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

КОМПЛЕКСНА МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток електричної системи.
2. Електрична частина підстанцій 330/110/10 кВ з розрахунком умов самозапуску двигунів власних потреб»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕСМ-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і мережі»
(шифр, назва напряму підготовки, спеціальності)
Арістов В. І.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
Матвієнко С. В.
(прізвище та ініціали)
«05» грудня 2023 р.

Опонент:
(прізвище та ініціали)
«11» грудня 2023 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)
«04» грудня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 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.

_____ 2023 року

З А В Д А Н Н Я
НА КОМПЛЕКСНУ МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Арістову Вадиму Івановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Розвиток електричної системи. 2. Електрична частина підстанції 330/110/10 кВ з розрахунком умов самозапуску двигунів власних потреб
керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Матвієнко С. В.
затверджені наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 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-330 кВ $S_{c.sim}$ = 13500 МВА, опір системи x_{c*} = 0,35. До ВРУ-330 кВ підходять дві ЛЕП-330 кВ довжиною 250 км. В район подається максимальна потужність на напрузі: $U_{1ном}$ = 10 кВ; P_{p1max} = 11 МВт, довжина ЛЕП l_1 = 11 км, $U_{2ном}$ = 110 кВ; довжина ЛЕП l_2 = 45 км, P_{p2max} = 110 МВт.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обґрунтування проєктування підстанції. 2. Електротехнічна частина. 3. Розрахунок самозапуску двигунів власних потреб. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вибір схем ВРУ-330 кВ підстанції. 2. Головна схема електричних з'єднань підстанції 330/110/10 кВ 3. Схема установки постійного струму підстанції. 4 Поперечний розріз ВРУ-330 кВ. 5. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-330 кВ. 6. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-110 кВ. 7. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ. 8. Визначення умов самозапуску двигунів власних потреб.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Матвієнко С. В., к.т.н., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДНС Матвієнко С. В.		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	23.09.23
2	Обґрунтування проєктування підстанції	24.09.23	29.09.23
3	Електротехнічна частина	30.09.23	10.10.23
4	Розрахунок самозапуску двигунів власних потреб	11.10.23	28.10.23
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23
11	Захист МКР	За графіком	

Студент (підпис) В. І. Арістов

Керівник роботи (підпис) С. В. Матвієнко

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.4

Арістов Вадим Іванович «Розвиток електричної системи. 2. Електрична частина підстанції 330/110/10 кВ з розрахунком умов самозапуску двигунів власних потреб». Комплексна магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 88 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 26 назв; рис.: 14; табл. 27.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроєктована електрична частина трансформаторної підстанції напругою 330/110/10 кВ. Розраховано графіки електричних навантажень підстанції, спроектовано структурну схему, схеми відкритих розподільних установок 330, 110 та 10 кВ, обрано схему власних потреб підстанції. Проведено вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї. Розраховано параметри грозозахисту ВРУ 330 та 110 кВ. У розділі охорони праці проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на підстанції, розроблено заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях. Проведено розрахунок заземлення ВРУ 330 кВ підстанції. В економічній частині роботи розглянуто показники та критерії економічної ефективності, визначено капіталвкладення, витрати на експлуатацію підстанції та термін окупності.

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

ANNOTATION

Vadim Aristov "Development of the electrical system. 2. The electrical part of the 330/110/10 kV substation with the calculation of the self-starting conditions of the motors of its own needs." Comprehensive master's qualification work Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 88 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 26 titles; Fig.: 14; table 27.

In the master's qualification work, the electrical part of a two-transformer substation with a voltage of 330/110/10 kV was designed. The electrical load schedules of the substation were calculated, the structural diagram was designed, the diagrams of open distribution installation (ODI) 330, 110 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 330 and 110 kV ODI were calculated. 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. The calculation of grounding of the ODI 330 kV of the substation was carried out. 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

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ 4
ВСТУП 5
1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ 8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА 10
2.1 Характеристика району проектування 10
2.2 Режими споживання електроенергії 10
2.3 Вибір автотрансформаторів та кількості ліній електропередачі 14
2.4 Вибір головних схем ВРУ-330, 110 та 10 кВ підстанції 17
2.5 Вибір трансформаторів та схеми власних потреб 25
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання 28
2.7 Вибір комутаційних апаратів 34
2.8 Вибір струмоведучих частин 36
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів 40
2.10 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів 43
2.11 Вибір комутаційної апаратури та шин в РУВП-0,4 кВ 44
2.12 Вибір акумуляторної батареї 48
2.13 Грозозахист ВРУпідстанції 53
2.12.1 Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ 53
2.12.2 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ 54
3 РОЗРАХУНОК САМОЗАПУСКУ ДВИГУНІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ .. 57
3.1 Загальні питання розрахунку самозапуску електродвигунів 57
3.2 Визначення можливості групового самозапуску для заданих механізмів ВП на підстанції від ненавантаженного трансформатора 64
3.3 3.3 Визначення можливості групового самозапуску для заданих механізмів ВП на підстанції від попередньо навантаженного трансформатора 66
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ 68

4.1 Задачі розділ 68
4.2 **Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час монтажу й обслуговування автотрансформатора типу АТДЦТН-125000/330/110** 70
4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць 70
4.2.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць 71
4.3 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ 72
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА 77
5.1 Показники та критерії економічної ефективності 77
5.2 Визначення капітальних вкладень, витрат на експлуатацію підстанції та терміну окупності 82
ВИСНОВКИ 85
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 86
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень 89
Додаток Б. Технічне завдання МКР 90
Додаток В. Циввільний захист 94
В.1 Оцінювання стійкості роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій 94
В.2 Оцінювання стійкості роботи підстанції в умовах дії іонізуючих випромінювань 95
В.3 Дослідження стійкості електричної частини підстанції 330/110/10 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу 97
В.4 Розроблення превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини підстанції 330/110/10 кВ в умовах надзвичайних ситуацій 99
Додатоу Г. Ілюстративна частина 103

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;

АТ – автотрансформатор;

БТ – блочний трансформатор;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВП – власні потреби;

ЕД – електричний двигун;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕРС – електрорушійна сила;

ЕС – електрична станція;

ЗП – заземлювальний пристрій;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ОЕС – об’єднана енергетична система;

ПС – підстанція;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

РУ – розподільна установка

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму;

ВСТУП

Актуальність теми. Від стану енергетичної галузі залежить енергетична і економічна безпека України. Головним завданням, яке постає перед електроенергетикою, є забезпечення ефективного та надійного функціонування Об’єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України.

В основу реформування енергетичної галузі України й створення ринку електричної енергії були покладені принципи збереження Об’єднаної електроенергетичної системи та централізованого управління нею, демонополізації регіональних енергетичних об’єднань, створення умов для конкуренції між виробниками та постачальниками електричної енергії, державного регулювання природних монополій [1]. На сьогодні великою проблемою є високий ступінь моральної застарілості та фізичного зносу обладнання електростанцій, підстанцій та ліній електропередач і мереж в цілому.

ДП «НЕК Укренерго» розробило План розвитку системи передачі на 2018-2027 роки [2], який є стратегічною складовою середньо- та довгострокового планування, перспективного розвитку системи передачі та відповідає потребам суспільства, національної економіки, суб’єктів електроенергетичної галузі, а також сучасному рівню розвитку техніки і технологій.

Для виконання функцій диспетчерського управління та передачі електроенергії в ОЕС України використовується мережа магістральних ліній електропередачі (ЛЕП), яка є основою якості та надійності електропостачання споживачів [3].

На сьогодні важливим питанням в Плані розвитку ОЕС [2] є визначення заходів з будівництва нових об’єктів, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж, які забезпечують подальший попит споживачів на електричну енергію належної якості та потужності.

Важливими елементами електричних мереж, які визначають їх структуру та властивості є підстанції. Розташування підстанцій, їх схема електричних з'єднань та приєднання до електричних мереж залежать від останніх. В основній частині електромереж близько 40-45 відсотків електрообладнання відпрацювало свій подвійний термін експлуатації та потребує заміни й реконструкції.

Крім того, слід зазначити, що системоутворююча мережа об'єднаної енергетичної системи проектувалася і створювалася без урахування загальноприйнятого в Європі правила надійності електричних мережі [4].

Всі слабкі місця наших електричних мереж, роблять ОЕС України дуже вразливою та чутливою до зовнішніх збурень. Через це найважливішим питанням для забезпечення надійної роботи ОЕС є відновлення паралельної роботи з усіма енергосистемами суміжних країн.

Для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, збільшення пропускної спроможності основних перерізів та розв'язку проблеми мережевих обмежень необхідно проектувати та вводити в експлуатацію нові підстанції та високовольтні лінії.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є підвищення ефективності функціонування ОЕС України та забезпечення надійності електропостачання споживачів, збільшення пропускної здатності основних перетинів та розв'язання проблеми мережних обмежень за допомогою проектування та будівництва двотрансформаторної вузлової підстанції 330/110/10 кВ.

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

– аналіз існуючих методів проектування електричної частини підстанцій та мереж;

– проектування головної електричної схеми підстанції;

– вибір схеми живлення власних потреб підстанції;

– вибір комутаційного обладнання, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, акумуляторної батареї, розрахунок

грозозахисту та заземлювального пристрою розподільної установки високої напруги;

– дослідження умов успішного самозапуску електричних двигунів власних потреб ПС;

– розрахунок критеріїв та показників економічної ефективності будівництва підстанції.

Об’єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина підстанцій.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування підстанцій та електростанцій.

Методи дослідження. Для аналізу та розв’язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з’єднань підстанції використовуються методи та елементи теорії надійності.

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

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на LII науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2023).

1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

За останні два роки в енергетичному секторі України відбулися великі зміни, які, на жаль, в багатьох аспектах не на краще. У зв’язку з агресією з боку сусідньої держави було зруйновано багато об’єктів електричних систем і мереж, в тому числі підстанцій. Внаслідок того, що з’явилась нова загроза енергетичній безпеці України, прийнято рішення щодо актуалізації Енергетичної стратегії України [5].

Провівши аналіз технічного стану енергетичного сектору України, зроблено висновок що він є незадовільним і таким, який продовжує погіршуватись внаслідок старіння основних фондів. Основна частина генерувальних потужностей, електричних та теплових мереж зношена й неефективна [5]. Переважна більшість агрегатів теплових електричних станцій перевищили межу фізичного зношення та вимагає суттєвої модернізації та/або заміни, більшість блоків атомних станцій наблизилися до межі проектного терміну експлуатації, хоча для деяких блоків АЕС були продовжені терміни експлуатації на десять-двадцять років. Якщо досліджувати баланс потужностей енергосистеми України, то спостерігається дефіцит регулювальних потужностей, що зумовлює високий рівень втрат і нераціональне використання існуючих потужностей. Викиди на теплових станціях у вигляді пилу, азоту й оксидів сірки у рази перевищують норми порівняно з розвиненими країнами. Значна частка об’єктів магістральних та розподільних електричних мереж відпрацювала свій ресурс і потребує модернізації [5].

На сьогодні в електричних мережах в найгіршому стані знаходяться лінії напругою 220 та 330 кВ. Потребують відновлення більше 80% повітряних ліній напругою 220 кВ і близько 51 % напругою 330 кВ від їх загальної довжини [2]. На окремих лініях 220-330 кВ, які перевищили свій експлуатаційний ресурс, мають місце дефекти на залізобетонних опорах,

надмірна корозія металевих опор, відбувається корозія й розпушення тросів, руйнування фундаментів, погіршується стан ізоляції [4].

Пріоритетними напрямками інвестування коштів є розвиток розподільних мереж, реконструкція та модернізація магістральних ЛЕП.

Протягом останніх п’яти років спостерігалася тенденція до збільшення обсягів відбудови та поновлення обладнання електричних мереж, їх капітального ремонту, модернізації, реконструкції. Однак темпи зростання обсягів зазначених робіт та капіталовкладень на їх реалізацію є недостатніми для підтримання необхідного рівня технічного стану електричних мереж та забезпечення їх надійної роботи.

Підстанціїї являються важливими елементами електричних мереж, які забезпечують енергетичну безпеку, визначають структуру електричних мереж та їх властивості. На сьогодні 64,4% основного обладнання трансформаторних підстанцій відпрацювали й вичерпали свій розрахунковий ресурс [4]. Крім того немає точних даних але відомо, що багато об’єктів було зруйновано внаслідок російської агресії. Тому перед нашою країною постають нові виклики, в тому числі й у енергетичному секторі. Необхідно проводити заходи з відновлення старих об’єктів електричних мереж, а також запровадження нових. Погіршення роботи обладнання підстанцій може призвести до зниження стійкості енергосистеми за напругою або потужністю [4].

Виходячи з вищезазначеного, можна дійти висновку, що проектування та побудова нових підстанцій в магістральних мережах залишається актуальним питанням на сьогодні. Спорудження підстанції напругою 330/110/10 кВ може відноситись до заходів реалізації Енергетичної стратегії України. Проектування й будівництво даної підстанції у центральному регіоні дозволить підвищити ефективність функціонування та надійність електропостачання споживачів району та всієї енергосистеми України.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Характеристика району проектування

Наведемо кліматичні умови за умови повторення ожеледних та вітрових навантажень раз на десять років [8]:

- район по ожеледі: II;
- нормативна товщина стінки ожеледі: 10 мм;
- район по вітру: II;
- розрахункова швидкість вітру: 25 м/с;
- нормативний швидкісний натиск вітру: 40 даН/м^2;
- середньорічна температура повітря: +11,6 ºС;
- максимальна температура повітря: +40 ºС;
- мінімальна температура повітря: - 30 ºС;
- ступінь забруднення атмосфери: III;
- район по «плясці» проводів: III;
- середньорічна тривалість гроз: 80 год.

2.2 Режими споживання електроенергії

Режими споживання енергії окремих споживачів та енергосистем характеризуються добовими та сезонними графіками електричних навантажень, які відображають зміни потужності, яка використовується, за добу або за інший звітний період, наприклад, місяць, квартал, рік. Розрізняють розрахункові графіки навантажень та звітні. Звітні використовують для аналізу режимів роботи енергосистем в процесі експлуатації, а розрахункові – під час планування роботи та проектування окремих енергетичних об’єктів і енергосистем.

Від режимів споживання електроенергії залежать режими роботи енергетичних установок (основного обладнання електростанцій, ЛЕП та

трансформаторних підстанцій). Тому побудова перспективних графіків електричних навантажень необхідна для вирішення ряду питань [7, 11]:

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

Для цього використовують, головним чином, добові графіки електричних навантажень зимового та літнього робочого дня, а також річні графіки місячних максимумів.

При розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних втрат приймаємо [7]:

- в мережі 10 кВ: $\Delta P'_{1*}= 0,01$; $\Delta P'_{2*}= 0,06$;
- в мережах 110 кВ: $\Delta P''_{1*}=0,02$; $P''_{2*}= 0,14$.

Постійні втрати розраховуються за формулою:

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

$$\Delta P_{1p10} = 0,01 \cdot 13 = 0,13\,(\text{МВт}).$$

$$\Delta P_{1p110} = 0,02 \cdot 120 = 2,4\,(\text{МВт}).$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

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

$$\Delta P_{2pl(10)} = 0,06 \cdot \frac{11,7^2}{13} = 0,63\,(\text{МВт});$$

$$\Delta P_{2pl(110)} = 0,14 \cdot \frac{105,6^2}{120} = 13,01\,(\text{МВт}).$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

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

$$P_{р.вид1(10)} = 11,7 + 0,13 + 0,63 = 12,46 \text{ (МВт)};$$

$$P_{р.вид1(110)} = 105,6 + 2,4 + 13,01 = 121,01 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин підстанції:

$$P_{вид.t} = P_{р.вид(110)} + \Delta P_{р.вид(10)}; \quad (2.4)$$

$$P_{вид.1} = 121,01 + 12,46 = 133,47 \text{ (МВт)}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимового та літнього періодів (183 та 182 доби відповідно) та будуються добові графіки навантажень підстанції (рисунок 2.1). Дані розрахунку зводяться в таблицю 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	70	100	90	85	100	85	100	75
	Літо	65	95	85	80	95	80	95	70
Навантаження району 1 (10 кВ), МВт	Зима	7.7	11	9.9	9.35	11	9.35	11	8.25
	Літо	7.15	10.45	9.35	8.8	10.45	8.8	10.45	7.7
Постійні втрати потужності в мережах району 1, МВт	Зима	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
	Літо	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
Змінні втрати потужності в мережах району 1, МВт	Зима	0.32	0.66	0.53	0.48	0.66	0.48	0.66	0.37
	Літо	0.28	0.60	0.48	0.42	0.60	0.42	0.60	0.32
Потужність, що віддається в мережу 10 кВ, МВт	Зима	8.13	11.77	10.54	9.94	11.77	9.94	11.77	8.73
	Літо	7.54	11.16	9.94	9.33	11.16	9.33	11.16	8.13
Навантаження району 2 (110 кВ),%	Зима	60	80	95	80	60	85	100	80
	Літо	55	75	90	75	55	80	95	75
Навантаження району 2 (110 кВ), МВт	Зима	66	88	104.5	88	66	93.5	110	88
	Літо	60.5	82.5	99	82.5	60.5	88	104.5	82.5
Постійні втрати потужності в мережах району 2, МВт	Зима	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
	Літо	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
Змінні втрати потужності в мережах району 2, МВт	Зима	5.54	9.86	13.90	9.86	5.54	11.13	15.40	9.86
	Літо	4.66	8.66	12.47	8.66	4.66	9.86	13.90	8.66
Потужність, що віддається в мережу 110 кВ, МВт	Зима	73.74	100.06	120.60	100.06	73.74	106.83	127.60	100.06
	Літо	67.36	93.36	113.67	93.36	67.36	100.06	120.60	93.36
Потужність, яка поступає на ПС з енергосистеми, МВт	Зима	81.88	111.83	131.14	109.99	85.51	116.76	139.37	108.79
	Літо	74.90	104.52	123.61	102.70	78.51	109.39	131.75	101.50

Розраховуємо техніко-економічні показники, з якими працює підстанція [7]:

– річне споживання електроенергії:

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

де t_i – тривалість кожного щабеля P_i графіка навантаження протягом року;

n – кількість щабелів у добовому графіку навантаження.

$$E_p = 183(81{,}88 \cdot 6 + (11{,}83 + 131{,}14 + 109{,}99 + 116{,}76 + 139{,}37) \cdot 2) +$$
$$+ (85{,}51 + 108{,}79) \cdot 4) + 182\,(104{,}52 \cdot 6 + (104{,}52 + 123{,}61 + 102{,}7 + \;;$$
$$+ 109{,}39 + 131{,}75) \cdot 2 + (78{,}51 + 101{,}5)\,4)) = 876090{,}86\ (\text{МВт} \cdot \text{год})$$

- середнє навантаження підстанції:

$$P_{сер} = E_p/8760; \qquad (2.6)$$
$$P_{сер} = 8762090{,}86/8760 = 100{,}01\ (\text{МВт});$$

- коефіцієнт заповнення графіка:

$$К_з = P_{сер}/P'_{max}; \qquad (2.7)$$
$$К_з = 100{,}01/139{,}37 = 0{,}80;$$

- час використання максимального навантаження:

$$T_{max} = E_p/\ P'_{max}; \qquad (2.8)$$
$$T_{max} = 8762090{,}86/139{,}37 = 7008{,}7\ (\text{год.});$$

- час максимальних втрат потужності:

$$\tau = (0{,}124 + T_{max}/10^4)^2 \cdot 8760; \qquad (2.9)$$
$$\tau = (0{,}124 + 7008{,}7/10000)^2 \cdot 8760 = 4962\ (\text{год}).$$

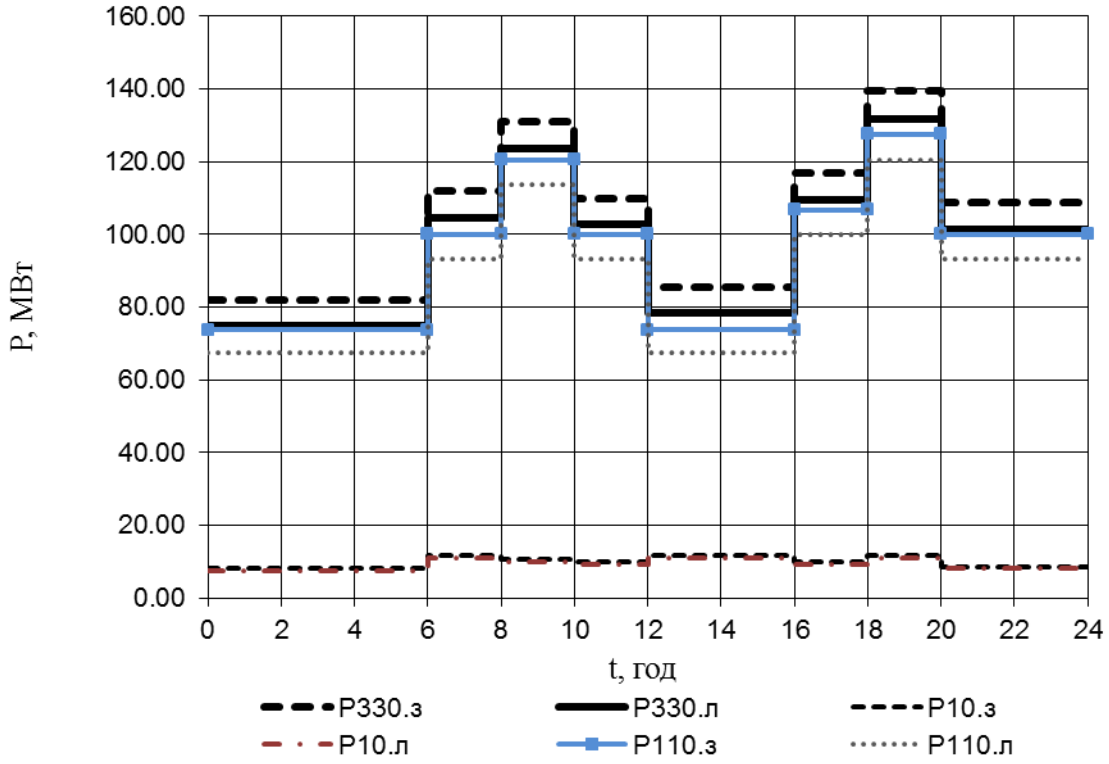


Рисунок 2.1 – Добові графіки електричних навантажень підстанції

2.3 Вибір автотрансформаторів та кількості ліній електропередачі

Розрахуємо кількість ліній, що відходять від розподільних установок ПС визначаємо за формулою:

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

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

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

$$n_{110} = \frac{127,6}{50} + 1 = 3,6 \approx 4 \ (шт).$$

$$n_{10} = \frac{11,77}{3} + 1 \approx 6 \ (шт).$$

Згідно СОУ НЕЕ 40.1-00100227-101:2014 [6] передбачено установлення на підстанціях 35-750 кВ, переважно двох автотрансформаторів; потужність кожного з них вибирається з урахуванням завантаження, як правило, не більше 70% максимального навантаження підстанції P_{max} за відсутності резервування по мережам СН та НН або $P_{ав}$ за його наявності.

Установка на підстанціях більше двох автотрансформаторів допускається в таких випадках:

- якщо на підстанціях промислових підприємств потрібно виділити по режиму роботи поштовхи навантаження;
- якщо за техніко-економічними показниками доцільно використання на підстанції двох середніх напруг;
- якщо для покриття навантаження недостатньо потужності двох автотрансформаторів за існуючою номінальною шкалою;
- якщо варіант двох груп із двох трифазних автотрансформаторів має техніко-економічні переваги порівняно з групами з однофазних.

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

Сумарна встановлена потужність автотрансформаторів на підстанції повинна зобирається за умови [8, 9]:

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

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

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

$K_{П} = 1{,}4$ – коефіцієнт аварійного перевантаження трансформаторів;

cosφ – коефіцієнт навантаження.

$$S_{AT} = \frac{139,37 \cdot 0,7}{1,4(2-1) \cdot 0,85} = 117,1 \text{ (МВА)}.$$

За результатами розрахунків приймаємо на підстанції два автотрансформатори зв'язку типу АТДЦТН-125000/330/110 [12].

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики АТ типу АТДЦТН-125000/330/110

Параметр	Значення
$S_{ном.}$, МВА	125
$U_{ном}$, кВ	330/115/10,5
$U_{к(ВС, ВН, СН)}$, %	10/35/24
$I_{хх}$, %	0,45
$S_{ном.НН}$, МВА	63
$\Delta P_{х}$, кВт	100
$\Delta P_{к}$, кВт	345

Під час вибору головної схеми підстанції до неї висувають низку вимог. Схема повинна забезпечити вимоги [6, 11]:

- забезпечувати надійне живлення споживачів в усіх режимах (нормальних та післяаврійних;
- бути, простою, економічною та забезпечувати пристроями АВР резервування споживачів в післяаварійному режимі без участі персоналу;
- забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах;
- кількість одночасно спрацьовучих в межах одної РУ вимикачів, має бути не більше двох при пошкодженні лінії та не більше чотирьох при пошкодженні трансформаторів;
- допускати поетапний розвиток розподільної установки.

Структурна схема підстанції подана на рисунку 2.2.

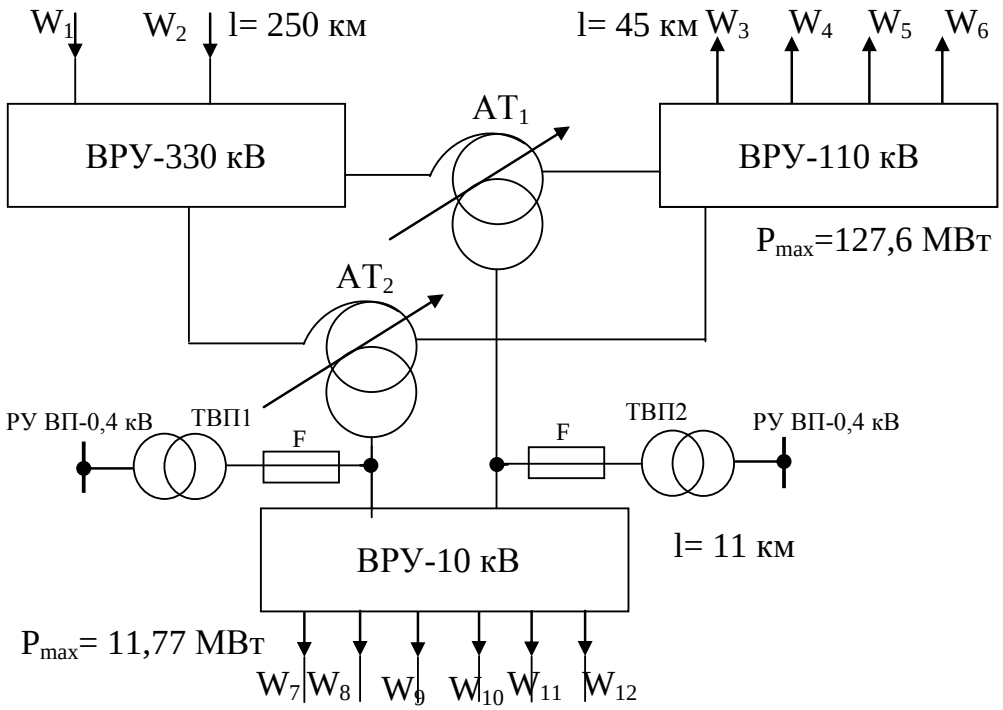


Рисунок 2.2 – Структурна схема підстанції

2.4 Вибір головних схем ВРУ-330, 110 та 10 кВ підстанції

Головну схему електричних з'єднань підстанції вибираємо з використанням типових схем РУ 35-750 кВ.

Згідно рекомендацій [6-9, 11] для ВРУ-110 кВ приймаємо схему «одна секціонована система збірних шин з обхідною з окремими секційним та обхідним вимикачами» (рисунок 2.3).

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

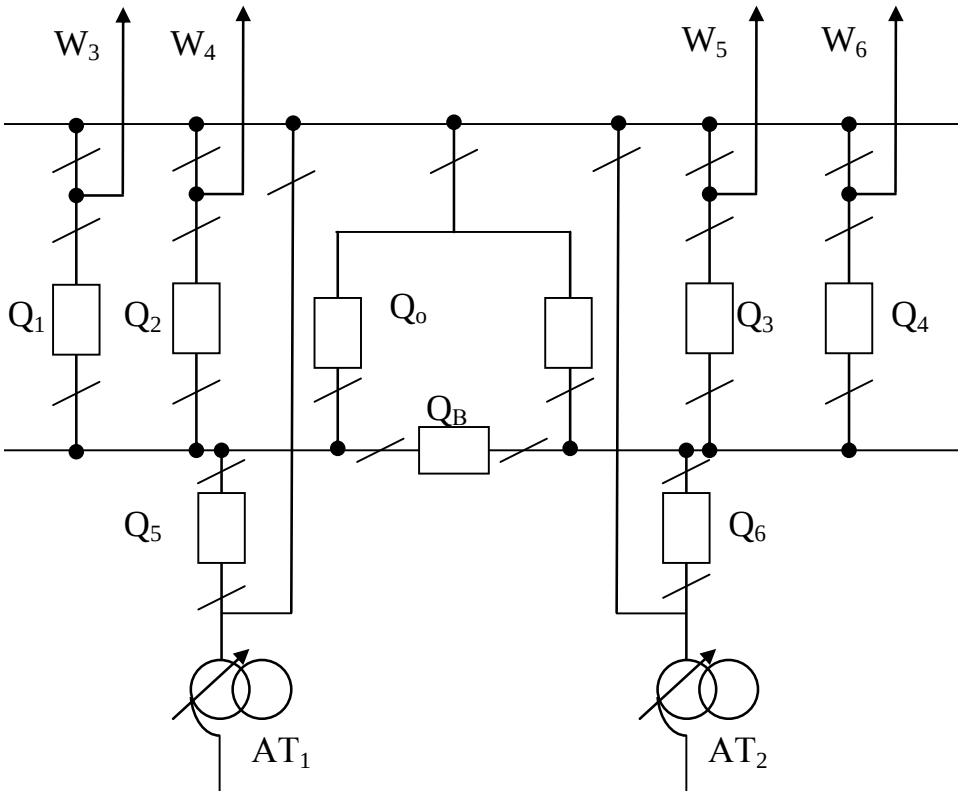


Рисунок 2.3 – Схема ВРУ-110 кВ

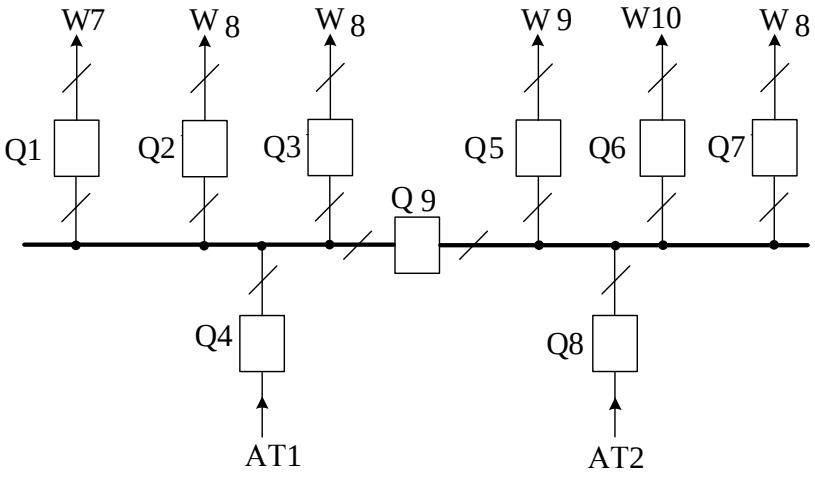
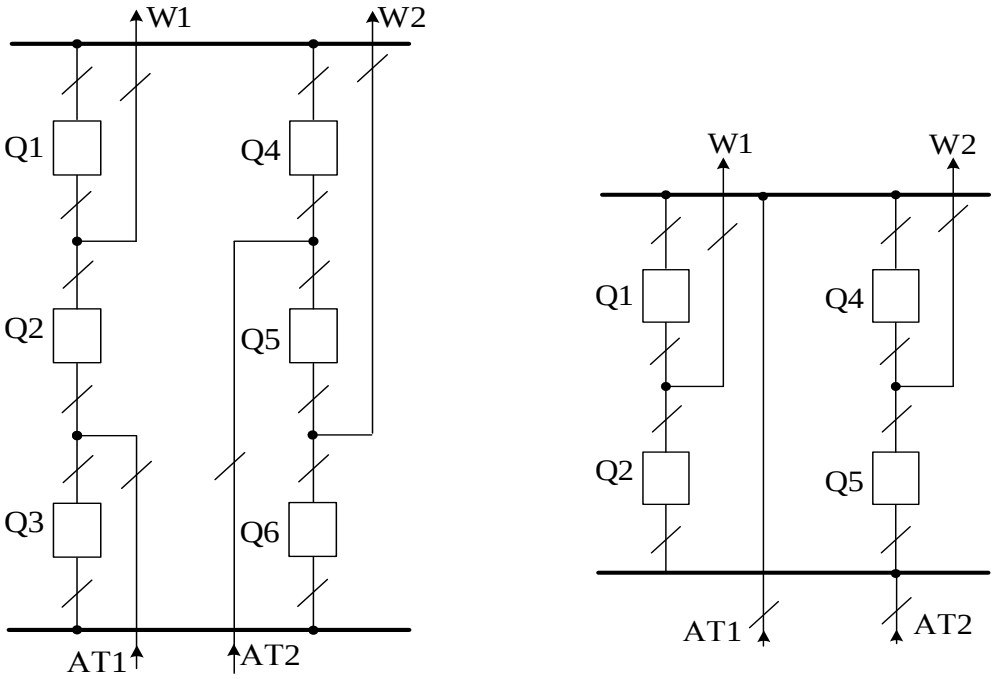


Рисунок 2.4 – Схема ВРУ-10 кВ

Схему ВРУ-330 кВ вибираємо на підставі порівняння двох конкурентоспроможних варіантів [7-9, 11]:

- схема «дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання (полуторна) (рисунок 2.5);
- схема чотирикутника.



а) схема «3/2» б) схема чотирикутника

Рисунок 2.5 – Схеми ВРУ-330 кВ

Вибір схеми здійснюється за критерієм мінімуму приведених витрат [7]:

$$З = p_н \cdot К + U; \quad (2.12)$$

$$К = n \cdot C_к; \quad (2.13)$$

$$U = \frac{a}{100} \cdot К, \quad (2.14)$$

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

К – капіталовкладення в установку, тис. грн.;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн.

n – кількість вимикачів, шт.;

$C_к$ – вартість комірки з вакуумним вимикачем, тис. грн;

а=8,4 % – норми відрахувань на амортизацію та обслуговування;

М(З) – збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

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

Збиток від перерв живлення в результаті відмов вимикачів [7]:

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

де y_0 = 18 грн./кВт·год – питомий збиток від перерви живлення;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або $K_р$);

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

P_i – потужність, яку втрачають споживачі, МВт;

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

Розрахунок математичного збитку від недовідпуску електроенергії споживачам М(З) проводиться за таким алгоритмом [7]:

1) в варіантах схем визначаються лінійні та трансформаторні вимикачі; вимикачі, які вимикають ЛЕП, відносять до лінійних, а інші – до трансформаторних;

2) визначаються параметри раптових відмов лінійних та трансформаторних вимикачів:

$$\omega_{т.в.} = 0{,}6 \cdot \omega_1;$$

$$\omega_{л.в.} = 0{,}6(\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100),$$

де l – довжина ЛЕП, км;

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

3) визначаються коефіцієнти ремонтного $K_р$ та нормального K_0 режимів роботи РУ:

$$K_р = \mu \cdot T_п/8760;$$

$$K_о = 1\text{-}n_к \cdot K_р,$$

де μ – частота планових ремонтів, 1/рік;

$T_п$ – тривалість планового ремонту, год.

4) при відмовах 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 простої:

$$\left.\begin{aligned} T_о &= T_{вим}+m\cdot T_р; \\ T_{вп} &= T_в-T^2_в/(2\cdot T_п); \end{aligned}\right\} \qquad (2.16)$$

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

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

$T_р$ – час для вимикання роз'єднувача, год;

$T_в$ – час відновлення, год.

5) виконуємо розрахунок надійності схеми у вигляді таблиць 2.3 та 2.4.

6) після заповнення таблиць 2.5 та 2.6 визначаються розрахункові показники надійності у вигляді таблиці 2.7.

Таблиця 2.3 – Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складові 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			
330	0,02	0,005	150	0,10	250

Таблиця 2.4 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-330 кВ

Параметр	Числове значення для варіанта	
	I	II
Кількість вимикачів $n_к$,	6	4
Вартість вимикачів $C_к$	6500	6500
$\omega_{тв} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,012	0,012
$\omega_{лв} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100)$	0,02	0,02
$К_о = 1 - n_к \cdot К_р$	0,982876	0,989584
$К_р = \mu \cdot T_п/8760$	0,002854	0,002854
$T_о = T_{вим} \cdot m \cdot T_р$	0,5	0,5
$T_{вп} = T_в - T_в^2/(2 \cdot T_п)$	105	105
$К_о \cdot \omega_{тв}$	0,0011795	0,011863
$К_о \cdot \omega_{лв}$	0,017102	0,017201
$К_р \cdot \omega_{тв}$	0,000034	0,000034
$К_р \cdot \omega_{лв}$	0,000050	0,000050

Збиток від перерви живлення споживачів:

$M(З)_I = 18 \cdot [0,0011795 \cdot 2 \cdot 0,5 \cdot 14,37 + 0,017102 \cdot 2 \cdot 0,5 \cdot 14,37 +$

$+ 0,000034 \cdot (10 \cdot 0,5 \cdot 14,37 + 2 \cdot 105 \cdot 14,37) + 0,000050 \cdot (14 \cdot 0,5 \cdot 14,37 +$

$+ 2 \cdot 105 \cdot 14,37)] = 13,036$ тис.грн.;

$M(З)_{II} = 18 \cdot [0,017201 \cdot 4 \cdot 0,5 \cdot 14,37 + 0,000050 \cdot (8 \cdot 0,5 \cdot 14,37 + 4 \cdot 0,5 \cdot 139,37) +$

$+ 0,000034 \cdot 4 \cdot 105 \cdot 14,37] = 16,355$ тис.грн.

Таблиця 2.5 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-330 кВ (І варіант)

Елемент, що відмовив	ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення						
		K_0=0,982876	$K_р$ = 0,002854					
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6
Q_1 л	0,02	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_o
Q_2 л	0,02	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	0,012	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_o	W,T -T_o	T-T_o
Q_4 т	0,012	T - T_o	T - T_o	W, T - T_o	T -T_o D(W, T)-T_o	-	T-T_o T –$T_{вп}$	W, T-T_o D(W,T)-$T_{вп}$
Q_5 л	0,02	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	0,02	W-T_o	W-T_o D(W, T)-T_o	W, T-T_o	W-T_o	W, T - T_o D(W, T)-$T_{вп}$	W-T_o W-$T_{вп}$	-

Таблиця 2.6 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-330 кВ (II варіант)

Елемент, що відмовив	ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення				
		K_0=0,989584	K_p = 0,002854			
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4
Q_1 л	0,01	W, T-T_o	-	W, T-T_o D(W, T)- T_o W-$T_{вп}$ D(W, 2T)- $T_{вп}$	W, T-T_o D(W, T)- T_o T-$T_{вп}$ D(2W, T)- $T_{вп}$	2W, 2T-T_o 2D(W, T)- $T_{вп}$
Q_2 л	0,02	W, T-T_o	W, T-T_o D(W, T)- T_o W-$T_{вп}$ D(W, 2T)- $T_{вп}$	-	2W, 2T-T_o 2D(W, T)- $T_{вп}$	W, T-T_o D(W, T)- T_o T-$T_{вп}$ D(2W, T)- $T_{вп}$
Q_3 л	0,02	W, T-T_o	W, T-T_o D(W, T)- T_o T-$T_{вп}$ D(2W, T)- $T_{вп}$	2W, 2T-T_o 2D(W, T)- $T_{вп}$	-	W, T-T_o D(W, T)- T_o W-$T_{вп}$ D(W, 2T)- $T_{вп}$
Q_4 л	0,02	W, T-T_o	2W, 2T-T_o 2D(W, T)- $T_{вп}$	W, T-T_o D(W, T)- T_o T-$T_{вп}$ D(2W, T)- $T_{вп}$	W, T-T_o D(W, T)- T_o W-$T_{вп}$ D(W, 2T)- $T_{вп}$	-

В таблицю 2.8 вносимо результати розрахунку приведених витрат варіантів схем.

Таблиця 2.7 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-330 кВ

Відмова елемента	ΔР, МВт	Час простою, $T_0/T_{вп}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{тв}$	$\omega_{лв}$	$\omega_{тв}$	$\omega_{лв}$
I варіант						
T, W	14,37	0,5	2	2	10	14
T		105	-	-	2	2
II варіант						
T, W	14,37	0,5	-	4	-	8
T, D(2W, T)		105	-	-	-	4
2W+2T	139,37	0,5	-	-	-	4
		105	-	-	-	-

Таблиця 2.8 – Результати розрахунку приведених витрат схем ВРУ-330 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис.грн	
	I	II
Капітальні витрати	39000	26000
Щорічні витрати	3276.0	2184.0
Збиток від перерви живлення споживачів	13.036	16.355
Приведені витрати	9139.036	6100.355

Другий варіант найбільше економічний (ΔЗ = 39,9% > 5%), тому для ВРУ-330 кВ підстанції приймаємо схему чотирикутника.

2.5 Вибір трансформаторів та схеми власних потреб

Приймачами власних потреб (ВП) є оперативні кола, електродвигуни систем охолодження автотрансформаторів, електродвигуни компресорів, освітлення, опалення приміщень, електропідігрів комутаційної апаратури

ВН та шаф, які встановлені на відкритому повітрі, зв’язок, сигналізація тощо [7, 10].

На підстанції обираємо типовий варант мережі власних потреб – напругу 380 В із заземленою нейтраллю. Потужність трансформаторів ВП вибирається за навантаженнями власних потреб з урахуванням коефіцієнтів завантаження та одночасності, при цьому окремо враховується літнє та зимове навантаження, а також навантаження в період ремонтів на підстанції.

Визначаємо навантаження власних потреб, результати розрахунків зведемо у таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Навантаження власних потреб ПС [7, 10]

Вид споживача	Встановлена потужність		Cosφ	tgφ	Навантаження	
	шт×кВт	Разом, кВт			$P_{вст}$, кВт	$Q_{вст}$, кВт
Охолодження АТДЦТН-125	-	29,6	0,85	0,62	29,6	18,4
Підігрів вимикачів: -330 кВ	4×4,6	18,4	1	0	18,4	-
-110 кВ	9×1,8	16,2	1	0	16,2	-
-10 кВ	9×0,8	7,2	1	0	7,2	-
Підігрів приводів роз’єднувачів	35×0,6	21	1	0	21	-
Маслогосподарство	-	70	1	0	70	-
Опалення, освітлення та вентиляція ОПУ	-	90	1	0	90	-
Освітлення: -ВРУ-330 кВ	-	6	1	0	6	-
-ВРУ-110 кВ	-	5	1	0	5	-
-РУ-10 кВ	-	7	1	0	7	-
Підзарядно-заряд-ний агрегат ВАЗП	2×23	46	1	0	46	-
Разом:					245	18,4

Розрахункове навантаження:

$$S_{розр} = К_{п} \cdot \sqrt{P_{вст}^2 + Q_{вст}^2}; \quad (2.17)$$

$$S_{розр} = 0{,}8 \cdot \sqrt{245^2 + 18{,}4^2} = 245{,}7 \text{ (кВА)},$$

де $К_{п}$ =0,8 – коефіцієнт попиту [7].

Розрахункова потужність трансформатора:

$$S_{т.розр} = S_{розр} / К_{п}; \quad (2.18)$$

$$S_{т.розр} = 245{,}7 / 1{,}4 = 175{,}5 \text{(кВА)},$$

де $К_{п}$ =1,4 – коефіцієнт перевантаження.

Отже до встановлення обираємо два трансформатори власних потреб типу ТСЗ-250/10 (табл.. 2.10).

Таблиця 2.10 – Технічні характеристики трансформаторів ВП

Тип трансф.	$S_{ном}$ кВА	$U_{ном}$, кВ			$U_к$,%			$\Delta P_х$ кВт	$\Delta P_{кз}$ кВт	Іх, %
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
ТСЗ-250/10	250	10	–	0,4	–	5,5	–	0,9	3,7	3,5

Коефіцієнт завантаження при роботі одного трансформатора:

$$К_{з} = 175{,}5/250 = 0{,}7 < 1{,}4.$$

На підстанції 330 кВ використовуть постійний оперативний струм, а ТВП приєднуються через запобіжники (або вимикачі) до шин РУ-10 кВ. Резервний ТВП доцільно приєднати до незалежного джерела живлення, наприклад, до ЛЕП 10 кВ від сусідньої підстанції району. Потужність резервного трансформатора ВП береться рівною потужності найбільшого робочого трансформатора [6, 7].

Обираємо схему власних потреб з неявним резервом (рисунок 2.6). Шини 380/220 В секціонуються нормально автоматом, який вимкнено, з пристроєм автоматичного введення резерву (АВР) двосторонньої дії.

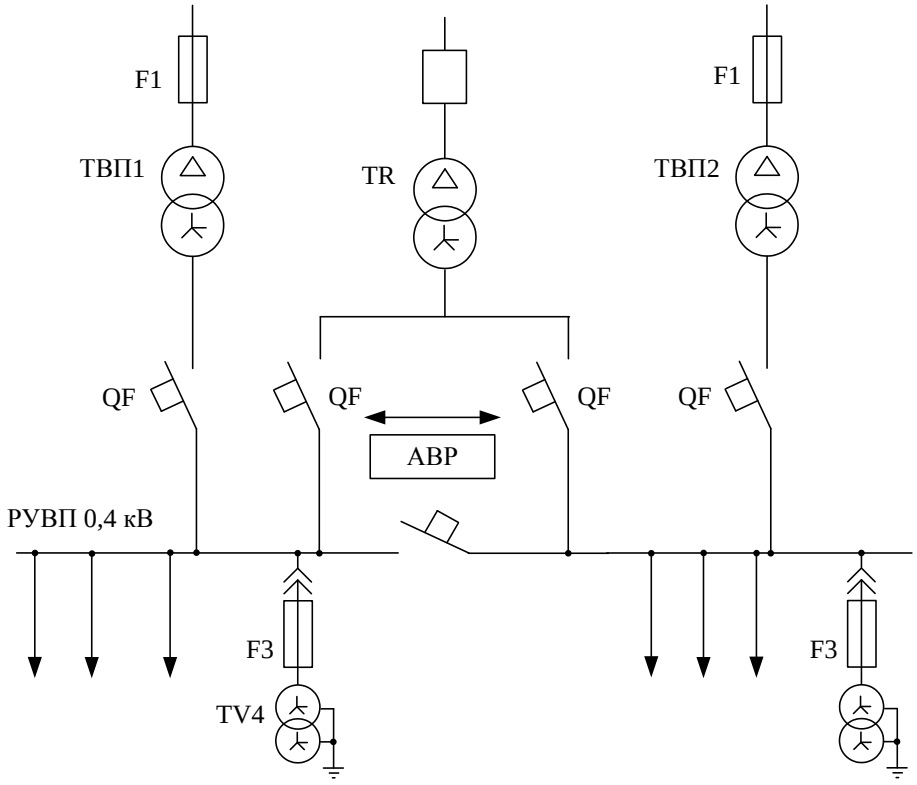


Рисунок 2.6 – Схема живлення власних потреб підстанції

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Виконуємо розрахунок струмів аварійних режимів. Розрахуємо трифазне коротке замикання (КЗ). Результати розрахунків використовуємо для вибору комутаційної апаратури, шин, вимірювальних трансформаторів.

Для розрахунків складаємо заступну схему (рисунок 2.7) та визначимо параметри її елементів. Розрахунок виконуємо у системі відносних базових одиниць. Для цього задамося базовими величинами:

$S_б$ = 1000 МВА; $U_б = U_{ср.ном}$.

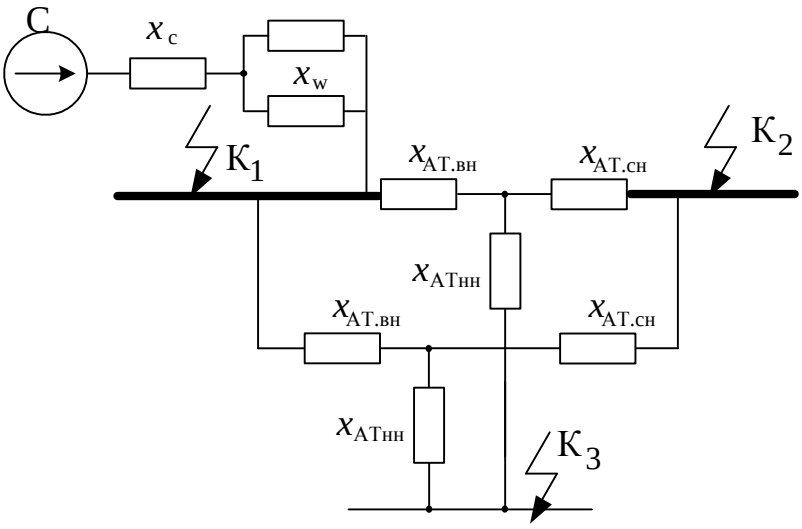


Рисунок 2.7 – Заступна схема підстанції

Розраховуємо опори елементів заступної схеми.

Енергосистема:

$$x_c = x_{с.ном*} \cdot \frac{S_б}{S_{С.ном}}; \quad (2.19)$$

$$x_c = 0{,}35 \cdot \frac{1000}{13500} = 0{,}026.$$

ЛЕП:

$$x_w = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U^2_{ср.ном}}; \quad (2.20)$$

$$x_W = 0{,}32 \cdot 250 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0{,}7.$$

Опори автотрансформатора:

$$x_{В\%} = 0{,}5(U_{КВ–Н} + U_{КВ–С} - U_{КС–Н});$$
$$x_{С\%} = 0{,}5(U_{К·В–С} + U_{КС–Н} - U_{К·В–Н});$$
$$x_{Н\%} = 0{,}5(U_{К·В–Н} + U_{КС–Н} - U_{К·В–С});$$

$$x_{АТ.В} = \frac{x_{В\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}};$$

$$x_{AT.C} = \frac{x_{C\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{AT.ном}};$$

$$x_{AT.H} = \frac{x_{H\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{AT.ном}};$$

$$x_{B\%} = 0{,}5(35 + 10 - 24) = 10{,}5\%;$$

$$x_{C\%} = 0{,}5(10 + 24 - 35) = -0{,}5\ \% \approx 0;$$

$$x_{H\%} = 0{,}5(35 + 24 - 10) = 24{,}5\ \%;$$

$$x_{AT.B} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0{,}84;$$

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

$$x_{AT.H} = \frac{24{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 1{,}96;$$

$$x_w = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_Б}{u_{ср}^2}; \qquad (2.21)$$

$$x_w = 0{,}32 \cdot 200 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0{,}554.$$

Спростимо заступну схему електроустановки (рисунок 2.8).

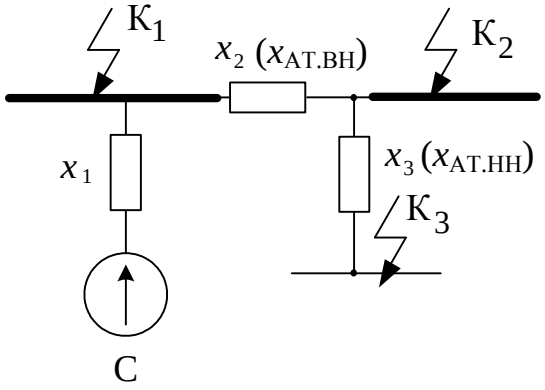


Рисунок 2.8 – Спрощена заступна схема підстанції

$$x_1 = \frac{x_W}{2} + x_C;$$

$$x_1 = \frac{0{,}7}{2} + 0{,}026 = 0{,}376;$$

$$x_2 = \frac{x_{АТ.В}}{2};$$

$$x_2 = \frac{0{,}84}{2} = 0{,}42;$$

$$x_3 = \frac{x_{АТ.Н}}{2};$$

$$x_3 = \frac{1{,}96}{2} = 0{,}98.$$

Визначаємо базовий струм для точок КЗ [7, 15]:

$$I_{бі} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}}; \qquad (2.22)$$

$$I_{б1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1{,}7 \text{ (кА)};$$

$$I_{б2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5{,}02 \text{ (кА)};$$

$$I_{б3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 54{,}99 \text{ (кА)}.$$

Розраховуємо початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{по} = \frac{E''_*}{x_{рез*}} \cdot I_б; \qquad (2.23)$$

де $E''_* = 1$ – ЕРС джерела живлення.

Визначаємо струми КЗ за умови:

- робота двох автотрансформаторів;
- робота одного автотрансформатор.

Розрахунок точки К1.

$$I_{поС} = \frac{E''_*}{x_1} \cdot I_{б1};$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{0{,}376} \cdot 1{,}7 = 4{,}52 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки К2.

$$x_4 = x_1 + x_2;$$

$$x_4 = 0{,}376 + 0{,}42 = 0{,}796;$$

$$x'_4 = x_1 + x_{\text{АТ.В}};$$

$$x'_4 = 0{,}376 + 0{,}84 = 1{,}216;$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{0{,}796} \cdot 5{,}02 = 6{,}307 \text{ кА};$$

$$I'_{\text{по С}} = \frac{1}{1{,}216} \cdot 5{,}02 = 4{,}128 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки К3.

Результуючий опір до місця К3.

$$x_5 = x_1 + x_2 + x_3;$$

$$x_5 = 0{,}376 + 0{,}42 + 0{,}98 = 1{,}776;$$

$$x'_5 = x_1 + x_{\text{АТ.В}} + x_{\text{АТ.Н}};$$

$$x'_5 = 0{,}376 + 0{,}84 + 1{,}96 = 3{,}176;$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{1{,}776} \cdot 54{,}99 = 30{,}963 \text{ кА};$$

$$I'_{\text{по С}} = \frac{1}{3{,}176} \cdot 54{,}99 = 17{,}314 \text{ кА}.$$

Визначимо складові струмів К3 [7]:

- періодичну: $I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} \cdot I_{n,0}$;
- аперіодичну: $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/Ta}$;
- ударний струм: $i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y$.

(2.24)

де K_y – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму К3;

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{ВВ} + 0{,}01, \qquad (2.25)$$

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

Попередньо приймемо до встановлення такі вимикачі:

- ВРУ-330 кВ: 362PMI40 $t_{вв}$ =0,015 с;
- ВРУ-110 кВ: 121PM40-20B $t_{вв}$ =0,025 с;
- ВРУ-10 кВ: ВР0 $t_{вв}$ =0,035 с.

Розрахункові дані для визначення складових струмів КЗ зведені в таблиці 2.11. Розрахуємо складові струмів КЗ (таблиця 2.12).

Таблиця 2.11 – Розрахункові дані для визначення складових струмів КЗ [5, 7]

Точка КЗ	τ , с	$T_{a,c}$	$\gamma_{п.\tau}$	$e^{-\frac{\tau}{T_a}}$	$К_у$	Примітки
$К_1$	0,025	0,04	1	0,535	1,78	ВРУ-330 кВ
$К_2$	0,035	0,02	1	0,174	1,608	ВРУ-110 кВ
$К_3$	0,045	0,01	1	0,011	1,369	ВРУ-10 кВ

Таблиця 2.12 – Зведена таблиця струмів КЗ

Точка КЗ	$I_{п,о}$ кА	$I_{п,\tau}$ кА	$i_{a,\tau}$ кА	$i_у$ кА	Примітка
$К_1$ ВРУ-330 кВ	4,521	4,521	3,422	11,38	2хАТ 1хАТ
$К_2$ ВРУ-110 кВ	6.307	6.307	1.550	14.339	2хАТ
	4.128	4.128	1.014	9.387	1хАТ
$К_3$ ВРУ-10 кВ	30.963	30.963	0.486	59.937	2хАТ
	17.314	17.314	0.272	33.516	1хАТ

2.7 Вибір комутаційних апаратів

Обираємо комутаційну апаратуру на підстанції (табл.. 2.13-2.15). Для цього визначаємо робочі максимальні струми приєднань та тепловий імпульс для перевірки обладнання та струмоведучих частин на термічну стійкість.

ВРУ-330 кВ

Максимальний струм:

$$I_{max\,W} = \frac{P_{гр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.26)$$

$$I_{max\,АТЗ} = 1{,}5 \cdot \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.27)$$

$$I_{max\,W} = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0{,}85} = 823{,}3 \text{ (А)};$$

$$I_{max\,АТЗ} = 1{,}5 \cdot \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 328 \text{ (А)}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_к = I^2_{п,о} \cdot (t_{вим} + T_а), \quad (2.28)$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с [7]:

$$B_к = 4{,}52^2 \cdot (0{,}2 + 0{,}04) = 4{,}9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ-110 кВ

$$I_{max\,W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0{,}85} = 308{,}74 \text{ (А)};$$

$$I_{max\,АТЗ} = 1{,}5 \cdot \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 984 \text{ (А)};$$

$$B_к = 6{,}307^2(0{,}2 + 0{,}02) = 8{,}8 \ (кА^2 \cdot с).$$

ВРУ-10 кВ

$$I_{maxW} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0{,}85} = 204 \ (А).$$

$$B_к = 30{,}963^2(0{,}2 + 0{,}01) = 201 \ кА^2 \cdot с.$$

Таблиця 2.13 – Комутаційна апаратура ВРУ-330 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	362PMI40 (ABB)	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{уст}$ = 330 кВ	$U_{ном}$ = 330 кВ	$U_{ном}$ = 330 кВ
I_{max} = 823,3 А	$I_{ном}$ = 2000 А	$I_{ном}$ = 3200 А
$I_{п,\tau}$ = 4,521 кА	$I_{вим.ном}$ = 25 кА	-
$i_{а,\tau}$ = 3,422 кА	$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0{,}4 \cdot 25 = 14{,}1$ кА	-
$I_{п,о}$ = 4,521 кА	$I_{дин}$ = 25 кА	-
$i_у$ = 11,38 кА	$i_{дин}$ = 63 кА	$i_{дин}$ = 160 кА
$B_к$ = 4,9 $кА^2 \cdot с$	$I^2_т \cdot t_т = 25^2 \cdot 3 = 1875$ $кА^2 \cdot с$	$I^2_т \cdot t_т = 63^2 \cdot 2 = 7938$ $кА^2 \cdot с$

Таблиця 2.14 – Комутаційна апаратура ВРУ-110 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	121PM40-20B	РНДЗ.1-110/1000У1
$U_{уст}$ = 110 кВ	$U_{ном}$ = 110 кВ	$U_{ном}$ = 110 кВ
I_{max} = 984 А	$I_{ном}$ = 2000 А	$I_{ном}$ = 1000 А
$I_{п,\tau}$ = 6,307 кА	$I_{вим.ном}$ = 40 кА	-
$i_{а,\tau}$ = 1,55 кА	$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0{,}35 \cdot 40 = 19{,}74$ кА	-
$I_{п,о}$ = 6,307 кА	$I_{дин}$ = 40 кА	-
$i_у$ = 14,339 кА	$i_{дин}$ = 102 кА	$i_{дин}$ = 80 кА
$B_к$ = 8,8 $кА^2 \cdot с$	$I^2_т \cdot t_т = 40^2 \cdot 3 = 4800$ $кА^2 \cdot с$	$I^2_т \cdot t_т = 31{,}5^2 \cdot 4 = 3969$ $кА^2 \cdot с$

Таблиця 2.15 – Комутаційна апаратура ВРУ-10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВРЗ-10	КУ-10
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 201$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 2000$ А
$I_{п,\tau} = 30{,}963$ кА	$I_{вим.ном} = 40$ кА	-
$i_{a,\tau} = 0{,}486$ кА	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0{,}35 \cdot 40 = 19{,}79$ кА	-
$I_{п,о} = 30{,}963$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	-
$i_y = 59{,}937$ кА	$i_{дин} = 128$ кА	
$B_к = 201$ кА^2·с	$I^2_т \cdot t_т = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА^2·с	

2.8 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-330 кВ

а) збірні шини;

$I_{max} = 823{,}3$ А;

$I_{п,о} = 4{,}521$ кА < 20 кА;

$i_y = 11{,}38$ кА < 50 кА.

Вибираємо шини з проводу 2×АС 150/19, параметри якого взято з [8]: $I_{доп} = 450$ А; d = 16,8 мм, m = 0,554 кг/м.

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{доп} = 2 \cdot 450 = 900\,(А) > I_{р.max} = 823{,}3\,(А).$$

Перевірку шин за умовою корони здійснюємо за формулою:

$$0{,}9 \cdot E_0 \geq 1{,}07 \cdot E; \tag{2.29}$$

$$E_0 = 30{,}3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{r_0}}\right), \tag{2.30}$$

$$E = K\frac{0{,}354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg\frac{D_{ср}}{r_{ек}}}, \qquad (2.31)$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля;

Е – розрахункова напруженість електричного поля навколо проводів (в тому числі й розщеплених);

m – коефіцієнт жорсткуватості проводів (m = 0,82 [7]);

r_0 – радіус проводу;

К – коефіцієнт, який враховує кількість проводів в фазі;

U = 363 кВ – максимально допустима напруга установки;

n – кількість проводів в фазі;

$D_{ср}$ – середня геометрична відстань між фазами, см.

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

$$E_0 = 30{,}3 \cdot 0{,}82 \cdot \left(1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{0{,}84}}\right) = 32{,}952\ (\text{кВ/см}).$$

$$D_{ср} = 1{,}26 \cdot D; \qquad (2.32)$$

$$D_{ср} = 1{,}26 \cdot 450 = 576\ (\text{см});$$

Для двох проводів в фазі [7]:

$$K = 1 + 2\frac{r_0}{a};$$

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a},$$

де а – відстань між проводами в розщепленій фазі, для 330 кВ приймаємо а = 40 см.

$$K = 1 + 2\frac{0{,}84}{40} = 1{,}042;$$

$$r_{ек} = \sqrt{0{,}84 \cdot 40} = 5{,}797 \text{ (см)};$$

$$E = 1{,}042 \cdot \frac{0{,}354 \cdot 363}{2 \cdot 0{,}84 \cdot \lg \frac{567}{5{,}797}} = 40{,}043 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0{,}9 \cdot 32{,}952 = 29{,}656 \text{ (кВ/см)} < 1{,}07 \cdot 40{,}043 = 42{,}846 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, обраний провід $2 \times$ АС 150/19 за умовою корони не проходить. Збільшуємо переріз проводу, приймаємо провід $2 \times$ АС 400/93: $I_{доп} = 860$ А; $d = 29{,}1$ мм.

$$E_0 = 30{,}3 \cdot 0{,}82 \cdot \left(1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{1{,}455}}\right) = 31{,}005 \text{ (кВ/см)}.$$

$$K = 1 + 2\frac{1{,}455}{40} = 1{,}073;$$

$$r_{ек} = \sqrt{1{,}455 \cdot 40} = 7{,}629 \text{ (см)};$$

$$E = 1{,}073 \cdot \frac{0{,}354 \cdot 363}{2 \cdot 1{,}455 \cdot \lg \frac{567}{7{,}629}} = 25{,}317 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0{,}9 \cdot 31{,}005 = 27{,}904 \text{ (кВ/см)} > 1{,}07 \cdot 25{,}317 = 27{,}089 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

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

Перевірка на схлестування проводівне проводиться, оскільки $I_{п.0} < 20$ кА.

б) відгалуження до АТ.

Економічний переріз провода:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \qquad (2.33)$$

де $I_{норм}$ – струм нормального режима, А;

$j_{ек}$ – економічна густина струму, А/мм^2 [7].

$$I_{норм} = \frac{328}{1{,}5} = 219 \text{ А};$$

$$q_{ек} = 219/1 = 219 \text{ мм}^2.$$

За умовою коронування беремо два проводи марки 2×АС 400/93.

ВРУ – 110 кВ

а) збірні шини;

$I_{мах}$ = 984 А;

$I_{п,о}$ = 6,307 кА < 20 кА;

$i_у$ = 14,339 кА < 50 кА.

Встановлюємо провід марки АС 600/72:

d = 33,2 мм; $I_{доп}$ = 1050 А; D = 300 см; $a_{доп}$ = 0,45 м;a = 20 см.

$$I_{max} = 984 \text{ А} < I_{доп} = 1050 \text{ А};$$

$$D_{ср} = 1{,}26 \cdot 300 = 378 \text{ см};$$

$$E_0 = 30{,}3 \cdot 0{,}82 \cdot \left(1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{1{,}66}}\right) = 30{,}61 \text{ (кВ/см)};$$

$$E = \frac{0{,}354 \cdot 121}{1{,}66 \cdot \lg \frac{378}{1{,}66}} = 10{,}95 \text{ кВ/см}.$$

$$1{,}07 \cdot 10{,}95 = 11{,}72 \text{ кВ/см} < 0{,}9 \cdot 30{,}61 = 27{,}55 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до АТ:

$$I_{норм} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 656 \text{ (А)};$$

$$q_{ек} = 656 / 1 = 656 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо провід марки АС 700/86: d = 36,2 мм; $I_{доп}$ = 1180 А.

ВРУ-10 кВ

а) збірні шини:

I_{max} = 204 А;

$I_{п,о}$ = 30,963 кА;

$i_у$ = 59,937 кА.

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-2000-125:

$$U_{уст} = 10 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$
$$I_{max} = 204 \text{ А} < I_{ном} = 2000 \text{ А};$$
$$i_у = 59,937 \text{ кА} < i_{дин} = 125 \text{ кА}.$$

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

Обираємо вимірювальні трансформатори на стороні середньої напруги (СН) автотрансформатора. В колі СН АТЗ встановлюються такі прилади [12]:

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

Приймаємо до установки вбудований трансформатор струму типу ТВТ-110-II-1000/5 (табл.. 2.16).

Для перевірки трансформатора струму за вторинним навантаженням визначимо навантаження по фазам (таблиця 2.17).

Таблиця 2.16 – Розрахункові та каталожні дані

Розрахункові дані	Каталожні дані (ТВТ-110-II-1000/5)
$U_{уст}$= 110 кВ	$U_{ном}$ = 110 кВ
I_{max} = 984 А	$I_{ном}$ = 1000 А
$i_у$= 14,339 кА	$i_{дин}$ – вбудовані трансформатори на динамічну стійкість не перевіряють
$B_к$ = 8,8 кА^2·с	$I^2_т \cdot t_т = 50^2 \cdot 3 = 7500$ кА^2·с
r_2 = 1,19 Ом	$r_{2ном}$ = 2 Ом

Примітки:

1) варіант виконання вторинних обмоток: 0,5/10Р/10Р;

2) схема з'єднань трансформаторів струму: повна зірка;

3) для з'єднання трансформаторів струму з приладами використовуємо контрольний кабель з алюмінієвим проводом типу АКРВГ довжиною $l_{розр}$ = 75 м.

Таблиця 2.17 – Вторинне навантаження трансформатора струму ТФЗМ110Б-III

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э335	-	0,5	-
Ватметр	Д335	0,5	-	0,5
Варметр	Д335	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	И-674	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	И-674	2,5	-	2,5
Всього		6,0	0,5	6,0

Загальний опір приладів [7]:

$$r_{прил} = S_{прил}/I^2_2 ; \quad (2.34)$$

$$r_{прил} = 6,0/5^2 = 0,24 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_к - r_{прил}\ ; \qquad (2.35)$$

$$r_{пр} = 2\text{-}0{,}1\text{-}0{,}24 = 1{,}66 \text{ Ом}.$$

Переріз проводу розрахунковий:

$$q_{розр} = \rho \cdot l_{розр} / r_{пр}\ , \qquad (2.36)$$

$$q_{розр} = 0{,}0283 \cdot 75/1{,}66 = 1{,}28 \text{ мм}^2.$$

Згідно умови механічної міцності приймаємо переріз 2,5 мм^2.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 0{,}24+0{,}1+0{,}0283 \cdot 75/2{,}5 = 1{,}19 \text{ (Ом)} < r_{2ном} = 2{,}0 \text{ (Ом)}.$$

Приймаємо до встановлення трансформатор напруги типу SV-123: $U_{1ном} = 110/\sqrt{3}$ кВ; $U_{2ном} = 100/\sqrt{3}$ кВ; $U_{2дод} = 100/3$ кВ; $S_{2ном.\ 0,5} = 400$ В·А (таюл. 2.18).

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження трансформатора напруги SV-123

Прилад	Тип	S	n	Cosφ	Sinφ	n	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, ВАр
Ватметр	Д335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	И-674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	И-674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Всього							18	29

Вторинне навантаження:

$$S_{к\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{18^2 + 29^2} = 34{,}1 \text{ В·А} < S_{2ном} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В·А}.$$

Для з’єднання трансформаторів напруги з приладами приймаємо контрольний кабель АКРВГ з перерізом жил 2,5 мм^2 згідно умови механічної міцності.

Для інших приєднань вибір вимірювальних трансформаторів здійснюється аналогічно. Результати розрахунків зводимо у таблицю 2.19.

Таблиця 2.19 – Вимірювальні трансформатори

№ п/п	Місце установки	Трансформатор	
		струму	напруги
1	2	3	4
1.	ВРУ-330 кВ	TG 362	SV-362
2.	ВРУ-110 кВ	TG 145	SV-123
3.	ВРУ-10 кВ	ТПЛ-10 0,5/10Р	ЗНОЛ.06-10У1
4.	Автотрансформатор:		
	сторона ВН	ТВТ330-І-1000/1 0,5/10Р	–
	сторона СН	ТВТ110-І-1000/1 0,5/10Р	–
	сторона НН	ТШЛ-10 0,5/10Р	–
5.	Трансформатор власних потреб:		
	сторона ВН	ТШЛ-10 0,5/10Р	–
	сторона НН	ТК-40	НОС-0,5

2.10 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо обмежувачі перенапруг нелінійні [8]:

- на ЛЕП-330 кВ: ОПН-330У1
- на ЛЕП-110 кВ: ОПН-110У1
- на ЛЕП-10 кВ: ОПН-10У1
- на стороні ВН автотрансформатора: ОПН-330У1

- на стороні СН автотрансформатора: ОПН-110У1
- на стороні НН автотрансформатора: ОПН-10У1

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

а) 330 кВ ВЗ-1250-0,5У1

б) 110 кВ ВЗ-630-0,5У1

в) 10 кВ ВЗ-630-0,5У1

2.11 Вибір комутаційної апаратури та шин в РУВП-0,4 кВ

Розрахуємо струми КЗ в мережі 0,4 кВ.

Результуючий опір кола КЗ до сторони ВН ТВП:

$$x_{С.ВН} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{П.О_{\Sigma}}}; \quad (2.7)$$

$$x_{С.ВН} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 30,963} = 0,196 \text{ (Ом)}.$$

Приведення опору $x_{С.ВН}$ до сторони НН 0,4 кВ ТВП [15]:

$$x_{С\ НН} = x_{С.ВН} \cdot 10^3 \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right)^2; \quad (2.37)$$

$$x_{С\ 0,4} = 0,196 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,314 \text{ (мОм)}.$$

Опори ТВП [14]:

$$Z_Т = 10^4 \cdot \frac{U_К \cdot U_{Т.ном}}{S_{Т.ном}}; \quad (2.38)$$

$$r_Т = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_К \cdot U^2_{Т.ном}}{S^2_{Т.ном}}; \quad (2.39)$$

$$x_Т = \sqrt{Z^2_Т - r^2_Т}. \quad (2.40)$$

$$Z_{\text{ТВП}} = 10^4 \cdot \frac{5{,}5 \cdot 0{,}4^2}{250} = 35{,}2 \text{ (мОм)};$$

$$r_{\text{ТВП}} = 10^6 \cdot \frac{3{,}7 \cdot 0{,}4^2}{250^2} = 9{,}472 \text{ (мОм)};$$

$$x_{\text{ТВП}} = \sqrt{35{,}2^2 - 9{,}472^2} = 33{,}9 \text{ (мОм)}.$$

Номінальний струм на стороні 0,4 кВ:

$$I_{\text{ном}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0{,}4} = 360{,}8 \text{ А}.$$

На стороні 0,4 кВ встановлюємо шинопровід типу ШРА 73 [7, 8]:

$I_{\text{ном}} = 400$ (А);

$q = (50 \times 5) = 250$ (мм^2);

$r_{\text{пит}} = 0{,}13$ (мОм/м);

$x_{\text{пит}} = 0{,}10$ (мОм/м).

При розрахункові довжини шинопроводу $l = 10$ м:

$$r_{\text{ш}} = 0{,}13 \cdot 15 = 1{,}95 \text{ (мОм)};$$

$$x_{\text{ш}} = 0{,}10 \cdot 15 = 1{,}5 \text{ (мОм)}.$$

Результуючий опір до місця КЗ:

$$\left.\begin{aligned} r_{\Sigma} &= r_{\text{т}} + r_{\text{ш}}; \\ x_{\Sigma} &= x_{\text{С0,4}} + x_{\text{т}} + x_{\text{ш}}; \end{aligned}\right\} \qquad (2.41)$$

$$r_{\Sigma} = 9{,}472 + 1{,}95 = 11{,}422 \text{ (мОм)};$$

$$x_{\Sigma} = 0{,}314 + 33{,}9 + 1{,}5 = 35{,}71 \text{ (мОм)}.$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{11{,}422^2 + 35{,}71^2} = 37{,}5 \text{ (мОм)}.$$

Максимальний струм трифазного металевого КЗ:

$$I^{(3)}_{\text{К.max}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \qquad (2.42)$$

$$I^{(3)}_{К.max} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 6,16 \text{ (кА)}.$$

Мінімальний струм двофазного металевого КЗ:

$$I^{(2)}_{К.min} = 0,867 \cdot 6,16 = 5,34 \text{ (кА)}.$$

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

$$I^{(3)}_{кR} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x^2_{\Sigma} + (r_{\Sigma} + R_{пер})^2}}, \quad (2.43)$$

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

$$I^{(3)}_{кR} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{35,71^2 + (11,422 + 15)^2}} = 5,2 \text{ (кА)}.$$

$$I^{(2)}_{кR} = 0,867 \cdot 5,2 = 4,508 \text{ (кА)}.$$

Середнє значення струму трифазного КЗ з врахуванням струмообмежуючої дії дуги [15]:

$$I^{(3)}_{к.ср} = К_н \cdot (I^{(3)}_{к.мах} + I^{(3)}_{к.R})/2; \quad (2.44)$$

$$I^{(3)}_{К.ср} = \frac{1(6,16 + 5,2)}{2} = 5,68 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм:

$$i_у = \sqrt{2} \cdot К_у \cdot I^{(3)}_{К.ср}; \quad (2.45)$$

$$i_у = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 5,68 = 10,442 \text{ (кА)}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_K = I_{K.ср}^{(3)^2} \cdot \left(t_{вим} + T_{а.ср}\right); \quad (2.46)$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с;

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

$$t_{вим} = t_{св} + t_а; \quad (2.47)$$

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

$t_а$ – час гасіння дуги в автоматі, с.

Для автоматів серії А3700: $t_а = 0,01$ с;

$$t_{св} = 0,1 \text{ с.}$$

$$B_K = 5,68^2 \cdot (0,11 + 0,03) = 4,5 \text{ (кА}^2\text{·с).}$$

Приймаємо до установки автомат типу А3734С:

$$U_{а.ном} = 660 \text{ В} > U_{ср.ном} = 400 \text{ В;}$$

$$I_{ном.роз} = 400 \text{ А} > I_{max} = 360,8 \text{ А;}$$

$$\text{ГКЗ} = 50 \text{ кА} > i_у = 10,442 \text{ кА.}$$

Встановлюємо шинопровід типу ШРА73:

$q = (50 \times 5) = 250$; $I_{доп} = 400$ (А).

Перевіряємо шинопровід за максимальним струмом:

$$I_{max} = 360,8 \text{ А} < I_{ном} = 400 \text{ А.}$$

Перевірка на термічну стійкість [7]:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C}; \quad (2.48)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{4,5 \cdot 10^6}}{90} = 23.574 \text{ (мм}^2\text{)} < q = 250 \text{ (мм}^2\text{).}$$

Виконуємо перевірку на механічну міцність:

Шини розташовуємо горизонтально та плазом, відстань між фазами : а=0,1 м.

Момент інерції та опору шин [7]:

$$J = h \cdot \frac{b^3}{12}; \tag{2.49}$$

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}; \tag{2.50}$$

$$J = 0{,}5 \cdot 5^3/12 = 5{,}2 \text{ (см}^4\text{)};$$

$$W = 0{,}5 \cdot 5^2/6 = 2{,}1 \text{ (см}^3\text{)}.$$

Довжина прогону між ізоляторами:

$$l^2 \le \frac{173{,}2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \tag{2.51}$$

$$l^2 = \frac{173{,}2}{200}\sqrt{\frac{5{,}2}{2{,}5}} = 1{,}24 \text{ м}^2.$$

$$l \le 1{,}11 \text{ м}.$$

Приймаємо *l*=1 м.

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a}; \tag{2.52}$$

$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{10{,}442^2 \cdot 1^2}{2{,}1 \cdot 0{,}1} = 9{,}0$ (МПа) < $\sigma_{доп} = 40$ (МПа) для алюмінію марки АДО. Умова виконується.

2.12 Вибір акумуляторної батареї

На ПС напругою 110-330 кВ і вище використовується постійний оперативний струм. На підстанціях 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. При використанні на ПС постійного струму живлення оперативного блокування роз'єднувачів та ламп місцевої сигналізації положення повітряних вимикачів в РП здійснюється струмом, який випрямляється від шин власних потреб ПС для покращення умов роботи мережі постійного струму [7, 13].

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

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.

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

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 акумуляторної батареї залежно від струмів електромагнітів вимикачів, які вмикаються, та умов забезпечення необхідної напруги приймається 108, 128 та 140. При виборі АБ перевагу

віддають схемі з кілбкістю елементів 108, оскільки вона проста та зручна в експлуатації і дозволяє відмовитися від використання баластного опору, який регулюється.

Відповідно з нормами технологічного проектування на ПС з напругою до 330 кВ встановлюється одна АБ.

В цьому ви падку при ремонті АБ шини постійного струму тимчасово живляться від під зарядного випрямлювала. На час ремонту АБ АВР шин власних потреб повинен бути завжди в роботі.

Для вмикання на паралельну роботу з АБ, її підзаряду та заряду використовуються напівпровідникові випрямні агрегати з автоматичною стабілізацією напруги та струму. Як зарядно-підзарядний пристрій використовується випрямний агрегат типу ВАЗП-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 більших 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 [7]:

а) постійного підзаряду: $I_{пост}+0,15 \cdot N;$ (2.53)

б) дозаряду: $I_{пост}+0,3 \cdot N;$ (2.54)

в) заряду: $I_{пост}+2 \cdot N;$ (2.55)

де $I_{пост}$ – тривалий струм навантаження на АБ, А (наведено в табл. 2.20);

N – прийнятий номер АБ.

Схему установки постійного струму підстанції наведено на рис. 2.9.

Таблиця 2.20 – Розрахункові струми акумуляторної батареї

Електроприймачі						$I_{ав}$, А	$I_{пошт}$, А
Найменування	Кільк., шт	$P_{ном}$, кВт	$I_{ном}$, А	$I_{розр}$, А	$I_{пуск}$, А		
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне навантаження	-	-	-	40	-	40	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	100
Разом:						95	125

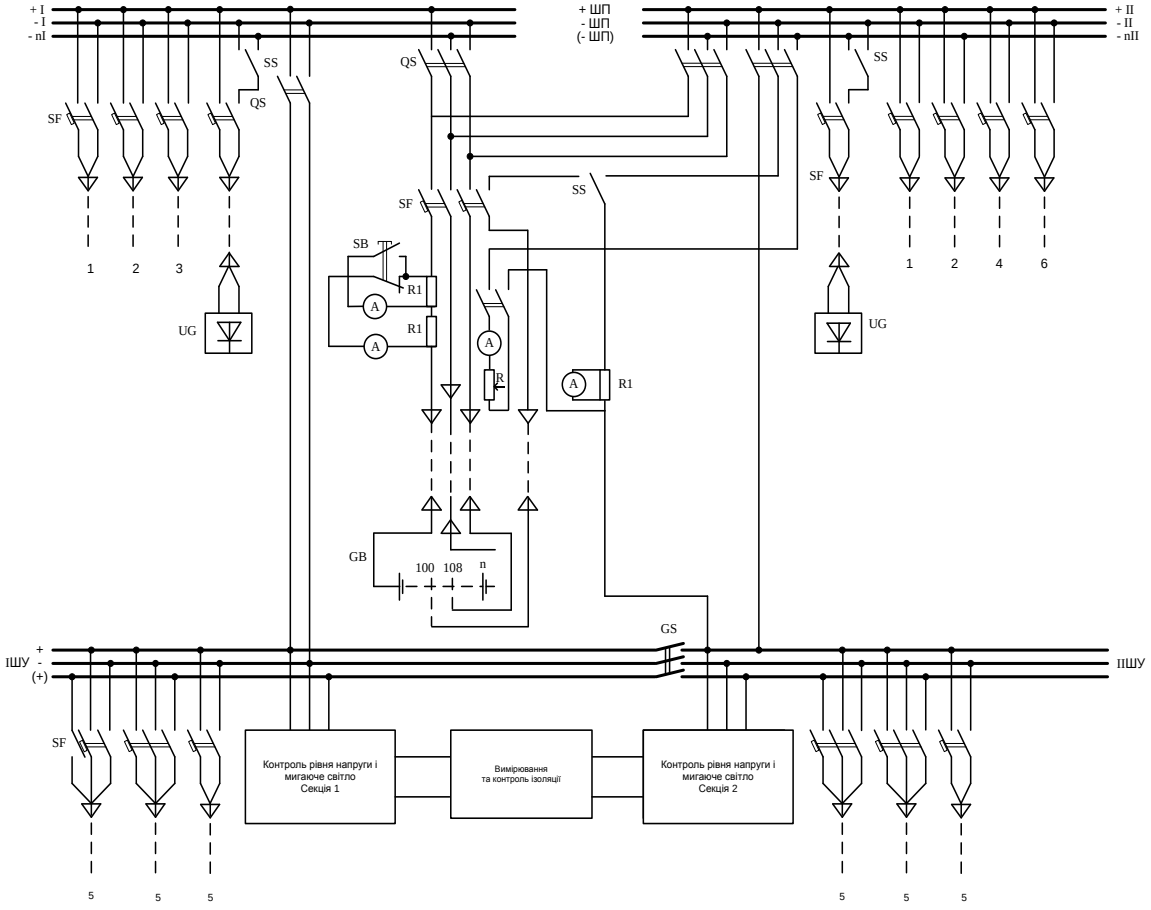


Рисунок 2.9 – Схема установки постійного струму підстанціїі

Розрахуємо типовий номер батареї:

$$N = 1{,}05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \qquad (2.56)$$

де $I_{ав}$ – струм аварійного режиму, А;

j = 25 А/N – коефіцієнт для проведення $I_{ав}$ до першого номера акумулятора при температурі електроліту 25ºС.

$$N = 1{,}05 \cdot 95/25 = 3{,}99.$$

Перевірка за максимальним струмом поштовху:

$$N \geq \frac{I_{пошт}}{46}; \tag{2.57}$$

$$N = 125/46 = 2{,}7.$$

Приймаємо типорозмір N=4.

Перевіряємо відхилення напруги при максимальному струмі поштовху:

$$j > \frac{I_{пошт}}{N}; \tag{2.58}$$

$$j = 38 \text{ А/N} > j_п = 125/4 = 31{,}25 \text{ А/N}.$$

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею «Vatra» з типовим номером 4.

Розрахункові струми роботи зарядно-підзарядного агрегату ВАЗП-380/260-40/80 згідно (2.53) – (2.55):

$$I_{пз} = 25+0{,}15 \cdot 4 = 25{,}6 \text{ А};$$

$$I_{дз} = 25+0{,}3 \cdot 4 = 26{,}2 \text{ А};$$

$$I_{з} = 25+2 \cdot 4 = 33 \text{ А}.$$

2.13 Грозозахист ВРУ підстанції

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

Вихідними даними для розрахунку зон захисту стержневих блискавковідводів є схема їх розташування, висота блискавковідводу (h) та розрахункова висота (h_x), для якої визначається зона захисту [17].

Радіус захисту блискавковідводу (r_x):

$$\left.\begin{array}{l} r_x = 1{,}5 \cdot (h - 1{,}25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \le h_x \le 2/3h; \\ r_x = 0{,}75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3h; \end{array}\right\} \quad (2.59)$$

- ширина зони захисту:

$$\left.\begin{array}{l} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1{,}25 \cdot h_x) \text{при } 0 \le h_x \le 2/3h; \\ b_x = 1{,}5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3h; \end{array}\right\} \quad (2.60)$$

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

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0{,}25 \cdot L^2}, \quad (2.61)$$

де L – відстань між парою блискавковідводів, м.

2.12.1 Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ

Вихідні дані: h = 40 м; h_x = 24 м.

2/3· h = 2/3·40 = 26,7 м > h_x = 24 м

r_x = 1,5·(40-1,25·24) = 15 м.

Дані для побудови зони захисту ВРУ-330 кВ розраховано та наведено в табл.. 2.21. Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ наведена на рис. 2.10. Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ наведений на рис. 2.11.

Таблиця 2.21 – Дані для побудови зони захисту 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, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12	24	39,6	28,8	15
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	52	37,1	21,3	15
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-10, 5-12, 6-11	57,3	32,3	6,9	15

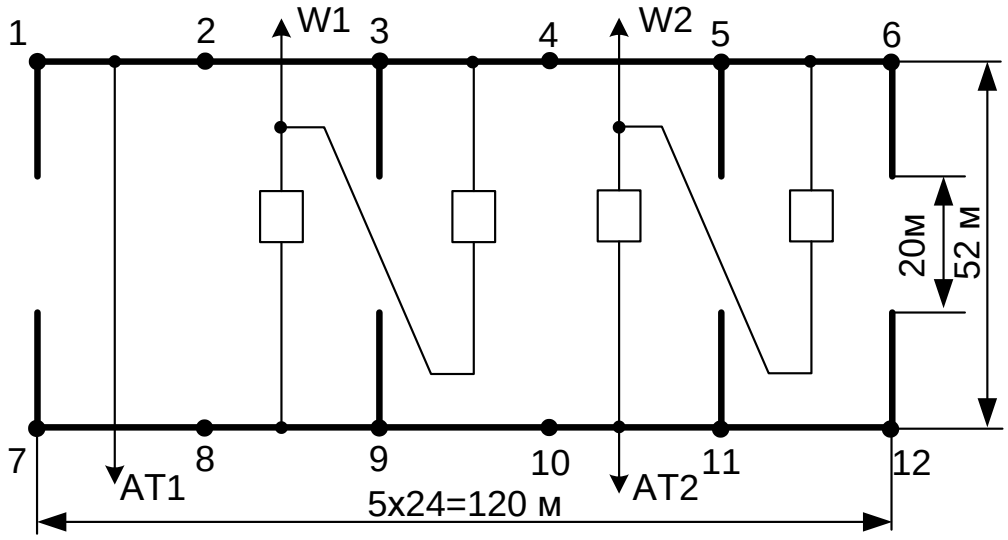


Рисунок 2.10 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ

2.12.2 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ

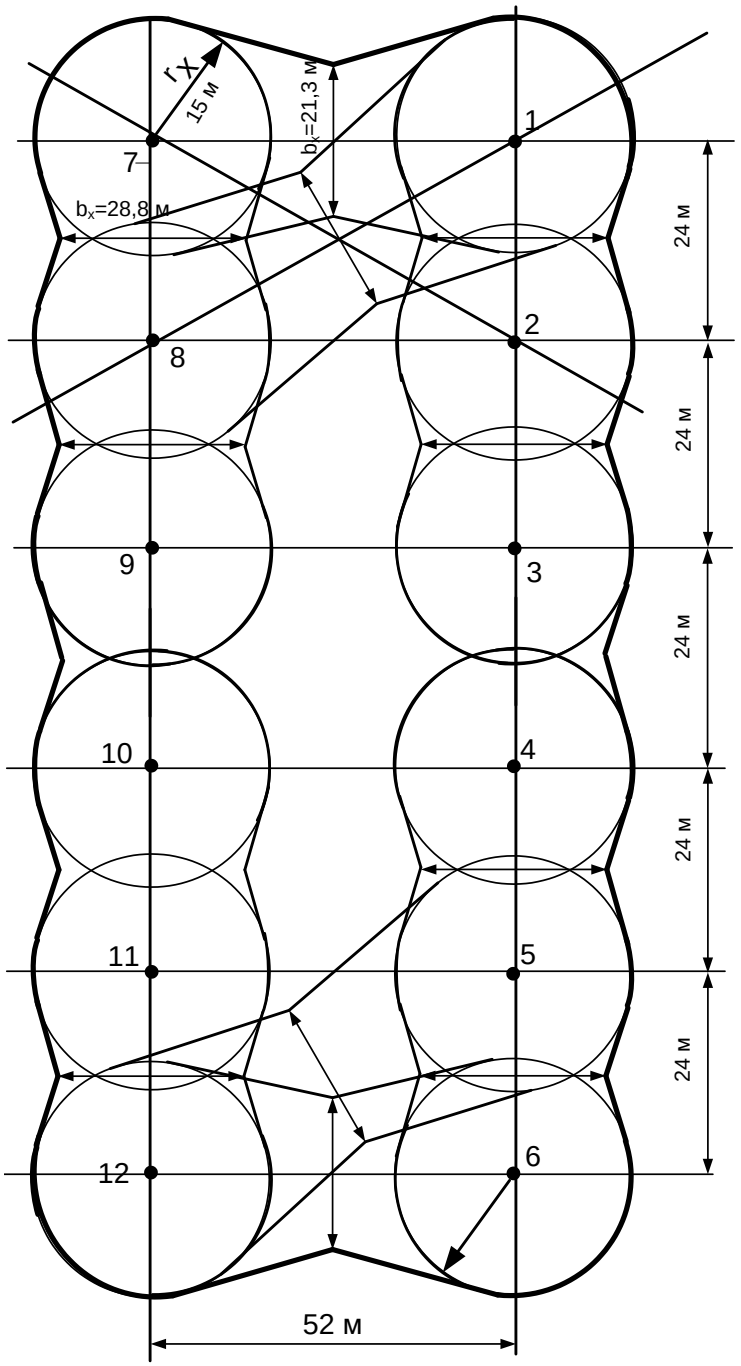
Вихідні дані: $h = 19$ м; $h_x = 11,5$ м.

$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 19 = 12,7$ м $> h_x = 11,5$м.

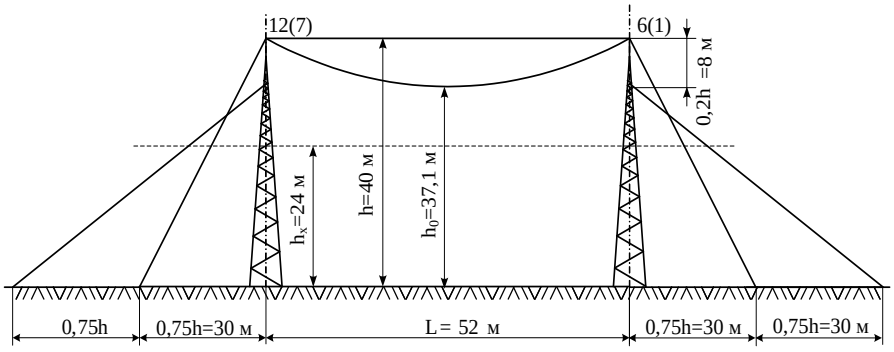
Дані для побудови зони захисту ВРУ-330 кВ розраховано та наведено в табл.. 2.22. Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ наведений на рис. 2.12.

Таблиця 2.22 – Дані для побудови зони захисту ВРУ-110 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h_0, м	b_x, м	r_x, м
1-2, 2-3, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 10-11, 11-12	18	18,3	11,8	6,9
3-4, 9-10	9	18,8	13,3	6,9
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	24	17,8	10,1	6,9
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 4-11, 5-10, 5-12, 6-11	30	17,1	8	6,9
3-10, 4-9	25,6	17,6	9,6	6,9



а – вид зверху



б – вид збоку

Рисунок 2.11 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

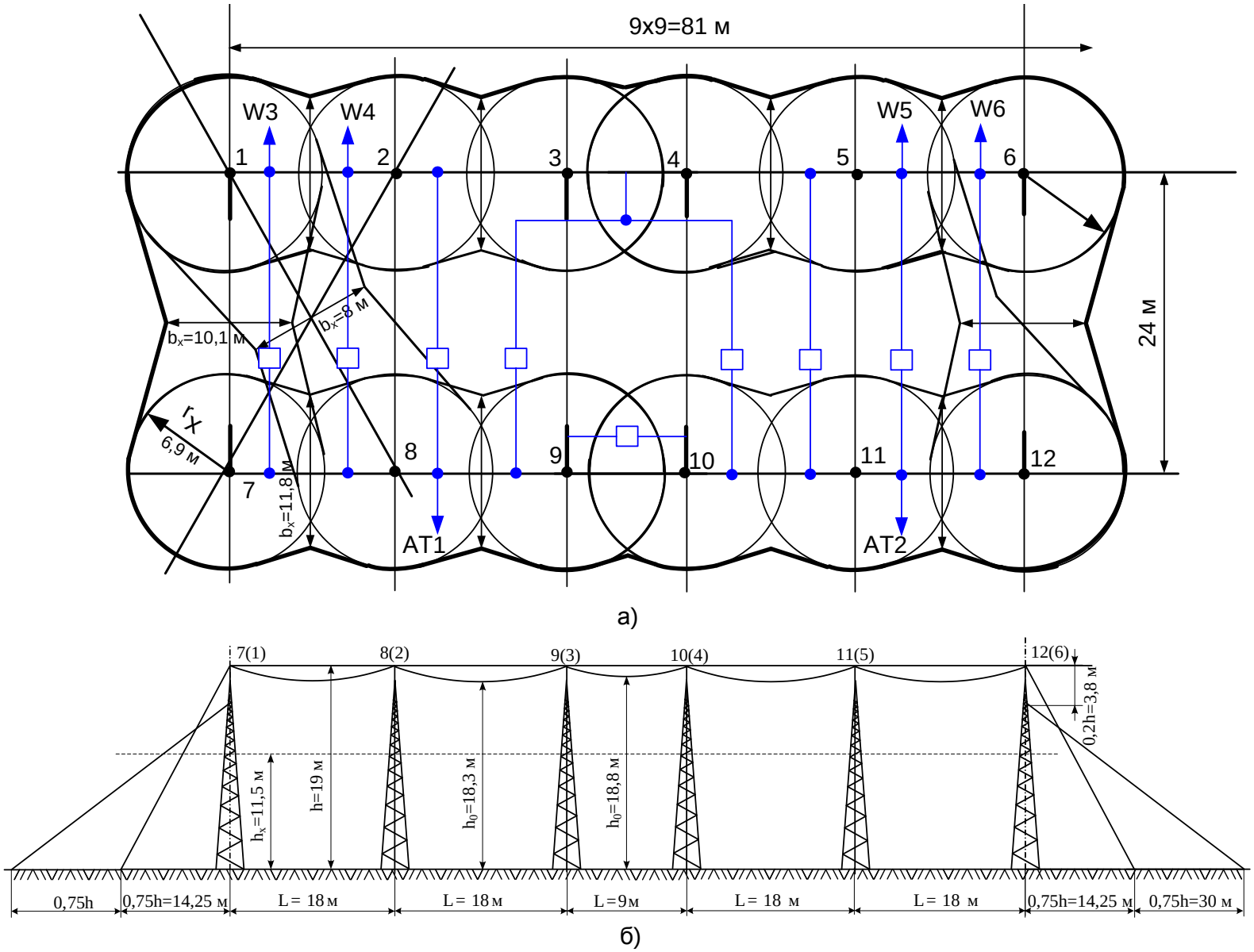


Рисунок 2.12 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ зверху (а) та збоку (б)

3 РОЗРАХУНОК САМОЗАПУСКУ ДВИГУНІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

3.1 Загальні питання розрахунку самозапуску електродвигунів

Самозапуск електродвигунів – це автоматичне відновлення їх нормальної роботи після ліквідації аварійних режимів в мережі. Самозапуск є одним з важливих процесів, що забезпечують безперебійну роботу підстанцій та електростанцій [10].

Найпоширенішими причинами, що викликають порушення в схемі власних потреб і потребують забезпечення самозапуску електродвигунів, є:

- від'єднання працюючого джерела живлення через його пошкодження або втрата ним живлення через пошкодження шин розподільної установки. В цьому випадку при вмиканні резервного джерела живлення під дією пристрою АВР самозапуск електродвигунів повинен забезпечити безперебійну роботу основних агрегатів ВП, які короткочасно залишились без живлення;

- помилкове або неконтрольоване вимкнення робочого джерела живлення ВП, коли після перемикання електродвигунів на резервне джерело живлення двигуни повинні швидко відновити свою нормальну роботу для збереження навантаження основних агрегатів;

- КЗ в зовнішній мережі або на ВП, після вимкнення якого відновлюється напруга на шинах ВП, що живляться від робочого джерела живлення.

В усіх перерахованих випадках двигуни ВП короткочасно втрачають живлення або має місце глибоке зниження напруги і двигуни гальмуються, а при відновленні напруги повинні самозапуститися, якщо створені для цього умови.

При цьому необхідно щоб в процесі перерви живлення двигунів механізмів ВП і наступному самозапуску агрегати власних потреб зберігали свої параметри в межах допустимого значення. Якщо при самозапуску

параметри агрегатів досягнуть величин уставок дії технологічних захистів, механізми будуть ними вимкнені і, таким чином, основна задача самозапуску – відновлення нормальної роботи механізмів і збереження навантаження – виконана не буде.

Самозапуск повинен бути забезпечений при короткочасних перервах живлення при дії АВР шин ВП або після глибокого зниження напруги, пов'язаного з вимкненням КЗ, коли двигуни ще не встигли значно загальмуватися.

Тривалість перерви живлення визначається часом спрацювання захисту $t_з$, вимкнення пошкодження $t_{вимк.}$ і вмикання резервного живлення $t_{АВР}$. Час перерви живлення складає [10, 18]:

- при КЗ на приєднаннях, що відходять від секції ВП:

$$t_{пж} = t_з + t_{вимк.} \approx 0{,}22 \div 0{,}3 \text{ с};$$

- при КЗ в колі робочого живлення:

а) при дії основного захисту:

$$t_{пж} = t_з + t_{вимк.} + t_{АВР} \approx 0{,}6 \div 0{,}9 \text{ с};$$

б) при дії резервного захисту:

$$t_{пж} = 1{,}5 \div 2{,}2 \text{ с};$$

- при КЗ в РУ вищої напруги підстанції і зниженні напруги на шинах ВП:

а) при дії основного захисту:

$$t_{пж} = 0{,}1 \div 0{,}3 \text{ с};$$

б) при дії резервного захисту:

$$t_{пж} = 1 \text{ с};$$

- у випадку помилкового вимкнення робочого живлення (персоналом або автоматично):

$$t_{пж} = 0{,}4 \div 0{,}6 \text{ с}.$$

Особливістю самозапуску на підстанціях є те, що в ньому бере участь низка ЕД, тому такий самозапуск називається груповим. Він може бути успішним або неуспішним.

Успішним самозапуск вважається таким, при якому відповідальні двигуни сягають нормальної частоти обертання за час, допустимий за технологічними обмеженнями і за нагрівом самих електродвигунів.

Збірні шини власних потреб секціонуються і на кожну секцію ВП основного живлення рівномірно під'єднується і розподіляється навантаження споживачів ВП

При вимкненні робочого живлення секції напруга на ній зникає не одразу, а деякий час підтримується за рахунок накопиченої ЕД в нормальному режимі електромагнітної і кінетичної енергії.

Тривалість затухання результуючої напруги на шинах ВП при груповому вибігу визначається потужністю двигунів, їх електромеханічними постійними і завантаженням механізмів перед вимкненням і складає 1,0÷1,5 с залежно від типу станції. Наявність на секції синхронного двигуна збільшує тривалість затухання напруги до 2,8÷3,0 с.

Оскільки при втраті живлення на секції під'єднані до неї статори ЕД залишаються пов'язаними між собою, вони будуть вести себе трохи інакше, ніж ЕД при індивідуальному від'єднанні їх від мережі.

Груповий вибіг двигунів триває до тих пір, доки залишкова напруга на шинах ВП не знизиться до (0,25-0,20)·$U_{ном}$. Частота затухаючої напруги при груповому вибігу зменшується разом з гальмуванням ЕД приблизно за лінійним законом зі швидкістю близько 4÷7 Гц/с.

Критерієм успішності самозапуску ЕД ВП електростанцій є максимально допустима тривалість відновлення напруги на шинах.

Тривалість самозапуску визначається часом перерви живлення ($t_{пж}$), параметрами кола живлення ($x_{кж}$, $r_{кж}$) і характеристиками групи двигунів, що рогортаються.

Для забезпечення самозапуску ЕД необхідно правильно вибрати потужність двигунів відповідальних механізмів, які не вимикаються, виходячи з умови можливості їх самозапуску, тобто необхідно забезпечити при самозапуску таку відновлювальну напругу, щоб двигуни змогли

розвернутися до нормальної швидкості при допустимому додатковому нагріванні їх обмоток. Самозапуск відповідальних механізмів забезпечується в основному двома заходами, а саме: первинним налагодженням максимального захисту як самих двигунів, так і всіх елементів мережі і вимкненням при необхідності захисту мінімальної напруги невідповідальних двигунів для полегшення самозапуску відповідальних двигунів. Перша ступінь цього захисту спрацьовує при $(0,65 \div 0,7) \cdot U_{ном}$ з витримкою 0,5 с. Друга ступінь спрацьовує при $0,5 \cdot U_{ном}$ через 9 с після першої і здійснює аварійне зупинення блока, оскільки працювати з таким глибоким і тривалим зниженням напруги механізми ВП не можуть.

Якщо не вдається забезпечити запуск ЕД всіх відповідальних механізмів, то частину їх доводиться вимикати і потім після закінчення самозапуску основних агрегатів вмикати ці двигуни всі відразу або почергово за допомогою АПВ.

Основними розрахунковими умовами, за яких повинен бути забезпечений самозапуск двигунів, є [10]:

- сума номінальних струмів двигунів, що беруть участь в самозапуску, не повинна перевищувати півтораразовий номінальний струм резервного трансформатора;

- тривалість перерви живлення секції шин, звідки живляться двигуни, яка визначається сумарною дією захисту, автоматики і комутаційної апаратури, повинна бути не більше 2,5 с;

- двигуни несуть навантаження близьке до номінального і нагріті до встановленої температури;

- зниження кутової швидкості механізмів визначається для індивідуального і для групового вибігів двигунів;

Час перерви електропостачання в розрахунках вважають рівним [10]:

а) 0,7 с – при вимкненні кола робочого живлення дією основного захисту;

б) 1,5 с – при вимкненні кола робочого живлення дією резервного захисту;

в) 2,0 с – при вимкненні робочого ТВП дією резервного захисту на стороні вищої напруги.

Синхронні двигуни при $t_{пж} > 0,5$ с переходять в асинхронний режим, після чого потрібна їх ресинхронізація, що забезпечується автоматичним форсуванням збудження. Розрахункова і експериментальна перевірки умов забезпечення режимів роботи самозапуску відбуваються за всіх можливих в експлуатації ситуаціях і перервах живлення схем ВП. Приблизно успішність самозапуску визначають за залишковою напругою на затискачах ЕД, що беруть участь в самозапуску [10, 18]:

$$U_{*зал} = \frac{E_*}{1 + \frac{X_{*кж}}{X_{*Д.екв}}}, \qquad (3.1)$$

де E_* – ЕРС джерела живлення;

$X_{*кж}$ – сумарний індуктивний опір кола живлення (відносно сумарної потужності двигунів);

$X_{*Д.екв} = \frac{1}{I_{*пуск} \cdot K_f}$ – еквівалентний індуктивний опір групи двигунів, що підлягають пуску;

$I_{*пуск}$ – середня кратність пускового струму групи ЕД, що розгортаються з нерухомого стану;

K_f – коефіцієнт, що враховує зниження пускового струму через те, що за час $t_{пж}$ двигуни не встигли повністю загальмуватися.

Якщо $U_{*зал} > U_{*доп}$, то самозапуск відбувається успішно.

Мінімально допустима залишкова напруга на шинах ВП при самозапуску ЕД після перерв живлення тривалістю від 1 до 2,5 с береться рівною [10, 19] для всіх двигунів 0,4 кВ:

$$U_{*доп} = 0{,}55.$$

В розрахунках процесів пуску і самозапуску повинні застосовуватись характеристики моментів опору механізмів, визначені з дослідів пуску і зняті сучасними методами. Неврахування цієї обставини може призвести до великих помилок.

Методика розрахунку самозапуску двигунів власних потреб електричних станцій відповідно з експлуатаційним циркуляром Е-6/73 [10] наведена нижче.

Розрахунок залишкової напруги на шинах при самозапуску для випадку самозапуску від ненавантаженого резервного джерела живлення відбувається за формулою:

$$U_{*зал} = \frac{U_{*с}}{1 + \dfrac{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma} \cdot K_{i} \cdot I_{п}}{U_{ном.Д}}}, \qquad (3.2)$$

де $U_{*с} = 1{,}0 \div 1{,}1$ – відносна напруга джерела з урахуванням положення перемикача відгалужень;

X_{Σ} – сумарний опір кола живлення (системи, лінії, трансформатора з урахуванням положення РПН), Ом;

K_{i} – коефіцієнт, що враховує зменшення кратності пускового струму електродвигунів при самозапуску порівняно з його значенням для загальмованих двигунів (рис. 3.1);

$I_{п} = \sum_{i=1}^{n} K_{пі} \cdot I_{ном.дв.і}$ – сумарний пусковий струм загальмованих електродвигунів, А;

$K_{пі}$ – кратність пускового струму;

$U_{ном.Д}$ – номінальна напруга ЕД, В.

У випадку самозапуску ЕД від попередньо навантаженого резервного джерела живлення розрахунок відбувається при таких припущеннях:

- струм двигунів, що самозапускаються, береться чисто індуктивним;

- струм попереднього навантаження ($I_{пн}$) резервного джерела через зниження напруги на ньому при під'єднанні секції з двигунами, що загальмувалися, збільшується в середньому на 50-55%;

- середній коефіцієнт попереднього навантаження резервного джерела в процесі самозапуску двигунів залишається незмінним і дорівнює $\cos\varphi_{нав} = 0,7 \div 0,8$.

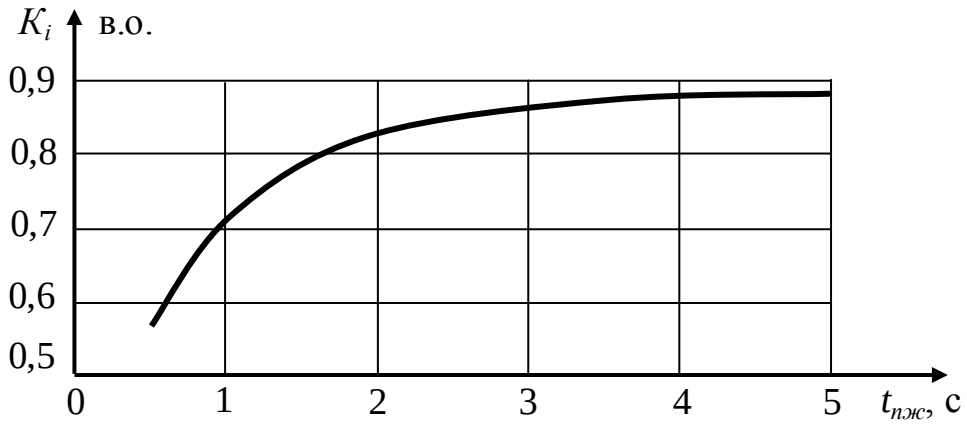


Рисунок 3.1 – Залежність коефіцієнта зменшення кратності пускового струму ЕД при самозапуску від часу перерви живлення

Залишкова напруга в цьому випадку визначається за формулою:

$$U_{*зал} = \frac{K \cdot I_{нав}}{\alpha \cdot K_i \cdot I_п}, \qquad (3.3)$$

де $K = 1,5 \div 1,55$;

$\alpha = \frac{K \cdot I_{нав}}{I_{сз}}$ – відношення збільшеного струму попереднього навантаження до струму під'єднаної секції ВП.

Коефіцієнт α визначається за рівнянням:

$$\alpha^2 - \frac{2 \cdot A}{C} \cdot \left(U_{*c} - A \cdot \sin \varphi_{нав}\right) \cdot \alpha - \frac{B}{C} = 0, \qquad (3.4)$$

де $A = \frac{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma} \cdot K \cdot I_{нав}}{U_{ном,Д}}$;

$$B = \left(\frac{K \cdot I_{нав}}{K_i \cdot I_п} \right)^2 - A^2;$$

$$C = U_{*c}{}^2 - 2A \cdot \sin_{нав} \cdot U_{*c} + A^2.$$

3.2 Визначення можливості групового самозапуску для заданих механізмів ВП на підстанції від ненавантаженного трансформатора

Для заданих механізмів власних потреб визначимо можливість їх самозапуску. Дані ЕД наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Задані механізми ВП

№	Тип ЕД	$P_н$, кВт	$I_н$, А	$K_п$	n, шт.
1	4А112М2У3	7,5	12,95	7,5	1
2	4А132М2У3	11	18,57	7,5	1
3	4АН180М8У3	18,5	35,1	5,5	1
4	4А100S2У3	4,0	27,1	6,5	2
5	AIP 112 MB8	3,0	6,0	6,0	4
6	AIPE 80C2	2,2	13,9	4,5	4
7	AIP 112 MB6	4,0	9,75	6,5	6

Опір трансформатора: $X_{тр} = 0,03$ Ом.

Опір шин: $X_ш = 0,0015$ Ом.

Опір системи не враховується.

$U_{*c} = 1,1$.

Розрахунок виконаємо для таких умов:

а) самозапуск відбувається від ненавантаженого резервного трансформатора;

б) самозапуск відбувається врахуванням попереднього навантаження трансформатора, яке дорівнює $0,5 \cdot I_{ном.тр}$.

Індуктивний опір кола напруги:

$$X_{\Sigma} = X_{тр} + X_{ш};$$

$$X_{\Sigma} = 0,03 + 0,0015 = 0,0315 \text{ Ом}.$$

Сумарний пусковий струм ЕД в загальмованому стані:

$$\Sigma I_{п} = \sum_{i=1}^{n} K_{пі} \cdot I_{ном.Д.і},$$

$$\Sigma I_{п} = 12,95 \cdot 7,5 + 18,57 \cdot 7,5 + 35,1 \cdot 5,5 + 27,1 \cdot 6,5 \cdot 2 + 6,0 \cdot 6,0 \cdot 4 + \\ + 13,9 \cdot 4,5 \cdot 4 + 9,75 \cdot 6,5 \cdot 6 = 1556,2 \text{ А}.$$

Згідно рисунка 3.1 маємо таблицю залежності t від K_i. Розрахуємо залишкову напругу в разі самозапуску і результати занесемо у таблицю 3.2.

Залишкова напруга на шинах ВП при самозапуску від ненавантаженого трансформатора після перерви живлення $t_ж = 2,5$ с ($K_i = 0,84$):

$$U_{*зал} = \frac{1,1}{1 + \frac{\sqrt{3} \cdot 0,0315 \cdot 0,84 \cdot 1556,2}{380}} = 0,926 > U_{*доп} = 0,55,$$

тобто самозапуск ЕД забезпечується.

Аналогічно розраховуємо залишкову напругу на шинах ВП для інших часів перерви живлення (див. табл.. 3.2).

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку можливості самозапуску від ненавантаженого трансформатора

t	0,7	1,5	2,0	2,5
K_i	0,63	0,76	0,81	0,84
$U_{*зал}$	0,964	0,940	0,931	0,926

$U_{*доп}$ = 0,55, тобто для всіх значень перерви живлення самозапуск можливий.

3.3 Визначення можливості групового самозапуску для заданих механізмів ВП на підстанції від попередньо навантаженного трансформатора

Розрахунок $U_{*зал}$ ведуть с такими припущеннями:

- струм двигуна беремо індуктивним;
- струм вже навантаженого трансформатора за рахунок зниження на ньому напруги під час вмикання секції з заторможеними двигунами знижується на 50 – 55%.
- середній cos φ залишається незмінним і дрівнює 0,7..0,8.

Залишкова напруга на шинах ВП при самозапуску від попередньо навантаженого трансформатора визначається за формулою (3.3) (К = 1,5; $\cos\varphi_{нав} = 0,8$) для t = 2,5 с:

$$I_{нав} = 0,5 \cdot I_н = 0,5 \cdot \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 303,88 \text{ А};$$

$$A = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,0315 \cdot 1,5 \cdot 303,9}{380} = 0,065;$$

$$B = \left(\frac{1,5 \cdot 303,88}{K_i \cdot 1556,2}\right)^2 - 0,065^2 = \left(\frac{0,281}{K_i}\right)^2 - 0,00423 = \left(\frac{0,281}{0,84}\right)^2 - 0,00423 = 0,117;$$

$$C = 1,1^2 - 2 \cdot 0,065 \cdot 0,6 \cdot 1,1 + 0,065^2 = 1,128;$$

$$\alpha^2 - \frac{2 \cdot 0{,}065}{1{,}128} \cdot (1{,}1 - 0{,}065 \cdot 0{,}6) \cdot \alpha - \frac{0{,}117}{1{,}128} = 0;$$

$$\alpha^2 - 0{,}123\alpha - 0{,}104 = 0.$$

Звідки $\alpha = 0{,}39$;

для t = 2,5 с:

$$U_{*зал} = \frac{1{,}5 \cdot 303{,}9}{0{,}39 \cdot 0{,}84 \cdot 1556{,}2} = 0{,}894 > U_{*доп} = 0{,}55,$$

тобто самозапуск також забезпечується.

Для інших значень t розрахунки занесемо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку можливості самозапуску від попередньо навантаженого трансформатора

t	0,7	1,5	2	2,5
K_i	0,63	0,76	0,81	0,84
A	0,065	0,065	0,065	0,065
B	0,212	0,144	0,126	0,117
C	1,128	1,128	1,128	1,128
α	0,499	0,424	0,402	0,39
$U_{*зал}$	0,931	0,908	0,899	0,894

$U_{*зал} > U_{доп*} = 0{,}55$ – тобто для всіх значень перерви живлення самозапуск можливий від попередньо навантаженого трансформатора.

Забезпечення самозапуску двигунів ВП є одним з найважливіших технічних засобів підвищення надійності роботи механізмів ВП і підстанції в цілому. Тому Нормами технологічного проектування (НТП) і ПТЕ передбачена вимога забезпечення самозапуску на підстанціях електростанціях усіх типів.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Задачі розділу

Охорона праці в енергетиці посідає одне з перших місць за важливістю. Від вирішення питань, пов'язаних з охороною праці, залежить життя як самого персоналу енергопідприємств, так і людей, що їх оточують.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою магістерської кваліфікаційної роботи:

1. Провести аналіз умов праці під час виконанні робіт з обслуговування автотрансформаторів спроектованої підстанції.

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час монтажу й експлуатації трансформаторів на підстанції. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установким 330 кВ.

3. Дослідити стійкість роботи електричної частини підстанції в умовах дії загрозливих чинників.

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

Першим етапом в обслуговуванні трансформатора після його транспортування на майданчик є його монтаж. Монтаж трансформаторів виконується відповідно до вимог будівельних норм і правил (БНіП), Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), Правил експлуатації електроустановок споживачів (ПЕЕС) та монтажних інструкцій заводів-виробників. Перед монтажем потрібно переконатися у відповідності виконання обладнання умовам його експлуатації.

Під час виконання монтажних робіт і під час експлуатації трансформаторів підстанцій, повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного

документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74 [22].

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;

– підвищена і знижена температура повітря робочої зони;

– підвищена вологість повітря;

– підвищена яскравість світла; пряма і відбита блискість;

– підвищений рівень шуму на робочому місці;

– підвищений рівень вібрації;

– підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

– підвищений рівень електромагнітних випромінювань;

– несправність вантажопідіймальних засобів;

– підвищена пожежна небезпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим.

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.

Вище перераховані фактори мають місце на підстанції і при певних обставинах можуть призвести до травм.

4.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час монтажу й обслуговування автотрансформатора типу АТДЦТН-125000/330/110

4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

В даному пункті проаналізовано нормативні документи [20, 21] та запропоновано організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць в розподільних установках, які містять силові трансформатори.

Роботи в електроустановках стосовно їх організації поділяються на такі, що виконуються за нарядами, розпорядженнями та в порядку поточної експлуатації.

Організаційними заходами, якими досягається безпека робіт в електроустановках, є [20]:

- затвердження переліку робіт, що виконуються за нарядами, розпорядженнями і в порядку поточної експлуатації;
- призначення осіб, що відповідальні за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт нарядом, розпорядженням або затвердження в переліку робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше місце роботи;
- оформлення перерв в роботі та їх закінчення.

Відповідальним за організацію безпечного процесу робіт в діючих електричних установках має право бути:

- особа, яка видає наряд на виконання робіт;
- керівник робіт, що виконується по наряду;
- особа, що дає дозвіл на підготовку робочого місця та допуск до роботи;
- особа. що готує робоче місце;
- виконавець робіт.

4.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Під час роботи в електроустановках, в тому числі й поблизу силових трансформаторів, для працюючих становить небезпеку висока напруга струмоведучих частин, оскільки є вірогідність попадання ними під різницю потенціалів. Також електромонтери можуть бути вражені електричним струмом, а також піддаватися впливу електричної дуги та електромагнітного поля. Тому необхідно застосувати заходи, щоб забезпечити безпечну роботу працюючих.

Безпека праці на підстанції забезпечується шляхом виконання технічних заходів. Проаналізувавши Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕ), до технічних заходів відносяться:

- для уникнення ураження людини електричним струмом – зовнішнє огородження (виконується сіткою висотою 1,8 м, з дотриманням необхідної відстані між огородженням та струмоведучими частинами);

- на огорожі та воротах підстанції вивішуються попереджуючі плакати “Обережно! Електрична напруга!” [20].

На підстанції передбачено засоби контролю та автоматики режимів роботи захисту від коротких замикань, контроль ізоляції. Для захисту персоналу від дії електричної дуги під час включення роз’єднувачів та відокремлювачів над приводами апаратів встановлено металеві завіси. Щити управління укомплектовані покажчиками напруги на кожний клас напруги, діелектричними рукавицями та ботами, окулярами, переносними плакатами та знаками безпеки. Механізми, що рухаються, огороджені сітчастими стаціонарними огорожами. Електрообладнання підстанції, струмоведучі частини, ізолятори кріплення, огородження та несучі конструкції вибираються і встановлюються таким чином, щоб:

- електроустановки, при нормальних умовах роботи яких виникає нагрів, електродуга, викиди газів не могли завдати шкоди обслуговуючому персоналу;

- при знятті напруги з будь-якого ланцюга струмоведучі частини

апаратури та конструкції, які відносяться до нього, могли підлягати безпечному огляду, заміні та ремонту без порушення роботи сусідніх електричних кіл;

- була забезпечена можливість відключення зручного транспортування обладнання.

Вимикачі та їх приводи повинні мати механічні покажчики положення “Ввімкнено” і “Вимкнено”. Руки приводів заземлюючих ножів повинні бути пофарбовані в червоний колір, а ручки приводів інших апаратів – в інші кольори.

Забороняється проводити будь-які роботи під час технічного огляду обладнання. Відключення і включення роз’єднувачів, відокремлювачів і вимикачів з ручним приводом необхідно виконувати в діелектричних рукавицях. Все обладнання, на якому проводяться роботи, повинно бути заземлене.

Ремонт трансформаторів необхідно виконувати за технологічними картами, або проектами виробництва робіт. До обслуговування трансформаторів ПС необхідно допускати персонал, що пройшов :

- необхідну теоретичну підготовку, виробниче навчання на робочому місці;
- перевірку знань Правил, виробничих та посадових інструкцій, інструкцій з ТБ в обсязі, відповідному виконуваній ним роботі, правил надання першої медичної допомоги;
- дублювання, тобто виконання чергового під керівництвом досвідченого основного чергового протягом дванадцяти змін.

4.3 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Заземлювальний пристрий (ЗП) призначений для забезпечення необхідного рівня електробезпеки у зоні обслуговування електроустановки та за її межами, для відводу у землю імпульсних струмів з блискавковідводів та

розрядників, для створення кола при роботі захисту від замикань на землю та для стабілізації напруги фаз електричних мереж відносно землі.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

ЗП в мережах з глухозаземленою та ефективно заземленою нейтраллю повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом [8]. З метою вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,6)м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Опір штучного заземлювача:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв.}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв.}}{L_{Г} + L_{В}} \le R_{з.доп} = 0{,}5 \text{ Ом}, \qquad (4.1)$$

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

A – функція відношення $(l_в+t)/\sqrt{S}$;

$L_г$, $L_в$ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

S – площа ЗП, $м^2$;

h – товщина верхнього шару ґрунту, м;

t – глибина закладена горизонтальних заземлювачів, м;

$l_в$ – довжина вертикальних заземлювачів, м.

$$\left.\begin{aligned} A &= 0{,}444 - 0{,}84\frac{l_в + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \le \frac{l_в + t}{\sqrt{S}} \le 0{,}1; \\ A &= 0{,}385 - 0{,}25\frac{l_в + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0{,}1 \le \frac{l_в + t}{\sqrt{S}} \le 0{,}5; \end{aligned}\right\} \qquad (4.2)$$

Визначаємо еквівалентний питомий опір $\rho_{екв}$, для чого потрібно знати параметри ρ_1, ρ_2, $(h - t)/ l_в$, ρ_1/ ρ_2, та $a/ l_в$ [7].

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

а – середня відстань між вертикальними заземлювачами, м.

$$a = P/n_в, \qquad (4.3)$$

де Р – периметр контура заземлення, м;

$n_в$ – кількість вертикальних заземлювачів, шт.

Розрахуємо опір заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ. План заземлювального пристрою наведено на рис. 4.1.

Вихідні дані:

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

ρ_1 = 800 Ом·м; ρ_2 = 160 м·м;

S =(124×58) = 7192 м^2;

t = 0,5 м; h = 2 м;

$l_в$ = 5 м; $n_в$ = 36 шт.

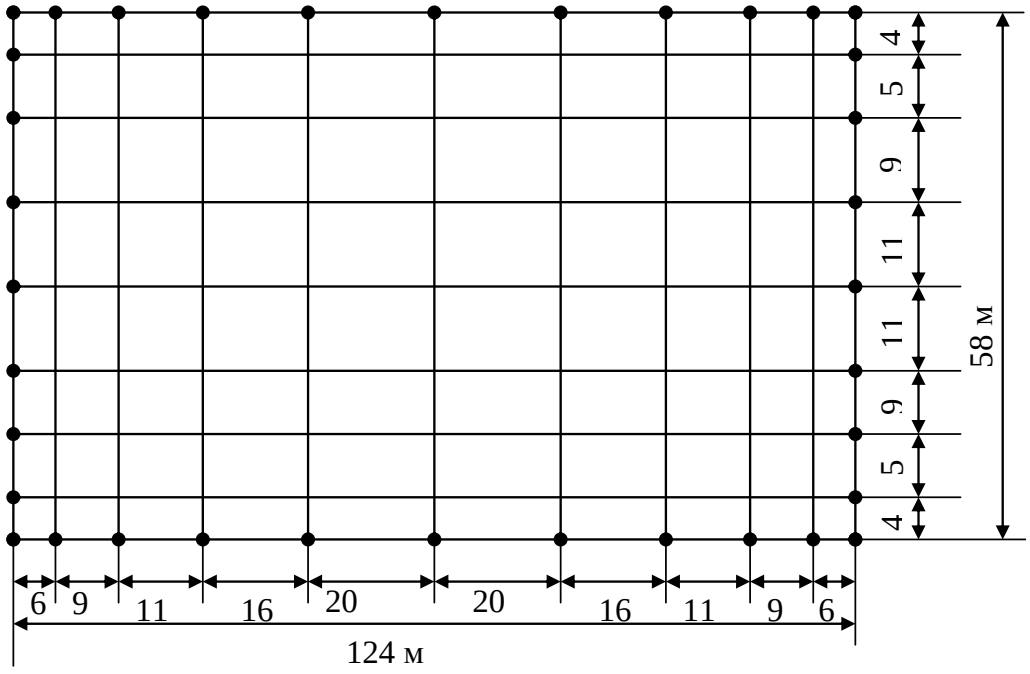


Рисунок 4.1 – Схема заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Визначимо величини:

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

$$a = 2\cdot(58+124)/36 = 10,1 \text{ м};$$

$$a/\ l_в = 10,1/5 = 2;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{7192} = 84,8 \text{ (м)};$$

$$\frac{l_в + t}{\sqrt{S}} = \frac{5+0,5}{84,8} = 0,065 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84\cdot0,065 = 0,39;$$

$$\frac{h - t}{l_в} = \frac{2-0,5}{5} = 0,3.$$

З таблиці 7.6 [7] визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,49$.

Звідки $\rho_{екв} = 1,49\cdot160 = 238,4$ Ом·м;

$$L_г + L_в = (9\cdot124+11\cdot58) +36\cdot5 = 1934 \text{ м}.$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_ш = 0,39\cdot\frac{238,4}{84,8} + \frac{238,4}{1934} = 1,22 > R_{з.доп} = 0,5 \text{ Ом}.$$

На підстанції є природні заземлювачі системи «трос-опори» та фундаменти опор. Якщо приєднати штучний контур заземлення до природних заземлювачів, тоді опір ЗП залежить від опору природних $R_п$ та штучного $R_ш$ заземлювачів і визначається за формулою [7]:

$$R_з = \frac{R_ш \cdot R_{п1} \cdot R_{п2}}{R_ш \cdot R_{п1} + R_ш \cdot R_{п2} + R_{п1} \cdot R_{п2}}. \qquad (4.4)$$

Приєднуємо до штучного заземлювача природні заземлювачі:

а) системи «трос-опори» $R_{п1} = 1,1$ Ом;

б) фундаментів опор $R_{п2} = 1,3$ Ом.

Тоді опір заземлювача буде:

$$R_З = \frac{1{,}22 \cdot 1{,}1 \cdot 1{,}3}{1{,}22 \cdot 1{,}1 + 1{,}22 \cdot 1{,}3 + 1{,}1 \cdot 1{,}3} = 0{,}41 \text{ (Ом)} < 0{,}5 \text{ (Ом)}.$$

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

Висновки по розділу.

В даному розділі нами проведено аналіз умов праці при виконанні робіт пов’язаних з обслуговуванням автотрансформаторів підстанцій; розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці під час монтажу й експлуатації трансформаторів на підстанції; запропоновано параметри заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ, який відповідає нормам діючих вимог; досліджено роботу електричної частини підстанції 330/110/10 кВ в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітного імпульсув. Розроблено заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини підстанції в умовах надзвичайних ситуацій.

Виконання та врахування запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання під час виконання робіт під час експлуатації трансформаторів підстанції.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Показники та критерії економічної ефективності

У найбільш загальному вигляді критерієм економічної ефективності є додатнє значення економічного ефекту [23]:

$$E = P - B, \tag{5.1}$$

де Е – економічний ефект;

Р – результати;

В – 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 (5.1) побудовано ряд критеріїв економічної ефективності капітальних вкладень, які можуть бути поділені на чотири групи:

а) прибуток (П) – 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 ($Т_п$) – час, на протязі якого інвестиції відшкодовуються за рахунок прибутку і можуть бути використані для нових вкладень (поширеного відтворення);

г) приведені витрати (З) – 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 [23].

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:

$$К_{лт} = \sum К_{оі} \cdot l_i; \quad (5.2)$$

$$К_{пст} = \sum (К_{трі} + К_{кві} + К_{кпі} + К_{пост.і}), \quad (5.3)$$

де $К_{оі}$ – розрахункова вартість 1 км лінії на і-й дільниці;

l_i – довжина і-ої дільниці;

$К_{трі}$, $К_{кві}$, $К_{кпі}$ – розрахунокві вартості трансформаторів, вимикачів і компенсуючих пристроїв, встановлених на і-й підстанції;

$К_{пост.і}$ – постійна складова затрат для і-ї підстанції.

Сумарні капітальні вкладення за кожен рік розрахункового періоду t:

$$К_t = К_{лт} + К_{пст}, \quad (5.4)$$

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):

$$В_{et} = (а_{е.л}/100)\cdot К_{лt} + (а_{е.пс}/100)\cdot К_{пст}, \quad (5.5)$$

де $а_{е.л}$, $а_{е.пс}$ – 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:

$$А_{рt} = (а_{р.л}/100)\cdot К_{лt} + (а_{р.пс}/100)\cdot К_{пст}, \quad (5.6)$$

де $а_{р.л}$, $а_{р.пс}$ – річні норми амортизаційних відрахувань, %.

г) вартість втрат електроенергії в мережі:

$$В_{втр.t} = \Delta W_t \cdot Ц_{вх}, \quad (5.7)$$

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:

$$Д_{тр.t} = E_t \cdot (Ц_{вих} - Ц_{вх}), \quad (5.8)$$

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 електроенергії і поточних річних витрат ($В_{e.t}$, $В_{втр.t}$) та амортизаційних відрахувань:

$$П_{б.t} = Д_{тр.t} - В_{e.t} - В_{втр.t} - А_{р.t}, \quad (5.9)$$

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

$$П_{р.t} = П_{б.t} – Н_{п.t} – В_{кр.t}, \quad (5.10)$$

де $Н_{п.t}$ – податок на прибуток;

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

Податок на прибуток:

$$Н_{п.t} = р·П_{б.t}, \quad (5.11)$$

де р = 0,3 – ставка податку на прибуток;

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

$$ГП_t = П_{р.t} + А_{р.t} . \quad (5.12)$$

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:

$$Л_t = К_о – а_р·t_е·К_о/100, \quad (5.13)$$

де $К_о$ – початкова вартість обладнання, що демонтується;

$а_р$ – річна норма амортизаційних відрахувань, %;

$t_е$ – тривалість експлуатації обладнання до його демонтажу.

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

Для динамічних задач показник економічної ефективності визначається різницею між дисконтованою величиною грошових потоків та дисконтованою величиною інвестицій (капітальних вкладень, зменшених на величину ліквідаційної вартості):

$$П_{дс} = \sum_{t-1}^{T_е} ГП_t /(1+Е)^t - \sum_{t=1}^{T_б} (К_t - Л_t)/(1+Е)^t , \qquad (5.14)$$

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

$T_б$ – період будівництва об'єкта;

Е – 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:

$$R_i = (П_{р.t} + А_{р.t})/(К - Л). \qquad (5.15)$$

Критерієм загальної ефективності є умова:

$$R_i > Е. \qquad (5.16)$$

Термін окупності дорівнює зворотній величині рентабельності інвестицій:

$$T_{ок} = 1/R_i. \qquad (5.17)$$

Критерієм загальної ефективності є умова:

$$T_{ок} \le 1/ Е. \qquad (5.18)$$

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

Визначаємо капіталовкладення в спорудження ЛЕП (таблиця 5.1) і ПС (таблиця 5.2).

Таблиця 5.1 – Капіталовкладення в спорудження ЛЕП [16]

Номінальна напруга	Довжина ЛЕП сумарна, км	Тип опори	$К_о$, тис.грн/км	К, тис.грн
330	500	Залізобетонна одноланцюгова	3450	1725000
110	180	Залізобетонна одноланцюгова	1577	283860
10	66	Залізобетонна одноланцюгова	390	25740
Всього:				2034600

Таблиця 5.2 – Капіталовкладення в спорудження ПС [16]

Обладнання	Кількість одиниць, шт	Вартість, тис.грн	К, тис.грн
Автотрансформатор	2	43400	86800
ТВП	2	286	572
Комірка з вимикачем:			0
- 330 кВ	4	16520	66080
- 110 кВ	9	3128	28152
- 10 кВ	9	400	3600
Обладнання високочастотного зв’язку лінійної комірки:			
- 330 кВ	2	890	1780
- 110 кВ	4	180	720
Постійна частина витрат по ПС	–	–	23300
Разом:			211004

Визначаємо сумарні капіталовкладення:

$$К_t = 2034600 + 211004 = 2245604 \text{ (тис.грн)};$$

Витрати на експлуатацію:

$$В_{et} = 0,028 \cdot 203460 + 0,05 \cdot 211004 = 67519 \text{ (тис.грн)};$$

Амортизаційні відрахування на реновацію:

$$А_{pt} = 0,05 \cdot 2034600 + 0,15 \cdot 211004 = 133380,6 \text{ (тис.грн)};$$

Вартість втрат електроенергії в елементах електричної мережі:

$$\Delta W_t = \Delta W_T + 0,08 \cdot E_p, \qquad (5.19)$$

де ΔW_t – втрати електроенергії, кВт·год.

Втрати електроенергії в АТ при відсутності навантаження на стороні НН [7]:

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + 1/n \cdot \Delta P_x \cdot (S_{max}/S_{т.ном})^2 \cdot \tau. \qquad (5.20)$$

$$\Delta W = 2 \cdot 100 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 345 \cdot \left(\frac{163,96}{125} \right)^2 \cdot 4962 = 3224,657 \text{ (кВт·год)}.$$

$$В_{втр.t} = (3224,657 + 0,08 \cdot 876090,86) \cdot 90 \cdot 10^{-2} = 65980,73 \text{ (тис.грн)}.$$

Річний валовий дохід:

$$Д_{тр.\,t} = 876090,86 \cdot (176 - 115) \cdot 10^{-2} = 534415,42 \text{ (тис.грн)}.$$

Річний балансовий прибуток:

$$П_{δt} = 534415,42 - 67519 - 65980,73 - 133380,6 = 267535,09 \text{ (тис.грн)}.$$

Податок на прибуток:

$$Н_{П\,t} = 0,3 \cdot 267535,09 = 80260,53 \text{ (тис.грн)}.$$

Поточний річний чистий прибуток:

$$П_{р.\,t} = 267535,09 – 80260,53 – 0 = 187274,56 \text{ (тис.грн)}.$$

Чистий грошовий потік:

$$ГП_t = 187274,56 + 133380,6 = 320655,16 \text{ (тис.грн)}.$$

Рентабельність інвестицій:

$$R_i = (187274,56 + 133380,6)/(2245604 – 0) = 0,143 < 0,15.$$

Термін окупності:

$$Т_{ок} = 1/0,143 = 7,0 \text{ (р.)}$$

Таким чином, термін окупності незначно перевищує нормоване значення терміна окупності, який складає 1/0,15 = 6,67 років. Отже, будівництво підстанції 330/110/10 кВ забезпечує економічний ефект.

ВИСНОВКИ

В комплексній магістерській кваліфікаційній роботі було отримано вирішення актуального завдання підвищення ефективності функціонування об’єднаної енергетичної системи України, підвищення рівня надійності та збільшення пропускної здатності її основних перетинів за рахунок проектування і будівництва нової вузлової підстанції 330/110/10 кВ.

Відповідно до мети в роботі розв’язано такі основні задачі:

1. Проведено аналіз методів проектування електричної частини підстанцій, що дозволило використовувати їх під час досягнення основної мети роботи. Показано, що проектування нових підстанцій є актуальною задачею в сучасних умовах функціонування енергетичної галузі.

2. Запроектовано схему електричних з’єднань підстанції напругою 330/110/10 кВ.

3. Обрано схему власних потреб підстанції. Основні споживачі системи власних потреб отримують живлення на напрузі 0,4 кВ.

4. Розраховано струми аварійних режимів (КЗ) та за результатами розрахунків обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, акумуляторну батарею. Розраховано блискавкозахист підстанції та заземлювальний пристрій ВРУ 330 кВ.

5. Досліджено умови успішного самозапуску електричних двигунів власних потреб, що дозволить здійснити груповий самозапуск особливо відповідальних механізмів власних потреб підстанції..

6. Розраховано показники економічної ефективності будівництва підстанції. Визначено рентабельність інвестицій, капіталовкладення, затрати на експлуатацію підстанції під час оцінювання ефективності спорудження підстанції. Термін окупності будівництва підстанції становить 7 років.

Таким чином, ми ознайомились з методикою проектування електротехнічної частини вузлових підстанцій енергосистеми.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 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

2. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2025 роки / Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Том І. Київ, 2015. 66 с.

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. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей – 2019. URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej-2019.pdf

5. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. Біла книга енергетичної політики України «Безпека та конкурентоспроможність» URL: https://ips.ligazakon.net/document/NT1513

6. СОУ НЕЕ 40.1-00100227- 101:2014. Норми технологічного проєктування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 2014. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0543732-14#Text

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

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

9. Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 до 750 кВ електричних підстанцій. СОУ-НЕЕ 20.178-2008

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

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

12. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.

13. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч. 2 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,13 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2012.

14. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Буркін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.

15. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.

16. 31. СОУ-Н МЕВ 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.

17. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

18. Василів К. М. Експлуатація електричних станцій: навчальний посібник. Львів: НУ «Львівська політехніка», 2022. 236 с.

19. Методичні вказівки до виконання практичних та самостійних робіт з дисципліни «Експлуатація електричних станцій» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – Електричні станції) / Уклад. В. В. Тептя, В. О. Лесько, В. А. Гриник. Вінниця: ВНТУ, 2023. 115 с.

20. 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.

21. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.

22. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2018. 120 с.

23. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001-95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.

24. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.

25. 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.

26. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ
РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричної системи. 2. «Електрична частина підстанції 330/110/10 кВ з розрахунком умов самозапуску двигунів власних потреб

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

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

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

Автор роботи _____ Арістов В. І.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____ Матвієнко С. В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

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)
"_____"_____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання комплексної магістерської кваліфікаційної роботи

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ.
2. «ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ПІДСТАНЦІЇ 330/110/10 КВ З РОЗРАХУНКОМ УМОВ САМОЗАПУСКУ ДВИГУНІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

08-21.КМКР.001.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.,
_____ Матвієнко С. В.
(підпис)

Магістр групи 2ЕСМ-22м
_____ Арістов В. І.
(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, збільшення пропускної спроможності 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 № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення ефективності функціонування і забезпечення більш надійної роботи об'єднаної електроенергетичної системи при проектуванні електричної частини підстанції 330/110/10 кВ та розрахунок умов самозапуску двигунів власних потреб;

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 330/110/10 кВ. До ПС підходять дві ЛЕП-330 кВ довжиною l = 250 км, навантаження району складає: P_{p1max} = 110 МВт, $U_{1ном}$ = 100 кВ; l_1 = 11 км. $U_{2ном}$ = 110 кВ; l_2 = 45 км; P_{p2max} = 110 МВт.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанції, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB”, “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	18.09.23	23.09.23	формування технічного завдання
2	Обгрунтування проєктування підстанції	24.09.23	29.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	30.09.23	10.10.23	розділ 2
4	Розрахунок самозапуску двигунів власних потреб	11.10.23	28.10.23	розділ 3
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	розділ 4
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	плакати, презентація

9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	
11	Захист МКР	За графіком		

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 Оцінювання стійкості роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Спроектована підстанція може отримати впливи від надзвичайних ситуацій (НС) різного походження (техногенного, природного, військового тощо), яких в країні виникає багато. Вони наносять непоправну шкоду на об’єкти енергетичного господарства. Серед надзвичайних ситуацій можна виділити найбільш небезпечні: аварії із загрозою викиду хімічно-активних речовин і біологічних небезпечних засобів, радіоактивне забруднення, вплив електромагнітних імпульсів (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 [24].

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

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

В.2 Дослідження стійкості роботи підстанції в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначимо експозиційні дози, за яких в елементах РЕА можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю В.1.

Час роботи до відмови різних систем: центральний щит керування – 6 років (52560 год), блок управління РЗА – 5,5 років (48180 год), блок живлення – 3 роки (26280 год).

Таблиця В.1 – Експозиційні дози

№	Елементи підстанції		$Д_{гр}$, Р	$Д_{гр}$, Р
1	Центральний щит керування	Резистори СП1-10	10^6	10^3
		Фотодіоди LEDX55	10^3	
		Конденсатор К-41	10^5	
		мікросхеми ТТЛDA3247	10^4	
2	Блок управління РЗА	Мікроперемикач MKF46	10^4	
		Конденсатор К-41	10^5	
		Транзистор КТ531	10^5	
		інтегральні схеми К1533ЛА	$5*10^5$	
3	Блок живлення	Мікросхема П1 регулятор струму К140УД7	10^4	
		Блок РЗ SPAC 800	10^5	
		Тахогенератор AGMS VibrosystM	10^4	

Визначаємо можливу дозу опромінення [33]:

$$Д_м = \frac{2P_1\left(\sqrt{t_К} - \sqrt{t_П}\right)}{К_{посл}}; \qquad (В.1)$$

де $К_{посл}$ – коефіцієнт послаблення, 1;

$t_П$ – час початку опромінення, 1 год

$t_К$ – максимальна тривалість роботи, років.

Для центрального щита керування:

$$Д_М = \frac{2 \cdot 5{,}3 \cdot (\sqrt{52560}) - \sqrt{1})}{1} = 2419{,}6 \text{ (Р)}.$$

Для блока управління РЗА:

$$Д_М = \frac{2 \cdot 5{,}3 \cdot (\sqrt{50808}) - \sqrt{1})}{1} = 2316{,}1 \text{ (Р)}.$$

Для блока живлення:

$$Д_М = \frac{2 \cdot 5{,}3(\sqrt{26280}) - \sqrt{1})}{1} = 1707{,}8 \text{ (Р)}.$$

Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{доп} = \left(\frac{Д_{гр} \cdot К_{посл} + 2 \cdot Р_1 \sqrt{t_n}}{2Р_1} \right)^2, \text{ [год]} \qquad \text{(В.2)}$$

$$t_{доп} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 5{,}3 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5{,}3} \right)^2 = 9089{,}6 \text{ (год)}.$$

Оскільки обладнання підстанції опромінюється 24 год на добу, то

$$t_{доп} = \frac{9089{,}6}{24 \cdot 365} = 1{,}038 \text{ (р.)}.$$

Порівняємо отримані дані:

$$Д_{гр} = 10^3 \text{ Р} < Д_м = 2419{,}6 \text{ Р}.$$

Висновок. Оскільки $Д_{гр} = 10^3$ Р < $Д_м$ = 2419,6 Р, то для забезпечення стійкості роботи $К_{посл}$ потрібно збільшити в 3 рази, тобто обладнання потрібно екранувати радіаційним захисним екраном з $К_{посл} \geq 3$. Робота РЕА буде стійкою протягом 9098,6 годин (1,038 років).

В.3 Дослідження стійкості електричної частини підстанції 330/110/10 кВ в умовах дії електромагнітних імпульсів

Під час оцінки впливу електромагнітних імпульсів на струмопровідні елементи необхідно враховувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних 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 $К_б$ = 40 дБ.

На підстанції розподіляються на різні блоки:

1. Центральний щит керування;
2. Блок управління РЗА;
3. Блок живлення.

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $l_{В1}$=2,2 м, $l_{В2}$=1,8 м, $l_{В3}$=1,7 м, $l_{Г1}$=1,9 м, $l_{Г2}$=1,6 м, $l_{Г3}$=1,4 м. Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$К_{б(в,г)} = 20\lg\frac{U_{доп}}{U_{(в,г)}} \geq 40 \ \ [дБ], \qquad (В.3)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_в = E_г \cdot l_в,\ U_г = E_в \cdot l_г, \qquad (В.4)$$

$$E_г = E_в \cdot 10^{-3}\,(кВ/м).$$

Приймаємо $E_в = 12{,}3\,(кВ/м)$. $E_г = 12{,}3 \cdot 10^{-3} = 0{,}0123(кВ/м)$.

Визначаємо $U_Г$ та $U_В$.

Для центрального щита керування:

$$U_{Г} = 12{,}3 \cdot 1{,}9 = 23{,}7\,(В);$$

$$U_{В} = 0{,}0123 \cdot 2{,}2 = 0{,}027\,(В).$$

Для блока управління РЗА:

$$U_{Г}^{/} = 12{,}3 \cdot 1{,}6 = 19{,}68\ (В);$$

$$U_{В}^{/} = 0{,}0123 \cdot 1{,}8 = 0{,}022\,(В).$$

Для блока живлення:

$$U_{Г}^{//} = 12{,}3 \cdot 1{,}4 = 17{,}22\ (В);$$

$$U_{В}^{//} = 0{,}0123 \cdot 1{,}7 = 0{,}021\,(В).$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При $U_{доп} = 12\ (В)$:

$$U_{доп3} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12{,}6\,(В).$$

Визначаємо коефіцієнт безпеки:

Результати розрахунків заносимо в таблицю В.2.

Таблиця В.2 – Результати розрахунків коефіцієнтів безпеки елементів схеми

№	Елемент системи	$l_в$ (м)	$l_г$ (м)	$U_в$ (В)	$U_г$ (В)	$К_б^в$ (дБ)	$К_б^г$ (дБ)	Результат дії
1	Центральний щит керування	2.2	1.9	0.027	23.370	53.36	-5.37	не стійкий
2	Блок управління РЗА	1.8	1.6	0.022	19.680	55.10	-3.87	не стійкий
3	Блок живлення	1.7	1.4	0.021	17.220	55.60	-2.71	не стійкий

Для центрального щита керування:

$$К_{б}^{Г} = 20 \cdot \lg \frac{12{,}6}{23{,}37} = -5{,}37\,(дБ);$$

$$К_{б}^{В} = 20 \cdot \lg \frac{12{,}6}{0{,}027} = 53{,}36\,(дБ).$$

Для блока управління РЗА:

$$К_{б}^{Г'} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{19,68} = -3,87\,(дБ);$$

$$К_{б}^{В'} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,022} = 55,1\,(дБ);$$

Для блока живлення:

$$К_{б}^{Г''} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{17,22} = -2,71\,(дБ);$$

$$К_{б}^{В''} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,021} = 55,6\,(дБ).$$

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, тобто потрібно проводити екранування. В якості матеріалу для екранування вибираємо сталь.

В.4 Розроблення превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини підстанції 330/110/10 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 безпеки 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 електромагнітного імпульсу потрібно застосовувати 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 стальний екран $K_e = 5{,}1$ [24].

Центральний щит керування:

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}, \qquad \text{(В.5)}$$

$$t_1 = \frac{40 - (-5{,}37)}{5{,}1\sqrt{15000}} = 0{,}073 \text{ (см)};$$

Блок управління РЗА:

$$t_2 = \frac{40 - (-3{,}87)}{5{,}1\sqrt{15000}} = 0{,}07 \text{ (см)};$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{40 - (-2{,}71)}{5{,}1\sqrt{15000}} = 0{,}068 \text{ (см)}.$$

Таким чином при екрануванні центрального щита керування з використанням екрану товщиною 0,073 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. Блок управління РЗА буде стійким в умовах ЕМІ при екрануванні його з використанням екрану товщиною 0,07 см з сталі. Для блока живлення потрібен екран товщиною 0,068 см.

Висновки. 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.

В результаті оцінки роботи електричної ПС 330/110/10 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 елемент РЕА – фотодіоди центрального щита керування 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 автоматизованою дільницею №1; блок управління робототехнічною дільницею та мікропроцесорна система. 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

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ.
2. «ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ПІДСТАНЦІЇ 330/110/10 КВ З РОЗРАХУНКОМ УМОВ САМОЗАПУСКУ ДВИГУНІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

1. ВИБІР СХЕМ ВРУ-330 КВ ПІДСТАНЦІЇ

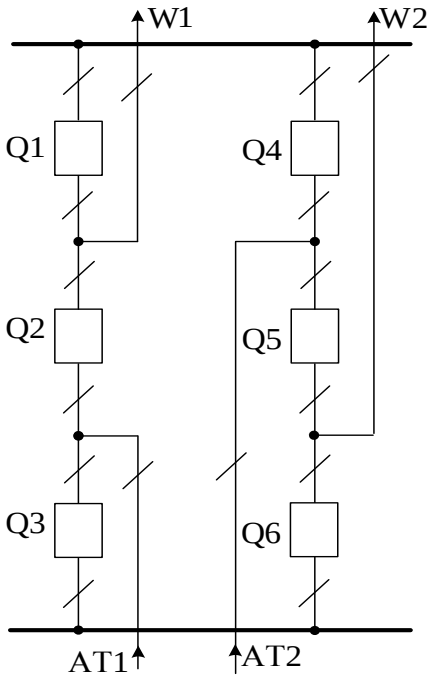


схема «дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання» (3/2)

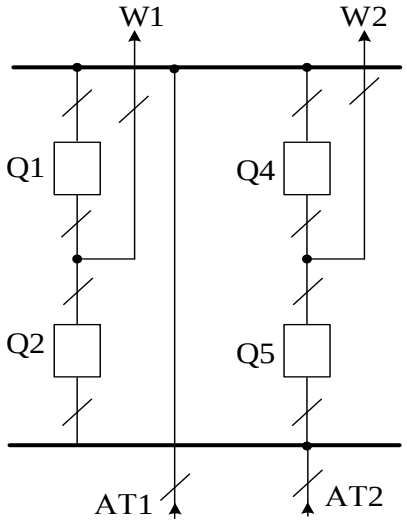


схема чотирикутника

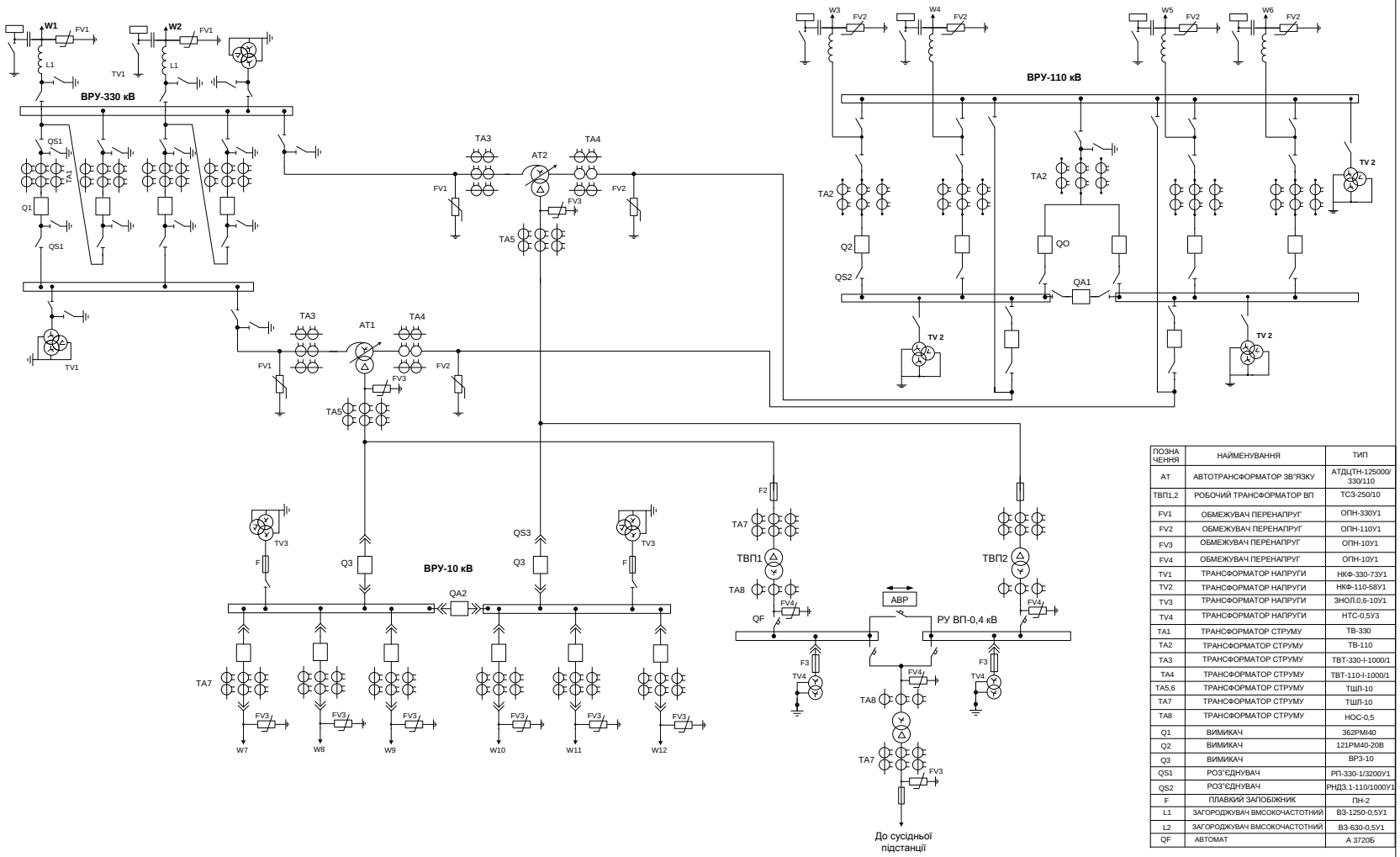
Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-330 кВ

Параметр	Числове значення для варіанта	
	I	II
Кількість вимикачів $n_к$,	6	4
Вартість вимикачів $C_к$	6500	6500
$\omega_{тв} = 0{,}6 \cdot \omega_1$	0,012	0,012
$\omega_{лв} = 0{,}6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100)$	0,02	0,02
$K_о = 1 - n_к \cdot K_р$	0,982876	0,989584
$K_р = \mu \cdot T_п/8760$	0,002854	0,002854
$T_о = T_{вим} \cdot m \cdot T_р$	0,5	0,5
$T_{вп} = T_в - T_в^2/(2 \cdot T_п)$	105	105
$K_о \cdot \omega_{тв}$	0,0011795	0,011863
$K_о \cdot \omega_{лв}$	0,017102	0,017201
$K_р \cdot \omega_{тв}$	0,000034	0,000034
$K_р \cdot \omega_{лв}$	0,00005	0,00005

Результати розрахунку приведених витрат схем ВРУ-330 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис.грн	
	I	II
Капітальні витрати	39000	26000
Щорічні витрати	3276.0	2184.0
Збиток від перерви живлення споживачів	13.036	16.355
Приведені витрати	9139.036	6100.355

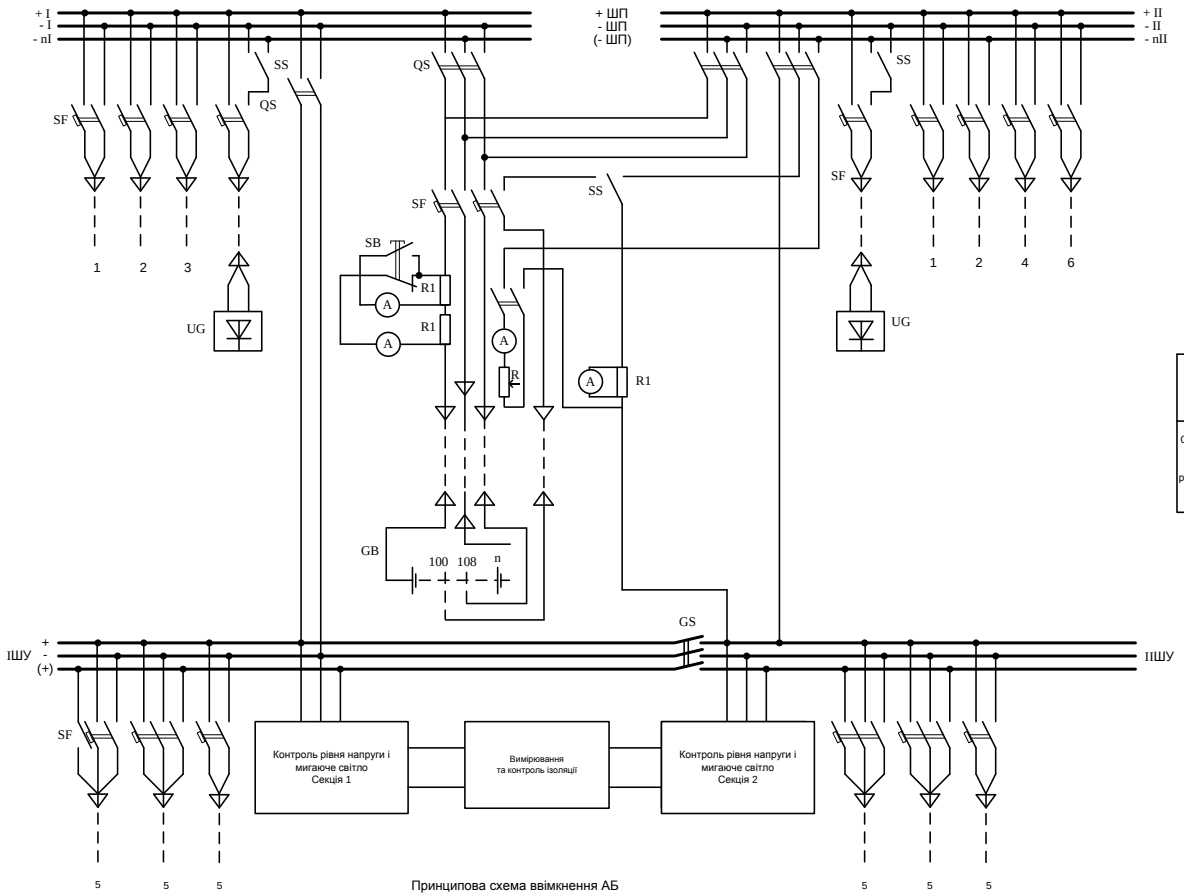
2. ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЇ 330/110/10 КВ



ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	ТИП
АТ	АВТОТРАНСФОРМАТОР ЗВ'ЯЗКУ	АТДЦТН-125000/330/110
ТВП1,2	РОБОЧИЙ ТРАНСФОРМАТОР ВП	ТСЗ-250/10
FV1	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-330У1
FV2	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-110У1
FV3	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-10У1
FV4	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-10У1
TV1	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	НКФ-330-73У1
TV2	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	НКФ-110-58У1
TV3	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОЛ.0,6-10У1
TV4	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	НТС-0,5У3
TA1	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВ-330
TA2	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВ-110
TA3	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВТ-330-І-1000/1
TA4	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВТ-110-І-1000/1
TA5,6	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТШЛ-10
TA7	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТШЛ-10
TA8	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	НОС-0,5
Q1	ВИМИКАЧ	362РМІ40
Q2	ВИМИКАЧ	121РМ40-20В
Q3	ВИМИКАЧ	ВРЗ-10
QS1	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РП-330-1/3200У1
QS2	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РНДЗ.1-110/1000У1
F	ПЛАВКИЙ ЗАПОБІЖНИК	ПН-2
L1	ЗАГОРОДЖУВАЧ ВМСОКОЧАСТОТНИЙ	ВЗ-1250-0,5У1
L2	ЗАГОРОДЖУВАЧ ВМСОКОЧАСТОТНИЙ	ВЗ-630-0,5У1
QF	АВТОМАТ	А 3720Б

Зм.	Лист	№докум.	Підпис	Дата	08-21.КМКР.001.00.000 Е3
Виконав		Арістов			Схема електричних з'єднань підстанції 330/110/10 кВ
Перевір.		Матвієнко			Літ: У; Маса; Масштаб
Консульт.		Матвієнко			Аркуш 1; Аркушів 1
Н.контрол.		Матвієнко			ВНТУ, 2ЕСМ-22м
Реценз.					
Затверд.		Комар			

3. СХЕМА УСТАНОВКИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ ПІДСТАНЦІЇ



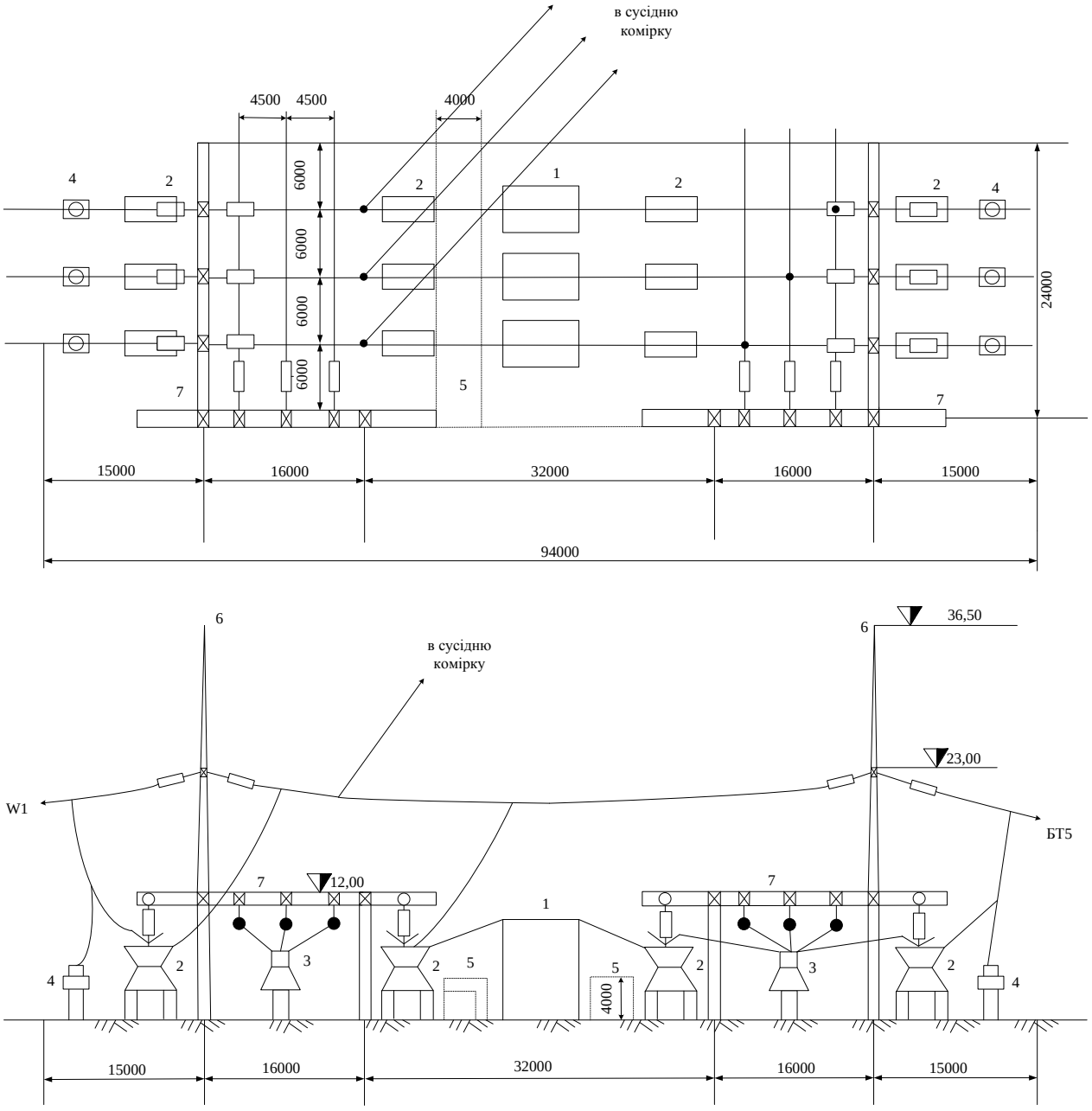
Принципова схема ввімкнення АБ

Режим роботи агрегата	Напруга живлення змінним струмом, В	Границі випрамлення		Максимальна споживча потужність, кВт
		напруга, В	струм, А	
Стабілізація напруги	380 $^{+38}_{-19}$	220 - 260	4 - 80	20, 8
		260 - 380	4 - 40	15,2
Повільне регулювання напруги	—	2 -11	4 - 80	0,88

1 - електромагніти приводів, які не потребують підвищеної напруги; 2 - елктромагніти приводів, які потребують підвищення напруги; 3 - аварійне освітлення; 4 - резервний агрегат звязку; 5 - керування, захист, сигналізація; 6 - масляний насос; SF - автоматичний вимикач; A - амперметр; SS - перемикач; QS - рубильник; SB - кнопка; R1 - шунт; R - регулюючий баластний опір; UG - випрамительний агрегат; GB - акумуляторна батарея; n - кількість елементів АБ; + ШП, - ШП, ІШУ, ІІШУ - шини живлення; (- ШП) - шина живлення підвищеною напругою.

						08-21.КМКР.001.00.000 Е3	
Зм.	Лист	№докум.	Підпис	Дата			
Виконав		Арістов			Схема установки постійного струму	Літ	Маса	Масштаб
Перевір.		Матвієнко				У		
Консульт.		Матвієнко				Аркуш 1	Аркушів 1	
Н.контрол.		Матвієнко						
Реценз.						ВНТУ, 2ЕСМ-22м		
Затверд.		Комар						

4. ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ВРУ-330 КВ



№ вузла	Назва вузла
1	Вимикач 362PMI40
2	Підвісний роз`єднувач РП-330-1/3200УХЛ1
3	Опорний ізолятор
4	Обмежувач перенапруг ОПН-330У1
5	Дорога
6	Блискавковідвід
7	Портал

5. РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

Дані для побудови зони захисту 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, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12	24	39,6	28,8	15
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	52	37,1	21,3	15
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-10, 5-12, 6-11	57,3	32,3	6,9	15

Дані для побудови зони захисту ВРУ-110 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h_0, м	b_x, м	r_x, м
1-2, 2-3, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 10-11, 11-12	18	18,3	11,8	6,9
3-4, 9-10	9	18,8	13,3	6,9
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	24	17,8	10,1	6,9
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 4-11, 5-10, 5-12, 6-11	30	17,1	8	6,9
3-10, 4-9	25,6	17,6	9,6	6,9

6. РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ 330 кВ

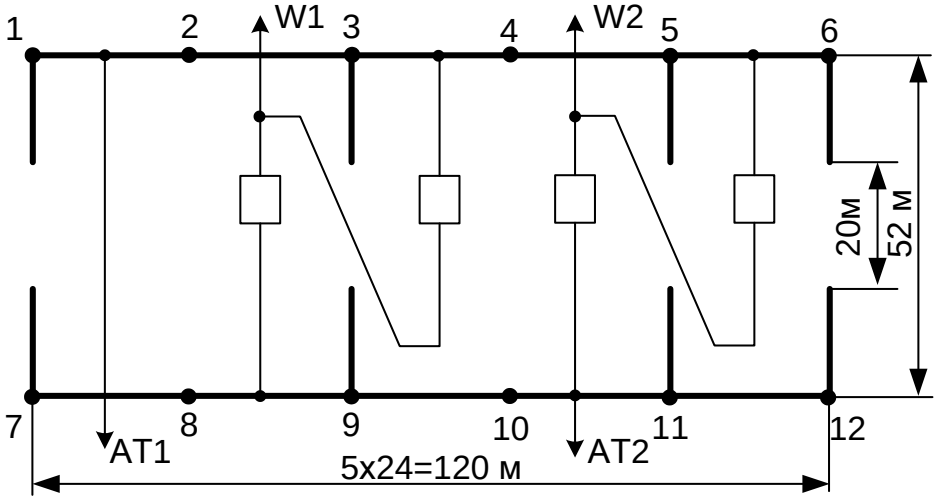
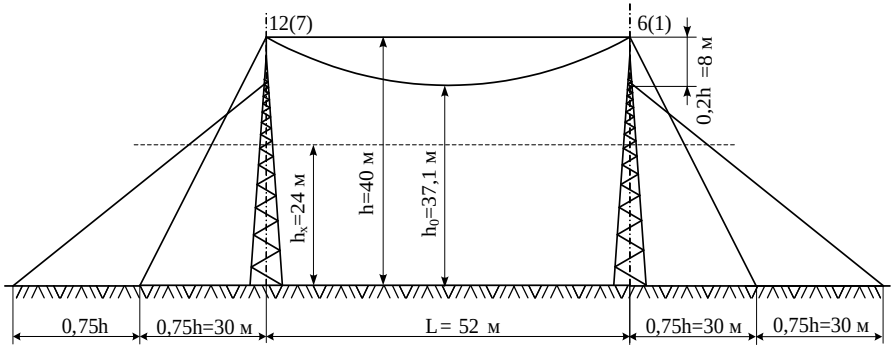
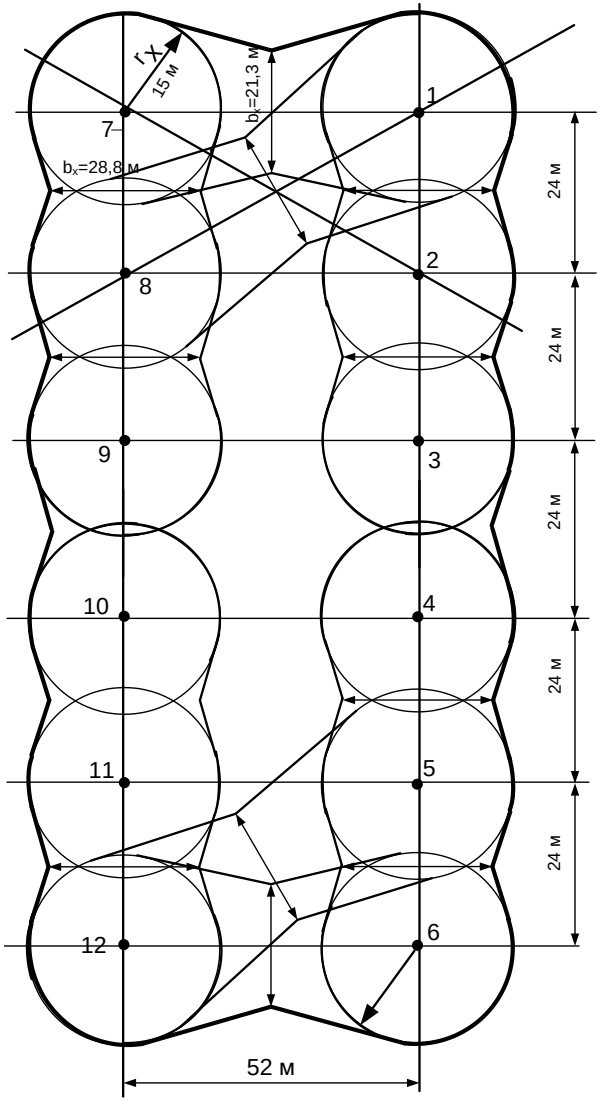


Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ

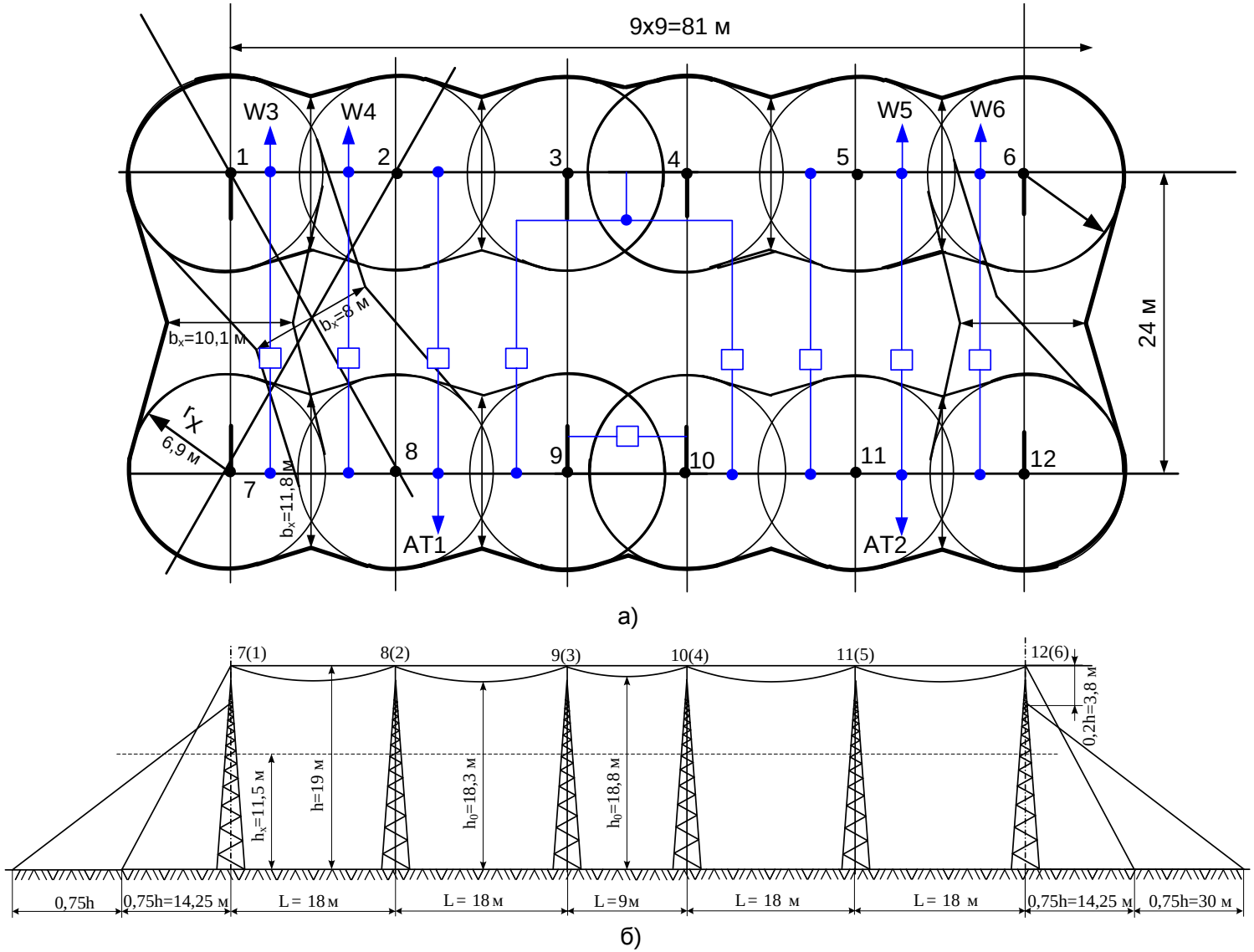


Вид збоку на зону захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ



Вид зверху на зону захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

7. РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ 110 кВ



Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ зверху (а) та збоку (б)

8. РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку ЗП ВРУ-330 кВ:

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

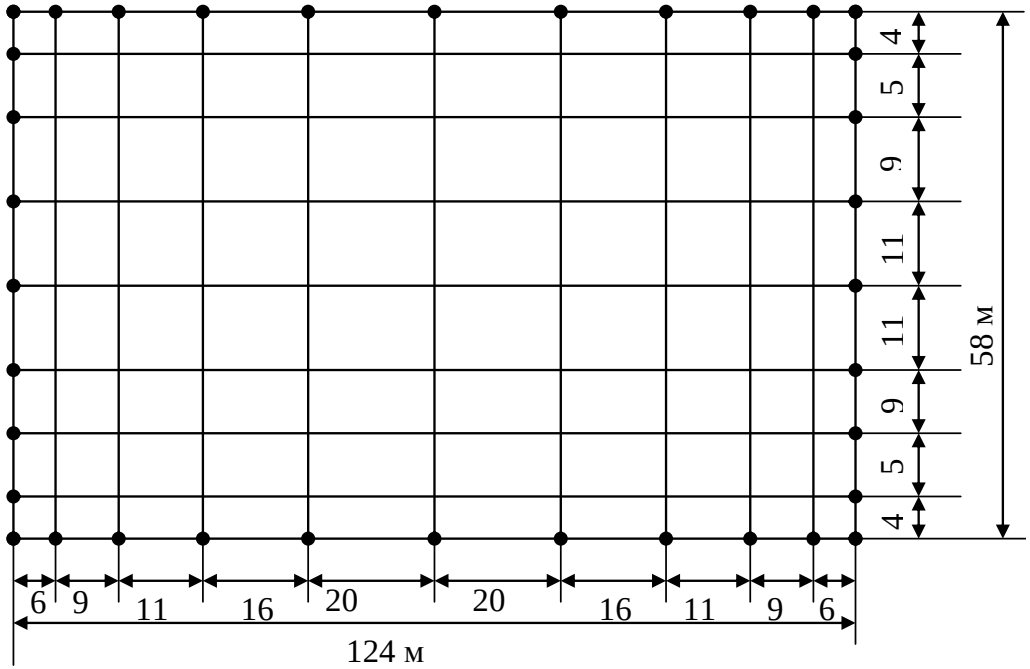
- площа ЗП: S = (124×58) = 7192 м^2;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

ρ_1 = 800 Ом·м; ρ_2= 160 Ом·м;

- глибина закладення заземлення: t = 0,5 м;
- товщина верхнього шару ґрунту: h = 2 м;
- число вертикальних заземлювачів: $n_в$ = 36 шт;

довжина вертикальних заземлювачів: $l_в$ = 5 м.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних полос 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм.

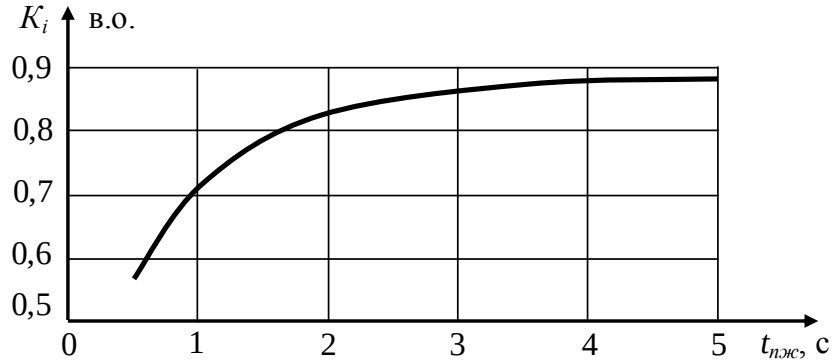


План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

9. ВИЗНАЧЕННЯ УМОВ САМОЗАПУСКУ ДВИГУНІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

Вихідні дані: Задані механізми ВП для групового самозапуску

№	Тип ЕД	$P_н$, кВт	$I_н$, А	$K_п$	n, шт.
1	4А112М2У3	7,5	12,95	7,5	1
2	4А132М2У3	11	18,57	7,5	1
3	4АН180М8У3	18,5	35,1	5,5	1
4	4А100S2У3	4,0	27,1	6,5	2
5	AIP 112 MB8	3,0	6,0	6,0	4
6	AIPE 80C2	2,2	13,9	4,5	4
7	AIP 112 MB6	4,0	9,75	6,5	6



Залежність коефіцієнта зменшення кратності пускового струму ЕД при самозапуску від часу перерви живлення

Результати розрахунку можливості самозапуску від ненавантаженого трансформатора

t	0,7	1,5	2,0	2,5
K_i	0,63	0,76	0,81	0,84
$U_{*зал}$	0,964	0,940	0,931	0,926

$U_{*доп}$ = 0,55, тобто для всіх значень перерви живлення самозапуск можливий.

Результати розрахунку можливості самозапуску від попередньо навантаженого трансформатора

t	0,7	1,5	2	2,5
K_i	0,63	0,76	0,81	0,84
A	0,065	0,065	0,065	0,065
B	0,212	0,144	0,126	0,117
C	1,128	1,128	1,128	1,128
α	0,499	0,424	0,402	0,39
$U_{*зал}$	0,931	0,908	0,899	0,894

$U_{*зал} > U_{доп*}$ = 0,55 – тобто для всіх значень перерви живлення самозапуск можливий від попередньо навантаженого трансформатора.