,5	722,5	697	680
Постійні втрати потужності в мережах району 2, МВт	Зима	17	17	17	17	17	17	17	17
	Літо	17	17	17	17	17	17	17	17
Змінні втрати потужності в мережах району 2, МВт	Зима	76,16	96,39	119,00	119,00	96,39	119,00	90,07	85,98
	Літо	61,69	85,98	107,40	107,40	85,98	85,98	80,02	76,16
Потужність, що віддається в мережу 330 кВ, МВт	Зима	773,16	878,39	986,00	986,00	878,39	986,00	846,57	825,48
	Літо	690,69	825,48	931,90	931,90	825,48	825,48	794,02	773,16
Потужність, яка поступає на ПС з енергосистеми, МВт	Зима	790,41	896,64	1005,26	1004,25	896,64	1005,26	862,83	841,74
	Літо	706,95	842,73	950,15	949,15	842,73	843,73	809,29	788,43

Техніко-економічні показники роботи підстанції [12]:

- річне споживання електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (2.5)$$

де n – число сходинок графіка навантаження;

t_i – тривалість кожної сходинок P_i графіка протягом року.

$$E_p = 183 \cdot (790,41 \cdot 6 + 896,64 \cdot 2 + 1005,26 \cdot 2 + 1004,25 \cdot 2 + 896,64 \cdot 4 + 1005,26 \cdot 2 + 862,83 \cdot 2 + 841,74 \cdot 4) + 182 \cdot (706,95 \cdot 6 + 842,73 \cdot 2 + 950,15 \cdot 2 + 949,16 \cdot 2 + 842,73 \cdot 4 + 843,73 \cdot 2 + 809,29 \cdot 2 + 788,43 \cdot 4) = 7447033 \text{ (МВт·год)};$$

- середнє навантаження підстанції:

$$P_{\text{сер}} = E_p / 8760; \quad (2.6)$$

$$P_{\text{сер}} = 7447033 / 8760 = 850,12 \text{ (МВт)};$$

- коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = P_{\text{сер}} / P'_{\text{max}}; \quad (2.7)$$

$$K_3 = 850,12 / 1005,26 = 0,85;$$

- час використання максимального навантаження:

$$T_{\text{max}} = E_p / P'_{\text{max}}; \quad (2.8)$$

$$T_{\text{max}} = 7447033 / 1005,26 = 7408,06 \text{ (год.)};$$

- час максимальних втрат потужності:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{max}} / 10^4)^2 \cdot 8760; \quad (2.9)$$

$$\tau = (0,124 + 7408,06 / 10000)^2 \cdot 8760 = 6552 \text{ (год)}.$$

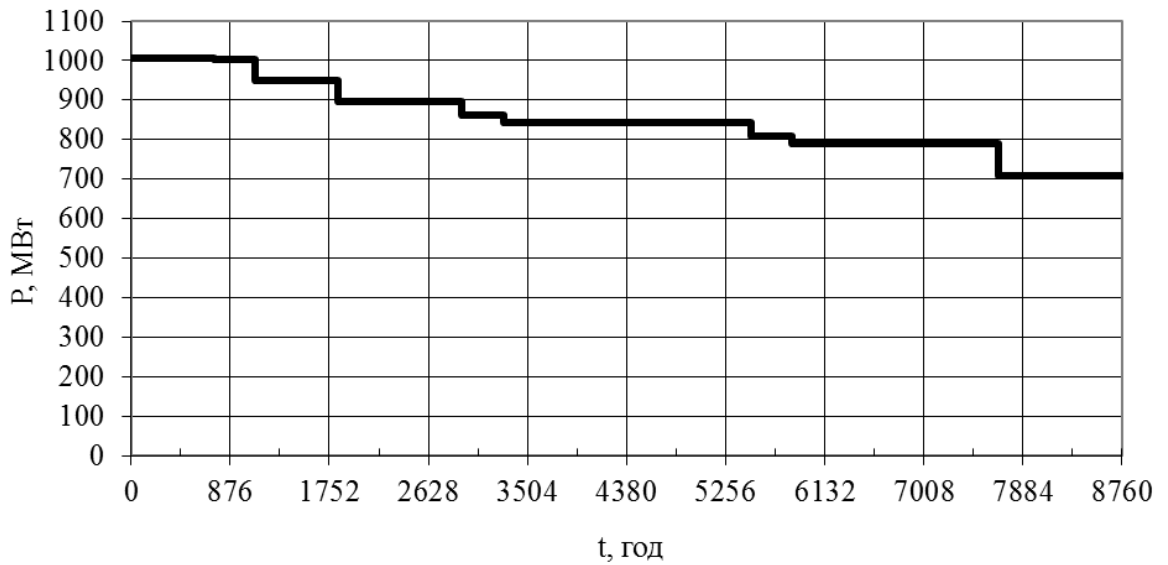
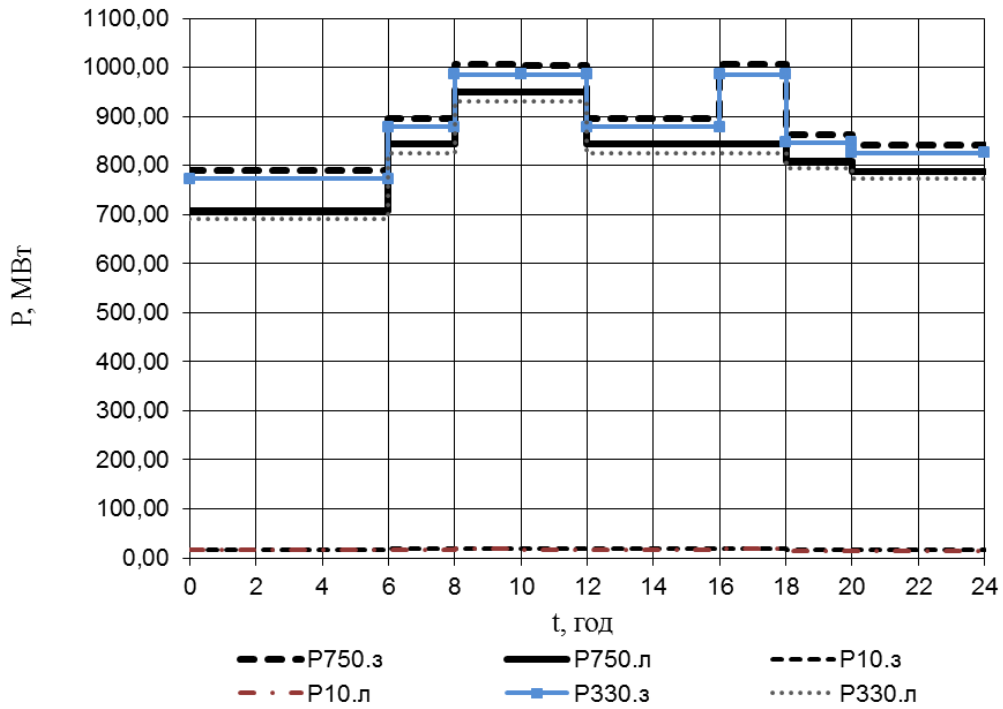


Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень підстанції

2.3 Вибір автотрансформаторів та кількості ліній електропередачі

Кількість ЛЕП, що відходять від РУ ЕС визначаємо за наступними формулами:

$$n = \frac{P'_{\max}}{P_{\text{ГР}}} + 1, \quad (2.10)$$

де P'_{\max} – максимальна потужність, що відається в район або систему з врахуванням втрат, МВт.

$P_{\text{ГР}}$ – гранична потужність ЛЕП, МВт.

$$n_{330} = \frac{986}{400} + 1 = 3,4 \approx 4 \text{ (шт.)}$$

$$n_{10} = \frac{19,26}{3} + 1 = 7,42 \approx 8 \text{ (шт.)}$$

Згідно нормативної документації на підстанціях 35-750 кВ передбачають встановлення, як правило, двох автотрансформаторів зв'язку. Потужність трансформаторів обирається за умови завантаження не більше 70% P_{\max} підстанції за відсутності резервування по мережам СН та НН або $P_{\text{ав}}$ за його наявності.

Установка на ПС більше двох АТ допускається в таких випадках:

- якщо з економічних міркувань доцільно використання на ПС двох середніх напруг;
- на ПС промислових підприємствах, якщо необхідно виділити по режиму роботи поштовхи навантаження;
- якщо недостатньо потужності двох автотрансформаторів для покриття існуючого навантаження;
- якщо варіант двох груп із двох трифазних АТ має техніко-економічні переваги порівняно з групами з однофазних АТ.

Крім того, необхідно розглянути можливість та доцільність створення такої схеми та компоновки типової двотрансформаторної ПС, яка допускала б її розширення шляхом установки двох додаткових АТ.

Потужність трансформаторів обираємо за навантаженням п'ятого року експлуатації. Найбільш економічною робота АТ за річними витратами та втратами буде в такому випадку, коли в години максимуму він працює з пе-

ревантаженням. Сумарна встановлена потужність автотрансформаторів на підстанції повинна задовольняти умовам [10, 11]:

$$S_{AT} = \frac{P_{max} \cdot K_{1-2}}{K_{II}(n-1) \cdot \cos\varphi}, \quad (2.11)$$

де P_{max} – сумарне максимальне навантаження підстанції на розрахунковий рівень 5 років;

K_{1-2} – коефіцієнт участі споживачів 1-ї та 2-ї категорій надійності у навантаженні, $K_{1-2} = 0,7-0,85$;

$K_{II} = 1,4$ – коефіцієнт аварійного перевантаження АТ;

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності.

$$S_{AT} = \frac{1005,26 \cdot 0,7}{1,4(2-1) \cdot 0,85} = 591,3 \text{ (МВА)}.$$

Приймаємо до встановлення два АТ типу АОДЦТН-333000/750/330 [10]. Номінальні параметри АТ наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики АТ типу АОДЦТН-333000/750/330

Параметр	Числове значення
$S_{НОМ.}$, МВА	$3 \times 333 = 999$
$U_{НОМ.}$, кВ	$750/\sqrt{3}/330/\sqrt{3}/10,5$
$U_{к(BC, BH, CH)}$, %	10/28/17
I_x , %	0,35
$S_{НОМ.НН}$, МВА	120
ΔP_x , кВт	217
ΔP_k , кВт	580

Вибір головної схеми ПС залежить від призначення, ролі та її розташування в системі електропередачі в цілому. Головна схема повинна забезпечити [9, 16]:

- надійне електропостачання споживачів у нормальному та післяаварійному режимах;
- надійність транзиту потужності через підстанцію в нормальному, ремонтному та після аварійному режимах;
- бути по можливості простою, економічною та забезпечити пристроями АВР споживачів в після аварійному режимі без участі персоналу;
- допускати поетапний розвиток РУ;
- кількість вимикачів, які одночасно спрацьовують в межах одного РУ, повинно бути не більше двох при пошкодженні лінії та не більше чотирьох при пошкодженні трансформаторів.

На рисунку 2.2 наведено структурну схему підстанції.

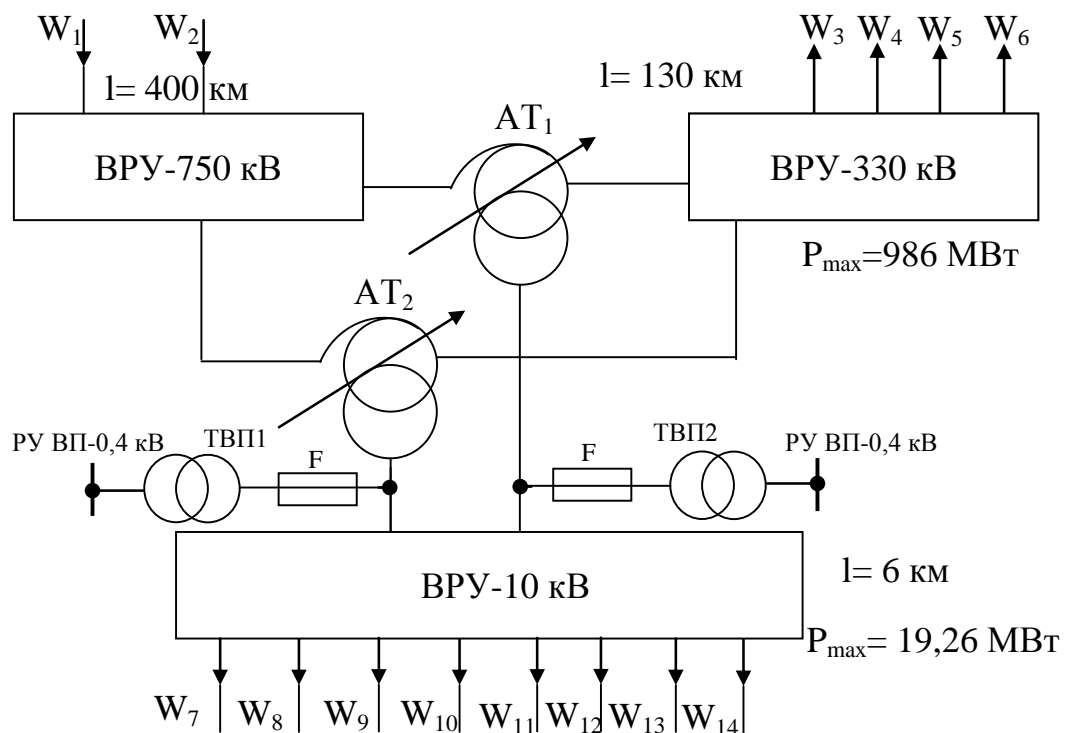


Рисунок 2.2 – Структурна схема підстанції

2.4 Вибір головних схем з'єднань ВРУ-750, 330 та 10 кВ підстанції

Одним з важливих принципів побудови мережі є уніфікація конструктивних рішень по підстанції. Головну схему електричних з'єднань підстанції

вибираємо з урахуванням принципу уніфікації конструктивних рішень. Використовуємо типові схеми РУ підстанцій 35-750 кВ [13].

Згідно рекомендацій [13, 14] для ВРУ-330 кВ приймаємо схему «трансформатори – шини з приєднанням ліній через два вимикачі» (рис. 2.3).

Для ВРУ-10 кВ приймаємо схему «одна секціонована система збірних шин» (рисунок 2.4).

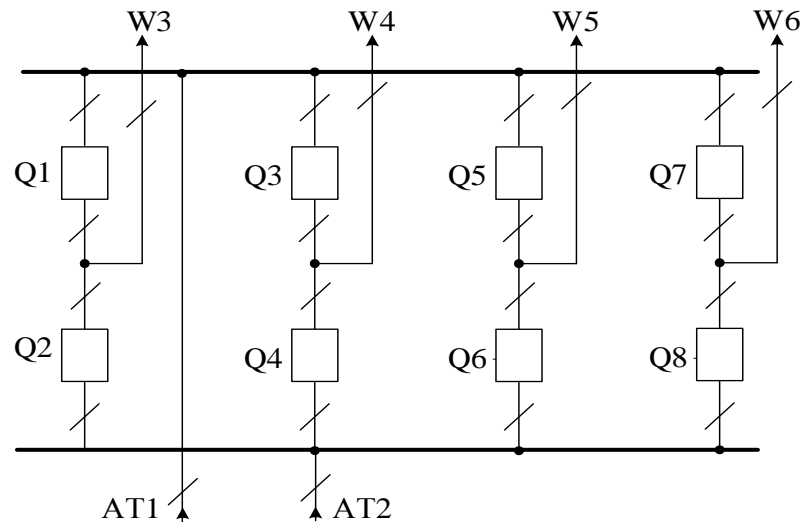


Схема «трансформатори – шини з приєднанням ліній через два вимикачі»

Рисунок 2.3 – Схема ВРУ-330 кВ підстанції

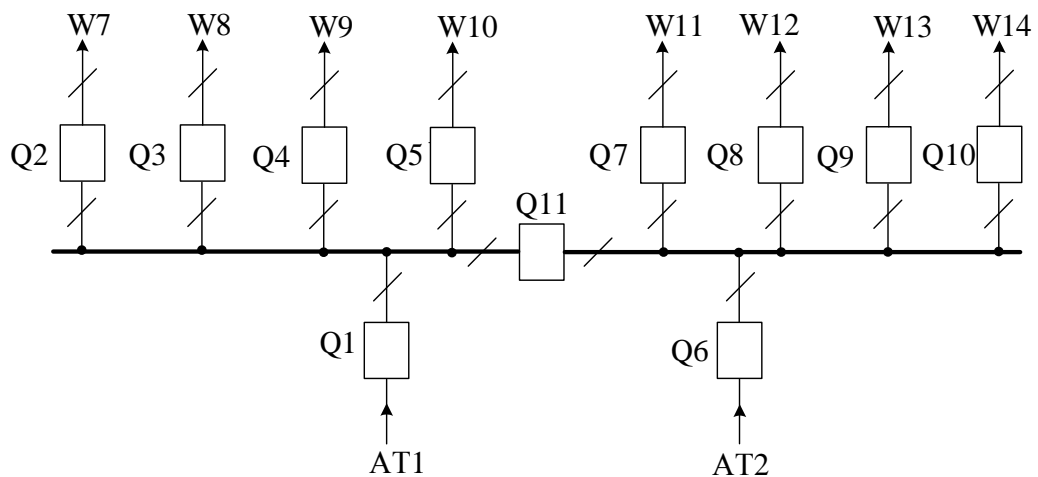
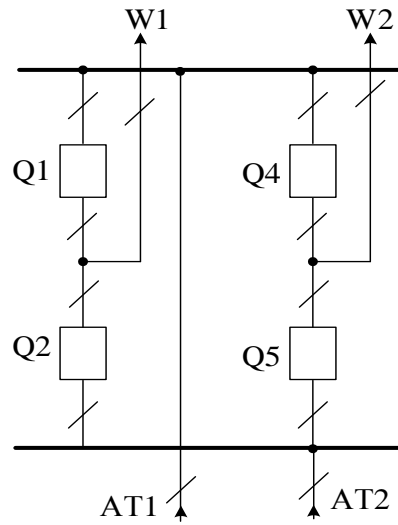


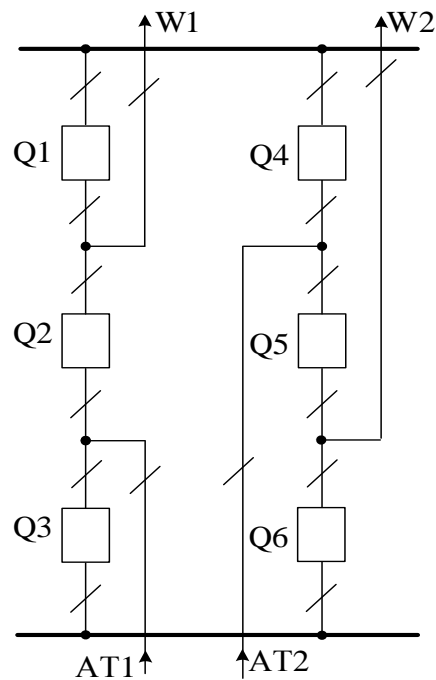
Рисунок 2.4 – Схема ВРУ-10 кВ підстанції

Вибір схеми ВРУ-750 кВ виконуємо шляхом порівняння двох конкурентоспроможних варіантів [13, 14]:

- схема чотирикутника;
- схема полуторна (3/2) (рисунок 2.5).



а) схема чотирикутника



б) схема «3/2»

Рисунок 2.5 – Варіанти схеми ВРУ-750 кВ підстанції

Схему ВРУ-750 кВ обираємо на підставі порівняння конкурентоспроможних варіантів за критерієм мінімуму приведених витрат з урахуванням надійності [12]:

$$Z = p_n K + U + M(Z); \quad (2.12)$$

$$K = n_k C_k; \quad (2.13)$$

$$U = a \cdot K / 100, \quad (2.14)$$

де $p_n = 0,15$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн.;

$M(Z)$ – збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

n_k – кількість високовольтних вимикачів на ВРУ, шт.;

C_k – вартість комірки з вимикачем, тис. грн.;

$a = 8,4\%$ – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування.

Втрати електроенергії в АТ в обох варіантах однакові, тому їх можна не враховувати.

Збиток від перерв живлення в результаті відмов вимикачів [12]:

$$M(Z) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.15)$$

де $y_0 = 24$ грн./кВт·год – питомий збиток від перерви живлення;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

P_i – потужність, що втрачається, МВт;

T_i – час простою елемента (T_0 або $T_{ВП}$), год.

Алгоритм розрахунку математичного збитку $M(Z)$ [12]:

1) у схемах намічають лінійні та трансформаторні вимикачі;

2) визначають параметри раптових відмов лінійних та трансформаторних вимикачів:

торних вимикачів:

$$\left. \begin{aligned} \omega_{т.в.} &= 0,6 \cdot \omega_1; \\ \omega_{л.в.} &= 0,6(\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100), \end{aligned} \right\} \quad (2.16)$$

де l – довжина ЛЕП, км;

ω_1, ω_2 – параметри потоків відмов вимикачів, 1/рік.

3) визначають коефіцієнти режимів роботи РУ (ремонтного K_p та нормального K_0):

$$\left. \begin{aligned} K_p &= \mu \cdot T_{\pi} / 8760; \\ K_0 &= 1 - n_k \cdot K_p, \end{aligned} \right\} \quad (2.17)$$

де μ – частота планових ремонтів, 1/рік;

T_{π} – тривалість планового ремонту, год.

4) за відмов вимикача елементи (АТ, ЛЕП) можуть бути введені в роботу через час T_0 (після виконання перемикань в РУ) або через час $T_{вп}$ (після вводу в роботу одного з двох вимикачів у випадку, коли один був у плановому ремонті, а другий – в аварійному простой):

$$\left. \begin{aligned} T_0 &= T_{\text{вим}} + m \cdot T_p; \\ T_{\text{вп}} &= T_{\text{в}} - T_{\text{в}}^2 / (2 \cdot T_{\pi}); \end{aligned} \right\} \quad (2.18)$$

де $T_{\text{вим}}$ – час, який потрібний персоналу для встановлення місця та характеру пошкодження, год;

m – кількість роз'єднувачів, які повинні бути вимкнені для відділення вимикача, шт.;

T_p – час для вимикання роз'єднувача, год;

$T_{\text{в}}$ – час відновлення, год.

5) виконують розрахунок надійності схеми (таблиці 2.5 – 2.10).

6) визначають розрахункові показники надійності у вигляді таблиці 2.7 після заповнення таблиць 2.5, 2.6.

В таблицю 2.8 вносимо результати розрахунку приведених витрат варіантів схем.

Таблиця 2.3 – Показники надійності вимикачів

Напруга, кВ	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_{в}$, год	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{п}$, год
	ω_1	ω_2			
750	0,025	0,005	250	0,20	550

Таблиця 2.4 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-750 кВ

Параметр	Числове значення для варіанта	
	I	II
n_k	4	6
C_k	52000	52000
$\omega_{ТВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,015	0,015
$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,027	0,027
$K_o = 1 - n_k \cdot K_p$	0,012557078	0,012557078
$K_p = \mu \cdot T_{п} / 8760$	0,949771689	0,924657534
$T_o = T_{вим} \cdot m \cdot T_p$	0,5	0,5
$T_{ВП} = T_{в} - T_{в}^2 / (2 \cdot T_{п})$	193,1818182	193,1818182
$K_o \cdot \omega_{ТВ}$	0,0142466	0,0138699
$K_o \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0256438	0,0249658
$K_p \cdot \omega_{ТВ}$	0,0001884	0,0001884
$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0003390	0,0003390

Математичний збиток від перерви живлення споживачів:

$$M(3)_I = 24 \cdot [0,0256438 \cdot 4 \cdot 0,5 \cdot 6,26 + 0,0003390 \cdot (8 \cdot 0,5 \cdot 6,26 + 4 \cdot 96 \cdot 6,26 + 4 \cdot 0,5 \cdot 1005,26)] = 63,593 \text{ тис. грн};$$

$$M(3)_{II} = 24 \cdot [0,0138699 \cdot 2 \cdot 0,5 \cdot 6,26 + 0,0249658 \cdot 2 \cdot 0,5 \cdot 6,26 + 0,0001884 \cdot (10 \cdot 0,5 \cdot 6,26 + 2 \cdot 193 \cdot 6,26) + 0,0003390 \cdot (14 \cdot 0,5 \cdot 6,26 + 2 \cdot 193 \cdot 6,26)] = 36,918 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 2.5 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-750 кВ (І варіант)

Елемент, що від- мовив	ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення				
		$K_0=0,949772$	$K_p = 0,012557078$			
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4
Q_1 Л	0,027	W, T-T ₀	-	W, T-T ₀ D(W, T)- T ₀ W-T _{ВП} D(W, 2T)- T _{ВП}	W, T-T ₀ D(W, T)- T ₀ T-T _{ВП} D(2W, T)- T _{ВП}	2W, 2T-T ₀ 2D(W, T)- T _{ВП}
Q_2 Л	0,027	W, T-T ₀	W, T-T ₀ D(W, T)- T ₀ W-T _{ВП} D(W, 2T)- T _{ВП}	-	2W, 2T-T ₀ 2D(W, T)- T _{ВП}	W, T-T ₀ D(W, T)- T ₀ T-T _{ВП} D(2W, T)- T _{ВП}
Q_3 Л	0,027	W, T-T ₀	W, T-T ₀ D(W, T)- T ₀ T-T _{ВП} D(2W, T)- T _{ВП}	2W, 2T-T ₀ 2D(W, T)- T _{ВП}	-	W, T-T ₀ D(W, T)- T ₀ W-T _{ВП} D(W, 2T)- T _{ВП}
Q_4 Л	0,027	W, T-T ₀	2W, 2T-T ₀ 2D(W, T)- T _{ВП}	W, T-T ₀ D(W, T)- T ₀ T-T _{ВП} D(2W, T)- T _{ВП}	W, T-T ₀ D(W, T)- T ₀ W-T _{ВП} D(W, 2T)- T _{ВП}	-

Таблиця 2.6 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-750 кВ (II варіант)

Елемент, що від- мовив	ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення						
		$K_0=0,9246575$	$K_p = 0,012557078$					
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6
Q_1 Л	0,027	W-T _o	-	W-T _o	W, T-T _o D(W, T)- T _{вп}	W-T _o	W, T-T _o	W-T _o D(W, T)- T _{вп}
Q_2 Л	0,027	W, T-T _o	W, T-T _o W-T _{вп}	-	W, T-T _o T-T _{вп}	W, T-T _o	W, T-T _o	W, T-T _o
Q_3 Т	0,015	T-T _o	W, T-T _o D(W, T)- T _{вп}	T-T _o T-T _{вп}	-	T-T _o D(W, T)- T _{вп}	W, T-T _o	T-T _o
Q_4 Т	0,015	T - T _o	T - T _o	W, T - T _o	T - T _o D(W, T)- T _{вп}	-	T-T _o T-T _{вп}	W, T-T _o D(W, T)-T _{вп}
Q_5 Л	0,027	W, T - T _o	W, T - T _o	W, T - T _o	W, T - T _o	W, T - T _o T - T _{вп}	-	W, T - T _o W - T _{вп}
Q_6 Л	0,027	W-T _o	W-T _o D(W, T)- T _{вп}	W, T-T _o	W-T _o	W, T - T _o D(W, T)-T _{вп}	W-T _o W-T _{вп}	-

Таблиця 2.7 – Показники надійності схеми ВРУ-750 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{ВП}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{ТВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ТВ}$	$\omega_{ЛВ}$
І варіант						
T, W	6,26	0,5	-	4	-	8
T, D(2W, T)		193	-	-	-	4
2W+2T	1005,26	0,5	-	-	-	4
		193	-	-	-	-
ІІ варіант						
T, W	6,26	0,5	2	2	10	14
T		193	-	-	2	2

Таблиця 2.8 – Результати розрахунку приведених витрат схем ВРУ-750 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис.грн	
	I	II
Капітальні витрати	208000	312000
Щорічні витрати	17472	26208
Збиток від перерви живлення споживачів	63,593	36,918
Приведені витрати	48735,593	73044,918

Для ВРУ-750 кВ підстанції остаточно приймаємо схему чотирикутника, оскільки цей варіант схеми економічніший ($\Delta Z = 39,9\% > 5\%$).

2.5 Вибір трансформаторів та схеми власних потреб

електродвигуни систем охолодження АТ, оперативні кола, опалення приміщень, електродвигуни компресорів, електропідігрів комутаційної апаратури ВН, сигналізація, освітлення, зв'язок та ін. – все це відноситься до приймачів власних потреб ПС.

Як правило, на підстанціях мережа власних потреб живиться на напрузі 380 В із заземленою нейтраллю. Потужність трансформаторів ВП розрахо-

вують за навантаженнями споживачів власних потреб з урахуванням коефіцієнтів завантаження та одночасності. Окремо враховується літнє та зимове навантаження й навантаження в період ремонтів на підстанції. Визначимо навантаження власних потреб (табл. 2.9).

Таблиця 2.9 – Навантаження власних потреб ПС [15,16]

Вид споживача	Встановлена потужність		Cosφ	tgφ	Навантаження	
	шт×кВт	Разом, кВт			P _{вст} , кВт	Q _{вст} , кВт
Охолодження АОДЦТН-333000	2×108	216	0,85	0,62	216	133,9
Підігрів вимикачів: -750 кВ	4×54,8	219,2	1	0	219,2	-
-330 кВ	8×42,9	343,2	1	0	343,2	-
-10 кВ	11×0,8	8,8	1	0	8,8	-
Підігрів приводів роз'єднувачів	33×0,6	29,4	1	0	29,4	-
Маслогосподарство	-	70	1	0	70	-
Опалення, освітлення та вентиляція ОПУ	-	90	1	0	90	-
Освітлення: -ВРУ-750 кВ	-	6	1	0	6	-
-ВРУ-330 кВ	-	5	1	0	5	-
-РУ-10 кВ	-	7	1	0	7	-
Підзарядно-зарядний агрегат ВАЗП	2×23	46	1	0	46	-
Разом:					1040,6	133,9

Розрахункове навантаження:

$$S_{\text{розр}} = K_{\text{п}} \cdot \sqrt{P_{\text{вст}}^2 + Q_{\text{вст}}^2}; \quad (2.19)$$

$$S_{\text{розр}} = 0,8 \cdot \sqrt{323,2^2 + 18,4^2} = 839 \text{ (кВА)},$$

де $K_{\Pi} = 0,8$ – коефіцієнт попиту [15].

Розрахункова потужність трансформатора:

$$S_{\text{т.розр}} = S_{\text{розр}} / K_{\Pi}; \quad (2.20)$$

$$S_{\text{т.розр}} = 839 / 1,4 = 599,5 \text{ (кВА)},$$

де $K_{\Pi} = 1,4$ – коефіцієнт перевантаження.

Приймаємо до встановлення два трансформатори типу ТСЗ-630/10:

$$S_{\text{ном}} = 630 \text{ кВА}; U_{\text{ном}} = 10 / 0,4 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_x = 2 \text{ кВт}; \Delta P_k = 7,3 \text{ кВт};$$

$$U_k = 5,5 \%; I_k = 1,5 \%.$$

Коефіцієнт завантаження при роботі одного трансформатора:

$$K_z = 839/630 = 1,33 < 1,4.$$

Приєднання трансформаторів ВП до живлячої мережі залежить від системи оперативного струму. Для живлення оперативних кіл на підстанції 750 кВ використовується постійний струм, а трансформатори власних потреб підключаємо через запобіжники або вимикачі до шин РУ-10 кВ. Резервний трансформатор ВП доцільно підключити до незалежного джерела живлення, а саме до ЛЕП 10 кВ від сусідньої підстанції. Потужність резервного трансформатора ВП береться рівною потужності найбільшого робочого трансформатора [12, 16].

Згідно з рекомендаціями приймаємо схему власних потреб з неявним резервом (рисунок 2.6). Шини 380/220 В секціонуються автоматом, який нормально вимкнений і має пристрій АВР двосторонньої дії.

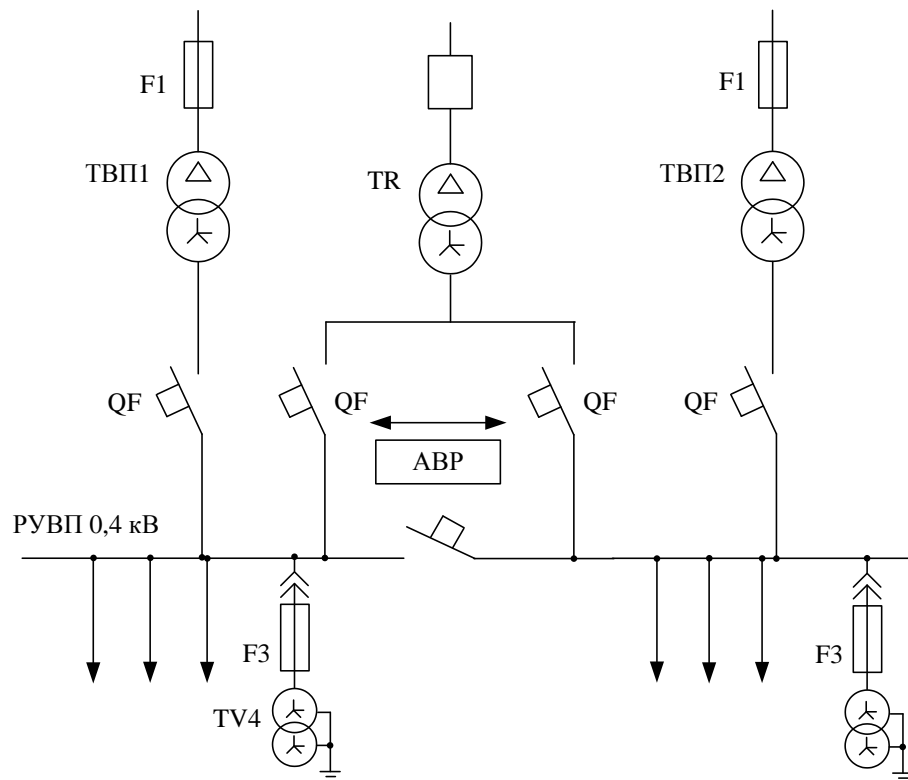


Рисунок 2.6 – Схема живлення споживачів власних потреб підстанції

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

В даному підрозділі виконаємо розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) для вибору комутаційних апаратів, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів. Розраховуємо трифазні струми КЗ. Розрахунок виконуємо у системі відносних одиниць по наближеному приведенню. $S_{\delta} = 1000$ МВА; $U_{\delta} = U_{\text{ср.ном}}$ [12].

Складаємо заступну схему (рисунок 2.7) та визначаємо параметри її елементів.

Енергосистема:

$$x_c = x_{\text{с.ном}*} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{с.ном}}} ; \quad (2.21)$$

$$x_c = 0,32 \cdot \frac{1000}{14000} = 0,023.$$

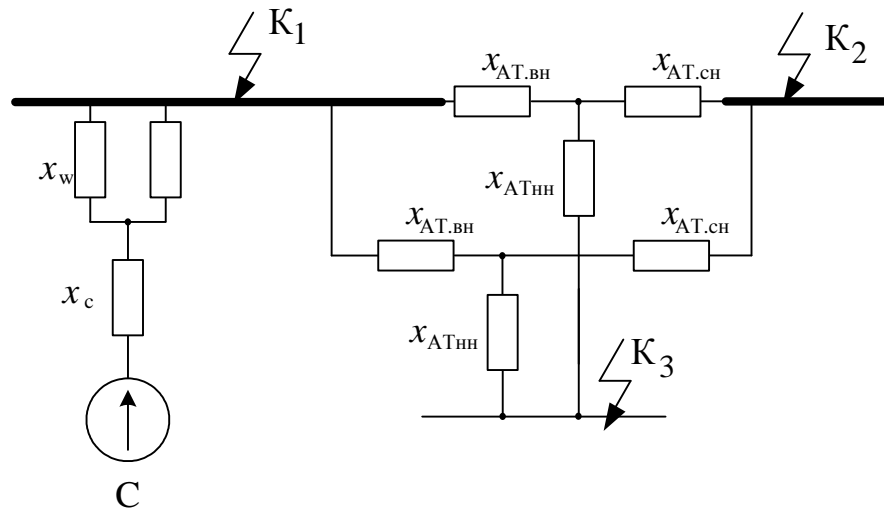


Рисунок 2.7 – Заступна схема підстанції

ЛЕП:

$$x_w = x_{\text{ЛПТ}} \cdot 1 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\text{ср.ном}}^2}; \quad (2.22)$$

$$x_w = 0,28 \cdot 400 \cdot \frac{1000}{770^2} = 0,19.$$

Автотрансформатор:

$$x_{B\%} = 0,5(U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H});$$

$$x_{C\%} = 0,5(U_{K-B-C} + U_{KC-H} - U_{K-B-H});$$

$$x_{H\%} = 0,5(U_{K-B-H} + U_{KC-H} - U_{K-B-C});$$

$$x_B = \frac{x_{B\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{АТ.ном}}};$$

$$x_C = \frac{x_{C\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{АТ.ном}}};$$

$$x_H = \frac{x_{H\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{АТ.ном}}};$$

$$x_{B\%} = 0,5 \cdot (28 + 10 - 17) = 10,5 \%;$$

$$x_{C\%} = 0,5 \cdot (10 + 17 - 28) = -0,5 \% \approx 0;$$

$$x_{H\%} = 0,5 \cdot (28 + 17 - 10) = 17,5 \%;$$

$$x_{AT.B} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 333} = 0,105;$$

$$x_{AT.C} = 0;$$

$$x_{AT.H} = \frac{17,5}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 333} = 0,175.$$

Спростимо заступну схему електроустановки (рисунок 2.8).

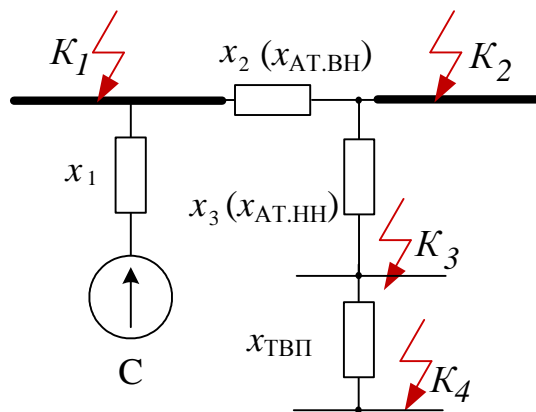


Рисунок 2.8 – Спрощена схема підстанції

$$x_1 = x_c + \frac{x_w}{2};$$

$$x_1 = 0,023 + 0,19/2 = 0,12;$$

$$x_2 = x_{AT.B}/2;$$

$$x_2 = 0,105/2 = 0,053;$$

$$x_3 = x_{AT.H}/2;$$

$$x_3 = 0,175/2 = 0,088.$$

Розрахуємо базовий струм для точок КЗ [12, 16]:

$$I_{\sigma i} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.23)$$

$$I_{\sigma i} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,75 \text{ (кА)};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{\delta 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ (кА)}.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ визначаємо за формулою:

$$I_{\text{по}} = \frac{E''}{X_{\text{рез}''}} \cdot I_{\delta}, \quad (2.24)$$

де $E'' = 1$ – ЕРС джерела живлення.

Складові струмів короткого замикання [12]:

$$\left. \begin{aligned} - \text{періодична: } I_{\text{пт}} &= \gamma_{\text{пт}} \cdot I_{\text{по}}; \\ - \text{аперіодична: } i_{\text{ат}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\tau/T_a}; \\ - \text{ударний струм: } i_y &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_y, \end{aligned} \right\} \quad (2.25)$$

де K_y – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ;

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{\text{ВВ}} + 0,01, \quad (2.26)$$

де $t_{\text{ВВ}}$ – власний час вимикання вимикача, с.

Визначимо струми КЗ спочатку під час роботи двох, потім одного автотрансформаторів зв'язку.

Точка К1:

$$I_{\text{по}} = \frac{E''}{X_1} \cdot I_{\delta 1};$$

$$I_{\text{по}} = \frac{1}{0,12} \cdot 0,75 = 6,25 \text{ кА}.$$

Точка К2:

$$x_4 = x_1 + x_2;$$

$$x_4 = 0,12 + 0,053 = 0,173;$$

$$x_5 = x_1 + x_{\text{АТ.В}};$$

$$x_5 = 0,12 + 0,105 = 0,225;$$

$$I_{\text{п,о}} = 1 \cdot 1,7 / 0,173 = 9,827 \text{ кА};$$

$$I'_{\text{п,о}} = 1 \cdot 2,51 / 0,225 = 7,556 \text{ кА}.$$

Точка К3:

$$x_6 = x_1 + x_2 + x_3;$$

$$x_6 = 0,12 + 0,053 + 0,088 = 0,261;$$

$$x_7 = x_1 + x_{\text{АТ.В}} + x_{\text{АТ.Н}};$$

$$x_7 = 0,12 + 0,105 + 0,175 = 0,4;$$

$$I_{\text{п,о}} = 1 \cdot 54,99 / 0,261 = 210,69 \text{ кА};$$

$$I'_{\text{п,о}} = 1 \cdot 54,99 / 0,4 = 137,475 \text{ кА}.$$

В колі ВРУ-10 кВ розрахункові струми К3 набувають великих значень, що ускладнює вибір комутаційної апаратури та струмоведучих частин. Для обмеження струмів К3 встановлюємо в коло НН АТЗ послідовно струмообмежувальний реактор типу РБ-10-400-0,35 УЗ: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$; $X_p = 0,35 \text{ Ом}$; $i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$; $I_T = 9,83 \text{ кА}$; $t_T = 8 \text{ с}$.

Перерахуємо значення струмів К3 з урахуванням опору реактора.

$$X_p = X_{p.\text{ном}} \cdot \frac{S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2}, \quad (2.26)$$

$$x_{\text{ср}} = 0,35 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 3,18;$$

$$x_6 = x_1 + x_2 + x_3 + x_p;$$

$$x_6 = 0,12 + 0,053 + 0,088 + 3,18 = 3,441;$$

$$x_7 = x_1 + x_{\text{АТ.ВН}} + x_{\text{АТ.НН}};$$

$$x_7 = 0,12 + 0,105 + 0,175 + 3,18 = 3,58;$$

$$I_{\text{п,о}} = 1 \cdot 54,99 / 3,441 = 15,981 \text{ кА};$$

$$I'_{п,о} = 1 \cdot 54,99 / 3,58 = 15,36 \text{ кА.}$$

Попередньо прийємо до встановлення такі вимикачі:

- ВРУ-750 кВ: 800-PM40 $t_{\text{ВВ}} = 0,02 \text{ с};$
- ВРУ-330 кВ: 362PMI40 $t_{\text{ВВ}} = 0,015 \text{ с};$
- ВРУ-10 кВ: ВРС-10 $t_{\text{ВВ}} = 0,035 \text{ с.}$

В таблиці 2.10 наведено дані для визначення складових струмів КЗ Результати розрахунків струмів КЗ зведені в табл. 2.11.

Таблиця 2.10 – Розрахункові дані для визначення складових струмів КЗ [12]

Точка КЗ	$\tau, \text{ с}$	$T_{a,c}$	$\gamma_{n,\tau}$	$e^{-\tau/Ta}$	K_y	Примітки
K_1	0,03	0,08	1	0,687	1,895	ВРУ-750 кВ
K_2	0,025	0,04	1	0,368	1,78	ВРУ-330 кВ
K_3	0,045	0,01	1	0,011	1,608	ВРУ-10 кВ

Таблиця 2.11 – Зведена таблиця струмів КЗ

Точка КЗ	$I_{п,о}$ кА	i_y кА	$i_{a,\tau}$ кА	$I_{n,\tau}$ кА	Примітка
K_1 ВРУ-750 кВ	6,250	16,747	6,074	6,250	2хАТ
	6,250	16,349	5,360	6,250	1хАТ
K_2 ВРУ-330 кВ	9,827	24,733	5,112	9,827	2хАТ
	7,556	19,017	2,816	7,556	1хАТ
K_3 ВРУ-10 кВ (за реактором)	15,981	36,336	0,251	15,981	2хАТ
	15,360	34,925	0,241	15,360	1хАТ

Точка К4

Виконаємо розрахунок струмів КЗ в мережі 0,4 кВ.

Результуючий опір кола КЗ до сторони ВН ТВП:

$$X_{C,ВН} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{п,о\Sigma}}; \quad (2.27)$$

$$X_{C,ВН} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 15,981} = 0,38 \text{ (Ом).}$$

Приведемо значення опору системи $X_{C,ВН}$ до сторони 0,4 кВ ТВП [19]:

$$x_{C\text{ НН}} = x_{C,ВН} \cdot 10^3 \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right)^2; \quad (2.28)$$

$$x_{C\text{ 0,4}} = 0,38 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,61 \text{ (МОм)}.$$

Опори ТВП [19]:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{T,НОМ}}{S_{T,НОМ}}; \quad (2.29)$$

$$r_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{T,НОМ}^2}{S_{T,НОМ}^2}; \quad (2.30)$$

$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}. \quad (2.31)$$

$$Z_{ТВП} = 10^4 \cdot \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{630} = 13,97 \text{ МОм};$$

$$r_{ТВП} = 10^6 \cdot \frac{7,3 \cdot 0,4^2}{630^2} = 2,94 \text{ МОм};$$

$$x_{ТВП} = \sqrt{13,97^2 - 2,94^2} = 13,657 \text{ МОм}.$$

Номинальний струм на стороні 0,4 кВ:

$$I_{НОМ} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 910 \text{ А}.$$

Зі сторони НН ТВП (0,4 кВ) встановлюємо шинопровід типу ШМА 73 [12]:

$$I_{НОМ} = 1600 \text{ (А)};$$

$$q = 2(90 \times 8) = 1440 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$r_{пит} = 0,031 \text{ (МОм/м)};$$

$$x_{пит} = 0,017 \text{ (МОм/м)}.$$

При розрахунку довжини шинопроводу $l = 15$ м:

$$r_{ш} = 0,031 \cdot 15 = 0,465 \text{ (мОм)};$$

$$x_{ш} = 0,017 \cdot 15 = 0,255 \text{ (мОм)}.$$

Результуючий опір до місця КЗ:

$$\left. \begin{aligned} r_{\Sigma} &= r_T + r_{ш}; \\ x_{\Sigma} &= x_{C0,4} + x_T + x_{ш}; \end{aligned} \right\} \quad (2.32)$$

$$r_{\Sigma} = 2,94 + 0,465 = 3,405 \text{ (мОм)};$$

$$x_{\Sigma} = 0,61 + 13,657 + 0,255 = 14,522 \text{ (мОм)}.$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{14,522^2 + 3,405^2} = 14,92 \text{ (мОм)}.$$

Максимальний струм трифазного металевого КЗ:

$$I_{K \max}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}}; \quad (2.33)$$

$$I_{K \max}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,92} = 15,48 \text{ (кА)}.$$

Мінімальний струм двофазного металевого КЗ:

$$I_{K \min}^{(2)} = 0,867 \cdot 15,48 = 13,42 \text{ (кА)}.$$

Мінімальний струм трифазного КЗ з врахуванням струмообмежуючої дії дуги в місці пошкодження:

$$I_{K.R}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{\text{пер}})^2}}, \quad (2.34)$$

де $R_{\text{пер}} = 15$ мОм – перехідний опір дуги.

$$I_{к.Р}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{14,522^2 + (3,405 + 15)^2}} = 9,85 \text{ (кА)}.$$

$$I_{к.Р}^{(2)} = 0,867 \cdot 5,29 = 4,586 \text{ (кА)}.$$

Середнє значення струму трифазного КЗ з врахуванням струмообмежуючої дії дуги [19]:

$$I_{к.ср}^{(3)} = K_H \cdot (I_{к.маx}^{(3)} + I_{к.Р}^{(3)})/2; \quad (2.35)$$

$$I_{к.ср}^{(3)} = \frac{1(15,48 + 9,85)}{2} = 12,665 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к.ср}^{(3)}; \quad (2.36)$$

$$i_y = 1,3 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,665 = 23,28 \text{ (кА)}.$$

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-750 кВ

Робочий максимальний струм:

$$I_{\max W} = \frac{P_{гр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.37)$$

$$I_{\max ATЗ} = 1,5 \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.38)$$

$$I_{\max W} = \frac{2000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,85} = 1811 \text{ (А)};$$

$$I_{\max ATЗ} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 333 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 1154 \text{ (А)}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{вим} + T_a), \quad (2.39)$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ [12]:

$$B_k = 6,25^2 \cdot (0,2 + 0,08) = 10,9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ - 330 кВ

Максимальний струм:

$$I_{\max W} = \frac{P_{гр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.40)$$

$$I_{\max АТЗ} = 1,5 \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.41)$$

$$I_{\max W} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 824,3 \text{ (А)};$$

$$I_{\max АТЗ} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 333 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 2621 \text{ (А)}.$$

$$B_k = 9,827^2 \cdot (0,2 + 0,04) = 23,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ-10 кВ

$$I_{\max W} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 216 \text{ (А)};$$

$$B_k = 15,981^2 \cdot (0,2 + 0,01) = 53,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

ВРУ-0,4 кВ

$$B_k = I_{к.ср.}^{(3)2} \cdot (t_{вим} + T_{а,ср}); \quad (2.42)$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с;

$T_{а,ср} = 0,03$ с – середній час затухання вільних струмів КЗ;

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{св}} + t_a; \quad (2.43)$$

де $t_{\text{св}}$ – витримка часу спрацювання струмової відсічки автомата, с;

t_a – час гасіння дуги в автоматі, с.

Приймаємо для установки автомат типу Е16 серії «Електрон». Для автомата Е16 [17]: $t_{\text{св}} = 0,25$ с; $t_a = 0,06$ с.

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 12,665^2 \cdot (0,31 + 0,03) = 54,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вибір автоматичного вимикача типу Е16:

$$U_{\text{а.ном}} = 660 \text{ В}; > U_{\text{уст}} = 380 \text{ В};$$

$$I_{\text{а.ном}} = 1000 \text{ А} > I_{\text{мах}} = 910 \text{ А};$$

$$\text{ГКС} = 84 \text{ кА} > i_y = 23,28 \text{ кА}.$$

2.8 Вибір комутаційних апаратів

Обираємо комутаційні апарати на підстанції. Вибір виконуємо за номінальною напругою, струмами обтяженого режиму. Перевіряємо обрані комутаційні апарати за вимикальною здатністю, на динамічну та термічну стійкість. Результати вибору наведені в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Вибір комутаційних апаратів

Розрахункові дані ВРУ-750 кВ	Каталожні дані	
	800-PM40 (ABB)	РП-750-1/3200УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 750 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 1811 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$
$I_{\text{н,т}} = 6,25 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{а,т}} = 6,074 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 = 25,46 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п,о}} = 6,25 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 16,747 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 10,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продовження таблиці 2.12

ВРУ-330 кВ	Каталожні дані	
	362PMI40 (ABB)	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$ $I_{max} = 2621 \text{ А}$ $I_{п,т} = 9,827 \text{ кА}$ $i_{а,т} = 5,112 \text{ кА}$ $I_{п,о} = 9,827 \text{ кА}$ $i_y = 24,733 \text{ кА}$ $B_k = 23,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3000 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,55 \cdot 40 = 31,1 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 2 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-10 кВ	Каталожні дані	
	ВРС-10	Комірка КРУ КУ10С
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 216 \text{ А}$ $I_{п,т} = 15,981 \text{ кА}$ $i_{а,т} = 0,251 \text{ кА}$ $I_{п,о} = 15,981 \text{ кА}$ $i_y = 36,336 \text{ кА}$ $B_k = 53,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 20 = 6,49 \text{ кА}$ $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $i_{дин} = 51 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-750 кВ.

а) збірні шини:

$$I_{max} = 1811 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 6,25 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 16,747 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Вибираємо чотири проводи марки АС 400/93 [13, 17]:

$$d = 29,1 \text{ мм}; I_{доп} = 900 \text{ А}; D = 10 \text{ м}.$$

Фази розташовані горизонтально, середня геометрична відстань між проводами:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (2.44)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 1000 = 1260 \text{ (см)}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\max} = 1811 \text{ (A)} < I_{\text{доп}} = 4 \cdot 900 = 3600 \text{ (A)}.$$

Перевірка проводу на коронування. Умова відсутності корони:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (2.45)$$

де E_0 – початкова критична напруженість електричного поля, кВ/см;

E – напруженість електричного поля біля поверхні проводу, кВ/см.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.46)$$

де $m = 0,82$ – коефіцієнт жорсткуватості проводів;

r_0 – радіус проводу, см.

$$E = \kappa \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.47)$$

де U_{\max} – максимальна напруга установки;

$r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів, см;

n – кількість проводів у фазі, шт.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,445}} \right) = 31 \text{ (кВ/см)}.$$

$$U_{\max} = 1,05 \cdot 750 = 787 \text{ (кВ)};$$

При кількості проводів у фазі $n = 4$:

$$\left. \begin{aligned} \kappa &= 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{r_0}{a}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^3}, \end{aligned} \right\} \quad (2.48)$$

де $a = 40$ см – відстань між проводами в розщепленій фазі.

$$\kappa = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{1,445}{40} = 1,153;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 1,445 \cdot 40^3} = 19 \text{ (см)};$$

$$E = 1,153 \cdot \frac{0,354 \cdot 787}{4 \cdot 1,445 \cdot \lg \frac{1260}{19}} = 30,54 \text{ (кВ/см)}.$$

$$1,07 \cdot 30,54 = 32,68 \text{ (кВ/см)} > 0,9 \cdot 31 = 27,9 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова не виконується. Встановлюємо чотири проводи марки АС 500/204 [13]: $d = 34,5$ мм; $I_{\text{доп}} = 970$ А. Приймаємо $D = 11,5$ м.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,725}} \right) = 30,5 \text{ (кВ/см)};$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 1150 = 1449 \text{ (см)}$$

$$\kappa = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{1,725}{40} = 1,182;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 1,725 \cdot 40^3} = 19,86 \text{ (см)};$$

$$E = 1,182 \cdot \frac{0,354 \cdot 787}{4 \cdot 1,725 \cdot \lg \frac{1449}{19,86}} = 25,617 \text{ (кВ/см)}.$$

$$1,07 \cdot 25,617 = 27,41 \text{ (кВ/см)} < 0,9 \cdot 30,5 = 27,45 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

б) відгалуження до АТЗ:

Економічний переріз

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}, \quad (2.49)$$

де $j_{\text{ек}}$ – економічна густина струму. А/мм²;

$I_{\text{норм}}$ – струм нормального режиму, А.

$$q_{\text{ек}} = \frac{1154}{1,5 \cdot 1} = 770 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

За умовою відсутності коронування приймаємо чотири проводи марки АС 500/204.

ВРУ-330 кВ

а) збірні шини.

$$I_{\text{мах}} = 824,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{п,о}} = 9,827 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 24,733 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо два проводи марки АС 300/66:

$$d = 24,5 \text{ мм}; I_{\text{доп}} = 680 \text{ А}; D = 450 \text{ см}; a = 40 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{мах}} = 824,3 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 2 \cdot 610 = 1220 \text{ А}.$$

Перевірка за умовою відсутності коронування [12, 16]:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{1,225}) = 31,6 \text{ кВ/см};$$

– напруженість електричного поля поблизу проводу:

При кількості проводів у фазі $n = 2$:

$$\left. \begin{aligned} K &= 1 + 2 \cdot r_0 / a; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt{r_0 \cdot a}; \end{aligned} \right\} \quad (2.50)$$

$$K = 1 + 2 \cdot 1,225 / 40 = 1,06;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,225 \cdot 40^2} = 7 \text{ см};$$

$$E = 1,06 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{3 \cdot 1,225 \cdot \lg \frac{450}{7}} = 27,8 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова перевірки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (2.51)$$

$$1,07 \cdot 27,8 = 29,7 \text{ кВ/см} > 0,9 \cdot 31,6 = 28,414 \text{ кВ/см.}$$

Умова не виконується.

Встановлюємо два проводи марки АС 300/204:

$$d = 29,2 \text{ мм}; I_{\text{доп}} = 720 \text{ А.}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{1,46}) = 31 \text{ кВ/см};$$

$$K = 1 + 2 \cdot 1,46 / 40 = 1,073;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,46 \cdot 40^2} = 7,64 \text{ см};$$

$$E = 1,073 \cdot (0,354 \cdot 347) / (2 \cdot 1,46 \cdot \lg(1,26 \cdot 450 / 7,64)) = 24,1 \text{ кВ/см.}$$

$$E = 1,073 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{3 \cdot 1,46 \cdot \lg \frac{450}{7,64}} = 24,1 \text{ (кВ/см)}$$

$$1,07 \cdot 24,1 = 25,8 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31 = 27,9 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується.

б) відгалуження до АТ.

Економічний переріз проводу:

$$q_{\text{ек}} = 2621 / 1,5 \cdot 1 = 1747 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо три проводи марки АС 600/72: $d = 33,2 \text{ мм}; I_{\text{доп}} = 1050 \text{ (А)}$.

ВРУ-10 кВ

а) збірні шини:

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10/1600-51У1:

$$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{мах}} = 216 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 36,336 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА.}$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{\max} = 910 \text{ A}; I_{\Pi,0} = 12,665 \text{ кА} < 20 \text{ кА}; i_y = 23,28 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

$$B_k = 54,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; T_{\max} = 4500 \text{ год}; v_0 = +30^0 \text{С}; K_2 = 0,94.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА 73 [12]:

$$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ A}; > I_{\max} = 910 \text{ A};$$

$$q = 2(90 \cdot 8) = 1440 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}; \quad (2.52)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{54,5 \cdot 10^6}}{90} = 82 \text{ мм}^2 < q = 1440 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість.

Фази розташовуємо горизонтально, відстань між фазами: $a = 0,3 \text{ м}$, шини на ізоляторах встановлюємо плазом.

Момент інерції та опору [12]:

$$I = h \cdot \frac{b^3}{6}; \quad (2.53)$$

$$I = \frac{0,8 \cdot 9^3}{6} = 97,2 \text{ см}^4;$$

Довжина прогону між ізоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{I}; \quad (2.54)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{97,2}{14,4}} = 2,25 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 1,5 \text{ м}.$$

Приймаємо $l = 1,5 \text{ м}$.

Визначаємо силу взаємодії між полосами [12]:

$$f_n = \frac{K_\phi \cdot i_y^2}{4b} \cdot 10^{-1}; \quad (2.55)$$

$$f_n = \frac{0,36 \cdot 23,28^2}{4 \cdot 0,008} \cdot 10^{-1} = 610 \text{ Н/м};$$

Напруженість в матеріалі полоси:

$$\sigma_{\Pi} = \frac{f_{\Pi} \cdot l_{\Pi}^2}{12 \cdot W_{\Pi}}, \quad (2.56)$$

де l_{Π} – відстань між прокладками в прогоні;

$$W_{\Pi} = \frac{b^2 \cdot h}{6}; \quad (2.57)$$

$$W_{\Pi} = \frac{0,8^2 \cdot 9}{6} = 0,96 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\Pi} = \frac{610 \cdot 0,75^2}{12 \cdot 0,96} = 29,8 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\Pi} = 29,8 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}.$$

2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

Обираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-750 кВ. Згідно [16] в колі встановлюються такі прилади:

- амперметр;
- ватметр;
- варметр;
- лічильник активної енергії;
- лічильник реактивної енергії.

Приймаємо трансформатор струму типу IBM-800. Параметри трансформатора наведені в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Розрахункові дані та номінальні параметри трансформатора струму типу IBM-800

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 750 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 750 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1811 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_y = 16,747 \text{ кА}$	$i_{дин} = 170 \text{ кА}$
$B_k = 10,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 5,74 \text{ Ом}$	$r_{2ном} = 20 \text{ Ом}$

Примітки: а) $I_{2ном} = 1 \text{ А}$;

б) 0,2/10P;

в) схема з'єднання обмоток ТС: повна зірка;

г) розрахункова довжина з'єднувальних кабелів $l_{розр} = 175 \text{ м}$.

Таблиця 2.14 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фази		
		А	В	С
Амперметр	Е-379	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-350	0,5	–	0,5
Варметр	Д-350	0,5	–	0,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	–	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	–	1,0
Лічильник активної енергії	СЕ300	0,1	–	0,1
РАЗОМ:		3,6	0,5	3,6

Визначаємо сумарний опір приладів [12]:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2ном}^2}; \quad (2.58)$$

$$r_{\text{прил}} = \frac{3,6}{1^2} = 3,6 \text{ Ом.}$$

Максимальний опір з'єднувальних контрольних кабелів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.59)$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 3,6 - 0,1 = 16,3 \text{ Ом.}$$

Розрахунковий переріз кабелів:

$$Q_{\text{розр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}}; \quad (2.60)$$

$$Q_{\text{розр}} = \frac{0,0175 \cdot 175}{16,3} = 0,19 \text{ мм}^2.$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки КРВГ з мідними жилами перерізом $1,5 \text{ мм}^2$.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = \frac{0,0175 \cdot 175}{1,5} + 3,6 + 0,1 = 5,74 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом.}$$

Обираємо до встановлення трансформатор напруги типу SVS 800 [17]:

$$U_{1\text{ном}} = 750000/\sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{ном}} = 100/\sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В}; S_{2\text{ном}} = 300 \text{ В} \cdot \text{А.}$$

Вторинне навантаження (таблиця 2.15):

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{31,8^2 + 8,96^2} = 33 \text{ ВА} < S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 300 = 900 \text{ ВА.}$$

Для з'єднання ТН з приладами обираємо мідний контрольний кабель марки КРВГ з номінальним перерізом жили $1,5 \text{ мм}^2$.

Для інших приєднань на підстанції розрахунки виконуємо аналогічно, а результати розрахунків зводимо у таблицю 2.16.

Таблиця 2.15 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{обм},$ В·А	$n_{обм},$ шт.	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{прил},$ шт.	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, ВА
Ватметр	Д-350	2,0	2	1	0	1	4	–
Варметр	Д-350	2,0	2	1	0	1	4	–
Датчик активної потужності	Е-829	10	–	1	0	1	10	–
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	–	1	0	1	10	–
Лічильник активної енергії	СЕ300	9	2	–	–	1	0,8	8,96
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	–	1	0	1	3	–
Разом:							31,8	8,96

Таблиця 2.16 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
ВРУ-750 кВ	ІВМ-800 (АВВ)	SVS-800
ВРУ-330 кВ	ІВМ-362	SVS-362
РУ-10 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-10У3
Автотрансформатор:		
- сторона ВН	ТВТ750-І-2000/1	–
- сторона СН	ТВТ330-І-2000/1	–
- сторона НН	ТШЛ-10	–
РУВП-0,4 кВ	ТК-40	–
Трансформатор власних потреб:		
- сторона ВН	ТШЛ-10	–
- сторона НН	ТК-40	НТС-0,5У3

2.11 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від комутаційних та атмосферних перенапруг встановлюємо обмежувачі перенапруг [13]:

- на ЛЕП-750 кВ:	ОПН-750У1
- на ЛЕП-330 кВ:	ОПН-330У1
- на ЛЕП-10 кВ:	ОПН-10У1
- на стороні ВН автотрансформатора:	ОПН-750У1
- на стороні СН автотрансформатора:	ОПН-330У1
- на стороні НН автотрансформатора:	ОПН-10У1
- на стороні НН ТВП	ОПН-1У1

Для забезпечення нормальної роботи релейного захисту, автоматики та зв'язку встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі:

а) 750 кВ	ВЗ-2000-0,5У1
б) 330 кВ	ВЗ-1250-0,5У1

На лініях 750 кВ встановлюємо шунтові реактори типу РОДЦ-110000/750 У1.

2.12 Вибір акумуляторної батареї

На підстанції використовується постійний оперативний струм. На ПС з постійним оперативним струмом рекомендується використовувати змінний оперативний струм на панелях щитів власних потреб, а також для компресорних, насосних та інших допоміжних пристроїв. Напруга оперативного змінного струму для цих пристроїв 220 В, а в окремих випадках допускається живлення оперативних кіл змінною напругою 380 В [12].

Розрізняють три групи споживачів постійного оперативного струму на підстанції:

1. Споживачі, які вмикаються довготривало; до них відносяться різні реле, які постійно обтікаються струмом; характеризуються довготривалим струмом.

2. Споживачі, які підключаються короткочасно при зникненні змінної напруги тривалістю до 0,5 години; до них відносяться лампи аварійного освітлення, резервні пристрої зв'язку, масляні насоси та інші; характеризуються аварійним струмом.

3. Споживачі, які підключені короткочасно, з поштовхом струму тривалістю до 5с; до них відносяться електромагнітні приводи різних вимикачів; характеризуються струмом поштовху.

Роботу всіх груп споживачів постійного оперативного струму ПС забезпечують установки постійного струму (акумуляторні батареї). На ПС використовують кислотні АБ типів СК або СН. Номінальна напруга кислотного акумулятора дорівнює 2В.

Зазвичай АБ на підстанції працює в режимі постійного підзаряду, як правило, на напрузі 220 В, при стабільній напрузі 2,15 В на елемент, без елементного комутатора, без періодичних тренувальних розрядів та перезарядів.

АБ працює паралельно з агрегатом випрямлювача в нормальному та аварійному режимах. Нормальний режим роботи АБ здійснюється при наявності на шині власних потреб ПС змінного струму. При цьому все довготривале навантаження постійного струму живиться від під зарядного агрегату випрямлювача. В цей час АБ не розряджається та споживає невеликий струм з мережі змінного струму тільки для компенсації саморозряду.

При спрацюванні електромагнітних приводів вимикачів АБ приймає на себе живлення цих короткочасних, до 5 с, навантажень, так як агрегат випрямляча такі навантаження не зможе забезпечити. В аварійному режимі (в режимі розряда) АБ працює при вимкненому під зарядному агрегаті в результаті зникнення змінного струму. При цьому АБ живить споживачів постійного струму та забезпечує можливість вмикання та аварійного вимикання будь-якого вимикача або групи вимикачів.

Розрахункова тривалість аварійного режиму для всіх споживачів постійного струму ПС, крім засобів зв'язку та телемеханіки, складає 0,5 год; для пристроїв зв'язку та телемеханіки від 1 год. до 2 годин.

Загальне число елементів АБ залежно від струмів електромагнітів вмикачів, які вмикаються, та умов забезпечення необхідної напруги повинно прийматися рівним 108, 128 та 140. При виборі АБ перевагу віддають схемі з числом елементів 108, так як вона проста та зручна в експлуатації і дозволяє відмовитися від використання баластного опору, який регулюється.

Для вмикання на паралельну роботу з АБ, її підзаряду та заряду використовуються напівпровідникові випрямлювальні агрегати з автоматичною стабілізацією напруги та струму. Як зарядно-підзарядний пристрій використовується випрямлювальний агрегат типу ВА3П-380/260-40/80. Він забезпечує постійний підзаряд АБ з елементів СК та СН до 20-го номера включно, їх дозаряд, заряд та живлення тривалого навантаження постійного струму в об'ємі, який зустрічається на ПС.

При більш великих струмах навантаження вмикають паралельно два агрегати. Для АБ напругою 220 В, що використовуються на ПС, встановлюються два агрегати – робочий та резервний. В режимі заряду АБ вмикаються на паралельну роботу. Розрахункові струми роботи випрямлювального агрегату для різних режимів роботи АБ розраховуються так [12]:

- а) постійного підзаряду: $I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N$;
 б) дозаряду: $I_{\text{пост}} + 0,3 \cdot N$; (2.50)
 в) заряду: $I_{\text{пост}} + 2 \cdot N$;

де $I_{\text{пост}}$ – тривалий струм навантаження на АБ, А;

N – взятий номер АБ.

Типовий номер батареї:

$$N \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}}/j, \quad (2.61)$$

де $I_{\text{ав}}$ – струм аварійного режиму (таблиця 2.17), А;

$j - 25 \text{ A/N}$ – коефіцієнт для проведення $I_{ав}$ до першого номера акумулятора при температурі електроліту 25°C .

$$N = 1,05 \cdot 85 / 25 = 3,57.$$

Таблиця 2.17 – Розрахункові струми акумуляторної батареї

Найменування	Електроприймачі					$I_{ав},$ А	$I_{пошт},$ А
	Кільк., шт	$P_{ном},$ кВт	$I_{ном},$ А	$I_{розр},$ А	$I_{пуск},$ А		
Постійне навантаження	-	-	-	15	-	15	15
Аварійне навантаження	-	-	-	40	-	40	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	100
Разом:						85	115

Перевіряємо номер АБ за максимальним струмом поштової:

$$N \geq I_{пошт} / 46; \quad (2.62)$$

$$N = 115 / 46 = 2,5.$$

Приймаємо типорозмір $N = 4$.

Перевіряємо відхилення напруги при максимальному струмі поштової:

$$j_{п} = I_{пошт} / N; \quad (2.63)$$

$$j_{п} = 115 / 4 = 28,7 \text{ A/N}.$$

З [12] визначаємо, що напруга на приводах вимикачів складає при втраті напруги в кабелі 5% - 85%, що більше допустимого значення (80%).

Розрахункові струми роботи зарядно-підзарядного агрегату ВА3П-380/260-40/80.

$$I_{пз} = 15 + 0,15 \cdot 4 = 15,6 \text{ A};$$

$$I_{дз} = 15 + 0,3 \cdot 4 = 16,2 \text{ A};$$

$$I_3 = 15 + 2 \cdot 4 = 23 \text{ A.}$$

На рисунку 2.9 наведено схему установки постійного струму підстанції.

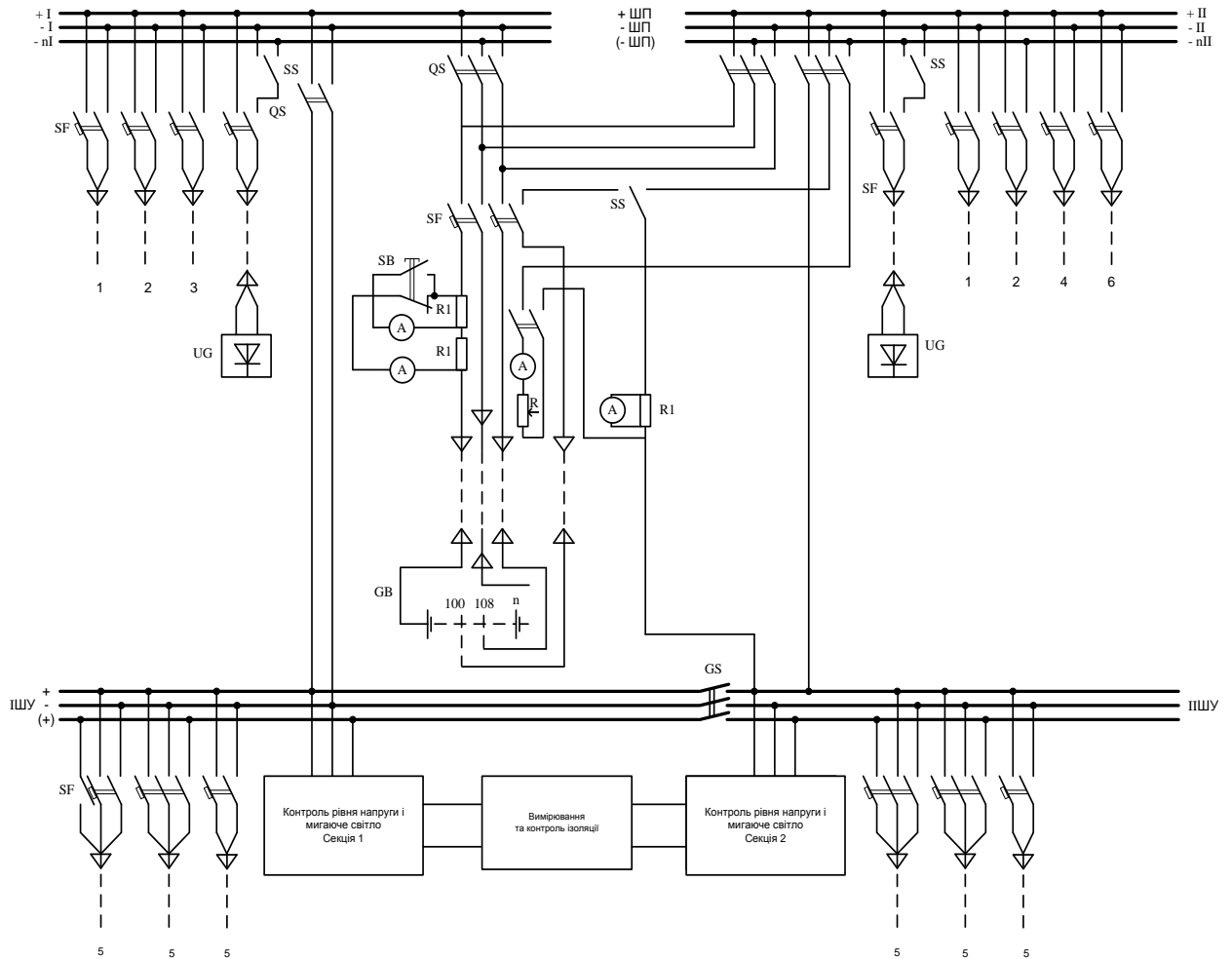


Рисунок 2.9 – Схема установки постійного струму підстанції

3 РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ

3.1 Вимоги до заземлювальних пристроїв

В будь-яких частинах системи, в тому числі й у межах підстанцій, можливі замикання на землю. Від місця пошкодження струм повертається до джерел енергії різними шляхами – частково по провідникам, частково через землю. У місці переходу струму в землю, якщо не передбачені особливі пристрої для проведення струму в ґрунт, виникають значні потенціали й градієнти напруги на поверхні землі, небезпечні для людей, які знаходяться поблизу. Зумовлено це великим питомим опором землі, що перевищує питомий опір провідникових матеріалів. Для усунення цієї небезпеки на електростанціях, підстанціях, лініях електропередачі передбачають заземлювальні пристрої (ЗП), які знижують потенціали й градієнти напруги до допустимих значень [13, 20].

Основною складовою заземлювального пристрою є заземлювач, що являє собою систему неізолюваних провідників, які знаходяться в контакті з землею, і призначений для проведення струму в землю. Контурний провідник заземлювача повинен охоплювати установку в цілому, наприклад, на підстанціях – головний корпус, допоміжні споруди та розподільні установки. На майданчику відкритої розподільної установки уздовж рядів устаткування, що підлягає заземленню, укладають провідники в землю на глибині близько 0,5 м, також передбачають провідники в поперечному напрямку. Таким чином утворюється сітка з квадратними або прямокутними комірками. Сітку доповнюють деяким числом вертикальних провідників, що занурюються в землю на глибину від 10 до 30 м і розташовуються по периферії сітки (рис. 3.2). До сітки приєднують предмети, що підлягають заземленню, за допомогою коротких провідників, які зветься спусками. За такої конструкції заземлювача забезпечується обмеження потенціалів і градієнтів напруги в

зоні розповсюдження струму, відповідно безпека для людей, що обслуговують установку та знаходяться поблизу неї.

Заземлювач, спеціально виконаний для проведення в землю розрахункового струму протягом певного часу, прийнято називати *основним заземлювачем* на відміну від *допоміжних (природних) заземлювачів* – металевих предметів будь-якого призначення, так чи інакше з'єднаних із землею, наприклад, сталевих каркасів будівель, арматури залізобетонних основ, труб будь-якого призначення, частини гідротехнічних споруд тощо. Використання допоміжних заземлювачів економічно доцільно, оскільки вони зменшують опір заземлювального пристрою в цілому [13].

До основного заземлювача приєднують:

1. допоміжні заземлювачі;
2. нейтралі генераторів, трансформаторів, що підлягають заземленню відповідно до прийнятої системи робочого заземлення;
3. розрядники, обмежувачі перенапруг та блискавковідводи;
4. металеві частини електричного обладнання, які в нормальному режимі не знаходяться під напругою, але можуть опинитися під напругою при пошкодженні ізоляції, наприклад, основи і кожухи електричних машин, трансформаторів, апаратів, струмопроводів, металеві конструкції РУ, огорожі тощо.;
5. вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів, нейтралі обмоток 380/220 В силових трансформаторів.

Заземлення, яке забезпечує безпеку людей, називається *захисним* заземленням.

З'єднання з землею точок електромережі, зазвичай нейтралей обмоток трансформаторів, з метою зниження комутаційних втрат, зниження рівня ізоляції трансформаторів, спрощення релейного захисту від замикання на землю, підвищення надійності мережі називається *робочим* заземленням [16].

Заземлення, до якого приєднують розрядники, обмежувачі перенапруг та блискавковідводи називають *грозозахисним* заземленням [13, 16].

Схема заземлювача і його розміри зазвичай визначаються потребами безпеки. Робоче і грозозахисне заземлення, як правило, не потребує додаткових вимог до заземлювача.

Опір розтікання заземлювачів R_3 для різних установок повинен бути не більшим за наступні значення :

- для приєднань нейтралей генераторів та трансформаторів напругою 660/380 В – 2 Ом;
- напругою 380/220 В – 4 Ом;
- напругою 220/127 В – 8 Ом.

При цьому опір розтікання штучних заземлювачів, які під'єднуються до пристроїв, повинен бути не менше 15 Ом для установок 660/380 в; 30 Ом для установок 380/220 В та 60 Ом для установок 220/127 В. Якщо питомий опір ґрунту ρ перевищує 100 Ом·м, то допускається вказані норми збільшити в $\rho/100$ раз (але не більше ніж у 10 раз).

Для електроустановок вище 1000 В зі струмами замикання на землю $I_3 \leq 500$ А: $R_3 \leq 250 / I_3$, Ом; коли ЗП використовується одночасно для установок напругою до 1000В: $R_3 \leq 125 / I_3$ Ом.

Для електроустановок напругою вище 1000 В зі струмами замикання на землю $I_3 \geq 500$ А : $R_3 \leq 0,5$ Ом.

Для заземлення опор ЛЕП вище 1000 В при питомому опорі ґрунту:

- | | |
|--------------------------------|----------------|
| а) $\rho \leq 1000$ Ом·м | $R_3 = 10$ Ом; |
| б) $100 < \rho \leq 500$ Ом·м | $R_3 = 15$ Ом; |
| в) $500 < \rho \leq 1000$ Ом·м | $R_3 = 20$ Ом; |
| г) $\rho > 1000$ Ом·м | $R_3 = 30$ Ом. |

Для заземлення металевих та залізобетонних опор ЛЕП напругою до 1000 В: $R_3 = 50$ Ом.

Якщо в установках вище 1000 В з глухозаземленими нейтраліями електробезпека забезпечується нормами на напругу дотику, то допустима напруга визначається тривалістю її дії [13, 16]:

Тривалість дії, с	0,1	0,2	0,5	0,7	1	1-3
Найбільша допустима напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65

В цьому випадку обмежується також і напруга ЗП: $U_3 \leq 10$ кВ.

Напруга U_3 , кВ, визначається за формулою [16]:

$$U_3 = K_c \cdot R_3 \cdot I_{3, \text{розр.}} \quad (3.1)$$

де K_c – сезонний коефіцієнт опору заземлювача;

R_3 – вимірне значення опору ЗП, Ом;

$I_{3, \text{розр.}}$ – розрахунковий струм замикання на землю, кА.

Лише в надзвичайних випадках може бути допустима напруга більше 10 кВ, але при цьому повинні прийматися міри, які запобігають винесенню потенціалу за межі електроустановки.

Елементи ЗП не повинні бути пофарбовані. Підземна частина ЗП повинна мати зв'язок з надземною частиною не менше ніж в двох місцях.

Контроль за станом заземлення складається з [13, 20]:

- періодичного вимірювання опору ЗП через рік після прийомки та один раз в 6 років в подальший термін експлуатації;
- вибіркового відкриття ґрунту для огляду елементів ЗП та одночасного вимірювання опору;
- перевірок відсутності пошкоджень та незадовільних контактів;
- перевірки надійності приєднань мережі заземлення до природних заземлювачів.

3.2 Монтаж заземлювальних пристроїв

Монтаж заземлювальних пристроїв (ЗП) складається з наступних операцій:

- підготовки земляної траншеї;
- установки заземлювачів (вертикальних і горизонтальних) і з'єднання їх між собою;

- прокладки заземлювальних провідників;
- з'єднань заземлювальних провідників з заземлювачами і заземлюють частинами обладнання.

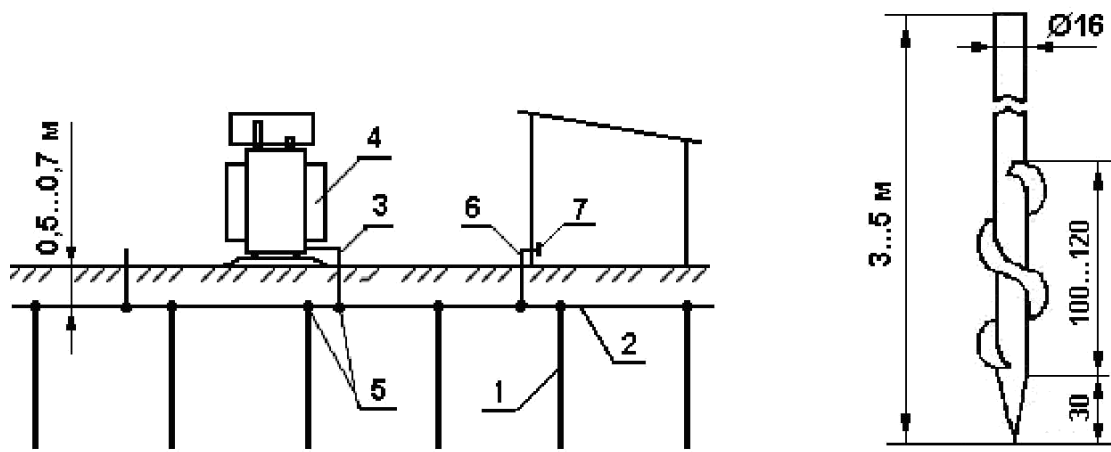
В якості заземлювачів використовуються, в першу чергу, природні заземлювачі: залізобетонні фундаменти будівель і споруд, металеві труби водопроводу, металеві оболонки броньованих кабелів, прокладених у землі. Не допускається використовувати в якості природних заземлювачів трубопроводи горючих рідин і газів, трубопроводи каналізації, алюмінієві оболонки кабелів.

При недостатньому опорі природних заземлювачів встановлюють штучні заземлювачі (рис. 3.1, а). З цією метою по периметру об'єкта (підстанції) риється траншея глибиною 0,7 – 0,8 м. У дно траншеї заглиблюються вертикальні заземлювачі (електроди) довжиною 3 – 5 м, в якості яких використовується сталевий прокат:

- круглий діаметром не менше 16 мм;
- трубний діаметром не менше 32 мм;
- кутовий перерізом не менше 100 мм².

Заглиблення електродів в ґрунт виконується ударним способом, вдавненням або вкручуванням. Для вкручування застосовується електрозаглиблювач - дріль з редуктором, що знижує частоту обертання нижче 100 об/хв і відповідно збільшує крутний момент на вкручуваному електроді. Нижньому кінцю електродів надається форма бурава (рис. 3.1, б).

Після заглиблення в ґрунт верхні кінці електродів, що виступають на 150 ... 200 мм над дном траншеї, з'єднуються між собою горизонтальними заземлювачами. В якості горизонтальних заземлювачів використовується, як правило, смугова сталь перетином не менше 100 мм² або сталевий дріт діаметром не менше 10 мм.



а)

б)

1 – заземлювач вертикальний (електрод); 2 – заземлювач горизонтальний 3 – заземлювальний провідник; 4 – металеві частини обладнання, що підлягають заземленню; 5 – місця зварювання; 6 – введення заземлювальних провідників в будівлю; 7 – заземлювальна шина

Рисунок 3.1 – Принципова схема ЗП (а) і вертикальний заземлювач, підготовлений до заглиблення вкручуванням (б)

Всі з'єднання вертикальних і горизонтальних заземлювачів у ВРУ виконуються зварюванням. Місця зварювання покривають бітумним лаком. При високій корозійній активності ґрунту по відношенню до сталі в якості штучних заземлювачів використовується оцинкований сталевий прокат.

Кожна металева частина електроустановки, що підлягає заземленню, приєднується до заземлювачів за допомогою окремого заземлювального провідника. Послідовне з'єднання двох і більше елементів електроустановки одним заземлювальним провідником не допускається.

Приєднання заземлювальних провідників до заземлювачів виконується зварюванням, а до металевих частин обладнання, як правило, за допомогою болтового з'єднання (для забезпечення можливості проведення вимірювань).

Після закінчення монтажу ЗП складається акт прихованих робіт із зазначенням прив'язки ЗП до стаціонарних орієнтирів. Траншея засипається ґрунтом і утрамбовується.

Заземлення обладнання, що знаходиться всередині будівель, виконується приєднанням цього обладнання за допомогою заземлювальних провідників до заземлювальної шини. Ця шина повинна бути з'єднана з зовнішнім контуром заземлення не менше ніж двома заземлювальними провідниками в різних точках.

Заземлювальна шина кріпиться безпосередньо до стін будівель і споруд за допомогою дюбелів і будівельно-монтажного пістолета. Кріплення виконується на висоті 0,4 – 0,6 м від рівня підлоги через кожні 1,5 м.

З'єднання окремих смуг заземлюючої шини виконуються зварюванням внахлест. Довжина нахлеста повинна бути не менше подвійної ширини шини.

Після монтажу всі відкрито прокладені елементи ЗП фарбуються чергуючими поздовжніми або поперечними смугами жовтого і зеленого кольору.

Поздовжні заземлювачі повинні бути прокладено вздовж рядів електрообладнання зі сторони обслуговування на глибині 0,5–0,7 м та на відстані 0,8–1,0 м від фундаменту або підвалин обладнання до 1,5 м з прокладанням одного заземлювача для двох рядів обладнання, якщо сторони обслуговування спрямовані одна до одної, а відстань між фундаментами або підвалинами двох рядів не перевищує 3,0 м.

Поперечні заземлювачі прокладають в зручних місцях поміж обладнання на глибині 0,5–0,7 м. Відстань між ними рекомендується збільшувати від периферії до центру заземлюючої сітки. При цьому перші, починаючи від периферії, та наступні відстані не повинні перевищувати відповідно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0 та 20,0 м [13]. Розміри комірок заземлювальної сітки, котрі примикають до місць приєднання нейтралей силових трансформаторів та короткозамикачів до ЗП, не повинні перевищувати 6×6 м.

Горизонтальні заземлювачі слід прокладати по краю території ЗП, так, щоб вони сукупно створювали замкнений контур. Якщо контур ЗП розташовується в межах зовнішньої огорожі електроустановки, то біля входів та в'їздів та її територію потрібно вирівнювати потенціал шляхом установки двох вертикальних заземлювачів біля зовнішнього горизонтального зазем-

лювача напроти входів та входів та в'їздів. Довжина вертикальних заземлювачів повинна бути 3–5 м, а відстань між ними рівнятися ширині входу чи в'їзду.

3.3 Розрахунок заземлювальних пристроїв відкритих розподільних установок підстанції

ЗП в мережах з глухозаземленими нейтралями повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання [13, 16].

Опір штучного заземлювача:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (3.2)$$

де $\rho_{екв}$ – еквівалентний питомий опір ґрунту, Ом·м;

A – функція відношення $\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$;

L_r, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

S – площа заземлювального пристрою, м²;

h – товщина верхнього шару ґрунту, м;

t – глибина закладена горизонтальних заземлювачів, м;

l_B – довжина вертикальних заземлювачів, м.

$$\left. \begin{aligned} A &= 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \\ A &= 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \end{aligned} \right\} \quad (3.3)$$

За допомогою таблиці 7.6 [16] визначається $\rho_{\text{екв}}$, для чого потрібно зна-
ти параметри $\rho_1, \rho_2, (h-t)/l_B, \rho_1/\rho_2$, та a/l_B ,

де ρ_1, ρ_2 – питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту, Ом·м;

a – середня відстань між вертикальними заземлювачами, м.

$$a = p/n_B, \quad (3.4)$$

де p – периметр контура заземлення, м;

n_B – кількість вертикальних заземлювачів, шт.

Параметри ґрунту на підстанції:

Ґрунт – супісок; склад двошаровий; вологість нормальна; кліматична
зона – III.

3.3.1 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ наведено на рис. 3.2.

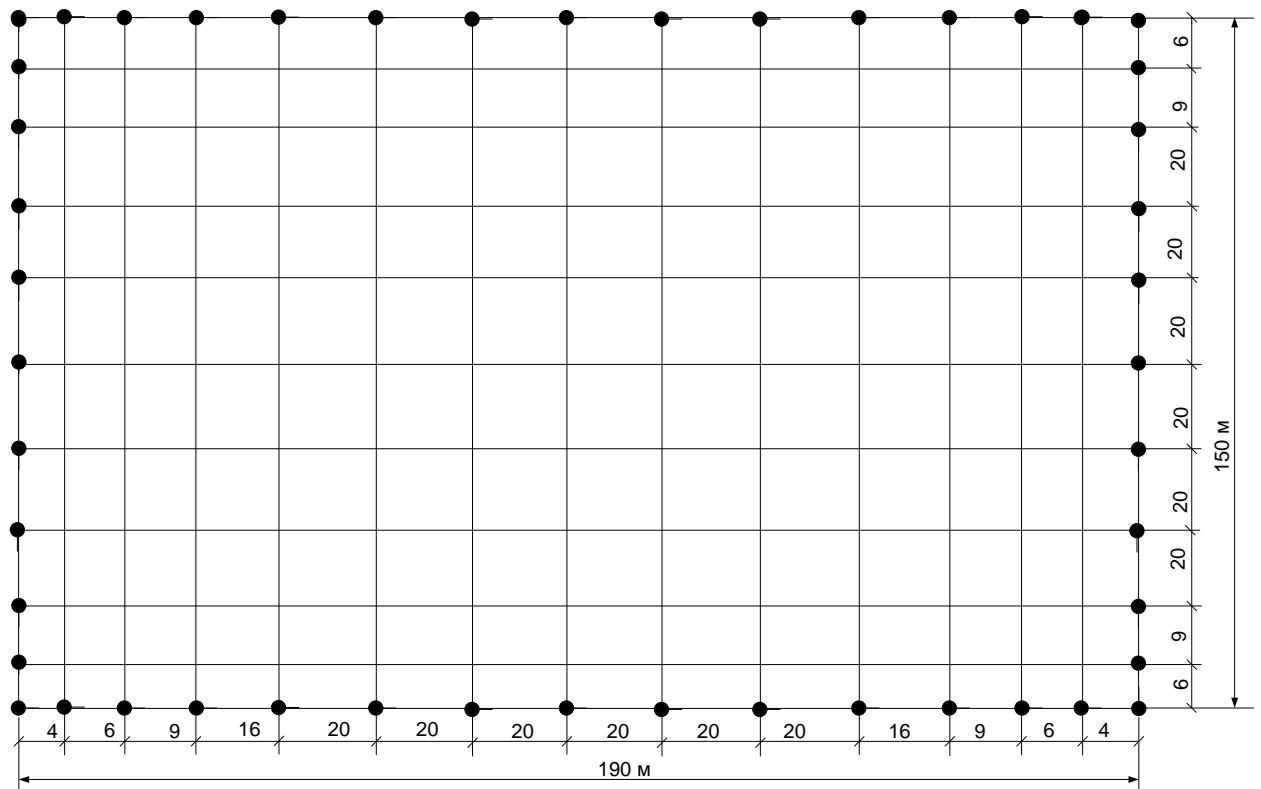


Рисунок 3.2 – План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

Вихідні дані для розрахунку ЗП ВРУ-750 кВ:

- площа ЗП: $S = (190 \times 150) = 28500 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 160 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 48 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 3,5 \text{ м}$.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (190 + 150) / 48 = 14,2 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 800 / 160 = 5;$$

$$a / l_B = 14,2 / 3,5 = 4,05;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{28500} = 169 \text{ (м)};$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{3,5 + 0,6}{169} = 0,02 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,02 = 0,427;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,6}{3,5} = 0,4.$$

$$L_T + L_B = (190 \cdot 10 + 150 \cdot 15) + 3,5 \cdot 48 = 4318 \text{ м}.$$

З таблиці 7.6 [16] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}} / \rho_2 = 1,83$.

$$\rho_{\text{екв}} = 1,83 \cdot 160 = 293 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{шт}} = 0,427 \cdot \frac{293}{169} + \frac{293}{4318} = 0,808 \text{ (Ом)} > R_{\text{доп}} = 0,5 \text{ (Ом)}.$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо ЗП до штучного заземлювача природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{п1} = 1,1 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{п2} = 1,2 \text{ Ом}$.

Перерахуємо опір заземлювального пристрою:

$$R'_3 = \frac{R_{ш} \cdot R_{п1} \cdot R_{п2}}{R_{ш} \cdot R_{п1} + R_{ш} \cdot R_{п2} + R_{п1} \cdot R_{п2}};$$

$$R'_3 = \frac{0,808 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{0,808 \cdot 1,1 + 0,808 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,34 \text{ (Ом)} < R_{доп} = 0,5 \text{ (Ом)}.$$

3.3.2 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ наведено на рис. 3.3.

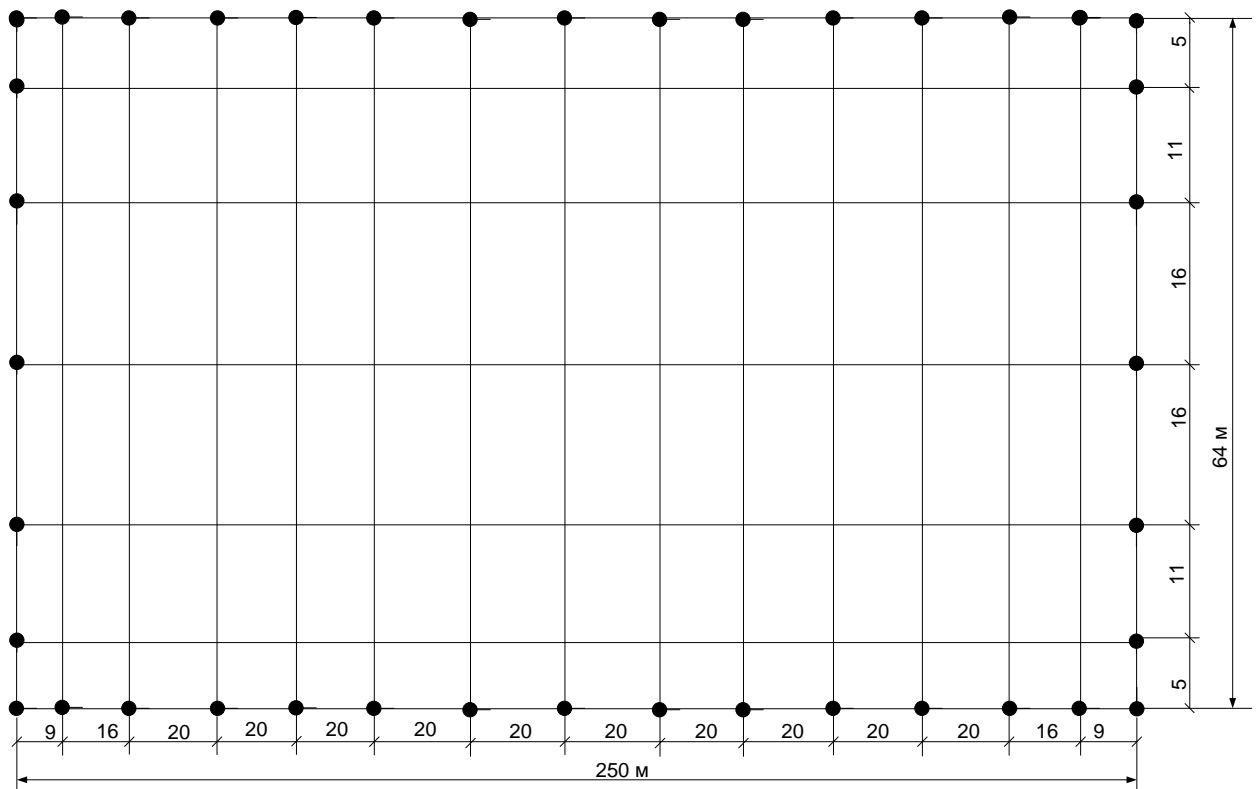


Рисунок 3.3 – План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

Ґрунт – супісок; склад двошаровий; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- площа ЗП: $S = (250 \times 64) = 16000 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 160 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$
- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 40 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 3,5 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм .

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (250 + 64) / 40 = 15,7 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 800 / 160 = 5;$$

$$a / l_B = 15,7 / 3,5 = 4,5;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{16000} = 126,5 \text{ (м)};$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{3,5 + 0,6}{126,5} = 0,032 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,032 = 0,417;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,6}{3,5} = 0,4.$$

$$L_T + L_B = (250 \cdot 7 + 64 \cdot 15) + 4 \cdot 40 = 2870 \text{ м}.$$

З таблиці 7.6 [16] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}} / \rho_2 = 1,83$.

$$\rho_{\text{екв}} = 1,83 \cdot 160 = 292,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,417 \cdot \frac{292,8}{126,5} + \frac{292,8}{2870} = 1,067 \text{ (Ом)} > 0,5 \text{ (Ом)}.$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо ЗП до штучного заземлювача природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{п1} = 1,1 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{п2} = 1,2 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = \frac{R_{ш} \cdot R_{п1} \cdot R_{п2}}{R_{ш} \cdot R_{п1} + R_{ш} \cdot R_{п2} + R_{п1} \cdot R_{п2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,067 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,067 \cdot 1,1 + 1,067 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,373 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА

4.1 Захист автотрансформаторів

Для захисту автотрансформаторів АТ потужністю 63 МВт та більше від міжфазних КЗ згідно з ПУЕ [13] застосовують диференціальний захист з реле типу ДЗТ-21. Реле має високу чутливість та незалежне гальмування від двох груп трансформаторів струму (ТС). Реле виконано на вторинний номінальний струм 5 А; приєднання до ТС з вторинним струмом 1 А здійснюється через автотрансформатори струму типу АТ-31 [21, 22].

На АТ з двома вимикачами на стороні ВН диференціальний захист вмикається на ТС, які розташовані у втулках ВН АТ, тому що при вмиканні захисту на ТС в колах вимикачів ВН буде спостерігатись гальмування від струму навантаження лінії, що призводить до зниження чутливості захисту. Захист виконується трифазним та трирелейним.

Від пошкоджень у середині бака АТ передбачається газовий захист. Кола газового захисту та реле тиску АТ виконуються з урахуванням наявності реле:

- одного газового з двома контактами, яке реагує на пошкодження в баці АТ, та діє відповідно на вимикання та сигнал;
- трьох газових, які реагують на пошкодження в контакт орному об'ємі РПН АТ, та у яких використовується тільки контакт, що діє на вимикання. Ці реле встановлюються при виконанні РПН АТ потужністю 125 та 250 МВА за допомогою трьох однофазних пристроїв типу РОНА, перемикачі яких встановлені в загальному об'ємі бака АТ.

При виконанні РПН АТ потужністю 63 МВА за допомогою трифазного пристрою типу РНТ-20, перемикачі якого встановлюються в загальному об'ємі, використовуються реле тиску з одним контактом, який діє на вимикання.

Для резервування вимикання несиметричних зовнішніх КЗ на сторонах ВН, СН та основних захистів АТ (диференціального та газового) передбачається струмовий захист оберненої послідовності. Захист виконується направленим з використанням фільтра-реле. Струму та направлення потужності оберненої послідовності типу ЗМОП-2М. При наявності на стороні ВН АТ схеми «місток з вимикачем в перемичці та відокремлювачами в колах АТ» захист виконується ненаправленим з фільтром-реле струму оберненої послідовності типу РНФ-1М. В додаток до струмового захисту оберненої послідовності для дії при трифазних КЗ передбачається максимальний струмовий захист з мінімальними пуском напруги в однофазному виконанні.

Для резервування основних захистів сторони НН АТ виконується максимальний струмовий захист з комбінованим пуском напруги, який приєднується до ТС, що вбудовані в АТ з боку НН.

Для забезпечення можливості узгодження захистів ліній вищої або середньої напруги з захистами АТ та дальнього резервування передбачається дистанційний захист, який виконується з використанням панелі типу ПЕ2105.

Для резервування вимикання зовнішніх КЗ на землю передбачається два струмових захисти нульової послідовності (СЗНП):

- захист від замикань на землю на стороні ВН;
- захист від замикань на землю на стороні СН.

При наявності на стороні ВН збірних шин для схеми чотирикутник обидва захисти виконуються направленими та трирелейними для забезпечення узгодження з ними чотириступеневих захистів ліній змішаної напруги.

Захист виконується з використанням модернізованих пристроїв типу КЗ-15.

Для захисту АТ від неповнофазного режиму використовується реле струму третього ступеню струмового захисту нульової послідовності та реле контролю перемикань фаз вимикача, яке передбачене в схемі управління. За допомогою цього реле здійснюється вимикання вимикача у випадку його неповнофазного увімкнення. Крім того, захист діє з витримкою часу, яка за-

безпечує неспрацьовування від дії реле контролю не перемикання фаз в схемі управління.

Максимальний струмовий захист від перевантаження виконується з використанням однієї фази і діє на сигнал з витримкою часу. Реле струму захисту встановлюється зі сторін ВН та НН і зі сторони введів обмотки АТ до нейтралі (для сигналізації перевантаження загальної частини обмотки АТ).

4.2 Захист збірних шин

РУ підстанцій служать вузлами схем електричних мереж та значною мірою визначають ефективність і надійність роботи енергосистеми. КЗ на шинах РУ небезпечні за наслідками, оскільки при цьому можливі довготривалі перерви електропостачання великої кількості споживачів, пошкодження обладнання та порушення стійкості енергосистеми.

Захист шин розподільних установок підстанції може здійснюватись двома способами [21, 22]:

1) за допомогою основних або резервних захистів приєднань систем (секцій) шин, що захищаються. При цьому забезпечується відносна селективність відключення КЗ на шинах РУ й ушкоджені шини відключаються з витримкою часу відповідних щаблів зазначених захистів;

2) за допомогою спеціальних швидкодіючих захистів абсолютної або відносної селективності, що забезпечують відключення ушкодженої секції або системи шин з мінімальною можливою витримкою часу.

Перший спосіб виконання захистів шин використовується в тих випадках, коли захисти приєднань забезпечують селективне відключення ушкоджених систем або секцій шин РУ із прийнятним за умовами стійкості системи й пошкоджуваності устаткування часом відключення КЗ на них, що забезпечується далеко не у всіх випадках. У зв'язку із цим одержав поширення другий спосіб здійснення захистів шин, який має велику ефективність і надійність.

У якості спеціальних захистів застосовують струмові, із блокуванням по струму й напрямку потужності в приєднаннях, направлені, дистанційні, диференціальні захисти.

Найефективнішим для захисту шин є диференціальний принцип, який дозволяє виконати захист з абсолютною селективністю, забезпечити вимикання пошкодження систем шин без затримування та узгодження з іншими суміжними захистами.

Диференціальний захист шин розділяється на три групи:

- а) диференціальний струмовий;
- б) диференціальний струмовий з гальмуванням;
- в) диференціально-фазний.

Відповідно до директивних матеріалів захист шин повинен реагувати на усі види КЗ між фазами, однофазні та багатофазні КЗ на землю в мережах з глухозаземленою нейтраллю, а в мережах з ізольованою та компенсованою нейтраллю на усі види КЗ між фазами, подвійні замикання на землю та двофазні замикання на землю в одній точці.

В зону дії захисту шин входять усі елементи, які підключені безпосередньо до них (шини, вимикачі, шинні роз'єднувачі, трансформатори напруги, розрядники).

4.3 Захист трансформаторів власних потреб

Для захисту ТВП від пошкоджень та ненормальних режимів використовуються такі захисти [21, 22]:

- від КЗ на виводах ВН трансформатора збоку живлення та в частині обмотки ВН з дією на вимикання: струмова відсічка без витримки часу;
- від усіх пошкоджень усередині бака трансформатора, які супроводжуються виділенням газу з трансформаторного масла, а також від зниження рівня масла з дією на сигнал та вимикання: газовий захист (допускається установка захисту на трансформаторах, починаючи з потужності 1МВА);

- від надструмів КЗ, які обумовлені зовнішніми між фазними КЗ на стороні НН трансформатора з дією на вимикання: максимальний струмовий захист
- від однофазних замикань на землю в мережі НН (0,4 кВ) з дією на вимикання: спеціальний струмовий захист нульової послідовності (встановлюється в нульовому проводі трансформаторів зі схемою з'єднання У/У-О та Д/У-0);
- від надструмів, які обумовлені перевантаженнями, з дією на сигнал або автоматичне розвантаження: максимальний струмовий захист від перевантаження (для трансформаторів, починаючи з 400 кВА, у яких можливе перевантаження після вимикання паралельно працюючих трансформаторів або після спрацювання АВР);
- сигналізація однофазних замикань на землю в обмотках ВН або на кабелі живлення трансформаторів, які працюють в мережах з ізольованою нейтраллю.

4.4 Захист електродвигунів власних потреб

ПУЕ передбачають для електродвигунів до 1000 В встановлення захисту для ліквідації пошкоджень в обмотках і на виводах електродвигуна, а також у його силовому кабелі з дією без витримки часу на відключення електродвигуна від мережі. Відповідно до цього на електродвигунах ВП 380 В, які живляться від трансформаторів ВП, що працюють із глухозаземленою нейтраллю, встановлюється захист від *міжфазних коротких замикань* і захист від *однофазних коротких замикань на землю*.

На електродвигунах 380 В, що піддаються перевантаженню з технологічних причин або за тяжких умов пуску або самозапуску (вентилятори, димососи, транспортери тощо), встановлюється захист від перевантаження, що діє на відключення електродвигуна.

Для ряду електродвигунів ВП 380 В передбачається груповий захист мінімальної напруги. Цей захист призначений для відключення невідповідальних електродвигунів з метою забезпечення самозапуску відповідальних електродвигунів, а також для відключення деяких відповідальних електродвигунів, щоб забезпечити дію технологічних блокувань і АВР електродвигунів.

Автомати, що виконують комутаційні і захисні функції, значно зручніші в експлуатації, ніж запобіжники і забезпечують більш точний і надійний захист, мають багаторазовість дії. Крім того, при застосуванні автоматів практично виключається робота електродвигуна на двох фазах, тому що порушення контакту в одному полюсі автомата малоімовірно.

Для електродвигунів 380 В використовуються автомати типів АВМ, А3100 і АП50-3МТ. Автомати типу А3700 використовуються для електродвигунів будь-якої потужності. Усі зазначені автомати приймаються з комбінованим розчеплювачем. В автоматах з комбінованим розчеплювачем існують два розчеплювача: електромагнітний миттєвої дії й розчеплювач уповільненого дії із залежною характеристикою. Розчеплювач автоматів АВМ і А3100 не може бути використаний для захисту від перевантаження. Він використовується тільки в якості резервного захисту до електромагнітного розчеплювача автомата для дії при КЗ через перехідний опір, коли струм КЗ значно знижується, що може призвести до відмови електромагнітного розчеплювача.

В автоматах можуть бути встановлені незалежні розчеплювачі, призначені для дистанційного відключення автомата від ключа керування або від виносного захисту.

Захист від міжфазних КЗ здійснюється електромагнітними розчеплювачами автомата миттєвого спрацьовування – відсічка автомата. У кожному полюсі автомата встановлене первинне електромагнітне реле струму. При протіканні в реле струму, що перевищує струм спрацьовування, сердечник реле миттєво втягується й повертає загальну для всіх полюсів відмикаючи

рейку. При цьому механізм вільного розчеплення спрацьовує й усі полюси автомата розмикаються одночасно [21, 22]. Відсічка автомата резервується розчеплювачем автомата із залежною характеристикою.

Захист від коротких замикань на землю в колі електродвигуна в основному забезпечується відсічкою автомата від міжфазних КЗ. Однак у ряді випадків він може бути нечутливим до струмів однофазного КЗ на землю, тому що ці струми в мережі 380 В зазвичай менші ніж струми трифазного КЗ. Для забезпечення чутливості відсічки рекомендується збільшити переріз обраного силового кабелю електродвигуна на одну – дві ступені, що приведе до зменшення опору розрахункового ланцюга і збільшення значення струму однофазного КЗ. Захист діє без витримки часу на відключення електродвигуна.

Захист від перевантаження для електродвигунів з автоматами АВМ із дистанційним приводом виконується виносним. Він містить одне реле струму типу РТ-40, приєднане до ТС 0,5 кВ в одній з фаз електродвигуна, і діє з витримкою часу, відбудованою від часу можливого перевантаження двигуна, на незалежний розчеплювач автомата, що відключає електродвигун від мережі.

Для електродвигунів з автоматами АЗ100 або АВМ (для двигунів, що часто включаються й відключаються) з контактором або магнітним пускачем, які використовуються в якості комутаційного апарата, захист від перевантаження здійснюється тепловими реле типу ТРН або ТРП, що вбудовуються в магнітні пускачі або встановлюються окремо при застосуванні контакторів. Теплові реле встановлюються на двох фазах.

Для електродвигунів з автоматами АП50-3МТ захист від перевантаження здійснюється за допомогою залежного розчеплювача автомата, який придатний для цієї мети.

4.5 Основні характеристики пристрою 7SA522, що входять у склад терміналів 7VK61 для захисту ЛЕП 750, 330 кВ

В сучасних цифрових захистах ЛЕП використовують дистанційний захист [23]. Розглянемо основні характеристики дистанційного захисту 7SA522 фірми Siemens.

У пристрої 7SA522 головною є функція дистанційного захисту від усіх видів КЗ, хоча в цілому цей пристрій багатофункціональний та крім дистанційного захисту містить чотириступінчастий струмовий захист нульової послідовності (СЗНП), триступінчасті МСЗ та СЗНП (без напряму потужності), які можуть використовуватися або як аварійні, або як резервні струмові захисти. Для прискореного вимкнення КЗ при ручному включенні та АПВ існує захист миттєвого відключення при великих струмах КЗ на струмовому принципі або введення відповідних ступенів дистанційного (Z1В) і СЗНП, з використанням вільно конфігурованої логіки та функції визначення положення вимикача, що доповнюється контролем відсутності напруги на лінії. У 7SA522 є функції визначення місця пошкодження на лінії (ВМП), реєстрації аварійних параметрів та подій, контролю робочих значень струмів, напруг, активної та реактивної потужності; частоти; контроль суми вимірюваних струмів та, відповідно, напруги; контроль симетрії струмів та симетрії напруги. Також 7SA522 має функції ПРВВ та АПВ.

Дистанційний захист має шість ступенів, з них зона Z1В керована, що вводиться при телеприскоренні або автоматичному прискоренні у разі випробування лінії з контролем відсутності напруги. По бажанню можна вводити оперативну цю зону як оперативне прискорення.

Телеприскорення та автоматичне прискорення дистанційного захисту за допомогою введення зони Z1В дистанційного захисту та, як правило, III ст. СЗНП виконується за допомогою логіки CFC з реалізацією вітчизняних підходів. Відмінність у тому, що за уставками ми можемо реалізувати один з наявних у розпорядженні способів телеприскорення (POTT, PUTT, блокую-

чий, деблокуючий), але за наявності логічних функцій СФС та повідомлень, що визначаються користувачем, можливо реалізувати будь-які схеми телеприскорення паралельно.

Оскільки СЗНП не може виявити пошкоджену фазу, а використовувані для нього виборчі органи з оцінкою фазних напруг та струмів, а також симетричних складових струмів прямої, зворотної та нульової послідовностей виявлення пошкодженої фази не завжди працюють надійно, то для запобігання можливим зривам ОАПВ по колу телеприскорення СЗНП, рекомендується використовувати затримку 0,2 с, реалізовану на таймері з використанням логіки СФС. З аналогічної причини для ліній з ОАПВ час дії I ступеня СЗНП рекомендується виконувати 0,2 с.

Аварійні резервні струмові захисти рекомендується використовувати тільки як аварійні, причому, з незалежними характеристиками спрацьовування.

4.6 Автоматика підстанції

В електричних мережах набули широкого поширення повністю або частково автоматизовані та телемеханізовані ПС. Обсяг автоматизації та телемеханізації повинен забезпечити надійне електропостачання споживачів при найекономічнішому режимі роботи, ліквідацію аварійних та анормальних режимів, виявлення пошкоджених ділянок мережі.

На ПС використовують різноманітні пристрої автоматики [22-24]:

- автоматика нормального режиму, яка забезпечує необхідну якість електроенергії та найбільш економічний режим роботи обладнання;
- автоматика аварійного режиму, яка здійснює вимикання та увімкнення обладнання (АПВ, АВР, АЧР);
- технологічна автоматика, яка виконує функції контролю та управління роботою окремих пристроїв на підстанції.

На підстанції реалізуються функції автоматичного управління:

- автоматичний контроль та керування каналами зв'язку (перехід на резервні лінії та апаратуру);
- розвантаження трансформаторів при аварійному перевантаженні;
- перемикання вимикачів та роз'єднувачів в послідовності, яка задається оперативним персоналом;
- здійснення АПВ з урахуванням ходу розвитку аварії, пошкоджень або відмов обладнання підстанції;
- автоматичне регулювання напруги на шинах ПС за заданою програмою або за параметром з дією на зміну коефіцієнтів трансформації трансформаторів, завантаження синхронних компенсаторів, вимикання та увімкнення конденсаторних батарей;
- формування складу споживачів, які вимикаються дією АЧР.

4.7 Розрахунок уставок захисту ЛЕП 750 кВ

Вихідні дані для розрахунку уставок захисту ЛЕП- 750 кВ наведено на рисунку 4.1 та в таблиці 4.1.

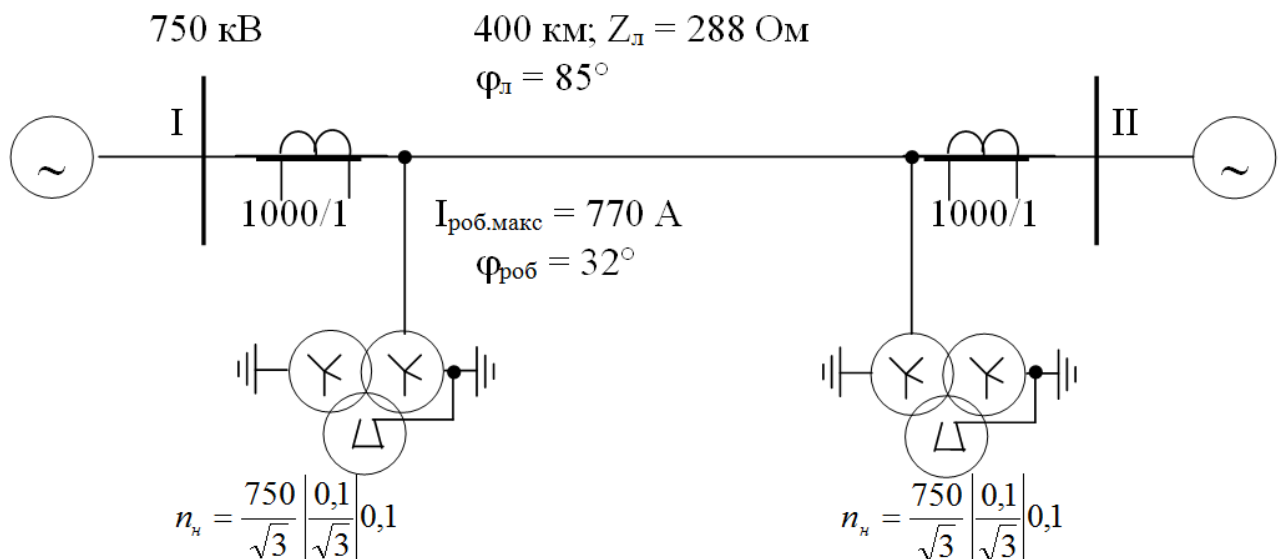


Рисунок 4.1 – Початкові дані для розрахунку уставок захисту

Таблиця 4.1 – Результати розрахунку надперехідних струмів

Вид короткого замикання	Позначення струмів	Мінімальні первинні струми	
		В захисту I при к.з. у шин II	В захисту II при к.з. у шин I
Трифазне	$I_{л}^{(3)}$	1349	1220
Двохфазне	$I_{2л}^{(2)}$	675	610
однофазне	$I_{2л}^{(1)}$	371	475
	$3I_{0л}^{(1)}$	985	406
Двохфазне на землю	$I_{1л}^{(1,1)}$	789	897
	$I_{2л}^{(1,1)}$	501	316
	$I_{0л}^{(1,1)}$	854	494

1. Уставки пускових реле діючих при несиметричних КЗ.

Вибір уставок заключається в визначенні струмів спрацювання і коефіцієнтів чутливості реле 1-2ПР (реле 1-1ПР завжди в два рази чутливіше), 1-1РТ, 1-2РТ, і 1-РС, розрахунку органу маніпуляції і вибору кута блокування.

Струм спрацювання відключаючого реле 1-2ПР при відстройці від струмів небалансу в максимальному навантажувальному режимі визначаємо за виразом:

$$I_{2\text{розр.в}} = k_{\text{зап}} k_{\text{н}} (k_{2\text{нб}} + k_{2\text{несим}}) I_{\text{роб.макс}} / (k_{\text{в}} n_{\text{T}}) = \\ = 2 \cdot 1,2 \cdot (0,03 + 0,01) \cdot 770 / (0,5 \cdot 1000) = 0,145 \text{ А,}$$

де $k_{\text{н}} = 1,2$; $k_{\text{в}} = 0,5$; $k_{2\text{нб}} = 0,03$; $k_{\text{несим}} \approx 0,01$ – коефіцієнти відповідно надійності, повернення реле, небалансу, обумовлені похибкою ТТ фільтра I_2 і несиметрією в системі.

Приймаємо найближчу більшу уставку, яка є у реле, $I_{2\text{уст}} = 0,15 \text{ А}$ і обчислюємо мінімальний $k_{\text{ч}}$, який має місце для захисту II при двофазному к.з. на землю у шин I:

$$k_{\text{ч}}^{(1,1)} = I_{2л}^{(1,1)} / (I_{2\text{уст}} n_{\text{T}}) = 316 / (0,15 \cdot 1000) = 2,1.$$

Коефіцієнт чутливості $\kappa_{\text{ч}} > 2$, що задовольняє вимогам.

Обчислюємо $I_{2\text{розр.в}}$ і $3I_{0\text{розр.в}}$ при включенні лінії під напругу при включенні однієї фази:

$$I_{2\text{розр.в}} = \kappa_{\text{н}} I_{2\text{суд}} l / n_{\text{T}} = 2 \cdot 202 \cdot 0,22 / 1000 = 0,088 \text{ А};$$

$$3I_{0\text{розр.в}} = \kappa_{\text{н}} I_{2\text{суд}} l / n_{\text{T}} = 2 \cdot 202 \cdot 0,65 / 1000 = 0,26 \text{ А}.$$

де $\kappa_{\text{н}} = 1,7 - 2$; $I_{2\text{Спит}}$ і $I_{30\text{Спит}}$ – ємнісні питомі струми.

При включенні двох фаз лінії:

$$I_{2\text{розр.в}} = \kappa_{\text{н}} I_{2\text{суд}} l / n_{\text{T}} = 2 \cdot 202 \cdot 0,26 / 1000 = 0,105 \text{ А};$$

$$3I_{0\text{розр.в}} = \kappa_{\text{н}} I_{2\text{суд}} l / n_{\text{T}} = 2 \cdot 202 \cdot 0,6 / 1000 = 0,24 \text{ А}.$$

Обчислимо розрахунковий струм в нульовому проводі:

$$3I_{0\text{розр.в}} = \kappa_{\text{зап}} \kappa_{\text{н}} (\kappa_{0\text{нб}} + \kappa_{0\text{несим}}) I_{\text{роб.макс}} / (\kappa_{\text{в}} n_{\text{T}}) = \\ 2 \cdot 1,2 \cdot (0,03 + 0,01) \cdot 770 / (0,5 \cdot 1000) = 0,147 \text{ А}.$$

Обчислені величини показують, що розрахунковим є випадок відстройкі від небалансів в режимі включення двох фаз лінії. Для відстройки від цих небалансів приймаємо характеристики чутливості відключаючого реле 1-2ПР з уставками $I_{2\text{уст}} = 0,15 \text{ А}$ і $3I_{0\text{ус}} = 0,4 \text{ А}$, приведені в [21]. З цих характеристик випливає, що коефіцієнт відстройки $\kappa_{\text{відстр}} = 1,43$ є достатнім.

Обчислюємо мінімальні коефіцієнти чутливості, які мають місце для захисту II при к. з. біля шин I при двохфазному к. з. і двохфазному к. з. на землю:

$$\kappa_{\text{ч}}^2 = I_{\text{р}}^{(2)} / I_{2\text{уст}} = I_{2\text{л}}^{(2)} / (I_{2\text{уст}} n_{\text{T}}) = 610 / 0,15 \cdot 1000 = 4 > 2.$$

Струми в реле при двохфазному к. з. на землю:

$$I_{2p}^{(1,1)} = I_{2л}^{(1,1)} / n_T = 316 / 1000 = 0.316 \text{ A};$$

$$3I_{0p}^{(1,1)} = 3I_{0л}^{(1,1)} / n_T = 496 / 1000 = 0.496 \text{ A}.$$

При цих струмах по характеристикам чутливості знаходимо, що величина чутливості $k_{\text{ч}}^{(1,1)}$ близька до двох.

2. Уставки пускових реле діючих при трифазних к. з.

Струм спрацювання реле 1-1РТ, включеного в фазу В ТС і діючого на пуск високочастотного передавача обчислюємо за формулою:

$$I_{c1PT} = k_H I_{\text{роб.макс}} / (k_B n_T) = 1,1 \cdot 770 / 0,8 \cdot 1000 = 1,05 \text{ A}.$$

Струм спрацювання аналогічного реле 1-2РТ, діючого на відключення:

$$I_{c2PT} = 1,4 I_{c1PT} = 1,4 \cdot 1,05 = 1,48 \text{ A}.$$

Коефіцієнт чутливості реле 1-2РТ при трифазному к. з.

$$k_{\text{ч}}^{(3)} = I_{\text{ч}}^{(3)} / (I_{c2PT} n_T) = 1220 / 1,48 \cdot 1000 = 0,824 < 2.$$

Оскільки коефіцієнт чутливості менше 2, то необхідно використовувати реле опору 1-РС (дистанційного захисту) спрацювання якого визначаємо за виразом:

$$\begin{aligned} Z_{\text{с.з}} &= \frac{0,9 U_{\text{ном.мф}}}{k_H k_B \sqrt{3} \cdot I_{\text{роб.макс}} \cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{роб}})} = \\ &= \frac{0,9 \cdot 750000}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \sqrt{3} \cdot 770 \cdot \cos(88^\circ - 32^\circ)} = 718 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

де $k_H = 1,2$; $k_B = 1,05$ – коефіцієнти надійності і повернення реле;

$\varphi_{м.ч} = 78 \div 88^\circ$ – кут максимальної чутливості реле.

Коефіцієнт чутливості реле опору 1-РС:

$$k_{ч} = z_{с.з} / z_{л} = 718 / 288 = 2,5 > 1,5.$$

Перевіряємо коефіцієнт чутливості цього реле по струму точної роботи:

$$k_{ч.точн} = I_{л.мін}^{(3)} / I_{р.точн} n_T = 1220 / 0,15 \cdot 1000 = 8,1 > 1,5.$$

де $I_{р.точн} = 0,15$ А;

Опір спрацювання реле:

$$z_{с.р} = z_{с.з} n_T / n_H = 718 \cdot 1000 / 7500 = 96 \text{ Ом}.$$

4.8 Розрахунок уставок захистів електродвигуна власних потреб

Дані для розрахунку: тип двигуна – АИМ160S4.

$P_{д.ном} = 15$ кВт; $U_{д.ном} = 380$ кВ; $n_c = 1500$ об/хв.; $s_{ном} = 2,5$ %; $\eta = 90$ %;

$\cos \varphi_{ном} = 0,84$; $K_{п} = 6,5$; $I_{д.ном} = 30,2$ А.

Встановлюємо автомат типу А3124:

$I_{а.ном} = 60$ А; $I_{відс} = 420$ А.

Струм спрацювання відсічки автомата [21, 22]:

$$I_{відс.розр} = 1,9 \cdot I_{д.пуск};$$

$$I_{відс.розр} = 1,9 \cdot (6,5 \cdot 30,2) = 1,9 \cdot 196,3 = 373 \text{ А}.$$

При дії відсічки як при трифазних, так і при однофазних КЗ чутливість відсічки повинна перевірятися тільки при однофазних КЗ на виводах електродвигуна:

$$\frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{відс}}} \geq 1,35.$$

Для трансформаторів зі схемою з'єднання обмоток Д/У₀ струм $I_{\text{к}}^{(1)} = I_{\text{к}}^{(3)}$. Звідки: $5275 / 420 = 12,6 > 1,35$.

За умовою відстроювання розчеплювач уповільненої дії від пускового струму електродвигуна номінальний струм розчеплювача повинен бути у 7 разів менше, ніж уставка відсічки автомата:

$$I_{\text{т}} = 420 / 7 = 60 \text{ А.}$$

В таблиці 4.2 наведеної основні типи захистів на підстанції.

Таблиця 4.2 – Типи захистів на підстанції

Електрообладнання	Назва захисту	Тип панелей захисту або реле
1	2	3
Автотрансформатор	Диференціальний захист	ДЗТ-21
	Газовий захист	РЗТ-80
	Дистанційний захист	ПЭ2105
	Струмівий захист нульової послідовності	КЗ-15
	Максимальний струмівий захист з комбінованим пуском напруги	РМФ-1М РСТ-11 РН-50
	Захист від перевантаження	РСТ-11
	Струмівий захист оберненої послідовності	РМОП-2
Шини 750 та 330 кВ	Диференціальний захист з гальмуванням	ДЗШТ
Шини 10 кВ	Диференціальний струмівий захист	ДЗШ

Продовження таблиці 4.2

Трансформатор власних потреб	Газовий захист	РЗТ-80
	Струмова відсічка	РТ-80
	Максимальний струмовий захист	РТ-80
	Струмовий захист нульової послідовності	РТЗ-50
Електродвигуни власних потреб 0,4 кВ	Струмовий захист від міжфазних КЗ та перевантажень	Автомати серії А3700
	Захист від перевантажень, струмова відсічка, мінімальної напруги, максимальної напруги, захист від замикань на землю	Мікропроцесорний захист з реле РДЦ-01-057
ЛЕП-750 кВ, 330 кВ	Диференціально-фазний високочастотний захист (основний) Захист від усіх видів КЗ	Основний захист: L90, L60 (фірми General Electric); перший резервний захист REL-670 (фірми АВВ); другий резервний захист: дистанційний захист ЛЕП фірми 7SA87 (Siemens)
ЛЕП-10 кВ	Струмовий ступінчатий захист	РСТ-11

Примітки:

1. Для визначення місць пошкоджень на лініях встановлюємо фіксуральні прилади типу ФПТ та ФПН;
2. Для визначення ділянок, опор ліній та гірлянд ізоляторів з пошкодженою ізоляцією встановлюємо прилади типу УПН-3;
3. Для забезпечення автоматичного повторного вмикання встановлюємо на ЛЕП-750 та 330 кВ пристрій типу РПВ-258;
4. Для забезпечення безперервної роботи споживачів на стороні НН АТ встановлюємо пристрій АВР двосторонньої дії;
5. Для можливості виводу в ремонт пошкоджених вимикачів на ВРУ-330 та 750 кВ встановлюємо пристрій резервування відмов вимикачів (ПРВВ).

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням розподільних установок підстанції 750/330/10 кВ

Рівень безпеки обслуговуючого персоналу залежить від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу обслуговуючого персоналу.

Завданнями даного розділу є:

- аналіз шкідливих та небезпечних факторів та умов праці;
- розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування заземлювальних пристроїв розподільних установок на підстанції, користуючись нормативними документами [25, 26];
- розрахунок грозозахисту розподільних установок ПС;
- дослідження стійкості роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

Початкові данні для рішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів та підрозділів магістерської роботи:

На основі аналізу літературних джерел [26-28] на підстанції, що проєктуються, повинні бути враховані небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74 [27]. На оперативно-ремонтний персонал, який обслуговує заземлювальні пристрої ВРУ, діють такі шкідливі й небезпечні виробничі фактори:

1. Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:
 - небезпечні рівні напруги в електричному колі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
 - гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
 - рухомі частини виробничого устаткування;

- підвищена і знижена температура повітря робочої зони, підвищена рухливість повітря, що пов'язано з роботами на відкритому повітрі;
- підвищена вологість повітря;
- падіння електрика з висоти;
- підвищена яскравість світла; пряма і відбита блискість;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна небезпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;

2. Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;
- нервово-психологічні – втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

5.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування ВРУ підстанції

5.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

На основі аналізу літературних джерел [25, 26] для безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту електрообладнання РУ та заземлювальних пристроїв потрібно вживати таких організаційних заходів:

- призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- видавання наряду або розпорядження;
- видавання дозволу на підготовку робочих місць та на допуск;
- підготовка робочого місця та допуск до роботи;
- нагляд під час виконання роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Вмикати електроустановку після проведення ремонтних робіт можна тільки після отримання на це дозволу (розпорядження) працівника, який видає дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск.

Дозвіл (розпорядження) на вмикання електроустановки слід видавати тільки після отримання повідомлень від усіх допускатів і керівників робіт, яким було дано дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск в цій електроустановці, про повне закінчення робіт та можливість вмикання електроустановки.

Організаційними заходами з безпеки робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації, є:

- визначення необхідності і можливості безпечного виконання робіт у порядку поточної експлуатації;
- складання і затвердження переліку робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації, з урахуванням місцевих умов;
- призначення виконавців (виконавця) робіт з кваліфікацією, достатньою для виконання робіт у порядку поточної експлуатації [25].

5.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Важливою задачею охорони праці є забезпечення безпеки оперативно-виробничого персоналу під час обслуговування і ремонту заземлювальних пристроїв ВРУ, при якій виключена дія небезпечних та шкідливих виробничих факторів.

Під час обслуговування розподільних установок необхідно дотримувати-

тись таких технічних заходів, що створюють безпечні умови виконання робіт [25].

Під час підготовки робочого місця для роботи, за необхідності зняття напруги, необхідно виконати у вказаному переліку такі технічні заходи:

- провести необхідні відключення та прийняти заходи, які запобігають помилковому або самостійному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного або дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмоведучі частини потрібно відгородити;

- приєднати до «землі» переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмоведучих частинах, на котрі необхідно накласти заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмоведучих частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження необхідно встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (включити заземлювальні ножі, приєднати до відключених струмоведучих частин переносні заземлення) тільки після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати «Заземлено» на приводах вимикаючих комутаційних апаратів;

- огородити, при необхідності, робочі місця або струмоведучі частини, що залишилися під напругою, та вивісити на огороження плакати безпеки. В залежності від місцевих умов струмоведучі частини огорожують до або після їх заземлення.

Для запобігання помилковому або самочинному ввімкненню комутаційних апаратів, якими може бути подана напруга до місця роботи, слід вжити таких заходів:

- у роз'єднувачів, відокремлювачів, вимикачів навантаження ручні приводи у вимкненому положенні замкнути механічним замком;

- у роз'єднувачів, керування якими здійснюється оперативною штангою, стаціонарні огороження слід замкнути механічним замком;

– у приводів комутаційних апаратів, що мають дистанційне керування, слід відключити кола силові та керування, а у пневматичних приводів і, окрім того, на трубопроводі, що підводить стиснене повітря, – зачинити і замкнути на механічний замок засувку, а стиснене повітря – випускати, випускні клапани залишити у відкритому положенні;

Під час робіт, що виконуються з землі, і на устаткуванні, встановленому на фундаментах і окремих конструкціях, робоче місце слід обгородити (з залишенням проходу) канатом, мотузкою чи шнуром з рослинних чи синтетичних волокон з вивішеними на них плакатами «Стій! Напруга», оберненими всередину огороженого простору.

В разі зняття напруги з усієї розподільної установки, за винятком лінійних роз'єднувачів, останні мають бути обгороджені канатом з плакатами «Стій! Напруга», оберненими назовні обгородженого простору. У ВРУ під час роботи, що виконується у вторинних колах за розпорядженням, обгороджувати робоче місце не вимагається.

5.3 Розрахунок грозозахисту ВРУ підстанції

В даному підрозділі МКР розрахуємо захист ВРУ удару блискавки.

Захист ВРУ підстанції здійснюється, як правило, блискавковідводами, які встановлюються на конструкціях розподільної установки.

Вихідними даними для розрахунку зон захисту стрижневих блискавковідводів є схема їх розташування, висота блискавковідводу (h) та розрахункова висота (h_x), для якої визначається зона захисту [18].

Радіус захисту блискавковідводу (r_x):

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (5.1)$$

- ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h, \end{aligned} \right\} (5.2)$$

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (5.3)$$

де h_0 – висота зони захисту у середині прогону між блискавковідводами, м;

L – відстань між парою блискавковідводів, м.

5.3.1 Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ

Розрахуємо параметри розташування блискавковідводів та зону захисту для ВРУ-750 кВ.

Для ВРУ-750 кВ приймаємо однорядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів наведено на рисунку 5.1.

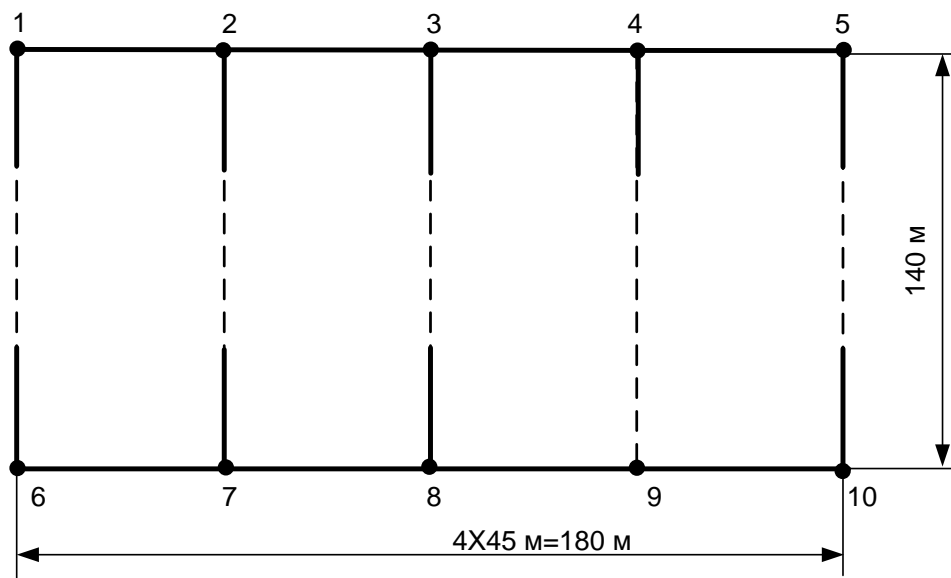


Рисунок 5.1 – План розташування блискавковідводів ВРУ – 750кВ

Вихідні дані:

- висота блискавковідводу: $h = 60$ м;
- розрахункова висота: $h_x = 34$ м.

$$\frac{2}{3} \cdot h = \frac{2}{3} \cdot 60 = 40 \text{ м} > h_x = 34 \text{ м}.$$

Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-750 кВ наведено в таблиці 5.1. На рис. 5.2 наведено вид на зону блискавковідводів ВРУ-750 кВ.

Таблиця 5.1 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-750 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h ₀ , м	b _x , м	r _x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	45	58,6	48,3	26,25
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	140	46,9	13,2	26,25
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	147	45,6	9,3	26,25

5.3.2 Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ

Для ВРУ-330 кВ приймаємо однорядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів на рисунку 5.3.

Вихідні дані для розрахунку [18]:

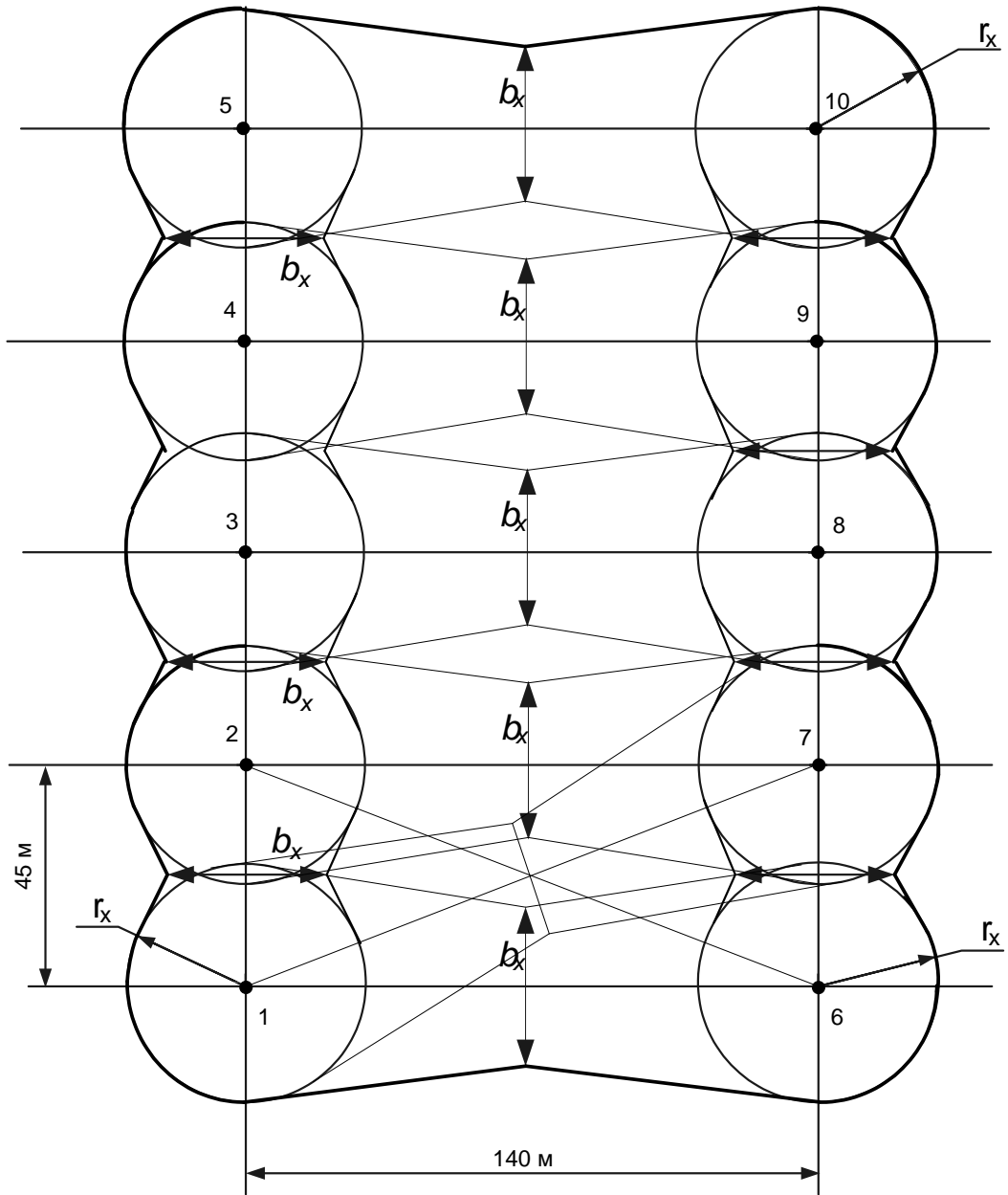
а) висота блискавковідводу: $h = 40$ (м);

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту:

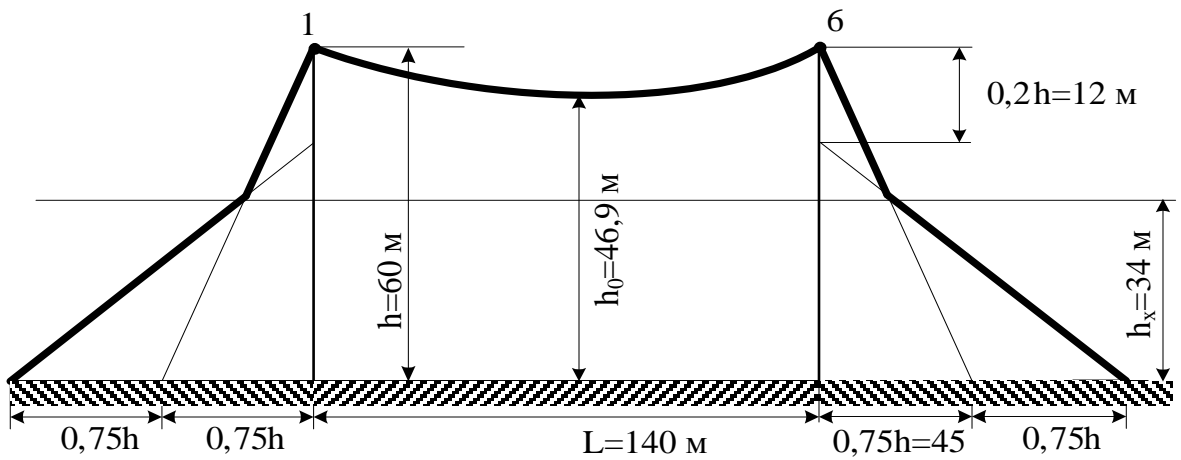
$h_x = 24$ (м).

$2/3h = 2/3 \cdot 40 = 26,7$ (м) $> h_x = 24$ (м).

Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ наведено в таблиці 5.2. На рис. 5.4 наведено вид на зону блискавковідводів ВРУ-330 кВ.



а) ВИД ЗВЕРХУ



б) ВИД ЗБОКУ

Рисунок 5.2 – Вид на зону блискаковідводів ВРУ-750 кВ

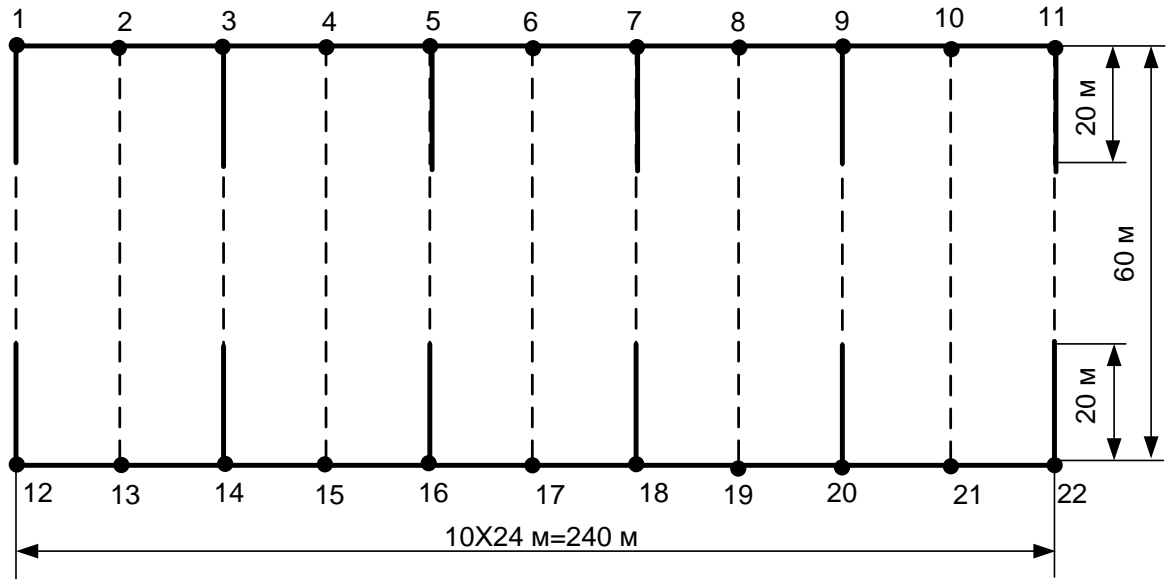
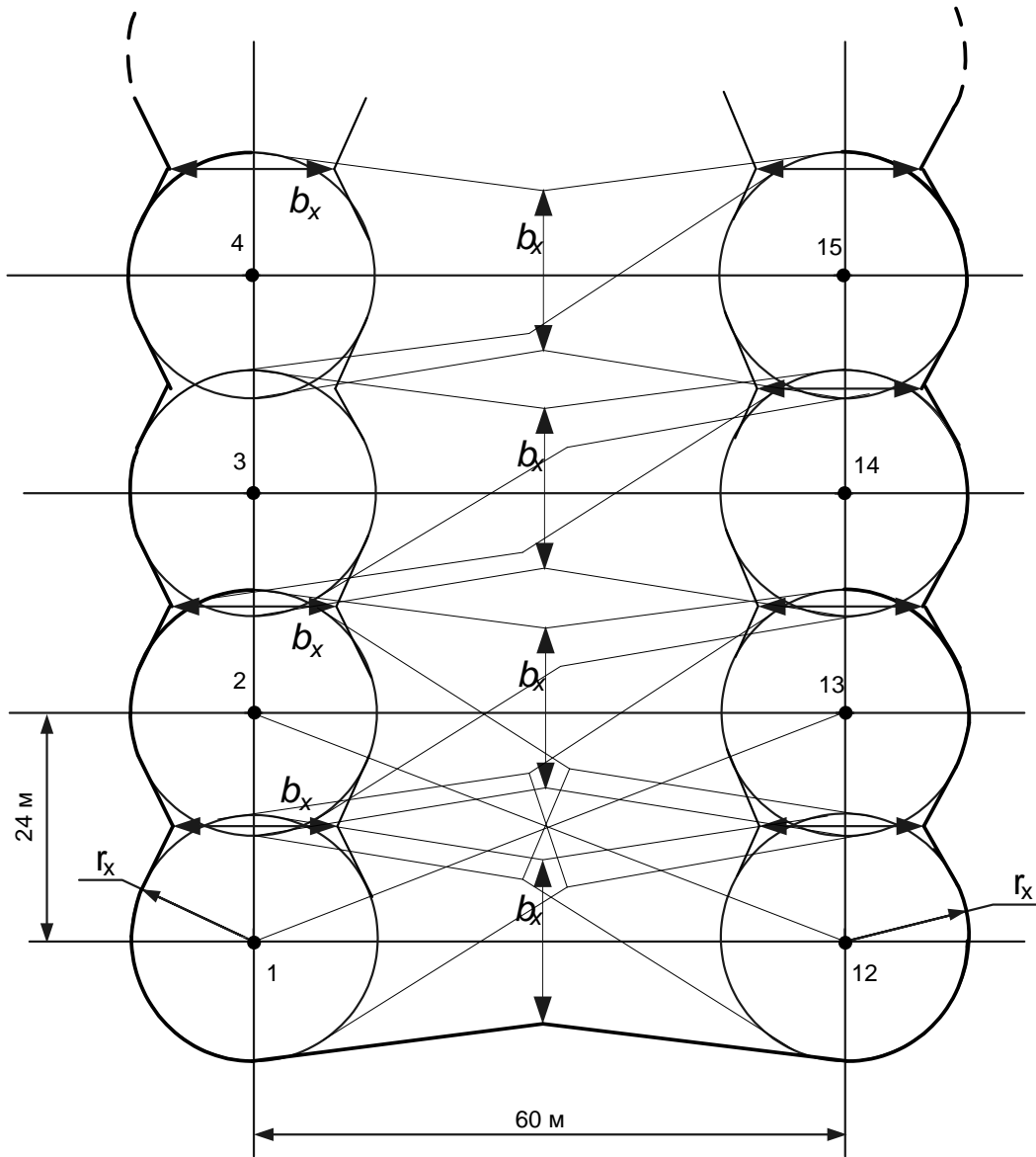


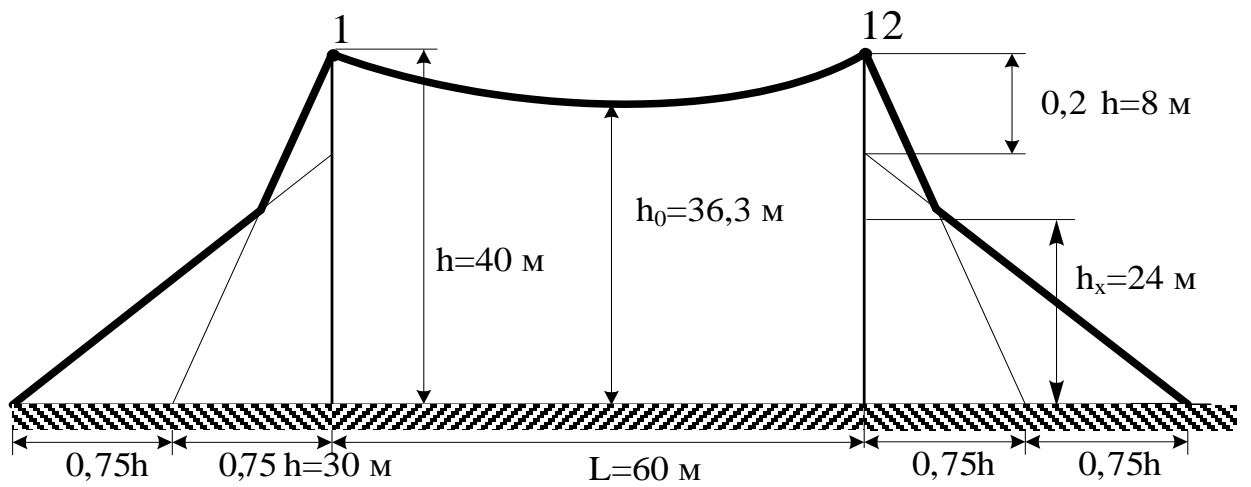
Рисунок 5.3 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ

Таблиця 5.2 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h_0 , м	V_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 12-13, 13-14, 14-15, 15-16, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20, 20-21, 21-22	24	39,4	28,2	15,0
1-12, 2-13, 3-14, 4-15, 5-16, 6-17, 7-18, 8-19, 9-20, 10-21, 11-22	60	36,3	18,9	15,0
1-13, 2-12, 2-14, 3-13, 3-15, 4-14, 4-16, 5-15, 5-17, 6-16, 6-18, 7-17, 7-19, 8-18, 8-20, 9-19, 9-21, 10-20, 10-22, 11-21	64,60	35,7	17,2	15,0



а) вид зверху



б) вид збоку

Рисунок 5.4 – Вид на зону блискаковідводів ВРУ-330 кВ

Дослідження стійкості роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій наведено в додатку В.

Таким чином, в даному розділі було розв'язано усі поставлені в п. 5.1 задачі, а саме:

- проведено аналіз шкідливих та небезпечних факторів та умов праці;
- розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування заземлювальних пристроїв розподільних установок на підстанції;
- розраховано грозозахист розподільних установок 750 та 330 кВ;
- проведено дослідження стійкості роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

6.1 Показники та критерії економічної ефективності

У найбільш загальному вигляді критерієм економічної ефективності є додатне значення економічного ефекту [30]:

$$E = P - B, \quad (6.1)$$

де E – економічний ефект;

P – результати;

B – витрати.

Під результатом розуміють дисконтовану (тобто приведену до початку розрахункового періоду) суму надходжень за реалізовану продукцію та інших доходів за весь розрахунковий період.

Витрати – це дисконтована сума всіх одноразових і щорічних видатків за розрахунковий період.

На підставі поняття економічного ефекту (6.1) побудовано ряд критеріїв економічної ефективності капітальних вкладень, які можуть бути поділені на чотири групи:

а) прибуток (Π) – ефект в абсолютних величинах (перевищення доходів над витратами в грошовому відображенні);

б) рентабельність (R) – ефект у відносних одиницях (відношення прибутку або доходів до витрат), який відображає частку витрат, що повертається щорічно у вигляді прибутку або доходу;

в) період повернення капіталу ($T_{\text{п}}$) – час, на протязі якого інвестиції відшкодовуються за рахунок прибутку і можуть бути використані для нових вкладень (поширеного відтворення);

г) приведені витрати (Z) – видатковий складник ефекту, який в ряді випадків зручно використовувати для порівняння ефективності декількох

варіантів інвестиційного проекту при умові ідентичності прибуткового складника – доходів.

Кожна група вміщує декілька критеріїв, які відрізняються складом доходів, витрат, розрахунковим періодом і т.ін.

Рішення про ефективність інвестицій приймається на підставі аналізу розрахунків одного або декількох критеріїв залежно від характеру задачі, яка вирішується.

Для розрахунку показників економічної ефективності за кожен рік розрахункового періоду t визначають наступні вартісні показники затрат [30, 31].

а) капітальні вкладення приймають на основі кошторисно-фінансових розрахунків у діючих цінах. На початковій стадії проектування розміри капітальних вкладень визначають за базовими укрупненими показниками вартості елементів електричних мереж:

$$K_{\text{лт}} = \sum K_{\text{oi}} \cdot l_i; \quad (6.2)$$

$$K_{\text{пст}} = \sum (K_{\text{трі}} + K_{\text{кві}} + K_{\text{кпі}} + K_{\text{пст.і}}), \quad (6.3)$$

де K_{oi} – розрахункова вартість 1 км лінії на i -й ділянці;

l_i – довжина i -ої ділянці;

$K_{\text{трі}}$, $K_{\text{кві}}$, $K_{\text{кпі}}$ – розрахункові вартості трансформаторів, вимикачів і компенсуючих пристроїв, встановлених на i -й підстанції;

$K_{\text{пст.і}}$ – постійна складова затрат для i -ї підстанції.

Сумарні капітальні вкладення за кожен рік розрахункового періоду t :

$$K_t = K_{\text{лт}} + K_{\text{пст}}, \quad (6.4)$$

б) витрати на експлуатацію електричних мереж, що проектуються (річні витрати на технічне обслуговування та ремонт) розраховують в залежності від вартості основних фондів (в даному випадку від величини капітальних вкладень):

$$V_{et} = (a_{e.l}/100) \cdot K_{лт} + (a_{e.пс}/100) \cdot K_{пст}, \quad (6.5)$$

де $a_{e.l}$, $a_{e.пс}$ – норми щорічних витрат на технічне обслуговування і ремонт ліній і підстанцій, %.

в) амортизаційні відрахування на реновацію за кожний рік розрахункового періоду визначають в залежності від вартості основних виробничих фондів та річних норм амортизаційних відрахувань:

$$A_{pt} = (a_{p.l}/100) \cdot K_{лт} + (a_{p.пс}/100) \cdot K_{пст}, \quad (6.6)$$

де $a_{p.l}$, $a_{p.пс}$ – річні норми амортизаційних відрахувань, %.

г) вартість втрат електроенергії в мережі:

$$V_{втр.t} = \Delta W_t \cdot Ц_{вх}, \quad (6.7)$$

де ΔW_t – втрати електроенергії;

$Ц_{вх}$ – тариф на вході в мережу (купівельна ціна).

Втрати холостого ходу оцінюють з коефіцієнтом 0,78-0,80 до тарифу на вході.

До вартісних показників, що характеризують результати діяльності підприємств, відносяться:

а) річний дохід від транспортування електричної енергії без урахування ПДВ:

$$D_{тр.t} = E_t \cdot (Ц_{вих} - Ц_{вх}), \quad (6.8)$$

де E_t – кількість переданої споживачам електроенергії;

$Ц_{вих}$, $Ц_{вх}$ – відповідно тарифи на виході і на вході в електричну мережу, по якій здійснюється транспортування електричної енергії;

б) річний балансовий прибуток, з якого сплачується податок, дорівнює різниці між доходом за транспортування електричної енергії і поточних річних витрат ($V_{e.t}$, $V_{втр.t}$) та амортизаційних відрахувань:

$$\Pi_{б.t} = D_{тр.t} - V_{e.t} - V_{втр.t} - A_{p.t}, \quad (6.9)$$

в) поточний річний чистий прибуток, який залишається в розпорядженні підприємства, визначають як різницю між балансовим прибутком і величиною сплаченого податку та процентів за кредит:

$$\Pi_{p,t} = \Pi_{б,t} - H_{п,t} - B_{кр,t}, \quad (6.10)$$

де $H_{п,t}$ – податок на прибуток;

$B_{кр,t}$ – оплата процентів за кредит (якщо фінансування будівництва здійснюється за рахунок отримання кредиту).

Податок на прибуток:

$$H_{п,t} = p \cdot \Pi_{б,t}, \quad (6.11)$$

де $p = 0,3$ – ставка податку на прибуток;

г) чистий грошовий потік дорівнює сумі всіх доходів за розрахунковий період t , включаючи амортизаційні відрахування:

$$\Gamma\Pi_t = \Pi_{p,t} + A_{p,t}. \quad (6.12)$$

Ліквідаційна (залишкова) вартість демонтованого в розрахунковому періоді t обладнання, термін служби якого не вийшов при заміні основних фондів, визначають як різницю між початковою вартістю і сумою перерахованого зносу за період експлуатації:

$$L_t = K_0 - a_p \cdot t_e \cdot K_0 / 100, \quad (6.13)$$

де K_0 – початкова вартість обладнання, що демонтується;

a_p – річна норма амортизаційних відрахувань, %;

t_e – тривалість експлуатації обладнання до його демонтажу.

Сума коштів, яка вилучена від продажу демонтованого обладнання, впливає на зменшення інвестиційного грошового потоку, необхідного для реалізації даного проєкту.

Для динамічних задач показник економічної ефективності визначається різницею між дисконтованою величиною грошових потоків та дисконтова-

ною величиною інвестицій (капітальних вкладень, зменшених на величину ліквідаційної вартості):

$$\Pi_{\text{дс}} = \sum_{t=1}^{T_e} \Gamma \Pi_t / (1 + E)^t - \sum_{t=1}^{T_6} (K_t - L_t) / (1 + E)^t, \quad (6.14)$$

де T_e – період експлуатації обладнання, який рекомендується приймати рівним 20 років;

T_6 – період будівництва об'єкта;

E – норма дисконту, яку у розрахунках рекомендується приймати рівною 0,1-0,2.

Для оцінки загальної ефективності інвестицій застосовують також додаткові елементарні показники ефективності – рентабельність інвестицій та термін їх окупності.

Рентабельність інвестицій (проста норма прибутку) характеризує частку капітальних вкладень, яка повертається щорічно у вигляді грошового потоку:

$$R_i = (\Pi_{p,t} + A_{p,t}) / (K - L). \quad (6.15)$$

Критерієм загальної ефективності є умова:

$$R_i > E. \quad (6.16)$$

Термін окупності дорівнює зворотній величині рентабельності інвестицій:

$$T_{\text{ок}} = 1/R_i. \quad (6.17)$$

Критерієм загальної ефективності є умова:

$$T_{\text{ок}} \leq 1/E. \quad (6.18)$$

6.2 Визначення капітальних вкладень, витрат на експлуатацію підстанції та терміну окупності

Визначаємо капіталовкладення в спорудження ЛЕП (таблиця 6.1) і ПС (таблиця 6.2).

Таблиця 6.1 – Капіталовкладення в спорудження ЛЕП [16, 31]

Клас напруги	Загальна довжина, км	Тип опори	K_0 , тис.грн/км	K , тис.грн
750	800	Залізобетонна одноланцюгова	10400	8320000
330	520	Залізобетонна одноланцюгова	4600	2392000
10	80	Залізобетонна одноланцюгова	390	18720
Всього:				10730720

Таблиця 6.2 – Капіталовкладення в спорудження ПС [16, 31]

Обладнання	Кількість одиниць, шт	Вартість, тис.грн	K , тис.грн
Автотрансформатор	2	68000	136000
Трансформатор власних потреб	2	380	760
Комірка з вимикачем:			
- 750 кВ	4	52000	208000
- 330 кВ	9	11300	90400
- 10 кВ	7	540	5940
Обладнання ВЧ-зв'язку лінійної комірки:			
- 750 кВ	2	2400	4800
- 330 кВ	4	890	3560
Постійна частина витрат по ПС	–	–	23300
Разом:			472760

Сумарні капіталовкладення:

$$K_t = 10730720 + 472760 = 11203480 \text{ (тис.грн).}$$

Витрати на експлуатацію:

$$B_{et} = 0,028 \cdot 10730720 + 0,05 \cdot 472760 = 324098,16 \text{ (тис.грн).}$$

Амортизаційні відрахування на реновацію:

$$A_{pt} = 0,05 \cdot 10730720 + 0,15 \cdot 472760 = 607450 \text{ (тис.грн).}$$

Вартість втрат електроенергії в елементах електричної мережі:

$$\Delta W_t = \Delta W_T + 0,08 \cdot E_p, \quad (6.19)$$

де ΔW_t – втрати електроенергії, кВт·год.

Втрати електроенергії в АТ при відсутності навантаження на стороні НН [12]:

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + 1/n \cdot \Delta P_x \cdot (S_{\max}/S_{T.\text{НОМ}})^2 \cdot \tau. \quad (6.20)$$

$$\Delta W_T = 2 \cdot 217 \cdot 8760 + 1/2 \cdot 580 \cdot (1005,26/999)^2 \cdot 6552 = 5725807,42 \text{ (кВт·год).}$$

$$B_{втр,t} = (5725,807 + 0,08 \cdot 7447033) \cdot 126 \cdot 10^{-2} = 757875,44 \text{ (тис.грн).}$$

Річний валовий дохід:

$$D_{гр,t} = 7447033 \cdot (220 - 178) \cdot 10^{-2} = 3127753,86 \text{ (тис.грн).}$$

Річний балансовий прибуток:

$$П_{\delta t} = 3127753,86 - 324098,16 - 757875,44 - 607450 = 1438330,26 \text{ (тис.грн).}$$

Податок на прибуток:

$$Н_{пт} = 0,3 \cdot 285094,64 = 431499,08 \text{ (тис.грн).}$$

Поточний річний чистий прибуток:

$$П_{р,t} = 1438330,26 - 431499,08 - 0 = 1006831,18 \text{ (тис.грн).}$$

Чистий грошовий потік:

$$ГП_t = 1006831,18 + 607450 = 1614281,18 \text{ (тис.грн).}$$

Рентабельність інвестицій:

$$R_i = (1006831,18 + 607450) / (11203480 - 0) = 0,144.$$

Термін окупності:

$$T_{ок} = 1/0,144 = 6,94 \text{ (р.)} \approx 1/0,15 = 6,67 \text{ (р.)}$$

Таким чином, будівництво підстанції 750/330/10 кВ забезпечує економічний ефект.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі вирішено актуальну задачу підвищення ефективності функціонування об'єднаної електроенергетичної системи України, розв'язання проблеми мережних обмежень та збільшення пропускної здатності основних перетинів електричних магістральних електричних мереж та за рахунок проектування й будівництва нової підстанції 750/330/10 кВ

Відповідно до мети в роботі розв'язані такі основні задачі:

1. Проаналізовано методи проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій;
2. Запроектовано головну електричну схему підстанції;
3. Спроектовано схему власних потреб підстанції;
4. На підставі розрахунків струмів короткого замикання обрано комутаційні апарати, ошиновку, вимірювальні трансформатори, акумуляторну батарею;
5. Розраховано грозозахист та заземлювальні пристрої розподільних установок підстанції;
6. Розроблено заходів з охорони праці під час обслуговування розподільних установок підстанції;
7. Розраховано показники економічної ефективності будівництва підстанції. При оцінюванні ефективності спорудження підстанції розраховано рентабельність інвестицій, капіталовкладення, затрати на експлуатацію підстанції. Термін окупності будівництва підстанції становить 6,94 років.

Таким чином, було ознайомились з методикою проектування електротехнічної частини підстанцій енергосистеми та запропоновано електричну частину нової підстанції 750/330/10 кВ, що дозволить підвищити надійність функціонування магістральних електричних мереж.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016-2025 роки. Київ. 91 с. URL: <https://de.com.ua/uploads/0/1704-%D0%9F%D0%BB%D0%B0%D0%BD%2016-25%20%D0%B7%20%D0%B4%D0%BE%D0%B4%D0%B0%D1%82%D0%BA%D0%B0%D0%BC%D0%B8.pdf>
2. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей - 2019. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej-2019.pdf>
3. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», схвалена розпорядженням Уряду від 18 серпня 2017 р. № 605-р. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
4. Кириленко О. В., Павловський В. В., Блінов І. В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E / Техн. електродинаміка. 2022. № 5. 59-66.
5. URL: <https://hmarochos.kiev.ua/2021/09/21/ukrayina-planuye-pryuednatysya-do-yevropejskoji-energomerezhi-shho-dlya-czogo-neobhidno-perubl/>
6. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Постанова НКРЕКП № 57 від 20.01.2020. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
7. План розвитку системи передачі на 2018-2027 роки. 118 с. URL: https://rise.esmap.org/data/files/library/ukraine/TSO_assessment2017_grid_2028.pdf
8. URL: https://ua.energy/pro_kompaniyu/
9. Норми технологічного проектування енергетичних систем і елек-

тричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 2014. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0543732-14#Text>

10. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотяна и М. И. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.

11. Справочник по проектированию подстанций 35 – 500 кВ / Под ред. С. С. Рокотяна и Я. С. Самойлова. М.: Энергоиздат, 1982. 352 с.

12. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

13. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Мінерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

14. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

15. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.

16. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.

17. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.

18. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.

19. Беляев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. Л.: Энергоатомиздат, 1988. 176 с.

20. Посібник з вивчення Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Електротехнічне устаткування електричних станцій та мереж, оперативно-диспетчерське керування / за заг. ред. Є. І. Удода. К.: ДП НТУКЦ «Аселенерго», 2004. 800 с.

21. Рубаненко О. Є., Лагутін В. М. Релейний захист та автоматика дво-трансформаторної підстанції: Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2005. 124 с.
22. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: навч. посібник. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. 504 с.
23. Яндутьський О. С. Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб. К.: НТУУ «КПІ», 2016. 102 с. URL: <https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/16600/1/PZ.pdf>
24. Автоматика протиаварійного управління електроенергетичних систем: підручник для студентів зі спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Є. І. Сокол, Г. А. Сендерович, О. Г. Гриб та ін. Харків, 2020. 216 с.
25. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.
26. 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, 2018. 46 с.
27. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
28. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
29. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання): навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.
30. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001-95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.

31. СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. – Київ, 2016. 42 с.

32. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

ДОДАТОК А

ДОДАТОК А

107

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ
РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина підстанції 750/330/10 кВ з розрахунком
землення розподільних установок

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БЛР, МКР)

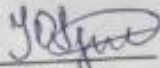
Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет
електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 36,7% Схожість 3,3%

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  Гуцько І.О.
(підпис) (прізвище, ініціали)

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

Автор роботи

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

Середюк С.В.
(прізвище, ініціали)
Тептя В.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

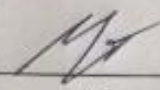
108

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

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

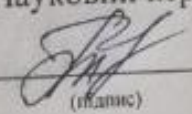

(підпис)

" 14 " 09 2022 р.

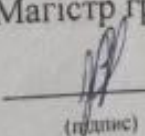
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ПІДСТАНЦІЇ 750/330/10 КВ З РОЗРАХУНКОМ
ЗАЗЕМЛЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК
08-13.МКР.008.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц..


(підпис) Тепля В.В.

Магістр групи ЕСМ-21м


(підпис) Середюк С. В.

Вінниця 2022 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, збільшення пропускну здатності основних перетинів та розв'язання проблеми мережних обмежень необхідно спроектувати, добудувати та ввести в експлуатацію нові об'єкти – підстанції та високовольтні лінії;

б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 14 вересня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної частини підстанції 750/330/10 кВ та розрахунок заземлення розподільних установок;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

2. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

3. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 2014.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження підстанції у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування підстанції 750/330/10 кВ. До ПС підходять дві ЛЕП-750 кВ довжиною $l = 400$ км, навантаження району складає:

$P_{p1max} = 850$ МВт, $U_{1pном} = 330$ кВ; $l_1 = 130$ км. $U_{2pном} = 10$ кВ; $l_2 = 6$ км; $P_{p2max} = 18$ МВт.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанції, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “АВВ”, “Siemens” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему підстанції виконують за типовими схемами

– показники технологічності: проектування ПС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал підстанції.

– живлення об'єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб підстанції виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи підстанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої підстанції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	13.09.22	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування підстанції	14.09.22	17.09.22	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	18.09.22	05.10.22	розділ 2
4	Розрахунок заземлення підстанції	06.10.22	20.10.22	розділ 3
5	Релейний захист та автоматика	21.10.22	30.10.22	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22	розділ 5
7	Економічна частина	11.11.22	16.11.22	розділ 6
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	пояснювальна записка
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В

Цивільний захист

В.1 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Розроблена підстанція може отримати впливи від надзвичайних ситуацій (НС) техногенного, природного, військового походження, яких в країні виникає тисячі. Вони наносять непоправну шкоду на об'єкти енергетичного господарства. Серед НС можна виділити найбільш небезпечні: аварії із загрозою викиду ХНР і біологічних небезпечних засобів, радіоактивне забруднення, вплив ЕМІ.

Головну небезпеку для підстанції становить ударна хвиля, світлове (теплове) випромінювання, вторинні вражаючі фактори і радіоактивне зараження місцевості. Проте іноді доводиться враховувати і вплив проникаючої радіації та електромагнітного імпульсу.

На підстанції використовуються елементи, до складу яких входять: метали, напівпровідники, діоди, резистори та ін. Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали, тому що їм властива велика концентрація вільних носіїв. Таким чином, обладнання підстанції може раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації.

Особливістю ЕМІ як вражаючого чинника є його здатність поширюватися на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях. Тому ЕМІ може вплинути там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають своє значення як вражаючі фактори.

Отже існує актуальна проблема розрахунку і підвищення стійкості підстанцій. Для цього на об'єкті завчасно на основі розрахунків планують і проводять відповідні організаційні й інженерно-технічні заходи. Досягнення на-

уки і техніки дозволяють реалізувати такі рішення, при яких підприємство буде стійке.

В.2 Дослідження стійкості роботи підстанції 750/330/10 кВ в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах РЕА можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю В.1.

Найбільше уразливі елементи системи управління – фотодіоди блоку управління автоматизованою дільницею та трансформатор блоку живлення:
 $D_{гр} = 10^3 \text{ Р}$.

Визначаємо можливу дозу опромінення [29]:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{\text{посл}}}; \quad (\text{В.1})$$

де $K_{\text{посл}}$ – коефіцієнт послаблення, 1;

t_{II} – час початку опромінення, 1 год

t_K – максимальна тривалість роботи, 20 років

$$D_M = \frac{2 \cdot 5,92(\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 4944,02 \text{ (Р)},$$

Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{D_{гр} \cdot K_{\text{посл}} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2, \text{ [год]} \quad (\text{В.2})$$

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 5,92 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,92} \right)^2 = 7303,32 \text{ (год)}.$$

Таблиця В.1 – Експозиційні дози

№	Елементи підстанції		Д _{гр, Р}	Д _{гр, Р}
1	Блок управління	Резистори СП1-10	10 ⁶	10 ³
		Фотодіоди LEDX55	10 ³	
		Конденсатор К-41	10 ⁵	
		мікросхеми ТТЛДА3247	10 ⁴	
2	Система керування, релейного захисту і автоматики	Мікроперемикач МКФ46	10 ⁴	
		Конденсатор К-41	10 ⁵	
		Транзистор КТ531	10 ⁵	
		інтегральні схеми К1533ЛА	5*10 ⁵	
3	Блок живлення	транзистор БПЛ	10 ⁴	
		Трансформатор	10 ³	
		Діод VD648	10 ⁵	
		Резистори СП1-10	10 ⁶	

Так як обладнання підстанції опромінюється 24 год на добу, то

$$t_{\text{доп}} = \frac{7303,32}{24 \cdot 365} = 0,834 \text{ (р.)}.$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{\text{гр}} = 10^3 \text{ Р} < D_{\text{м}} = 4944,02 \text{ Р}.$$

Висновок. Оскільки $D_{\text{гр}} = 10^3 \text{ Р} < D_{\text{м}} = 4944,02 \text{ Р}$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{\text{посл}}$ потрібно збільшити в 4 рази, тобто обладнання потрібно екранувати радіаційним захисним екраном з $K_{\text{посл}} \geq 4$. Робота системи управління буде стійкою протягом 7303,32 годин (0,834 років).

В.3 Дослідження стійкості підстанції в умовах дії електромагнітних імпульсів

При оцінці впливу ЕМІ на струмопровідні елементи необхідно врахувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на ве-

ртикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному $K_6 = 40$ дБ.

На об'єкті підстанції розподіляються на різні блоки:

1. Блок управління;
2. Система керування, релейного захисту і автоматики;
3. Блок живлення.

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $l_{B1}=1,9$ м, $l_{B2}=2,1$ м, $l_{B3}=1,6$ м, $l_{Г1}=1,7$ м, $l_{Г2}=1,8$ м, $l_{Г3}=1,3$ м. Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{\sigma(B,Г)} = 20 \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_{(B,Г)}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (B.3)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$\begin{aligned} U_B &= E_{Г} \cdot l_B, \quad U_{Г} = E_B \cdot l_{Г}, \\ E_{Г} &= E_B \cdot 10^{-3} \text{ (кВ/м)}. \end{aligned} \quad (B.4)$$

Приймаємо $E_B = 12,43$ (кВ/м).

Визначаємо горизонтальну складову напруженості:

$$E_{Г} = E_B \cdot 10^{-3} = 12,43 \cdot 10^{-3} = 0,01243 \text{ (кВ/м)}.$$

Визначаємо $U_{Г}$ та U_B :

Для блока управління:

$$U_{Г} = 12,43 \cdot 1,7 = 21,131 \text{ (В)};$$

$$U_B = 0,01243 \cdot 1,9 = 0,024 \text{ (В)}.$$

Для системи керування, релейного захисту і автоматики:

$$U'_{Г} = 12,43 \cdot 1,8 = 22,374 \text{ (В)};$$

$$U'_B = 0,012431 \cdot 2,1 = 0,026 \text{ (В)}.$$

Для блока живлення:

$$U''_Г = 12,43 \cdot 1,3 = 16,159 \text{ (В)};$$

$$U''_B = 0,01243 \cdot 1,6 = 0,020 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При $U_{\text{доп}} = 12 \text{ (В)}$:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнт безпеки:

Для блока управління:

$$K_{\text{б.Г}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{21,131} = -4,49 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\text{б.В}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,024} = 54,54 \text{ (дБ)}.$$

Для системи керування, релейного захисту і автоматики:

$$K'_{\text{б.Г}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{22,374} = -4,99 \text{ (дБ)};$$

$$K'_{\text{б.В}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,026} = 53,67 \text{ (дБ)}.$$

Для блока живлення:

$$K''_{\text{б.Г}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{16,159} = -2,16 \text{ (дБ)};$$

$$K''_{\text{б.В}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,02} = 56,04 \text{ (дБ)}.$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю В.2.

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, тобто потрібно проводити екранування. В якості матеріалу для екранування вибираємо сталь.

Таблиця В.2 – Результати розрахунків коефіцієнтів безпеки елементів схеми

№	Елемент системи	I_B (м)	I_r (м)	U_B (В)	U_r (В)	$K_{б.в}$ (дБ)	$K_{б.г}$ (дБ)	Результат дії
1	Блок управління	1,9	1,7	0,024	21,131	54,54	-4,49	не стійкий
2	Система керування, релейного захисту і автоматики	2,1	1,8	0,026	22,374	53,67	-4,99	не стійкий
3	Блок живлення	1,6	1,3	0,020	16,159	56,04	-2,16	не стійкий

В.4 Розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини підстанції 750/330/10 кВ в умовах надзвичайних ситуацій

Розроблення заходів по підвищенню стійкості роботи підстанції в умовах іонізуючих випромінювань під час здійснення практичної діяльності. Керівництво підстанції зобов'язано:

- здійснювати систематичний контроль за радіаційним станом робочих місць, приміщень, території, в санітарно-захисних зонах та зонах спостережень, а також за викидами і скидами радіоактивних речовин;
- планувати і проводити заходи щодо забезпечення захисту людини від впливу іонізуючого випромінювання;
- здійснювати контроль і облік індивідуальних доз опромінення персоналу;
- організовувати проведення періодичних медичних оглядів персоналу;
- регулярно інформувати персонал щодо рівнів іонізуючого випромінювання на робочих місцях та значення отриманих ним доз опромінення;
- своєчасно інформувати органи виконавчої влади та органи місцевого самоврядування, органи державного регулювання ядерної та радіаційної без-

пеки щодо виникнення аварійних ситуацій, порушень технологічних регламентів, які створюють загрозу для безпеки людини;

- забезпечувати реалізацію прав громадян та їх об'єднань на надання інформації щодо стану захисту людини від впливу іонізуючого випромінювання.

Для захисту персоналу від електромагнітних імпульсів потрібно застосувати такі заходи:

- зменшення потужності випромінювання джерела ЕМІ застосуванням узгоджених навантажень і поглинувачів потужності;
- віддалення робочого місця від джерела ЕМІ (захист відстанню);
- зменшення часу перебування під опроміненням (захист часом);
- раціональне розташування в робочому приміщенні устаткування, що випромінює електромагнітну енергію;
- встановлення раціональних режимів роботи устаткування і обслуговуючого персоналу;
- екранування джерела ЕМІ чи робочого місця;
- застосування засобів індивідуального захисту;
- застосування засобів сигналізації і блокування.

Екрани виконують у вигляді замкнених об'ємів (камер, кожухів), щитків і ширм із матеріалів з великою електричною провідністю (мідь, латунь, алюміній). Як засоби індивідуального захисту застосовують спецодяг з металізованої тканини та шоломи з електропровідним шаром. Очі захищають окулярами з металізованим склом або замість скелець із сіточками з тонкого дроту.

Всі працюючі на високочастотних установках мають періодично проходити медогляд з метою своєчасного виявлення відхилень у стані здоров'я.

Проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран $K_e = 5,2$.

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}, \quad (B.5)$$

де $A_e = K_{б.} - K_{б.розр.}$

Блок управління:

$$t_1 = \frac{40 - (-4,49)}{5,2\sqrt{15000}} = 0,07 \text{ (см)}.$$

Система керування, релейного захисту і автоматики:

$$t_2 = \frac{40 - (-4,49)}{5,2\sqrt{15000}} = 0,071 \text{ (см)};$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{40 - (-2,16)}{5,2\sqrt{15000}} = 0,066 \text{ (см)}.$$

Таким чином при екрануванні блока управління з використанням екрану товщиною 0,07 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. Система керування, релейного захисту і автоматики буде стійкою в умовах ЕМІ при екрануванні його з використанням екрану товщиною 0,071 см з сталі. Для блока живлення потрібен екран товщиною 0,066 см.

Таким чином, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на стійкість роботи підстанції. Для безпечної роботи на підстанції в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнтів безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на роботу підстанції.

Висновки

В результаті оцінки роботи електричної підстанції 750/330/10 кВ в умовах дії іонізуючих випромінювань були визначені елементи, які можуть вийти із ладу. Після їх аналізу було встановлено що найбільш уразливим до дії іонізуючого випромінювання є система управління – фотодіоди блоку управління та трансформатор блоку живлення.

Мінімальне значення дози радіоактивного опромінення даного елемента становить 10^3 , що менше максимального значення рівня радіації, яке очікується на об'єкті через встановлений час. Саме тому РЕА в енергетичній системі не буде працювати стійко і виникатимуть збої, викликані дією іонізуючого випромінювання. Отже, обладнання потрібно екранувати, тобто елементи РЕА закрити захисним екраном. При оцінці роботи даної ПС умовах дії електромагнітних імпульсів були розглянуті три блоки РЕА: блок управління; система керування, релейного захисту і автоматики та блок живлення. Аналіз цих блоків полягав у визначенні їхніх коефіцієнтів безпеки, які і використовувалися як критерії стійкості. В результаті було виявлено, що всі є нестійкими до дії електромагнітного випромінювання. Тому для його захисту слід застосувати екранування. В якості матеріалу для екранування було вибрано сталь.

ДОДАТОК Г

(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**ПРОЄКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ 750/330/10
КВ 3 РОЗРАХУНКОМ ЗАЗЕМЛЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК**

1. СХЕМИ ПІДСТАНЦІЇ 750/330/10 КВ

СТРУКТУРНА СХЕМА ПІДСТАНЦІЇ

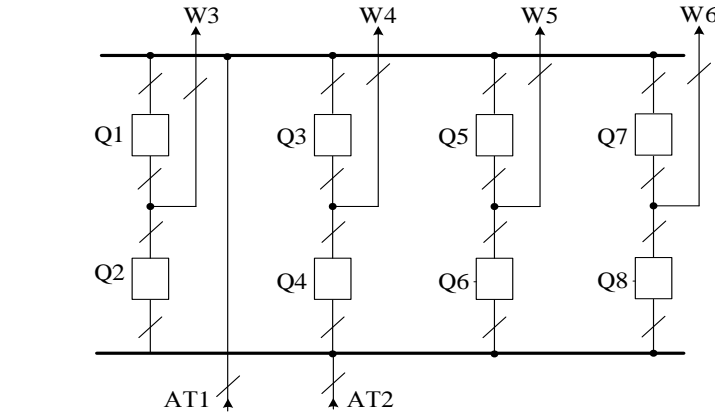
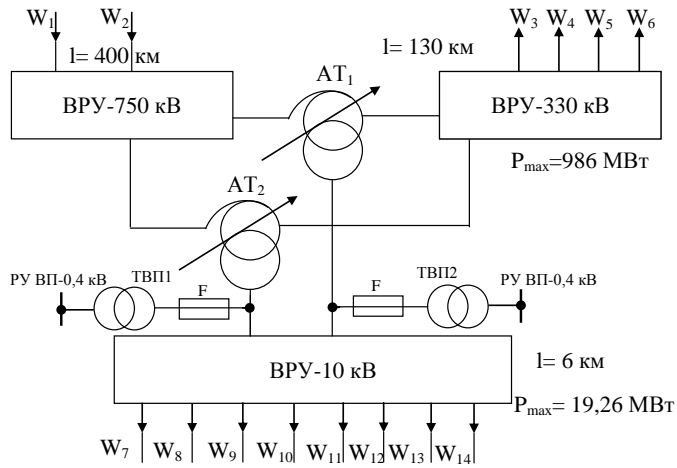
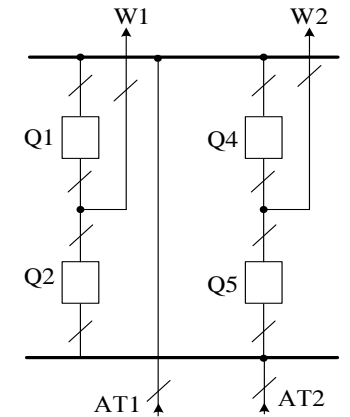


Схема ВРУ-330 кВ підстанції «трансформатори – шини з приєднанням ліній через два вимикачі»

Варіанти схеми ВРУ-750 кВ підстанції



а) схема чотирикутника

Результати розрахунку приведених витрат схем ВРУ-750 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис.грн	
	I	II
Капітальні витрати	208000	312000
Щорічні витрати	17472	26208
Збиток від перерви живлення споживачів	63,593	36,918
Приведені витрати	48735,593	73044,918

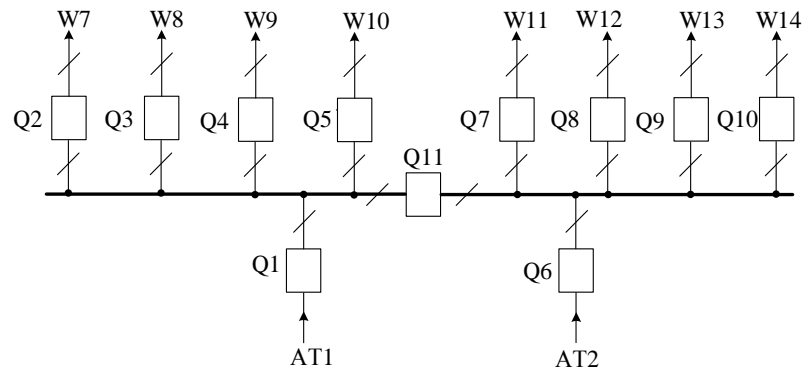
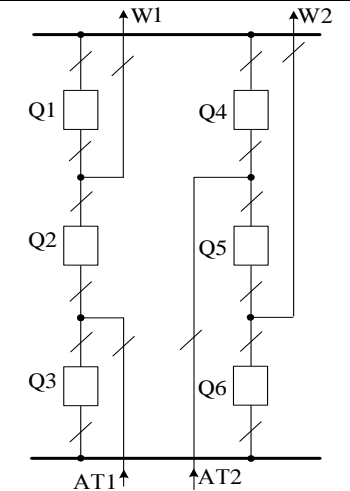


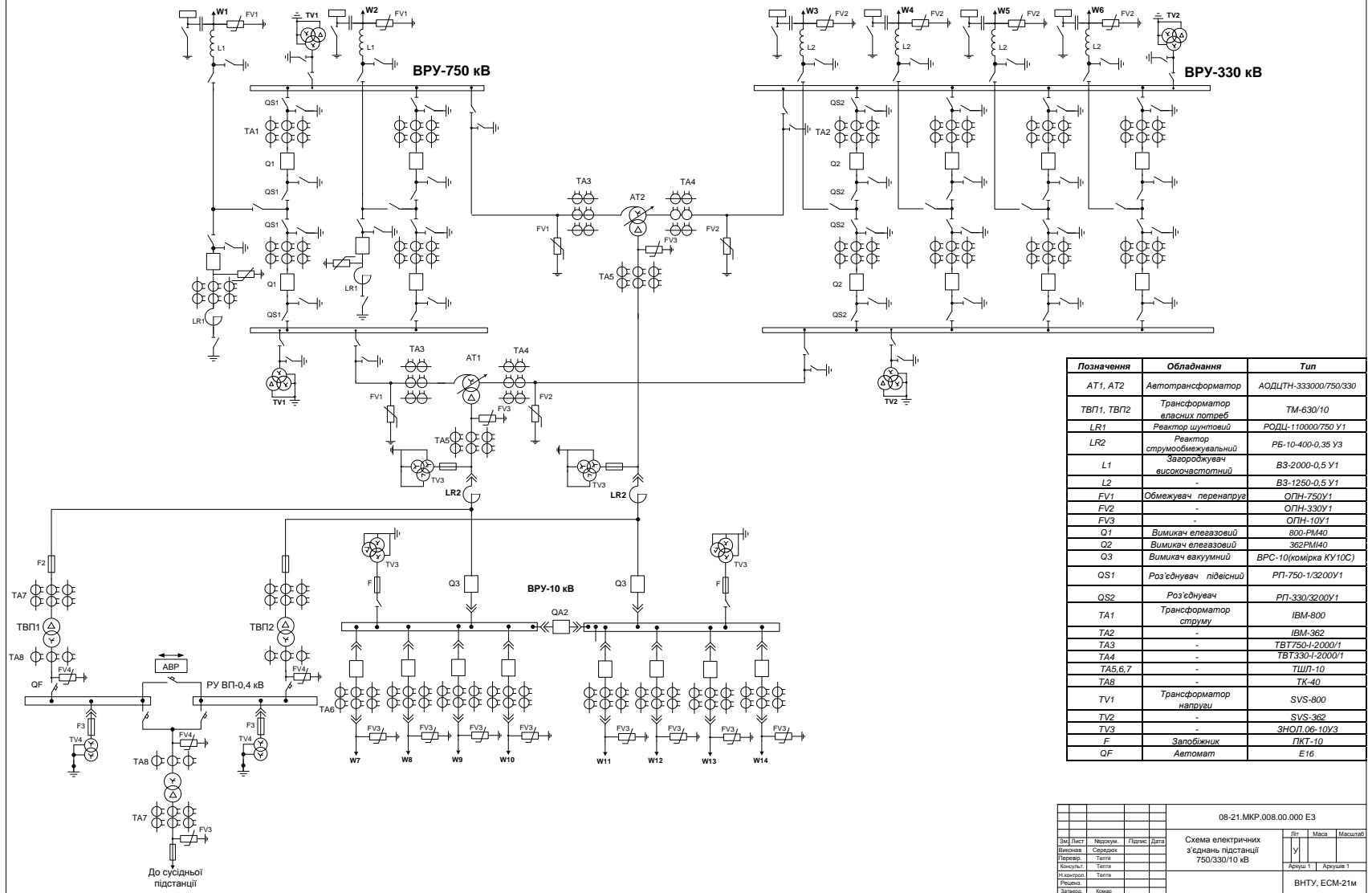
Схема ВРУ-10 кВ підстанції «одна секціонована система збірних шин»



б) схема «полоторна»

2. ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЇ 750/330/10 КВ

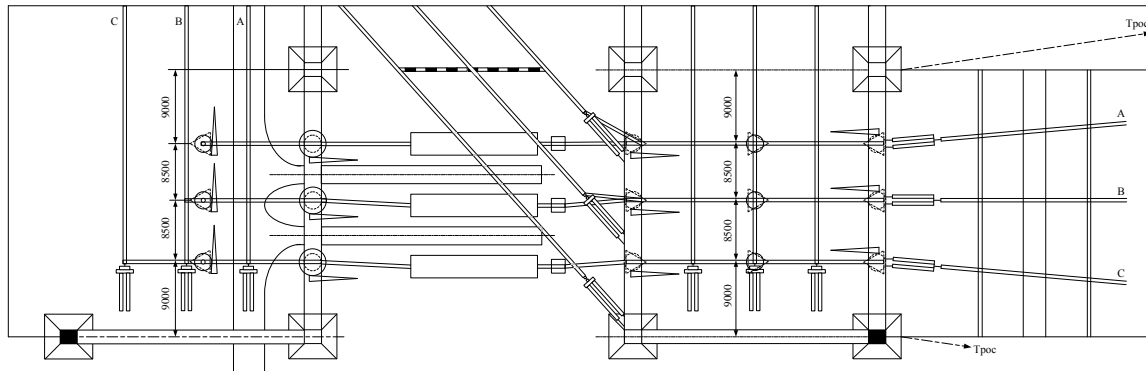
Схема електричних з'єднань підстанції 750/330/10 кВ



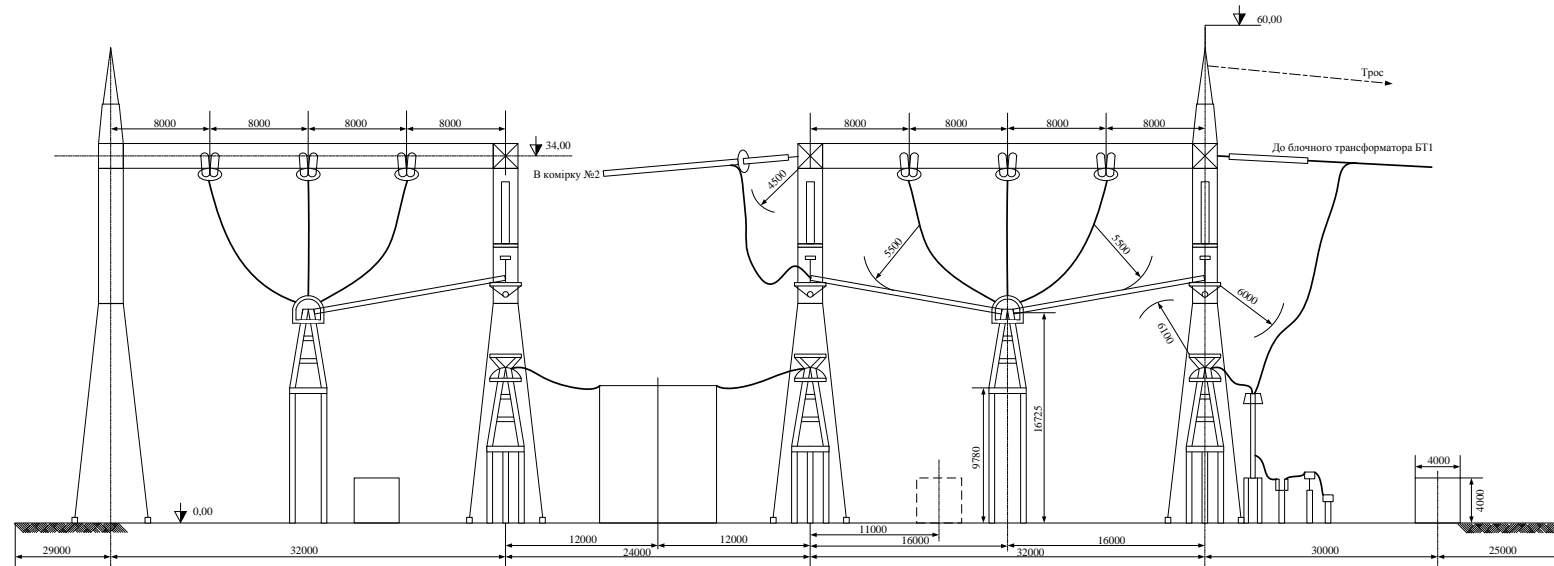
Позначення	Обладнання	Тип
AT1, AT2	Автотрансформатор	АОДЦТН-333000/750/330
ТВП1, ТВП2	Трансформатор власних потреб	ТМ-630/10
LR1	Ректор шунтовий	РОДЦЛ-110000/750 У1
LR2	Ректор струмообмежувальний	РБ-10-400-0,35 У3
L1	Заворозжувач високошвидкісний	ВЗ-2000-0,5 У1
L2	Заворозжувач високошвидкісний	ВЗ-1250-0,5 У1
FV1	Обмежувач перенапруги	ОПН-750У1
FV2	Заворозжувач високошвидкісний	ОПН-330У1
FV3	-	ОПН-10У1
Q1	Вимикач елегазовий	800-РМ40
Q2	Вимикач елегазовий	362РМ40
Q3	Вимикач вакуумний	ВРС-10(коірка КУ10С)
QO1	Роз'єднувач підвісний	РП-750-1/3200У1
QO2	Роз'єднувач	РП-330/3200У1
TA1	Трансформатор струму	ІВМ-800
TA2	-	ІВМ-362
TA3	-	ТВТ750-1-2000/1
TA4	-	ТВТ330-1-2000/1
TA5,6,7	-	ТШЛ-10
TAB	-	ТК-40
TV1	Трансформатор напруги	SVS-800
TV2	-	SVS-362
TV3	-	ЗНОЛ.06-10У3
F	Запобіжник	ПКТ-10
QF	Автомат	Е16

				08-21.МКР.008.00.000 Е3			
Зав. Проект	Модернізація	Перевір.	Дата	Схема електричних з'єднань підстанції 750/330/10 кВ	Лист	Масштаб	Масштаб
Виконав	Середок	Перевір.	Тепла		1		
Коректор	Тепла	Коректор	Тепла		Архив 1	Архив 1	
Решена	Тепла	Решена	Тепла				
Затверд.	Комар	Затверд.	Комар				ВНТУ, ЕСМ-21М

3. ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ВРУ-750 КВ

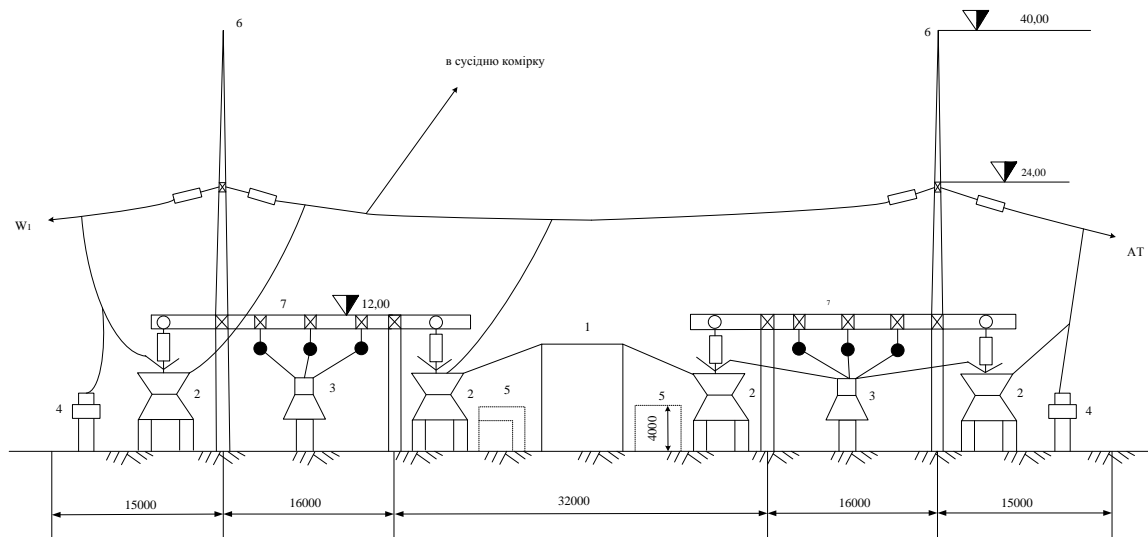
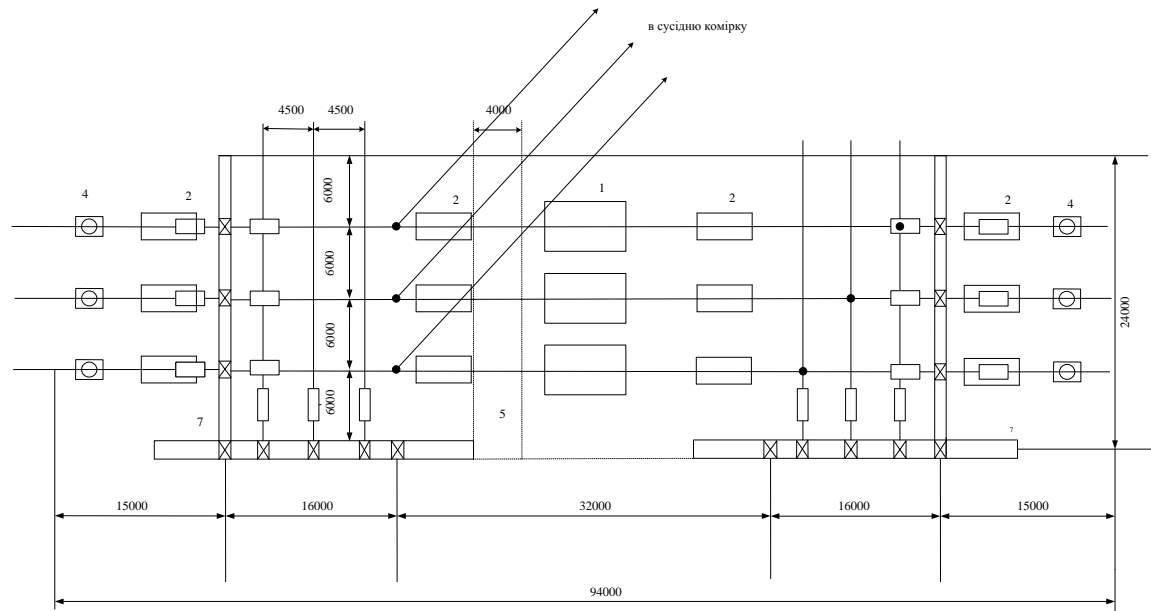


План комірки №1



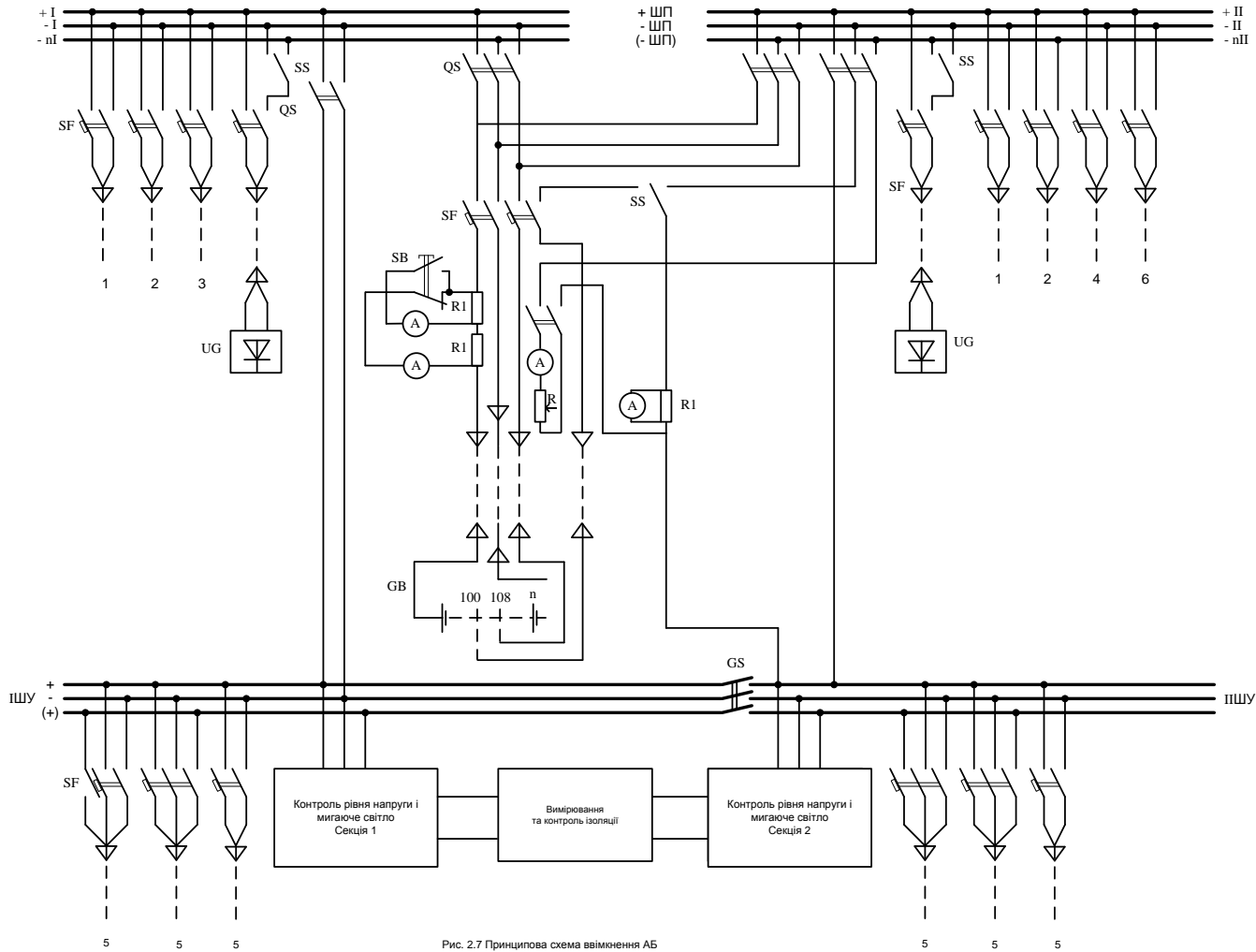
Розріз комірки №1

4. ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ВРУ-330 КВ



№ вузла	Назва вузла
1	Вимикач 362PM140
2	Підвісний роз'єднувач РП-330-1/3200УХЛ1
3	Опорний ізолятор
4	Обмежувач перенапруг ОПН-330У1
5	Дорога
6	Блискавковідвід
7	Портал

5. СХЕМА УСТАНОВКИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ ПІДСТАНЦІ



1 - електромагнітні приводи, які не потребують підвищеної напруги; 2 - електромагнітні приводи, які потребують підвищеної напруги; 3 - аварійне освітлення; 4 - резервний агрегат зв'язку; 5 - керування, захист, сигналізація; 6 - масляний насос; SF - автоматичний вимикач; А - амперметр; SS - перемикач; QS - рубильник; SB - кнопка; R1 - шунт; R - регулюючий баластний опір; UG - випрямительний агрегат; GB - акумуляторна батарея; n - кількість елементів АБ; + ШП, - ШП, ПШУ, ПШУ - шини живлення; (- ШП) - шина живлення підвищеною напругою.

Режим роботи агрегата	Напруга живлення змінним струмом, В	Границі випрямлення		Максимальна сложивча потужність, кВт
		напруга, В	струм, А	
Стабілізація напруги	380 ⁺³⁸ ₋₁₉	220 - 260 260 - 380	4 - 80 4 - 40	20, 8 15,2
Повільне регулювання напруги	—	2 - 11	4 - 80	0,88

6. РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-750 кВ

Вихідні дані для розрахунку ЗП ВРУ-750 кВ:

Ґрунт – супісок; склад двошаровий; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- площа ЗП: $S = (190 \times 150) = 28500 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 160 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

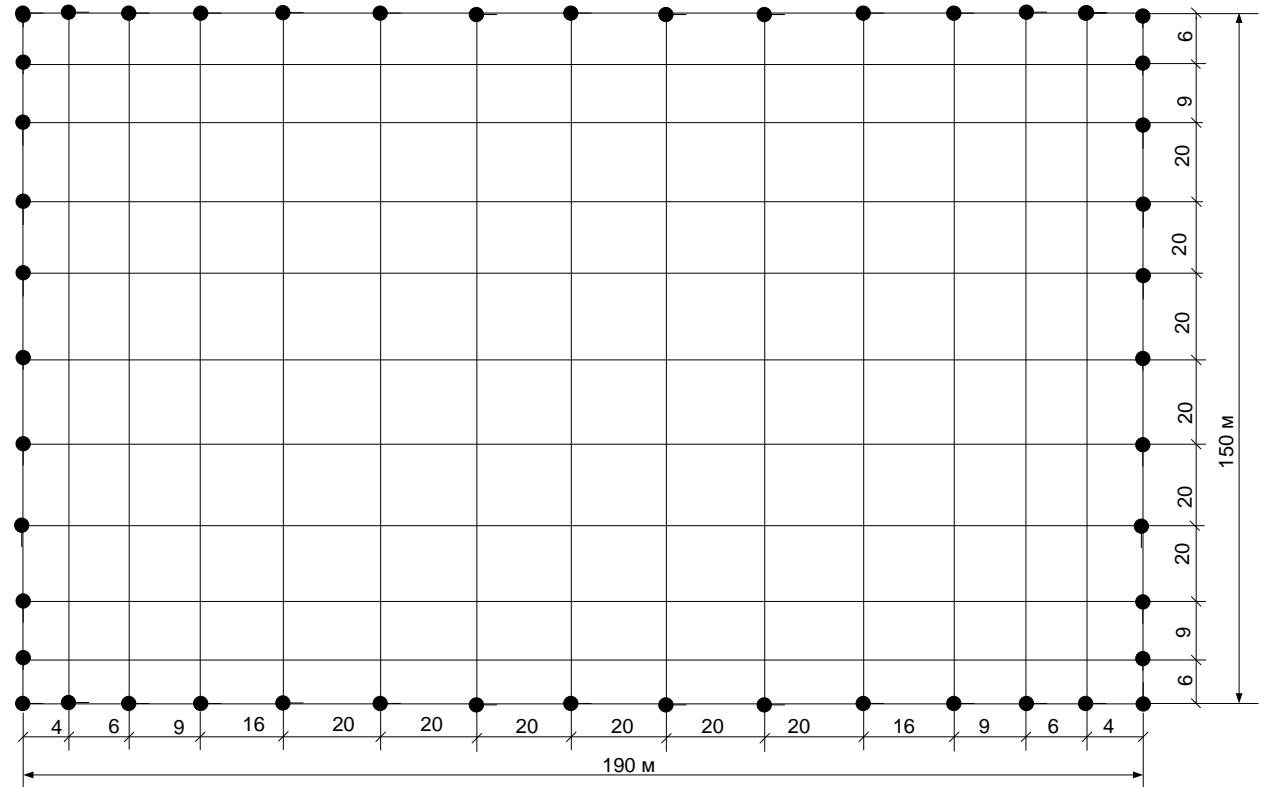
- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;

- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 48 \text{ шт}$;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 3,5 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних полос $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм .



План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

7. РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку ЗП ВРУ-330 кВ:

Ґрунт – супісок; склад двошаровий; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- площа ЗП: $S = (250 \times 64) = 16000 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 160 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

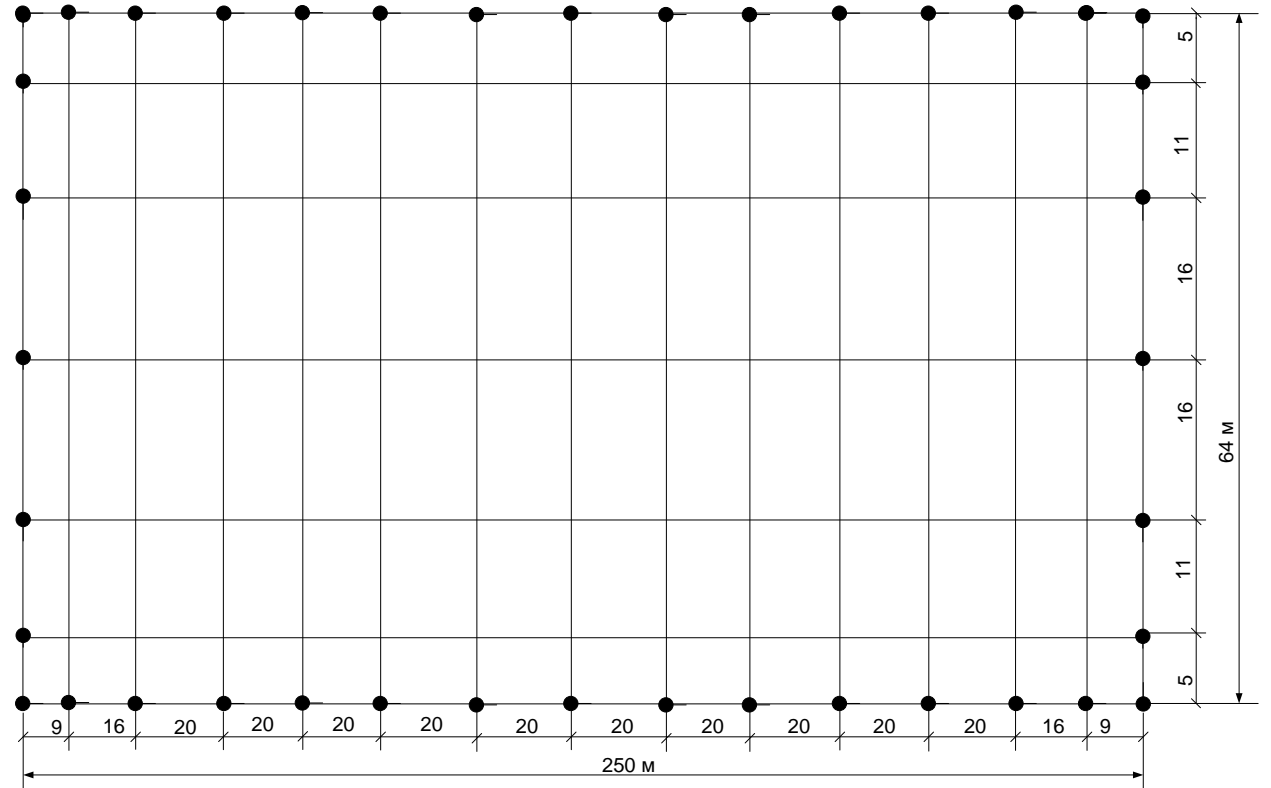
- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;

- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 40$ шт;

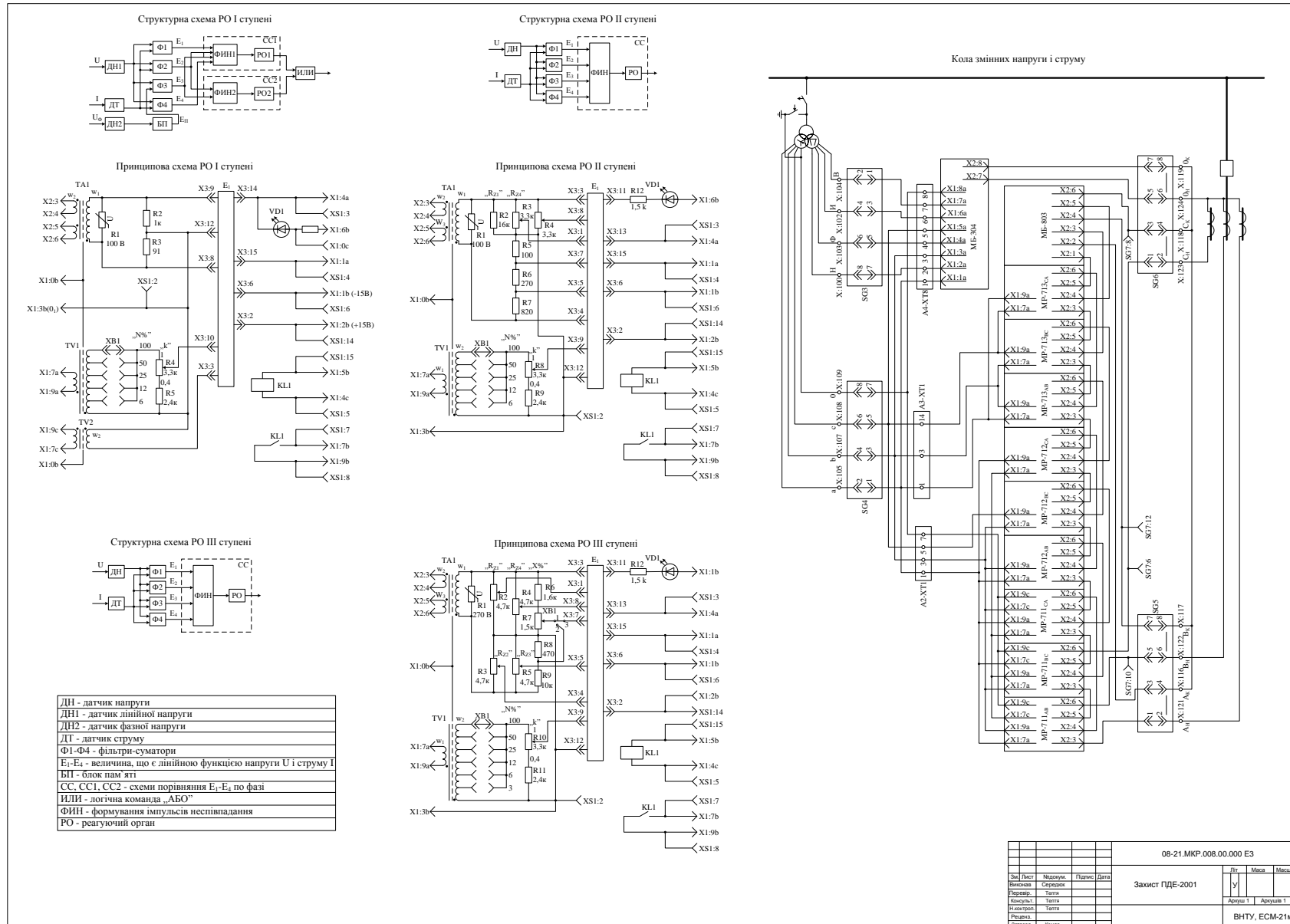
довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 3,5 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних полос $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм .



План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

8. ЗАХИСТ ЛЕП-750 КВ



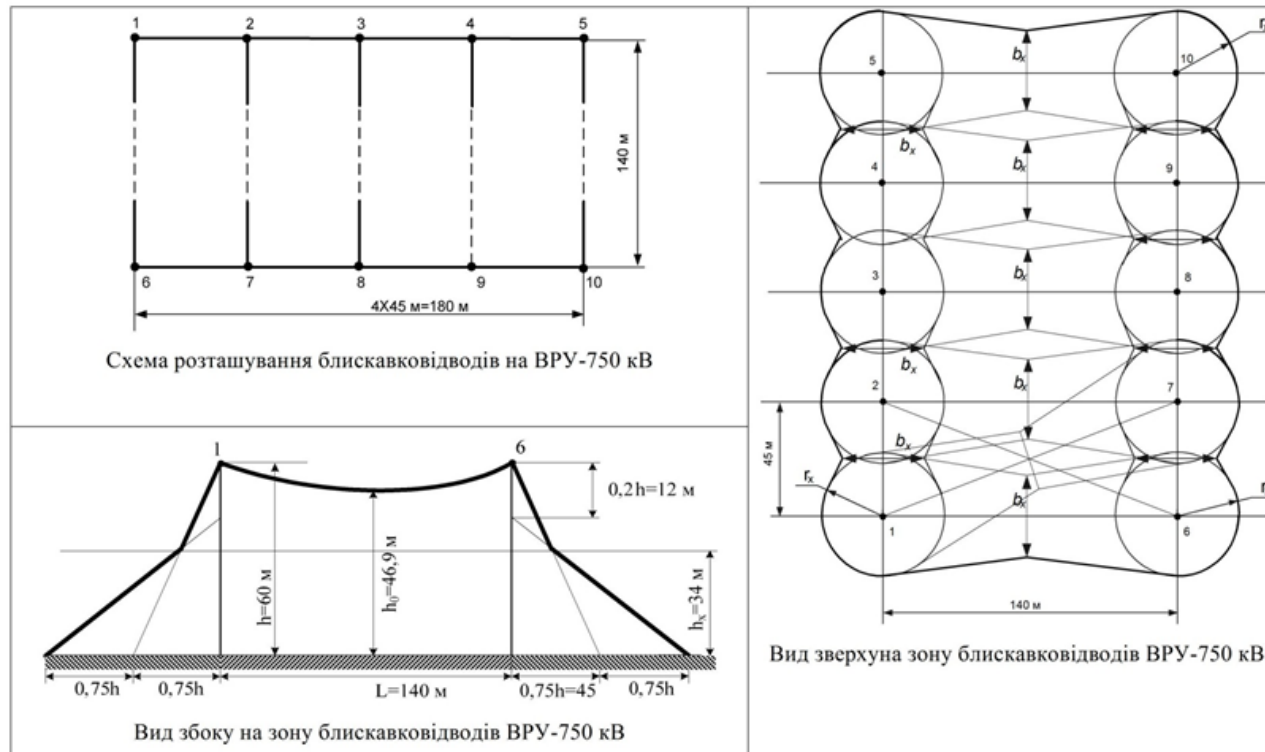
9. РОЗРАХУНОК ГРОЗОЗАХИСТУ ВРУ-750 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- висота блискавковідводу: $h = 60$ м;
- розрахункова висота: $h_x = 34$ м.

Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-750 кВ

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	45	58,6	48,3	26,25
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	140	46,9	13,2	26,25
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	147	45,6	9,3	26,25



10. РОЗРАХУНОК ГРОЗОЗАХИСТУ ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- а) висота блискавковідводу: $h = 40$ (м);
- б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту:
 $h_x = 24$ (м).

Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h_0 , м	B_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 12-13, 13-14, 14-15, 15-16, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20, 20-21, 21-22	24	39,4	28,2	15,0
1-12, 2-13, 3-14, 4-15, 5-16, 6-17, 7-18, 8-19, 9-20, 10-21, 11-22	60	36,3	18,9	15,0
1-13, 2-12, 2-14, 3-13, 3-15, 4-14, 4-16, 5-15, 5-17, 6-16, 6-18, 7-17, 7-19, 8-18, 8-20, 9-19, 9-21, 10-20, 10-22, 11-21	64,60	35,7	17,2	15,0

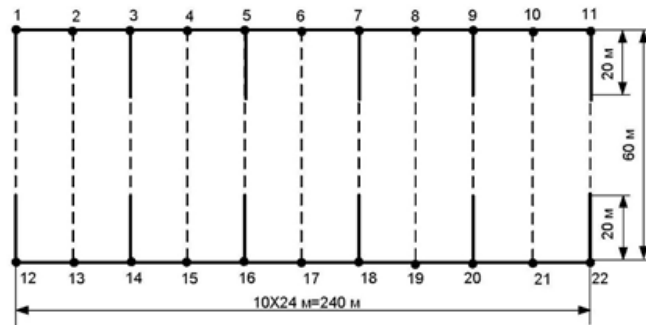
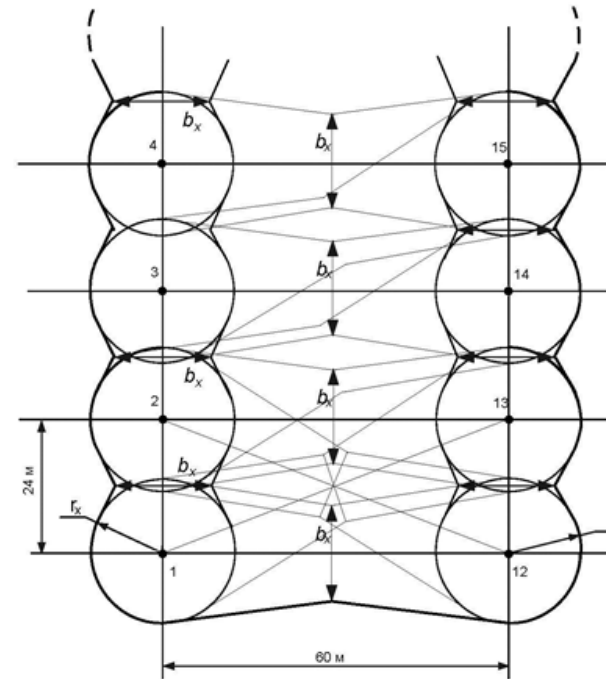
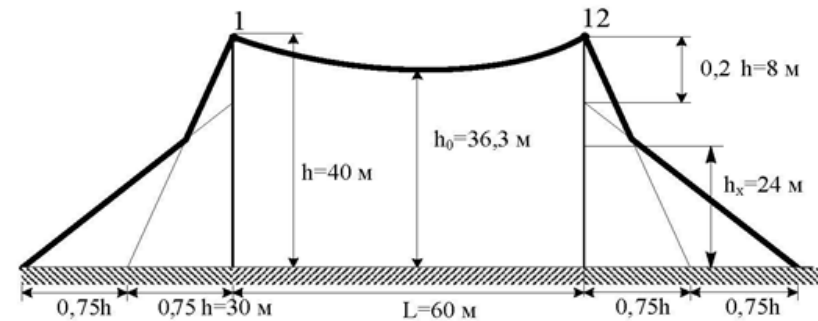


Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ



а) вид зверху



б) вид збоку

Вид на зону блискавковідводів ВРУ-330 кВ

