

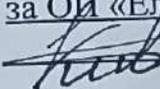
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

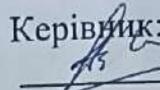
на тему:

**«Релейний захист та автоматика системи безперервного живлення власних потреб атомних електричних станцій»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-24м  
спеціальності 141 – «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
за ОИ «Електричні станції»,

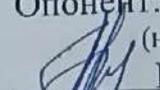
 Буток К. А.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., професор каф. ЕСС

 Рубаненко О. Є.  
(прізвище та ініціали)

«10» чудово 2025 р.

Опонент: к.т.н. доцент каф. ЕССЕЕМ

(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)  
 Бабенко Олексій Вікторович  
(прізвище та ініціали)

«11» чудово 2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

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

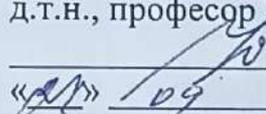
«12» чудово 2025 р.

Вінниця ВНТУ - 2025 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 станції

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

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

  
«09» \_\_\_\_\_ 2025 р.

### ЗАВДАННЯ

#### НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Буток Костянтин Андрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Релейний захист та автоматика системи безперервного живлення власних потреб атомних електричних станцій»

Керівник роботи к.т.н., професор каф. ЕСС Рубаненко О. Є.

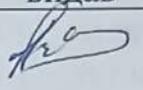
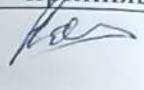
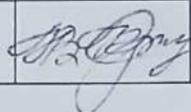
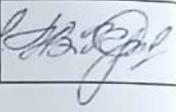
затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2025р №313

2. Строк подання студентом роботи 09 грудня 2025 року.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання: 1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. IEEE 344: Recommended Practice for Seismic Qualification of Class 1E Equipment for Nuclear Power Generating Stations URL: <https://standards.ieee.org/ieee/344/10551/>. Рубаненко О. Є. Релейний захист та автоматика електричних станцій : навчальний посібник / Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 123 с. 4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Власні потреби АЕС. 2. Установки постійного струму з акумуляторними батареями. 3. Релейний захист та автоматика системи безперервного живлення власних потреб АЕС. 4. Економічна частина. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титулка. 2. Актуальність. 3. Мета та задачі МКР. 4. Об'єкт та предмет дослідження. 5. Методи досліджень та новизна результатів. 6. Практична цінність. 7. Вимоги до першої та другої категорії споживачів ВП АЕС. 8. Фрагмент схеми живлення ВП АЕС. 9. Релейний захист електрообладнання власних потреб. 10. Захист трансформаторів власних потреб. 11. Розрахунок уставок релейного захисту трансформаторів власних потреб. 12. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Рубаненко О. Є., к.т.н., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н доц., доцент кафедри ЕСС		

Дата видачі завдання «24» вересня 2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

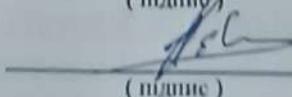
№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	05.09.2025	12.09.2025	Вик
2	Власні потреби АЕС	13.09.2025	25.09.2025	Вик
3	Установки постійного струму з акумуляторними батареями	26.09.2025	10.10.2025	Вик
4	Релейний захист та автоматика системи безперервного живлення власних потреб АЕС	11.10.2025	24.10.2025	Вик
5	Економічна частина	25.10.2025	31.10.2025	Вик
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.2025	07.11.2025	Вик
7	Оформлення пояснювальної записки	08.11.2025	16.11.2025	Вик
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	17.11.2025	20.11.2025	Вик
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	21.11.2025	23.11.2025	Вик
10	Рецензування МКР	24.11.2025	25.11.2025	Вик
11	Захист МКР	Друга декада грудня		Вик

Студент

  
(підпис)

К. А. Буток

Керівник роботи

  
(підпис)

О. С. Рубаненко

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Буток Костянтин Андрійович «Релейний захист та автоматика системи безперервного живлення власних потреб АЕС». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 91 с. Бібліогр.: 41. Рис. : 28. Табл. : 17

Досліджено системи електропостачання власних потреб АЕС, схеми живлення для реакторів ВВЕР та РБМК, установки постійного струму з акумуляторними батареями. Проаналізовано принципи релейного захисту та автоматики, включаючи АВР, АЧР, автоматику дизель-генераторів та систем безперебійного живлення. Наведено спеціальні вимоги до обладнання системи безпеки АЕС. Проведено економічне оцінювання реконструкції релейного захисту з терміном окупності 3,53 роки. Розроблено заходи охорони праці, протипожежного захисту, підвищення стійкості до іонізуючого випромінювання та ЕМІ.

Ключові слова: АЕС, релейний захист, автоматика, власні потреби, безперервне живлення, дизель-генератори, економічна ефективність, охорона праці, надзвичайні ситуації.

## ABSTRACT

УДК 621.311.1

Butok Kostyantyn Andriyovych “Relay protection and automation of the system of uninterrupted power supply of NPPs’ own needs”. Master’s qualification work in the specialty 141 – Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 91 p. Bibliography: 41. Fig. : 28. Tab. : 17

The systems of power supply of NPPs’ own needs, power supply schemes for VVER, RBMK and fast neutron reactors, direct current installations with accumulator batteries were studied. The principles of relay protection and automation were analyzed, including ATS, ACR, automation of diesel generators and uninterruptible power supply systems. Special requirements for safety class equipment were given. An economic assessment of the reconstruction of relay protection with a payback period of 3.53 years was carried out. Measures for labor protection, fire protection, and increasing resistance to ionizing radiation and EMI were developed.

Keywords: nuclear power plant, relay protection, automation, own needs, uninterruptible power supply, diesel generators, economic efficiency, labor protection, emergency situations.

## ЗМІСТ

ЗМІСТ.....	2
ВСТУП.....	5
1 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ АЕС.....	8
1.1 Характеристика споживачів власних потреб АЕС.....	8
1.2 Схеми надійного живлення власних потреб АЕС з реакторами ВВЕР.....	10
1.3 Схеми надійного живлення власних потреб АЕС з реакторами на швидких нейтронах.....	17
2 Особливості систем безрерервного живлення ВЛАСНИХ ПОТРЕБ АЕС.....	21
2.1 Загальна характеристика систем електропостачання власних потреб АЕС..	21
2.2 Структура системи безперебійного живлення власних потреб.....	22
2.2.1 Джерела живлення та схеми електропостачання.....	22
2.2.2 Системи змінного струму напругою 6кВ.....	23
2.2.3 Системи змінного струму напругою 0,4 кВ.....	24
2.2.4 Системи постійного струму.....	25
2.2.5 Системи безперебійного змінного живлення.....	26
2.3 Релейний захист електрообладнання власних потреб.....	29
2.3.1 Загальні принципи побудови релейного захисту.....	29
2.3.2 Захист трансформаторів власних потреб.....	31
2.3.3 Захист електродвигунів власних потреб.....	34
2.3.4 Захист розподільних пристроїв та кабельних ліній ВП 6кВ.....	35
2.3.5 Захист систем безперебійного живлення.....	37
2.3.6 Особливості застосування мікропроцесорних пристроїв захисту.....	39
2.4 Автоматика систем електропостачання власних потреб.....	42
2.4.1 Автоматичне введення резерву.....	42
2.4.2 Автоматичне частотне розвантаження.....	43
2.4.3 Автоматика дизель-генераторних установок.....	45
2.4.4 Автоматика систем постійного струму.....	46
2.4.5 Автоматика систем безперебійного живлення.....	47
2.5 Спеціальні вимоги до релейного захисту та автоматики систем класу безпеки .	50
2.5.1 Принципи незалежності та резервування.....	50
2.5.2 Кваліфікація обладнання для роботи в умовах проектних аварій.....	51
2.6 Розрахунок уставок релейного захисту трансформаторів власних потреб (на	

	3
прикладі ТВП-1(2)АТ).....	62
3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	79
3.1 Економічне оцінювання ефективності реконструкції релейного захисту АЕС...	79
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	86
4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	88
4.3 Протипожежний захист приміщення релейного захисту.....	94
4.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи блока релейного захисту в умовах дії загрозливих чинників.....	95
4.4.1 Дослідження стійкості роботи блока релейного захисту в умовах дії іонізуювальних випромінювань.....	96
4.4.2 Дослідження стійкості роботи блока релейного захисту за умови дії електромагнітного імпульсу.....	98
4.4.3 Для захисту від ЕМІ проведемо розрахунок сталевого екрана прямокутної форми.....	100
4.4.4 Розробка заходів з підвищення стійкості роботи блока релейного захисту в умовах надзвичайних ситуацій.....	100
ВИСНОВКИ.....	104
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	107
ДОДАТКИ.....	110
ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ.....	111
ДОДАТОК Б ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР.....	112
ДОДАТОК В.....	116
ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СПОЖИВАЧІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ АЕС.....	116
ДОДАТОК Г.....	131
УСТАНОВКИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ З АКУМУЛЯТОРНИМИ БАТАРЕЯМИ.....	131
ДОДАТОК Д ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА.....	141

## ВСТУП

**Актуальність теми.** У сучасних умовах розвитку атомної енергетики забезпечення надійності та безпеки систем електропостачання власних потреб атомних електростанцій (АЕС) є критичним завданням, оскільки будь-які збої можуть призвести до аварійних ситуацій з непередбачуваними наслідками для навколишнього середовища та населення. Критичний аналіз сучасного стану показує, що традиційні системи релейного захисту та автоматики, розроблені в минулому столітті, не завжди відповідають вимогам до стійкості в умовах проектних аварій, електромагнітних імпульсів та іонізуючого випромінювання, що особливо актуально для АЕС з реакторами типу ВВЕР та РБМК, які становлять основу українського енергетичного сектору. Для України, де атомна енергія забезпечує понад 50% електроенергії, удосконалення цих систем є стратегічним пріоритетом, зважаючи на досвід Чорнобильської катастрофи, поточні геополітичні виклики та необхідність підвищення енергетичної незалежності. Порівняння з міжнародними стандартами (наприклад, МАГАТЕ) свідчить про доцільність модернізації, яка дозволить мінімізувати ризики, оптимізувати витрати на реконструкцію та забезпечити стаке функціонування АЕС в умовах надзвичайних ситуацій. Таким чином, розробка ефективних рішень для релейного захисту та автоматики безперервного живлення власних потреб АЕС сприяє не лише технічному прогресу, але й національній безпеці та економічній стабільності України. Тому тема МКР актуальна.

**Мета і завдання дослідження.** Відповідно до теми МКР, метою магістерської кваліфікаційної роботи є удосконалення релейного захисту та автоматики системи безперервного живлення власних потреб АЕС шляхом розробки рекомендацій щодо підвищення якості експлуатації та стійкості в нормальних і аварійних режимах. Для досягнення мети в МКР вирішуються такі завдання:

- проаналізувати характеристики споживачів власних потреб АЕС, схеми електроживлення для різних типів реакторів та принципи роботи головних циркуляційних насосів;

- дослідити установки постійного струму з акумуляторними батареями як ключові елементи безперервного живлення;

- охарактеризувати структуру систем електропостачання, принципи релейного захисту електрообладнання, автоматику (включаючи автоматичне введення резерву, частотне розвантаження та роботу дизель-генераторів), а також спеціальні вимоги до обладнання класу безпеки з урахуванням мікропроцесорних пристроїв;

- провести економічне оцінювання ефективності реконструкції релейного захисту АЕС;

- розробити технічні рішення з охорони праці, протипожежного захисту та підвищення стійкості блока релейного захисту в умовах іонізуючих випромінювань, електромагнітного імпульсу та надзвичайних ситуацій.

**Об'єкт дослідження** – електропостачання власних потреб АЕС, яке забезпечує безперервне функціонування критичного обладнання реакторних установок у нормальних, перехідних та аварійних режимах експлуатації.

**Предмет дослідження** – релейний захист та автоматика системи безперервного живлення власних потреб АЕС, зокрема принципи їх побудови, алгоритми роботи, стійкість до аварійних впливів та економічна ефективність модернізації.

**Методи дослідження.** У роботі застосовуються аналітичні методи для критичного огляду літературних джерел та нормативно-технічної документації (ПУЕ, стандарти МАГАТЕ); математичне моделювання та розрахункові методи для оцінки стійкості обладнання релейного захисту до іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу, включаючи розрахунок екранування; економічні методи для оцінювання ефективності реконструкції (розрахунок витрат, окупності та рентабельності); системний аналіз для вивчення структури систем електропостачання, захисту трансформаторів,

електродвигунів та розподільчих пристроїв; експериментальні методи для дослідження роботи автоматики дизель-генераторів та систем безперервного живлення в умовах проєктних аварій.

**Новизна одержаних результатів.** Розроблена методика розрахунку уставок мікропроцесорних захистів обладнання власних потреб АЕС для основних та резервних захистів від аварійних режимів, при яких параметри перевищують вимоги існуючих стандартів для АЕС з реакторами ВВЕР-1000. Теоретична значущість полягає в удосконаленні аналізу систем безперервного живлення, з акцентом на інтеграцію автоматики з системами класу безпеки, що дозволяє зменшити час перерв у живленні до мілісекунд.

**Практична цінність** в запропонованому алгоритмі економічного оцінювання реконструкції, який враховує витрати на модернізацію та потенційне скорочення аварійних простоїв.

В роботі також розглянуті заходи з охорони праці на АЕС, з протипожежного захисту та безпеки в надзвичайних ситуаціях, що можуть бути впроваджені на українських АЕС для підвищення надійності, зниження ризиків та оптимізації експлуатаційних витрат, сприяючи загальному розвитку атомної галузі в Україні.

## 1 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ АЕС

### 1.1 Характеристика споживачів власних потреб АЕС

Безпечна та стабільна експлуатація реакторних установок на атомних електростанціях, включаючи їх запуск, планову зупинку та аварійне охолодження, підтримується за допомогою технічних систем і пристроїв.

Загальні відомості про споживачів власних потреб АЕС представлені в додатку Б.

Відповідно до вимог безпеки, на АЕС передбачено три автономні системи безпеки в технологічній частині та, відповідно, три автономні системи надійного живлення для мереж 6 кВ і 0,4 кВ змінного струму, а також 220 В постійного струму. Для живлення споживачів 6 кВ II групи на кожному блоці передбачено три секції 6 кВ, що відповідає кількості систем безпеки. У нормальному режимі ці секції отримують живлення від секцій робочих трансформаторів власних потреб (ТВП) через два послідовно з'єднаних вимикачі, які забезпечують надійне відокремлення секції навіть у разі відмови одного з вимикачів.

У разі зникнення напруги на секції 6 кВ надійного живлення II групи або за появи спеціального технологічного імпульсу напруга подається від автономних джерел електропостачання, якими є автоматизовані дизель-генератори (Д-Г). На кожному блоці встановлюється три повністю незалежні дизель-генераторні агрегати. Час розгортання Д-Г від моменту подачі команди на запуск до готовності прийняти навантаження становить від 15 до 50 секунд. У разі виходу з ладу двох Д-Г на одному блоці енергоблок зупиняється.

Між секціями 6 кВ надійного живлення II групи взаємне резервування не передбачено. Для малопотужних електродвигунів та іншого електричного навантаження II групи створюються три секції 0,4 кВ, що відповідає кількості систем безпеки. Кожна секція 0,4 кВ надійного живлення підключена до окремого трансформатора 6/0,4 кВ, приєднаного до відповідної секції 6 кВ надійного живлення. Резервування цих секцій не застосовується.

У разі повної втрати змінного струму на електростанції надійне живлення відповідальних споживачів машинного залу та деаераторної етажерки забезпечується окремим дизель-генератором, четвертим на блоці. Це підвищує надійність блоку шляхом відокремлення несистемних споживачів від систем електроживлення, які відповідають за ядерну та радіаційну безпеку [3].

Оскільки одинична потужність споживачів I групи є невеликою, для їхнього живлення передбачені секції надійного живлення трифазного змінного струму 0,4 кВ та постійного струму 220 В. У аварійному режимі джерелом живлення для споживачів I групи зазвичай виступає агрегат безперебійного живлення (АБЖ) у комплекті з акумуляторною батареєю (АБ). У нормальному режимі живлення забезпечується через АБЖ, підключений до відповідної секції 6 кВ надійного живлення II групи. На кожному блоці встановлюється п'ять комплектів АБЖ: три для систем безпеки (по одному на кожен систему), один для загальностанційного навантаження та один для живлення інформаційно-обчислювального комплексу (ІОК).

В аварійному режимі споживачі I групи на напрузі 0,4 кВ отримують живлення від АБ напругою 220 В. На блоці передбачено три АБ для живлення аварійного навантаження систем безпеки, а також по одній АБ для живлення ІОК та загальноблочних споживачів, не пов'язаних із технологічними системами безпеки.

Кількість резервних трансформаторів власних потреб (РТВП) залежить від кількості блоків генератор-трансформатор за наявності генераторних вимикачів: один РТВП для одного-двох блоків; один приєднаний і один готовий до встановлення – для трьох і більше блоків.

Магістралі резервного живлення ВП 6 кВ секціонуються вимикачами: при одному РТВП – через кожні 3–4 блоки, при двох РТВП – через кожні 2–3 блоки. Сумарна потужність РТВП на АЕС має забезпечувати заміну робочого ТВП одного блоку, а також одночасний пуск і зупинку реакторного блоку. Для реакторів із одним блоком генератор-трансформатор і генераторними

вимикачами потужність РТВП, як правило, дорівнює потужності ТВП одного блоку [4].

## 1.2 Схеми надійного живлення власних потреб АЕС з реакторами ВВЕР

Споживачі першої та другої груп, які потребують підвищеної надійності електрообладнання, включають електродвигуни потужністю понад 200 кВт, що живляться від мережі 6 кВ. Електродвигуни меншої потужності підключаються до мережі змінного струму 0,4/0,23 кВ. Кола управління, захисту та контролю забезпечуються постійним струмом напругою 220 В, 110 В, 48 В або 24 В.

Для забезпечення цих вимог у схемах електроживлення власних потреб (ВП) передбачені секції надійного живлення 6 кВ і 0,4 кВ, а також щити постійного струму (ЩПС). У технологічній частині АЕС із реакторами ВВЕР передбачено три незалежні системи аварійного розхолодження (САОЗ), склад основних механізмів яких було розглянуто раніше. Незалежність САОЗ забезпечується не лише в технологічній частині, а й у системах електроживлення та керування механізмами САОЗ. Для цього в схемі живлення ВП передбачено три автономні системи надійного живлення споживачів САОЗ.

На рисунку 1.4 зображено одну з трьох систем надійного живлення (НЖ) споживачів ВП першої та другої груп САОЗ. Живлення споживачів другої групи на напрузі 6 кВ здійснюється від секції надійного живлення ВV, яка приєднана до секції ВП нормальної експлуатації ВА через два вимикачі. У разі зникнення напруги або надходження сигналу за технологічним параметром, що вказує на «велике» чи «мале» протікання в першому контурі або розрив паропроводу другого контуру, живлення автоматично подається від дизель-генератора GB, підключеного до секції ВV. Два вимикачі між секціями ВV і ВА забезпечують надійне відключення від пошкодженої або знеструмленої секції 6 кВ навіть у разі відмови одного з вимикачів [3].

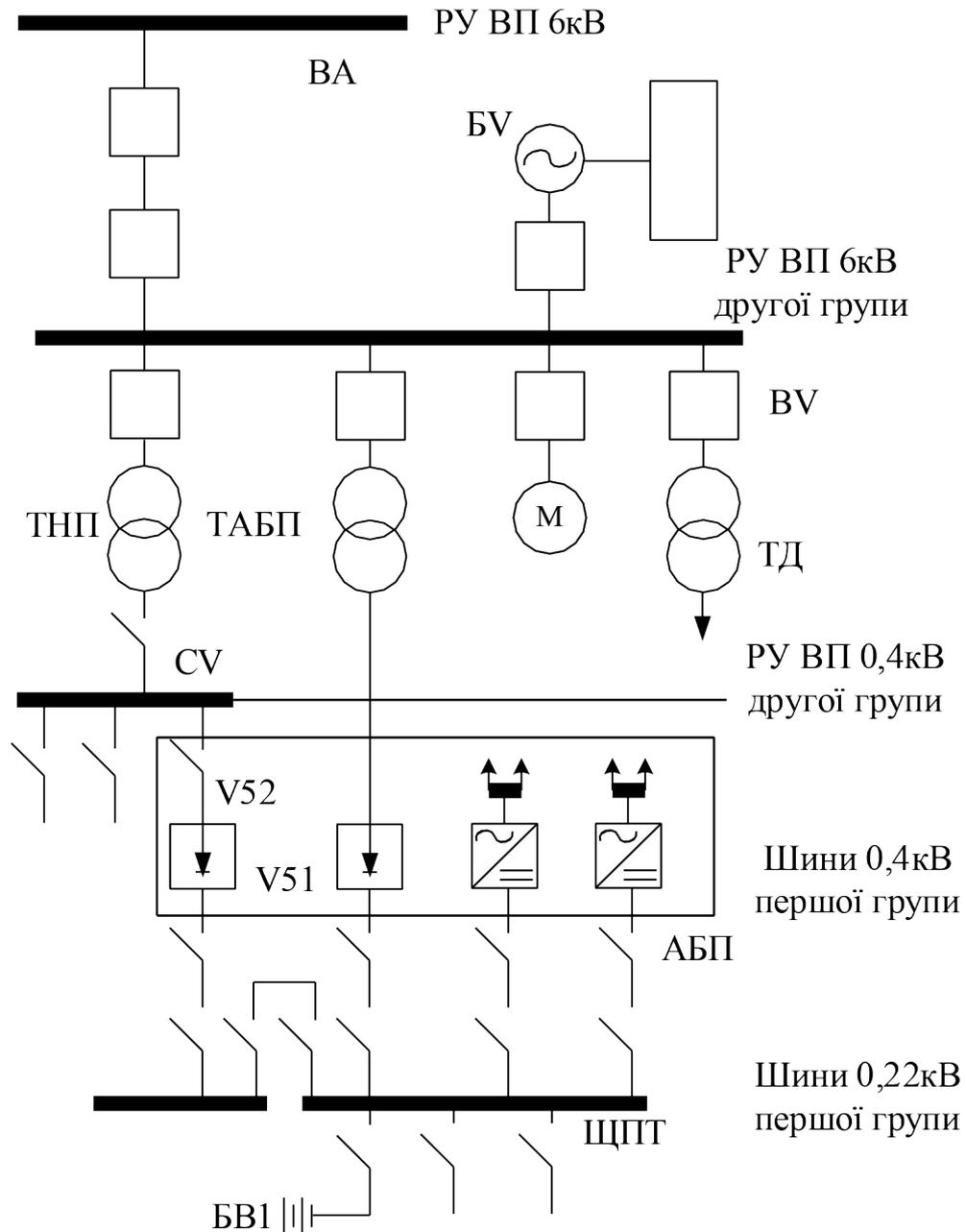


Рисунок 1.1 – Схема надійного живлення споживачів ВП першої і другої групи  
САОЗ

До секції надійного живлення 6 кВ (BV) підключені: електродвигуни насосів технічної води для відповідальних споживачів, насосів нормального живлення, борного регулювання, спринклерної системи, дренажних баків, протипожежних насосів, аварійних живильних насосів, а також насосів високого та низького тиску; трансформатори власних потреб; агрегати безперебійного живлення (АБЖ). Увімкнення дизель-генератора (Д-Г) на секцію надійного

живлення (НЖ) відбувається за час, що перевищує період дії автоматичного вводу резерву (АВР) на блочних секціях 6 кВ. Дизель-генератори перебувають у режимі «гарячого» резерву, готові до автоматичного запуску та прийняття навантаження протягом 15 секунд. Прийняття навантаження здійснюється автоматично і поетапно з урахуванням умов роботи Д-Г.

Для одночасного запуску всіх механізмів аварійного розхолодження потрібні потужніші автономні джерела або застосування частотного пуску дизель-генераторів. Наразі розглядається можливість використання газотурбінних установок.

Між трьома секціями надійного живлення 6 кВ та трьома дизель-генераторами взаємне резервування не передбачене. Кожна секція за потужністю підключених Д-Г (або інших автономних джерел) і складом механізмів здатна забезпечити аварійне розхолодження за будь-якої аварії, включно з максимальною проектною аварією (МПА) зі знеструмленням [4].

Для споживачів 0,4 кВ другої групи передбачена секція CV, яка живиться від трансформатора надійного живлення (ТНЖ). Таких трансформаторів і секцій – три, відповідно до кількості систем безпеки.

Споживачі першої групи змінного струму 0,4 кВ отримують живлення від агрегатів безперебійного живлення (АБЖ). Секції 0,4 кВ першої групи оснащені шафами з тристоронніми комутаційними пристроями типу ТКЕО і живляться від автономних інверторів-перетворювачів постійного струму в змінний (UZ), приєднаних до щита постійного струму (ЩПС). ЩПС отримує живлення від випрямляча VS1, а в разі зникнення напруги – від акумуляторної батареї GB1, що працює в буферному режимі. Випрямляч VS2 забезпечує постійне заряджання акумуляторної батареї в нормальному режимі.

Споживачі першої групи системи аварійного охолодження (CAO3) постійного струму підключені до ЩПС. Акумуляторна батарея GB1 розрахована на повне навантаження споживачів відповідної системи безпеки і не пов'язана з іншими батареями. Вона працює в режимі короткочасного розряду лише до

моменту запуску дизель-генератора. Оскільки глибокі розряди для цієї батареї не передбачені, елементарний комутатор для неї не встановлюється.

Схема, зображена на рисунку 1.4, повторюється тричі у загальній схемі електроживлення власних потреб (ВП) АЕС, відповідно до кількості технологічних систем безпеки [1].

Блочні споживачі першої групи напругою 0,4 кВ, такі як інформаційно-обчислювальний комплекс (ІОК), оперативні кола, масляні насоси турбоагрегатів тощо, отримують живлення від окремого агрегату безперебійного живлення (АБЖ), передбаченого для кожного реакторного блоку. Принцип живлення навантаження 0,4 кВ аналогічний. Загальноблочна акумуляторна батарея GB4 розрахована на роботу в аварійному режимі розряду протягом 30 хвилин. Ця батарея оснащена елементарним комутатором і має зв'язок із загальноблочною батареєю другого реакторного блоку.

Силові споживачі системи управління захисними стержнями (СУЗ) у нормальному режимі живляться від двох взаємно резервуючих трансформаторів 6/0,4 кВ. У разі зниження напруги приводи СУЗ перемикаються на акумуляторну батарею GB5.

Структура СУЗ та апаратура контролю нейтронного потоку (АКНП) передбачають поділ кожної системи на три частини: два комплекти для формування сигналів аварійного захисту (АЗ) і один для попереджувального захисту СУЗ. Відповідно, живлення організовано по трьох лініях у межах кожної частини [1]:

- перша лінія живиться через тиристорний автоматичний ввід резерву (АВР) від одного інвертора системного АБЖ та шин 0,4 кВ нормальної експлуатації;

- друга лінія – через тиристорний АВР від другого інвертора системного АБЖ та шин 0,4 кВ другої групи;

- третя лінія – через тиристорний АВР від обох інверторів системного АБЖ.

На рисунку 1.5 зображено схему підключення ліній живлення для керування та контролю СУЗ, які належать до першої групи. Ці споживачі отримують живлення через інверторний перетворювач UZ1 від випрямляча VS у нормальному режимі або від акумуляторної батареї GB в аварійному режимі (при зникненні напруги на шинах ВП).

У разі несправності тиристора UZ1 живлення перемикається на справний тиристор UZ2 за допомогою швидкодіючого тиристорного автоматичного вводу резерву (ТАВР). При несправності на шинах постійного струму, відхиленні або зникненні напруги живлення перемикається на шини 0,4 кВ нормальної експлуатації або надійного живлення. Час спрацювання ТАВР не перевищує 20 мс. Після відновлення живлення навантаження автоматично перемикається назад на UZ1. У разі розряду акумуляторної батареї в аварійному режимі до 210 В автоматично підключається резервне живлення від дизель-генератора, приєднаного до шин 6 кВ надійного живлення.

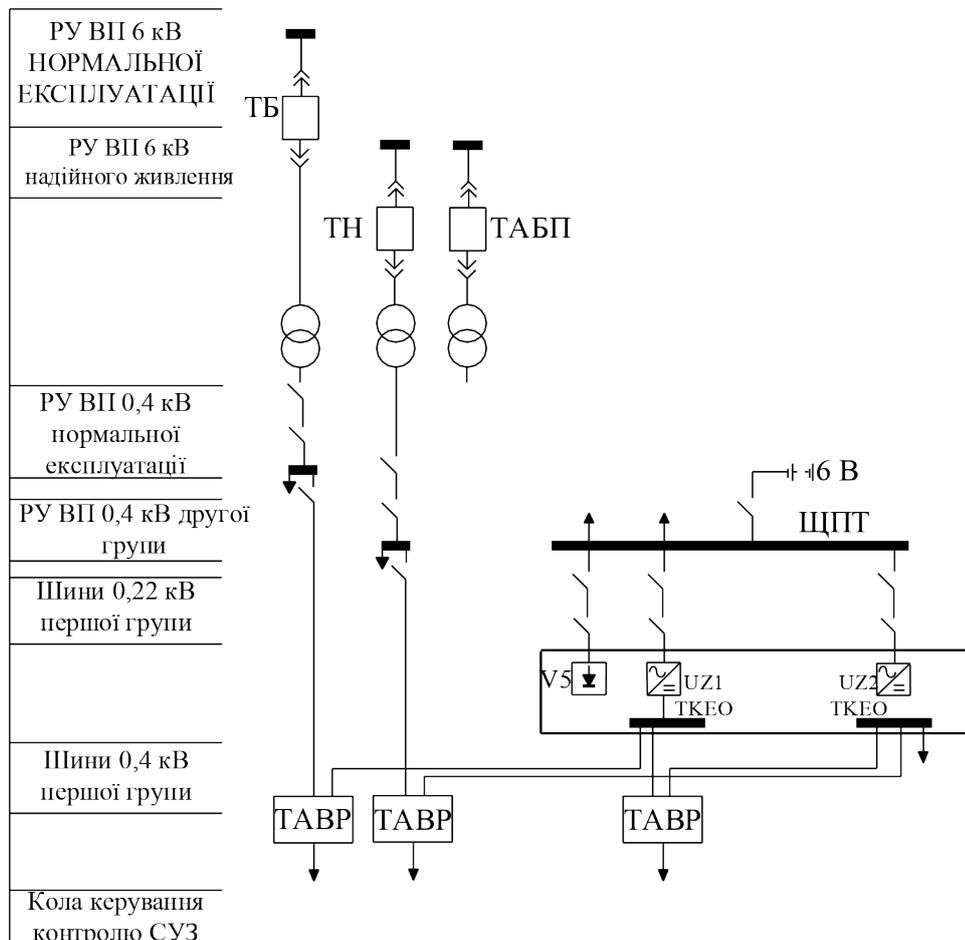


Рисунок 1.2 – Схема керування та контролю

Багатократне резервування в схемі електроживлення забезпечує високу надійність живлення кіл управління та контролю системи управління захисними стержнями (СУЗ). Для аварійного живлення логічної частини СУЗ передбачені окремі акумуляторні батареї з різними номінальними напругами, що гарантує стабільну роботу СУЗ у будь-яких аварійних режимах [4].

Для забезпечення оперативним постійним струмом споживачів розподільчих пристроїв високої напруги (РУ ВН) встановлюються акумуляторні батареї, розташовані на території РУ ВН.

Схема надійного живлення споживачів власних потреб (ВП) одного блоку АЕС із реактором ВВЕР-1000 зображена на рисунку 1.6. Секції надійного живлення BV, BW, VX отримують електроенергію від секцій 6 кВ нормальної експлуатації ВА, ВВ, ВС. Кількість секцій відповідає числу систем аварійного розхолодження (САОЗ). Кожна секція підключена до автономного джерела живлення – дизель-генераторів GV, GW, GX. Від секцій надійного живлення 6 кВ живляться споживачі другої групи, а також трансформатори власних потреб дизельної станції (ТД), трансформатори надійного живлення (ТНЖ) і трансформатори агрегатів безперебійного живлення (ТАБЖ) [1].

Споживачі першої групи САОЗ змінного струму 0,4 кВ отримують живлення від трьох агрегатів безперебійного живлення (АБЖ). Споживачі САОЗ постійного струму 0,22 кВ живляться від трьох АБЖ або акумуляторних батарей GB1, GB2, GB3. Схема АБЖ зображена на рисунку 1.2.

Загальноблочні споживачі першої групи отримують живлення від окремого АБЖ, приєднаного через трансформатор ТАБЖ до секції 6 кВ нормальної експлуатації, а також від акумуляторної батареї GB4. Для резервування передбачена перемичка між секціями CN і CP, яка вмикається автоматично.

Силові навантаження СУЗ живляться від двох трансформаторів ТСУЗ1 і ТСУЗ2, приєднаних до різних секцій 6 кВ (ВА, VD), а також від акумуляторної батареї GB5 [1].



### 1.3 Схеми надійного живлення власних потреб АЕС з реакторами на швидких нейтронах

У технологічній частині АЕС із реакторами на швидких нейтронах кожен реактор оснащений трьома циркуляційними петлями, що включають три головні циркуляційні насоси першого контуру (ГЦН1) та три насоси проміжного натрієвого контуру (ГЦН2). В аварійних режимах при знеструмленні основної мережі власних потреб (ВП) необхідно забезпечити безперервну роботу цих насосів для відведення залишкового тепловиділення. Тому вони належать до другої групи споживачів ВП і підключені до трьох секцій надійного живлення 6 кВ. Кожна секція має ввід від робочого трансформатора власних потреб (ТВП) і незалежного джерела – дизель-генератора [2].

На рисунку 1.8 зображена одна секція надійного живлення ВV, до якої підключені ГЦН1, ГЦН2, вентилятор охолодження теплообмінника відпрацьованих пакетів (ВОТ), трансформатори надійного живлення (ТНЖ), електрообігріву (ТНЖЕО) та протипожежний трансформатор (ТПЖ). ГЦН двох інших циркуляційних петель приєднані до секцій ВХ і ВУ.

У режимі аварійного розхолодження електродвигуни ГЦН, що працюють в асинхронно-вентильному каскаді, переводяться на знижену частоту обертання: з 1000 об/хв до 250 об/хв для ГЦН1 і до 400 об/хв для ГЦН2. Для забезпечення аварійного розхолодження з усіма циркуляційними петлями кожна секція надійного живлення 6 кВ має вводи від резервного та ремонтного дизель-генераторів.

Окрім основних секцій надійного живлення ВV, ВХ, ВУ, схема включає дві додаткові секції ВW і ВZ, до яких в аварійному режимі перемикаються електродвигуни циркуляційних насосів турбін (ЦН), що забезпечують подачу технічної води. Ці секції підключені через два вимикачі до автономних секцій надійного живлення, оснащених дизель-генераторами GX із швидким запуском (10–15 с). Це забезпечує надійну роботу аварійних живильних насосів (АЖН), що критично важливо для прямоочних парогенераторів [4].

Після впровадження незалежних джерел великої потужності з малим часом запуску потреба в автономних секціях надійного живлення відпадає, що значно спрощує схему електроживлення споживачів власних потреб.

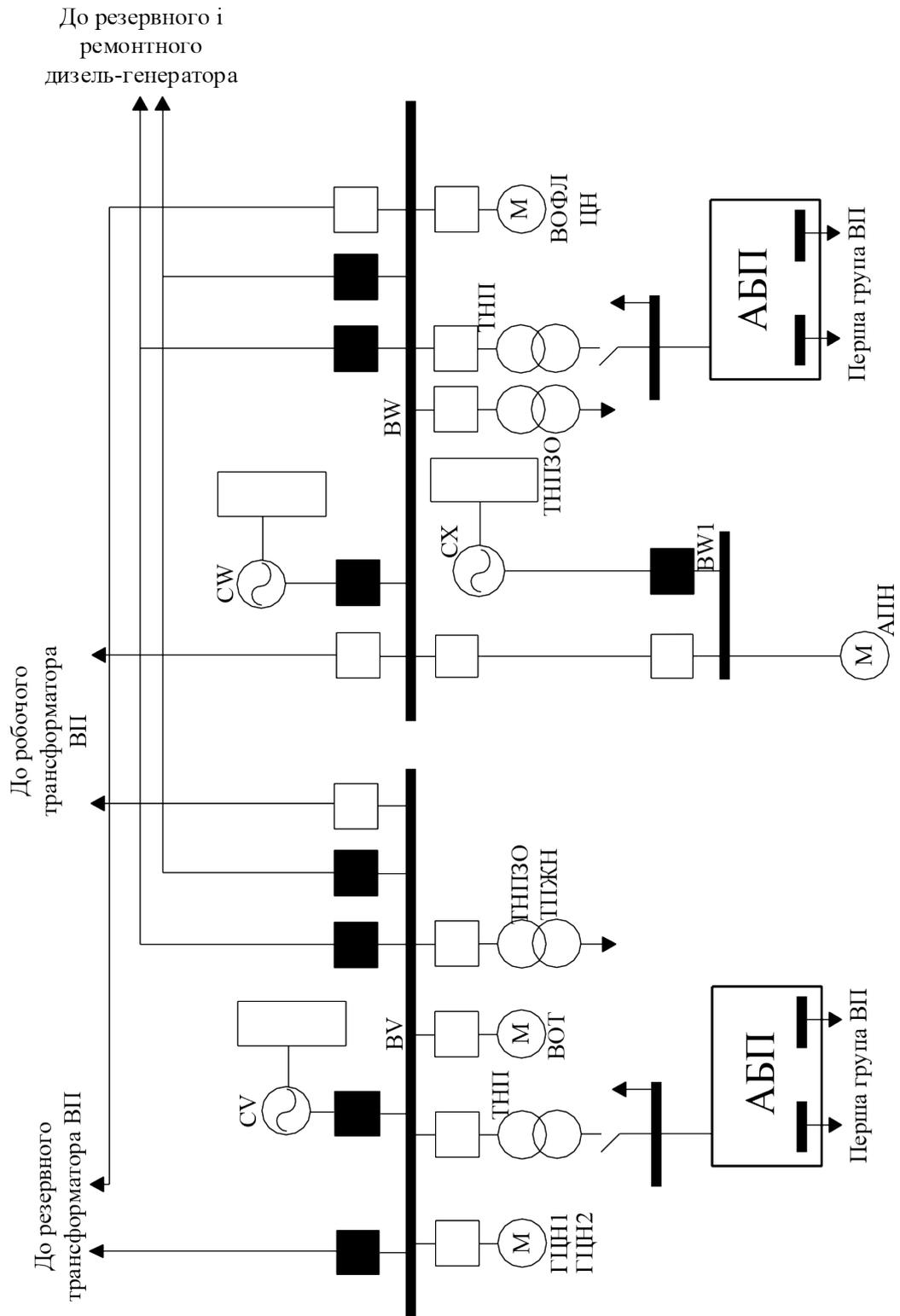


Рисунок 1.4 – Схема надійного живлення споживачів ВП частини одного енергоблоку на швидких нейтронах

Висновок до першого розділу: Проведено детальний аналіз системи електропостачання власних потреб (ВП) атомних електростанцій різних типів (ВВЕР, РБМК, реактори на швидких нейтронах) у нормальних та аварійних режимах експлуатації.

Класифікація споживачів ВП на три категорії надійності (I, II, III) показала принципову різницю у вимогах до допустимого часу перерви живлення та необхідності роботи після спрацювання аварійного захисту реактора. Особлива увага приділена споживачам I та II категорій, для яких організовано багаторівневе надійне живлення з використанням:

- робочих (ТВП) та резервних (РТВП) трансформаторів власних потреб;
- трьох незалежних каналів надійного живлення 6 кВ та 0,4 кВ, що відповідають трьом автономним системам безпеки (САОЗ, САОЗ, САОР);
- автоматизованих дизель-генераторів (3 + 1 резервний на блок) з часом готовності 15–50 с;
- агрегатів безперерйного живлення (АБЖ) та акумуляторних батарей (до 5 комплектів на блок) для споживачів I категорії;
- багатократного резервування та швидкодіючого тиристорного АВР для кіл СУЗ та АКНП.

Розглянуто еволюцію головних циркуляційних насосів (ГЦН), схеми їх підключення та вплив інерційності на категорію надійності. Детально проаналізовано схеми приєднання ТВП (варіанти а–г), секціонування шин 6 кВ, організацію резервування та принципи поетапного навантаження дизель-генераторів.

Одним із ключових автономних джерел енергії в системах власних потреб (ВП) АЕС є акумуляторні батареї (АБ). Їхнє основне завдання – забезпечення електроживленням систем керування, автоматики, сигналізації, зв'язку, а також критично важливих робочих механізмів і мережі аварійного освітлення в разі збоїв у роботі установки протягом часу, необхідного для відновлення нормального функціонування [1] (додаток В).

Також на АЕС велику роль відіграє устаткування постійного струму 220 В, яке живить відповідальне обладнання власних потреб(релейний захист, автоматику, електричні двигуни системи ущільнень валу турбіни, валу генератора і т. п.) .

Висновки до першого розділу:

У цьому розділі проведено детальний аналіз споживачів власних потреб (ВП) атомних електростанцій та схем їх живлення.

Класифікація споживачів: споживачі розділені на три групи за надійністю. Критично важливими є споживачі I та II груп (системи безпеки реактора, аварійне розхолодження), які не допускають тривалих перерв у живленні.

Схеми живлення: проаналізовано схеми надійного живлення для реакторів типу ВВЕР, РБМК та реакторів на швидких нейтронах. Визначено, що для забезпечення надійності використовується глибоке ешелонування з використанням робочих та резервних трансформаторів, а також автономних джерел.

Автономні джерела: підтверджено критичну роль дизель-генераторів (час запуску 15–50 с) та акумуляторних батарей (забезпечують безперервне живлення в перші моменти аварії) для систем безпеки.

Специфіка обладнання: Розглянуто особливості роботи головних циркуляційних насосів (ГЦН), їх інерційність та вплив на схеми електропостачання.

## 2 ОСОБЛИВОСТІ СИСТЕМ БЕЗПЕРЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ АЕС

### 2.1 Загальна характеристика систем електропостачання власних потреб АЕС

Система електропостачання власних потреб атомної електростанції є однією з найважливіших допоміжних систем, що забезпечує надійну та безпечну експлуатацію енергоблоків. Безперервність електропостачання критично важливих споживачів безпосередньо впливає на можливість виконання фундаментальних функцій безпеки: контроль реактивності, охолодження активної зони та локалізацію радіоактивних речовин.

Відповідно до міжнародних стандартів безпеки, система електропостачання власних потреб повинна забезпечувати живлення обладнання, важливого для безпеки, в усіх режимах роботи енергоблоку, включаючи проєктні аварії. Основним принципом побудови таких систем є глибоке ешелонування захисту з множинним резервуванням та фізичним розділенням систем безпеки [10].

Система власних потреб АЕС включає кілька рівнів напруги: високовольтну частину (6 кВ), низьковольтну частину змінного струму (0,4 кВ) та систему постійного струму (220 В або 250 В). Кожен рівень має специфічні вимоги до релейного захисту та автоматики, що забезпечують швидке виявлення пошкоджень та відновлення живлення від резервних джерел.

Особливістю систем власних потреб АЕС є наявність декількох незалежних секцій (дивізіонів), які живляться від різних джерел та фізично розділені між собою. Така архітектура забезпечує виконання критерію єдиної відмови – будь-яка одиночна несправність не повинна призводити до втрати можливості виконання функцій безпеки. Типова конфігурація передбачає чотири незалежні дивізіони для систем безпеки, кожен з яких має власне джерело живлення, систему розподілу та захисту [12].

Джерелами живлення власних потреб є робочі та резервні трансформатори власних потреб, що живляться від генератора або від зовнішньої мережі, а також дизель-генераторні установки, що автоматично запускаються при втраті зовнішнього електропостачання. Для найбільш критичних споживачів передбачені системи безперебійного живлення на основі акумуляторних батарей та інверторів.

## 2.2 Структура системи безперебійного живлення власних потреб

### 2.2.1 Джерела живлення та схеми електропостачання

Система безперебійного живлення власних потреб АЕС побудована за принципом багаторівневого резервування з використанням різних типів джерел електроенергії. Нормальне електропостачання забезпечується від робочих трансформаторів власних потреб (ТВП), які під час роботи енергоблоку живляться від головного генератора через підвищувальні трансформатори. У режимі пуску або зупинки енергоблоку живлення здійснюється від зовнішньої мережі через пускорезервні трансформатори [13].

Таблиця 2.1 – Класифікація систем електропостачання

Рівень напруги	Тип системи	Основне призначення	Клас безпеки	Резервування
6 кВ	Високовольтна мережа ВП	Живлення потужних електродвигунів (циркуляційні насоси, живильні насоси)	1E / не-1E	ТВП + РТВП + ДГ
0,4 кВ змінного струму	Низьковольтна мережа ВП	Живлення допоміжного обладнання, освітлення, дрібних механізмів	1E / не-1E	Трансформатори 6/0,4 кВ + АВР
220/250 В постійного струму	Система постійного струму	Живлення РЗА, оперативних кіл, аварійне освітлення	1E	Акумуляторні батареї + випрямлячі
220/380 В змінного струму	Системи ДБЖ	Живлення систем КВПіА, комп'ютерних систем, критичної апаратури	1E	Інвертори + батареї + байпас

Резервне електропостачання забезпечується резервними трансформаторами власних потреб (РТВП), які живляться від незалежної секції розподільного пристрою високої напруги. При втраті нормального живлення автоматичне швидкодійне перемикання на резервне джерело здійснюється за час менше ніж 0,3 секунди, що дозволяє уникнути зупинки критичних механізмів власних потреб.

Для забезпечення живлення найбільш важливих споживачів безпеки при повній втраті зовнішнього електропостачання передбачені аварійні дизель-генераторні установки (ДГУ). Кожна ДГУ призначена для живлення одного дивізіону систем безпеки та має автономну систему пуску, паливопостачання та охолодження. Автоматичний пуск ДГУ здійснюється при зникненні напруги на шинах власних потреб, а готовність до прийняття навантаження досягається протягом 10-15 секунд [10].

Критерії вибору джерел живлення визначаються класом безпеки обладнання та допустимим часом перерви живлення. Споживачі класу 1Е (обладнання систем безпеки) живляться від секцій надійного живлення з автоматичним резервуванням. Для систем, які не допускають перерви живлення навіть на кілька циклів змінної напруги, застосовуються системи безперебійного живлення на основі статичних інверторів та акумуляторних батарей.

Фізичне розділення систем електропостачання різних дивізіонів здійснюється шляхом розміщення обладнання у різних приміщеннях з вогнестійкими перегородками. Кабельні траси різних дивізіонів прокладаються окремо з дотриманням мінімальних відстаней або з використанням вогнестійких бар'єрів. Така конфігурація забезпечує незалежність каналів живлення та виключає можливість відмови за спільною причиною.

### 2.2.2 Системи змінного струму напругою 6кВ

Розподільна мережа середньої напруги власних потреб будується за радіальною схемою з секціонуванням збірних шин. Типова конфігурація

включає секції нормальної експлуатації, що живляться від ТВП, та секції надійного живлення, що мають резервування від ДГУ. Секційні вимикачі забезпечують можливість перемикавання навантаження між різними джерелами живлення.

Основні споживачі на рівні 6-10 кВ включають циркуляційні насоси, живильні електронасоси, електронасоси технічної води та інше потужне обладнання загальностанційних систем. Двигуни найбільш відповідальних механізмів під'єднуються до секцій надійного живлення через окремі комірки з можливістю автоматичного введення резерву.

Захист обладнання середньої напруги здійснюється вакуумними або елегазовими вимикачами з мікропроцесорними пристроями релейного захисту. Кожен приєднаний споживач має комплект основних та резервних захистів, які забезпечують селективне відключення пошкодженої ділянки при мінімальному впливі на роботу станції.

Важливою особливістю є необхідність забезпечення самозапуску електродвигунів після короткочасної перерви живлення. Для цього передбачені спеціальні алгоритми автоматики, які здійснюють по чергове підключення двигунів до джерела живлення з урахуванням пускових струмів та часових характеристик приводних механізмів [15].

### 2.2.3 Системи змінного струму напругою 0,4 кВ

Низьковольтна мережа змінного струму будується за аналогічними принципами резервування та секціонування. Живлення здійснюється від трансформаторів 6(10)/0,4 кВ, встановлених у розподільних пунктах. Для споживачів класу 1Е передбачені окремі розподільчі щити ізольованого живлення (РЩІЖ), які можуть живитися від шин надійного живлення 6 кВ через власні трансформатори.

Основними споживачами є електродвигуни допоміжного обладнання, електричні нагрівачі, освітлювальні установки, розетні мережі та живлення

систем КВП. Особливу групу становлять споживачі аварійного освітлення та евакуаційних систем, живлення яких має забезпечуватися навіть при повній втраті всіх основних джерел електропостачання.

Комутаційна апаратура низьковольтних розподільних пристроїв включає автоматичні вимикачі з розширеними захисними функціями та можливістю дистанційного керування. Сучасні мікропроцесорні розчіплювачі забезпечують точне регулювання уставок захистів та реєстрацію параметрів аварійних режимів для подальшого аналізу.

Для забезпечення якості електроенергії на найбільш чутливих приєднаннях застосовуються додаткові фільтри вищих гармонік та стабілізатори напруги. Це особливо важливо для живлення мікропроцесорних систем контролю та управління, які чутливі до спотворень форми напруги та електромагнітних завад.

#### 2.2.4 Системи постійного струму

Система постійного струму АЕС відіграє виключно важливу роль у забезпеченні безпеки, оскільки від неї живляться системи релейного захисту, автоматики, аварійної сигналізації та оперативні кола керування вимикачами. Типова напруга систем постійного струму становить 220 В або 250 В, хоча для окремих систем можуть використовуватися рівні 110 В, 48 В або 24 В.

Основними елементами системи постійного струму є акумуляторні батареї, зарядні випрямні пристрої та розподільчі щити постійного струму. Акумуляторні батареї виконують дві функції: підтримання напруги у мережі постійного струму при нормальній роботі та забезпечення автономного живлення при втраті всіх джерел змінного струму.

Ємність акумуляторних батарей вибирається з розрахунку забезпечення живлення всіх підключених споживачів протягом необхідного часу автономної роботи. Для систем безпеки АЕС цей час становить не менше 2-4 годин при найбільш несприятливому режимі навантаження. Батареї для пасивних систем

безпеки, що не потребують змінного струму для безпечного зупину, повинні забезпечувати живлення протягом 72 годин [13].

Таблиця 2.2 – Параметри акумуляторних батарей систем безпеки

Параметр	Значення для систем безпеки	Значення для систем загального призначення
Номінальна напруга, В	220-250	220, 110, 48, 24
Тип батареї	Свинцево-кислотні (VRLA або VLA)	Свинцево-кислотні, нікель-кадмієві
Час автономної роботи, год	72 (для пасивних систем безпеки)	2-4
Напруга підзаряду, В/елемент	2,23-2,27	2,20-2,25
Напруга форсованого заряду, В/елемент	2,35-2,40	2,30-2,35
Кінцева напруга розряду, В/елемент	1,75	1,80
Струм підзаряду, А	$0,001-0,003 \times C_{10}$	$0,005-0,01 \times C_{10}$
Проектний термін служби, років	20	10-15
Сейсмічна категорія	I (найвища)	II або без вимог

Зарядні пристрої забезпечують підзаряд акумуляторних батарей у режимі постійного підзаряду та живлення постійним струмом підключених споживачів. Сучасні зарядні випрямлячі виконуються на тиристорних або транзисторних перетворювачах з мікропроцесорним управлінням, що дозволяє підтримувати оптимальні параметри заряду та продовжувати термін служби батарей.

Для забезпечення незалежності каналів живлення кожен дивізіон систем безпеки має власну акумуляторну батарею, зарядний пристрій та розподільчі щити. Перехресне з'єднання систем постійного струму різних дивізіонів не допускається, що виключає можливість каскадного розповсюдження пошкоджень.

### 2.2.5 Системи безперебійного змінного живлення

Системи безперебійного змінного живлення (ДБЖ) призначені для забезпечення високоякісним електропостачанням найбільш критичних споживачів, які не допускають навіть короточасних перерв живлення або відхилень параметрів електроенергії. До таких споживачів належать системи контролю та управління реактором, системи важливої сигналізації, комп'ютерні системи аварійної підтримки оператора та інше обладнання з мікропроцесорним управлінням.

Принципова схема ДБЖ з подвійним перетворенням включає вхідний випрямляч, акумуляторну батарею, інвертор та статичний байпасний перемикач. У нормальному режимі змінна напруга від джерела живлення перетворюється випрямлячем у постійну, яка потім інвертором знову перетворюється у змінну напругу стабілізованої частоти та амплітуди. Така схема забезпечує повну гальванічну розв'язку навантаження від живлячої мережі та усуває всі види спотворень вхідної напруги [14].

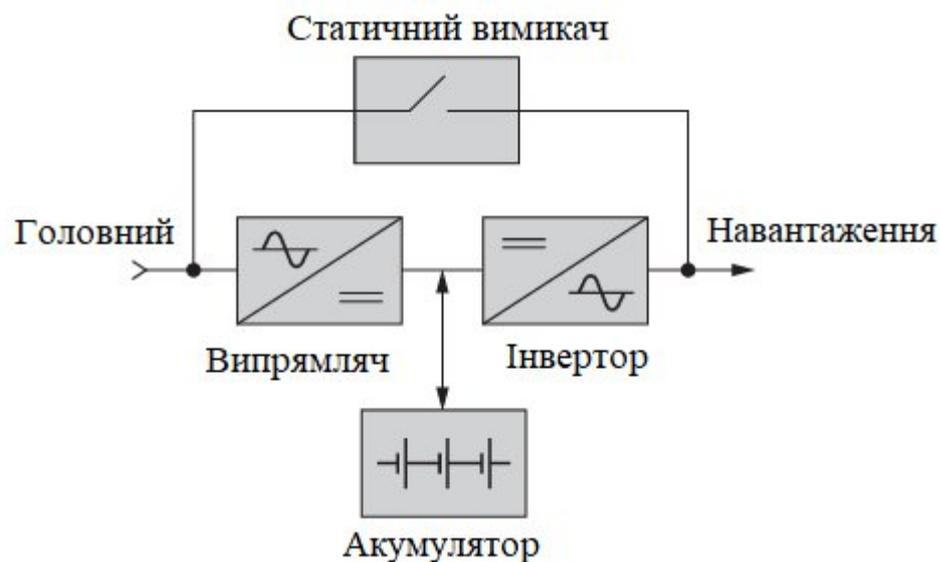


Рисунок 2.1 - Структурної схема ДБЖ з подвійним перетворенням

При зникненні напруги на вході випрямляча інвертор автоматично переходить на живлення від акумуляторної батареї без будь-якої перерви у забезпеченні навантаження. Час автономної роботи від батарей визначається їх

ємністю та потужністю підключеного навантаження, типово становлячи від 30 хвилин до декількох годин.

Для підвищення надійності сучасні ДБЖ обладнуються статичним байпасним перемикачем на тиристорах, який при перевантаженні або несправності інвертора здійснює швидке (протягом 2-4 мс) переключення навантаження безпосередньо на живлячу мережу. Після усунення причини переключення система автоматично повертається у нормальний режим роботи через інвертор.

Таблиця 2.4 – Порівняльні характеристики типів ДБЖ

Характеристика	Пасивний резервний (Off-line)	Лінійно-інтерактивний (Line-interactive)	З подвійним перетворенням (On-line)
Принцип роботи	Пряме живлення від мережі, перемикач на батарею при збоях	Живлення через стабілізатор, перемикач на батарею при великих відхиленнях	Постійне живлення через випрямляч-інвертор
Час переключення на батарею, мс	3-10	2-4	0 (без переключення)
Якість вихідної напруги	Залежить від мережі	Стабілізована напруга	Ідеальна синусоїда
Типова потужність, кВА	0,3-2	1-10	1-1000+
Захист від перенапруг	Обмежений	Середній	Повний
Гальванічна розв'язка	Ні	Ні	Так
Ефективність, %	95-98	92-96	88-94
Застосування на АЕС	Не застосовується	Допоміжні системи	Системи класу 1E
Вартість (відносна)	1	2-3	4-6

Для систем безпеки АЕС застосовуються ДБЖ з подвійним перетворенням потужністю від декількох кВА до сотень кВА. Кожен дивізіон систем безпеки має власні ДБЖ, які живляться від відповідних секцій надійного живлення через

розподільчі щити ізольованого живлення. Вихідна напруга ДБЖ становить 220 або 380 В, 50 Гц з жорстким допуском на відхилення параметрів.

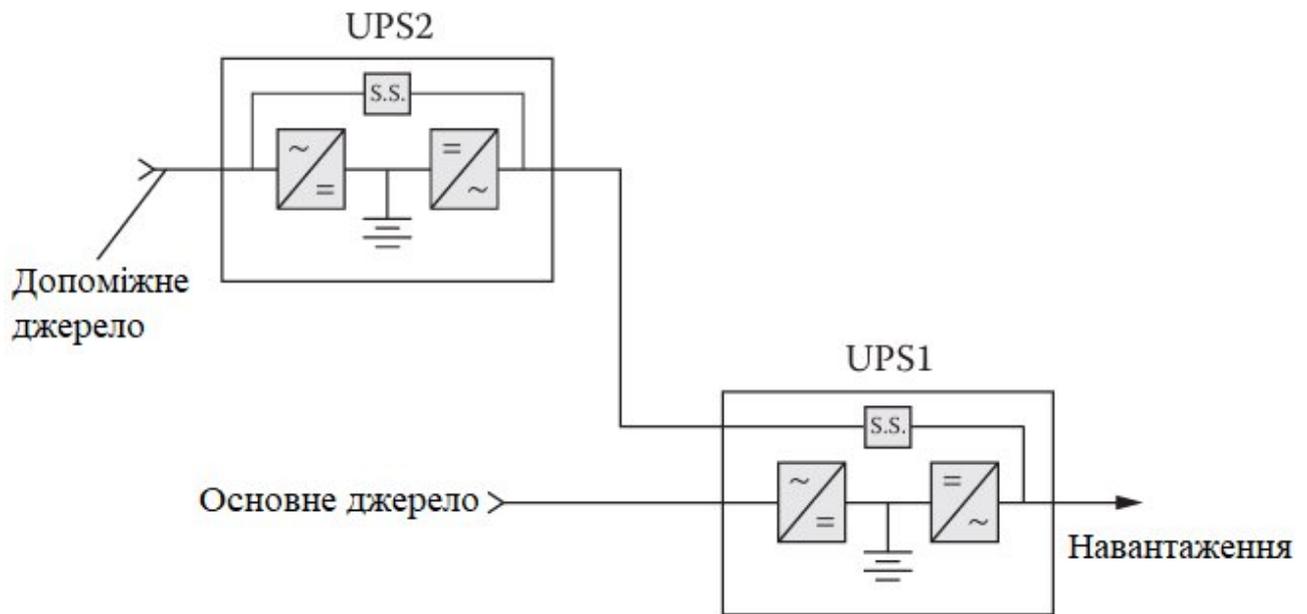


Рисунок 2.2 - Системи групового живлення від ДБЖ

Важливим аспектом експлуатації ДБЖ є контроль якості електроенергії та електромагнітної сумісності. Сучасні статичні перетворювачі генерують вищі гармоніки, які можуть негативно впливати на роботу чутливого обладнання та інших споживачів, підключених до тієї ж живлячої мережі. Для зменшення гармонічних спотворень застосовуються вхідні фільтри, багатопульсні схеми випрямлення або активні фільтри гармонік [15].

## 2.3 Релейний захист електрообладнання власних потреб

### 2.3.1 Загальні принципи побудови релейного захисту

Релейний захист систем власних потреб АЕС повинен забезпечувати швидке та селективне відключення пошкоджених елементів при збереженні в роботі справного обладнання. Основними принципами побудови релейного захисту є швидкодія, селективність, чутливість та надійність. Для обладнання

класу безпеки додатково висуваються вимоги незалежності, резервування та стійкості до впливу зовнішніх факторів.

Сучасні системи релейного захисту виконуються на мікропроцесорній елементній базі, що забезпечує високу точність спрацювання, гнучкість налаштування та широкі можливості реєстрації аварійних подій. Цифрові пристрої захисту інтегрують функції вимірювання, захисту, автоматики, сигналізації та передачі даних в єдиному блоці, що спрощує їх застосування та обслуговування.

Таблиця 2.5 – Порівняння технологій релейного захисту

Параметр	Електромеханічні реле	Статичні напівпровідникові	Мікропроцесорні цифрові
Період застосування	1900-1980-ті рр.	1960-1990-ті рр.	1990-ті рр. – теперішній час
Принцип дії	Електромагнітні сили	Аналогові електронні схеми	Цифрова обробка сигналів
Функціональність	Одна функція на пристрій	1-3 функції на пристрій	Багатофункціональні (5-20+ функцій)
Точність спрацювання, %	±5-10	±3-5	±1-2
Необхідність калібрування	Регулярне (раз на 1-2 роки)	Періодичне (раз на 3-5 років)	Мінімальне або відсутнє
Швидкодія	Низька (50-200 мс)	Середня (20-50 мс)	Висока (10-20 мс)
Самодіагностика	Відсутня	Обмежена	Повна
Реєстрація аварій	Відсутня	Обмежена	Детальна з осцилограмами
Стійкість до ЕМП	Висока (природна)	Середня	Потребує додаткового захисту
Стійкість до вібрацій	Низька	Висока	Висока
Обслуговування	Складне, часте	Середньої складності	Мінімальне
Термін служби, років	25-40	20-30	15-25
Застосування для класу 1Е АЕС	Застаріле, виводиться з експлуатації	Застаріле, замінюється	Основна технологія

Основними видами захистів, що застосовуються для обладнання власних потреб, є максимальний струмовий захист, диференційний захист, захист від замикань на землю, захист мінімальної напруги та захист від перевантаження.

Вибір складу захистів та їх уставок здійснюється на основі розрахунків струмів короткого замикання та координації дій захистів суміжних елементів мережі.

Принцип селективності захистів реалізується шляхом застосування витримок часу або використання струмової, часової селективності. Для забезпечення швидкого відключення коротких замикань поблизу джерел живлення застосовуються струмові відсічки без витримки часу, уставки яких вибираються вищими за максимальні струми зовнішніх коротких замикань.

Формула розрахунку струму спрацювання максимального струмового захисту:

$$I_{сз} = \kappa_n \cdot \kappa_{сзн} \cdot I_{роб..max} / \kappa_{нов} \cdot \quad (2.1)$$

де  $\kappa_n$  – коефіцієнт надійності;

$\kappa_{сзн}$  – коефіцієнт самозапуску;

$I_{роб..max}$  – максимальний робочий струм;

$\kappa_{нов}$  – коефіцієнт повернення реле.

Для підвищення надійності захисту відповідального обладнання застосовується принцип резервування – встановлення двох незалежних комплектів захистів, кожен з яких здатний самостійно виконувати функцію захисту. Резервні захисти можуть виконуватися на різній елементній базі або за різними алгоритмами, що зменшує ймовірність відмов за спільною причиною.

### 2.3.2 Захист трансформаторів власних потреб

Трансформатори власних потреб є критично важливими елементами системи електропостачання, оскільки їх вихід з ладу призводить до втрати живлення значної кількості споживачів. Для захисту трансформаторів застосовується комплекс основних та резервних захистів, склад яких залежить від потужності трансформатора та його значущості для безпеки станції [13].

Основним захистом трансформаторів потужністю понад 1 МВА є поздовжній диференційний захист, який реагує на різницю струмів на виводах високої та низької напруги. Принцип дії диференційного захисту заснований на порівнянні векторів струмів, що входять та виходять із зони захисту. При внутрішньому пошкодженні баланс струмів порушується, і в диференційному колі з'являється струм небалансу, що призводить до спрацювання захисту.

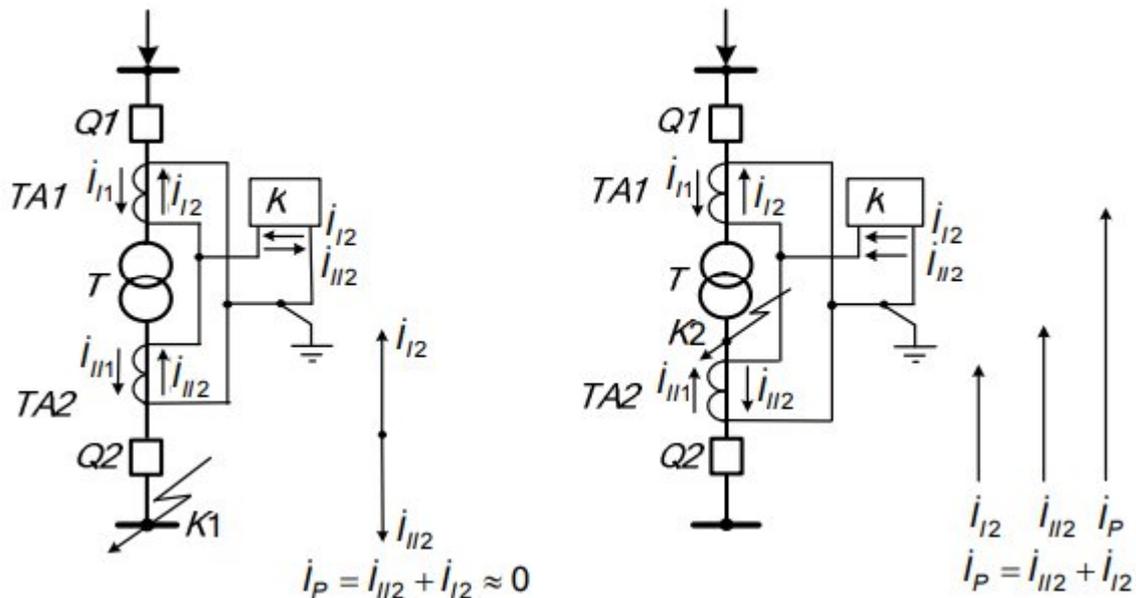


Рисунок 2.3 - Схеми диференційного захисту трансформатора

Сучасні мікропроцесорні диференційні захисти мають алгоритми розпізнавання режимів намагнічування трансформатора, що запобігає хибним спрацюванням при включенні під напругу або при зовнішніх коротких замиканнях. Для компенсації впливу групи з'єднання обмоток та коефіцієнта трансформації використовується програмна корекція вимірюваних струмів.

Резервним захистом від багатофазних коротких замикань є максимальний струмовий захист зі ступінчастою характеристикою витримки часу. Перший ступінь виконується у вигляді струмової відсічки без витримки часу та спрацьовує при коротких замиканнях на виводах трансформатора. Другий ступінь має витримку часу та забезпечує захист при зовнішніх коротких замиканнях, коли основні захисти приєднань можуть відмовити [14].

Формула розрахунку струму спрацювання струмової відсічки:

$$I_{відс} = k_n \times I_{кз.макс} \quad (2.2)$$

де  $I_{кз.макс}$  – максимальний струм короткого замикання за трансформатором.

Для захисту від однофазних замикань на землю у мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю застосовується захист на основі струму нульової послідовності або за напругою нульової послідовності. У мережах з глухозаземленою нейтраллю захист від замикань на землю реалізується окремим комплектом максимального струмового захисту, підключеним до трансформатора струму у нейтралі або до фільтра струму нульової послідовності.

Таблиця 2.6 – Рекомендовані уставки захистів трансформаторів ВП

Вид захисту	Уставка спрацювання	Витримка часу	Дія захисту
Диференційний захист	$I_{диф.спрац} = 0,3-0,5 \times I_{ном.тр}$	Без витримки (0,02-0,05 с)	Відключення з двох сторін
Струмова відсічка (МТЗ-1)	$I_{с.в} = 1,2-1,4 \times I_{к.з.макс.зовн}$	Без витримки (0 с)	Відключення з двох сторін
МТЗ з залежною характеристикою (МТЗ-2)	$I_{МТЗ} = (1,2-1,3) \times I_{макс.роб}$	0,5-1,0 с	Відключення з двох сторін
Захист від перевантаження	$I_{перевант} = 1,05-1,1 \times I_{ном}$	10-20 хв (інверсна характеристика)	Сигналізація або відключення
Захист від замикань на землю (ВН)	$I_{з.з} = 0,2-0,5 \text{ А}$ (первинних)	0,5-1,0 с	Відключення з двох сторін
Захист від замикань на землю (НН)	$I_{з.з} = 0,5-1,0 \text{ А}$ (первинних)	0,3-0,5 с	Відключення з боку НН
Газовий захист (Бухгольц)	Виділення газу > 200-300 см <sup>3</sup>	Без витримки	Відключення з двох сторін
Газовий захист (попередження)	Виділення газу > 50 см <sup>3</sup>	Без витримки	Сигналізація
Захист від підвищення тиску	$\Delta P > 0,03-0,05 \text{ МПа}$	0,1-0,2 с	Відключення з двох сторін
Температурний захист	$t_{масла} > 95^\circ\text{C}$	1-2 хв	Сигналізація
Температурний захист (аварійний)	$t_{масла} > 115^\circ\text{C}$	Без витримки	Відключення

Додатковими захистами трансформаторів є газовий захист, що реагує на виділення газу при внутрішніх пошкодженнях, захист від перевантаження за температурою верхніх шарів масла та захист від підвищення тиску в баку. Ці захисти мають важливе значення для своєчасного виявлення розвитку дефектів та запобігання аваріям.

### 2.3.3 Захист електродвигунів власних потреб

Електродвигуни становлять основну частину навантаження власних потреб АЕС, приводячи насоси, вентилятори, компресори та інші механізми. Характер захистів електродвигунів залежить від їх потужності, умов пуску та значущості для технологічного процесу. Двигуни відповідальних механізмів систем безпеки потребують більш складних та чутливих захистів порівняно з двигунами допоміжного обладнання [12].

Основним захистом від міжфазних коротких замикань є максимальний струмовий захист без витримки часу, який відстроюється від пускового струму двигуна. Для двигунів середньої напруги уставка струмового захисту вибирається у межах 8-12 номінальних струмів, що забезпечує спрацювання при металевих замиканнях у обмотці статора при збереженні стійкості до пускових струмів.

Захист від однофазних замикань на землю реалізується окремим комплектом з підключенням до трансформатора струму нульової послідовності, що охоплює всі три фази кабелю живлення двигуна. Уставка захисту вибирається з умови відстроювання від ємнісних струмів неушкодженого приєднання та забезпечення чутливості до замикань на землю через перехідний опір.

Тепловий захист від перевантаження забезпечується тепловими реле або тепловими моделями у складі мікропроцесорних пристроїв захисту. Теплова модель враховує нагрів двигуна від робочого струму, струму пуску та часу попереднього охолодження, моделюючи температуру найбільш нагрітої точки

обмотки. При досягненні критичної температури захист спрацьовує із сигналом або відключенням залежно від важливості механізму.

Формула теплової моделі двигуна:

$$\tau \frac{dq}{dt} + q = I^2 R. \quad (2.3)$$

де  $\tau$  – теплова стала часу;

$\theta$  – температура;

$I$  – струм навантаження;

$R$  – тепловий опір.

Для двигунів відповідальних механізмів, раптовий пуск яких може призвести до пошкодження технологічного обладнання, встановлюється захист мінімальної напруги. Цей захист блокує автоматичний самозапуск двигуна після короткочасної перерви живлення, вимагаючи участі персоналу для контрольованого пуску.

Двигуни насосів систем безпеки обладнуються захистом від роботи на закритий засув, який спрацьовує при тривалій роботі двигуна з малим навантаженням, коли струм падає нижче заданого рівня. Цей захист запобігає перегріву насоса при роботі без розходу та руйнуванню гідравлічної частини [11].

### 2.3.4 Захист розподільних пристроїв та кабельних ліній ВП 6кВ

Захист збірних шин розподільчих пристроїв має критичне значення для обмеження зони пошкодження та забезпечення живлення непошкоджених приєднань. Для шин середньої напруги застосовується диференційний захист, який реагує на різницю суми струмів усіх приєднань до шин. При коротких замиканнях на шинах баланс струмів порушується, і захист спрацьовує практично миттєво.

Сучасні мікропроцесорні диференційні захисти шин мають алгоритми динамічної стабілізації, які забезпечують стійкість до перехідних процесів при включенні та відключенні приєднань. Для шин низької напруги диференційний захист застосовується рідше через економічні причини, а захист забезпечується резервними захистами живлячих трансформаторів та захистами окремих приєднань.

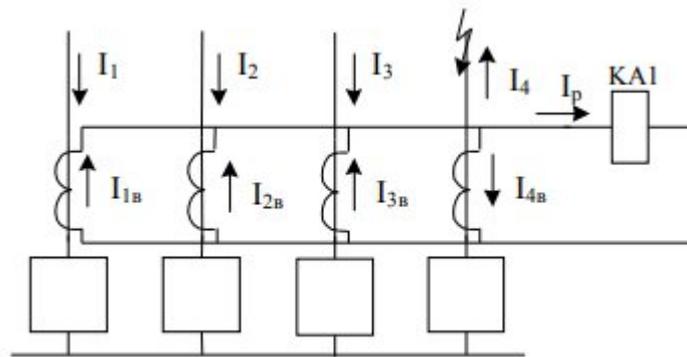


Рисунок 2.4 - Схема диференційного захисту збірних шин

Кабельні лінії власних потреб захищаються максимальними струмовими захистами, встановленими на обох кінцях кабелю. Особливістю захисту кабелів є необхідність забезпечення швидкого відключення коротких замикань для запобігання розвитку пошкодження та пожежі. Для кабелів, прокладених у складних умовах (тунелі, етажерки), рекомендується застосування диференційного захисту, який забезпечує абсолютну селективність.

Захист від замикань на землю у кабельних мережах має особливе значення, оскільки більшість пошкоджень кабелів розпочинається з пробоя ізоляції на землю. У мережах з ізольованою нейтраллю для виявлення замикань на землю застосовуються пристрої контролю ізоляції, які вимірюють опір ізоляції мережі відносно землі та сигналізують про зниження опору нижче встановленої межі.

Формула розрахунку струму замикання на землю в мережі з ізольованою нейтраллю:

$$I_3 = 3 \omega C U_\phi. \quad (2.4)$$

де  $\omega$  – кутова частота;

$C$  – ємність фази відносно землі;

$U_{\phi}$  – фазна напруга.

У мережах з глухозаземленою нейтраллю струми замикання на землю сягають значних величин, що дозволяє використовувати для захисту звичайні струмові реле. Захист встановлюється у нейтралі трансформаторів або підключається до фільтра струму нульової послідовності та діє на відключення без витримки часу.

Для кабельних ліній, що живлять особливо відповідальних споживачів, застосовується контроль цілісності кабелю у відключеному стані перед включенням. Така перевірка здійснюється шляхом подачі нижчої напруги та вимірювання опору ізоляції або за допомогою імпульсної рефлектометрії, що дозволяє виявити пошкодження до включення кабелю під робочу напругу [10].

### 2.3.5 Захист систем безперебійного живлення

Системи безперебійного живлення потребують комплексного захисту всіх складових елементів: випрямлячів, інверторів, акумуляторних батарей та розподільчих щитів. Особливістю захисту ДБЖ є необхідність забезпечення безперервності живлення навантаження при виникненні внутрішніх несправностей шляхом автоматичного переключення на байпас або резервний ДБЖ.

Захист випрямляча включає захист від перевантаження по струму, захист від підвищення та зниження вхідної напруги, захист від перегріву силових напівпровідникових елементів. При спрацюванні будь-якого з цих захистів випрямляч відключається, а живлення навантаження продовжується від акумуляторної батареї через інвертор.

Захист інвертора забезпечує відключення при перевантаженні, короткому замиканні на виході, перегріві, відхиленні параметрів вихідної напруги за межі допустимих. При спрацюванні захисту інвертора статичний байпас автоматично підключає навантаження безпосередньо до живлячої мережі, мінуючи

випрямляч та інвертор. Час переключення на байпас не перевищує 4 мс, що є прийнятним для більшості типів навантаження [13].

Акумуляторна батарея захищається від глибокого розряду, надмірного заряду та обриву зв'язку з системою. Захист від глибокого розряду контролює напругу батареї та відключає навантаження при досягненні мінімально допустимого рівня напруги, запобігаючи незворотному пошкодженню акумуляторів. Захист від перезаряду обмежує напругу заряду та струм заряду батареї згідно з характеристиками, рекомендованими виробником.

Таблиця 2.7 – Склад захистів ДБЖ та режими їх дії

Вид захисту	Об'єкт захисту	Дія при спрацюванні	Уставка спрацювання
Захист від перевантаження випрямляча	Випрямляч	Відключення випрямляча, перехід на батарею	$I > 1,5 \times I_{\text{ном.вип}}$
Захист від підвищення вхідної напруги	Випрямляч	Відключення випрямляча, перехід на батарею	$U_{\text{вх}} > 1,15 \times U_{\text{ном}}$
Захист від зниження вхідної напруги	Випрямляч	Відключення випрямляча, перехід на батарею	$U_{\text{вх}} < 0,85 \times U_{\text{ном}}$
Захист від перегріву випрямляча	Випрямляч	Відключення випрямляча, перехід на батарею	$t > 85-90^{\circ}\text{C}$
Захист від перевантаження інвертора	Інвертор	Переключення на байпас	$I_{\text{інв}} > 1,2-1,5 \times I_{\text{ном.інв}}$
Захист від КЗ на виході інвертора	Інвертор	Швидке переключення на байпас (< 4 мс)	$I_{\text{інв}} > 3-5 \times I_{\text{ном.інв}}$
Захист від перегріву інвертора	Інвертор	Переключення на байпас	$t > 85-90^{\circ}\text{C}$
Захист від відхилення вихідної напруги	Інвертор	Переключення на байпас	$U_{\text{вих}} < 0,9$ або $> 1,1 \times U_{\text{ном}}$
Захист від глибокого розряду батареї	Акумуляторна батарея	Відключення навантаження	$U_{\text{бат}} < 1,75 \text{ В/ел}$
Захист від надмірного заряду батареї	Акумуляторна батарея	Обмеження напруги та струму заряду	$U_{\text{зар}} > 2,4 \text{ В/ел}$ або $I_{\text{зар}} > 0,2 \times C_{10}$
Контроль цілісності ланцюга батареї	Акумуляторна батарея	Сигналізація, перехід на резервне джерело	$I_{\text{бат}} < 0,01 \times C_{10}$ (у режимі підзаряду)
Захист від перегріву батареї	Акумуляторна батарея	Відключення заряду, сигналізація	$t_{\text{бат}} > 45-50^{\circ}\text{C}$
Контроль байпасу	Статичний байпас	Сигналізація тривалої роботи на байпасі	Байпас активний $> 5$ хв

Особливу увагу приділяють контролю цілісності ланцюга акумуляторної батареї, оскільки обрив одного елемента у послідовному з'єднанні призводить до повної відмови батареї. Для контролю використовуються спеціалізовані пристрої, що вимірюють струм, що протікає через батарею, та сигналізують про його відсутність або зниження нижче мінімального рівня [15].

Формула розрахунку мінімального струму батареї у режимі підзаряду:

$$I_{min} = 0.001 \times C_{10}. \quad (2.5)$$

де  $C_{10}$  – номінальна ємність батареї при 10-годинному режимі розряду.

Координація дій захистів ДБЖ та захистів живлячих фідерів забезпечується вибором відповідних уставок та витримок часу. Захисти ДБЖ повинні спрацьовувати швидше, ніж захисти живильних кабелів, щоб запобігти відключенню живлення інших споживачів при внутрішніх пошкодженнях ДБЖ.

### 2.3.6 Особливості застосування мікропроцесорних пристроїв захисту

Сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту (МПЗ) мають суттєві переваги перед традиційними електромеханічними та статичними захистами. До основних переваг належать: висока точність та стабільність характеристик, гнучкість налаштування, можливість реалізації складних алгоритмів захисту, функції самодіагностики та реєстрації аварійних подій, можливість передачі інформації до систем моніторингу.

Однак впровадження МПЗ у системи, важливі для безпеки АЕС, потребує особливої уваги до ряду специфічних аспектів. Основна проблема полягає у складності повної верифікації програмного забезпечення, оскільки кількість можливих станів програми є надзвичайно великою. Для систем класу 1Е застосовуються посилені вимоги до якості розробки програмного забезпечення згідно зі стандартами IEC 60880 та IEC 62138 [16-17].

Таблиця 2.8 – Еволюція пристроїв релейного захисту

Покоління	Технологія	Період використання	Переваги	Недоліки	Статус застосування
1-е покоління	Електромеханічні реле (індукційні, електромагнітні)	1960-1990 рр.	Природна стійкість до ЕМП, простота конструкції, тривалий досвід експлуатації	Низька точність, необхідність частого обслуговування, відсутність самодіагностики, велика маса	Виводяться з експлуатації
2-е покоління	Статичні напівпровідникові	1980-2000 рр.	Краща точність, менша маса, підвищена швидкодія	Чутливість до перенапруг, застаріла елементна база, обмежена функціональність	Поступово замінюються
3-е покоління	Цифрові мікропроцесорні (перше покоління)	1990-2010 рр.	Багатофункціональність, цифрова обробка, початкова самодіагностика	Обмежена продуктивність, складність кваліфікації ПЗ	Експлуатуються, поступово модернізуються
4-е покоління	Цифрові мікропроцесорні (сучасні)	2000 р. – теперішній час	Повна самодіагностика, мережеві інтерфейси, детальна реєстрація аварій, інтеграція з АСУТП	Потребує захисту від кіберзагроз, складність верифікації ПЗ	Основна технологія для нових систем
5-е покоління (перспективне)	Розподілені інтелектуальні системи (IED на базі ШІ)	2020 р. – майбутнє	Прогнозна аналітика, адаптивні алгоритми, повна інтеграція з цифровими двійниками	Високі вимоги до кваліфікації, регуляторна невизначеність	Дослідницька стадія

Важливим питанням є стійкість МПЗ до електромагнітних завад та перехідних процесів. Хоча сучасні пристрої проходять випробування на

електромагнітну сумісність згідно зі стандартами IEC 61000, умови експлуатації на АЕС можуть бути більш жорсткими. Особливу увагу приділяють захисту входів МПЗ від імпульсних перенапруг, що виникають при комутаціях у високовольтних колах [20].

Для забезпечення незалежності каналів захисту при використанні резервування застосовується принцип диверситету – використання МПЗ різних виробників або різних поколінь для основного та резервного захистів. Це знижує ймовірність відмови за спільною причиною, пов'язаної з дефектами програмного забезпечення або апаратної реалізації [15].

Самодіагностика МПЗ дозволяє виявляти більшість внутрішніх несправностей апаратної частини та контролювати коректність вимірюваних сигналів. При виявленні несправності пристрій формує сигнал несправності та може автоматично переходити у безпечний стан – наприклад, блокувати відключення вимикача для запобігання невиправданому відключенню або, навпаки, видавати сигнал на відключення при виявленні критичної несправності.

Надійності МПЗ з урахуванням самодіагностики:

$$P_{\text{відмова}} = (1 - K_D) \lambda t \quad (2.6)$$

де  $K_D$  – коефіцієнт повноти діагностування;

$\lambda$  – інтенсивність відмов;

$t$  – час експлуатації.

Конфігурування МПЗ здійснюється за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення через інтерфейси RS-485, Ethernet або USB. Для систем безпеки має бути забезпечений контроль цілісності конфігурації та захист від несанкціонованих змін параметрів настройки. Всі зміни конфігурації повинні реєструватися з зазначенням дати, часу та ідентифікатора особи, що здійснила зміни.

Періодичне тестування МПЗ здійснюється шляхом подачі вторинних струмів та напруг від випробувальних установок та контролю правильності спрацювання захистів. На відміну від електромеханічних пристроїв, МПЗ не потребують калібрування, але вимагають перевірки коректності вимірювання вхідних сигналів та перевірки роботи вихідних реле.

## 2.4 Автоматика систем електропостачання власних потреб

### 2.4.1 Автоматичне введення резерву

Автоматичне введення резерву (АВР) є найважливішим елементом автоматики систем власних потреб, що забезпечує швидке відновлення живлення відповідальних споживачів при втраті основного джерела живлення. Надійна робота АВР критично важлива для забезпечення безпеки АЕС, оскільки тривала перерва живлення може призвести до неможливості виконання функцій безпеки.

Основні функції АВР включають: контроль наявності напруги на робочому та резервному джерелах живлення, автоматичне відключення від робочого джерела при зникненні або недопустимому зниженні напруги, підключення до резервного джерела живлення після перевірки його придатності, блокування повторних спроб включення при невдалому спрацюванні [10].

Типова схема АВР для секції власних потреб включає три вимикачі: вимикач робочого джерела (ВР), вимикач резервного джерела (ВРЗ) та секційний вимикач (СВ). У нормальному режимі ВР включений, ВРЗ та СВ відключені. При зникненні напруги на робочому джерелі АВР відключає ВР та включає СВ, підключаючи секцію до резервного джерела. Така схема забезпечує безперервність живлення та виключає паралельну роботу джерел.

Уставки спрацювання АВР за напругою вибираються з умови надійного спрацювання при коротких замиканнях на шинах або виводах живлячого трансформатора, але виключення хибних спрацювань при зовнішніх коротких

замиканнях та самозапуску двигунів. Типові уставки мінімальної напруги пуску АВР становлять 0,6-0,7 від номінальної напруги з витримкою часу 0,3-0,5 секунди [11].

Швидкодіюче АВР здійснює переключення живлення за час 0,2-0,5 секунди, що забезпечує самозапуск електродвигунів без їх зупинки. Для успішного самозапуску необхідно, щоб залишкова напруга на шинах у момент включення резервного джерела була достатньою, а кут між векторами напруги джерела та залишкової напруги шин не перевищував допустимого значення.

Формула оцінки залишкової напруги двигуна:

$$U_{зал(t)} = U_{ном} \times e^{\frac{-t}{T_d}} \quad (2.7)$$

де  $T_d$  – постійна часу затухання напруги двигуна.

Для живлення найбільш відповідальних споживачів, що не допускають навіть короточасної перерви, застосовується АВР з перевіркою синхронізму та синхронним включенням резервного джерела. Така схема забезпечує включення резервного джерела в момент співпадання фаз напруг, що виключає ударні струми та електромагнітні моменти в двигунах.

У системах з кількома ступенями резервування застосовуються каскадні схеми АВР, у яких при відмові першого резервного джерела автоматично здійснюється переключення на наступний рівень резервування. Наприклад, при втраті нормального живлення від РТВП спочатку включається живлення від РТВП, а при його недоступності – від дизель-генератора.

#### 2.4.2 Автоматичне частотне розвантаження

Автоматичне частотне розвантаження (АЧР) застосовується для запобігання повному блекауту енергосистеми при дефіциті генеруючих потужностей шляхом відключення частини найменш відповідальних

споживачів. Для власних потреб АЕС АЧР має специфічні особливості, пов'язані з необхідністю збереження живлення споживачів, важливих для безпеки.

Принцип дії АЧР заснований на контролі частоти в мережі та автоматичному відключенні заздалегідь визначених груп споживачів при зниженні частоти нижче встановлених ступенів. Типова схема АЧР включає 5-6 ступенів з уставками частоти від 49,5 до 48,0 Гц. Кожен ступінь відключає певний обсяг навантаження, достатній для стабілізації частоти [12].

Для власних потреб АЕС перші ступені АЧР налаштовуються на відключення допоміжного обладнання загальностанційних систем, що не впливають безпосередньо на технологічний процес виробництва електроенергії. До таких споживачів належать системи вентиляції допоміжних приміщень, компресорні установки, деякі насоси технічної води. Відключення цих споживачів дозволяє зменшити навантаження на 10-15% без впливу на безпеку.

Останні ступені АЧР можуть відключати деякі системи, пов'язані з технологічним процесом, але не критичні для безпеки у короткостроковій перспективі. Однак споживачі систем безпеки, що забезпечують охолодження реактора та герметичність контайнменту, не повинні відключатися системами АЧР за жодних обставин.

Витримки часу ступенів АЧР вибираються з розрахунку забезпечення селективності спрацювання та часу, необхідного для оцінки ефективності попереднього ступеня. Перший ступінь зазвичай має витримку часу 0,3-0,5 секунди, наступні ступені – 0,5-1,0 секунди. Така селективність запобігає надмірному відключенню навантаження при можливості стабілізації частоти меншим обсягом відключення.

Формула розрахунку об'єму розвантаження:

$$DP = (f_{ном} - f_{авар}) \times \frac{K_{рег}}{\frac{df}{dt}}. \quad (2.8)$$

де  $K_{рег}$  – коефіцієнт регулювання енергосистеми;

$\frac{df}{dt}$  – швидкість зниження частоти.

Після відновлення нормальної частоти в мережі здійснюється автоматичне частотне повторне включення (АЧВВ) раніше відключених споживачів. АЧВВ виконується поступово з витримками часу між включенням окремих ступенів для запобігання перевантаження генеруючого обладнання та повторного зниження частоти.

### 2.4.3 Автоматика дизель-генераторних установок

Автоматика ДГУ забезпечує швидкий автоматичний пуск дизеля при втраті зовнішнього електропостачання, прийняття навантаження та підтримання параметрів електроенергії в заданих межах. Надійність автоматики ДГУ є критичною для безпеки АЕС, оскільки дизель-генератори є останнім рубежем забезпечення електропостачання систем безпеки.

Пуск ДГУ ініціюється при зникненні або недопустимому зниженні напруги на шинах надійного живлення відповідного дивізіону. Система автоматики контролює напругу на всіх фазах і формує сигнал пуску при зниженні напруги нижче уставки (зазвичай 0,7 від номінальної) з витримкою часу близько 0,5 секунди для відстроювання від коротких замикань.

Процес пуску ДГУ включає послідовність операцій: включення електромагнітного клапана паливної системи, прокручування дизеля стартером, контроль появи обертання та досягнення номінальної частоти обертання, включення генераторного вимикача після досягнення номінальних параметрів напруги та частоти. Весь цикл пуску займає 10-15 секунд від подачі сигналу пуску до готовності прийняття навантаження [14].

Система автоматики забезпечує почергове підключення споживачів до ДГУ для запобігання перевантаження генератора пусковими струмами двигунів. Послідовність підключення визначається пріоритетом споживачів та обмеженнями на пускові струми. Перш за все підключаються найбільш

відповідальні споживачі невеликої потужності, потім поступово підключаються потужні двигуни з інтервалами, достатніми для завершення перехідних процесів.

Підтримання напруги та частоти здійснюється регулятором напруги (збудження) та регулятором швидкості (частоти) дизеля. Сучасні цифрові регулятори забезпечують високу точність підтримання параметрів: відхилення напруги не більше  $\pm 2\%$ , відхилення частоти не більше  $\pm 0,5\%$  в усталеному режимі.

Формула регулювання частоти дизеля:

$$Dn = k_p \times Df + k_i \times \int Df \times dt . \quad (2.9)$$

де  $k_p$ ,  $k_i$  – коефіцієнти пропорційної та інтегральної складових ПІ-регулятора.

Захист ДГУ забезпечує автоматичну зупинку дизеля при виникненні аварійних режимів: перевищення частоти обертання (розгін), падіння тиску мастила, підвищення температури охолоджуючої рідини, аварійний рівень палива. Однак при роботі у режимі аварійного електропостачання деякі захисти можуть бути заблоковані для забезпечення максимальної доступності ДГУ навіть за рахунок ризику пошкодження двигуна [13].

#### 2.4.4 Автоматика систем постійного струму

Автоматика систем постійного струму включає пристрої автоматичного керування зарядними пристроями, контролю стану акумуляторних батарей та перемикання між джерелами живлення. Основна функція автоматики – підтримання постійної готовності батарей до прийняття навантаження при втраті змінного струму.

Автоматика зарядних пристроїв забезпечує оптимальний режим заряду батарей залежно від їх стану та поточного навантаження. Сучасні мікропроцесорні зарядні пристрої реалізують багатоступеневі алгоритми заряду

з автоматичним переходом між режимами форсованого заряду, зрівняльного заряду та постійного підзаряду.

У режимі постійного підзаряду напруга підтримується на рівні 2,23-2,27 В на елемент для свинцево-кислотних батарей, що забезпечує компенсацію саморозряду без перезаряду. При розряді батареї нижче 80% ємності зарядний пристрій автоматично переходить у режим форсованого заряду з підвищеною напругою 2,35-2,40 В на елемент та обмеженням струму на рівні 0,1-0,15  $C_{10}$ .

Контроль стану батареї здійснюється шляхом вимірювання напруги, струму заряду/розряду та температури. Додатково може контролюватися опір батареї, що є інтегральним показником стану та дозволяє виявити деградацію батареї на ранній стадії. При виявленні відхилень параметрів від норми формуються сигнали попередження та аварійні сигнали.

Формула оцінки залишкової ємності батареї:

$$C_{зал} = C_{ном} \times \frac{U - U_{кін}}{U_{ном} - U_{кін}}. \quad (2.10)$$

де  $U_{кін}$  – кінцева напруга розряду.

Автоматичне перемикання між джерелами постійного струму застосовується у системах з кількома зарядними пристроями або батареями. При виході з ладу основного зарядного пристрою автоматика підключає резервний зарядний пристрій до шин розподільчого щита постійного струму. Перемикання здійснюється без перерви живлення споживачів завдяки наявності батареї [13].

#### 2.4.5 Автоматика систем безперебійного живлення

Автоматика ДБЖ забезпечує безперервність живлення критичних споживачів при всіх можливих режимах роботи та несправностях окремих компонентів системи. Ключовими функціями автоматики є контроль якості

вхідної напруги, управління режимами роботи перетворювачів, автоматичне переключення на байпас при необхідності, керування зарядом батарей.

При нормальній роботі автоматика контролює параметри вхідної напруги та при виході їх за допустимі межі може переходити на живлення від батареї навіть при наявності напруги на вході. Це захищає навантаження від впливу короткочасних провалів напруги, імпульсних перенапруг та відхилень частоти, що можуть призвести до збоїв у роботі чутливого обладнання.

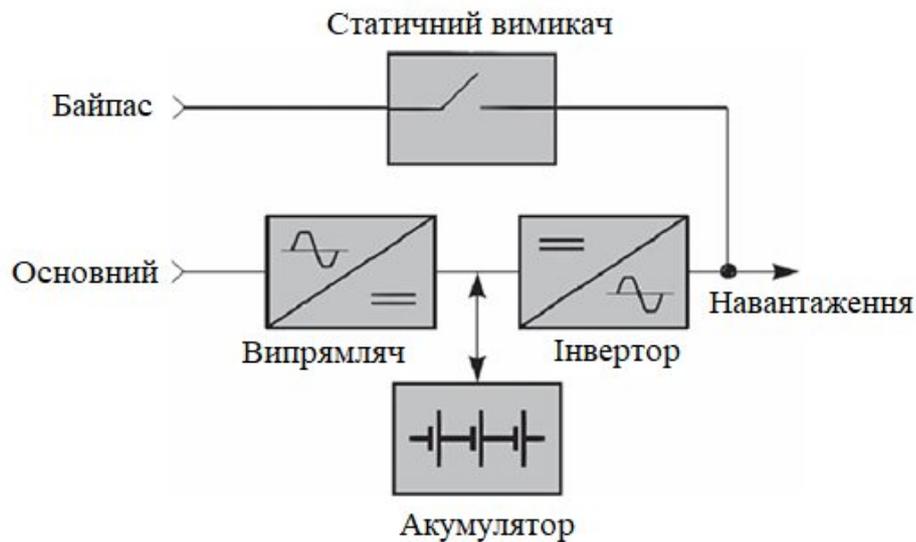


Рисунок 2.5 - Алгоритм роботи автоматики ДБЖ

Автоматичне переключення на байпас здійснюється при перевантаженні інвертора, короткому замиканні на виході, відхиленні параметрів вихідної напруги за встановлені межі або при несправності інвертора. Статичний байпас на тиристорах забезпечує переключення за 2-4 мс без помітної перерви для навантаження. Після усунення причини переключення система автоматично повертається у нормальний режим роботи через інвертор [10].

Керування зарядом батарей здійснюється вбудованим зарядним пристроєм, що реалізує оптимальний алгоритм заряду залежно від типу батарей. Для свинцево-кислотних батарей застосовується двоступеневий заряд: спочатку обмеження струму при постійній напрузі до досягнення повного заряду, потім підтримання постійної напруги при зменшуваному струмі. Для літій-іонних

батареї використовується профіль заряду CC-CV (constant current – constant voltage) з більш жорсткими обмеженнями по напрузі та температурі.

Формула визначення часу заряду батареї:

$$t_{\text{заряд}} = \frac{C_{\text{заряд}} \times 1,2}{I_{\text{заряд}} \times \eta_{\text{заряд}}}. \quad (2.11)$$

де  $C_{\text{заряд}}$  – розряджена ємність батареї;

$I_{\text{заряд}}$  – струм заряду;

$\eta_{\text{заряд}}$  – ефективність заряду (0,85-0,95);

1,2 – коефіцієнт запасу.

Автоматика ДБЖ забезпечує також координацію роботи при паралельному включенні кількох модулів для збільшення потужності або резервування. У системах з паралельною роботою реалізується автоматичний розподіл навантаження між модулями та автоматичне відключення несправного модуля без впливу на живлення споживачів. Для систем паралельної роботи критичним є синхронізація вихідних напруг модулів за амплітудою, фазою та частотою

Моніторинг стану ДБЖ здійснюється безперервно з реєстрацією всіх режимів роботи, перемикачів та аварійних подій. Сучасні системи ДБЖ мають вбудовані засоби дистанційного контролю з передачею інформації до систем управління станцією через протоколи Modbus, SNMP або спеціалізовані промислові протоколи. Це дозволяє персоналу контролювати стан критичних систем живлення та своєчасно виявляти відхилення від нормальної роботи.

Важливою функцією автоматики є тестування працездатності системи без відключення навантаження. Автоматичне тестування включає періодичну перевірку переключення на байпас, контроль ємності батареї шляхом контрольованого розряду та перевірку роботи всіх захисних функцій. Результати тестування зберігаються в енергонезалежній пам'яті для аналізу тенденцій зміни параметрів системи [11].

## 2.5 Спеціальні вимоги до релейного захисту та автоматики систем класу безпеки

### 2.5.1 Принципи незалежності та резервування

Системи релейного захисту та автоматики обладнання класу 1E повинні відповідати підвищеним вимогам незалежності, надійності та доступності згідно з регулюючими стандартами ядерної безпеки. Основним принципом є забезпечення виконання функцій безпеки при будь-якій одиничній відмові, що реалізується через фізичне та функціональне розділення систем захисту різних дивізіонів.

Незалежність систем РЗА забезпечується на всіх рівнях: вимірювальні трансформатори струму та напруги кожного каналу захисту живляться від окремих секцій; пристрої захисту різних дивізіонів розміщуються у різних приміщеннях з вогнестійкими перегородками; кабельні траси прокладаються окремо з дотриманням нормативних відстаней; джерела оперативного струму є незалежними для кожного каналу захисту. Така архітектура виключає можливість каскадного поширення пошкоджень між каналами захисту [11].

Резервування систем захисту реалізується у двох аспектах: множинне резервування дивізіонів (типово чотири незалежні дивізіони для пасивних систем безпеки) та резервування захистів всередині дивізіону (основний та резервний захист). Для найбільш критичних функцій застосовується принцип різнорідність каналів – використання різних фізичних принципів вимірювання або різних виробників обладнання для основного та резервного каналів, що зменшує ймовірність відмови за спільною причиною [15].

Критерій єдиної відмови для систем РЗА формулюється наступним чином: будь-яка одиночна несправність у системі захисту, включаючи відмову спрацювання або хибне спрацювання, не повинна призводити до неможливості виконання функції безпеки за умови, що інше обладнання, необхідне для

виконання цієї функції, залишається справним. Виконання цього критерію перевіряється шляхом систематичного аналізу відмов з розглядом всіх можливих комбінацій несправностей [13].

Формула розрахунку ймовірності відмови системи з резервуванням:

$$P_{\text{вим.сист}} = \prod_{i=1}^n P_{\text{вим.}i} \quad (2.12)$$

де  $P_{\text{вим.}i}$  – ймовірність відмови  $i$ -го каналу;

$n$  – кількість резервних каналів.

### 2.5.2 Кваліфікація обладнання для роботи в умовах проєктних аварій

Обладнання релейного захисту та автоматики систем безпеки повинно зберігати працездатність в умовах проєктних аварій, включаючи підвищену температуру, вологість, радіаційне випромінювання та сейсмічні впливи. Кваліфікація обладнання здійснюється шляхом випробувань та аналізу відповідно до стандартів IEEE 323 для електричного обладнання та IEEE 344 для сейсмічної кваліфікації. [18-19]

Сейсмічна кваліфікація передбачає підтвердження здатності обладнання виконувати свої функції під час та після розрахункового землетрусу. Для обладнання класу 1E застосовуються критерії сейсмостійкості категорії I, що відповідає максимальному розрахунковому землетрусу для майданчика станції. Сейсмічна кваліфікація підтверджується випробуваннями на вібростендах або розрахунковим шляхом з використанням методу кінцевих елементів.

Кваліфікація за впливом температури та вологості включає випробування обладнання в умовах, що моделюють параметри середовища всередині оболонки реакторного відділення при проєктній аварії з втратою теплоносія. Типові параметри кваліфікаційних випробувань: температура до 150°C, відносна вологість до 100%, тиск до 0,5 МПа. Обладнання піддається прискореному

старінню для моделювання деградації протягом проектного терміну служби (зазвичай 40-60 років), після чого проводяться випробування в аварійних умовах [12].

Радіаційна кваліфікація необхідна для обладнання, розташованого у зонах з підвищеним радіаційним фоном. Кваліфікація включає опромінення зразків обладнання дозою, що відповідає інтегральній дозі за проектний термін служби плюс доза від проектної аварії. Для електронних компонентів критичним є вплив радіації на напівпровідникові елементи, що може призводити до зміни їх параметрів або відмов. Сучасні мікропроцесорні пристрої потребують особливої уваги до радіаційної стійкості, оскільки високоінтегровані мікросхеми більш чутливі до радіаційних ефектів.

Формула розрахунку інтегральної дози опромінення:

$$D_{\text{інтерп}} = D_{\text{норм}} \cdot T_{\text{служ}} + D_{\text{аварія}} \cdot (2.13)$$

де  $D_{\text{норм}}$  – потужність дози при нормальній експлуатації;

$T_{\text{служ}}$  – проектний термін служби;

$D_{\text{аварія}}$  – доза при проектній аварії.

Електромагнітна сумісність обладнання РЗА підтверджується випробуваннями відповідно до стандартів ІЕС 61000 серії. Обладнання повинно бути стійким до електромагнітних завад від комутацій високовольтного обладнання, грозових розрядів, електростатичних розрядів та радіочастотних полів. Особливу увагу приділяють захисту входів мікропроцесорних пристроїв від імпульсних перенапруг та забезпеченню екранування сигнальних кабелів для зменшення наведених завад [20].

### 2.5.3 Програмне забезпечення систем РЗА класу безпеки

Мікропроцесорні пристрої релейного захисту систем безпеки містять програмне забезпечення (ПЗ), яке критично впливає на виконання функцій безпеки. До ПЗ систем класу 1Е висувуються посилені вимоги щодо якості розробки, верифікації та підтвердження відповідності згідно зі стандартами ІЕС 60880 та ІЕС 62138 "Software for computers important to safety for nuclear power plants".

Життєвий цикл розробки ПЗ для систем безпеки охоплює чітко визначені фази: специфікація вимог, проектування архітектури, детальне проектування, кодування, інтеграція, верифікація та валідація. На кожній фазі застосовуються формальні методи документування та контролю якості. Всі вимоги до ПЗ повинні бути простежуваними від початкових функціональних вимог до окремих модулів коду та тестових сценаріїв.

Верифікація ПЗ підтверджує, що програмний продукт правильно реалізує специфіковані вимоги на кожній стадії розробки. Методи верифікації включають: огляди та інспекції проектної документації та коду, статичний аналіз коду на відповідність стандартам кодування та відсутність типових помилок, динамічне тестування модулів та інтегроване тестування системи. Для критичних алгоритмів захисту може застосовуватися формальна верифікація з використанням математичних методів доведення коректності [11].

Валідація ПЗ підтверджує, що кінцевий програмний продукт відповідає початковим вимогам користувача та призначенню застосування. Валідація включає функціональне тестування на реальному обладнанні в умовах, максимально наближених до експлуатаційних, включаючи граничні режими та аварійні ситуації. Повнота тестування оцінюється метриками покриття коду: покриття операторів, покриття гілок, покриття шляхів. Для ПЗ класу 1Е вимагається досягнення покриття не менше 90-95%.

Таблиця 2.9 – Метрики якості програмного забезпечення РЗА класу 1Е

Метрика	Опис	Мінімальне значення для класу 1Е	Метод оцінки
Покриття коду операторами	Відсоток операторів, виконаних під час тестування	$\geq 95\%$	Інструментальний аналіз під час тестування
Покриття гілок	Відсоток гілок (if-else) усіх алгоритмів, протестованих у всіх варіантах	$\geq 90\%$	Інструментальний аналіз потоку виконання
Покриття шляхів	Відсоток незалежних шляхів виконання, охоплених тестами	$\geq 75-85\%$	Аналіз графа потоку керування
Цикломатична складність (на модуль)	Кількість незалежних шляхів у модулі (метрика McCabe)	$\leq 10-15$	Статичний аналіз коду
Щільність помилок	Кількість виявлених дефектів на 1000 рядків коду	$< 0,1$ дефектів/kLOC після випуску	Аналіз звітів про дефекти
Час виявлення дефекту	Середній час від створення дефекту до його виявлення	$< 30$ днів	Статистика управління дефектами
Простежуваність вимог	Відсоток вимог, пов'язаних з тестами та кодом	100%	Матриця простежуваності
Покриття модульними тестами	Відсоток модулів, охоплених unit-тестами	$\geq 90\%$	Аналіз покриття unit-тестів
Успішність інтеграційних тестів	Відсоток інтеграційних тестів, що пройшли успішно	$\geq 99\%$	Результати тестування
Час відновлення після відмови	Середній час відновлення системи після виявлення збою	$< 1$ год (для більшості сценаріїв)	Аналіз інцидентів

Управління конфігурацією ПЗ забезпечує контроль версій, облік змін та захист від несанкціонованих модифікацій. Всі зміни в ПЗ, навіть незначні, повинні проходити формальний процес оцінки впливу на безпеку та регресійне тестування для підтвердження, що нова функціональність не порушила існуючу. Фінальна конфігурація ПЗ фіксується та захищається від змін апаратними або криптографічними засобами.

Специфічною проблемою мікропроцесорних РЗА є можливість відмов за спільною причиною через помилки в ПЗ або апаратній платформі. Для мінімізації цього ризику застосовуються стратегії диверситету: використання різних виробників або різних версій ПЗ для резервних каналів, застосування різних алгоритмів для досягнення однієї функції, використання різних апаратних платформ. Однак повний диверситет не завжди економічно виправданий, тому рішення приймається на основі аналізу ризиків для конкретного застосування [12].

Формула оцінки ймовірності відмови за спільною причиною:

$$P_{CCF} = b \times P_{\text{одиначної}}^n \quad (2.14)$$

де  $b$  фактор спільної причини (0,1-0,2 для систем з диверситетом);

$P_{\text{одиначної}}$  – ймовірність одиначної відмови;

$n$  – кількість резервних каналів.

#### 2.5.4 Кібербезпека систем РЗА

З впровадженням цифрових технологій та мережевих з'єднань в системи РЗА виникають нові загрози, пов'язані з можливістю кібератак. Хоча системи безпеки АЕС максимально ізольовані від зовнішніх мереж, потенційні вектори атак можуть включати: підключення ноутбуків для налаштування та обслуговування, знімні носії інформації, внутрішні мережі станції. Забезпечення кібербезпеки систем РЗА регулюється стандартами ІЕС 62645 [21] та керівництвами МАГАТЕ SSG-39.

Архітектурні рішення для забезпечення кібербезпеки включають: фізичну ізоляцію критичних систем від загальних мереж станції; використання однонапрямлених шлюзів (data diodes) для передачі моніторингової інформації без можливості зворотного впливу; сегментацію мереж з розділенням на зони

безпеки; застосування міжмережевих екранів та систем виявлення вторгнень. Для систем класу 1E рекомендується повна відсутність підключень до зовнішніх мереж, включаючи внутрішні корпоративні мережі станції.

Контроль доступу до систем РЗА реалізується на кількох рівнях: фізичний контроль доступу до приміщень з обладнанням РЗА; автентифікація користувачів при підключенні до пристроїв; авторизація дій залежно від ролі користувача; журналювання всіх дій персоналу. Паролі повинні відповідати вимогам складності, періодично змінюватися та зберігатися в захищеному вигляді. Для критичних операцій може вимагатися двофакторна автентифікація [14].

Цілісність програмного забезпечення та конфігураційних даних захищається криптографічними методами. Сучасні пристрої РЗА підтримують перевірку цифрових підписів завантаженого ПЗ, що виключає можливість завантаження несанкціонованого коду. Конфігураційні файли також можуть захищатися контрольними сумами або електронними підписами для виявлення несанкціонованих змін.

Таблиця 2.10 – Рівні захисту систем РЗА від кіберзагроз

Ступень захисту	Заходи безпеки	Застосування	Критичність
Рівень 1: Фізична безпека	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Контроль доступу до приміщень з обладнанням РЗА</li> <li>- Відеоспостереження</li> <li>- Журналювання відвідувань</li> <li>- Фізична ізоляція обладнання класу 1E</li> </ul>	Усі системи класу 1E	Обов'язково
Рівень 2: Мережева ізоляція	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Повна відсутність підключень до зовнішніх мереж - Використання однонапрямлених шлюзів (data diodes) - Сегментація внутрішніх мереж</li> <li>- Міжмережеві екрани між зонами безпеки</li> </ul>	Системи класу 1E	Обов'язково
Рівень 3: Контроль доступу	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Автентифікація користувачів (логін/пароль)- Двофакторна автентифікація для критичних операцій- Рольова модель доступу (RBAC)- Мінімальні привілеї (principle of least</li> </ul>	Усі системи з мережевими інтерфейсами	Обов'язково

Ступень захисту	Заходи безпеки	Застосування	Критичність
	privilege)		
Рівень 4: Цілісність ПЗ	- Цифрові підписи завантажувача ПЗ - Контрольні суми конфігураційних файлів - Захист від запису для завантажувальних областей - Верифікація цілісності при кожному запуску	Усі мікропроцесорні пристрої класу 1E	Обов'язково
Рівень 5: Моніторинг та журналювання	- Журналювання всіх дій персоналу- Системи виявлення аномалій (IDS)- Аналіз логів на предмет підозрілої активності- Збереження логів у захищеному сховищі	Системи класу 1E та критичні системи загального призначення	Обов'язково для класу 1E, рекомендовано для інших
Рівень 6: Захист знімних носіїв	- Контроль підключення USB-пристроїв- Сканування антивірусом у ізолюваному середовищі- Білі списки дозволених пристроїв- Процедури перевірки перед використанням	Усі системи, що допускають підключення знімних носіїв	Обов'язково
Рівень 7: Захист під час обслуговування	- Контроль ноутбуків, що підключаються- Тимчасові облікові записи з обмеженим часом дії- Контроль встановлюваного ПЗ- Обов'язкова перевірка після обслуговування	Усі системи РЗА під час робіт з обслуговування	Обов'язково

Періодичне оцінювання кіберзагроз та аудит кібербезпеки проводяться для виявлення вразливостей та підтримання ефективності захисних заходів. Оцінювання включає аналіз архітектури систем, перевірку налаштувань безпеки, тестування на проникнення та перевірку процедур реагування на інциденти. Виявлені вразливості класифікуються за рівнем ризику та усуваються згідно з встановленими пріоритетами.

#### 2.5.5 Тестування та технічне обслуговування систем РЗА класу безпеки

Системи релейного захисту та автоматики класу 1E повинні підтримуватися в стані постійної готовності до виконання своїх функцій, що

вимагає регулярного тестування та технічного обслуговування. Однак проведення цих робіт не повинно знижувати рівень безпеки станції, що накладає специфічні вимоги на організацію та методи виконання робіт [10].

Періодичне тестування РЗА здійснюється відповідно до програм технічних специфікацій експлуатації станції з частотою, визначеною на основі аналізу надійності. Типова періодичність тестування захистів критичного обладнання становить 1-3 місяці для функціональних перевірок та 12-18 місяців для повних комплексних випробувань. Тестування повинно підтверджувати правильність спрацювання всього ланцюга захисту: від вимірювальних трансформаторів до кінцевого пристрою, що виконує захисну дію.

Функціональне тестування включає подачу вторинних струмів та напруг від спеціалізованих випробувальних установок та перевірку спрацювання захистів при різних рівнях сигналів. Для мікропроцесорних пристроїв додатково перевіряється коректність вимірювання параметрів, робота логічних схем та самодіагностики. Результати тестування документуються з фіксацією вимірних параметрів спрацювання та порівнянням з встановленими уставками [11].

Комплексні випробування РЗА виконуються разом з перевіркою первинного обладнання та включають тестування всього ланцюга від вимірювальних трансформаторів до вимикача. Такі випробування проводяться під час планових зупинок енергоблоку та дозволяють виявити приховані несправності, які не виявляються при звичайному функціональному тестуванні вторинних кіл.

Онлайн-моніторинг стану РЗА все ширше застосовується для зменшення обсягу періодичних тестувань без зниження надійності. Сучасні мікропроцесорні пристрої мають розширені функції самодіагностики, що дозволяють виявляти більшість апаратних несправностей без зовнішнього тестування. Системи онлайн-моніторингу можуть також відстежувати параметри первинного обладнання (струми навантаження, характер перехідних процесів) для виявлення аномалій, що можуть свідчити про розвиток дефектів.

Формула визначення оптимальної періодичності тестування:

$$T_{\text{опр}} = \sqrt{\frac{2C_{\text{тест}}}{I \times C_{\text{відмова}}}}. \quad (2.15)$$

де  $C_{\text{тест}}$  – вартість одного тестування;

$I$  – інтенсивність відмов;

$C_{\text{відмова}}$  – вартість наслідків невиявленої відмови.

Технічне обслуговування електромеханічних реле включає очищення контактів, перевірку механічної частини, калібрування. Для статичних напівпровідникових захистів обсяг обслуговування значно менший – в основному візуальний огляд та перевірка з'єднань. Мікропроцесорні пристрої взагалі не потребують регулярного обслуговування, за винятком перевірки затяжки клемних з'єднань та очищення від пилу.

При виконанні робіт на системах РЗА класу 1Е застосовуються спеціальні процедури контролю конфігурації для гарантування повного відновлення системи після завершення робіт. Всі тимчасові перемички, зміни в схемах та налаштуваннях повинні бути задокументовані та усунені перед поверненням системи в експлуатацію. Використовується система дозволів на виконання робіт з багаторівневим узгодженням та перевіркою[13].

Після виконання будь-яких робіт на системах РЗА проводиться прийомоздавальне тестування для підтвердження працездатності. Обсяг тестування визначається характером виконаних робіт: від перевірки окремого каналу до повного комплексного випробування всієї системи захисту. Результати тестування аналізуються уповноваженими особами перед допуском системи до експлуатації.

Таблиця 2.11 – Обсяги та періодичність тестування РЗА класу 1Е

Тип тестування	Періодичність	Обсяг перевірок	Обладнання	Документація
1	2	3	4	5
Функціональна перевірка каналу	1-3 місяці	- Подача вторинних струмів/напруг - Перевірка спрацювання захистів - Перевірка уставок - Тест самодіагностики	Вторинне обладнання (реле, термінали)	Протокол функціональної перевірки
Калібрування вимірювальних трансформаторів	12 місяців	- Перевірка коефіцієнтів трансформації - Вимірювання похибок - Перевірка навантажувальної здатності	Вимірювальні трансформатори струму та напруги	Протокол калібрування
Комплексні випробування системи захисту	12-18 місяців	- Перевірка всього ланцюга від ТТ/ТН до вимикача - Тест вихідних реле - Перевірка часових характеристик - Перевірка взаємодії з автоматикою	Повний комплекс від первинного обладнання до вимикача	Програма та протокол комплексних випробувань
Тестування автоматики (АВР, АЧР)	6-12 місяців	- Перевірка алгоритмів роботи - Тест пускових органів - Перевірка блокувань - Вимірювання часу спрацювання	Пристрої автоматики	Протокол перевірки автоматики
Перевірка акумуляторних батарей	- Візуальний огляд: 1 місяць Контроль напруги: 1 тиждень Тест ємності: 12-24 місяці	- Напруга елементів - Температура - Опір - Контрольний розряд	Акумуляторні батареї систем постійного струму та ДБЖ	Журнал обслуговування батарей, протокол тесту ємності
Перевірка ДБЖ	6 місяців	- Тест переключення на батарею - Перевірка байпасу - Контроль параметрів вихідної напруги - Тест сигналізації	Модулі ДБЖ (випрямляч, інвертор, батарея, байпас)	Протокол перевірки ДБЖ
Тестування дизель-генераторів	- Щотижневий тест: старт/зупинка	- Час запуску- Вихідні параметри (U, f) - Послідовність підключення навантаження- Системи	ДГУ та системи їх автоматики	Журнал експлуатації ДГУ, протокол навантажувального тесту

Тип тестування	Періодичність	Обсяг перевірок	Обладнання	Документація
1	2	3	4	5
	Щомісячний: з навантаженням- Річний: повне навантаження 24 год	захисту		
Перевірка цілісності кабелів	При введенні в експлуатацію та після ремонтів	- Вимірювання опору ізоляції - Випробування підвищеною напругою - Імпульсна рефлектометрія (TDR)	Силові та контрольні кабелі	Протокол випробування кабелів
Аудит кібербезпеки	12 місяців	- Перевірка цілісності ПЗ - Аналіз журналів доступу - Тестування на проникнення - Перевірка актуальності захисних заходів	Мікропроцесорні пристрої з мережевими інтерфейсами	Звіт аудиту кібербезпеки

Управління старінням систем РЗА є важливим аспектом підтримання надійності протягом проектного терміну служби станції. Програма управління старінням включає моніторинг показників надійності (частота відмов, середній час між відмовами), аналіз тенденцій зміни параметрів обладнання, планування модернізації застарілого обладнання. Особливу увагу приділяють виявленню ознак наближення кінця терміну служби для своєчасної заміни обладнання до виникнення відмов.

## 2.6 Розрахунок уставок релейного захисту трансформаторів власних потреб (на прикладі ТВП-1(2)АТ)

Для практичної реалізації системи захисту трансформаторів власних потреб АЕС виконано розрахунок уставок для трансформаторів типу ТВП-

1(2)АТ, що живляться від комірок КРУ-10 кВ. Розрахунок базується на параметрах силового обладнання та розрахункових струмах короткого замикання в мінімальному та максимальному режимах роботи системи.

2.6.1 Номінальні параметри силового трансформатора та трансформатора струму.

Коефіцієнт трансформації трансформатора струму .

$$K_{TC} = \frac{I_{номВН}}{I_{номНН}} = \frac{300}{5} = 60 \text{ у.о.}$$

Параметри силового трансформатора TS-10/0,4 1600 кВА

Номінальна потужність -  $S_{ном} = 1600$  кВА

Напруга обмоток ВН -  $U_{номВН} = 10,5$  кВ

Напруга обмоток НН -  $U_{номНН} = 0,4$  кВ

Втрати активної потужності досліду КЗ -  $\Delta P_k = 13$  кВт

Напруга досліду КЗ -  $u_k = 6\%$

Номінальні робочі струми силового трансформатора (на стороні ВН і НН):

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 87,977 \text{ (A)};$$

$$I_{номНН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2309,401 \text{ (A)}.$$

Коефіцієнт трансформації:

$$K_{сил.тр.} = \frac{U_{номВН}}{U_{номНН}} = \frac{10,5}{0,4} = 26,25 \text{ у.о.}$$

Повний імпеданс на сторонах ВН та НН:

$$Z_{\text{трВН}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{НОМВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}\right)^2 + \left(\frac{u_{\text{к}} \cdot U_{\text{НОМВН}}^2}{S_{\text{НОМ}} \cdot 100}\right)^2} \cdot 1000 = \sqrt{\left(\frac{13 \cdot 10,5^2}{1600^2}\right)^2 + \left(\frac{6 \cdot 10,5^2}{1600 \cdot 100}\right)^2} \cdot 1000 = 4,172 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{\text{трНН}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{НОМНН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}\right)^2 + \left(\frac{u_{\text{к}} \cdot U_{\text{НОМНН}}^2}{S_{\text{НОМ}} \cdot 100}\right)^2} \cdot 1000 = \sqrt{\left(\frac{13 \cdot 0,4^2}{1600^2}\right)^2 + \left(\frac{6 \cdot 0,4^2}{1600 \cdot 100}\right)^2} \cdot 1000 = 0,006 \text{ (Ом)}.$$

Множник 1000 тут застосовується для врахування розмірностей використаних величин в формулах.

### 2.6.2 Параметри ЛЕП.

Для заживлення ТВП-1(2)АТ від КРУ-10 кВ використовується кабельна лінія марки АПвЭгаПУ-15 3х240/70 з параметрами:

Погонний активний та реактивний опори КЛ прямої та нульової послідовності:

$$r_{1(0).\text{кл}} = 0,125 \left(\frac{\text{Ом}}{\text{км}}\right);$$

$$x_{1(0).\text{кл}} = 0,089 \left(\frac{\text{Ом}}{\text{км}}\right).$$

Повний імпеданс КЛ КРУ-10 кВ – ТВП-1АТ та КЛ КРУ-10 кВ – ТВП-2АТ прямої та нульової послідовності:

$$Z_{1(0).\text{кл.1}} = \frac{l_{\text{кл.1}}}{1000} \cdot \sqrt{r_{1(0).\text{кл}}^2 + x_{1(0).\text{кл}}^2} = \frac{515}{1000} \cdot \sqrt{0,125^2 + 0,089^2} = 0,079 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{1(0).кп.2} = \frac{l_{кп.2}}{1000} \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{r_{1(0).кп}^2 + x_{1(0).кп}^2} = \frac{400}{1000} \cdot \sqrt{0,125^2 + 0,089^2} \\ = 0,061 \text{ (Ом)}.$$

Питома ємність КЛ даної марки та відповідно ємнісний струм даних ділянок становить:

$$C_{пит} = 0,338 \left( \frac{\text{мкФ}}{\text{км}} \right);$$

$$I_{сл.1} = U_{ном} \cdot l_{кп.1} \cdot m \cdot 2\sqrt{3} \cdot f \cdot \pi \cdot C_{пит} \cdot 10^{-6} = 10,5 \cdot 515 \cdot 1 \cdot 2\sqrt{3} \cdot 50 \cdot \pi \cdot \frac{0,338}{10^6} = 0,995 \text{ (А)};$$

$$I_{сл.2} = U_{ном} \cdot l_{кп.2} \cdot m \cdot 2\sqrt{3} \cdot f \cdot \pi \cdot C_{пит} \cdot 10^{-6} = 10,5 \cdot 400 \cdot 1 \cdot 2\sqrt{3} \cdot 50 \cdot \pi \cdot \frac{0,338}{10^6} = 0,772 \text{ (А)}.$$

В даному розрахунку не враховується КЛ від виводів НН силових трансформаторів до вводів на секції шин ШВП-0,4 кВ так як дані ділянки досить короткі та виконані КЛ ВВГнгд 3x3x1x800+2x1x800, і повний опір даних ділянок надто низький щоб достатньо впливати на значення струмів КЗ. Але ми маємо врахувати опір шинопроводу 0,4 кВ. Так як в проекті не вказано марку ШП яка використовується, прийmemo її як ШМА-16 з наступними параметрами:

Погонний активний та реактивний опори КЛ прямої та нульової послідовності:

$$r_{1.кп} = 0,0297 \left( \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right), \quad x_{1.кп} = 0,0143 \left( \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right);$$

$$r_{0.кп} = 0,0125 \left( \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right), \quad x_{0.кп} = 0,0158 \left( \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right).$$

Так як довжини ШВП-0,4 кВ однакові і становлять орієнтовно 4 метри то значення імпедансів становлять:

$$Z_{1шп} = l_{шп} \cdot \sqrt{r_{1.кп}^2 + x_{1.кп}^2} = 515 \cdot \sqrt{0,0297^2 + 0,0143^2} = 0,00013 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{0\text{шп}} = l_{\text{шп}} \cdot \sqrt{r_{0.\text{кп}}^2 + x_{0.\text{кп}}^2} = 515 \cdot \sqrt{0,0125^2 + 0,0158^2} = 0,00008 \text{ (Ом)}.$$

### 2.6.3 Параметри системи.

Згідно з даними наданими РДЦ у 2024 році, струм КЗ на секціях шин КРУ-10 кВ становить :

$$\text{КРУ-10 кВ с.ш. 1 (макс. режим): } I_{\text{кз.с(3).1(max)}} = 18,224 \text{ (кА)};$$

$$\text{КРУ-10 кВ с.ш. 1 (мін. режим): } I_{\text{кз.с(3).1(min)}} = 17,472 \text{ (кА)};$$

$$\text{КРУ-10 кВ с.ш. 2 (макс. режим): } I_{\text{кз.с(3).2(max)}} = 17,212 \text{ (кА)};$$

$$\text{КРУ-10 кВ с.ш. 2 (мін. режим): } I_{\text{кз.с(3).2(min)}} = 16,408 \text{ (кА)}.$$

Звідси розрахуємо опір системи для даних режимів:

На стороні ВН:

$$Z_{\text{сВН.1(max)}} = \frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.с(3).1(max)}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 18,224} = 0,333 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{\text{сВН.1(min)}} = \frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.с(3).1(min)}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 17,472} = 0,347 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{\text{сВН.2(max)}} = \frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.с(3).2(max)}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 17,212} = 0,352 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{\text{сВН.2(min)}} = \frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.с(3).2(min)}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 16,408} = 0,369 \text{ (Ом)}.$$

На стороні НН:

$$Z_{\text{сНН.1(max)}} = \frac{Z_{\text{сВН.1(max)}}}{K_{\text{сил.тр.}}^2} = \frac{0,333}{26,25^2} = 0,00048 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{\text{сНН.1(min)}} = \frac{Z_{\text{сВН.1(min)}}}{K_{\text{сил.тр.}}^2} = \frac{0,347}{26,25^2} = 0,00050 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{\text{снн.2(max)}} = \frac{Z_{\text{свн.2(max)}}}{K_{\text{сил.тр.}}^2} = \frac{0,352}{26,25^2} = 0,00051 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{\text{снн.2(min)}} = \frac{Z_{\text{свн.2(min)}}}{K_{\text{сил.тр.}}^2} = \frac{0,369}{26,25^2} = 0,00054 \text{ (Ом)}.$$

Параметри елементів секцій ШВП-0,4 кВ. Загальний струм навантаження секцій однаковий в нормальному режимі роботи (без участі резервних споживачів та ремонтних режимів) і становить  $I_{\Sigma.\text{нн}} = 440 \text{ А}$ , при цьому величина двигунового навантаження  $I_{\Sigma.\text{дв}} = 337 \text{ А}$ . Номінальна напруга двигунів  $U_{\text{н.дв}} = 0,4 \text{ кВ}$ . Максимальний встановлений, по вище зазначеному проекту, струм відсічки АВ на обох секціях ШВП становить  $I_{\text{відс.вим.}}(\text{max}) = 4800 \text{ А}$ , а максимальний час спрацювання  $t_{\text{відс.вим.}}(\text{max}) = 0,4 \text{ с}$ .

Параметри вимикача 6 кВ та пристрою захисту. В комірках КРУ-10 кВ встановлено МП РЗА РС80МЗМ-6і. Значення його коефіцієнту повернення  $K_{\text{п}} = 0,9 \text{ у.о}$ . Максимальний допустимий час роботи вимикача 6 кВ становить  $t_{\text{вим}} = 0,07 \text{ с}$ .

### 2.6.3 Розрахунок струмів КЗ

Струми КЗ на виводах ВН трансформатора в мінімальному та максимальному режимах :

3-фазне КЗ:

$$I_{\text{кз.вн(3).1(max)}} = \frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{свн.1(max)}} + Z_{1(0).\text{кл.1}})} = \frac{10,5\text{кВ}}{\sqrt{3} \cdot (0,333 + 0,079)} = 14,726 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{кз.вн(3).1(min)}} = \frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{свн.1(min)}} + Z_{1(0).\text{кл.1}})} = \frac{10,5\text{кВ}}{\sqrt{3} \cdot (0,347 + 0,079)} = 14,231 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{КЗ.ВН}(3).2(\text{max})} = \frac{U_{\text{НОМВН}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{сВН}.2(\text{max})} + Z_{1(0).\text{кл}.1})} = \frac{10,5\text{кВ}}{\sqrt{3} \cdot (0,352 + 0,061)} = 14,658 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{КЗ.ВН}(3).2(\text{min})} = \frac{U_{\text{НОМВН}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{сВН}.2(\text{min})} + Z_{1(0).\text{кл}.1})} = \frac{10,5\text{кВ}}{\sqrt{3} \cdot (0,369 + 0,061)} = 14,070 \text{ (кА)}.$$

2-фазне КЗ:

$$I_{\text{КЗ.ВН}(2).1(\text{max})} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.ВН}(3).1(\text{max})}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 14,726}{2} = 12,753 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{КЗ.ВН}(2).1(\text{min})} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.ВН}(3).1(\text{min})}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 14,231}{2} = 12,324 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{КЗ.ВН}(2).2(\text{max})} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.ВН}(3).2(\text{max})}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 14,658}{2} = 12,694 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{КЗ.ВН}(2).2(\text{min})} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.ВН}(3).2(\text{min})}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 14,070}{2} = 12,185 \text{ (кА)};$$

1-фазне КЗ не рахується так як мережа 10 кВ з ізольованою нейтраллю.

Струми КЗ на виводах НН трансформатора :

3-фазне КЗ:

$$I_{\text{КЗ.НН}(3).1(\text{max})} = \frac{U_{\text{НОМНН}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{сНН}.1(\text{max})} + \frac{Z_{1(0).\text{кл}.1}}{2} + Z_{\text{трНН}})} =$$

$$= \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot (0,00048 + \frac{0,079}{26,25^2} + 0,006)} = 34,716 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{КЗ.НН}(3).1(\text{min})} = \frac{U_{\text{НОМНН}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{сНН}.1(\text{min})} + \frac{Z_{1(0).\text{кл}.1}}{2} + Z_{\text{трНН}})} =$$

$$= \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot (0,00050 + \frac{0,079}{26,25^2} + 0,006)} = 34,608 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{кз.нн(3).2(max)}} = \frac{U_{\text{номнн}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{снн.2(max)}} + \frac{Z_{1(0).\text{кл.2}}}{K_{\text{сил.тр.}}} + Z_{\text{трнн}})} =$$

$$= \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot (0,00051 + \frac{0,061}{26,25^2} + 0,006)} = 34,702 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{кз.нн(3).2(min)}} = \frac{U_{\text{номнн}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{снн.2(min)}} + \frac{Z_{1(0).\text{кл.2}}}{K_{\text{сил.тр.}}} + Z_{\text{трнн}})} =$$

$$= \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot (0,00054 + \frac{0,061}{26,25^2} + 0,006)} = 34,572 \text{ (кА)};$$

2-фазне КЗ:

$$I_{\text{кз.нн(2).1(max)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.нн(3).1(max)}}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 34,716}{2} = 30,065 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{кз.нн(2).1(min)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.нн(3).1(min)}}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 34,608}{2} = 29,972 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{кз.нн(2).2(max)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.нн(3).2(max)}}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 34,702}{2} = 30,053 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{кз.нн(2).2(min)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.нн(3).2(min)}}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 34,572}{2} = 29,940 \text{ (кА)}.$$

1-фазне КЗ:

$$I_{\text{кз.нн(1).1(max)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номнн}}}{\left( 2 \cdot Z_{\text{снн.1(max)}} + \frac{3 \cdot Z_{1(0).\text{кл.1}}}{K_{\text{сил.тр.}}} + 3 \cdot Z_{\text{трнн}} \right)} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{(2 \cdot 0,00048 + \frac{3 \cdot 0,079}{26,25^2} + 3 \cdot 0,006)} = 35,577 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{кЗ.НН}(1).1(\text{min})} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}{\left( 2 \cdot Z_{\text{сНН}.1(\text{min})} + \frac{3 \cdot Z_{1(0).\text{кл}.1}}{K_{\text{сил.тр.}}^2} + 3 \cdot Z_{\text{трНН}} \right)} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{(2 \cdot 0,00050 + \frac{3 \cdot 0,079}{26,25^2} + 3 \cdot 0,006)} = 35,501 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{кЗ.НН}(1).2(\text{max})} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}{\left( 2 \cdot Z_{\text{сНН}.2(\text{max})} + \frac{3 \cdot Z_{1(0).\text{кл}.2}}{K_{\text{сил.тр.}}^2} + 3 \cdot Z_{\text{трНН}} \right)} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{(2 \cdot 0,00051 + \frac{3 \cdot 0,061}{26,25^2} + 3 \cdot 0,006)} = 35,614 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{кЗ.НН}(1).2(\text{min})} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}{\left( 2 \cdot Z_{\text{сНН}.2(\text{min})} + \frac{3 \cdot Z_{1(0).\text{кл}.2}}{K_{\text{сил.тр.}}^2} + 3 \cdot Z_{\text{трНН}} \right)} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{(2 \cdot 0,00054 + \frac{3 \cdot 0,061}{26,25^2} + 3 \cdot 0,006)} = 35,522 \text{ (кА)}.$$

Струми КЗ на виводах НН трансформатора приведені до напруги ВН :  
3-фазне КЗ:

$$I_{\text{кЗ.НН/ВН}(3).1(\text{max})} = \frac{I_{\text{кЗ.НН}(3).1(\text{max})}}{K_{\text{сил.тр.}}} = \frac{34,716}{26,25} = 1,323 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{кЗ.НН/ВН}(3).1(\text{min})} = \frac{I_{\text{кЗ.НН}(3).1(\text{min})}}{K_{\text{сил.тр.}}} = \frac{34,608}{26,25} = 1,318 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{КЗ.НН/ВН}(3).2(\text{max})} = \frac{I_{\text{КЗ.НН}(3).2(\text{max})}}{K_{\text{сил.тр.}}} = \frac{34,565}{26,25} = 1,322 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{КЗ.НН/ВН}(3).2(\text{min})} = \frac{I_{\text{КЗ.НН}(3).2(\text{min})}}{K_{\text{сил.тр.}}} = \frac{34,572}{26,25} = 1,317 \text{ (кА)}.$$

2-фазне КЗ рівне 3-фазному.

1-фазне КЗ:

$$I_{\text{КЗ.НН/ВН}(1).1(\text{max})} = \frac{I_{\text{КЗ.НН}(1).1(\text{max})}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{сил.тр.}}} = \frac{35,577}{\sqrt{3} \cdot 26,25} = 0,782 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{КЗ.НН/ВН}(1).1(\text{min})} = \frac{I_{\text{КЗ.НН}(1).1(\text{min})}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{сил.тр.}}} = \frac{35,501}{\sqrt{3} \cdot 26,25} = 0,781 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{КЗ.НН/ВН}(1).2(\text{max})} = \frac{I_{\text{КЗ.НН}(1).2(\text{max})}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{сил.тр.}}} = \frac{35,614}{\sqrt{3} \cdot 26,25} = 0,783 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{КЗ.НН/ВН}(1).2(\text{min})} = \frac{I_{\text{КЗ.НН}(1).2(\text{min})}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{сил.тр.}}} = \frac{35,522}{\sqrt{3} \cdot 26,25} = 0,781 \text{ (кА)}.$$

Струми КЗ в кінці секції 0,4:

3-фазне КЗ:

$$I_{\text{КЗ.шп}(3).1(\text{max})} = \frac{U_{\text{номНН}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{сНН}.1(\text{max})} + \frac{Z_{1(0).\text{кл}.1}}{2} + Z_{\text{трНН}} + Z_{1\text{шп}})} =$$

$$= \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot (0,00048 + \frac{0,079}{26,25^2} + 0,006 + 0,00013)} = 34,042 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{КЗ.шп}(3).1(\text{min})} = \frac{U_{\text{номНН}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{сНН}.1(\text{min})} + \frac{Z_{1(0).\text{кл}.1}}{2} + Z_{\text{трНН}} + Z_{1\text{шп}})} =$$

$$= \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot (0,00050 + \frac{0,079}{26,25^2} + 0,006 + 0,00013)} = 33,938 \text{ (кА)};$$

$$\begin{aligned}
 I_{\text{КЗ.шп}(3).2(\max)} &= \frac{U_{\text{НОМНН}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{СНН}.2(\max)} + \frac{Z_{1(0).\text{кп}.2}}{K_{\text{сил.тр.}}^2} + Z_{\text{трНН}} + Z_{1\text{шп}})} = \\
 &= \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot (0,00051 + \frac{0,061}{26,25^2} + 0,006 + 0,00013)} = 34,028 \text{ (кА)}; \\
 I_{\text{КЗ.шп}(3).2(\min)} &= \frac{U_{\text{НОМНН}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{СНН}.2(\min)} + \frac{Z_{1(0).\text{кп}.2}}{K_{\text{сил.тр.}}^2} + Z_{\text{трНН}} + Z_{1\text{шп}})} = \\
 &= \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot (0,00054 + \frac{0,061}{26,25^2} + 0,006 + 0,00013)} = 33,903 \text{ (кА)}.
 \end{aligned}$$

2-фазне КЗ:

$$\begin{aligned}
 I_{\text{КЗ.шп}(2).1(\max)} &= \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.шп}(3).1(\max)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 34,042}{2} = 29,481 \text{ (кА)}; \\
 I_{\text{КЗ.шп}(2).1(\min)} &= \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.шп}(3).1(\min)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 33,938}{2} = 29,391 \text{ (кА)}; \\
 I_{\text{КЗ.шп}(2).2(\max)} &= \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.шп}(3).2(\max)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 34,028}{2} = 29,469 \text{ (кА)}; \\
 I_{\text{КЗ.шп}(2).2(\min)} &= \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.шп}(3).2(\min)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 33,903}{2} = 29,360 \text{ (кА)}.
 \end{aligned}$$

1-фазне КЗ:

$$\begin{aligned}
 I_{\text{КЗ.шп}(1).1(\max)} &= \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}}}{\left( 2 \cdot Z_{\text{СНН}.1(\max)} + \frac{3 \cdot Z_{1(0).\text{кп}.1}}{K_{\text{сил.тр.}}^2} + 3 \cdot Z_{\text{трНН}} + 2 \cdot Z_{1\text{шп}} + Z_{0\text{шп}} \right)} = \\
 &= \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{\left( 2 \cdot 0,00048 + \frac{3 \cdot 0,079}{26,25^2} + 3 \cdot 0,006 + 2 \cdot 0,00013 + 0,0008 \right)} = 34,959 \text{ (кА)};
 \end{aligned}$$

$$I_{\text{КЗ.шп}(1).1(\text{min})} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}{\left( 2 \cdot Z_{\text{сНН}.1(\text{min})} + \frac{3 \cdot Z_{1(0).\text{кп}.1}}{K_{\text{сил.тр.}}^2} + 3 \cdot Z_{\text{трНН}} + 2 \cdot Z_{1\text{шп}} + Z_{0\text{шп}} \right)} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{\left( 2 \cdot 0,00050 + \frac{3 \cdot 0,079}{26,25^2} + 3 \cdot 0,006 + 2 \cdot 0,00013 + 0,0008 \right)} = 34,886 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{КЗ.шп}(1).2(\text{max})} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}{\left( 2 \cdot Z_{\text{сНН}.2(\text{max})} + \frac{3 \cdot Z_{1(0).\text{кп}.2}}{K_{\text{сил.тр.}}^2} + 3 \cdot Z_{\text{трНН}} + 2 \cdot Z_{1\text{шп}} + Z_{0\text{шп}} \right)} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{\left( 2 \cdot 0,00051 + \frac{3 \cdot 0,061}{26,25^2} + 3 \cdot 0,006 + 2 \cdot 0,00013 + 0,0008 \right)} = 34,994 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{КЗ.шп}(1).2(\text{min})} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}{\left( 2 \cdot Z_{\text{сНН}.2(\text{min})} + \frac{3 \cdot Z_{1(0).\text{кп}.2}}{K_{\text{сил.тр.}}^2} + 3 \cdot Z_{\text{трНН}} + 2 \cdot Z_{1\text{шп}} + Z_{0\text{шп}} \right)} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{\left( 2 \cdot 0,00054 + \frac{3 \cdot 0,061}{26,25^2} + 3 \cdot 0,006 + 2 \cdot 0,00013 + 0,0008 \right)} = 34,906 \text{ (кА)}.$$

Як видно з розрахованих значень струмів КЗ різниця між мінімальним та максимальним режимами роботи системи незначна, тому подальші розрахунки будемо виконувати згідно мінімального режиму роботи системи.

#### 2.6.4 Струмова відсічка (СВ)

Дана функція встановлена для захисту обмотки ВН силового трансформатора та КЛ 10 кВ до введів ВН від міжфазних КЗ. Струм спрацювання ( $I_{\text{с.з.}}$ ) обирається по умові відлаштування від максимального струму, що протікає в місці установки захисту при КЗ :

$$I_{\text{с.з.1}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{КЗ.НН/ВН}(3).1(\text{max})} = 1,4 \cdot 1,323 = 1,852 \text{ (кА)};$$

$$I_{c.з.2} = K_H \cdot I_{K3.HH/ВН(3).2(max)} = 1,4 \cdot 1,322 = 1,851 \text{ (кА)}.$$

де  $K_H$ - коефіцієнт надійності прийнятий 1,4 у.о.

Різниця в розрахованих значеннях зумовлена скороченням згідно обраної інженерної точності до 3 знаків, в той час Excel обраховує з набагато вищою точністю.

Тоді струм спрацювання реле:

$$I_{c.p.1} = \frac{I_{c.з.1} \cdot 1000}{K_{ТС}} = \frac{1,852 \cdot 1000}{60} = 30,859 \text{ (А)};$$

$$I_{c.p.2} = \frac{I_{c.з.2} \cdot 1000}{K_{ТС}} = \frac{1,851 \cdot 1000}{60} = 30,846 \text{ (А)};$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості по відношенню до мінімального струму КЗ на виводах ТСН-6/0.4 кВ, він має бути не нижче за 2:

$$K_{ч.1} = \frac{I_{K3.ВН(2).1(min)} \cdot 1000}{I_{c.p.1} \cdot K_{ТС}} = \frac{12,324 \cdot 1000}{30,859 \cdot 60} = 6,656 \text{ у.о.}$$

$$K_{ч.2} = \frac{I_{K3.ВН(2).2(min)} \cdot 1000}{I_{c.p.2} \cdot K_{ТС}} = \frac{12,185 \cdot 1000}{30,846 \cdot 60} = 6,584 \text{ у.о.}$$

З врахуванням особливості виконання реле і способу виставлення даної уставки на пристрої РС80МЗМ-6і, обираємо уставку 30,225 (Уставка МСЗ помножена на коефіцієнт кратності:  $I_{c.p.1} = I_{c.p.2} = 3,9 \cdot 7,75 = 30,225$ ) Тоді коефіцієнти чутливості:

$$K_{ч.1} = \frac{I_{K3.ВН(2).1(min)} \cdot 1000}{I_{c.p.1} \cdot K_{ТС}} = \frac{12,324 \cdot 1000}{30,225 \cdot 60} = 6,796 \text{ у.о.}$$

$$K_{ч.2} = \frac{I_{K3.ВН(2).2(min)} \cdot 1000}{I_{c.p.2} \cdot K_{ТС}} = \frac{12,185 \cdot 1000}{30,225 \cdot 60} = 6,719 \text{ у.о.}$$

Отже на обох приєднаннях встановлюємо уставку:  $3,9 \cdot 7,75 = 30,225 \text{ (А)}$ .

### 2.6.5 Максимальний струмовий захист без пуску по напрузі (МСЗ)

Даний захист встановлюється для вимкнення на міжфазні КЗ на виводах силового трансформатора та на секції 0.4 кВ. Для вибору уставки спрацювання потрібно відлаштуватись від максимально можливого режиму роботи секції 0,4 кВ. Уставка спрацювання обирається по максимальному значенню із наступних розрахованих умов:

Третя та п'ята умови не використовуються!

Перша умова ( $I_{с.з.(1)}$ ) по струму спрацювання за умови відлаштування від пуску усіх двигунів на секції 0,4 кВ:

Розрахуємо еквівалентний імпеданс самозапуску двигунів на секціях ШВП:

$$\begin{aligned}
 & Z_{\Sigma.1} \\
 & = Z_{снн.1(min)} + Z_{трнн} + \frac{Z_{1(0).кл.1}}{K_{сил.тр.}^2} + Z_{1шп} + \frac{U_{номнн}}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{I_{\Sigma.дв} \cdot K_{\Sigma.сзп}}{1000} + \frac{(I_{\Sigma.нн} - I_{\Sigma.дв})}{1000} \right)} = \\
 & = 0,00050 + 0,006 + \frac{0,079}{26,25^2} + 0,00013 + \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{337 \cdot 6,5}{1000} + \frac{(440 - 337)}{1000} \right)} = 0,108 \text{ (Ом)};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & Z_{\Sigma.2} \\
 & = Z_{снн.2(min)} + Z_{трнн} + \frac{Z_{1(0).кл.2}}{K_{сил.тр.}^2} + Z_{1шп} + \frac{U_{номнн}}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{I_{\Sigma.дв} \cdot K_{\Sigma.сзп}}{1000} + \frac{(I_{\Sigma.нн} - I_{\Sigma.дв})}{1000} \right)} = \\
 & = 0,00054 + 0,006 + \frac{0,061}{26,25^2} + 0,00013 + \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{337 \cdot 6,5}{1000} + \frac{(440 - 337)}{1000} \right)} \\
 & = 0,108 \text{ (Ом)}.
 \end{aligned}$$

де  $K_{\Sigma.сзп}$  - еквівалентний коефіцієнт самозапуску двигунів 0,4 кВ, прийнятий 6,5 у.о.

Тоді еквівалентний струм самозапуску становить:

$$I_{\Sigma\text{п.дв.1}} = I_{\Sigma\text{п.дв.2}} = \frac{U_{\text{номНН}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma.1}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,108} = 2,146 \text{ (кА)};$$

Отже струм спрацювання за даної умови:

$$I_{\text{с.з.(1).1}} = I_{\text{с.з.(1).2}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\Sigma\text{п.дв}}}{K_{\text{п}} \cdot K_{\text{сил.тр.}}} = \frac{1,2 \cdot 2,146}{0,9 \cdot 26,25} = 109,018 \text{ (кА)}.$$

де  $K_{\text{н}}$  – коефіцієнт надійності прийнятий 1,2 (в подальших розрахунках для МСЗ даний параметр аналогічний),

$K_{\text{п}}$  – коефіцієнт повернення (як згадувалось вище в він обирається згідно до моделі пристрою захисту).

Друга умова ( $I_{\text{с.з.(2)}}$ ) ґрунтується на відлаштуванні від роботи секційного АВР:

$$\begin{aligned} I_{\text{с.з.(1).1}} = I_{\text{с.з.(1).2}} &= \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{п}} \cdot K_{\text{сил.тр.}}} \cdot (I_{\text{ном.НН}} \cdot K_{\text{нав}} \cdot K'_{\text{нав}} + I_{\text{ном.тр.рез}} \cdot K_{\text{нав}} \cdot K_{\text{дв}} \cdot 6,5) = \\ &= \frac{1,2}{0,9 \cdot 26,25} \cdot (2309,401 \cdot 0,3 \cdot 1,5 + 2309,401 \cdot 0,3 \cdot 0,8 \cdot 6,5) = 235,78 \text{ (А)}. \end{aligned}$$

де  $K_{\text{дв}}$  – коефіцієнт частки двигунів від повного навантаження на резервованій секції

$K_{\text{нав}}$  – коефіцієнт, що враховує ступінь навантаження трансформатора в доаварійному режимі роботи.

$K'_{\text{нав}}$  – коефіцієнт, що враховує збільшення струму споживання двигунового навантаження внаслідок зниження напруги на основній секції 0,4 кВ після роботи АВР

$I_{\text{ном.тр.рез}}$  – номінальний струм силового трансформатора, що живив резервовану секцію 0,4 кВ.

Четверта умова ( $I_{\text{с.з.(4)}}$ ) - спрацювання захисту за умови селективної роботи з АВ на приєднаннях 0,4 кВ За розрахунку по даній умові коефіцієнт надійності ( $K_{\text{н}}$ ) знижується до 1.1. Тоді струм спрацювання:

$$I_{с.з.(4).1} = I_{с.з.(4).2} = \frac{K_H \cdot K_p \cdot I_{відс.вим.(max)}}{K_{сил.тр.}} = \frac{1,1 \cdot 1,05 \cdot 4800}{26,25} = 211,20 \text{ (A)}.$$

де  $K_p$  – коефіцієнт, що враховує відхилення спрацювання відсічки АВ (прийнятий 1,05)

Отже згідно максимального значення струму спрацювання продовжуємо розрахунок, струм спрацювання реле:

$$I_{с.р.1} = I_{с.р.2} = \frac{I_{с.з.(2).1}}{K_{ТС}} = \frac{235,78}{60} = 3,93 \text{ (A)}.$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості по відношенню до двофазного струму КЗ в кінці секції 0,4 кВ, він має бути не нижче за 1,5:

$$K_{ч.1} = K_{ч.2} = \frac{I_{КЗ.шп(2).1(min)} \cdot 1000}{I_{с.р.} \cdot K_{ТС} \cdot K_{сил.тр.}} = \frac{29,391 \cdot 1000}{3,93 \cdot 60 \cdot 26,25} = 4,74 \text{ у.о.}$$

Уставка по часу визначається по відлаштуванню від максимального часу спрацювання АВ на приєднаннях секції 0,4 кВ ступенем селективності  $\Delta t = 0,3$  с.:

$$t_{с.р.1} = t_{с.р.2} = t_{відс.вим.(max)} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ (с)}.$$

З врахуванням старих вимикачів 10 кВ збільшуємо значення  $t_{с.р.1}$  та  $t_{с.р.2}$  до 0,8 с.

Отже для обох захистів ТВП-1(2)АТ приймаємо наступні уставки:

По струму – 3,9 А.

По часу – 0,8 с.

## 2.6.6 Захист від однофазних замикань на землю в мережі 6 кВ (ОЗЗ)

Дана функція захищає кабель 6 кВ і працює на сигнал. Струм спрацювання захисту (одночасно є і струмом спрацювання реле) обчислюється за умови неспрацювання при зовнішньому ОЗЗ:

$$I_{c.p.1} = K_n \cdot K_{бр} \cdot I_{сл.1} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,995 = 2,387 \text{ (A)};$$

$$I_{c.p.2} = K_n \cdot K_{бр} \cdot I_{сл.2} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,772 = 1,854 \text{ (A)}.$$

де  $K_{бр}$  – коефіцієнт, що враховує кидок ємнісного струму в момент запалення дуги (зумовлений перезарядом ємностей електричної мережі під час ОЗЗ), приймається рівним 2 у.о.

Чутливість перевіряється відносно ємнісного струму всієї мережі 10 кВ без врахування розрахованого приєднання, і має становити більше 1,25, але так як немає даних стосовно повної ємності мережі 10 кВ перевірка на чутливість не проводиться. Прийmemo уставки аналогічні до інших приєднань КРУ-10 кВ (3 А)

Отже обрані уставки:

Для захисту ТВП-1АТ – 3 А

Для захисту ТВП-2АТ – 3 А

### 2.6.7 Захист від перевантаження силового трансформатора

Даний захист працює на сигнал і відлаштовується від номінального струму трансформатора, струм спрацювання реле рівний:

$$I_{c.p.1} = I_{c.p.2} = \frac{1,05 \cdot I_{номВН}}{K_n \cdot K_{ТС}} = \frac{1,05 \cdot 87,977}{0,9 \cdot 60} = 1,711 \text{ (A)}.$$

Час спрацювання для даного захисту сталий і становить  $t_{c.p.} = 9 \text{ с}$ .

Отже обрані уставки на обох приєднаннях:

По струму – 1,621 А

По часу – 9 с.

Таблиця 2.12 - Розраховані уставки заведено до наступної таблиці

Тип реле – РС80МЗМ-6і				
Найменування параметру	ТВП-1АТ		ТВП-2АТ	
	Струм спрацювання, $I_{с.р.(п)}/I_{с.р.(вт)}, A$	Час спрацювання, с.	Струм спрацювання, $I_{с.р.(п)}/I_{с.р.(вт)}, A$	Час спрацювання, с.
Струмова відсічка	1813,5/30,225 K=7,75	0,0	1813,5/30,225 K=7,75	0,0
МСЗ	234/3,9	0,8	234/3,9	0,8
ОЗЗ	3,0	-	3,0	-
Захист від перевантаження	102,66/1,711	9,0	102,66/1,711	9,0

Висновки до другого розділу

Цей розділ присвячено технічній реалізації захисту та автоматики.

Структура захисту: Розроблено та проаналізовано принципи релейного захисту для трансформаторів ВП (диференційний, струмовий захисти), електродвигунів та кабельних ліній.

Мікропроцесорна техніка: Обґрунтовано перехід на сучасні мікропроцесорні пристрої захисту (МПЗ), які забезпечують вищу точність, самодіагностику та можливість реєстрації аварійних подій, що є критичним для класу безпеки 1Е.

Автоматика: Детально розглянуто алгоритми роботи автоматики, зокрема автоматичного введення резерву (АВР) з часом спрацювання 0,2–0,5 с, автоматичного частотного розвантаження (АЧР) та автоматики дизель-генераторів.

Системи безперебійного живлення (ДБЖ): Описано роботу ДБЖ подвійного перетворення та систем постійного струму, що є основою живлення кіл керування та захисту.

Розрахунок уставок: Виконано перевірочний розрахунок уставок захисту для трансформатора ТВП-1(2)АТ, який підтвердив правильність вибору параметрів спрацювання (наприклад, уставка струмової відсічки 30,225 А).

### 3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

#### 3.1 Економічне оцінювання ефективності реконструкції релейного захисту АЕС

Стратегічні напрямки розвитку електроенергетики передбачають велику програму реконструкції і розвитку пристроїв електропостачання. Значним напрямком розвитку розподільчої мережі є реконструкція пристроїв релейного захисту та автоматики. Під час розробки інвестиційних проєктів з реконструкції, модернізації або впровадження інновацій важливим моментом, що забезпечує їх реалізацію, є їхнє техніко-економічне обґрунтування.

Економічне обґрунтування ефективності практичного використання нових технічних чи технологічних розробок ґрунтується на загальних методичних положеннях теорії економічної ефективності капітальних вкладень. Однак специфіка кожного науково-технічного рішення потребує індивідуального підходу в процесі його економічного обґрунтування.

Методика економічного обґрунтування реконструкції підстанцій залежить від виду заходів, які передбачають цю реконструкцію. Найбільш типовими заходами можуть бути:

- заміна комутаційних апаратів (вимикачів, роз'єднувачів);
- заміна трансформаторів;
- установлення обмежувачів перенапруги;
- впровадження нових схем захистів;
- впровадження мікропроцесорних терміналів.

За необхідності індивідуального підходу до економічного оцінювання кожного із заходів потрібно враховувати, що всі вони ґрунтуються на типовій методиці оцінювання ефективності інвестиційних проєктів, зокрема на методиці оцінювання ефективності впровадження нової техніки.

Розглянемо специфічні особливості використання загальних методичних основ до економічного обґрунтування ефективності конкретних реконструктивних заходів в діяльність підстанцій.

### 3.2 Економічне обґрунтування доцільності впровадження мікропроцесорних захистів

Необхідність впровадження вдосконалених схем релейних захистів може бути викликана різними причинами:

- технічним переозброєнням енергетичних об'єктів
- впровадженням нового обладнання, автоматичних систем керування в управлінні енергетичними пристроями;
- невідповідністю технічних і функціональних характеристик механічного релейного захисту вимогам селективності, швидкодії і чутливості та правильності спрацювання;
- фізичним зносом об'єктів;
- припиненням випуску запасних частин для механічних схем захистів;
- збільшенням числа відмов функціонування або числа пошкоджень діючих захистів.

Водночас може використовуватися єдиний методичний підхід економічного оцінювання, оснований на зіставленні витрат, необхідних для впровадження нового захисту і того економічного ефекту, який буде отриманий за його використання. Критерієм може виступати як термін окупності, так і величина річного приведенного економічного ефекту.

Витрати на впровадження нових мікропроцесорних терміналів традиційно, як і впровадження будь-якої нової техніки, містять вартість капітальних вкладень, необхідних для придбання або створення удосконаленої схеми захисту ( $K_{зах}$ ) і поточні річні витрати на її утримання і обслуговування ( $C_{пот.зах}$ ).

Вартість нового захисту визначається за рівнем сучасних ринкових цін. Якщо пропонується до впровадження новий захист, яка не має аналогів, то складається кошторисна вартість нового захисту:

$$K_{\text{зах}} = \sum K_i + K_{\text{мнж}}. \quad (3.1)$$

де  $K_i$  — вартість і-елементів, які використовуються під час створення нової схеми захисту,

$K_{\text{мнж}}$  — вартість монтажу плюс налагодження плюс розрахунок уставок схеми, які вибираються укрупнено, в розмірі 5% від вартості захисту, або розраховуються за формулою

$$K_{\text{мнж}} = t_{\text{розр}} \sum_{\epsilon} \frac{\epsilon}{\epsilon} \cdot \frac{Z_{\text{міс}}}{T_{\text{міс}}} \cdot j. \quad (3.2)$$

де  $t_{\text{розр}}$  - час, необхідний для розробки і монтажу схеми (визначається дослідним шляхом);

$\sum_{\epsilon} \frac{\epsilon}{\epsilon}$  - кількість j-працівників, які беруть участь в розробці і монтажі схеми захисту;

$Z_{\text{міс}}$  - середня місячна заробітна плата або оклад j-працівника залежно від розряду або категорії його кваліфікації;

$T_{\text{міс}}$  - нормативний місячний фонд робочого часу, год, усереднено береться в розмірі 168 год (21 робочий день у місяці).

Поточні витрати на утримання захисту містять витрати на поточне обслуговування захисту ( $C_{\text{обс.зах}}$ ). Ці витрати неістотні, тому можуть вибиратися в розмірі 0,5÷1% від вартості захисту. До складу поточних витрат також

вносяться амортизаційні відрахування ( $C_a$ ). Таким чином, поточні витрати на експлуатацію релейного захисту визначаються за виразом:

$$C_{\text{пот.зах}} = C_{\text{обс.зах}} + C_a \cdot \quad (3.3)$$

Під час оцінювання доцільності впровадження нового мікропроцесорного захисту важливе значення має розрахунок річного економічного результату його використання. Цей результат може прирівнюватися до числового значення запобігання шкоди від неспрацьовування діючого застарілого релейного захисту.

Методика оцінювання економічного збитку залежить від електричного обладнання, для якого проводиться заміна релейного захисту. Збиток може бути у вигляді недовідпущеної продукції або у вигляді збільшення витрат від простою внаслідок перерв в енергопостачанні.

З позицій електроенергетичних підприємств збиток  $Y_{\text{зах}}$  від аварійної ситуації, визначається за таким рівнянням:

$$Y_{\text{зах}} = DД_e + Y_{\text{укв}} \cdot \quad (3.4)$$

де  $DД_e$  - недоотримані доходи від неспрацьовування діючих захистів і аварійного припинення електропостачання;

$Y_{\text{укв}}$  - витрати, пов'язані з ліквідацією аварійної ситуації.

Величина  $DД_e$  може бути визначена за звітними даними роботи підприємства за сформованого за рік рівня відмов діючих захистів. Теоретичний розрахунок цієї складової шкоди враховує такі фактори:

$$DД_e = DW_{\text{спож}} \times T_e \times w \times \frac{M_0}{60} \cdot \quad (3.5)$$

де  $DW_{\text{спож}}$  - недовідпущена електроенергія споживачам на період відмови захистів і ліквідації аварії, кВт×год;

$T_e$  - вартість відпуску електроенергії споживачам, грн/кВт×год;

$W$  - параметр потоку відмов пристроїв електропостачання через неспрацьовування захистів, од.;

$M_0$  - математичне очікування часу припинення енергопостачання у разі неспрацювання діючих захистів, хв.

Витрати, пов'язані з ліквідації аварій у разі неспрацювання захисту, містять:

$$Y_{\text{лкв}} = K_{\text{лік.зах}} + C_{\text{зн}} + C_{\text{тр}}. \quad (3.6)$$

де  $C_{\text{зн}}$  - витрати на заробітну плату бригади, що ліквідує аварійну ситуацію.

$C_{\text{тр}}$  - витрати на спецтранспорт, який використовується під час виїздів на ліквідацію аварій;

$K_{\text{лік.зах}}$  - ліквідна вартість старого обладнання.

$$E_{\text{зах}} = Y_{\text{зах}} - (C_{\text{ном.зах}} + E_{\text{НТ}} \times K_{\text{зах}}). \quad (3.7)$$

Реальний термін окупності придбання або створення нового захисту розраховується за формулою

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{зах}}}{Y_{\text{зах}} - C_{\text{ном.зах}}}. \quad (3.8)$$

Економічне обґрунтування впровадження удосконаленої схеми захисту.

Встановлюємо релейний захист на базі мікропроцесорних реле. Ліквідна вартість старої комірки  $K_{лік.зах} = 400$  (тис. грн).

Годинний обсяг відпуску електроенергії споживачам

$DW_{спож} = 1000$  (МВт × год) – годинний обсяг відпуску електроенергії споживачам.

$T_e = 4.32$  (грн / кВт × год) – тариф на електроенергію.

$K_{зах} = 1000$  (тис. грн) – вартість нової шафи.

Середня годинна ставка двох електромонтерів – 60 грн/год. Вартість одного виїзду до місця аварії – 1000 грн.

1. Під час монтажу працювали 1 інженер та 8 монтерів, час монтажу та налагодження захистів блока генератор-трансформатор становило 22 дні. Заробітна плата інженера та монтерів становить 100 000 гривень.

$$K_{мнж} = 22 \times \frac{100000}{168} = 117,85 \text{ (тис.грн)};$$

$$K_{зах} = 1000 + 117,85 = 1117,85 \text{ (тис.грн)}.$$

де  $Z_{міс}$  – середня місячна заробітна плата або оклад j-працівника залежно від розряду або категорії його кваліфікації;

$Z_{міс}$  – нормативний місячний фонд робочого часу, год, усереднено береться в розмірі 168 год (21 день).

2. Визначаємо річні поточні витрати ( $C_{пот.зах}$ ) на експлуатацію нового захисту за норми витрат на поточне обслуговування  $H_{обс} = 0,5\%$  та гарантованого терміну експлуатації нового мікропроцесорного захисту 20 років.

$$C_{обс} = 1117,85 \times \frac{0.5}{100} = 5,59 \text{ (тис.грн)};$$

$$C_a = \frac{1117.85}{12} = 93.15 \text{ (тис.грн)};$$

$$C_a = 5.59 + 93.15 = 98.74 \text{ (тис.грн)}.$$

3. Визначаємо збитки від недовідпуску електроенергії у разі відмови старого захисту

$$DД_e = 700000 \times 4.32 \times 2 \times \frac{120}{60} = 12096 \text{ (тис.грн)}.$$

4. Визначаємо витрати на ліквідацію аварій

$$C_{zn} = 2 \times 60 \times 40 = 4.8 \text{ (тис.грн)};$$

$$C_{mp} = 1000 \times 1 = 11 \text{ (тис.грн)};$$

$$У_{лkw} = 4.8 + 11 + 400 = 415.8 \text{ (тис.грн)}.$$

5. Визначаємо термін окупності устанавлення нової шафи захисту, років:

$$T_{OK} = \frac{1117.85}{415.8 - 98.74} = 3.53 \text{ (тис.грн)};$$

Висновок до третього розділу: Розрахунки економічних показників заміни застарілого електромеханічного релейного захисту на новий мікропроцесорний захист на прикладі релейного захисту свідчать про те, що термін окупності такої заміни 3.53 року. Отже такі заходи економічно виправдані.

#### 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Конституція України гарантує право всіх працівників на належні безпечні та здорові умови праці. відповідно до Закону України "Про охорону праці" реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я в процесі трудової діяльності, належні безпечні та здорові умови праці повинні бути забезпечені на кожному робочому місці, зокрема і для штату, які працюють з монтажем релейного. захисту та автоматики в енергетичних системах України.

При плануванні робіт з будівництва та експлуатації енергетичних об'єктів особливу увагу слід приділяти забезпеченню безпеки. Важливо оцінювати результати небезпек, пов'язаних з механічними та електричними пристроями, які розташовані в приміщеннях релейних зал.

Приміщення в яких розташований релейний захист блоку генератор трансформатор оснащені складними електронними пристроями, і під час їх монтажу необхідно здійснювати заходи для захисту працівників від випадків уражень електричним струмом.

Внаслідок протікання надмірного струму по проводах через погані контакти металевих з'єднань можливе надмірне виділення тепла в системах електротехнічного монтажу, поганого заземлення вимірювальних трансформаторів та перенапруг, що підвищує електротравматизм від створеної напруги. Також ризик виникнення пожеж відбувається попадання блискавки в приміщення релейного захисту та автоматики (рис.5.1). Блискавка може вражати різні частини електричних станцій, ЛЕП, та підстанції. Через неможливість точного передбачення місця ураження. Вона вибирає найближчий та найлегший шлях.



Рисунок 4.1 – Фото пожежі на трансформаторній підстанції з причини враження блискавкою

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, яка полягає у розвитку питань охорони праці під час виконання робіт, пов'язаних з монтажем релейного захисту, що працює в складі електроенергетичної системи України, з урахуванням сучасних знань, системного та ризик орієнтовного підходів до природи небезпеки. [25, 26]

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників під час виконання робіт, пов'язаних з монтажем релейного захисту, необхідним є вирішення цілого комплексу питань з охорони праці, а обсяг розділу диплому обмежений, сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування.

- Провести аналіз умов праці під час виконання робіт, пов'язаних з монтажем релейного захисту та автоматики, що працює в складі електроенергетичної системи України, за міждержавним ДСТУ18002:2015.

- Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час електричного монтажу релейного захисту. Розрахувати параметри захисту від перенапруг приміщення релейного захисту та автоматики.

- Описати основні заходи протипожежного захисту приміщення релейного захисту та автоматики.

Початкові дані для вирішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів та підрозділів магістерської кваліфікаційної роботи.

#### 4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

Для розробки рішень з охорони праці під час електричного монтажу релейного захисту блока генератор-трансформатор заданих технологічних параметрів за темою диплому було проаналізовано Державні стандарти релейного захисту та автоматики України (табл. 5.1) та Галузеві керівні документи:

ГКД 34.35.501-93 Пристрої релейного захисту і електроавтоматики енергосистем. Інструкція з обслуговування для оперативного персоналу. Цей документ (ГКД) містить обов'язки персоналу під час експлуатації релейного захисту та автоматики.

Аналіз нормативно-технічної літератури дозволив виділити ряд однотипних операцій під час експлуатації РЗА.

Таблиця 4.1 – Державні стандарти України з релейного захисту та автоматики

1	ДСТУ Б Д.1.1-1:2013	Реконструкція пристроїв релейного захисту та автоматики блоку генератор-трансформатор.	чинний
2	ДСТУ ІЕС 60044-1:2008	Трансформатори (ІЕС 60044-1:2003, IDT)	чинний
3	ДСТУ 2936-94	Реле електричні. Терміни та визначення	чинний
4	ДСТУ ІЕС 60050-604:2004	Словник електротехнічних термінів	чинний

Підготовчі роботи охоплюють визначення кліматичних умов на місці проведення робіт, підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та пристосувань, перевірку опорних конструкцій, перевірку ізоляції системи, використовуваних підйомних механізмів та окремих елементів, інструктаж та перевірку знань персоналу з безпеки праці.

Кліматичні умови визначаються шляхом вимірювання температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Відповідно до вимог, ці показники не мають виходити за межі установлених допустимих значень:

- температура повітря в теплу пору року не більше плюс 28 °С;
- швидкість вітру 0,2 – 0,6 м/с;
- відносна вологість не більше 75 %.

Роботи з монтажу пристроїв РЗА потрібно проводити в світлий час доби, значення освітленості на робочому місці монтажника має бути не менше 200 лк.

Підготовка робочої площадки полягає в розчищенні місця, де розстиляють брезент, на який в певному порядку розкладають приладдя і інструмент. Ретельно перевіряють їх цілісність і відсутність дефектів, терміни випробування та придатність ізолювальних засобів. Перевіряють і одягають комплект робочого одягу. Одягають захисні каски і запобіжні пояси.

За безпекою виконання всіх технологічних операцій стежить керівник робіт. В процесі робіт здійснюється постійний нагляд за всіма членами бригади. Керівник робіт не може безпосередньо брати участь в роботах.

В процесі установлення релейного захисту блока генератор трансформатор для мінімізації ризику травматизму необхідно дотримуватися таких організаційно-технічних вимог техніки безпеки та виробничої санітарії:

- виконання електромонтажних робіт дозволяється особам, що пройшли медичний огляд і спеціальне навчання для роботи на електроустановках;
- основні операції установлення генератора мають проводитися на рівні землі;
- під час проведення робіт на висоті має бути встановлено огородження та позначено в установленому порядку межі небезпечних ділянок;

- за неможливості облаштування огорожень монтажні роботи мають виконуватися із застосуванням запобіжного пояса і страхувального каната;
- електричні з'єднання необхідно виконувати за розробленою монтажною схемою системи;
- протягом встановлення релейного захисту блока генератор трансформатор у місці встановлення має бути від'єднане живлення;
- забороняється наближатися до рухомих приладів на небезпечну відстань, коли вони знаходяться в роботі;
- не потрібно поєднувати у контактних електричних з'єднаннях різні метали (наприклад, мідь і алюміній);
- необхідно, щоб всі електричні кабелі електроживлення мали надійну ізоляцію та відповідали технологічним вимогам;
- для захисту людей від ураження електричним струмом має бути виконано заземлення.

#### 4.1.1 Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з монтажем релейного захисту для блока генератор-трансформатор

На основі аналізу викладеного матеріалу під час проектування і виконання монтажних робіт релейного захисту блока генератор-трансформатор мають бути враховані такі небезпечні і шкідливі виробничі фактори (з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ДСТУ 12.0.003-2015).

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечні рівні напруги в електричному колі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- розташування робочого місця на значній висоті відносно поверхні землі (підлоги);
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- рухомі частини виробничого устаткування;

- вироби, що пересуваються, заготовки, матеріали;
- підвищена і знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи нестача природного освітлення;
- підвищена яскравість світла; пряма і відбита блискітливність;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень ультразвуку;
- підвищений рівень іонізуючих випромінювань у робочій зоні;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково мають бути враховані такі фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна безпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

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

Джерелами (носіями) безпеки є:

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

4.2 Розрахунок параметрів пристрою захисту від перенапруг релейного захисту

Розрахуємо і побудуємо блискавкозахист для приміщення релейного захисту блока генератор-трансформатор, яке відноситься за ПУЕ до класу В-I і має розміри: довжину  $A=36(\text{м})$ , ширину  $B=25(\text{м})$ , висоту  $H=5(\text{м})$ . Питомий опір ґрунту  $\rho=20 \cdot 10^4 (\text{Ом} \cdot \text{см})$ . Середньорічна тривалість гроз 20 – 40 (год).

Розв'язок

Визначають очікувану на рік кількість уражень блискавкою будівель, необладнаних блискавкозахистом за формулою (5.1):

$$N = [(A + 6 \times H_m) \times (B + 6 \times H_m) - 7.7 \times H_m^2] \times n \times 10^{-6}. \quad (4.1)$$

де  $A, B$  — відповідно довжина і ширина будівлі, що має в площі прямокутну форму, м;

$H_m$  — найбільша висота будівлі, м;

$n$  — середньорічна кількість ударів блискавки на  $1 \text{ км}^2$  земної поверхні в місці розташування будівлі;

$$N = [(36 + 6 \times 5) \times (25 + 6 \times 5) - 7.7 \times 5^2] \times 2 \times 10^{-6} = 0,009251.$$

За таблицею визначаємо, що приміщення відноситься до 1 категорії захисту, зона А. Відношення  $A/B=36/25=1,44 < 3$ , тож доцільно використовувати двострижневі блискавковідводи.

Вибираємо відстань від стрижневого блискавковідвода до споруди (див. рис. 4.2)  $S_b$ .

Визначимо відстань між двома окремими блискавковідводами

$$L = 2 \times S_b + A = 2 \times 6 + 36 = 48 (\text{м}). \quad (4.2)$$

Для забезпечення потрібного блискавкозахисту необхідно, щоб будинок перекривався зонами захисту, утвореними кожним блискавковідводом. Тому вибираємо радіус захисту  $R_x=10(\text{м})$ .

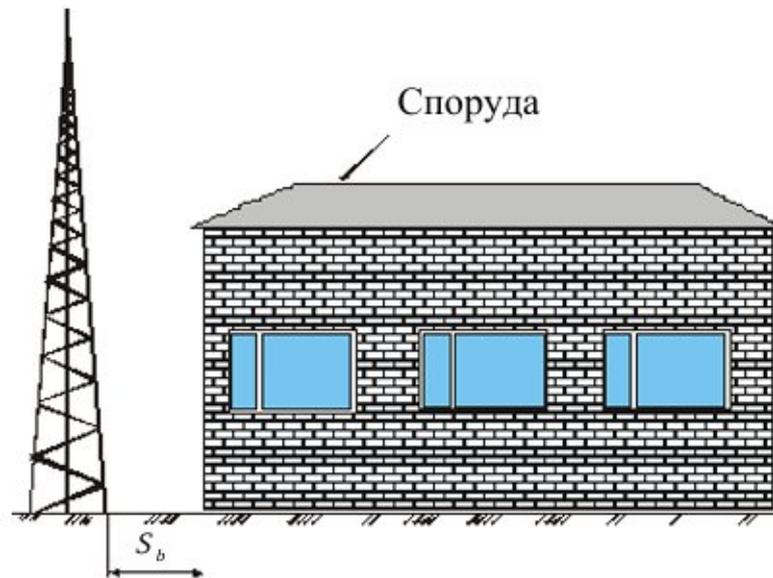


Рисунок 4.2 — Відстань  $S_b$  від стрижневого блискавковідвода до споруди

Визначимо висоту кожного блискавковідвода для зони А за формулою

$$H_{1,2} = \frac{v \pm \sqrt{v^2 - 0.008 \times c}}{0.004} \quad (4.3)$$

де  $v=1,1+0,00235 H_x$ ,  $c=R_x+1.294 H_x$

$v=1,1+0,00235 \cdot 5 = 1,1117$ ;

$c=10+1,294 \cdot 5=16.47$ ;

$$H_1 = \frac{1.1117 + \sqrt{1.1117^2 - 0.008 \times 16.47}}{0.004} = 536,896 \text{ (м)};$$

$$H_2 = \frac{1.1117 - \sqrt{1.1117^2 - 0.008 \times 16.47}}{0.004} = 18,955 \text{ (м)}.$$

З двох значень вибираємо  $H = 18,955$  м.

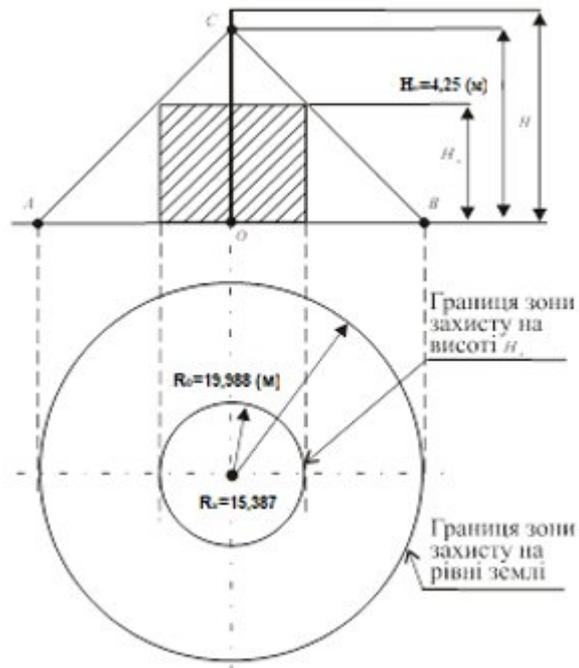


Рисунок 5.3 — Зона захисту одинарного блискавковідвода

В середині поміж блискавковідводами ширина захисту буде визначатися на рівні землі величиною  $R_C = R_0 = 19,998$  (м), а на висоті – величиною  $R_{cx} = 15,387$  (м)

#### 4.3 Протипожежний захист приміщення релейного захисту

Протипожежний захист регламентується НАПБ 05.032-2002 – державним стандартом протипожежного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів.

Загальними вимогами в процесі планування і монтажу підстанції є:

— на відкритих і закритих розподільних пристроях і підстанціях мають передбачатися протипожежні заходи залежно від зарахування підстанцій до певної групи;

— на підстанціях III групи в одноповерхових будівлях і спорудах допускається застосовувати незахищені металеві конструкції типу «сандвіч» і «монопанель» з важко горючим або негорючим утеплювачем;

4.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи блока релейного захисту в умовах дії загрозливих чинників

У цій частині ключовим етапом є дослідження, спрямоване на вивчення та аналіз впливу двох важливих чинників – іонізувального випромінювання та електромагнітних імпульсів – на роботу релейного захисту блока генератор трансформатор. Приділення уваги цим аспектам обґрунтовано їхньою значущістю для безперебійної та надійної роботи енергетичних систем.

Іонізувальні випромінювання та електромагнітні імпульси здійснюють вплив на нормальну роботу релейного захисту, що може призвести до непередбачених збоїв та аварій. З урахуванням сказаного, важливо з'ясувати, яка потрібна кількість обладнання, стійкого до зазначених чинників, та яким чином може бути забезпечена його ефективність в умовах зовнішніх впливів.

Внаслідок виконаних розрахунків дійшли висновку щодо важливості проведення детального аналізу впливу іонізувального випромінювання та електромагнітних імпульсів на блок релейного захисту. Цей аналіз дозволяє визначити потенційні ризики, що можуть виникнути внаслідок недотримання певних дій. Важливим є впровадження заходів захисту та забезпечення безпечної роботи персоналу та приладів. Розуміння цих аспектів є критичним для розробки та вдосконалення методів захисту, що забезпечують безперебійну та стійку роботу енергетичних установок, безпеку персоналу та безпечні умови праці у найрізноманітніших умовах експлуатації.

Такий підхід дозволяє налагоджувати додаткові заходи захисту

#### 4.4.1 Дослідження стійкості роботи блока релейного захисту в умовах дії іонізувальних випромінювань

Аналізуємо нашу систему РЕА і вибираємо деякі елементи її функціонування: мікросхеми, інтегральні схеми, напівпровідники, резистори, випрямлячі, конденсатори, діоди, транзистори, діелектричні матеріали.

Вибираємо граничні значення експозиційних доз, за яких в елементах можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 5.2.

Таблиця 4.2 – Експозиційні дози елементів обладнання релейного захисту блока

№ п/п	Елементи обладнання блока релейного захисту	Тип	$D_{гр.1}(P)$	$D_{гр}(P)$
1	Поздовжній диференційний захист	ДЗТ-11/5	$10^5$	
2	Захист напруги 1-ї та 3-ї гармонік без зони нечутливості	ЗЗГ-1	$10^5$	
3	Струмівий захист зворотної послідовності	РТФ-6М	$10^5$	
4	Дистанційний захист	КРС-2	$10^5$	
5	Струмівий захист із двома ступенями інтегрально-залежної витримки часу	РЗР-1М	$10^5$	$10^5$
6	Максимальний струмівий захист	РТВК	$10^5$	
7	Максимальний захист напруги	РН-58/20, РТ-40/Р	$10^5$	
8	Накладання змінного струму частотою 25 Гц на коло збудження	КЗР-3	$10^5$	
9	Поздовжній диференційний захист	ДЗТ-21	$10^5$	
10	Струмівий захист нульової послідовності	РТ-40	$10^5$	
11	Газовий захист	РЗТ-50	$10^5$	

За мінімальним значенням  $D_{гр.1}$  визначаємо  $D_{гр}$  об'єкта загалом:

$$D_{гр} = 10^5 (P). \quad (4.4)$$

Визначимо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2 \times P_{1.екв.мак} \times (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}}; \quad (4.5)$$

$$D_M = \frac{2 \times 4,93 \times (\sqrt{8760} - \sqrt{1})}{1} = 912,98 \text{ (мР)}.$$

де  $P_{1.екв.мак}$  – 4,93 рівень радіації в умовах експлуатації;

$\sqrt{t_k}$  – термін експлуатації;

$K_{осл} = 1$  - коефіцієнт послаблення радіації (окремі елементи мережі можуть встановлюватись на відкритій місцевості).

Допустимий час роботи РЕА:

$$t_{доп} = \frac{\frac{D_{гр} \times K_{осл}}{2 \times P_{1.екв.мак}} \times \sqrt{t_n} \cdot \frac{\ddot{\circ}}{\ddot{\circ}}}{\frac{\ddot{\circ}}{\ddot{\circ}}}; \quad (4.6)$$

$$t_{доп} = \frac{10^5 \times 1 + 2 \times 4,93 \times \sqrt{1} \cdot \frac{\ddot{\circ}}{\ddot{\circ}}}{2 \times 4,93 \cdot \frac{\ddot{\circ}}{\ddot{\circ}}} = 1,029 \times 10^8 \text{ (год)};$$

$$P_{гр} = \frac{D_{гр} \times K_{осл}}{2 \times (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n}) \cdot \frac{\ddot{\circ}}{\ddot{\circ}}}; \quad (4.7)$$

$$P_{гр} = \frac{10^5 \times 1}{2 \times (\sqrt{8760} - \sqrt{1}) \cdot \frac{\ddot{\circ}}{\ddot{\circ}}} = 539,98 \text{ (мР)}.$$

За отриманими результатами розрахунку для блока релейного захисту, мінімальними значенням об'єкта загалом  $D_{гр} = 10^5$ , можливою дозою опромінення  $D_M = 912,98 \text{ (мР)}$  та потужністю опроміненень  $P_{гр} = 539,98 \text{ (мР)}$ , робимо висновок, що  $P_{гр} \leq P_{1мак}$  ( $539,98 \text{ Р/год} \leq 4,93 \text{ Р/год}$ ) та  $D_{гр} \leq D_M$

( $10^5 P > 912,98 P$ ), тобто вузлові точки мережі, і відповідно мережа, працюватимуть стійко в заданих умовах. Отже, не буде потрібно розробляти заходи щодо підвищення стійкості їх роботи.

4.4.2 Дослідження стійкості роботи блока релейного захисту за умови дії електромагнітного імпульсу

Початковими умовами оцінення стійкості є:

- вертикальна складова напруженості електромагнітного поля  $E_B = 10,88$  (кВ/м)

- напруга живлення  $U_{ж} = 220 \pm 5\%$  (В).

Послідовно виконуємо оцінювання стійкості:

1. Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_{\Gamma} = E_B \times 10^{-3} = 10,88 \times 10^{-3} = 0,01088 \text{ (кВ / м)}; \quad (4.8)$$

2. Визначимо на кожній ділянці максимальну довжину вертикальних (горизонтальних) струмоведучих частин:

Для кабельних наземних ліній  $l_B = 0,6$  (м),  $l_{\Gamma} = 1,3$  (м).

3. Визначимо для кожної ділянки напруги наводок на струмопровідних частинах:

$$U_B = E_{\Gamma} \times l_B; \quad U_{\Gamma} = E_B \times l_{\Gamma}; \quad (4.9)$$

$$U_B = 0,01088 \times 0,6 = 0,006528 \text{ (кВ)};$$

$$U_{\Gamma} = 10,88 \times 1,3 = 14,144 \text{ (кВ)}.$$

4. Визначимо допустиму напругу живлення:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} \times \frac{U_{\text{ж}}}{100} \times N; \quad (5.10)$$

$$U_{\text{доп}} = 220 \times \frac{220}{100} \times 5 = 231 \text{ (кВ)};$$

де  $U_{\text{ж}}$  – напруга живлення;

$N$  – допустимі коливання.

5. Визначимо коефіцієнти безпеки системи для кожної ділянки за формулою:

$$K_{\sigma 1} = 20 \times \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_{\text{в(г)}}}; \quad (4.11)$$

$$K_{\sigma 1} = 20 \times \lg \frac{231}{0,006528} = 90,97 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma 2} = 20 \times \lg \frac{231}{14,144} = 26,444 \text{ (дБ)}.$$

Отримані результати заносимо в таблицю 5.3

Таблиця 4.3

Елементи блока	$K_{\sigma 1}$	$K_{\sigma 2}$	Дослідження стійкості
Система живлення (для кабельних підземних ліній)	90,97	26,44	нестійка

Оскільки коефіцієнт безпеки  $K_{\sigma 2} \leq 40$  (дБ), то апаратура буде нестійка в роботі. Для підвищення стійкості роботи РЕА в умовах дії електромагнітного випромінювання застосовується екранування.

4.4.3 Для захисту від ЕМІ проведемо розрахунок сталевго екрана прямокутної форми

1. Визначаємо необхідну товщину екрана:

$$t = \frac{A_{екр}}{k \times \sqrt{f}}; \quad (4.12)$$

$$A_{екр} = K_{б1} - K_{б.розрах}; \quad (4.13)$$

$$A_{екр} = 40 - 26,444 = 66,444 \text{ (дБ)};$$

$$t = \frac{66,444}{5.2 \times \sqrt{15000}} = 0,0729 \text{ (см)}; \quad (54.12)$$

де  $K_{б1}$  – необхідне гасіння в екрані, дБ;

$f$  – 15000 власна частота сталевго екрана, Гц.

Отже, щоб РЗА працювало нормально, потрібно встановити екран товщиною 0,75 мм. Така модернізація створить екран, який буде надавати відповідний захист.

4.4.4 Розробка заходів з підвищення стійкості роботи блока релейного захисту в умовах надзвичайних ситуацій

Для підвищення стійкості роботи блока релейного захисту в умовах надзвичайних ситуацій, таких як іонізувальні випромінювання та електромагнітні імпульси, можна впровадити ряд заходів:

Екранування. Встановлення екранів або електромагнітних захисних елементів може значно зменшити вплив зовнішніх електромагнітних полів на елементи релейного захисту. Екранування може бути реалізовано за допомогою металевих корпусів або спеціальних матеріалів, які вбирають електромагнітне випромінювання.

Дистанціювання та розташування. Розташування обладнання релейного захисту віддалено від іонізуючого джерела випромінювання або розташування електромагнітних полів може допомогти зменшити їх вплив. Оптимальне розташування та правильне дистанціювання важливі для забезпечення ефективної роботи без великого впливу зовнішніх факторів.

Використання захисту від електромагнітних імпульсів. Елементи захисту від ЕМІ, такі як феритові сердечники та екрановані кабелі, можуть захистити електроніку релейного захисту від вказаних електромагнітних завад.

Дублювання та резервування. Встановлення подвійних елементів релейного захисту та система резервного живлення дозволяють забезпечити неперервну роботу в умовах, коли один блок може бути включений.

Вдосконалення конструкції. Розробка електромагнітно-захисних конструкцій для елементів релейного захисту може містити використання спеціальних матеріалів та конструкцій, спроектованих для мінімізації впливу зовнішніх факторів.

Обладнання для моніторингу та діагностики. Встановлення систем моніторингу та діагностики, які можуть своєчасно виявити будь-які аномалії в роботі релейного захисту, дозволяє операторам швидко реагувати на місці виникнення проблем та запобігати їх подальшому поширенню.

Ці заходи, за правильної реалізації, можуть забезпечити ефективну роботу релейного захисту в умовах надзвичайних ситуацій та стійкість роботоздатності системи.

Отже в процесі проведених досліджень та аналізу стійкості роботи релейного захисту в умовах надзвичайних ситуацій було виявлено, які елементи системи можуть бути піддані впливу іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів. Ці фактори можуть вплинути на нормальну роботу обладнання та відповідно на надійність системи релейного захисту.

Для забезпечення ефективної роботи та стійкості релейного захисту в умовах надзвичайних ситуацій було запропоновано та подано різноманітні заходи. Крім того, використання екранування, дистанціювання, захисту від

електромагнітних імпульсів, дублювання та резервування елементів, вдосконалення конструкції і впровадження системи моніторингу та діагностики можуть істотно підвищити стійкість системи.

Проаналізовано експозиційні дози елементів обладнання релейного захисту та визначено їх вплив на стійкість функціонування. Виявлено, що деякі елементи можуть бути найбільш вразливими до впливу зовнішніх факторів, а для їхнього захисту необхідно використовувати додаткові заходи, такі як скринінг та моніторинг.

Загалом впровадження висвітлених заходів дозволяє забезпечити ефективну та надійну роботу релейного захисту, що є критичним для стабільності та безпеки енергетичних систем у надзвичайних умовах експлуатації.

#### Висновок до п'ятого розділу

1. У сфері охорони праці визначено важливі аспекти та запропоновано заходи для забезпечення безпеки персоналу під час роботи електричних машин, синхронних генераторів, монтажу релейного захисту тощо. Рекомендації щодо безпеки в надзвичайних ситуаціях охоплюють організаційні та технічні заходи, спрямовані на запобігання та ліквідацію негативних наслідків.

2. Приведені в розділі заходи та рекомендації формують правильний підхід до забезпечення стійкості, надійності та безпеки обслуговуючого персоналу і пристроїв захисту синхронних генераторів у різних ситуаціях.

3. Рекомендації розглянутих стандартів спрямовані на підвищення рівня безпеки в енергетичних установах.

4. Рекомендації щодо безпеки персоналу – це використання захисного обладнання, дотримання рекомендацій та сучасних технологій для моніторингу рівнів випромінювання. Забезпечення високого ступеня безпеки для робочого персоналу щодо правильних заходів є ключовим елементом мінімізації шкідливих умов праці.

5. Результати впливу іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів на роботу релейного захисту блока генератор-трансформатор свідчать про необхідність впровадження заходів з охорони праці для персоналу.

6. Враховуючи високу вразливість елементів обладнання, таких як мікросхеми та інтегральні схеми, до іонізуючого випромінювання, важливо розробити та впровадити стратегії мінімізації ризиків.

7. Заходи безпеки в надзвичайних ситуаціях передбачають впровадження екранування, дистанціювання задля мінімізації впливу на персонал та релейний захист блока генератор-трансформатор. З метою мінімізації ризиків впливу та запобігання аварій у надзвичайних ситуаціях, констатують: усі ці заходи та рекомендації формують правильний підхід до забезпечення безпечних умов праці та безпеки електричних пристроїв релейного захисту блока генератор-трансформатор.

## ВИСНОВКИ

Вирішено актуальне науково-технічне завдання підвищення надійності та ефективності системи електропостачання власних потреб (ВП) атомних електростанцій шляхом удосконалення релейного захисту та автоматики. На основі проведених досліджень, розрахунків та економічного обґрунтування зроблено наступні висновки:

Аналіз надійності схем живлення власних потреб. Проведений аналіз систем електропостачання АЕС із реакторами ВВЕР та РБМК показав, що критично важливі споживачі I та II категорій надійності потребують багаторівневої системи резервування. Встановлено, що існуючі схеми базуються на глибокому ешелонуванні захисту з використанням автономних джерел: автоматизованих дизель-генераторів (з часом готовності 15–50 с) та акумуляторних батарей, які забезпечують безперервне живлення в моменти комутацій або повної втрати змінного струму. Визначено, що надійність роботи головних циркуляційних насосів (ГЦН) та систем аварійного розхолодження є визначальним фактором ядерної безпеки, що вимагає вдосконалення алгоритмів автоматичного введення резерву (АВР).

Технічні рішення з модернізації релейного захисту та автоматики Обґрунтовано перехід від застарілих електромеханічних пристроїв до сучасних мікропроцесорних терміналів захисту (МПЗ).

Розроблено та розраховано уставки релейного захисту для трансформаторів власних потреб типу ТВП-1(2)АТ. Зокрема, для струмової відсічки обрано уставку спрацювання 30,225 А, а для максимального струмового захисту — 3,9 А з витримкою часу 0,8 с, що гарантує селективність та чутливість захисту.

Проаналізовано роботу систем безперебійного живлення (ДБЖ) з подвійним перетворенням, що дозволяє забезпечити гальванічну розв'язку та стабільну напругу для мікропроцесорних систем керування.

Запропоновано алгоритми автоматики (АВР, АЧР), які забезпечують самозапуск електродвигунів та безперервність технологічних процесів при короткочасних зникненнях напруги.

Економічна ефективність впровадження Виконане техніко-економічне оцінювання підтвердило доцільність реконструкції системи релейного захисту. Заміна фізично зношеного обладнання на нові мікропроцесорні пристрої дозволяє зменшити експлуатаційні витрати та мінімізувати збитки від недовідпуску електроенергії через хибні спрацювання або відмови захисту. Розрахунковий термін окупності запропонованих модернізаційних заходів становить 3,53 року, що є високим показником інвестиційної привабливості для енергетичних об'єктів.

Забезпечення стійкості до зовнішніх загроз та безпека персоналу У розділі охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях розроблено комплексні заходи захисту:

Розраховано систему блискавкозахисту для приміщення релейного залу, обґрунтувавши використання стрижневих блискавковідводів висотою 18,955 м.

Проведено дослідження стійкості мікропроцесорного обладнання до дії іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу (ЕМІ). Встановлено, що без додаткового захисту система є вразливою до ЕМІ (коефіцієнт безпеки менше норми).

Для забезпечення працездатності електроніки в умовах дії ЕМІ розраховано та запропоновано встановлення сталевого екрана прямокутної форми товщиною 0,75 мм.

Загальний підсумок Результати роботи свідчать, що комплексна реконструкція систем релейного захисту та автоматики власних потреб АЕС із впровадженням мікропроцесорної техніки та спеціальних захисних екранів дозволяє суттєво підвищити рівень безпеки енергоблоків, забезпечити їх стійкість до проєктних та позапроєктних аварій, а також є економічно вигідною інвестицією. Запропоновані технічні рішення відповідають сучасним вимогам

МАГАТЕ та можуть бути рекомендовані до впровадження на діючих АЕС України.

#### Апробація

Матеріали МКР доповідались на щорічних науково-технічних конференціях працівників та студентів ВНТУ в 2023-2025 роках а також на конференції ОКЕУ 2025 року.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник - Вінниця: ВНТУ, 2009. - 102 с.
2. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
3. Рубаненко О. Є. Релейний захист та автоматика електричних станцій : навчальний посібник / Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 123 с.
4. Кутін В. М. Релейний захист електричних станцій : навчальний посібник / Кутін В. М., Рубаненко О. Є., Лагутін В. М. – Вінниця : ВНТУ, 2007. – 110 с
5. Загальні положення безпеки атомних станцій (НП 306.2.245-2024).
6. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: навч. посібник / в. п. Кідиба. – Львів; Видавництво Львівської політехніки, 2015. – 504 с.
7. Бардик Є. І. «Експлуатація та режими роботи електростанцій» : навчальний посібник / Бардик Є. І. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 73 с.
8. Бардик Є. І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання : навчальний посібник / Є. І. Бардик, М. П. Лукаш. – Київ : НТУУ «КПІ», 2011. – 220 с.
9. Букович Н. В. Протиаварійна режимна автоматика електроенергетичних систем : навч. посіб. / Букович Н. В. – Львів : Видавництво «Бескід Біт», 2003. – 224 с.
10. Ministry of Industry. (2006). Electrical equipments norms: Part IV. Protection and automation (11 TCN 21-2006). Information Center for Standards, Metrology and Quality
11. International Atomic Energy Agency. (2016). Design of instrumentation and control systems for nuclear power plants (IAEA Safety Standards Series No. SSG-39). <https://www.iaea.org/publications>
12. Gurevich, V. (2014). Power supply devices and systems of relay protection. CRC Press.

13. U.S. Nuclear Regulatory Commission. (2011). Final safety evaluation report related to certification of the AP1000 standard plant design: Supplement 2 (NUREG-1793). <https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/staff/sr1793/s2/> (Accession No. ML110030061).
14. Cossé, R. E., Jr., Bowen, J. E., & Nichols, W. H. (2001). Is selectivity achieved in critical low-voltage UPS and standby generator power circuits? IEEE Transactions on Industry Applications, 37(4), 1140-1151. <https://doi.org/10.1109/28.936397>
15. International Atomic Energy Agency. (2016). Design of instrumentation and control systems for nuclear power plants (IAEA Safety Standards Series No. SSG-39). <https://www.iaea.org/publications>
16. EC 60880: Nuclear power plants - Instrumentation and control systems important to safety - Software aspects for computer-based systems performing category A functions URL: <https://webstore.iec.ch/publication/2853>
17. IEC 62138: Nuclear power plants - Instrumentation and control systems important to safety - Software aspects for computer-based systems performing category B or C functions URL: <https://webstore.iec.ch/publication/2854>
18. IEEE 323: Standard for Qualifying Class 1E Equipment for Nuclear Power Generating Stations URL: <https://standards.ieee.org/ieee/323/4947/>
19. IEEE 344: Recommended Practice for Seismic Qualification of Class 1E Equipment for Nuclear Power Generating Stations URL: <https://standards.ieee.org/ieee/344/10551/>
20. IEC 61000 (серія стандартів: Electromagnetic compatibility - EMC) URL: <https://webstore.iec.ch/searchform&q=61000>
21. EC 62645: Nuclear power plants - Instrumentation and control systems - Cybersecurity requirements. URL: <https://webstore.iec.ch/publication/59761>
22. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007. Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. [Чинний від 2007-12-01]. URL: <https://profidom.com.ua/a>

3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv-.

23. ДБН А.3.2-2-2009. ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення. [Чинний від 2009-01-27]. Вид. офіц. К. : Мінрегіонбуд України, 2009. 116 с.

24. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. [Чинний від 2017-04 01]. Вид. офіц. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

25. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Постанова МОЗ № 42 від 01.12.1999. [Чинний від 1999-12-01]. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

26. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. Постанова МОЗ № 37 від 01.12.1999. [Чинний від 1999-12-01]. URL: [http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta\\_infrazvuku-nor4878.html](http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html).

Буток К.А., Рубаненко О.Є. ,« Релейний захист та автоматика системи безперервного живлення власних потреб» в Матеріали конференції «VI Міжнародної науково-технічної конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (2025)», Вінниця, 2025. [Електронний ресурс].Режимдоступу:[https://conferences.vntu.edu.ua/public/files/okeu/prog\\_okeu-2025.pdf](https://conferences.vntu.edu.ua/public/files/okeu/prog_okeu-2025.pdf) . Дата звернення: Листопад 2025

Буток К.А., Рубаненко О.Є. ,«Методи та засоби діагностування турбогенераторів ТВВ-1000» в Матеріали конференції « Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2024)», Вінниця, 2024. [Електронний ресурс].Режимдоступу:<https://press.vntu.edu.ua/index.php/vntu/catalog/view/836/1459/2733-1> . Дата звернення: Травень 2024

ДОДАТКИ

## ДОДАТОК А

## ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Релейний захист та автоматика системи безперервного живлення власних потреб АЕС.

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(бакалаврська кваліфікаційна робота / магістерська кваліфікаційна робота)

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем  
(кафедра, факультет, навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism (КП1) 18.64%

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак академічного плагіату, фабрикації, фальсифікації. Роботу прийняти до захисту.

У роботі не виявлено ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації, але надмірна кількість текстових запозичень та/або наявність типових розрахунків не дозволяють прийняти рішення про оригінальність та самостійність її виконання. Роботу направити на доопрацювання.

У роботі виявлено ознаки академічного плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень. Робота до захисту не приймається.

Експертна комісія:

Зав. каф. ЕСС Кашар В.О.  
(прізвище, ініціали, посада)

Професор каф. ЕСС Лещина П.Р.  
(прізвище, ініціали, посада)

[Підпис]  
(підпис)

[Підпис]  
(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку [Підпис]  
(підпис)

Вишневецький С. Я.  
(прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник

[Підпис]  
(підпис)

Рубаненко О. С.  
(прізвище, ініціали, посада)

Здобувач

[Підпис]  
(підпис)

Буток К. А.  
(прізвище, ініціали)



## ДОДАТОК Б

## ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

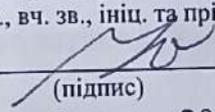
Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

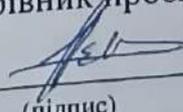
  
(підпис)«21» 09 2025 р.

## ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

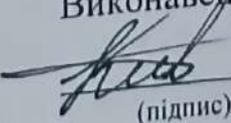
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«Релейний захист та автоматика системи безперервного живлення власних  
потреб атомних електричних станцій»  
08-21.МКР.013.00.004 ТЗ

Керівник проекту: к.т.н., професор каф. ЕСС

  
(підпис) Рубаненко О. Є.

Виконавець: ст. гр. ЕС-24м

  
(підпис) Буток К. А.

## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах зростання вимог до безпеки атомних електростанцій, особливо після аварій на Фукусімі та Чорнобилі, системи релейного захисту та автоматики власних потреб АЕС потребують модернізації. Старіння обладнання, впровадження нових мікропроцесорних технологій та необхідність забезпечення безперервного живлення критичних споживачів роблять необхідним аналіз і реконструкцію цих систем для підвищення надійності, зменшення ризиків аварій та відповідності міжнародним стандартам, таким як вимоги МАГАТЕ, що сприяє стабільній експлуатації АЕС в Україні.

б) наказ ректора ВНТУ № 313 від 24 вересня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – дослідити релейний захист та автоматику системи безперервного живлення власних потреб АЕС, проаналізувати схеми живлення, особливості захисту обладнання та розробити рекомендації щодо підвищення стійкості в аварійних ситуаціях.

б) призначення розробки – забезпечити підвищення надійності та безпеки систем електропостачання АЕС шляхом впровадження сучасних мікропроцесорних пристроїв захисту та автоматики.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник - Вінниця: ВНТУ, 2009. - 102 с.

2. Кутін В. М. Релейний захист електричних станцій : навчальний посібник / Кутін В. М., Рубаненко О. Є., Лагутін В. М. – Вінниця : ВНТУ, 2007. – 110 с

3. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: навч. посібник / в. п. Кідиба. – Львів; Видавництво Львівської політехніки, 2015. – 504 с.

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

– елементна база: мікропроцесорні пристрої релейного захисту (наприклад, на базі цифрових терміналів), трансформатори струму та напруги, акумуляторні батареї для систем постійного струму.

– конструктивне виконання: шафове розміщення обладнання в захищених приміщеннях з урахуванням стійкості до іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів, використання екранованих кабелів.

– технічне обслуговування і ремонт: періодичні перевірки (раз на 6-12 місяців), діагностика за допомогою вбудованих систем моніторингу, заміна елементів з урахуванням кваліфікації для роботи в умовах аварій.

### 5. Економічні показники

Реконструкція релейного захисту АЕС дозволяє знизити витрати на аварійний ремонт на 20-30%, підвищити ефективність експлуатації за рахунок зменшення простоїв та оптимізувати енергоспоживання, з окупністю інвестицій у 3-5 років.

### 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	05.09.2025	12.09.2025	формування технічного завдання
2	Власні потреби АЕС	13.09.2025	25.09.2025	розділ 1 ПЗ
3	Установки постійного струму з акумуляторними батареями	26.09.2025	10.10.2025	розділ 2 ПЗ
4	Релейний захист та автоматика системи безперервного живлення власних потреб АЕС	11.10.2025	24.10.2025	розділ 3 ПЗ
5	Економічна частина	25.10.2025	31.10.2025	розділ 4 ПЗ
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.2025	07.11.2025	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	08.11.2025	16.11.2025	завершення
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	17.11.2025	20.11.2025	плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	21.11.2025	23.11.2025	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	24.11.2025	25.11.2025	Відгук опонента
11	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

## **7. Очікувані результати**

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується комплексний аналіз систем релейного захисту та автоматики для власних потреб АЕС, розробка рекомендацій щодо модернізації обладнання для підвищення надійності та безпеки, економічна оцінка реконструкції, а також пропозиції заходів для стійкості в аварійних ситуаціях, що сприятиме вдосконаленню експлуатації атомних станцій.

## **8. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

## **9. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

## **10. 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, 2021 р.

## **11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**

Відсутні.

## ДОДАТОК В

**ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СПОЖИВАЧІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ АЕС**

## В.1 - Характеристики споживачів власних потреб

(ВП), такі як рівень споживаної потужності та обсяг електроенергії, безпосередньо залежать від конструкції реактора та ключових параметрів основного обладнання. У системах ВП АЕС особлива увага приділяється підвищенню надійності живлення для тих механізмів, які відповідають за загальну безпеку станції. Саме з цієї причини всі споживачі в цих системах класифікуються на три категорії залежно від вимог до надійності та максимально допустимого інтервалу перерви в електропостачанні під час зникнення напруги АЕС [1].

Перша категорія включає споживачі, які вимагають максимально високої надійності електроживлення. Для них неприпустимі перерви в електропостачанні, що перевищують частки секунди, незалежно від режиму роботи, включно з ситуаціями повної втрати напруги змінного струму від робочих і резервних трансформаторів власних потреб. Ці споживачі потребують безперебійного живлення навіть після спрацювання аварійного захисту (АЗ) реактора.

До цієї групи належать:

- контрольно-вимірювальні пристрої та автоматизовані системи захисту реактора;
- обладнання для технологічного моніторингу реактора та пов'язаних з ним систем;
- окремі системи дозиметричного контролю;
- споживачі постійного струму напругою 220 В, для яких будь-які перерви в живленні є неприпустимими;
- електроприводи швидкодійних клапанів і відсічної арматури, що відповідають за перемикання аварійних та локалізуючих систем під час надзвичайних ситуацій;

- елементи аварійного освітлення;
- аварійні масляні насоси турбогенераторів та ущільнювачі валів генераторів;
- безсальникові головні циркуляційні насоси з низькою інерційністю;
- електромагніти приводів системи управління захисними стержнями (СУЗ), які фіксують стрижні керування в необхідній позиції, вимагаючи безперервного живлення протягом 2 секунд для запобігання активації аварійного захисту реактора, але не потребуючи електропостачання в умовах знеструмлення чи після запуску АЗ реактора.

Друга категорія охоплює споживачів, які потребують високого рівня надійності електроживлення, але допускають короткочасні перерви в електропостачанні, тривалість яких визначається умовами аварійного розхолодження (від кількох секунд до кількох десятків хвилин). Ці споживачі також потребують електроживлення після активації аварійного захисту (АЗ) реактора [1].

До цієї групи належать:

- механізми для розхолодження реактора та локалізації аварій у різних режимах, зокрема під час максимальної проєктної аварії (МПА);
- насоси систем аварійного охолодження реактора (САОЗ), системи аварійного охолодження реакторної установки (САОР), спринклерні насоси;
- насоси для борного регулювання та інші аналогічні системи;
- аварійні живильні насоси;
- протипожежні насоси;
- механізми, що забезпечують збереження цілісності основного обладнання під час повного знеструмлення АЕС, зокрема масляні насоси турбін і ущільнювачі вала генератора;
- системи біологічної та технологічної дозиметрії;
- електродвигуни приводу головних циркуляційних насосів (ГЦН) першого та другого натрієвих контурів для швидкісних нейтронних реакторів (ШН).

Третя категорія включає споживачів, які не мають підвищених вимог до надійності електроживлення. Для них допустимі перерви в електропостачанні на час спрацювання автоматичного вводу резерву (АВР), і вони не потребують обов'язкового живлення після активації аварійного захисту (АЗ) реактора. Вимоги до надійності електрообладнання для цих споживачів власних потреб (ВП) АЕС відповідають вимогам до споживачів першої категорії теплових електростанцій (ТЕС) згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) [2].

До цієї групи належать:

- головні циркуляційні насоси (ГЦН) із великою інерційною масою;
- конденсатні, циркуляційні та мережеві насоси;
- насоси технічної води для некритичних споживачів;
- дренажні насоси та інші подібні споживачі;
- газодувки (на АЕС із газовим теплоносієм).

У режимі нормальної експлуатації електроживлення споживачів ВП першої, другої та третьої груп забезпечується від робочих трансформаторів власних потреб (ТВП). У разі їх відключення живлення здійснюється від резервних трансформаторів власних потреб (РТВП), які підключені до мережі енергосистеми.

Схеми електроживлення споживачів ВП АЕС у нормальному режимі роботи побудовані за аналогічним принципом, що й схеми живлення ВП конденсаційних електростанцій (КЕС).

Для споживачів першої та другої груп в аварійних режимах передбачено живлення від спеціальних автономних джерел, не пов'язаних із мережею енергосистеми. Ці джерела забезпечують електропостачання під час максимальної проектної аварії (МПА) або повного знеструмлення основних джерел живлення ВП. Як аварійні джерела використовуються:

- автоматизовані дизель-генератори;
- газотурбінні установки;
- акумуляторні батареї зі статичними перетворювачами;

- оборотні двигуни-генератори.

Для забезпечення електроживлення споживачів першої та другої груп на АЕС створюються спеціалізовані мережі та агрегати надійного живлення.

## В.2 Головні циркуляційні насоси і газодувки

Основними робочими механізмами на АЕС є головні циркуляційні насоси (ГЦН) для реакторів із водяним або рідкометалевим теплоносієм, а також газодувки для реакторів із газовим теплоносієм. Кількість ГЦН залежить від типу реактора: для реакторів ВВЕР-1000 їхня кількість відповідає числу петель (4 петлі), тоді як для реакторів РБМК-1000 передбачено по 4 ГЦН на кожну половину реактора, тобто загалом 8 насосів, які працюють із загальними всмоктувальним і напірним колекторами. Ці агрегати відіграють ключову роль, забезпечуючи безперервну циркуляцію теплоносія через активну зону реактора як у нормальному режимі роботи, так і під час аварійного розхолодження.

ГЦН приводяться в дію асинхронними електродвигунами з короткозамкненим ротором (типи ВДА, ВА3 для реакторів ВВЕР і РБМК) або з фазним ротором (тип ВАКЗ для реакторів БН-600). Для їх живлення необхідна напруга змінного струму 6 або 10 кВ.

На початкових етапах розвитку атомної енергетики потужність енергоблоків була відносно невеликою, а основною вимогою до ГЦН було запобігання протіканням теплоносія. Тоді використовувалися герметичні ГЦН, у яких насос, підшипники та електродвигун розміщувалися в єдиному герметичному корпусі. Такі конструкції були дорогими, складними у виготовленні, мали низький ККД (50–65%) і низьку інерційність циркуляції теплоносія. Це створювало ризик порушення циркуляції при перебоях в електроживленні двигунів, тому вимагалось, щоб перерви в живленні не перевищували 1 секунди [3].

Із зростанням потужностей ядерних блоків конструкція ГЦН еволюціонувала. Сучасні ГЦН оснащені виносними електродвигунами

стандартного виконання, механічними ущільнювачами вала та системами контрольованого стікання. Такі агрегати приблизно вдвічі дешевші за герметичні, мають ККД на 12–15% вищий і значно більшу інерційність, яку додатково підвищують за допомогою маховика на валі насоса. Момент інерції таких ГЦН у 3–4 рази перевищує аналогічний показник агрегатів загальнопромислового призначення з такими ж параметрами. Це відповідає вимогам нормативно-технічної документації (НТД), які передбачають збереження номінального вибігу агрегату для забезпечення стабільної роботи в перехідних режимах на АЕС і в енергосистемі.

У разі повного знеструмлення АЕС інерційність ГЦН забезпечує перехід на природну циркуляцію теплоносія протягом 2–3 секунд за умов відключення від мережі та роботи на знижених навантаженнях. Сучасні ГЦН здатні підтримувати необхідну примусову циркуляцію теплоносія на вибігу протягом 30 секунд. Якщо за цей час електроживлення приводу буде відновлено, енергоблок залишиться в робочому стані. В іншому випадку активується система аварійного охолодження активної зони реактора. Повна зупинка ГЦН відбувається приблизно через 130 секунд. Завдяки високій інерційності ГЦН із виносними електродвигунами їхнє електроживлення можливо організувати разом із електродвигунами третьої групи за напруги 6–10 кВ [4].

### В.3 Схеми електроживлення споживачів власних потреб АЕС при нормальній експлуатації

На атомних електростанціях для живлення механізмів власних потреб (ВП) передбачені такі основні електричні мережі:

- мережа змінного струму 6 кВ для живлення електродвигунів потужністю від 200 кВт, а також понижувальних трансформаторів 6/0,4 кВ і 6/0,23 кВ;
- мережа змінного струму 380/220 В для електродвигунів потужністю до 200 кВт, освітлення та інших навантажень;

- мережі змінного струму 380/220 В і 55 В із ізольованою нейтраллю для електрообігріву обладнання й трубопроводів першого та другого контурів;
- мережа надійного живлення 380/220 В змінного струму та 220 В постійного струму для забезпечення електроживлення споживачів першої категорії надійності.

Споживачі третьої групи ВП АЕС не мають підвищених вимог до надійності електрообладнання. Їх живлення здійснюється від трансформаторів власних потреб, підключених через відпайку до блоку генератор-трансформатор.

Основними напругами для споживачів ВП є 6 кВ і 0,4 кВ, з перспективою переходу на вищі напруги — 10 кВ і 0,66 кВ. Як і на конденсаційних електростанціях (КЕС), розподільчі пристрої ВП на АЕС виконуються з однією секціонованою системою шин [1].

Кількість секцій шин 6 (або 10) кВ у нормальному режимі експлуатації визначається залежно від кількості головних циркуляційних насосів (ГЦН) першого контуру, допустимої кількості одночасно відключених ГЦН (без спрацювання аварійного захисту реактора), а також кількості й потужності встановлених робочих трансформаторів власних потреб (ТВП). Зазвичай до однієї секції підключається не більше двох ГЦН за умови, що їх загальна кількість на енергоблок становить чотири або менше. На кожен реактор передбачається щонайменше дві секції. Кожна секція має вводи від робочого та резервного джерел живлення.

Потужність ТВП розраховується з урахуванням усього приєданого навантаження ВП без перевантаження окремих обмоток. Якщо точний перелік підключених механізмів невідомий, потужність визначається з урахуванням максимальних втрат на власні потреби та коефіцієнта попиту.

Максимальна потужність трансформаторів ВП 6/0,4 кВ становить 1000 кВА за напруги короткого замикання ( $U_k$ ) 8%. Для трансформаторів меншої потужності  $U_k$  становить 4,5–5,5%. У колах електродвигунів і живильних ліній збірок 0,4 кВ встановлюються автоматичні вимикачі. Запобіжники допускаються

лише в колах освітлення, зварювання та некритичних двигунів, не пов'язаних із основним технологічним процесом (наприклад, у майстернях чи лабораторіях).

Секціонування шин 6 кВ залежить від кількості головних циркуляційних насосів (ГЦН) на енергетичний реактор, допустимої кількості ГЦН, які можуть бути одночасно відключені без активації аварійного захисту реактора (АЗР), а також від кількості та потужності робочих трансформаторів власних потреб (ТВП). Зазвичай до однієї секції 6 кВ підключається не більше двох ГЦН за наявності 8 ГЦН на енергоблок (наприклад, для реакторів РБМК-1000) або не більше одного ГЦН, якщо їхня загальна кількість на блоці не перевищує 4 (наприклад, для реакторів ВВЕР-1000). На кожен енергетичний реактор передбачається щонайменше дві секції 6 кВ, кожна з яких підключена до робочого джерела живлення через окремий вимикач. Робочі ТВП приєднуються до відгалуження від генератора (див. рисунок Б.1) [3].

Згідно з нормативно-технічною документацією (НТД) АЕС, варіант підключення ТВП до струмопроводу між генератором і генераторними вимикачами (варіант а) має бути економічно обґрунтованим. Цей варіант доцільний, якщо використання енергії вибігу турбогенератора (ТГ) для аварійного розхолодження не потрібне. Варіант б характерний для АЕС із дубль-блоками в неенергетичній частині (два турбогенератори на один реактор) та об'єднаними блоками в електричній частині, де обов'язково встановлюються генераторні вимикачі.

Для аварійного розхолодження може використовуватися енергія вибігу ТГ. У такому разі робочий ТВП підключається між генератором і вимикачем (рисунок 1.1, варіант в). У цьому варіанті пуск і зупинка блока здійснюються за допомогою пускорезервного ТВП, що вимагає збільшення його потужності та призводить до зростання кількості операцій вимикачами. Однак у разі зникнення напруги в розподільчому пристрої власних потреб (РП ВП), пошкодження блокового трансформатора чи відключення генераторного вимикача з боку високої напруги, енергія вибігу ТГ спрямовується через ТВП для аварійного розхолодження реактора.

Схема з двома послідовно увімкненими генераторними вимикачами та підключенням робочого ТВП між ними (рисунок Б.1, варіант г) дає змогу зупиняти енергоблок, використовуючи енергію вибігу ТГ для аварійного розхолодження, а також підтримувати роботу реактора в енергетичному режимі з живленням ВП від блокових ТВП у разі відключення блока від енергосистеми через аварії в електричних колах високої напруги [3].

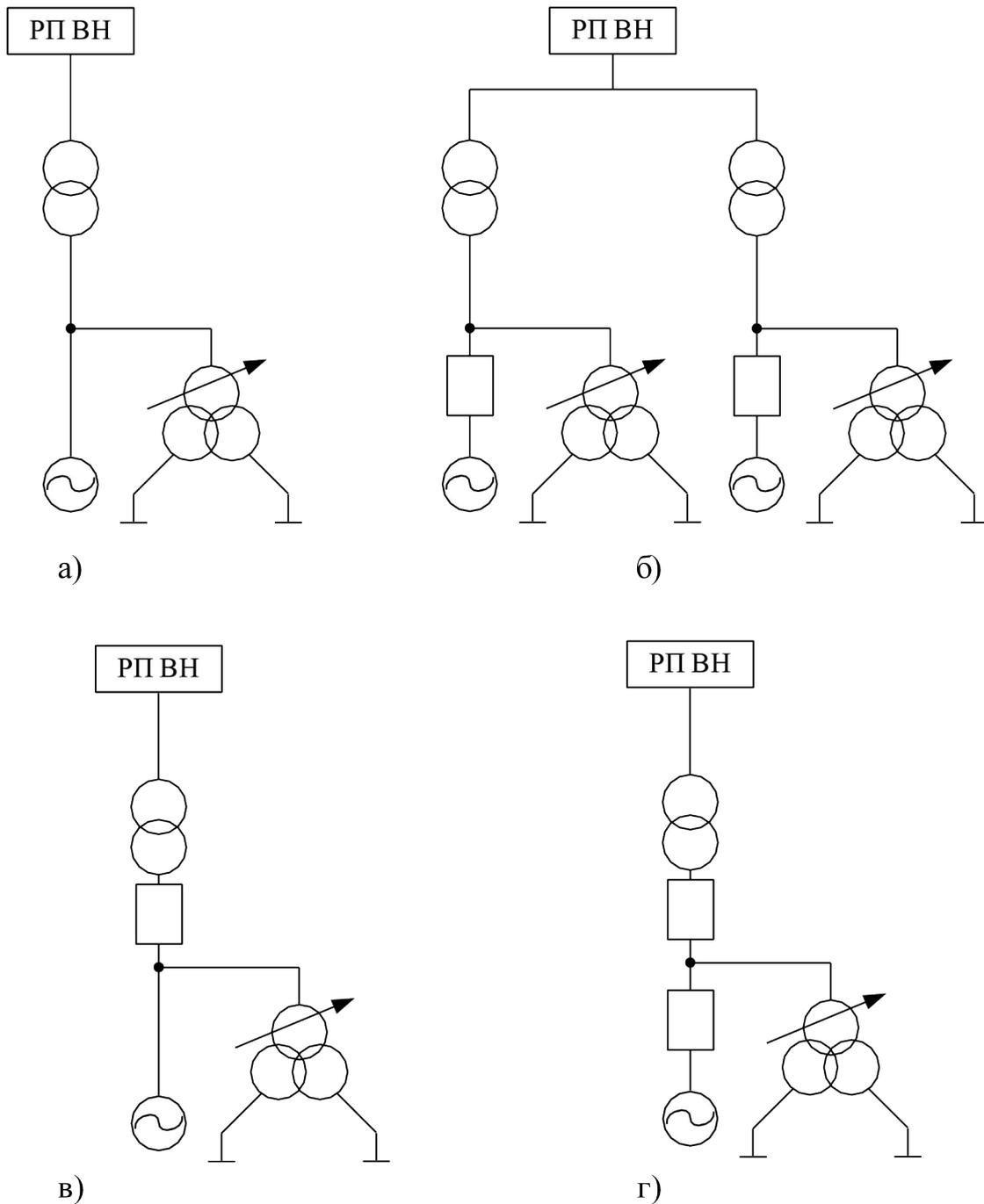


Рисунок В.1 - Варіанти приєднання робочих ТВП на АЕС

Робочі трансформатори власних потреб (ТВП) розраховані на покриття навантаження відповідних секцій, включаючи загальностанційні потреби, без перевантаження окремих обмоток. Резервні трансформатори мережі ВП 6 кВ підключаються до розподільчих пристроїв (РП) середньої напруги АЕС, РП сусідніх електростанцій або підстанцій. Також можливе їх підключення до відгалуження блоків, оснащених генераторними вимикачами. Мережа 0,4 кВ організована за блочним принципом.

Для електроживлення споживачів машинної зали та деаераторної етажерки передбачено чотири блочні секції 0,4 кВ. Резервне живлення забезпечується від окремого трансформатора потужністю 1000 кВА, який отримує електроенергію від РП 6 кВ сусіднього блока.

Джерело резервного живлення секцій 0,4 кВ має гарантувати одночасний запуск відповідальних електродвигунів 0,4 кВ, від яких залежить збереження обладнання в робочому стані, а також засобів протипожежного захисту в разі втрати електроживлення ВП 6 кВ на блоці. Для цього дві секції 0,4 кВ кожного блока поділяються автоматами на дві півсекції, до однієї з яких підключаються зазначені відповідальні споживачі. У разі тривалої втрати напруги на цих секціях секційні автомати відключаються за сигналом захисту мінімальної напруги, а півсекції з відповідальними споживачами автоматично перемикаються на джерело резервного живлення.

У разі повної втрати змінного струму в енергосистемі надійне живлення відповідальних споживачів машинної зали та деаераторної забезпечується окремим дизель-генератором, четвертим на блоці. Виняток становлять три масляні насоси ущільнень вала генератора, які потребують особливо надійного живлення. Їхні електродвигуни підключені до трьох систем надійного електроживлення [1].

Встановлення четвертого дизель-генератора підвищує надійність блока за рахунок відокремлення несистемних споживачів від систем надійного електроживлення, які забезпечують ядерну та радіаційну безпеку.

Відповідно до вимог безпеки на АЕС передбачено три автономні системи безпеки в технологічній частині та, відповідно, три автономні системи надійного живлення для напруг 6 кВ і 0,4 кВ змінного струму, а також 220 В постійного струму. Для живлення споживачів 6 кВ II групи та трансформаторів 6/0,4 кВ II групи на кожному блоці передбачено три секції 6 кВ, відповідно до кількості систем безпеки. У нормальному режимі експлуатації ці секції отримують живлення від секцій робочих ТВП через два послідовно з'єднаних вимикачі, що забезпечують надійне відокремлення секції навіть у разі відмови одного з вимикачів.

У разі зникнення напруги на секції 6 кВ надійного живлення II групи за сигналом спеціального технологічного імпульсу електроживлення подається від автономних джерел електропостачання.

На сучасних АЕС основними автономними джерелами електроенергії, які забезпечують функціонування відповідальних механізмів та інших споживачів власних потреб (ВП) у разі повної втрати основних джерел живлення, є автоматизовані дизель-генератори (Д-Г). На кожному енергоблоці встановлюється три повністю незалежні дизель-генераторні агрегати.

Ці агрегати розміщуються в окремій будівлі дизель-генераторної станції, де кожен агрегат розташований у власній ізольованій комірці, відокремленій від сусідніх комірок вогнестійкими стінами. Кожна комірка є повністю автономною за системами палива, мастила, повітря, електричних з'єднань, пожежогашіння тощо, що забезпечує її працездатність навіть у разі пошкодження сусідніх комірок.

У разі втрати напруги на шинах 6 кВ надійного живлення II групи на час, що перевищує час перемикачів на резервний трансформатор власних потреб (ТВП), відповідний дизель-генератор автоматично запускається і підключається до шин. Запуск кожного Д-Г відбувається незалежно від наявності чи відсутності напруги на сусідніх секціях шин надійного живлення.

При аварії, пов'язаній із втратою живлення всіх шин ВП або спрацюванням аварійного захисту реактора (АЗР), подається команда на запуск усіх Д-Г. Час

від моменту подачі команди до готовності Д-Г прийняти навантаження становить від 15 до 50 секунд [4].

Підключення найбільш відповідальних споживачів здійснюється автоматично і поетапно, оскільки сумарна пускова потужність електродвигунів II групи значно перевищує потужність Д-Г. Склад двигунів для кожного етапу підбирається так, щоб активна та реактивна пускові потужності не перевищували потужність Д-Г. Інтервали між запусками етапів відповідають часу завершення перехідних процесів у двигунах Д-Г. Для зменшення коливань напруги, струму та частоти в системі надійного живлення під час поетапного запуску застосовується частотне регулювання. При цьому напруга Д-Г автоматично регулюється пропорційно середній частоті обертання групи електродвигунів.

У нормальному режимі експлуатації, якщо один із дизель-генераторів виводиться в ремонт, решта Д-Г повинні бути запуснені та підключені до шин надійного живлення II групи для забезпечення навантаження систем безпеки реактора. У разі виходу з ладу двох дизель-генераторів на одному блоці енергоблок зупиняється.

Між трьома секціями 6 кВ надійного живлення II групи не передбачено взаємного резервування, а також введення резервного живлення на ці секції.

Для дрібних електродвигунів та іншого електричного навантаження II групи створюються окремі секції 0,4 кВ, кількість яких відповідає кількості систем безпеки АЕС, тобто трьом. Кожна секція 0,4 кВ надійного живлення підключена до окремого трансформатора надійного живлення 6/0,4 кВ, який, у свою чергу, приєднаний до відповідної секції 6 кВ надійного живлення. Резервування цих секцій не передбачається. Потужність кожного трансформатора розрахована на 100% навантаження споживачів 0,4 кВ однієї системи безпеки [3].

Оскільки одинична потужність споживачів I групи є невеликою, для їхнього живлення передбачені секції надійного живлення трифазного змінного струму 0,4 кВ та постійного струму 220 В. У аварійному режимі джерелом живлення для споживачів I групи виступають акумуляторні батареї живлення

(АБЖ) у комплекті з акумуляторними батареями (АБ) (див. рисунок В.2). У нормальному режимі живлення забезпечується через випрямляч АБЖ, який отримує електроенергію від окремого трансформатора 6/0,23 кВ, підключеного до відповідної секції 6 кВ надійного живлення II групи.

На кожному блоці встановлюється п'ять комплектів АБЖ:

- три комплекти для систем безпеки (по одному на кожен систему);
- один комплект для живлення загальноблочного навантаження;
- один комплект для живлення інформаційно-обчислювального комплексу (ІОК).

У аварійному режимі споживачі I групи на напрузі 0,4 кВ отримують живлення від АБ напругою 220 В. На блоці передбачено три АБ для забезпечення аварійного навантаження відповідних систем безпеки, кожна з яких розрахована на 100% навантаження споживачів. Системи взаємного резервування не застосовуються. Додатково на блоці встановлюється одна АБ для живлення ІОК та одна загальноблочна АБ для живлення блочних споживачів, не пов'язаних із технологічними системами безпеки. АБ систем безпеки вибираються за рівнями напруги, тоді як загальноблочна АБ та АБ ІОК — за розрядними ємностями та рівнями напруги [1].

Системні АБЖ мають окремі шини 380/220 В для живлення електродвигунів і навантаження систем керування, що забезпечує незалежність роботи двигунів від функціонування систем керування.

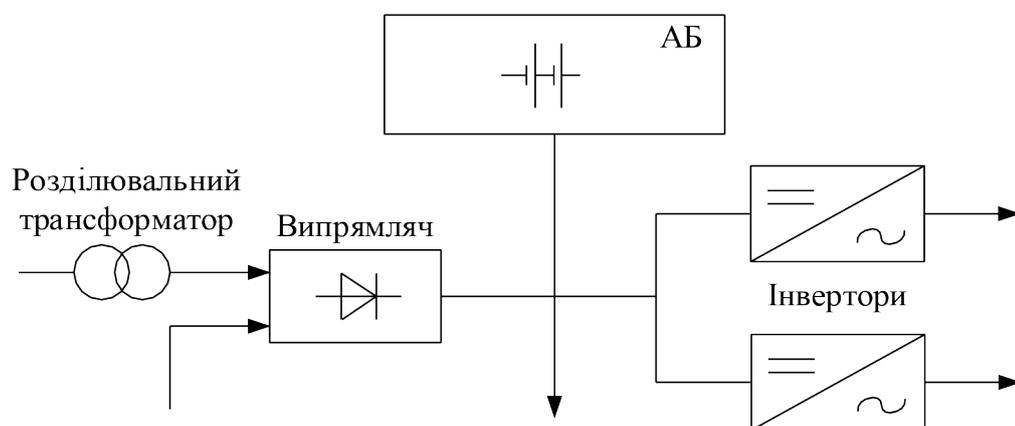


Рисунок В.2 - Агрегат безперебійного живлення (АБЖ)

На рисунку В.3 зображена схема електроживлення споживачів власних потреб (ВП) третьої групи одного блоку АЕС із реакторами типу ВВЕР або РБМК, які оснащені головними циркуляційними насосами (ГЦН) із великою інерційною масою. У нормальному режимі експлуатації передбачено чотири секції 6 кВ (за кількістю ГЦН): ВА, ВВ, ВС, ВD. До цих секцій підключені електродвигуни ГЦН, конденсатних, циркуляційних і мережевих насосів турбін, дренажних насосів, насосів технічної води некритичних споживачів, трансформатори 6/0,4 кВ, а також лінії до схеми надійного живлення [1].

Кожна робоча секція має ввід від резервної магістралі 6 кВ ВL або ВM, аналогічно до схем ВП конденсаційних електростанцій (КЕС). Резервний трансформатор власних потреб Т2 підключається до збірних шин розподільчого пристрою (РУ) найнижчої з підвищених напруг, до мережевої підстанції, іншої електростанції або до обмотки автотрансформаторів зв'язку. [1]

Кількість резервних трансформаторів ВП визначається так:

- За відсутності генераторних вимикачів:
  - один трансформатор – при кількості блоків генератор-трансформатор до двох;
  - два трансформатори – при кількості блоків до шести включно;
  - два приєднаних і один готовий до заміни – при кількості блоків сім і більше.
- За наявності генераторних вимикачів:
  - один трансформатор – при кількості блоків до двох;
  - один приєднаний і один готовий до перекачки – при кількості блоків три і більше.

Для потужних реакторних блоків (1500 і 2000 МВт) може встановлюватися більше резервних трансформаторів, але це потребує техніко-економічного обґрунтування. Магістралі резервного живлення секціонуються через кожні два-три блоки. Сумарна потужність резервних трансформаторів ВП має забезпечувати заміну робочого трансформатора одного блоку генератор-

трансформатор, а також одночасний пуск або зупинку реакторного блоку. За наявності генераторних вимикачів потужність резервного трансформатора ВП повинна гарантувати зупинку реакторного блоку [3].

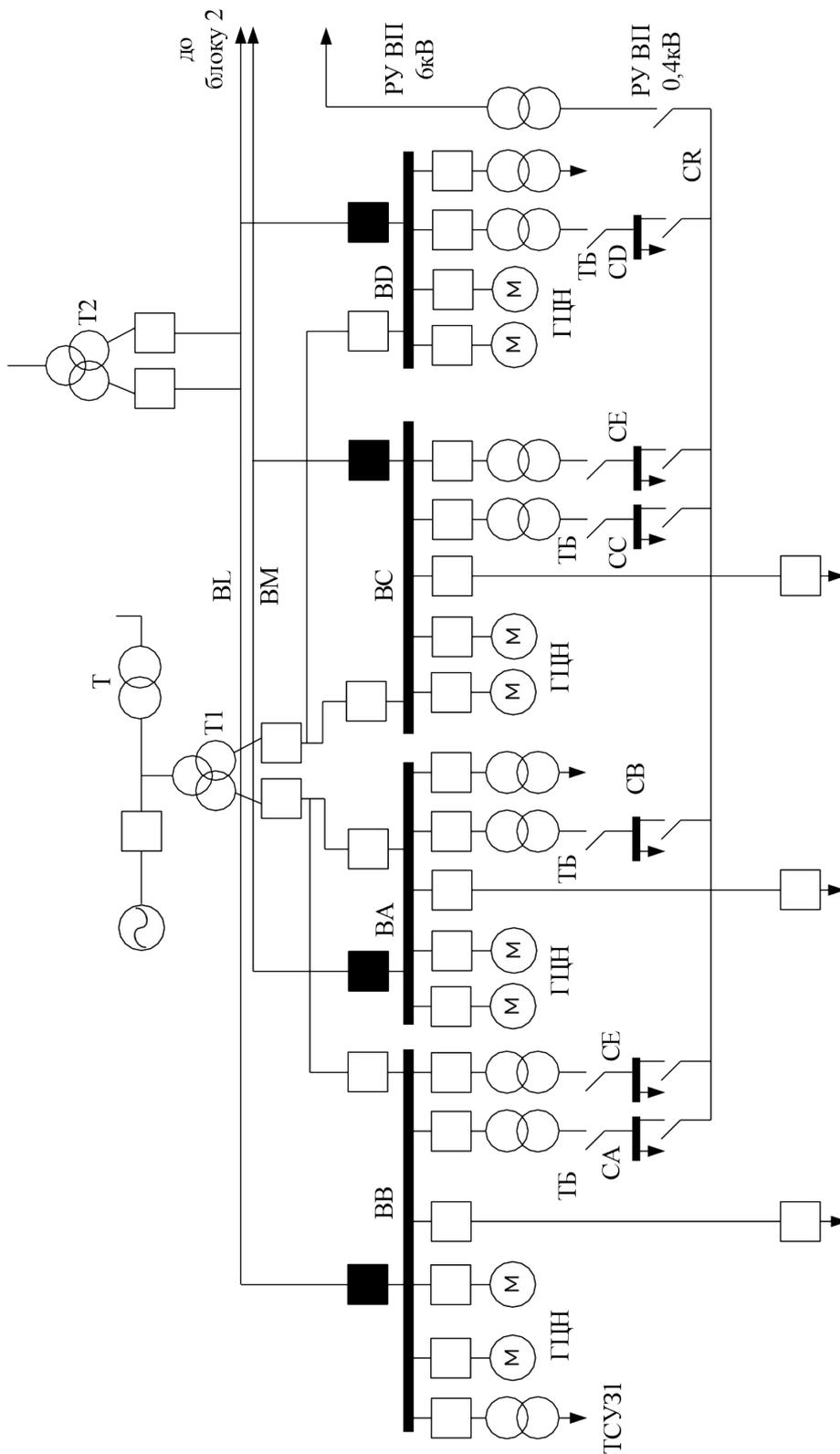


Рисунок В.3 – Схема живлення споживачів ВП АЕС третьої групи з реакторами типу ВВЕР

Споживачі третьої групи напругою 0,4 кВ отримують електроживлення від блочних трансформаторів (ТБ), а також від трансформаторів 6/0,4 кВ, розташованих у об'єднаному допоміжному корпусі, ввідно-розподільчому пристрої (ВРУ), азотно-кисневій станції, компресорній, ремонтному цеху, установці хімоводоочистки тощо. На кожні шість робочих трансформаторів передбачено один резервний, а також забезпечується складський резерв.

Схема електроживлення власних потреб (ВП) у нормальному режимі експлуатації АЕС із реакторами на швидких нейтронах будується за аналогічним принципом. Основною відмінністю є необхідність підключення головних циркуляційних насосів (ГЦН) першого та другого контурів до секцій надійного живлення [4].

## ДОДАТОК Г

### УСТАНОВКИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ З АКУМУЛЯТОРНИМИ БАТАРЕЯМИ

На електростанціях широко використовуються свинцево-кислотні акумулятори типу СК (стаціонарні, для короткочасного розряду). Як електроліт у них застосовується розчин сірчаної кислоти з густиною  $1,2 \text{ г/см}^3$  за температури  $25^\circ\text{C}$ . Акумулятори типу СК представлені в 46 типових модифікаціях – від СК-1 до СК-148. Наприклад, акумулятор СК-1 має такі характеристики:

Режим розряду, г.....	10 7,5 5 3 2 1
Розрядний струм, А.....	3,6 4,5 6 9 11 18,5
Номінальна ємність, $\text{А}\times\text{г}$ .....	36 33 30 27 22 18,5

Ємність і розрядні струми акумуляторів типу СК визначаються шляхом множення відповідних значень для СК-1 на номер типового виконання. Напряга повністю зарядженого акумулятора СК у розімкненому колі становить  $2,05 \text{ В}$ .

Крім того, застосовуються акумулятори типу СН (з намазними пластинами), які представлені в чотирнадцяти типорозмірах: 0,5; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 12; 14; 16; 18; 20.

Акумулятор СН-1 має такі характеристики:

Режим розряду, г.....	10 3 1 0,5 0,25
Розрядний струм, А.....	4 10 20 30 40
Номінальна ємність, $\text{А}\times\text{г}$ .....	40 30 20 15 10

Як електроліт у акумуляторах застосовується розчин сірчаної кислоти з густиною  $1,22 \text{ г/см}^3$  за температури  $25^\circ\text{C}$ . Усталена напряга повністю зарядженого акумулятора в розімкненому колі має бути не нижче  $2,06 \text{ В}$ .

Акумулятори типу СН (з намазними пластинами) мають менші габарити порівняно з акумуляторами типу СК, поставляються в зібраному вигляді, що

спрощує їх монтаж, а також характеризуються кращими розрядними властивостями та меншим виділенням парів сірчаної кислоти під час роботи. Однак ємність акумулятора СН-20 при одногодинному розряді становить 400 А·год ( $20 \times 20$ ), що недостатньо для забезпечення аварійного навантаження на електростанціях. Тому акумулятори СН переважно використовуються на підстанціях [1].

Акумулятори типу СН здатні витримувати короткочасний розряд великим струмом (до  $50N$  протягом 1 хвилини), а СК – до  $46N$  протягом 5 секунд, при цьому напруга на їхніх затискачах знижується до 1,75 В і 1,65 В відповідно (де  $N$  – номер типорозміру).

Для забезпечення постійної готовності акумуляторної батареї (АБ) до віддачі накопиченої енергії, спрощення її експлуатації та подовження терміну служби застосовується режим постійної підзарядки. Для цього між шинами акумуляторної установки та шинами 0,4 кВ системи власних потреб (ВП) підключається зарядний випрямний пристрій. У нормальному режимі електроживлення споживачів оперативним струмом здійснюється від первинної мережі через випрямляч, а АБ приймає на себе лише імпульсні навантаження. У разі зникнення напруги постійного струму та відключення зарядного пристрою АБ бере на себе повне навантаження. Для заряджання АБ зазвичай встановлюється один загальностанційний зарядний агрегат (асинхронний двигун – генератор постійного струму) або випрямний зарядний пристрій. Кількість і розташування АБ визначаються залежно від навантажень споживачів постійного струму та їх розміщення на майданчику електроустановки.

На АЕС акумуляторні батареї слугують аварійними джерелами живлення для систем безпеки, системи управління захисними стержнями (СУЗ), аварійного освітлення, а також для забезпечення оперативного струму для пристроїв керування, автоматики, сигналізації та релейного захисту.

Кількість і типи батарей визначаються відповідно до вимог нормативно-технічної документації (НТД) АЕС [1]:

- На кожному реакторному блоці встановлюються акумуляторні батареї (АБ) відповідно до кількості систем безпеки. Ємність кожної батареї розрахована на 100% навантаження споживачів відповідної системи. Ці АБ працюють у буферному режимі: у нормальних умовах навантаження забезпечується випрямним пристроєм, а при зникненні напруги все навантаження мережі надійного живлення І групи переходить на АБ. Після запуску автономного джерела (дизель-генератора) живлення знову надходить через випрямний пристрій. АБ систем безпеки підбираються з урахуванням допустимого рівня напруги на шинах постійного струму, враховуючи імпульсне навантаження на початку аварії. Ці батареї працюють короткочасно (до запуску дизель-генератора) і не зазнають глибоких розрядів, тому елементний комутатор для них не передбачений.

- Для кожного енергоблоку АЕС встановлюється одна загальноблочна АБ, яка живить блочні споживачі (турбіну, генератор, інформаційно-обчислювальний комплекс, аварійне освітлення тощо). Ця батарея оснащена елементним комутатором і розрахована на роботу в аварійному режимі розряду протягом 30 хвилин. Між загальноблочними АБ передбачено попарне взаємне резервування.

- Кожен дизель-генератор забезпечується окремою АБ для автоматичного запуску.

- Для системи управління захисними стержнями (СУЗ) передбачені окремі АБ із різними номінальними напругами: 24 В, 48 В, 110 В, 220 В.

- Для пристроїв керування, автоматики та релейного захисту високої напруги, розташованих поза головним корпусом, встановлюються АБ у зоні відкритих розподільчих пристроїв (ВРП): одна для ВРП 110 та 220 кВ і дві для ВРП 330 кВ і вище. Ці батареї не оснащуються елементними комутаторами.

Усі АБ на АЕС працюють у режимі постійної підзарядки. АБ має забезпечити аварійне навантаження протягом розрахункового часу, причому в кінці цього періоду усталене аварійне навантаження збігається з імпульсним.

Вибір АБ здійснюється так [1]:

Розраховуються навантаження на батарею. Аварійне тривале (усталене) навантаження  $I_{ав.тр}$  батареї головного корпусу складається з постійного навантаження системи керування, аварійного освітлення та навантаження від електродвигунів постійного струму аварійних механізмів власних потреб.

Аварійне короткочасне (поштовхове) навантаження  $I_{ав.кр}$  визначається шляхом додавання тривалого аварійного навантаження до струмів, які споживають приводи вимикачів  $I_{пр}$ , що одночасно вмикаються та вимикаються.

Кількість елементів акумуляторної батареї (АБ) розраховується так:

Основні елементи (постійно приєднані до шин установки в режимі постійної підзарядки):

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{нз}}. \quad (\Gamma.1)$$

де  $U_{ш}$  – напруга на шинах;

$U_{нз} = 2,15 \text{ В}$  – напруга на елементі в режимі підзарядки;

- загальних:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_p}. \quad (\Gamma.2)$$

де  $U_p = 1,75$  – напруга на елементі в кінці аварійного розряду;

- додаткових:

$$n_{\text{дод}} = n - n_0. \quad (\Gamma.3)$$

З урахуванням тривалого аварійного навантаження визначається необхідна ємність акумуляторної батареї. Оскільки ємність (або розрядний струм) акумулятора з типовим номером N (СК-N) розраховується як добуток ємності

акумулятора першого номера (СК-1) на відповідний типовий номер, то основним етапом розрахунку є визначення цього типового номера [1].

$$N \geq 1.05 I_{ав.мп} / I_{p(N=1)} \cdot \quad (\Gamma.4)$$

де 1,05 – коефіцієнт запасу;

$I_{p(N=1)}$  – струм розряду акумулятора першого номера (визначається залежно від температури електроліту  $V$ ).

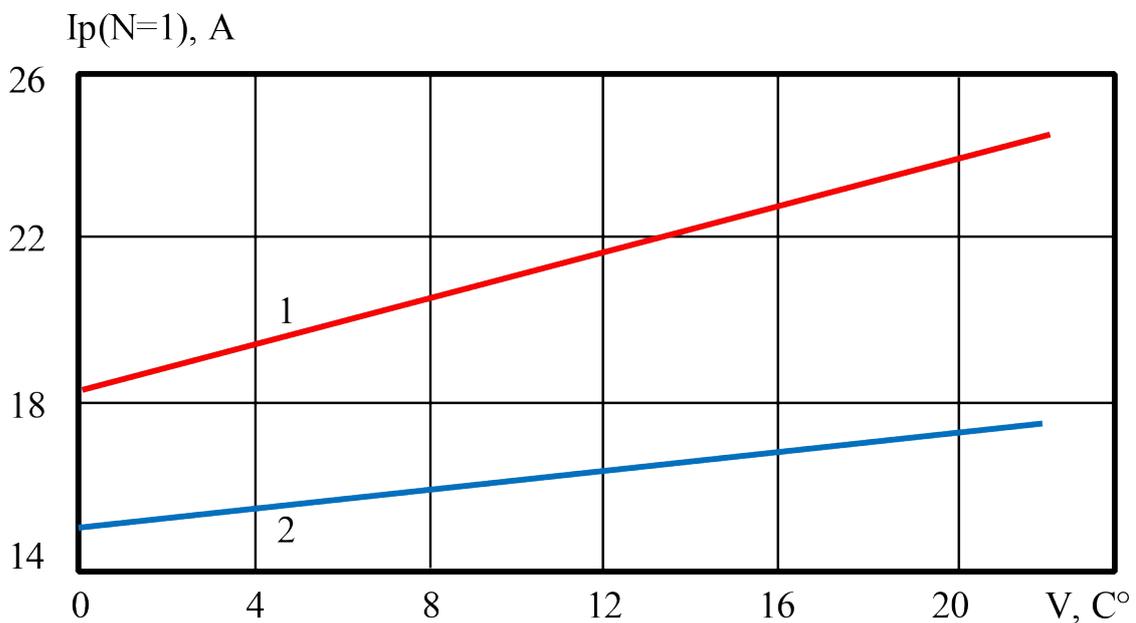


Рисунок Г.1 — Характеристика залежності струму розряду акумулятора першого номера від температури електроліта

Для перевірки обраного акумулятора враховується струм короткочасного аварійного навантаження, який не має перевищувати максимально допустимий п'ятисекундний розрядний струм. Цей струм у 2,5 раза перевищує струм одночасного розряду і для акумулятора типу СК обчислюється за формулою:  $2,5 \times 18,5 \times N = 46,25N$ . Таким чином, умова перевірки струму короткочасного аварійного розряду матиме такий вигляд:

$$I_{ав.мп} / 46 \geq N \cdot \quad (\Gamma.5)$$

Проводиться перевірка акумуляторної батареї на відповідність допустимій напрузі ( $U_{ш,доп}$ ) в умовах короткочасного аварійного навантаження. Допустимі значення відхилень напруги наведено у таблиці 1, а графіки залежності напруги для акумулятора першого номера від величини короткочасного розрядного струму представлені на рисунку 2.1. На основі даних таблиці 2.1 визначається значення  $U_{ш,доп}$ , після чого за рисунком 2.2 встановлюється максимально допустиме (за напругою) короткочасне навантаження. Отримане значення порівнюється з розрахунковим навантаженням, приведеним до першого номера.

$$I_{p(N=1)} \geq \frac{I_{ав.кр}}{N}. \quad (\Gamma.6)$$

Підзарядний пристрій (ПЗП) підбирається на основі розрахункових значень струму та напруги, що відповідають нормальному режиму роботи.

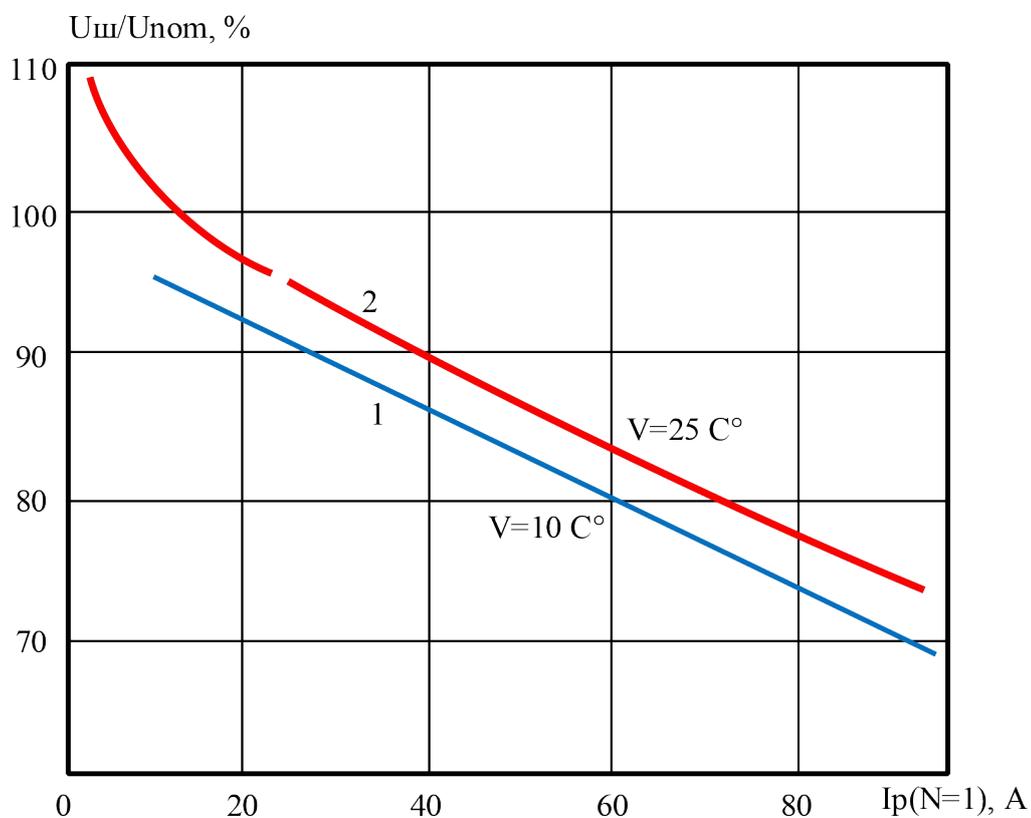


Рисунок Г.2– Характеристика залежності напруги від струму розряду акумулятора першого номер

Таблиця Г.1 – Допустимі відхилення напруги для ЕП постійного струму

Електроприймачі	Додаткові відхилення напруги, % $U_{ном}$	
	Верхня межа	Нижня межа
Прилади і апарати управ. і захисту	65-70	110-120
Механізми вмик. приводів вимик.	80-85	110
Лампи на щитах керування	75-80	105
Лампи аварійного освітлення	95	105
Електродвигуни	95	105

У нормальному режимі роботи підзарядний пристрій (ПЗП) основних елементів забезпечує живлення постійно підключеного навантаження  $I_{пост}$  та здійснює підзарядку акумуляторної батареї. Струм підзарядки приймається на рівні  $0,15 \cdot N$  [1]. Таким чином, розрахунковий струм ПЗП для основних елементів батареї становить:

$$I_{ПЗП} = I_{пост} + 0,15 \cdot N. \quad (Г.7)$$

Розрахункова напруга ПЗП:

$$U_{ПЗП} = U_{н.з.} \cdot \kappa_0. \quad (Г.8)$$

Як підзарядні пристрої зазвичай застосовуються випрямлювальні агрегати з напівпровідниковими випрямлячами, наприклад, типу ВАЗП-380/260-40/80, розраховані на напругу в діапазоні 380-260 В та струм від 40 до 80 А. Додаткові елементи в нормальному режимі не беруть на себе жодного навантаження. Отже, розрахунковий струм їхнього ПЗП відповідає виключно струму підзарядки:

$$I_{ПЗП,дод} = 0,05 \cdot N. \quad (Г.9)$$

Розрахункова напруга

$$U_{ПЗП.дод} = U_{н.з.} \cdot \kappa_{дод}. \quad (Г.10)$$

Вибір зарядного пристрою (ЗП) здійснюється на основі розрахункових значень струму та напруги, необхідних для заряджання акумуляторної батареї. Розрахунковий струм ЗП становить:

$$I_{ПЗП} = I_{пост} + 5 \cdot N. \quad (Г.11)$$

розрахункова напруга (в кінці розряду):

$$U_{ПЗ} = U_3 \cdot \kappa. \quad (Г.12)$$

де  $U_3 = 2,75$  В – напруга на елементі в кінці заряду.

Для заряджання акумуляторних батарей може використовуватися двигун-генератор постійного струму. Такі агрегати, наприклад, типів ПЗ2–П102, виробляються з номінальними потужностями в діапазоні від 1,7 до 100 МВт.

На рисунку В.3 представлена схема акумуляторної установки, оснащеної елементним комутатором.

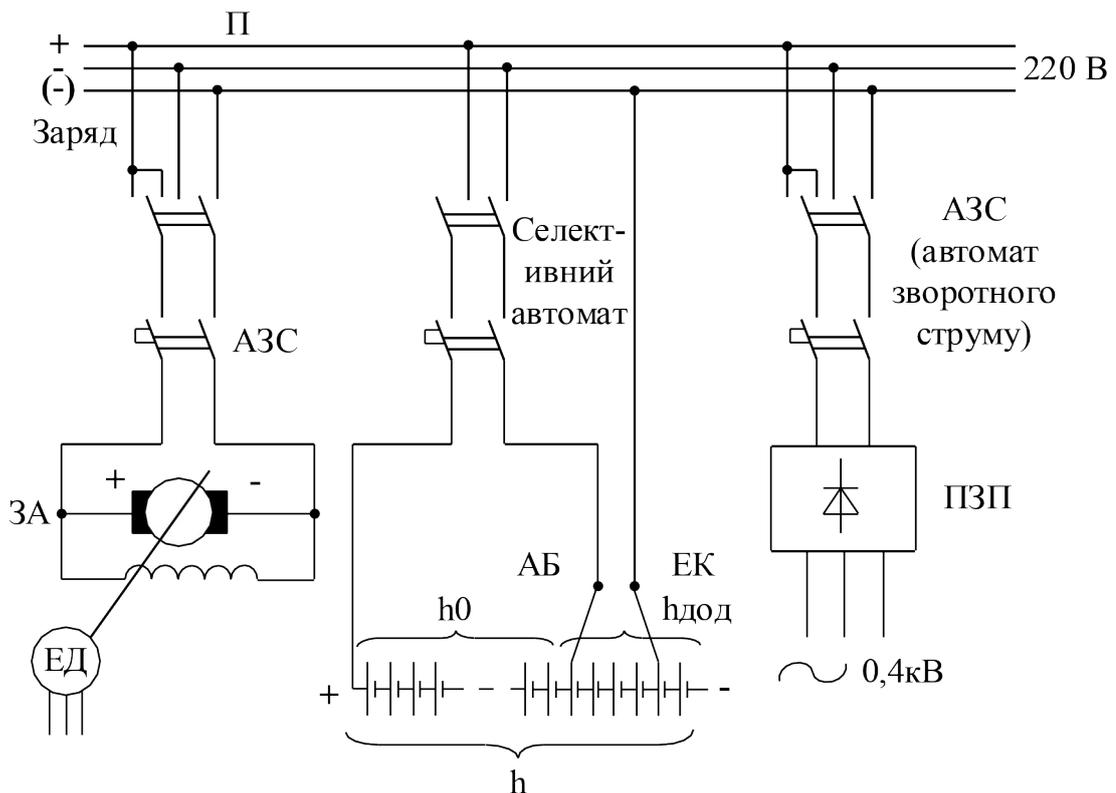


Рисунок Г.3 - Схема акумуляторної установки з елементним комутатором

На сучасних електростанціях для зарядки та підзарядки акумуляторних батарей (АБ) переважно використовуються установки, які перетворюють змінний струм напругою 220–380 В у постійний. Зарядні пристрої мають забезпечувати достатню потужність і напругу для заряджання АБ до 90% їхньої ємності за 6–8 годин [1].

Виробниками випускаються випрямні установки з високим коефіцієнтом корисної дії та тривалим терміном експлуатації. Для регулювання вихідних параметрів у цих установках застосовується схема з дроселями насичення, послідовно підключеними до випрямлячів. Живлення випрямних агрегатів здійснюється від трифазної мережі змінного струму напругою 220/380 В. Для підключення зарядних і зарядно-підзарядних випрямних пристроїв до мережі змінного струму використовується розділювальний трансформатор. Основні технічні характеристики окремих зарядних і зарядно-підзарядних випрямних установок наведено в таблиці Г.2.

Таблиця Г.2 - Дані випрямляючих установок

Тип агрегату	Напруга мережі змінного струму, В	Межі випрямленої напруги		Межі випрямленого струму	
		нижній	верхній	нижній	верхній
ВАЗП-380/260-0/80 УХЛ4-2	220, 380	260	380	40	80
ЗПП2	220,380 з нулем	110	220	20	200
ТППС-800	220	190	280		800
ТППС-800	380	190	360		800
ТППС-320	380	220	250		320
ТИПС-160	380	220	250		160
ТИПС-80	380	220	250		80

Було розглянуто роль акумуляторних батарей як ключового автономного джерела безперервного живлення систем безпеки та власних потреб АЕС в аварійних режимах. Проаналізовано основні типи застосовуваних свинцево-кислотних акумуляторів – стаціонарні типу СК (46 типорозмірів) та з намазаними пластинами типу СН (14 типорозмірів), наведено їхні розрядні характеристики, особливості експлуатації, переваги та обмеження щодо використання на АЕС та підстанціях.

Одним із ключових автономних джерел енергії в системах власних потреб (ВП) АЕС є акумуляторні батареї (АБ). Їхнє основне завдання – забезпечення електроживленням систем керування, автоматики, сигналізації, зв'язку, а також критично важливих робочих механізмів і мережі аварійного освітлення в разі збоїв у роботі установки протягом часу, необхідного для відновлення нормального функціонування [1] (Додаток В).

Структура та призначення акумуляторних батарей різних категорій на АЕС: батареї систем безпеки (100 % резервування по кожній системі), загальноблочні АБ з елементними комутаторами (розрахунковий час автономії 30 хв), батареї автоматичного запуску дизель-генераторів, окремі АБ СУЗ та батареї ВРП. Показано, що всі АБ працюють у буферному режимі постійної підзарядки, що

забезпечує миттєву готовність до прийняття повного навантаження при зникненні зовнішнього живлення.

Наведено повну методику розрахунку кількості елементів (основних, загальних та додаткових), вибору типорозміру акумуляторів типу СК з урахуванням тривалого та імпульсного аварійного навантаження, коефіцієнта запасу 1,05, температурної корекції та перевірки за максимально допустимим п'яти секундним струмом і падінням напруги. Окремо розглянуто принципи підбору зарядно-підзарядних (ПЗП) та зарядних (ЗП) випрямних пристроїв, їхні розрахункові струми та напруги для нормального й аварійного режимів.

Таким чином, розділ повністю розкриває технічні та експлуатаційні аспекти систем безперервного живлення постійного струму АЕС, створюючи необхідну основу для подальшого аналізу релейного захисту та автоматики цих установок.

ДОДАТОК Д  
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**«РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА СИСТЕМИ  
БЕЗПЕРЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ АЕС»**

# Релейний захист та автоматика системи безперервного живлення власних потреб АЕС

Виконав: ст. гр. ЕС-24м, Буток К. А.  
Керівник: к.т.н., професор Рубаненко О. Є.

ВНТУ, Вінниця – 2025

## Актуальність

В сучасних умовах розвитку атомної енергетики забезпечення надійності та безпеки систем електропостачання власних потреб атомних електростанцій (АЕС) є важливим завданням, оскільки порушення в роботі ВП АЕС можуть призвести до аварійних ситуацій з негативними наслідками для навколишнього середовища та населення.

Критичний аналіз сучасного стану АЕС свідчить про те, що традиційні системи релейного захисту та автоматики, розроблені в минулому столітті, не завжди відповідають вимогам до експлуатації в умовах проектних аварій, в умовах дії електромагнітних імпульсів та іонізуючого випромінювання, що особливо актуально для АЕС з реакторами типу ВВЕР, які становлять основу українського енергетичного сектору.

Тому тема МКР актуальна.

## Мета та задачі МКР

Відповідно до теми МКР, метою магістерської кваліфікаційної роботи є удосконалення релейного захисту та автоматики системи безперервного живлення власних потреб АЕС шляхом розробки рекомендацій щодо підвищення якості експлуатації та стійкості в нормальних і аварійних режимах. Для досягнення мети в МКР вирішуються такі задачі.

- Дослідити обладнання власних потреб на постійному струмі та джерела його живлення;
- Проаналізувати схеми постачання електропостачання ВП АЕС;
- Провести економічне оцінювання ефективності реконструкції релейного захисту АЕС;
- Розглянути питання охорони праці, протипожежного захисту та підвищення стійкості блока релейного захисту в умовах іонізуючих випромінювань, електромагнітного імпульсу та надзвичайних ситуацій.

## Об'єкт та предмет дослідження

Об'єкт дослідження – електропостачання власних потреб АЕС, яке забезпечує безперервне функціонування критичного обладнання реакторних установок у нормальних, перехідних та аварійних режимах експлуатації.

Предмет дослідження – релейний захист та автоматика системи безперервного живлення власних потреб АЕС, зокрема принципи їх побудови, алгоритми роботи, стійкість до аварійних впливів та економічна ефективність модернізації.

## Методи досліджень та новизна результатів

Новизна на одержаних результатах. Розроблена методика розрахунку уставок мікропроцесорних захистів обладнання власних потреб АЕС для основних та резервних захистів від аварійних режимів, при яких параметри перевищують вимоги існуючих стандартів для АЕС з реакторами ВВЕР 1000. Теоретична значущість полягає в удосконаленні аналізу систем безперервного живлення, з акцентом на інтеграцію автоматизації з системами класу безпеки, що дозволяє зменшити час перерв у живленні до мілісекунд.

## Практична цінність

Практична цінність запропонованому алгоритмі економічного оцінювання реконструкції, який враховує витрати на модернізацію та потенційне зменшення старих приладів РЗА на нові.

В роботі також розглянуті заходи з охорони праці на АЕС, з протипожежного захисту та безпеки в надзвичайних ситуаціях, що можуть бути впроваджені на українських АЕС для підвищення надійності, зниження ризиків та оптимізації експлуатаційних витрат.

## Вимоги до першої та другої категорії споживачів ВП АЕС

Для першої категорії неприпустимі перерви в електропостачанні, що перевищують частки секунди, незалежно від режиму роботи, включно з ситуаціями повної втрати напруги змінного струму від робочих і резервних трансформаторів з власних потреб. Ці споживачі потребують безперервного живлення навіть після спрацювання аварійного захисту (АЗ) реактора.

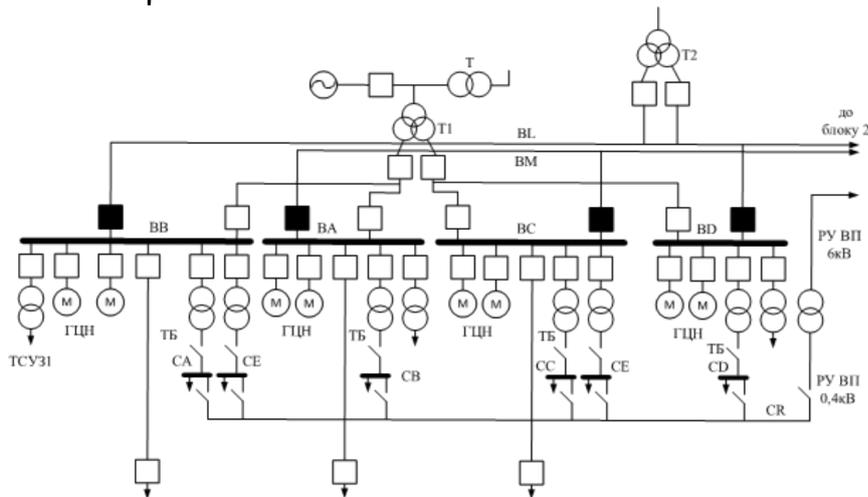
- ▶ контрольно-вимірювальні пристрої та автоматизовані системи захисту реактора;
- ▶ обладнання для технологічного моніторингу реактора та пов'язаних з ним систем;
- ▶ окремі системи дозиметричного контролю та інші.

Друга категорія охоплює споживачів, які потребують високого рівня надійності електроживлення, але допускають короточасні перерви в електропостачанні, тривалість яких визначається умовами аварійного розхолоджування. Ці споживачі також потребують електроживлення після спрацювання аварійного захисту (АЗ) реактора.

До цієї групи належать:

- ▶ механізми для розхолоджування реактора та локалізації аварій у різних режимах, зокрема під час максимальної проектно аварії (МПА);
- ▶ насосні системи аварійного охолодження реактора (САОЗ), системи аварійного охолодження реакторної установки (САОР), спринклерні насоси;
- ▶ насосні системи для борного регулювання та інші аналогічні системи та інші.

## Фрагмент схеми живлення ВП АЕС



## Релейний захист електрообладнання власних потреб

- Релейний захист систем власних потреб АЕС повинен забезпечувати швидке та селективне відключення пошкоджених.
- Сучасні системи релейного захисту виконуються на мікропроцесорній елементній базі, що забезпечує високу точність спрацювання, гнучкість налаштування та широкі можливості реєстрації аварійних подій. Цифрові пристрої захисту інтегрують функції вимірювання, захисту, автоматики, сигналізації та передачі даних в єдиному блоці, що спрощує їх застосування та обслуговування.
- елементів при збереженні в роботі справного обладнання.
- Для підвищення надійності захисту відповідального обладнання застосовується принцип резервування – встановлення двох незалежних комплектів захистів, кожен з яких здатний самостійно виконувати функцію захисту. Резервні захисти можуть виконуватися на різній елементній базі або за різними алгоритмами, що зменшує ймовірність відмов за спільною причиною.

## Захист трансформаторів власних потреб

Основним захистом трансформаторів потужністю понад 1 МВА є поздовжній диференційний захист

## Розрахунок уставок релейного захисту трансформаторів власних потреб

Номинальні параметри силового трансформатора та трансформатора струму

Коефіцієнт трансформації трансформатора

$$K_{TC} = \frac{I_{номВН}}{I_{номНН}} = \frac{300}{5} = 60 \text{ у.о.}$$

Параметри силового трансформатора TS: 10/0,4/1600 кВА

Номинальна потужність  $S_{ном} = 1600$  кВА

Напруга обмоток ВН  $U_{номВН} = 10,5$  кВ; Напруга обмоток НН  $U_{номНН} = 0,4$  кВ

Втрати активної потужності досліді КЗ  $\Delta P_k = 13$  кВт; Напруга досліді КЗ  $u_k = 6\%$

Номинальні робочі струми силового трансформатора (на стороні ВН і НН):

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 87,977 \text{ А}; \quad I_{номНН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2309,401 \text{ А}$$

Коефіцієнт трансформації  $K_{оп.тр} = \frac{U_{номВН}}{U_{номНН}} = \frac{10,5}{0,4} = 26,25 \text{ у.о.}$

## Висновки

- Досліді обладнання власних потреб на постійному струмі свідчать про те що споживачами постійного струму є електричні двигуни ВП які використовуються в масланоасах ущільнень валу турбіни, а також в системах живлення РЗ, протиаварійної автоматики, аварійного освітлення.
- Структура СУЗ та апаратура контролю нейтронного потоку (АКНП) передбачають поділ кожної системи на три частини: два комплекти для формування сигналів аварійного захисту (АЗ) і один для попереджувального захисту СУЗ. Відповідно, живлення організовано по трьох лініях у межах кожної частини.
- На основі проведеного розрахунку показників визначено, що термін окупності заміни електромеханічного захисту на мікропроцесорний, становить 3,53 року.
- Розглянувши питання охорони праці, протипожежного захисту та розрахунку для підвищення стійкості блока релейного захисту в умовах іонізуючих випромінювання, електромагнітного імпульсу в надзвичайних ситуаціях, було запропоновано технічні та організаційні рішення гарантуючі надійне спрацювання захисту та збереження працездатності енергосистеми навіть в умовах критичних перевантажень та надзвичайних ситуацій.