

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю
3200 МВт (4×800) з аналізом захисту розподільних установок»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-21м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Вихристюк Д. С.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Тептя В. В.
(прізвище та ініціали)

«14» Червень 2022 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Мельник М. А.
(прізвище та ініціали)

«16» Червень 2022 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«18» Червень 2022 р.

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.

_____ 2022 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

_____ Вихристюку Денису Сергійовичу _____.

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 3200 МВт (4×800) з аналізом захисту розподільних установок»

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Тептя В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2022 року № 203

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2022 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 300 км; вид промисловості району – чорна металургія; максимальна потужність, що віддається в систему 2100 МВт; номінальна потужність системи 28000 МВА; номінальний опір системи 0,2 в.о.; номінальна напруга системи 750 кВ; номінальна напруга мережі району 330 кВ; максимальне навантаження місцевого району 400 МВт

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Захист розподільних установок КЕС. 4. Релейний захист і автоматика. 5. Економічна частина. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти схем КЕС. 2. Розріз головної будівлі КЕС. 3. Головна схема електричних з'єднань КЕС. 4. Фрагмент схеми власних потреб 5. Поперечний розріз коміртки ВРУ-750 кВ. 6. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ. 7. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-750 кВ. 8. Релейний захист двигуна власних потреб. 9. Техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Тептя В. В., к.т.н., доц., доцент кафе- дри ЕСС	 14.09.2022	 14.12.2022
Охорона праці та безпе- ка в надзвичайних ситу- аціях	Рубаненко О. Є. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС	 16.09.2022	 14.12.2022
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафе- дри ЕСС	 16.09.22	 14.12.2022

7. Дата видачі завдання 23 вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання ета- пів роботи		Під- пис
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	13.09.22	
2	Техніко-економічне обґрунтування проєктування КЕС	14.09.22	16.09.22	
3	Електротехнічна частина	17.09.22	05.10.22	
4	Захист розподільних установок	06.10.22	20.10.22	
5	Релейний захист і автоматика КЕС	21.10.22	30.10.22	
6	Економічна частина	01.11.22	10.11.22	
7	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуа- ціях	11.11.22	16.11.22	
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	01.12.22	04.12.22	
	Рецензування МКР	05.12.22	10.12.22	
	Захист МКР	19.12.22	-	

Студент
Керівник роботи

(підпис)

Д. С. Вухристов

(підпис)

В. В. Тептя

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Вихристюк Денис Сергійович «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 3200 МВт (4×800) з аналізом захисту розподільних установок». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2022. 129 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 32 назв; рис.: 18; табл. 35.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 3200 МВт з генераторами 800 МВт. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне обладнання, спроектована структурна схема станції, схеми відкритих розподільних установок 750 та 330 кВ і схема власних потреб 10 кВ. Розраховано струми коротких замикань та обрані комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторна батарея. Виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ. Розраховано релейний захист блоку. Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях на електростанції.

Ключові слова: конденсаційна електрична станція, трансформатор, відкрита розподільна установка, захист, заземлювальний пристрій, блискавкозахист

ABSTRACT

Vykhristyuk Denys "The electrical part of the condensing power plant with a capacity of 3200 MW (4 800) with an analysis of the protection of switchgear." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2022. 129 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 32 titles; Fig.: 18; table 35.

In the master's qualification work the electrical part of the 3200 MW condensing power station with 800 MW units was designed. In the electrical engineering part the electrical load schedules of the station were calculated, the main equipment was selected, the structural diagram of the station was designed, the diagrams of open distribution device (ODD) of 750 and 330 kV and the diagram of own needs of 10 kV. Short-circuit currents were calculated and switching devices, current-carrying parts, measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a battery were selected. Calculation of lightning protection and grounding device ODD -750 kV has been performed. The relay protection of the unit is calculated. An analysis of dangerous and harmful production factors was carried out and safety measures for the life of personnel in emergency situations at the power plant were proposed.

Keywords: condensing power plant, transformer, open distribution device, protection, grounding device, lightning protection

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП.....	6
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ КЕС ПОТУЖНІСТЮ 3200 МВТ.....	9
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	12
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції	12
2.2 Вибір основного обладнання	17
2.3 Вибір структурної схеми станції	18
2.4 Вибір схем електричних з'єднань ВРУ-750 та 330 кВ	24
2.5 Вибір схеми власних потреб	34
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	35
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати- чного струму	46
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	48
2.9 Вибір струмоведучих частин	49
2.10 Вибір кабелів в РУВП-10 кВ.....	56
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів	56
2.12 Вибір акумуляторної батареї	60
3 ЗАХИСТ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК КЕС	64
3.1 Призначення заземлювальних пристроїв.....	64
3.2 Призначення грозозахисту розподільних установок.....	69
3.3 Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ	71
3.4 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ.....	73
3.5 Захист від атмосферних та внутрішніх перенапруг	76
3.6 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджува- чів та шунтових реакторів на КЕС	78
4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА.....	79
4.1 Вибір системи оперативного управління КЕС.....	79

4.2 Вибір системи дистанційного управління	80
4.3 Система сигналізації	81
4.4 Автоматика і блокування	81
4.5 Зв'язок	82
4.6 Телемеханіка.....	83
4.7 Розрахунок релейного захисту блоку генератор–трансформатор	83
4.7.1 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором.....	83
4.7.2 Захист від багатозазних КЗ в обмотці статора і на виводах генератора	85
4.7.3 Захист від КЗ між витками однієї фази обмотки статора	87
4.7.4 Захист від замикань на землю в обмотці статора	87
4.7.5 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ.....	88
4.7.6 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень.....	89
4.7.7 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень.....	90
4.7.8 Захист ротора від перевантаження струмом збудження.....	90
4.7.9 Додатковий (тимчасовий) захист ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним збудником	91
4.7.10 Захист від асинхронного режиму при втраті збудження	92
4.7.11 Захист від перевищення напруги на виводах турбогенератора і трансформатора	92
4.7.12 Захист від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора, на його виводах, ошиновці ВН та від міжфазних КЗ в обмотці статора турбогенератора.....	93
4.7.13 Захист від замкнень всередині кожуха трансформатора	94
4.7.14 Захист від зовнішніх КЗ на землю в колі із заземленими нейтраллями при роботі трансформатора із заземленою нейтраллю	94
4.8 Вибір основних захистів на КЕС.....	96
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	99

5.1	Визначення кошторисної вартості проєктованої КЕС	99
5.2	Розрахунок собівартості електроенергії на станції	101
5.2.1	Амортизація основних фондів	101
5.2.2	Розрахунок фонду заробітної плати	103
5.2.3	Розрахунок вартості палива	105
5.2.4	Розрахунок інших витрат	106
5.2.5	Визначення собівартості відпущеної електроенергії	107
5.3	Аналіз отриманих результатів	108
6	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	109
6.1	Задачі розділу. Аналіз умов праці під час робіт, пов'язаних з обслуговуванням заземлювальних пристрів розподільних установок КЕС потужністю 3200 МВт	109
6.2	Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування електрообладнання ВРУ КЕС потужністю 3200 МВт	111
6.2.1	Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць	111
6.2.2	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	113
6.3	Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	117
6.3.1	Дослідження стійкості роботи розподільних установок та електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань	117
6.3.2	Дослідження стійкості електричної частини КЕС 3200 МВт в умовах дії електромагнітних імпульсів	119
6.3.3	Розробка заходів з підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС у надзвичайних ситуаціях	121
	ВИСНОВКИ	125
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	127
	Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи	130
	Додаток Б Технічне завдання МКР	131
	Додаток В Ілюстративна частина	135

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;
АПВ – автоматичне повторне включення;
БТ – блочний трансформатор;
ВЗ – високочастотний загороджувач;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВП – власні потреби;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕМІ – електромагнітний імпульс;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗА – захисні апарати;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КЕС – конденсаційна електрична станція;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;
РВ – розрядник вентиляний;
РЗА – релейний захист і автоматика;
РУ – розподільна установка;
ТЕС – теплова електрична станція;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТГ – турбогенератор;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. На початок 2022 року енергетична галузь України незважаючи на проблеми, була однією з найпотужніших в Європі. Розвиток енергетичної галузі зумовлює розвиток всієї економіки країни. Важливо на сьогодні зберегти й покращити ті потужності, які є в об'єднаній електроенергетичній системі (ОЕС) України.

Україна пережила перехід від монопольної на нову конкурентну модель ринку електроенергії. Таким чином, змінились і умови функціонування всіх джерел енергії, а також нові проблеми.

Поточні проблеми енергетичної галузі [1]:

- необхідність продовжити до 2030 року термін служби вісьми блоків атомних електростанцій;
- не повністю врегульовані питання, пов'язані з «зеленим» тарифом та заборгованостями;
- зростаючі проблеми у питаннях балансування в системі;
- недостатність власних ресурсів, викопного палива (приблизно 46 % вугілля імпортується);
- залежність від імпорту газу (приблизно 30% споживання газу імпортоване);
- значні ресурси біопалива але відсутність стимулювання виробництва різних видів біопалива, таких як біомаса, біометан, біодизельне паливо тощо;
- недостатність балансуєчих потужностей в системі для підтримки її стійкості та безпеки внаслідок зростання генерування від ВДЕ.

Теплова енергетика посідає друге місце в енергетичній галузі України. Звичайно, є багато нагальних проблем, оскільки теплові станції проектувались і будувались ще 50-60 років тому. Отже вони морально застаріли. Крім того, велика кількість енергогенеруючого обладнання на ТЕС відпрацювали свій роз-

рахунковий та проєктний ресурс і швидкість старіння обладнання ТЕС стрімко зростає [2].

На долю конденсаційних електростанцій (КЕС) в Україні припадає приблизно 20 % виробленої електроенергії [3]. Спостерігається тенденція подальшого зменшення частки теплової генерації. Безумовно, тепла енергетика повинна зазнати реформ і перетворень, враховуючи міжнародні стандарти, впровадження політики декарбонізації енергетики [4]. Однак повністю відмовитись від теплових електростанцій, напевно, не можна. Оскільки генерування ГЕС недостатньо для регулювання напівпікової та пікової частин добового графіка навантаження системи.

Необхідно адаптувати теплові електростанції (ТЕЦ та КЕС) до нових умов функціонування.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування й забезпечення надійної роботи об'єднаної електроенергетичної системи шляхом проєктування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 3200 МВт з блоками по 800 МВт, аналіз методів проєктування електростанцій та захисту розподільних установок на електростанції.

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

- техніко-економічне обґрунтування проєктування КЕС;
- аналіз існуючих методів, що використовуються при проєктуванні електростанцій;
- проєктування головної схеми електричних з'єднань КЕС та схеми власних потреб електростанції;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, акумуляторної батареї;
- розроблення заходів та вибір засобів захисту розподільних установок на станції;
- розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці та за-

ходів підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій;

- розрахунок основних техніко-економічних показників КЕС.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина станцій.

Предметом дослідження є методи і засоби проєктування електростанцій.

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

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

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ КЕС ПОТУЖНІСТЮ 3200 МВт

Протягом наступних найближчих років заходи щодо розвитку електроенергетичної галузі України будуть направлені на відновлення та відбудову ушкодженого внаслідок воєнних дій сектору, а також на будівництво нових об'єктів, в тому числі й генерації.

З метою реалізації завдань розвитку ОЕС України розроблено Енергетичну стратегію України на період до 2035 року та План розвитку системи передачі [5–8]. Щодо можливостей реконструкції теплових електростанцій, враховуючи екологічні вимоги, ці види генерації у найближчий час будуть залишатися достатньо ефективними.

Основні генерувальні потужності теплових станцій енергосистеми України зосереджені в п'яти енергогенерувальних компаніях: АТ «ДТЕК Західенерго», АТ «ДТЕК Дніпроенерго», ПАТ «Центренерго», ТОВ «ДТЕК Східенерго», ПАТ «Донбасенерго», які разом експлуатують 14 ТЕС із блоками одиначною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт, та на трьох крупних ТЕЦ (Київські ТЕЦ-5 і 6, Харківська ТЕЦ-5) з енергоблоками 250 (300) та 100 (120) МВт інших компаній. Загальне число енергоблоків на ТЕС і ТЕЦ становить 106 одиниць, у тому числі потужністю: 100 (120) МВт – 4, 150 МВт – 6, 200 МВт – 42, 250 МВт – 5, 300 МВт – 42, 800 МВт – 7 одиниць [7].

На початку 2022 року ОЕС України частково синхронізувалась з Європейською мережею системних операторів передачі (ENTSO-E) і здійснює зв'язки по мережам напругою 110-750 кВ.

Блоки теплових станцій забезпечують можливість первинного та вторинного регулювання частоти в системі. З точки зору забезпечення ефективного регулювання частоти і потужності структура генеруючих потужностей ОЕС України є неоптимальною. Це зумовлено багатьма причинами, в тому числі й

зниженням маневреності блоків теплових ЕС внаслідок старіння й зносу обладнання та зниження якості палива) [7].

Регулювання добових графіків навантаження (та сезонних) відбувається за допомогою блоків ГЕС, ГАЕС та ТЕС. Для покриття потреб добового регулювання не вистачає потужності гідроелектростанцій, тому вкрай необхідно створювати економічні стимули для генеруючих компаній виконувати реконструкцію своїх енергоблоків та оптимізацію технологічного процесу.

Структура потужностей енергосистеми України неоптимальна за умовами регулювання графіка навантаження, тому що не відповідає необхідним співвідношенням базових і пікових потужностей для забезпечення регулювання добового споживання в енергосистемі.

Реальна структура покриття навантаження значно відрізняється від структури встановленої потужності. Велика частка базового навантаження АЕС та необхідність дотримання існуючих правил роботи ринку електроенергії в частині використання потужностей ТЕС ускладнює регулювання графіка навантаження тепловими станціями.

Отже, з урахуванням зазначених проблем [7, 9], можна зробити висновок, що існуючі в енергосистемі генеруючі джерела знаходяться на межі вичерпання своїх фізичних можливостей для забезпечення добового регулювання та раціональних режимів роботи електричних станцій, тому вже найближчим часом необхідне виконання їх реконструкції, а також введення нових високоманеврових потужностей. Тому тепла енергетика залишається важливою складовою енергетики України, принаймні в найближчі двадцять років.

Продовження виробництва електроенергії вітчизняними тепловими станціями у спосіб, що завдає значну шкоду довкіллю, суттєво ускладнить інтеграцію української енергетики в єдиний ринок Євросоюзу. Конкурентоздатність вітчизняних енергокомпаній також сильно постраждає, оскільки за інших рівних обставин європейські покупці схильні віддавати перевагу електроенергії, виробленій з ВДЕ у безпечний та чистий спосіб. Тому необхідність в мо-

дернізації теплових ЕС нашої країни є важливою як з технічного, економічного боку, так і з боку екологічної безпеки та виконання міжнародних зобов'язань в області охорони довкілля. Теплова енергетика України повинна зазнати значних змін і перетворень в найближчі п'ять-десять років. Енергетичні підприємства мають вжити заходів з підвищення якості викопного палива, оновлення енергогенеруючого обладнання та встановлення високоефективного очисного устаткування. За оцінками фахівців, 30–40% всіх інвестиційних витрат, яких потребує теплова енергетика України, мають бути направлені саме на засоби й заходи зі зменшення шкідливих викидів. Значна частина встановлених потужностей теплової електроенергетики (понад 40%) повинні бути виведені з експлуатації в найближчі десять років [10].

Таким чином, енергосистема України зіштовхнулася з необхідністю оновлення генеруючих потужностей ТЕС. Потрібно проводити реконструкцію, модернізацію основного енергообладнання електростанцій. Актуальним залишається питання проектування та будівництва нових ТЕС. Отже, тема магістерської кваліфікаційної роботи є актуальною.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних навантажень району, що обслуговується. Їх потужність повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням втрат в елементах електропередачі, а також витрати на власні потреби станції [11].

При розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних втрат можна прийняти:

– в мережах району $\Delta P'_{1*} = 0,01$; $\Delta P'_{2*} = 0,06$;

– в мережах системи $\Delta P''_{1*} = 0,02$; $\Delta P''_{2*} = 0,14$.

Постійні втрати для району та системи визначаються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot \Delta P_{p.\max} \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P'_{1*} \cdot \Delta P_{c.\max} \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 400 = 4 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 2100 = 42 \text{ МВт}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P_{2*} \cdot \frac{\Delta P_{pt}^2}{\Delta P_{p.\max}}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P_{2*} \cdot \frac{\Delta P_{ct}^2}{\Delta P_{c.\max}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2pt} = 0,06 \cdot \frac{290^2}{400} = 12,6 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2ct} = 0,14 \cdot \frac{1680^2}{2100} = 188,2 \text{ МВт}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різни напруг:

$$\left. \begin{aligned} P_{р.вид.1} &= P_{р1} + \Delta P_{1р} + \Delta P_{2рt}; \\ P_{с.вид.1} &= P_{с1} + \Delta P_{1с} + \Delta P_{2сt1}; \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

$$P_{р.вид.1} = 290 + 4 + 12,6 = 306,6 \text{ МВт};$$

$$P_{с.вид.1} = 1680 + 42 + 188,2 = 1910,2 \text{ МВт}.$$

Сумарна потужність, що видається з шин станції:

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

$$P_{вид.1} = 306,6 + 1910,2 = 2216,8 \text{ МВт}.$$

Витрати потужності на власні потреби станції:

$$P_{ВП1} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{видt}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P_{ВП'}}{100} \cdot P_{вид.max}; \quad (2.5)$$

$$P_{ВП1} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{2216,8}{3200} \right) \cdot \frac{6}{100} \cdot 2864 = 140,16 \text{ МВт}.$$

Потужність, яка видається генераторами станції:

$$P_{вирt} = P_{видt} + P_{ВПt}; \quad (2.6)$$

$$P_{вирt} = 2216,8 + 140,16 = 2356,94 \text{ МВт}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби та річний графік за тривалістю навантаження. (таблиці 2.1 та 2.2). Далі будуємо добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{р.вид.t}$, $P_{с.вид.t}$, $P_{р.вир.t}$) і річний графік за тривалістю $P_{р.вир.p}$ (рисунок 2.1). Використовуючи річний графік за тривалістю визначаємо основні техніко-економічні показники роботи станції (таблиця 2.3).

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень

Дані для побудови графіків	Час доби	0-6	6-8	8-11	11-15	15-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	72,5	100	100	90	97	97	93	72,5
	Літо	67,5	95	95	85	92	92	88	67,5
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	290	400	400	360	388	388	372	290
	Літо	270	380	380	340	368	368	352	270
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	4	4	4	4	4	4	4	4
	Літо	4	4	4	4	4	4	4	4
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	12,62	24,00	24,00	19,44	22,58	22,58	20,76	12,62
	Літо	10,94	21,66	21,66	17,34	20,31	20,31	18,59	10,94
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	306,62	428,00	428,00	383,44	414,58	414,58	396,76	306,62
	Літо	284,94	405,66	405,66	361,34	392,31	392,31	374,59	284,94
Потужність, що віддається в систему, %	Зима	80	100	100	100	90	90	90	80
	Літо	75	95	95	95	85	85	85	75
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	1680	2100	2100	2100	1890	1890	1890	1680
	Літо	1575	1995	1995	1995	1785	1785	1785	1575
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	42	42	42	42	42	42	42	42
	Літо	42	42	42	42	42	42	42	42
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	188,16	294,00	294,00	294,00	238,14	238,14	238,14	188,16
	Літо	165,38	265,34	265,34	265,34	212,42	212,42	212,42	165,38
Потужність, що віддається в шини (РУ)	Зима	1910,16	2436,00	2436,00	2436,00	2170,14	2170,14	2170,14	1910,16
	Літо	1782,38	2302,34	2302,34	2302,34	2039,42	2039,42	2039,42	1782,38
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	2216,78	2864,00	2864,00	2819,44	2584,72	2584,72	2566,90	2216,78
	Літо	2067,31	2708,00	2708,00	2663,68	2431,73	2431,73	2414,00	2067,31
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	140,16	161,01	161,01	159,58	152,02	152,02	151,44	140,16
	Літо	135,34	155,99	155,99	154,56	147,09	147,09	146,52	135,34
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	2356,94	3025,01	3025,01	2979,02	2736,74	2736,74	2718,34	2356,94
	Літо	2202,65	2863,98	2863,98	2818,23	2578,81	2578,81	2560,52	2202,65

Примітки: 1. Максимальне навантаження власних потреб: $P'_{ВП} = 6\%$.

2. Коефіцієнт попиту: $K_{п} = 0,8$.

3. Тривалість зимового та літнього періоду: 183/182 доби.

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження

P, МВт	3025,01	3025,01	2979,02	2863,98	2863,98	2818,23	2736,74	2736,74
t, год	366	549	732	364	546	728	183	366
t _Σ , год	366	915	1647	2011	2557	3285	3468	3834

Продовження таблиці 2.2

P, МВт	2718,34	2578,81	2578,81	2560,52	2356,94	2356,94	2202,65	2202,65
t, год	366	182	364	364	1098	732	1092	728
t _Σ , год	366	182	364	364	1098	732	1092	728

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	3025,01
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	22765893,36
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	3200
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	2598,85
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0,86
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_B = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,81
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	7525,88
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	7114,34
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,06
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПp}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}t_i} \cdot t_i$	1338229
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.}p} = E_p - E_{\text{ВПp}}$	20816135
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	6376

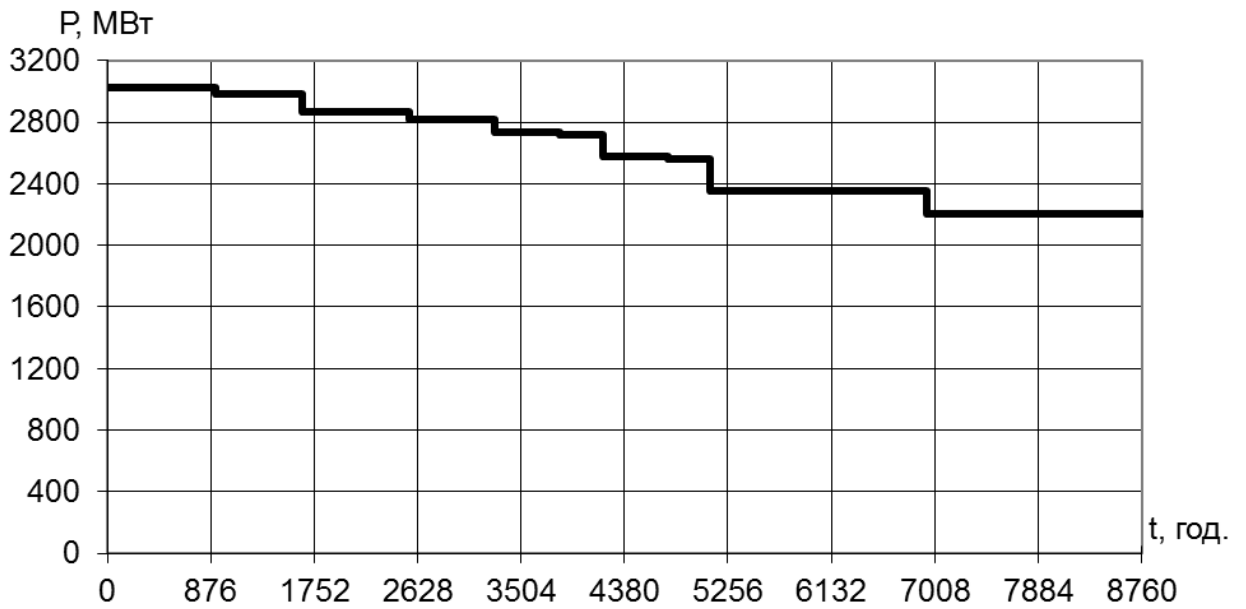
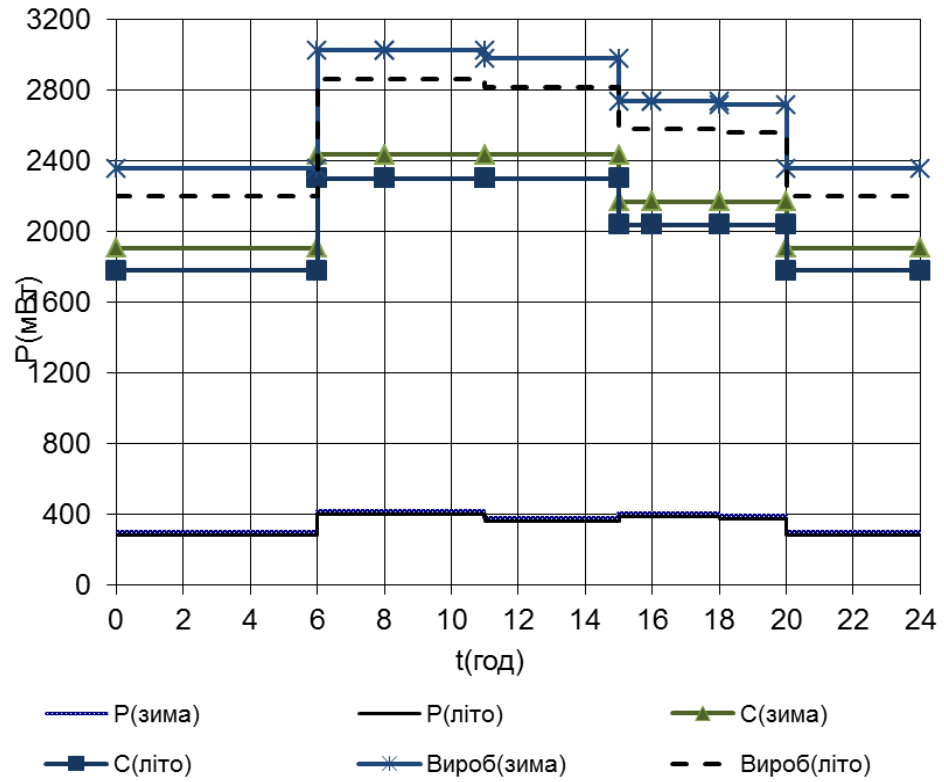


Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

2.2 Вибір основного обладнання

Обираємо основне технологічне обладнання на станції: турбіни, котельні агрегати та електричні генератори. Номінальні параметри обладнання зводимо в табл. 2.4-2.6.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенераторів [12]

Параметри	Турбогенератор
	ТЗВ-800-2УЗ
$n_{\text{НОМ.}}$, об/хв	3000
$S_{\text{НОМ.}}$, МВА	941
$P_{\text{НОМ.}}$, МВт	800
$U_{\text{НОМ.}}$, кВ	24
$\cos\varphi_{\text{НОМ.}}$	0,85
$I_{\text{НОМ.}}$, кА	22,65
Схема з'єднання обмоток	УУ
Система збудження	
$U_{\text{f.НОМ.}}$, В	612
$I_{\text{f.НОМ.}}$, А	3790
$I_{\text{fx.}}$, А	1287
ВКЗ	0,63
Опори, в.о.:	
X''_d	0,219
X'_d	0,307
X_d	2,33
X_2	0,267
X_0	0,117
X_σ	0,216

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбін [11]

Параметр	Турбіна
	К-800-130
$P_{\text{НОМ.}}$, МВт	800
P , ата	130
t , °С	510
D , Т/год.	2370

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельних агрегатів [11]

Параметр	Котельний агрегат
	Пп-2550/255 ЖМ
D, Т/год.	1600
P _{ном.} , МВт	500
P, ата	255
t, °С	565
Паливо	вугілля

2.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП [11]:

$$n = \frac{P_{\max'}}{P_{\text{гр}}} + 1, \quad (2.7)$$

де $P_{\max'}$ – максимальна потужність, що передається в район або систему з урахуванням втрат, МВт;

$P_{\text{гр}}$ – гранична потужність лінії, МВт.

$$n_{750} = \frac{2436}{2200} + 1 = 2,1 \approx 3;$$

$$n_{330} = \frac{428}{400} + 1 = 2,07 \approx 3.$$

Розрахункова потужність робочого трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{твпрозр.}} = \frac{P'_{\text{вп}}}{100} \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{г.ном}}; \quad (2.8)$$

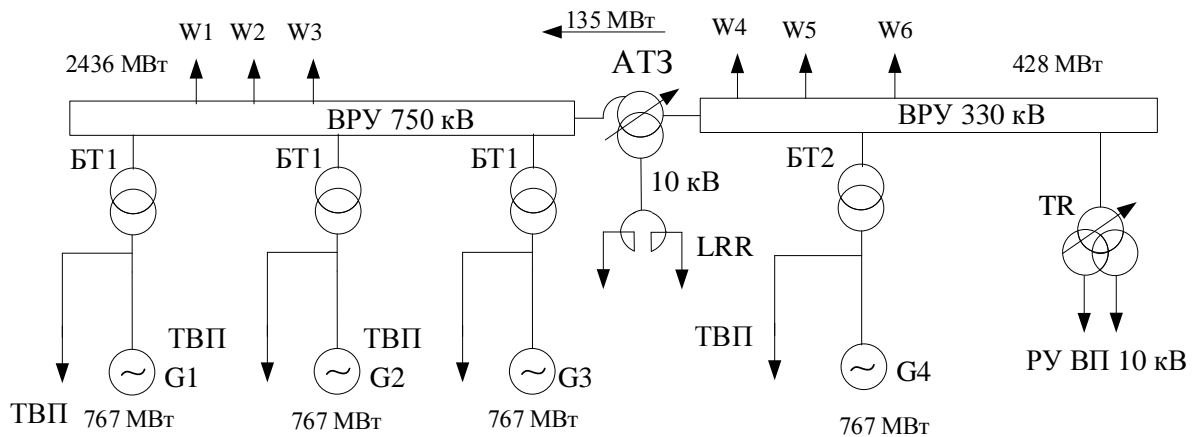
$$S_{\text{твпрозр.}} = \frac{6}{100} \cdot 0,8 \cdot 800 = 38,4 \text{ МВА};$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора

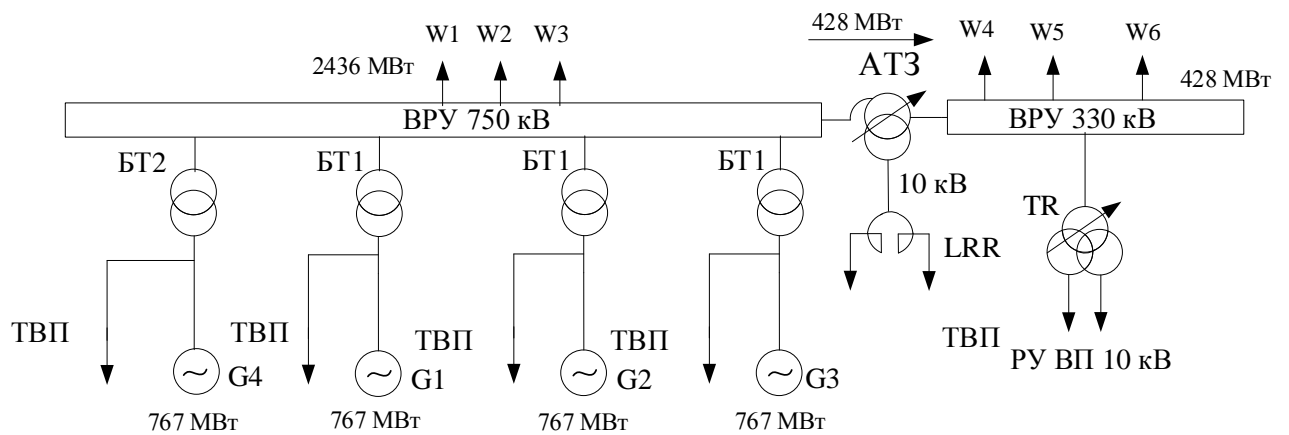
$$S_{TR_{розр.}} = 1,4 \cdot S_{ТВП.розр.}; \quad (2.9)$$

$$S_{TR_{розр.}} = 1,4 \cdot 38,4 = 53,8 \text{ МВА}$$

Структурну схему станції обираємо на підставі порівняння двох варіантів за мінімумом приведених витрат. Структурні схеми наведені на рисунку 2.2.



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми станції

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{\text{БТРрозр.}} = S_{\text{Г.вст.}} - S_{\text{ВПmax.}}; \quad (2.10)$$

$$S_{\text{БТ2розр.}} = 941 - 38,4 = 902,7 \text{ МВА.}$$

Для системи власних потреб обираємо:

ТВП: ТРДНС-40000/35;

TR: ТРДНС-63000/330;

LRR: РБСДГ 10-2x2500-0,35УЗ.

Блочні трансформатори:

БТ1: ОРЦ-417000/750;

БТ2: ТНЦ-1000000/330.

Визначимо перетоки потужності через автотрансформатор зв'язку:

а) максимальний режим:

$$S_{\text{max}} = S_{\text{Г.вст.}} - S_{\text{ВПmax}} - S_{\text{р. max}}; \quad (2.11)$$

$$S_{\text{max1}} = 941 - \frac{428}{0,85} - 38,4 = 344,2 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{max2}} = -558,4 \text{ МВА};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{\text{min}} = S_{\text{Г.вст.}} - S_{\text{ВПmax}} - S_{\text{р. min}}; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{min1}} = 902,6 - \frac{284,9}{0,85} = 567,4 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{min2}} = -335,2 \text{ МВА};$$

в) аварійний режим:

$$S_{ав} = S_{г.вст1.} - S_{впmax} - S_{p.max}; \quad (2.13)$$

$$S_{ав1} = -558,4 \text{ МВА.}$$

$$S_{ав2} = -558,4 \text{ МВА.}$$

Встановлюємо групу з трьох однофазних автотрансформатори зв'язку типу АОДЦТН-333000/750/330:

$$S_{ном} = 333 \text{ МВ}\cdot\text{А}; U_{ном} = \frac{750}{\sqrt{3}} / \frac{330}{\sqrt{3}} / 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_{кВН} = 10 \%; U_{кСН} = 28 \%; U_{кВС} = 17 \%.$$

Всі параметри обраних трансформаторів зведено в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	$S_{ном}$ МВА	$U_{ном},$ кВ			$U_{к},\%$			ΔP_x кВт	$\Delta P_{кз}$ кВт	$I_x,$ %
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
БТ-1	ОРЦ-417000/7500	417	787/ $\sqrt{3}$	-	24-24	-	14	-	320	800	0,35
БТ-2	ТНЦ-1000000/330	1000	347	-	24	-	11,5	-	480	2200	0,4
ТВП	ТРДНС-40000/35	40	24	-	10,5-10,5	-	12,7	-	36	170	0,5
ТР	ТРДНС-63000/330	63	330	-	10,5-10,5	-	11	-	100	230	0,8

Приведені витрати для вибору схеми визначаємо за формулою [11, 13]:

$$Z = p_n \cdot K + U, \quad (2.14)$$

де $p_n = 0,12$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W, \quad (2.15)$$

де a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, 8,4%;

$B = 20$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

ΔW – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{К}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{Т.НОМ.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.16)$$

де n – кількість трансформаторів, які працюють паралельно, шт.;

$\Delta P_{\text{Х}}$, $\Delta P_{\text{К}}$ – втрати ХХ та КЗ трансформаторів, кВт;

S_{max} – максимальна потужність, яка передається через трансформатори, МВА;

$S_{\text{Т.НОМ}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

τ – час максимальних втрат, год.

В таблиці 2.8 визначаємо капіталовкладення в електроустановку для варіантів схем.

Таблиця 2.8 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт. I вар./II вар.	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ-1	3/4	44725	134175	178800
БТ-2	1/0	27500	27500	-
АТЗ	1/1	42500	42500	42500
Вимикачі :				
- 750 кВ (схема 4/3)	10/11	30000	300000	330000
- 330 кВ	8/7	12750	102000	89250
Разом:			606175	640650

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\begin{aligned}\Delta W_I &= \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{AT3}; \\ \Delta W_I &= (3 \cdot 3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{3}{3} \cdot 800 \cdot \left(\frac{2389}{417}\right)^2 \cdot 6376) + \\ &+ (480 \cdot 8760 + 2200 \cdot \left(\frac{662}{1000}\right)^2 \cdot 6376) + \\ &+ (3 \cdot 217 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 580 \cdot \left(\frac{159}{333}\right)^2 \cdot 6376) = 211282013 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{II} &= \Delta W_{BT1} + \Delta W_{AT3}; \\ \Delta W_{II} &= (4 \cdot 3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{3}{4} \cdot 800 \cdot \left(\frac{3369}{417}\right)^2 \cdot 6376) + \\ &+ (3 \cdot 217 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 580 \cdot \left(\frac{503,5}{333}\right)^2 \cdot 6376) = 314396789 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.\end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні втрати:

$$U_I = 0,084 \cdot 606175 + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 211282013 = 93175,1 \text{ (тис.грн)};$$

$$U_{II} = 0,084 \cdot 640650 + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 314396789 = 116694 \text{ (тис.грн)}.$$

Приведені витрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 606175 + 93175,1 = 165916,1 \text{ (тис.грн)};$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 640650 + 116694 = 193572 \text{ (тис.грн)}.$$

$\Delta Z_{I-2} = 14,3\% \gg 5\%$, тобто приймаємо I варіант структурної схеми станції.

2.4 Вибір схем електричних з'єднань ВРУ-750 та 330 кВ

Згідно рекомендацій, намічаємо такі схеми ВРУ різних напруг [14, 15].

Для ВРУ-750 кВ приймаємо такі варіанти:

а) схема «дві системи збірних шин з чотирма вимикачами на три приєднання» (4/3);

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

в) схема «два зв'язаних чотирикутники» (рисунок 2.3).

Для ВРУ-330 кВ приймаємо схему «шестикутник» (рисунок 2.4).

Вибір схеми ВРУ-750 кВ здійснюється за критерієм мінімальних приведених витрат з урахуванням надійності [11]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(3), \quad (2.17)$$

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

$M(3)$ – збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.18)$$

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн;

$$U = a \cdot K / 100; \quad (2.19)$$

де $a = 8,4$ %.

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

Очікуваний збиток внаслідок перерви живлення внаслідок відмов вимикачів [11]:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.20)$$

де $y_0 = 15$ грн./кВт·год – питомий збиток;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

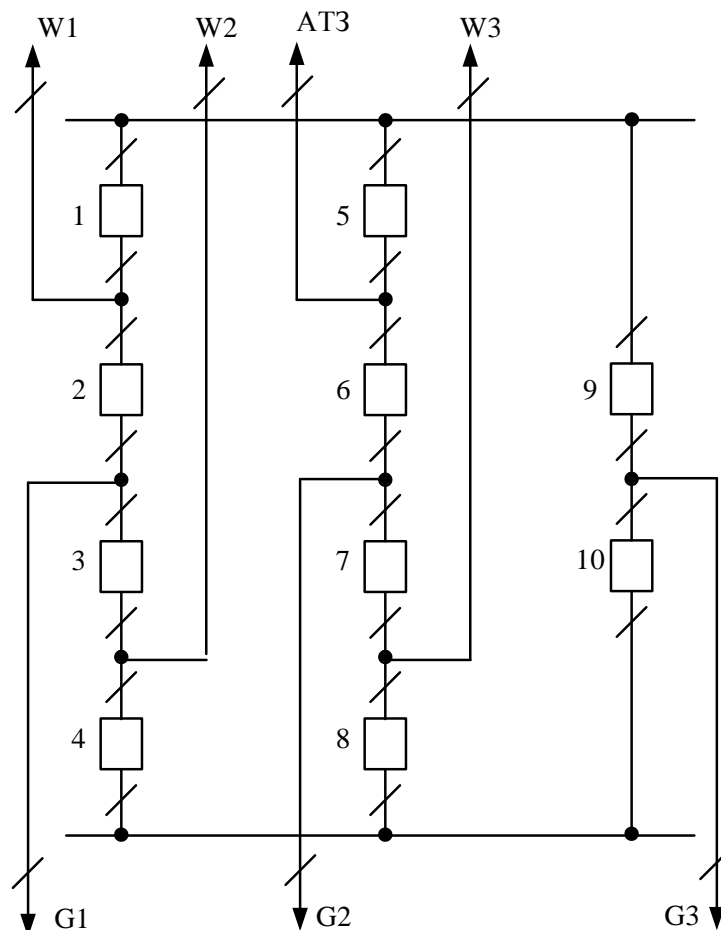
ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – потужність, яку втрачаємо, МВт;

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

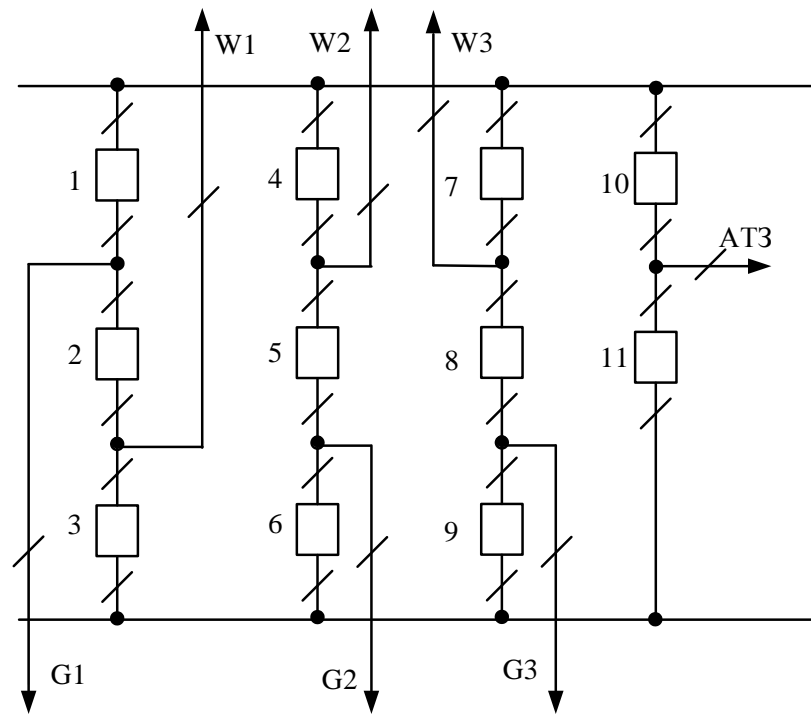
Розрахунок $M(3)$ проводиться за алгоритмом, наведеним в [2].

Виконуємо розрахунок надійності схеми, результати розрахунку наведені у таблицях 2.9 – 2.15.

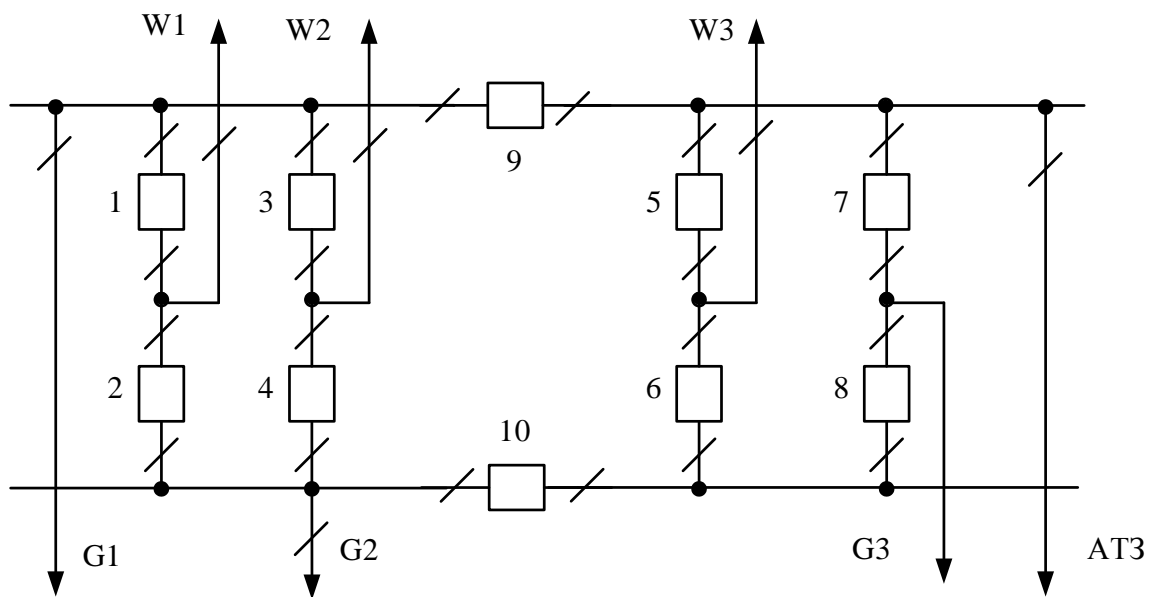


а) I варіант

Рисунок 2.3 – Варіанти схем ВРУ-750 кВ



б) II варіант



в) III варіант

Рисунок 2.3 (продовження)

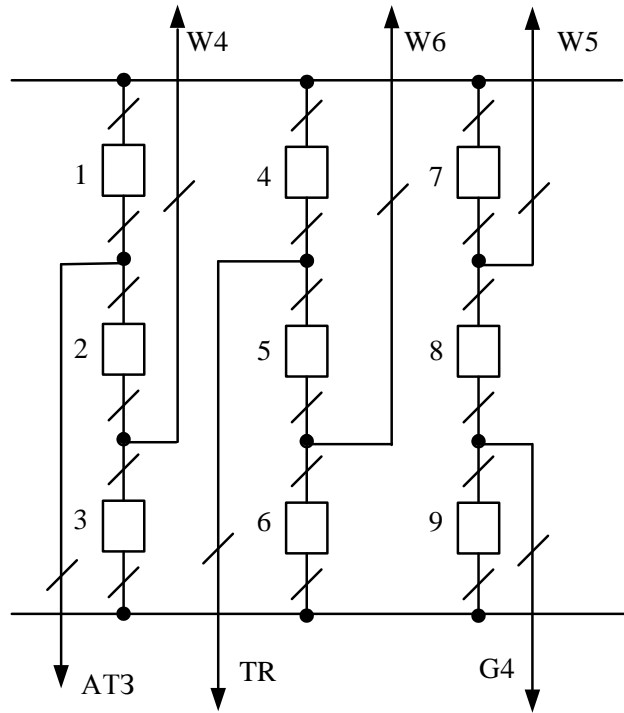


Рисунок 2.4 –Схема ВРУ-330 кВ

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів [11]

Напруга, кВ	Складова параме- тра потоку відмов, 1/рік		Час віднов- лення, $T_{в}$, год	Частота пла- нових ремон- тів, μ , 1/рік	Тривалість планового ре- монту, $T_{п}$, год
	ω_1	ω_2			
750	0,025	0,005	250	0,2	550

Таблиця 2.10 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-750 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення		
		I	II	III
Кількість комірок, шт.	n_k	10	11	10
Вартість комірки, тис. грн.	C_k	30000	30000	30000
Параметр потоку раптових відмов генеральних та лінійних вимикачів	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,015	0,015	0,015
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,024	0,024	0,024
Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального режимів роботи P_y	$K_p = \mu \cdot T_{\Pi} / 8760$	0,012557	0,012557	0,012557
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,87443	0,861873	0,87443
Час простою елемента, год.	T_0	1	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2 / 2 \cdot T_{\Pi}$	193,2	193,2	193,2
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,013116	0,012928	0,013116
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,000188	0,000188	0,000188
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,020986	0,020685	0,020986
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,000301	0,000301	0,000301

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-750 кВ (1 варіант)

Відмова елемента	Параметр потоку відмов, 1/рік	Ko=0,87443	Елементи, що відключилися та їх час відновлення, Kp=0,012557									
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7	Q8	Q9	Q10
Q1 л	0,024	W-To	-	W, G To W-Твп	2W,G-To D(2W,G)- Твп	W+D(W,G) -To D(2W,G)- Твп	W-To	W,AT- To	W+D(G,A T)-To	W+D(W,6, AT)To	W-To	W,G-To
Q2 л	0,024	W, G-To	W, G-To AT-Твп	-	W, G -To G-Твп	2W,G, -To D (W,G) - Твп	W, G-To	W, G-To	W, G-To	W, G-To	W, G-To	W, G-To
Q3 л	0,024	W, G-To	2W,G,-To D(W,G)- Твп	W, G-To G-Твп	-	W, G-To W-Твп	W, G-To	W, G-To	W, G-To	W, G-To	W, G-To	W, G-To
Q4 л	0,024	W-To	W+D(W, G)-To D(2W,G,- Твп)	W, G-To D (W,G) - Твп	W-To W-Твп	-	W+D(W,G)To	W+D(2 W,G)- To)	2W, -To	W-To	W G-To	W-To
Q5 г	0,015	AT-To	AT-To	W, AT-To	AT+D(W, G)-To	AT+D(2W, G)-To)	-	AT-To AT-Твп	AT,G-To D (AT,G)- Твп	AT+D(W, G)-To D(W,G, AT)-Твп	AT-To	AT,G-To
Q6 г	0,015	G AT-To	AT, G-To	AT, G-To	AT, G-To	AT, G-To	AT, G-To AT-Твп	-	AT,G-To G-Твп	W, G AT- To D(W,G)- Твп	AT, G-To	AT, G- To
Q7 л	0,024	W, G-To	W, G-To	W, G-To	W, G-To	W, G-To	W, G AT- To D(AT,G)- Твп)	W, G-To G-Твп	-	W, G-To W-Твп	W, G-To	W, G-To
Q8 л	0,024	W-To	W+D(2W, G)-To	W+D(W,G)To	2W,-To	W-To	W+D(AT, G)-To D(W,G AT)-Твп)	W, G-To D(W,G)- Твп	W-To W-Твп	-	W, G-To	W-To
Q9 г	0,015	G-To	G-To	W,G-To	G+D(W,G)To	G+D(2W,G)To	G-To	AT G-To	G+D(AT, G)-To	G+D(W,G AT)-To	-	G-To G-Твп
Q10 г	0,015	G-To	G+ D(2W G)-To	G+D(W G)-To	W, G-To	G-To	G+ D(G W AT)-To	G +D(W G)-To	W, G-To	G-To	G-To G-Твп	-

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-750 кВ (2 варіант)

Відмова елемента	Параметр потоку відмов, 1)рік	Ko=0.8 61873	Елементи, що відключилися та їх час відновлення, Kp=0.012557										
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7	Q8	Q9	Q10	Q11
Q1 г	0,015	G-To	-	G-To G-Твп	W,G-To D(W,G)- Твп	G-To	W,G-To	G+D(W, G)-To	G-To	2G-To	G+D(W,G)To	G-To	G AT-To
Q2 л	0,024	W,G-To	W,G-To G-Твп	-	W,G-To W-Твп	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To
Q3 л	0,024	W-To	W,G-To D(W,G) -Твп	W-To W-Твп	-	W+D(W,G)- To	W,G-To	W-To	W+D(W ,G)-To	2W-To	W-To	W ATTo	W-To
Q4 л	0,024	W-To	W-To	W,G-To	W+D(W, G)-To	-	W-To W-Твп	W,G-To D(W,G) -Твп	W-To	W,G-To	W+D(W,G)To	W-To	W,AT-To
Q5 л	0,024	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To W- Твп	-	W,G-To G-Твп	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To
Q6 г	0,015	G-To	G+D(W, G)-To	W,G-To	G-To	W,G-To D(W,G))-Твп	G-To G-Твп	-	G+D(W ,G)-To	W,G-To	G-To	G,AT-To	G-To
Q7 г	0,015	G-To	G-To	2G-To	G+D(W,G)To	G-To	W,G-To	G+D(W, G)-To	-	G-To G- Твп	W,G-To D(W,G)- Твп	G-To	G AT-To
Q8 л	0,024	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To G-Твп	-	W,G-To W-Твп	W,G-To	W,G-To
Q9 л	0,024	W-To	W+D(W ,G)-To	2W-To	W-To	W+D(W,G)- To	W,G-To	W-To	W,G-To D(W,G) -Твп	W-To W- Твп	-	W,AT-To	W-To
Q10 г	0,015	AT-To	AT-To	AT G-To	AT+D(W, G)-To	AT-To	W,AT- To	AT+D(W,G)- To	AT-To	AT G-To	AT+D(W, G)-To	-	AT-To AT-Твп
Q11 г	0,015	AT-To	AT+ D(W G)-To	W,AT-To	AT-To	AT+D(W G)- To	AT G- To	AT-To	AT + D(W G)-To	W,AT-To	AT-To	AT-To AT-Твп	-

Таблиця 2.13 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-750 кВ (3 варіант)

Відмова елемента	Параметр потоку відмов, 1)рік	Ko=0.8 7443	Елементи, що відключилися та їх час відновлення, Kp=0.012557										
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7	Q8	Q9	Q10	
Q1 л	0,024	W G-To	-	W G-To W-ТВП	W,G-To	2W G-To	W,G-To	W G-To	W G-To	W G-To	W G-To	W G-To	A-To
Q2 л	0,024	W,G-To	W,G-To W-ТВП	-	2W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	A-To	W,G-To
Q3 л	0,024	W G-To	W,G-To	2W-To	-	W G-To W-ТВП	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	A-To
Q4 л	0,024	W G-To	2W G-To	W,G-To	W G-To W-ТВП	-	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	W,G-To	A-To	W,G-To
Q5 л	0,024	W,AT-To	W,AT-To	W,AT-To	W,AT-To	W,AT-To	-	W,AT-To W-ТВП	W,AT-To	W,G AT-To	W,AT-To	W,AT-To	Б-To
Q6 л	0,024	W-To	W-To	W-To	W-To	W-To	W-To W-ТВП	-	W GTo	W-To	W-To	Б-To	W-To
Q7 л	0,024	G AT-To	G AT-To	G AT-To	G AT-To	G AT-To	G AT-To AT- ТВП	W G AT-To	-	G AT-To G-ТВП	AT G-To	AT G-To	Б-To
Q8 л	0,024	G-To	G-To	G-To	G-To	G-To	W,G-To	G-To	G-To G-ТВП	-	G-To	Г-To	G-To
Q9 г	0,015	G AT-To	G AT-To	W G AT-To	G AT-To	W G AT-To	G AT-To	W G AT-To	G AT-To	2G AT-To	-	Д- To Е- ТВП	Д- To Е- ТВП
Q10 г	0,015	G-To	W G-To	G-To	W G-To	G-To	W G-To	G-To	W G-To	G-To	Ж- To Е- ТВП	-	-

Примітка:

А - W,G+D(W,G)+D(W,G,AT);

Б – W,G,AT+D(2W,2G);

В – W+D(2W,2G);

Г – G+D(W,AT)+D(2W,2G);

Д – G,AT+D(W,G)+D(2W,G);

Е – D(2W,2G)+D(W,G,AT);

Ж – G+D(G,2W)+D(W,G,AT)

Таблиця 2.14 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ КЕС

Відмова елемента	Потужність, що втрачається ΔP , МВт	Час прос- тою, $T_0/T_{ВП}$, ГОД	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
І варіант						
W+D(W,AT)	1669	1	–	–	3	1
G+D(AT,G) G+D(W,AT,G)		193.2	–	–	–	–
G+AT	902	1	1	–	12	4
W+D(G,AT) W+D(W,G,AT) D(AT,G) W+G+AT		193.2	–	–	1	1
W+G	563	1	2	3	14	32
G 2W+G G+D(W,G) G+D(2W,G)		193.2	–	–	3	3
2W	236	1	–	–	–	2
		193.2	–	–	–	–
AT	135	1	1	–	7	1
W+AT AT+D(W,G) AT+D(2W,G)		193.2	–	–	2	–
ІІ варіант						
2G	1330	1	–	–	2	–
		193.2	–	–	–	–
G+AT	902	1	–	–	6	–
		193.2	–	–	–	–
G	563	1	3	3	23	37
W+G G+D(W,G)		193.2	–	–	3	3
2W	236	1	–	–	–	2
		193.2	–	–	–	–
AT	135	1	2	–	17	3
W+AT AT+D(W,G)		193.2	–	–	2	–

Продовження таблиці 2.14

III варіант						
2G+AT	1669	1	–	–	1	–
		193.2	–	–	–	–
2G	1330	1	–	–	1	–
		193.2	–	–	–	–
G+AT W+G+AT Б – W,G,AT+D(2W,2G) В – W+D(2W,2G) Д – G,AT+D(W,G)+D(2W,G)	902	1	2	–	17	3
		193.2	–	–	–	–
W+G G А - W,G+D(W,G)+D(W,G,AT) Г – G+D(W,AT)+D(2W,2G) Ж – G+D(G,2W)+D(W,G,AT)	563	1	2	4	17	37
		193.2	–	–	2	–
AT W+AT	135	1	–	1	–	7
		193.2	–	–	1	–

Примітка – події, в яких потужність не втрачається ($\Delta P=0$), в таблицю 2.12 не вносимо

Очікуваний збиток через відмови вимикачів:

$$M(3)_I = 15 \cdot [0,013116 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 902 + 2 \cdot 1 \cdot 563 + 1 \cdot 1 \cdot 135) + 0,020986 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 563) + \\ + 0,000188 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 1669 + 12 \cdot 1 \cdot 902 + 1 \cdot 193.2 \cdot 902 + 14 \cdot 1 \cdot 593 + 3 \cdot 193.2 \cdot 563 + \\ + 1 \cdot 135 + 2 \cdot 193.2 \cdot 135) + 0,000301 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 1669 + 4 \cdot 1 \cdot 902 + 1 \cdot 193.2 \cdot 902 + \\ + 32 \cdot 1 \cdot 563 + 3 \cdot 193.2 \cdot 563 + 1 \cdot 1 \cdot 135 + 2 \cdot 1 \cdot 236)] = 4953.6 \text{ (тис грн);}$$

$$M(3)_{II} = 15 \cdot [0,012928 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 563 + 2 \cdot 1 \cdot 135) + 0,020685 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 563) + \\ + 0,000188 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 1330 + 6 \cdot 1 \cdot 902 + 23 \cdot 1 \cdot 563 + 3 \cdot 193.2 \cdot 563 + 17 \cdot 1 \cdot 135 + \\ + 2 \cdot 193.2 \cdot 135 + 0,000301 \cdot (37 \cdot 1 \cdot 563 + 3 \cdot 193.2 \cdot 563 + 2 \cdot 1 \cdot 236 + 3 \cdot 1 \cdot 135))] = \\ = 3608.4 \text{ (тис грн);}$$

$$M(3)_{III} = 15 \cdot [0,013116 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 902 + 2 \cdot 1 \cdot 563) + 0,020986 \cdot (4 \cdot 1 \cdot 563 + 1 \cdot 1 \cdot 135) + \\ + 0,000188 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 1669 + 17 \cdot 1 \cdot 902 + 17 \cdot 1 \cdot 563 + 2 \cdot 193.2 \cdot 563 + 1 \cdot 193.2 \cdot 135 + \\ + 1 \cdot 1 \cdot 1330) + 0,000301 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 902 + 37 \cdot 1 \cdot 563 + 7 \cdot 1 \cdot 135)] = 2202.6 \text{ (тис грн).}$$

Таблиця 2.15 – Приведені витрати схем ВУ -750 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис.грн		
	I	II	III
Капіталовкладення	300000	330000	300000
Щорічні експлуатаційні витрати	25200	27720	25200
Очікуваний збиток	4953,6	3608,4	2202,6
Приведені витрати	75153,6	80828,4	72402,6

Варіант I та III є риноекономічними, тому остаточно приймаємо III варіант схеми ВРУ – 750 кВ, так як він має найбільшу надійність.

2.5 Вибір схеми власних потреб

Схема РУ власних потреб 10 кВ станції наведена на рисунку 2.5.

Кожний турбогенератор отримує живлення від робочого ТВП, який має дві секції (А та В) на стороні 10 кВ, до яких підключаються двигуни 10/0,4 кВ (по два трансформатори ТСЗС-1000/10 на кожен секцію). Резервне живлення здійснюється від пускорезервного трансформатора (TR), який підключаємо до сторони ВРУ-330 кВ, та від обмотки НН АТЗ через лінійний струмообмежувальний реактор LRR. Резервні трансформатори мають зв'язок з магістраллю резервного живлення МРЖ-10 кВ [16].

Як аварійне джерело живлення власних потреб використовуємо дизель-генератори. Для регулювання напруги на ТВП та TR встановлено пристрій РПН.

Технічні характеристики трансформатора типу ТСЗС-1000/10:

$$S_{\text{ном}} = 1000 \text{ кВА}; U_{\text{ном}} = 10/0,4 \text{ кВ}; U_{\text{к}} = 8\%; \Delta P_{\text{х}} = 3 \text{ кВт}; \Delta P_{\text{к}} = 12 \text{ кВт}; I_{\text{х}} = 2\%.$$

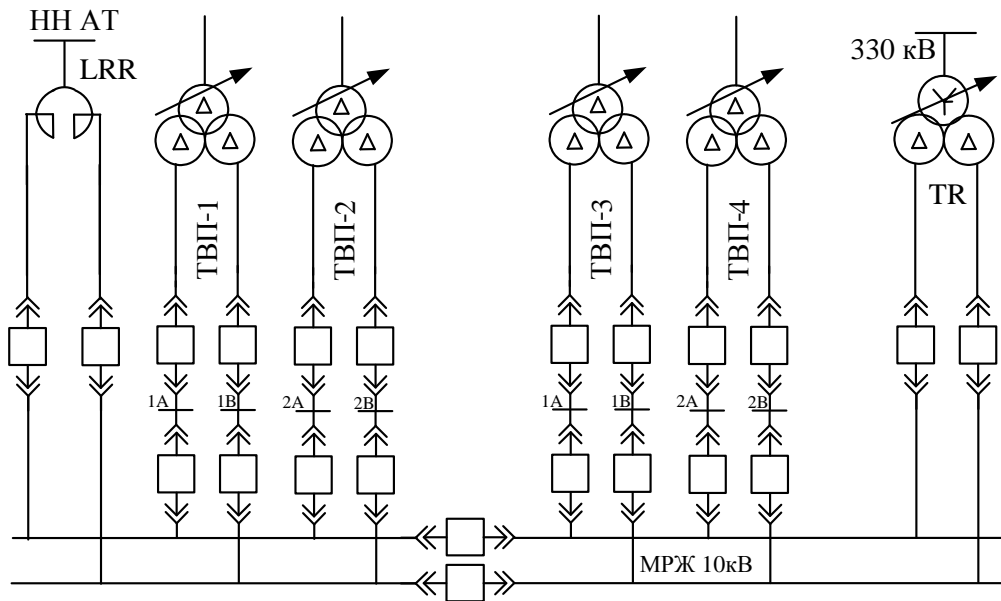


Рисунок 2.5 – Схема електропостачання споживачів
власних потреб станції 10 кВ

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Для розрахунку струмів короткого замикання складаємо заступну схему електроустановки та визначаємо параметри її елементів [11, 17]: $S_{\sigma}=1000$ МВА; $U_{\sigma} = U_{\text{ср.ном}}$.

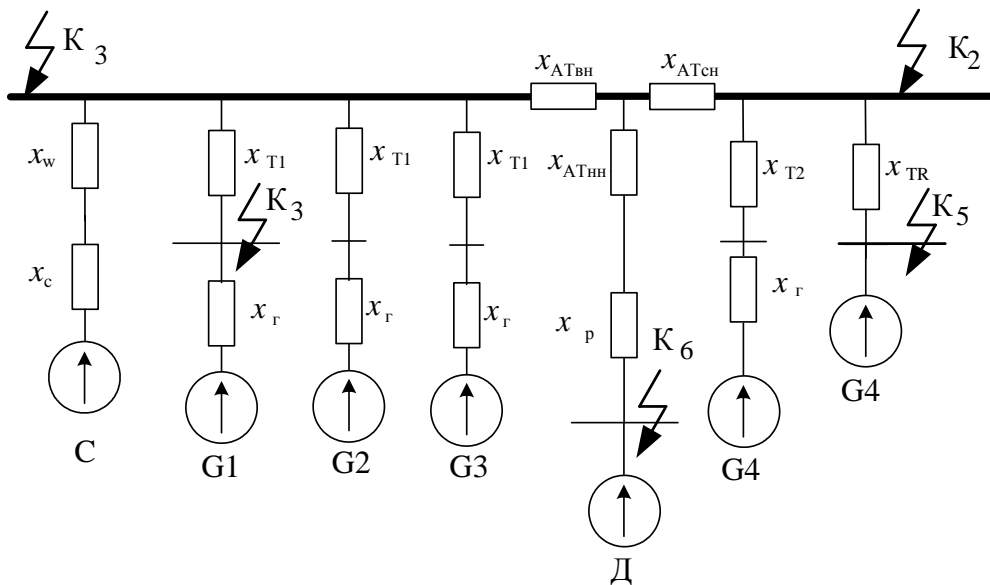


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Визначимо приведені значення опорів:

- генератор:

$$X_{*G} = X_{d*НОМ}'' \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (2.21)$$

$$X_{*G} = 0,2116 \cdot \frac{1000}{941} = 0,23;$$

- енергосистема:

$$X_c = X_{*cНОМ} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (2.22)$$

$$X_c = 0,28 \cdot \frac{1000}{28000} = 0,007;$$

- ЛЕП:

$$X_w = \frac{X_{ПИТ}}{n} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2}, \quad (2.23)$$

$$X_w = \frac{0,28}{3} \cdot 300 \cdot \frac{1000}{770^2} = 0,054;$$

- трансформатор:

$$X_T = \frac{u_{КВ-Н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (2.24)$$

$$X_{BT1} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 417} = 0,112;$$

$$X_{BT2} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{1000} = 0,115;$$

- пускорезервний трансформатор з розщепленою обмоткою:

$$x_{TR} = \frac{1,875u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (2.25)$$

$$x_{TR} = \frac{1,875 \cdot 11}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,27;$$

- АТ3:

$$\left. \begin{aligned} u_{KB\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KC-H\%}); \\ u_{KC\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}); \\ u_{KH\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}). \end{aligned} \right\} \quad (2.26)$$

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

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

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (28+17-10) = 17,5 \%.$$

$$x_{BH \text{ АТ}} = \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}};$$

$$x_{CH \text{ АТ}} = \frac{u_{KC\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}};$$

$$x_{HH \text{ АТ}} = \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}.$$

$$x_{BH \text{ АТ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{999} = 0,105;$$

$$x_{CH \text{ АТ}} = 0;$$

$$x_{HH \text{ АТ}} = \frac{17,5}{100} \cdot \frac{1000}{999} = 0,175.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7):

$$x_1 = x_w + x_c;$$

$$x_1 = 0,007 + 0,054 = 0,061;$$

$$x_2 = x_{T1} + x_r;$$

$$x_2 = 0,23 + 0,112 = 0,342;$$

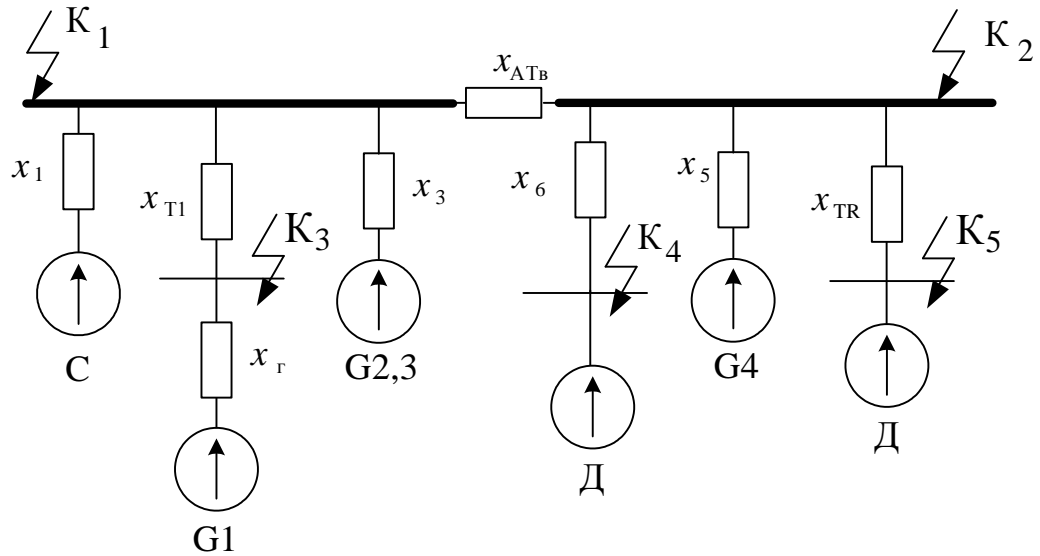


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема станції

$$x_3 = \frac{x_2}{2};$$

$$x_3 = \frac{0,342}{2} = 0,171;$$

$$x_4 = \frac{x_2}{3};$$

$$x_4 = \frac{0,342}{3} = 0,114;$$

$$x_5 = x_r + x_{T2};$$

$$x_5 = 0,23 + 0,115 = 0,345;$$

$$x_5 = x_p + x_{ATH};$$

$$x_5 = 3,175 + 0,176 = 3,35;$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [11, 17]:

$$I_{п0_i} = \frac{E_*'' \cdot I_{бi}}{X_{рез*}}, \quad (2.27)$$

де $E_*'' = 1,13$ – для генераторів;

$E_*'' = 1,00$ – для енергосистеми та власних потреб;

$I_{бi}$ – базовий струм, кА;

$x_{рез.*i}$ – результуючий опір кола КЗ, в.о.;

Базовий струм [11]:

$$I_{бi} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.28)$$

$$I_{б1} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 770) = 0,75 \text{ (кА)};$$

$$I_{б2} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 340) = 1,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{б3} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 24) = 24,08 \text{ (кА)};$$

$$I_{б4} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 55,05 \text{ (кА)};$$

K-1. Складаємо заступну схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.8).

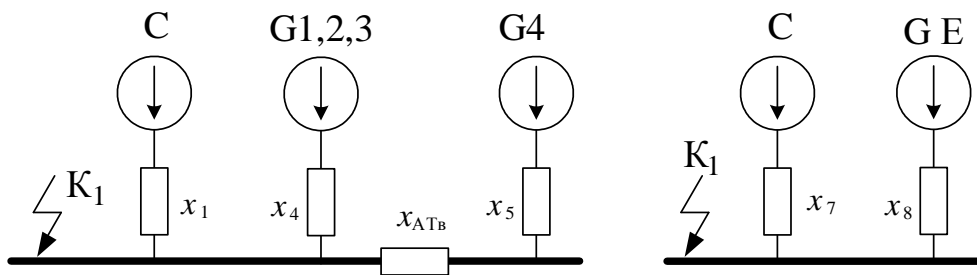


Рисунок 2.8 – Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_7 = x_5 + x_{АТВ};$$

$$x_7 = 0,345 + 0,105 = 0,45;$$

$$x_8 = \frac{x_7 \cdot x_4}{x_7 + x_4};$$

$$x_8 = \frac{0,45 \cdot 0,114}{0,45 + 0,114} = 0,091;$$

$$I_{\text{ПРС}} = \frac{1}{0,061} \cdot 0,75 = 12,3 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1-4}} = \frac{1,13}{0,0,91} \cdot 0,75 = 9,31 \text{ (кА)};$$

K-2. Складаємо заступну схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_2 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.9).

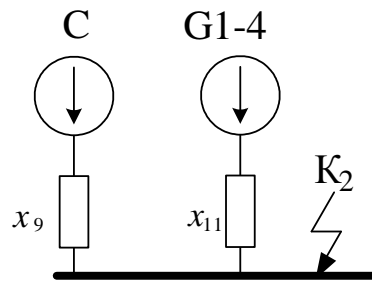


Рисунок 2.9 – Спрощення заступної схеми для точки *K-2*

Розподіляємо $x_{\text{АТВ}}$ між x_1 та x_4 :

$$\Delta x = x_{\text{АТВ}} \cdot (x_1 + x_4);$$

$$x_9 = x_1 + (\Delta x / x_4);$$

$$x_{10} = x_4 + (\Delta x / x_1);$$

$$\Delta x = 0,105 \cdot (0,061 + 0,144) = 0,018;$$

$$x_9 = 0,061 + (0,018 / 0,144) = 0,219;$$

$$x_{10} = 0,114 + (0,018 / 0,061) = 0,409;$$

$$x_{11} = \frac{x_{10} \cdot x_5}{x_{10} + x_5};$$

$$x_{11} = \frac{0,409 \cdot 0,345}{0,409 + 0,345} = 0,187;$$

$$I_{\text{Пос}} = \frac{1}{0,219} \cdot 1,7 = 7,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог1-4}} = \frac{1,13}{0,187} \cdot 1,7 = 10,27 \text{ (кА)};$$

К-3. Складаємо заступну схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К₃, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.10).

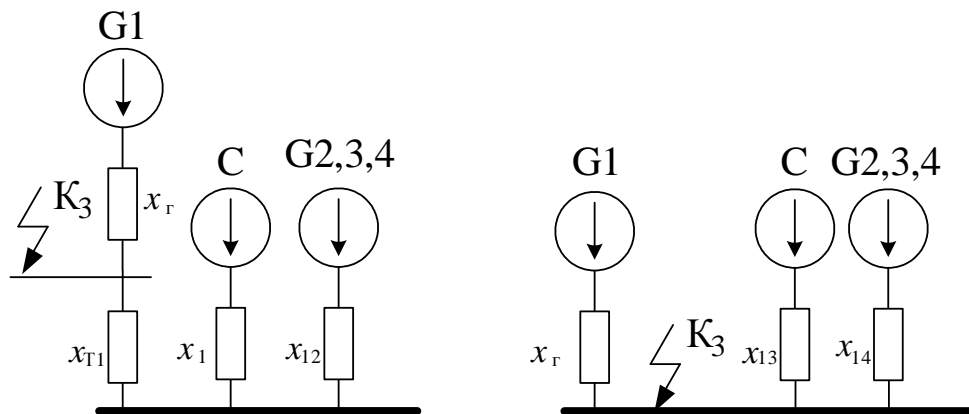


Рисунок 2.10 – Спрощення заступної схеми для точки К-3

Розподіляємо x_{T1} між x_1 та x_{12} :

$$x_{12} = \frac{x_3 \cdot x_7}{x_3 + x_7};$$

$$x_{12} = \frac{0,171 \cdot 0,45}{0,171 + 0,45} = 0,124;$$

$$x_{\Delta} = x_{T1}(x_1 + x_{12});$$

$$x_{13} = x_1 + \frac{x_{\Delta}}{x_{12}};$$

$$x_{14} = x_{12} + \frac{x_{\Delta}}{x_1};$$

$$x_{\Delta} = 0,112 \cdot (0,061 + 0,124) = 0,021;$$

$$x_{13} = 0,061 + \frac{0,021}{0,124} = 0,23;$$

$$x_{14} = 0,124 + \frac{0,021}{0,061} = 0,468;$$

$$I_{\text{ПОГ1}} = \frac{1,13}{0,23} \cdot 1,13 = 118,31 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОС}} = \frac{1}{0,23} \cdot 24,05 = 104,70 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ2-4}} = \frac{1,13}{0,468} \cdot 24,08 = 58,14 \text{ (кА)};$$

K-4. Складаємо заступну схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_4 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.11).

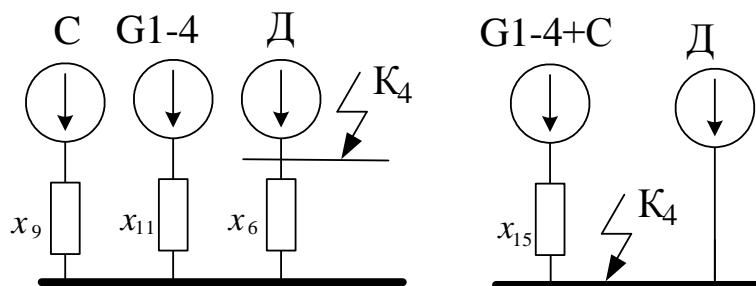


Рисунок 2.11 – Спрощення заступної схеми для точки $K-4$

$$x_{15} = \frac{x_9 \cdot x_{11}}{x_9 + x_{11}} + x_6;$$

$$x_{12} = \frac{0,219 \cdot 0,187}{0,219 + 0,187} + 3,35 = 3,45;$$

$$I_{\text{ПОГ1-4+С}} = \frac{1}{3,45} \cdot 55,05 = 15,96 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПО Д}} = 4 \cdot 1,25 \cdot S_{\text{ТРрозр}} / U_{\text{ном}};$$

$$I_{\text{ПОД}} = \frac{1,25 \cdot 53,8}{10,2} \cdot 4 = 13,45 \text{ (кА)}.$$

К-5. Складаємо заступну схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К₅, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.12).

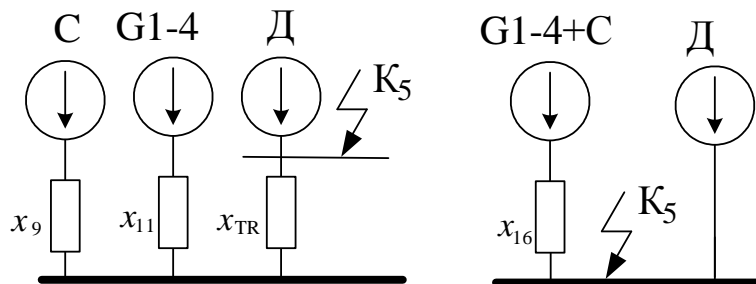


Рисунок 2.12 – Спрощення заступної схеми для точки К-5

$$x_{16} = \frac{x_9 \cdot x_{11}}{x_9 + x_{11}} + x_{\text{TR}};$$

$$x_{12} = \frac{0,219 \cdot 0,187}{0,219 + 0,187} + 3,274 = 3,374;$$

$$I_{\text{ПОГ1-4+C}} = \frac{1}{3,374} \cdot 55,05 = 16,32 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОД}} = 13,45 \text{ (кА)};$$

Для подальших розрахунків в колі ВП приймаємо точку К-5.

Визначимо складові струмів КЗ для розрахункового часу τ [11]:

$$\left. \begin{array}{l} \text{- періодичну: } I_{\text{п},\tau} = \gamma_{\text{п},\tau} \cdot I_{\text{п},0}; \\ \text{- аперіодичну: } i_{\text{а},\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п},0} \cdot e^{-\tau/\tau_{\text{а}}}; \\ \text{- ударний струм: } i_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{п},0}; \end{array} \right\} \quad (2.29)$$

де $t_{\text{ВВ}}$ – власний час вимикання вимикача, с: $\tau = t_{\text{ВВ}} + 0,01$;

Попередньо приймаємо вимикачі [2] (таблиця 2.16).

Таблиця 2.16 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	t_{BB} , с
ВРУ 750 кВ	800-PM40	0,02
ВРУ 330 кВ	362PMI40	0,015
РУВП	BP3-10	0,05

Визначимо значення коефіцієнтів $\gamma_{n,\tau}$ для генераторних віток за методикою, викладеною в [11, 17]:

К₁: G₁₋₄:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 941}{\sqrt{3} \cdot 770} = 2,826 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{9,31}{2,826} = 3,29; \text{ з [11, рис. 4.2]: } \gamma_{n,\tau} = 0,96.$$

К₂: G₁₋₄:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 941}{\sqrt{3} \cdot 340} = 6,4 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{10,27}{6,4} = 1,6; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,98.$$

К₃: а) G₁:

$$I'_{\text{НОМ}} = 22,65 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{118,31}{22,65} = 5,22; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,94.$$

б) G₂₋₄:

$$I'_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 22,65 = 67,95 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{58,14}{67,95} = 0,86 < 1; \quad \gamma_{n,\tau} = 1.$$

Результати розрахунку струмів КЗ для всіх точок зведено в табл. 2.17, 2.18.

Таблиця 2.17 – Таблиця даних для розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	τ, A	T_a, c	k_y	$e^{-\frac{\tau}{T_a}}$	$\gamma_{n,\tau}$
К ₁ ВРУ 750 кВ	система	0,03	0,08	1,895	0,68	1
	Г1-4	0,03	0,3	1,967	0,9	0,96
К ₂ ВРУ 330 кВ	система	0,025	0,04	1,78	0,34	1
	Г1-4	0,025	0,3	1,967	0,84	0,98
К ₃ генератор Г1	Г1	0,03	0,33	1,97	0,97	0,94
	система	0,03	0,08	1,895	0,68	1
	Г2-4	0,03	0,3	1,967	0,9	1
К5 РУВП-10кВ	система+Г1-4	0,06	0,078	1,983	0,5	1

Таблиця 2.18 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	I_n, kA	i_y, kA	i_{at}, kA	$I_{пт}, kA$	Примітка
К ₁ ВРУ 750 кВ	Система	12,3	12,3	11,79	32,86	-
	Г1-4	9,31	8,94	11,81	25,82	-
	Сума	21,61	21,24	23,6	58,68	Ком.апаратура та шини
К ₂ ВРУ 330 кВ	Система	7,76	7,76	3,72	19,48	-
	Г1-4	10,27	10,06	12,16	28,48	-
	Сума	18,03	17,82	15,88	47,96	Ком.апаратура та шини
К ₃ генератор Г1	Система	104,7	104,7	100,39	279,7	-
	Г2-4	58,14	58,14	73,78	161,2	-
	Сума (без Г1)	162,8	162,8	174,1	441	шини в осн.колі
	Г1	118,31	111,2	161,8	328,63	-
	Повна сума	281,1	274,05	335,9	769,6	Шини до ТВП
К5 РУВП 10 кВ	Г1-4+С	16,32	16,32	11,51	43,33	Ком.апаратура
	Двигуни ВП	13,45	5,7	4,23	31,23	-
	Сума	29,7	22,02	15,74	74,62	шини

Визначимо складові струму КЗ від двигунів власних потреб [11]:

$$\left. \begin{aligned} I_{п,\tau,Д} &= I_{п,о,Д} \cdot e^{-\tau/0,07} \\ i_{ат,Д} &= \sqrt{2} \cdot I_{п,о,Д} \cdot e^{-\tau/0,04} \\ i_{у,Д} &= \sqrt{2} \cdot K_{у,Д} \cdot I_{п,о,Д} \end{aligned} \right\} \quad (2.30)$$

$$I_{п,\tau,Д} = 13,45 \cdot e^{-0,06/0,07} = 5,7 \text{ кА};$$

$$i_{ат,Д} = \sqrt{2} \cdot 13,45 \cdot e^{-0,06/0,04} = 4,23 \text{ кА};$$

$$i_{у,Д} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 13,45 = 31,29 \text{ кА}.$$

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-750 кВ:

Максимальні струми [11]:

$$I_{\max.W} = \frac{P_{гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.31)$$

$$I_{\max.БТ} = \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (2.32)$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot S_{АТ.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}. \quad (2.33)$$

$$I_{\max.W} = \frac{2200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,85} = 1995 \text{ (А)};$$

$$I_{\max.БТ1} = \frac{911 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,95} = 763,4 \text{ (А)};$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 333 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 1153,5 \text{ (А)}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_K = I_{но}^2 (t_{вим} + T_a), \quad (2.34)$$

де $t_{\text{вим}}$ – час вимикання КЗ, с.

$$B_k = 21,61^2(0,2 + 0,3) = 233,5(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

ВРУ-330 кВ:

$$I_{\text{max.W}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 823,3 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max.БТ2}} = \frac{941 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 1735 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max.АТ3}} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 333 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 2621,7 \text{ (A)};$$

$$B_k = 18,03^2(0,2 + 0,3) = 162,5 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Коло генератора.

$$I_{\text{max.G}} = \frac{I_{\text{G.НОМ}}}{0,95}. \quad (2.35)$$

$$I_{\text{max.TR}} = \frac{S_{\text{TR.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.36)$$

$$I_{\text{max.G}} = \frac{22,65 \cdot 10^3}{0,95} = 23842 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max.ТВП}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 963,4 \text{ (A)}.$$

$$B_k = 281,15^2(4 + 0,33) = 342266,2(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

РУ ВП-10 кВ:

$$I_{\text{max.ТВП}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1156 \text{ (A)}.$$

$$I_{\text{max.TR}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1820,8 \text{ (A)}.$$

$$B_k = 29,77^2(0,3 + 0,078) = 335(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційної апаратури проводимо в табличній формі (табл. 2.19).

Таблиця 2.19 – Вибір комутаційних апаратів [11, 12]

ВРУ-750 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	800-PM40	РПД-750-1/3200У1
$U_{уст} = 750$ кВ $I_{max} = 1995$ А $I_{пт} = 21,44$ кА $i_{ат} = 23,6$ кА $I_{по} = 21,61$ кА $i_y = 58,6$ кА $B_k = 233,5$ кА ² ·с	$U_{ном} = 750$ кВ $I_{ном} = 4000$ кА $I_{вим.ном} = 50$ кА $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 50 = 35,25$ $I_{дин} = 50$ кА $i_{дин} = 127$ кА $I_T^2 \cdot t_T = 7500$ кА ² ·с	$U_{ном} = 750$ кВ $I_{ном} = 3200$ А - - - $i_{дин} = 160$ кА $I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938$ кА ² ·с
ВРУ-330 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	362PMI40	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{уст} = 330$ кВ $I_{max} = 2624,8$ А $I_{пт} = 17,82$ кА $i_{ат} = 15,88$ кА $I_{по} = 18,03$ кА $i_y = 47,96$ кА $B_k = 162,5$ кА ² ·с	$U_{ном} = 330$ кВ $I_{ном} = 3000$ кА $I_{вим.ном} = 40$ кА $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,74$ $I_{дин} = 40$ кА $i_{дин} = 102$ кА $I_T^2 \cdot t_T = 4800$ кА ² ·с	$U_{ном} = 330$ кВ $I_{ном} = 3250$ А - - - $i_{дин} = 160$ кА $I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938$ кА ² ·с
РУВП-6 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВРЗ	(КРУ типу КУ-10)
$U_{уст} = 10$ кВ $I_{max} = 1820,8$ А $I_{пт} = 16,32$ кА $i_{ат} = 11,51$ кА $I_{по} = 16,32$ кА $i_y = 43,33$ кА $B_k = 335$ кА ² ·с	$U_{ном} = 10$ кВ $I_{ном} = 2000$ кА $I_{вим.ном} = 40$ кА $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 40 = 12,97$ $I_{дин} = 40$ кА $i_{дин} = 102$ кА $I_T^2 \cdot t_T = 4800$ кА ² ·с	$U_{ном} = 10$ кВ $I_{ном} = 3150$ А - - - - -

2.9 Вибір струмоведучих частин

На підставі отриманих результатів розрахунків струмів обтяженого режиму та короткого замикання проведемо вибір струмоведучих частин на станції.

ВРУ-750 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{\max} = 1995 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{но}} = 21,61 \text{ (кА)} > 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 58,68 \text{ (кА)} > 50 \text{ (кА)};$$

Приймаємо чотири проводи марки АС-500/336 [14]: $d = 37,5$ мм;

$$I_{\text{доп}} = 920 \text{ (А)}; D = 10 \text{ (м)}.$$

Фази розташовані горизонтально, середня геометрична відстань між проводами:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (2.37)$$

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

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\max} = 1995 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 4 \cdot 920 = 3680 \text{ (А)}.$$

Перевірка проводу на коронування:

– початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.38)$$

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

r_0 – радіус проводу, см.

– напруженість електричного поля біля поверхні проводу, кВ/см:

$$E = \kappa \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.39)$$

де $U_{\max} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}}$ – максимальна напруга установки;

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

n – кількість проводів у фазі, шт..

При $n = 4$:

$$\left. \begin{aligned} \kappa &= 1 + 3\sqrt{2} \frac{r_0}{a}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^3}, \end{aligned} \right\} \quad (2.40)$$

де $a = 40(\text{см})$ – відстань між проводами в розщепленій фазі при $U_{\text{ном}} = 750(\text{кВ})$.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,875}}\right) = 30,3(\text{кВ} / \text{см});$$

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

$$\kappa = 1 + 3\sqrt{2} \frac{1,875}{40} = 1,198;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 1,875 \cdot 40^3} = 20,28(\text{см});$$

$$E = 1,198 \cdot \frac{0,354 \cdot 787}{4 \cdot 1,878 \cdot \lg \frac{1260}{20,28}} = 24,8(\text{кВ} / \text{см});$$

Умови перевірки:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (2.41)$$

$$1,07E = 1,07 \cdot 24,8 = 26,54(\text{кВ} / \text{см}) < 0,9E_0 = 0,9 \cdot 30,3 = 27,27(\text{кВ} / \text{см}).$$

Умова виконується.

Оскільки $I_{\text{по}} > 20\text{кА}$, проводимо перевірку на електродинамічну стійкість.

а) зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{п.0}^{(3)2}}{D}; \quad (2.42)$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{21,61^2}{10} = 7 \text{ (Н/м)}.$$

б) сила тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням розпірок в середині фаз:

$$g = 9,8 \cdot m \cdot 1,1 \cdot n, \quad (2.43)$$

$$g = 9,8 \cdot 4,005 \cdot 1,1 \cdot 4 = 172,7 \text{ (Н/м)}.$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5,$$

де h – максимальна розрахункова стріла провисання проводу в прогоні, м.

$$\frac{f}{g} = \frac{7}{172,7} = 0,04.$$

З діаграми [11] визначаємо, що $b/h = 0,02$, тоді:

$$b = 0,02 \cdot 2,5 = 0,05 \text{ (м)}.$$

в) значення b порівнюється з максимально допустимим:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2}; \quad (2.44)$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{10 - 0,566 - 3}{2} = 3,22 \text{ (м)}.$$

Перевірка виконання умови:

$$b_{\text{доп}} > b;$$

$$3,22 \text{ (м)} > 0,005 \text{ (м)}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до БТ1:

Економічний переріз

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \quad (2.45)$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму, А/мм²;

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

$$I_{норм.БТ1} = \frac{991 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 763.4 \text{ (А)};$$

$$q_{ек} = \frac{763,4 \cdot 0,95}{1} = 725,2 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо чотири проводи марки АС 500/336.

в) відгалуження до АТЗ:

$$q_{ек} = \frac{1155}{1,5 \cdot 1} = 770 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо чотири проводи марки АС 500/336.

ВРУ-330 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{max} = 2624,7 \text{ (А)};$$

$$I_{по} = 18,03 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 47,96 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)};$$

Приймаємо три проводи марки АС 400/93: $I_{доп} = 880 \text{ (А)}$;

$$d = 29,1 \text{ (мм)}; D = 450 \text{ (см)};$$

$$D_{ср} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ см.}$$

$$I_{max} = 2624,8 \text{ (А)} < I_{доп} = 3 \cdot 880 = 2640 \text{ (А)}.$$

Перевірка на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,47}}\right) = 30,97 \text{ (кВ/см);}$$

$$a = 40 \text{ (см);}$$

$$U_{\max} = 1,1 \cdot 330 = 363 \text{ (кВ).}$$

При $n = 3$:

$$\left. \begin{aligned} K &= 1 + 2\sqrt{3} \frac{r_0}{a}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2}, \end{aligned} \right\} \quad (2.46)$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,445}{40} = 1,125;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,45 \cdot 40^2} = 13,22 \text{ (см);}$$

$$E = 1,125 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{3 \cdot 1,445 \cdot \lg \frac{567}{13,22}} = 19,56 \text{ (кВ/см);}$$

$$1,07 \cdot 19,56 = 20,93 \text{ (кВ/см)} > 0,9 \cdot 31 = 27,9 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до БТ2:

$$q_{\text{ек}} = \frac{1735 \cdot 0,95}{1} = 1648 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо два проводи марки АС 800/105: $I_{\text{доп}} = 1200 \text{ (А);}$

$$d = 39,7 \text{ (мм);}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,985}}\right) = 30,1 \text{ (кВ/см);}$$

При $n = 2$:

$$\left. \begin{aligned} K &= 1 + 2 \frac{r_0}{a}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt{r_0 \cdot a} \end{aligned} \right\} \quad (2.47)$$

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1,985}{40} = 1,09;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,985 \cdot 40} = 8,91(\text{см});$$

$$E = 1,09 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{3 \cdot 1,985 \cdot \lg \frac{567}{8,91}} = 18,85 (\text{кВ} / \text{см});$$

$$1,07 \cdot 18,85 = 20,17 (\text{кВ} / \text{см}) < 0,9 \cdot 30,1 = 27,09 (\text{кВ} / \text{см}).$$

Умова виконується.

в) відгалуження до АТЗ:

$$q_{\text{ек}} = 2624,8 / 1,5 = 1749 (\text{мм}^2).$$

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

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}}\right) = 30,6 (\text{кВ} / \text{см});$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,66}{40} = 1,144;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,66 \cdot 40^2} = 13,85(\text{см});$$

$$E = 1,144 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{3 \cdot 1,66 \cdot \lg \frac{567}{13,85}} = 17,5 (\text{кВ} / \text{см});$$

$$1,07 \cdot 17,5 = 18,73 (\text{кВ} / \text{см}) < 0,9 \cdot 30,6 = 27,54 (\text{кВ} / \text{см}).$$

в) відгалуження до ТР:

$$q_{\text{ек}} = 110,35 / 1 = 110,35 (\text{мм}^2).$$

Встановлюємо три проводи марки АС 300/204: $I_{\text{доп}} = 700 \text{ (А)}$;
 $d = 29,2 \text{ (мм)}$.

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

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,46}{40} = 1,073;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,46 \cdot 40^2} = 7,64 \text{ (см)};$$

$$E = 1,073 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{3 \cdot 1,46 \cdot \lg \frac{567}{7,64}} = 24,14 \text{ (кВ / см)};$$

$$1,07 \cdot 24,14 = 25,83 \text{ (кВ / см)} < 0,9 \cdot 31 = 27,9 \text{ (кВ / см)}.$$

Генератор:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи [12]:

а) в основному колі типу ТЕКН-П-24-24000-560:

$$U_{\text{уст}} = 24 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 23860 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 24000 \text{ А};$$

$$i_y = 441 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}.$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЕКНЕ-24/3150-750У1:

$$U_{\text{уст}} = 24 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 1347 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А};$$

$$i_y = 682,984 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 750 \text{ кА}.$$

РУВП-10 кВ

Встановлюємо струмопровід типу ТЗК-10-2000-125

$$U_{\text{уст}} = 10 \text{ (кВ)};$$

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ (кВ)};$$

$$I_{\text{max}} = 1820,8 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ (А)};$$

$$i_y = 441 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{дин}} = 125 \text{ (кА)}.$$

2.10 Вибір кабелів в РУВП-10 кВ

Вибираємо кабель до двигуна власних потреб типу ДАЗ [12]:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ (кВ)};$$

$$P_{\text{ном}} = 2000 \text{ (кВт)};$$

$$\cos\phi_{\text{ном}} = 0,93;$$

$$I_{\text{ном}} = 132 \text{ (А)}.$$

Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі:

$$v_0 = 30^\circ \text{C}; \quad T_{\text{max}} = 5000 \text{ (год)};$$

Приймаємо кабель марки ААГ, 10 кВ, трижильний.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 132 / 1,4 = 94,3 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{335 \cdot 10^6}}{100} = 183 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо кабель $3 \times 185 \text{ (мм}^2\text{)}$, $I_{\text{доп.ном}} = 235 \text{ (А)}$, поправний коефіцієнт на температуру повітря $K_2 = 0,87$, тоді

$$I_{\text{доп}} = 0,93 \cdot 235 = 218,6 \text{ (А)} > I_{\text{ном}} = 132 \text{ (А)}.$$

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму та напруги для ЛЕП-750 кВ. Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму наведено в таблицях 2.20, 2.21.

Таблиця 2.20 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму ТВ-750

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 750$ (кВ)	$U_{\text{ном}} = 750$ (кВ)
$I_{\text{max}} = 1995$ (А)	$I_{\text{ном}} = 4000$ (А)
$i_y = 32,86$ (кА)	$i_{\text{дин}} = 100$ (кА)
$B_k = 233,5$ (кА ² · с)	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500$ (кА ² · с)
$r_2 = 7,68$ (Ом)	$r_{\text{ном}}^2 = 20$ (Ом)

Примітка: а) варіант виконання вторинних обмоток:

0,2/10Р

б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;

в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів:

$l_{\text{розр}} = 175$ (м);

г) $I_{2\text{ном}} = 1$ (А).

Перевіримо ТС за вторинним навантаженням.

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-375	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д-305	0,5	–	0,5
Варметр	Д-305	0,5	–	0,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	–	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	–	1,0
Лічильник активної енергії	І-680	2,5	–	2,5
Разом:		5,6	0,1	6,5

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I^2; \quad (2.48)$$

$$r_{\text{прил}} = 5,6 / 1^2 = 5,6 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.49)$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 5,6 - 0,1 = 14,3(\text{Ом}).$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = p \cdot I_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (2.50)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot 175 / 14,3 = 0,35(\text{мм}^2).$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки КРВГ з жилами перерізом $q = 2,5(\text{мм}^2)$.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 5,6 + 0,1 + (0,0283 \cdot 175) / 2,5 = 7,8(\text{Ом}) < 20(\text{Ом}).$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НДЕ-750 (табл.. 2.22):

$$U_{1\text{ном}} = 750000 / \sqrt{3}(\text{кВ}); \quad U_{3\text{дод}} = 100(\text{В});$$

$$U_{2\text{ном}} = 100\sqrt{3}(\text{В}); \quad S_{2\text{ном}0,5} = 300(\text{В} \cdot \text{А}).$$

Таблиця 2.22 – Вторинне навантаження НДЕ-750-72У1

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}},$ В·А	$n_{\text{обм}},$ шт	Cos φ	Sin φ	$n_{\text{прил}},$ шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Варметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	–	1	0	1	3,0	–
Датчик активної потужності	Е-829	10	–	1	0	1	10	–
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	–	1	0	1	10	–
Лічильник активної енергії	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Разом:							35	9,7

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{35^2 + 9,7^2} = 36,3 \text{ (В} \cdot \text{А)} < S_{2\text{доп}} = 3 \cdot 300 = 900 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель КРВГ з перерізом жил $q = 2,5 \text{ (мм}^2\text{)}$.

В таблицю 2.23 зводимо дані по обраних вимірювальних трансформаторах.

Таблиця 2.23 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор	
	Струму	Напруги
ВРУ-750 кВ	ТВ-750	НДЕ-750-72У1
ВРУ-330 кВ	ТВ-330	НКФ-330-73У1
Генератор	ТШВ-24-30000/5	ЗОМ-1/24; ЗНОЛ.06-24
Автотрансформатор зв'язку: сторона ВН: сторона СН: сторона НН:	ТВТ-750-І-3000/1 ТВТ-330-І-3000/1 ТШЛ-10	– – ЗНОЛ.06-15У3
Блочний трансформатор БТ ₁ : сторона ВН: сторона НН	ТВТ-750-І-3000/1 ТШВ-24-30000/5	– –
Блочний трансформатор БТ ₂ : сторона ВН: сторона НН:	ТВТ-330-І-3000/1 ТШВ-24-30000/5	– –
Пускорезервний трансформатор власних потреб ТР: сторона ВН: сторона НН:	ТВТ-330-І-3000/1 ТШЛ-10	– -
Робочий трансформатор власних потреб ТВП: сторона ВН: сторона НН:	ТШВ-24 ТШЛ-10	– -
РУВП 10 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-10У3

2.12 Вибір акумуляторної батареї

На КЕС з блочними схемами для блоків потужністю 300 МВт і вище передбачається одна акумуляторна батарея (АБ) на кожний агрегат. Ці батареї встановлюються в головному корпусі мають елементний комутатор для регулювання напруги, працюють в режимі постійного підзаряду, з автоматичним підзарядом хвостових елементів. Кожна АБ має свій під зарядний пристрій, а для заряджання передбачається один загально станційний зарядний агрегат [11, 13].

Якщо ВРУ значно віддалені від головного корпусу, то допускається встановлення спеціальної АБ в зоні ВРУ, які працюють в режимі постійного підзаряду і не мають елементного комутатора:

- а) дві АБ на ВРУ-750 кВ;
- б) одна АБ на ВРУ-330 кВ.

Розрахунок навантаження акумуляторної батареї для генератора ТЗВ-800 зведений в таблиці 2.24.

Таблиця 2.24 – Навантаження акумуляторної батареї блока

Електроприймач	К-ть	$P_{ном},$ кВт	$I_{ном},$ А	$I_{розр},$ А	$I_{пуск},$ А	$I_{ав},$ А	$I_{т},$ А
Постійне навантаження	–	–	–	70	–	70	70
Аварійне освітлення	–	–	–	250	–	250	–
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасосу ущільнень генератора	2	25	128	120	300	240	-
Електродвигун аварійного маслонасосу змазки турбін	2	32	168	155	530	310	1060
Разом						900	1160

Вихідні дані для розрахунку [11, 17]:

- номінальна напруга:

$$U_{ном} = 220 \text{ В}$$

- напруга на шинах:

$$U_{ш} = 230 \text{ В}$$

- кількість основних елементів батареї:	$n_o = 108$
- кількість додаткових елементів батареї:	$n_d = 22$
- загальна кількість елементів батареї:	$n = 130$
- напруга на елементі в режимі підзаряду:	$U_{пз} = 2,15 \text{ В}$
- напруга на елементі в кінці розряду:	$U_p = 1,75 \text{ В}$
- напруга на елементі наприкінці заряджання	$U_3 = 2,75 \text{ В}$

Виходячи з тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї

$$N = 1,05 \cdot I_{ав} / j, \quad (2.51)$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів;

$I_{ав}$ – струм півгодинного аварійного розряду, А;

$j = 25 \text{ А/Н}$ [11] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot 900 / 25 = 37,8.$$

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_T / 46; \quad (2.52)$$

$$N = 1160 / 46 = 25,2.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [11]: $N = 40$ (типу Varta).

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{п} = I_T / N, \quad (2.53)$$

де j – визначається за кривими [11] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача $85\% U_{ном}$, з

врахуванням падіння напруги в кабелі 5% $U_{\text{ном}}$.

$$j = 38 \text{ A/N} > j_{\text{п}} = \frac{1160}{40} = 29 \text{ A/N}.$$

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею з номером $N = 40$.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним $0,15 \cdot N$ [11]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї

$$I_{\text{пзп}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N, \quad (2.54)$$

де $I_{\text{пост}}$ – струм постійно включеного навантаження (таблиця 2.21).

$$I_{\text{пзп}} = 70 + 0,15 \cdot 40 = 76 \text{ (A)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою

$$U_{\text{пзп}} = U_{\text{пз}} \cdot n_0; \quad (2.55)$$

$$U_{\text{пзп}} = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ (B)}.$$

Вибираємо ПЗП типу ВАЗП-380/260-40/80.

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів

$$I_{\text{пзп дод}} = 0,05 \cdot N, \quad (2.56)$$

$$I_{\text{пзп дод}} = 0,05 \cdot 40 = 2,0 \text{ (A)},$$

$$U_{\text{пзп дод}} = U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}}, \quad (2.57)$$

$$U_{\text{пзп дод}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ (B)}.$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{зп} = I_{пост} + 5 \cdot N;$$

$$U_{зп} = U_3 \cdot n,$$

$$I_{зп} = 30 + 5 \cdot 20 = 130 \text{ (A)},$$

$$U_{зп} = U_3 \cdot n = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ (В)}.$$

Обираємо зарядний пристрій типу ТППС-800.

Висновки по розділу.

В даному розділі виконано розрахунок електротехнічної частини КЕС потужністю 3200 МВт. Обрано основне обладнання КЕС. Спроектовано головну схему електричних з'єднань станції з вибором основного комутаційного обладнання, струмоведучих частин та іншого обладнання розподільних установок.

3 ЗАХИСТ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК КЕС

3.1 Призначення заземлювальних пристроїв

Розподільні установки – це споруди, призначені для приймання й подальшого розподілу електричної енергії від джерел до споживачів. РУ складаються з комутаційних апаратів, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, реакторів, високочастотних загороджувачів, збірних та з'єднувальних шин, засобів для обмеження перенапруг, ізоляторів тощо.

Електричне устаткування, що використовують на підприємствах і, особливо, на електричних станціях, створює велику потенційну небезпеку. Порушення режиму роботи електроустановок може супроводжуватись ураженням людей електричним струмом, пожежами й вибухами. Згідно статистичних даних [18] рівень електротравматизму на виробництві складає приблизно 1% серед усіх травм, але по кількості зі смертельними випадками електротравматизм посідає одне з перших місць.

Зазвичай небезпека ураження електричним струмом виникає внаслідок порушення ізоляції струмоведучих частин. Суттєво впливають на стан ізоляції температура й вологість навколишнього середовища, наявність хімічно активного середовища тощо.

Отже, під час експлуатації електрообладнання розподільних установок на станціях та підстанціях великого значення набувають питання захисту обслуговуючого персоналу та інших людей, що знаходяться в електроустановці, від ураження електричним струмом.

Струмоведучі частини електроустановки не повинні бути доступними для випадкового дотику, а доступні дотику відкриті й сторонні провідні частини не повинні знаходитися під напругою, яка несе небезпеку ураження електричним струмом, як в нормальному режимі роботи електроустановки, так і при пошкодженні ізоляції.

Для забезпечення безпечної експлуатації електроустановок застосовуються різні способи захисту. Виконують захист від прямого дотику – захист для запобігання дотику до струмоведучих частин (що знаходяться під напругою) і захист при непрямому дотику – захист від ураження електричним струмом при дотику до відкритих струмоведучих частин, що опинилися під напругою при пошкодженні ізоляції.

Для захисту від прямого дотику застосовують такі заходи [14, 18, 19]:

- основна ізоляція струмоведучих елементів;
- огороження та оболонки;
- встановлення бар'єрів;
- розміщення поза зоною досяжності;
- застосування наднизької (малої) напруги.

Захист від непрямого дотику забезпечують за допомогою [14, 18]:

- захисного заземлення;
- автоматичного відключення живлення;
- зрівнювання потенціалів;
- вирівнювання потенціалів;
- подвійної чи посиленої ізоляції;
- наднизької (малої) напруги;
- захисного електричного поділу ланцюгів;
- ізолюючих (непровідних) приміщень, зон, майданчиків.

Ізоляція струмоведучих частин може бути основна й додаткова.

Основна (робоча) ізоляція струмоведучих частин – це ізоляція струмоведучих частин, що забезпечує в тому числі захист від прямого дотику.

Основна ізоляція струмоведучих частин повинна покривати струмоведучі частини та витримувати всі можливі дії, яким вона може піддаватися в процесі її експлуатації.

У випадках, коли основна ізоляція забезпечується повітряним проміжком, захист від прямого дотику до струмоведучих частин або наближення до них на небезпечну відстань, у тому числі в електроустановках напругою вище

1 кВ, повинен бути виконаний за допомогою оболонок, огорож, бар'єрів або розміщення поза зоною досяжності.

Додаткова ізоляція – незалежна ізоляція в електроустановках до 1 кВ, що виконується додатково до основної ізоляції для захисту при непрямому дотику.

Подвійна ізоляція – ізоляція в електроустановках до 1 кВ, що складається з основної та додаткової ізоляції.

Посилена ізоляція – ізоляція в електроустановках до 1 кВ, що забезпечує ступінь захисту від ураження електричним струмом, рівноцінну подвійній ізоляції.

Стан ізоляції визначає рівень безпеки експлуатації електроустановок. З метою виявлення дефектів та пошкоджень ізоляції, а також попередження замикань на землю необхідно проводити контроль ізоляції (вимірювання активного опору) та випробування підвищеною напругою. Опір ізоляції вимірюють мегаомметром [18, 21].

Огородження та оболонки повинні бути надійно закріплені та мати достатню механічну міцність. Застосовуються суцільні та сітчасті огорожі. Суцільні огороження –кожухи в електричних установках до 1000 В. Сітчасті огороження застосовуються в установках напругами до 1000 В і вище 1000 В. За типом виконання огорожі бувають: стаціонарні та переносні. Переносні огороження виконують із ізоляційного матеріалу (сухе дерево), стаціонарні – із металеві сітки.

Вхід за огороження або розтин оболонки повинні бути можливі лише за допомогою спеціального ключа або інструменту або після зняття напруги з струмопровідних частин. При неможливості дотримання цих умов повинні бути встановлені проміжні огорожі зі ступенем захисту не менше IP 2X, видалення яких також має бути можливим лише за допомогою спеціального ключа або інструменту [14, 21].

Бар'єри призначені для захисту від випадкового дотику до струмоведучих частин в електроустановках напругою до 1 кВ або наближення до них

на небезпечну відстань в електроустановках напругою вище 1 кВ, але не виключають навмисного дотику та наближення до струмоведучих частин при обході бар'єрів. Видалення бар'єрів не потребує застосування ключа або інструменту, однак вони повинні бути закріплені так, щоб їх не можна було зняти ненавмисно. Бар'єри мають бути із ізолюючого матеріалу.

Заземлення – це навмисне електричне з'єднання будь-якої точки мережі, електроустановки або обладнання із заземлюючим пристроєм.

Заземлення застосовується переважно для двох основних цілей:

1) Для забезпечення належної роботи електроустановки у нормальному або аварійному режимах призначене робоче заземлення. Робоче (функціональне) заземлення – навмисне з'єднання із землею точки чи точок струмопровідних частин електроустановки.

2) З метою електробезпеки, захисту людини та електроустановок від зовнішніх впливів.

Крім того контур заземлення може використовуватись для відведення струмів, що виникають внаслідок удару блискавки. Тоді заземлення використовується як елемент блискавкозахисту.

При виконанні захисного заземлення зв'язок частин, що підлягають заземленню, електроустановки із землею здійснюється за допомогою заземлюючого пристрою, який служить для відведення струму в землю.

Заземлювальний пристрій – це сукупність заземлювача та заземлюючих провідників.

Заземлювальний провідник – провідник, який з'єднує заземлювану частину з заземлювачем.

Заземлювач – провідна частина або сукупність з'єднаних між собою провідних частин, що знаходяться в електричному контакті із землею безпосередньо або через проміжне середовище.

Заземлювачі поділяються на штучні, і природні. Штучні заземлювачі споруджують лише з метою заземлення. Природні – призначені інших цілей, але є одночасно заземлювачами (залізобетонні фундаменти, металеві труби

водопроводу, прокладені землі тощо). Забороняється використовувати як природний заземлювач трубопроводи з вибухонебезпечними та горючими рідинами та газами [14].

Кожен елемент установки, що підлягає заземленню, повинен бути приєднаний до заземлювача за допомогою окремого провідника заземлення. Послідовне з'єднання заземлювальними провідниками кількох елементів установки не допускається.

Приєднання заземлювальних провідників до заземлювача та заземлюючих конструкцій повинно бути виконане зварюванням, а до головного заземлюючого затискача, корпусів апаратів, машин і опор ПЛ – болтовим з'єднанням (для забезпечення можливості виробництва вимірювань).

Дія захисного заземлення полягає в тому, що воно знижує напругу між корпусом електроустановки, що опинився під напругою, і землею до безпечного значення.

Електроустановки щодо заходів електробезпеки поділяються на:

- електроустановки напругою вище 1 кВ у мережах з глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю;
- електроустановки напругою вище 1 кВ у мережах з ізолюваною або заземленою через реактор, що дугогасить, або резистор нейтраллю;
- електроустановки напругою до 1 кВ у мережах із глухозаземленою нейтраллю;
- електроустановки напругою до 1 кВ у мережах із ізолюваною нейтраллю [14].

Захисне заземлення застосовується в трифазних мережах напругою до 1000 В із ізолюваною нейтраллю, в мережах напругою вище 1000 В з будь-яким режимом нейтралі.

Згідно нормативних документів заземлятися повинні такі металеві частини електроустановок [14, 21, 23]:

- корпуси трансформаторів, електричних машин, іншого електрообладнання, тобто металеві частини, що можуть опинитися під різницею потенціалів;
- вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів і нейтралей силових трансформаторів 380/220В;
- приводи електроапаратів;
- каркаси розподільних щитів, шаф, щитів керування;
- кабельні конструкції, корпуси кабельних муфт, конструкції розподільних установок, сталеві труби електропроводки, оболонки та броні силових та контрольних кабелів та проводів тощо.

До заземлювальних пристроїв ВРУ також приєднують обмежувачі перенапруг, розрядники, блискавковідводи, що захищають електроустановку від пошкодження і перенапруг. Таке заземлення є грозозахисним.

Розміри та схема заземлювача, як правило, визначаються потребами електробезпеки. Робоче і грозозахисне заземлення, як правило не потребує додаткових вимог до заземлювача.

3.2 Призначення грозозахисту розподільних установок

Важливою умовою безперебійної роботи електростанцій та підстанцій є забезпечення надійного грозозахисту будівель, споруд та електрообладнання ЕС та ПС. Система грозозахисту забезпечує уловлювання блискавки і подальше відведення її енергії в землю [19, 20].

Правильно розрахований грозозахист надійно захищає об'єкт і підвищує його експлуатаційні показники.

Необхідність грозозахисту споруд і ВРУ зумовлена тим, що удари блискавки небезпечні як для самих споруд, будівель, обладнання так і для персоналу, який там знаходиться. Улаштування блискавкозахисту в Україні нормується ДСТУ EN 62305:2012 «Блискавкозахист» (європейський стандарт ІЕС 62305-2010) [21].

Розрізняють прямі та вторинні прояви струму блискавки [13, 18].

До прямих відносять теплові й механічні дії.

До вторинних відносять виникнення під час грозових розрядів електро-рушійних сил і різниць потенціалів на різних металевих конструкціях, трубопроводах й проводах (всередині приміщень або поблизу них), які безпосередньо не підлягали прямому удару блискавки. До вторинних проявів відносять електромагнітну та електростатичну індукцію, а також появу різниці потенціалів всередині будівель і споруд внаслідок занесення високих потенціалів через підземні та наземні металеві комунікації (струмопроводи, електричні кабелі, підземні естакади, повітряні лінії зв'язку й сигналізації, повітряні лінії електропередачі, шинопроводи тощо).

Прямий удар є найбільш небезпечним з усіх проявів блискавки з точки зору ураження будівель та споруд. На сьогодні захист від прямих ударів блискавки виконується за допомогою блискавковідводів.

Захисна дія блискавковідводу основана на властивості блискавки в першу чергу вражати металеві предмети заземлені та такі, що найвищі над поверхнею землі.

Блискавковідвод – це пристрій, що знаходиться над об'єктом і сприймає на себе прямий удар блискавки та відводить струми блискавки в землю через контур заземлення (може бути стрижневий, тросовий, сітчастий).

Блискавковідвод складається з таких основних елементів [13, 21]:

- блискавкоприймача, який безпосередньо сприймає прямий удар блискавки;
- несучої конструкції, яка призначена для встановлення блискавкоприймача;
- струмовідводу, який забезпечує відведення струму блискавки до заземлювача;
- заземлювача, який відводить струм блискавки в землю й забезпечує контакт з землею блискавкоприймача й струмовідводу.

На металевих або залізобетонних блискавковідводах як струмовідводи можуть використовувати ферми або сталеві арматури несучої конструкції.

Під час проектування системи блискавкозахисту електростанцій необхідно забезпечити захист об'єктів від прямого удару блискавки, а також від вторинних проявів струму блискавки.

Заходи з улаштування блискавкозахисту поділяються на:

- зовнішню систему ;
- внутрішню систему заходів від перенапруг.

Зовнішня грозозахисна система захищає будівлі, споруди та обладнання ВРУ ЕС, від прямих ударів блискавки. Вона здійснюється шляхом установаження блискавковідводів.

Внутрішня система заходів з блискавкозахисту дозволяє захищати чутливе електрообладнання об'єкта від вторинних проявів блискавки. Вона здійснюється шляхом встановлення спеціальних пристроїв захисту від імпульсних перенапруг – переважно обмежувачів перенапруг, а також шляхом екранування чутливого електрообладнання [20].

Важливими вхідними даними для розрахунку пристроїв грозозахисту є габарити об'єкта, що захищається, питомий електричний опір ґрунту, наявність в зрні об'єкта підземних комунікацій, інженерно-геологічні та метеорологічні умови тощо.

Нижче виконаємо розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ.

Захист ВРУ виконуємо стрижневими блискавковідводами, які встановлюються на конструкціях ВРУ [14].

3.3 Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ

Для ВРУ-750 кВ приймаємо трирядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів на рисунку 3.1.

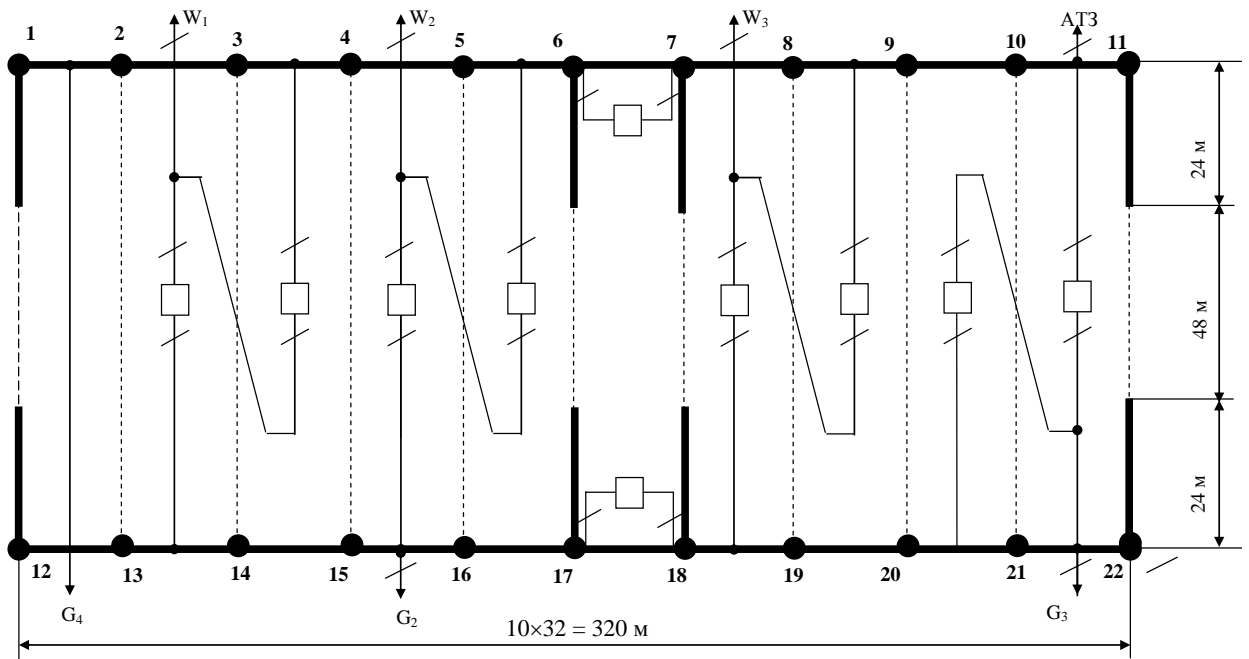


Рисунок 3.1 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-750 кВ

Вихідні дані:

а) висота блискавковідводу: $h = 60$ (м);

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 35$ (м).

$$2/3h = 2/3 \cdot 60 = 40(\text{м}) > h_x = 35(\text{м}).$$

Радіус та ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \\ v_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x). \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

де

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (3.2)$$

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Розрахунок параметрів для побудови захисту блискавковідводів зведено в таблиці 3.1.

Побудуємо вид на зону захисту ВРУ (зверху та збоку) на рисунку 3.2.

Таблиця 3.1 – Дані для побудови захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L, м	h ₀ , м	B _x , м	r _x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 10-11, 11-12, 12-3, 13-14, 14-15, 15-16, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20, 20-21, 21-22	32	59,3	46,7	24,4
1-12, 2-13, 3-14, 4-15, 5-16, 6-17, 7-18, 8-19, 9-20, 10-21, 11-22	96	53,7	29,9	24,4
1-13, 2-12, 2-14, 3-13, 3-15, 4-14, 4-16, 5-15, 5-17, 6-16, 6-18, 7-17, 7-19, 8-18, 8-20, 9-19, 9-21, 10-20, 10-22, 11-21	101,2	53	27,8	24,4

Висновки: схема грозозахисту, яка складається з 22 блискавковідводів, надійно захищає обладнання ВРУ-750 кВ на усій території.

3.4 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

Параметри заземлювального пристрою переважно визначаються нормованим опором заземлювача й характеристикою ґрунту, в якому прокладається заземлювач. Опори залежно від призначення заземлювального пристрою нормуються Правилами улаштування електроустановок [14].

У разі об'єднання заземлювачів, призначених для різних цілей, заземлювальний пристрій розраховується за найменшим опором.

Виконаємо розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ КЕС.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (322 \times 140) = 45080 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

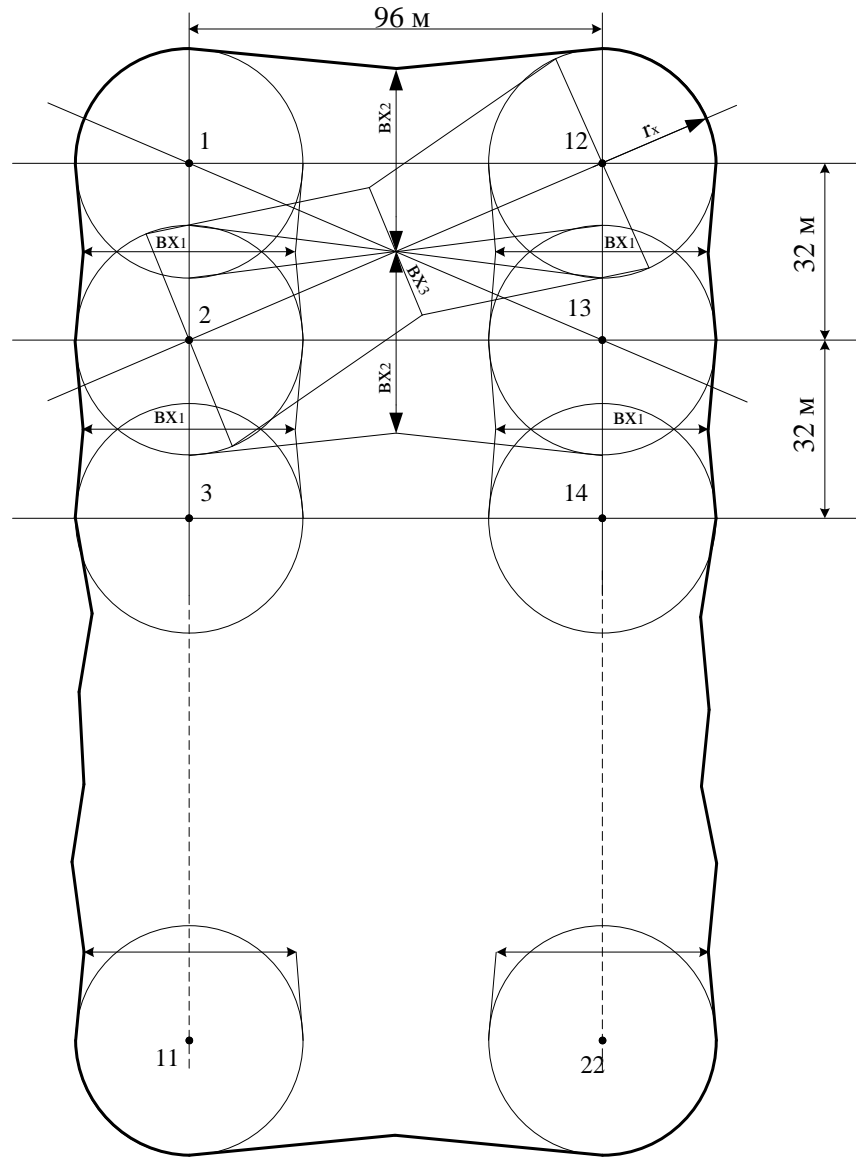
$\rho_1 = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_2 = 80 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; ґрунт – суглінок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;

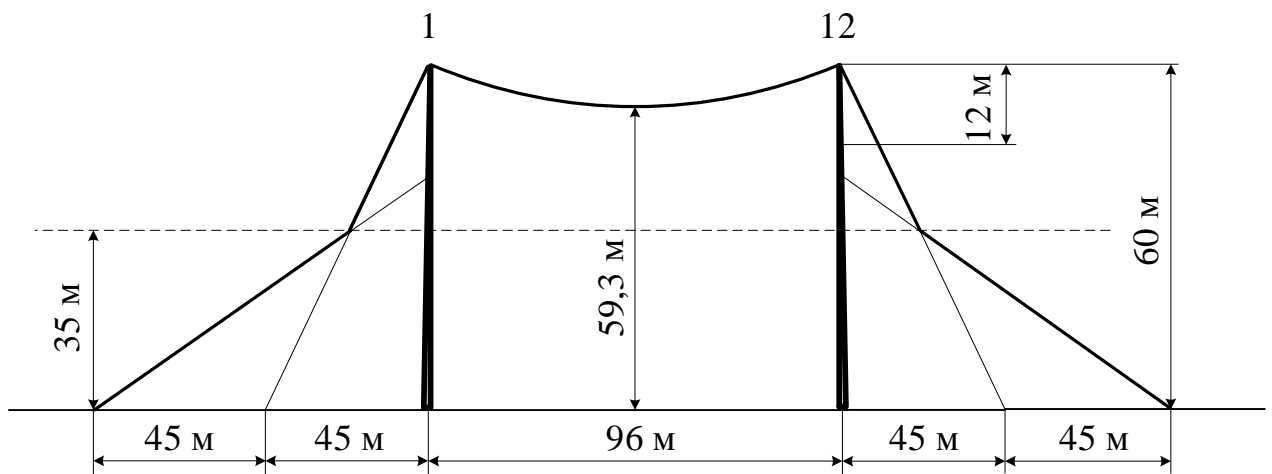
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;

- число вертикальних заземлювачів: $n_b = 60 \text{ шт}$;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_b = 3,85 \text{ м}$.



а) вид на зону захисту зверху



б) вид на зону захисту збоку

Рисунок 3.2 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-750 кВ

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

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_b = 2 \cdot (322 + 140) / 60 = 15,4 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 400 / 80 = 5;$$

$$a / l_b = 15,4 / 3,85 = 4;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{45080} = 212,3 \text{ (м);}$$

Опір штучного заземлюючого пристрою [11, 17, 21]:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_b}, \quad (3.3)$$

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

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

L_r, L_b – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (3.4)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (3.5)$$

$$\frac{l_b + t}{\sqrt{S}} = \frac{3,85 + 0,5}{212,3} = 0,017 < 0,1;$$

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

$$\frac{h - t}{l_b} = \frac{2 - 0,5}{3,85} = 0,39.$$

$$L_r + L_b = (370 \cdot 14 + 210 \cdot 22) + 4 \cdot 68 = 10072 \text{ м.}$$

З довідникових даних [17] визначаємо, що $\rho_{екв} / \rho_2 = 1,82$.

$$\rho_{\text{екв}} = 1,82 \cdot 400 = 472 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,427 \cdot 145,6 / 212,3 + 145,6 / 6713 = 0,315 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ наведено на рисунку 3.3.

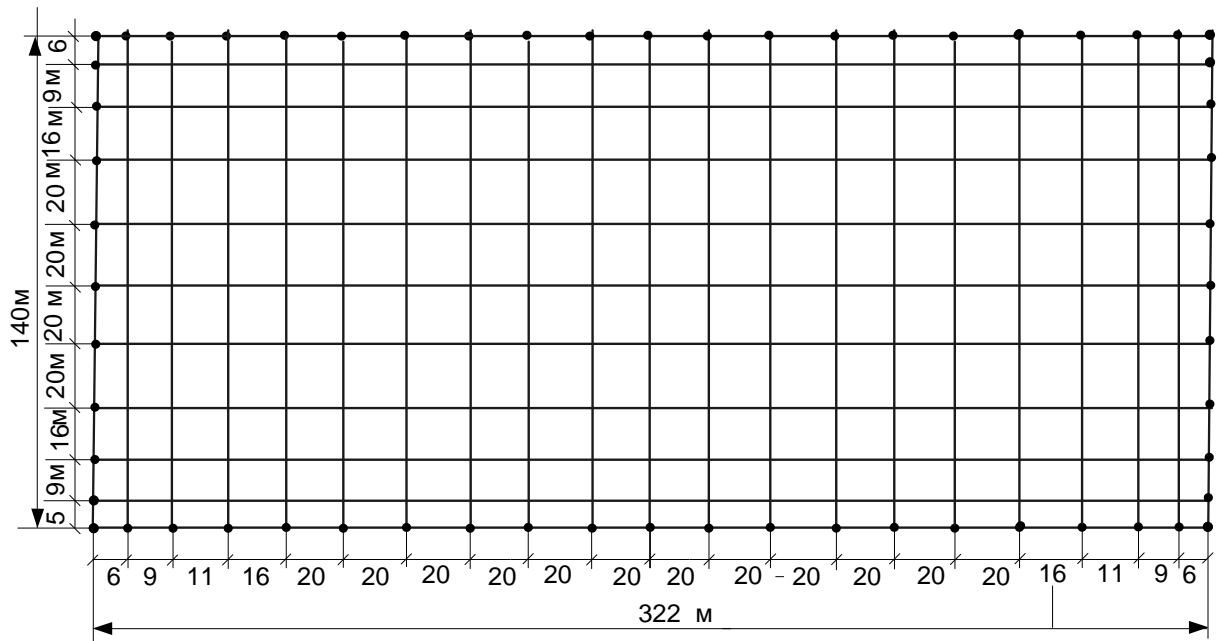


Рисунок 3.3 – План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

3.5 Захист від атмосферних та внутрішніх перенапруг

Під час ураження повітряних ЛЕП блискавками в лініях виникають хвилі перенапруг, які розповсюджуються в обидві сторони від місця удару і доходять до ВРУ. Такі перенапруги називаються атмосферними.

Згідно вимог ПУЕ на розподільних установках електростанцій необхідно мати захист від прямих ударів блискавки та грозових хвиль, які можуть прийти з приєднаних повітряних ліній [14, 22]. Цей захист виконують за допомогою стрижневих і тросових блискавковідводів та захисних апаратів, які встановлюють у розподільних установках, а також грозозахисних тросів і захисних апаратів, які встановлюють на підходах повітряних ліній до РУ.

До захисних апаратів (ЗА) відносяться:

- обмежувачі перенапруг (ОПН);
- вентиляльні розрядники (РВ);
- захисні іскрові проміжки (ІП).

Згідно ПУЕ на новозбудованих розподільних установках напругою від 110 кВ до 750 кВ, а також під час реконструкції РУ (ПС) напругою від 110 кВ до 750 кВ вентиляльні розрядники як ЗА від перенапруги не застосовують [14].

Кількість і місця встановлення ЗА потрібно вибирати з огляду на схеми електричних з'єднань, кількість повітряних ліній електропередачі й силових трансформаторів [22].

Обмежувачі перенапруг та розрядники обирають за напругою установки. В нейтралі трансформатора ОПН (розрядники) встановлюють напругою, на клас нижчою ніж напруга установки.

На рис. 3.4, 3.5 зображено спрощені схеми захисту від грозових перенапруг підстанцій, які приєднані до ЛЕП відгалуженнями та за допомогою захо-дів, відповідно [14].

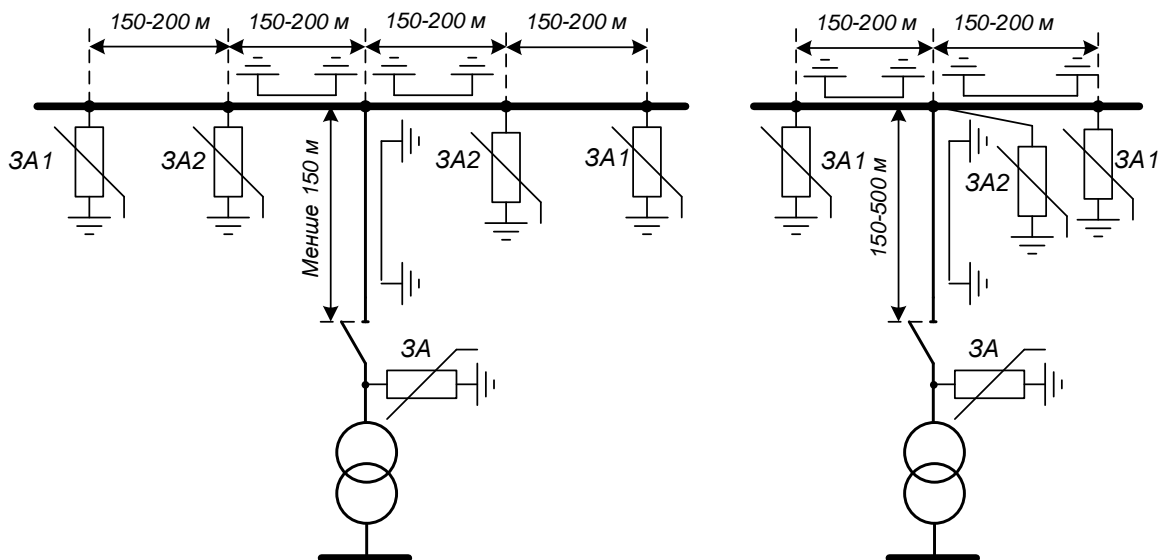


Рисунок 3.4 – Схеми спрощеного захисту від грозових перенапруг ПС, приєднаних до повітряних ліній відгалуженням

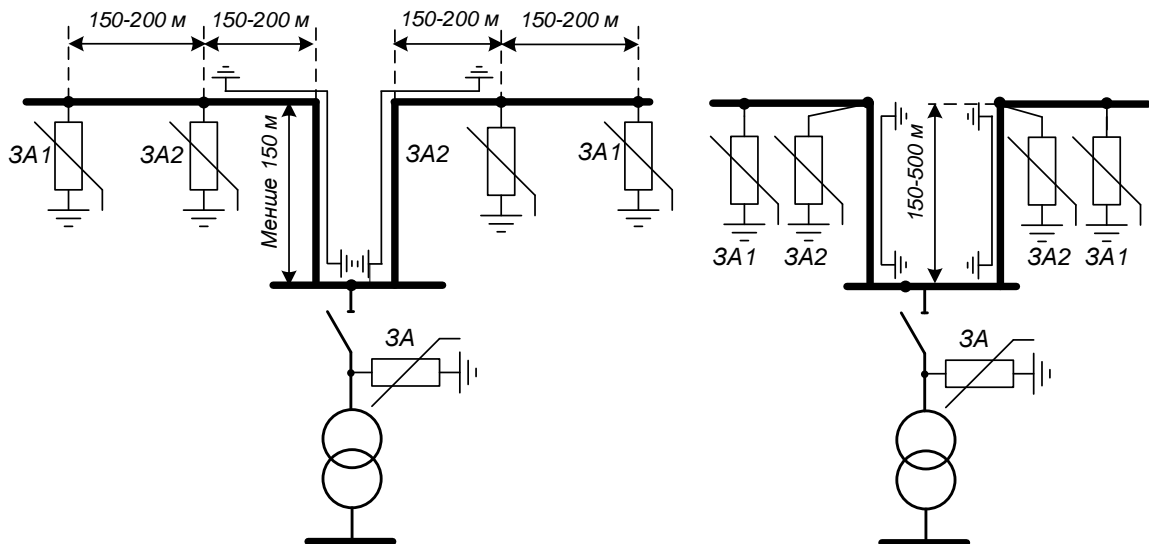


Рисунок 3.5 – Схеми спрощеного захисту від грозових перенапруг ПС, приєднаних до повітряних ліній за допомогою заходів

3.6 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів та шунтових реакторів на КЕС

Для захисту від перенапруг встановлюємо на станції такі захисні апарати – обмежувачі перенапруг [14]:

- | | |
|---|------------|
| 1. ЛЕП-750 кВ. сторона ВН АТЗ
та блочних трансформаторів БТ1: | ОПН-750У1; |
| 2. ЛЕП-330 кВ, сторона СН АТЗ, сторона ВН
блочних трансформаторів БТ2: | ОПН-330У1; |
| 3. Сторона НН АТЗ, ТВП, ТР | ОПН-10У1; |
| 4. Сторона НН БТ1, БТ2 | ОПН-25У1; |

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

- | | |
|---------------|----------------|
| а) ЛЕП-750 кВ | ВЗ-2000-0,5У1; |
| б) ЛЕП-330 кВ | ВЗ-1250-0,5У1. |

Для обмеження перенапруг на ЛЕП-750 кВ в режимі холостого ходу та малих навантажень встановлюємо шунтові реактори: РОДЦ-110000/750У1.

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА КЕС

4.1 Вибір системи оперативного управління КЕС

Оперативне управління на блочній конденсаційній електростанції (КЕС) тепловим та електричним обладнанням блоку, включаючи вимикачі зі сторони вищої напруги передбачають централізовано з блочного щита управління (БЩУ).

Розподільні установки (РУ) підвищених напруг виділяють в самостійні оперативні ділянки на ЦЩУ. На ЦЩУ зосереджується також інформація про роботу блоків, сигналізація, централізована система управління [23, 24].

Для оперативного двостороннього зв'язку на ЦЩУ встановлюють комбіновані комутатори гучномовного та телефонного зв'язку, додаткові промислові багатоканальні телевізійні установки (ТМ–512). На ЦЩУ виносять управління та контроль наступними елементами ТЕС: вимикачами РУ ВН та СН, резервними трансформаторами власних потреб, включаючи магістральні та секційні вимикачі; блочними трансформаторами; резервними збуджувачами; виробничо-протипожежними насосами; телекерованими насосами (освітленої води I і II підйому, насосами хімоводоочистки I і II підйому); загальностанційними трансформаторами 10/0,4 кВ головного корпусу.

На ЦЩУ передбачені сигналізація положення вимикачів в колі генератора (якщо вони встановлені) і введення резервного живлення секцій 10 кВ власних потреб блоків; вимірювання та збільшення активної та реактивної потужності: сигналізація виклику персоналу, сигналізація про несправності на блоці, а також загальностанційні засоби центральної сигналізації, телемеханіка, проти аварійна телемеханіка, проти аварійна автоматика, система автоматичного регулювання частоти і активної потужності (САРЧП), групового управління збуджувачем (ГУЗ) автоматики пожежегасіння та інше.

З кожного БЩУ здійснюються операції пуску, зупинки та нормальна експлуатація блоків.

На БЩУ вносяться управління та контроль: системою збудження генераторів; переведення генератора з робочого збудження на резервне та навпаки, вимикачами введів робочих трансформаторів власних потреб блоку; вимикачами і автоматами блочних робочих і резервних трансформаторів 10/0,4 кВ власних потреб (ВП) 0,4 кВ головного корпусу; електродвигунами ВП блоку дизель-генераторної станції, трансформаторами фільтрів, а також сигналізацією виклику персоналу при несправностях на місцевих щитах управління і в електропристроях, які відносяться до даного блоку. На КЕС установлена система управління устаткуванням, що містить у собі управління комутаційними апаратами, регулювання і вимір.

На станції організується 5 ділянок оперативного обслуговування: паливно-транспортна, котлотурбінна, електрична, хімічна, теплової автоматики і вимірів.

Управління генераторами, трансформаторами, ЛЕП, комутаційними апаратами, лініями ВП здійснюється з ЦЩУ, за яким знаходиться начальник зміни, що керує оперативними бригадами цехів. Керування електродвигунами, котельними агрегатами, живильно-деаераторною установкою здійснюється з центрального щита, розташованого в центрі головного корпусу.

4.2 Вибір системи дистанційного управління

Система дистанційного управління призначена для контролю і управління устаткуванням, що знаходиться на відстані. Дистанційне керування здійснюється вимикачами, контакторами, роз'єднувачами тощо. Прийнято дві системи дистанційного управління: індивідуальна і виборча. Для вимикачів, роз'єднувачів застосовується індивідуальна система управління. Для управління БЩУ технологічним устаткуванням енергоблоків застосовується виборча система дистанційного керування. Її відмінна риса полягає в тому, що для групи об'єктів використовується загальний ключ управління і клавішний номеронабирач [17, 23, 24].

4.3 Система сигналізації

На щитах управління ЕС передбачені спеціальні види технологічної сигналізації.

1. Сигналізація положення (комутаційного апарата).
 - Червона лампа –"ввімкнено";
 - Зелена лампа –"вимкнено".
2. Аварійна сигналізація – сигналізація аварійного вимкнення комутаційних апаратів. Здійснюється сиреною або дзвоником і миготінням зеленої лампи.
3. Попереджуюча сигналізація – сигнали про настання нормального режиму в роботі агрегатів. Здійснюється звуковими дискретними сигналами та індивідуальними світловими сигналами (тільки з написом).
4. Сигналізація дії захисту – супроводжується звуковими сигналами і миготінням ламп аварійного вимикання і випаданням прапорця вказівного реле.
5. Сигналізація дії автоматики супроводжується індивідуальними світловими сигналами у вигляді миготіння відповідної лампи (АВР, АЧР).
6. Командна сигналізація – сигнали для передачі з цеху в цех обмеженої кількості найбільше важливих і частих розпоряджень.

4.4 Автоматика і блокування

На проєктованій КЕС передбачене застосування таких видів автоматики і блокування, як [23]:

- 1 АВР відповідальних споживачів ВП;
- 2 АЧР на шинних ВП (на базі ІВЧ – 3);
- 3 Автоматика синхронізації генератора з мережею на базі автоматичного синхронізатора УБАС;
- 4 Автоматичне регулювання збудження, напруги та реактивної потуж-

ності;

- 5 Автоматичне гасіння поля (АГП – 40);
- 6 Автоматичне форсування та розфорсування збудження;
- 7 Автоматичне компаундування та електромагнітна корекція напруги (ЕПА –325В);
- 8 Вторинні автоматичні регулятори частоти та потужності (загально станційні та блочні);
- 9 Автоматика системи паливовиготовлення та паливоподачі;
- 10 Автоматика системи хімічного очищення води;
- 11 Автоматика системи ведення заданого режиму котла та турбіни;
- 12 Автоматика пуску та зупинки агрегатів.

4.5 Зв'язок

Внутрішній зв'язок на КЕС містить у собі:

1. Оперативний зв'язок.
2. Технологічний зв'язок.

Обсяг оперативного зв'язку:

- а) установка на ЦЩУ комутатора диспетчерського зв'язку;
- б) оперативний зв'язок КЕС – двобічний зв'язок з використанням гучномовця.

- в) пожежна сигналізація з установкою здавачів у всіх помешканнях.

Зовнішній зв'язок КЕС включає:

1. Зв'язок із диспетчером енергосистеми по високочастотному каналу і пристроях телемеханіки.
2. Вихід на місцевий телефонний зв'язок.
3. Прямий зв'язок із електроцехом, цехом водопостачання, ВРУ, паросиловим цехом.
4. Радіопошуковий зв'язок (із зворотною відповіддю).
5. Охоронний зв'язок і сигналізація.

6. Радіофікація від міської мережі через штаб цивільної оборони (ЦО).

4.6 Телемеханіка

На КЕС, що проєктується передбачений пристрій телевимірювання і телесигналізації. Цей пристрій здійснює передачу даних КЕС у ЦДП енергосистеми в об'ємі [23]:

1. Телесигналізація положення основних вимикачів головної схеми.
2. Безупинне телевимірювання сумарної потужності генераторів КЕС.

4.7 Розрахунок релейного захисту блоку генератор–трансформатор

4.7.1 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором

Для визначення рівня струмів за анормальних режимів оперативним персоналом використовуються спрощені схеми (рис. 4.1 а, б) та приблизні розрахунки.

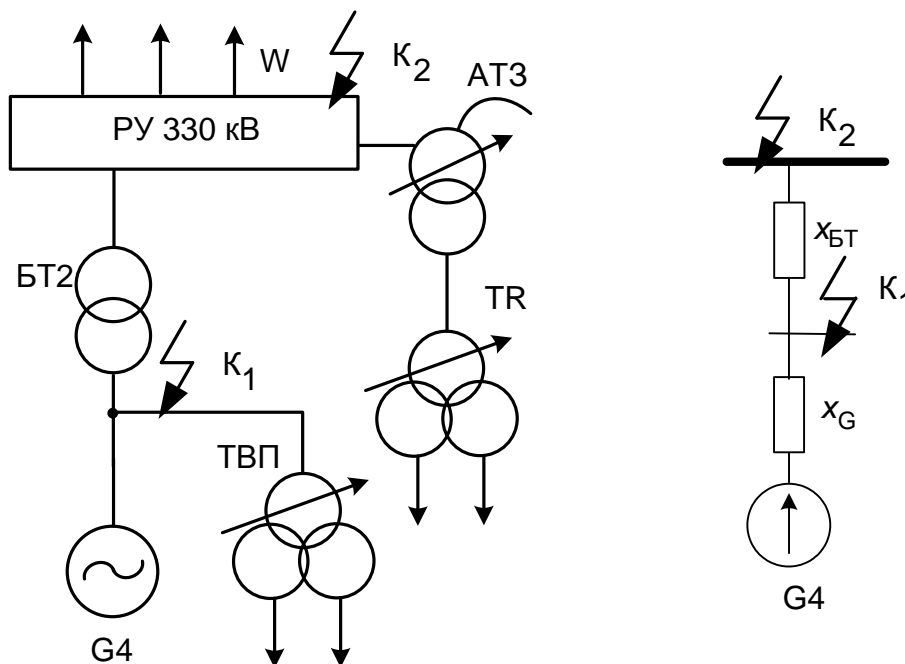


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема для визначення струмів КЗ:

а – принципова схема блоку; б – заступна схема

Задамося базисними величинами:

$$S_{\delta} = S_{\Gamma.\text{НОМ}} = 941 \text{ МВА} ; U_{\delta} = U_{\Gamma.\text{НОМ}} = 24 \text{ кВ}.$$

Розрахуємо опори схеми заміщення:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{S_{\delta}}{S_{\Gamma.\text{НОМ}}} = 0,219;$$

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{k}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{T.НОМ}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{941}{1000} = 0,108.$$

Опір нульової послідовності для трифазного трансформатора

$$X_{0,\text{T}} = 0,9 \cdot X_{\text{T}} = 0,9 \cdot 0,108 = 0,0974 .$$

Рівень поперечної надперехідної ЕРС обмотки статора визначають за формулою:

$$E_{q*}'' = \sqrt{(U_{\text{НОМ}*} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}})^2 + (U_{\text{НОМ}*} \cdot \sin \varphi_{\text{НОМ}} + I_{\text{НОМ}*} \cdot x_d'')^2} =$$

$$= \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,53 + 1 \cdot 0,219)^2} = 1,131.$$

Розрахуємо струми КЗ на затискачах генератора (точка К₁).

$$I_*^{(3)} = \frac{E_{q*}''}{x_d''} = \frac{1,131}{0,219} = 5,163;$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_2} = \frac{1,131}{0,219 + 0,267} = 2,327,$$

де x_2 – опір зворотної послідовності генератора.

Значення струмів в іменованих одиницях:

$$I_1^{(3)} = I_{1*}^{(3)} \cdot I_{\Gamma.\text{НОМ}} = 5,163 \cdot 22,65 = 116,95 (\text{к А})$$

Розрахуємо струми КЗ за блочним трансформатором (точка К₂).

$$I_*^{(3)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_T};$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1,131}{0,219 + 0,108} = 3,456;$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_2 + 2x_T};$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{1,131}{0,219 + 0,267 + 2 \cdot 0,108} = 1,61;$$

$$I_{2*}^{(1)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_2 + 2x_T + x_{0,T}};$$

$$I_{2*}^{(1)} = \frac{1,131}{0,219 + 0,267 + 2 \cdot 0,108 + 0,0974} = \frac{1,131}{0,7994} = 1,414;$$

$$I_{2*}^{(1,1)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_T + \frac{(x_2 + x_T) \cdot x_{0,T}}{x_2 + x_T + x_{0,T}}} \cdot \frac{x_{0,T}}{x_2 + x_T + x_{0,T}};$$

$$I_{2*}^{(1,1)} = \frac{1,131}{0,219 + 0,108 + \frac{(0,267 + 0,108) \cdot 0,0974}{0,4724}} \cdot \frac{0,0974}{0,4724} = 0,576.$$

4.7.2 Захист від багатозазних КЗ в обмотці статора і на виводах генератора

Використовуємо повздовжній диференційний захист з циркулюючими струмами на реле ДЗТ-11/5. В данному випадку схема з'єднання обмоток статора – “зірка-зірка”, застосовуємо трансформатори струму на лінійних виводах з коефіцієнтом трансформації 28000/5, а в нейтралі – 14000/5, для поперечного диференційного захисту – 2500/5; тоді робоча кількість витків обмотки реле $W_{роб} = 72$ витки [23].

Максимальну розрахункову силу первинного струму небалансу при зовнішньому КЗ визначаємо як:

Максимальне розрахункове значення первинного струму небаланса

$I_{\text{нб.роз.макс}}$ у встановленому режимі протікання через ТТ зовнішнього розрахункового максимального струму:

$$I_{\text{нб.роз.макс}} = \varepsilon \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{зовн.розр.макс}} \quad (4.1)$$

$$I_{\text{нб.роз.макс}} = 0,1 \cdot 1 \cdot 162,84 = 16,284 \text{ кА.}$$

де $K_{\text{одн}} = 1$, оскільки трансформатори струму різні.

Визначаємо робочу МРС при протіканні по робочій обмотці струму небалансу:

$$F_{\text{роб}} = \frac{K_{\text{відстр}} \cdot I_{\text{нб.розр.макс}} \cdot W_{\text{роб}}}{n_{\text{тс}}}; \quad (4.2)$$

$$F_{\text{роб}} = \frac{1,6 \cdot 16284 \cdot 72}{5600} = 335 \text{ (А} \cdot \text{вит.)}.$$

Визначаємо гальмівну МДС за виразом:

$$F_{\text{гальм}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{F_{\text{роб}}^2}{100^2} - 1}; \quad (4.3)$$

$$F_{\text{гальм}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{335^2}{100^2} - 1} = 434,8 \text{ (А} \cdot \text{вит.)}$$

Визначаємо значення вторинного гальмівного струму:

$$I_{\text{гальм.втор}} = \frac{I_{\text{зовн.розр.макс}}}{n_{\text{тс}}}; \quad (4.4)$$

$$I_{\text{гальм.втор}} = \frac{162840}{5600} = 29,1 \text{ А.}$$

Розрахункове число витків гальмівної обмотки складає:

$$W_{\text{гальм.розр}} = \frac{F_{\text{гальм.}}}{I_{\text{гальм.втор}}}; \quad (4.5)$$

$$W_{\text{гальм.розр}} = \frac{434,8}{29,1} = 14,9 \text{ витків.}$$

Приймаємо найближче ціле значення 15 витків.

4.7.3 Захист від КЗ між витками однієї фази обмотки статора

Використовуємо односистемний поперечний диференційний захист з реле струму РТ-40/Ф з фільтром першої гармоніки. Трансформатор струму встановлюється на шинопроводі, що з'єднує нейтралі паралельних віток. Струм спрацювання реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{тс}}} = \frac{0,2 \cdot I_{\text{Г.НОМ}}}{n_{\text{тс}}}; \quad (4.6)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{0,2 \cdot 22650}{500} = 9,06 \text{ А.}$$

4.7.4 Захист від замикань на землю в обмотці статора

Використовуємо комплект захисту ЗЗГ-1 – захист напруги першої та третьої гармонік без зони нечутливості. Захист складається з двох органів:

- 1) максимального реле напруги першої гармоніки – яке захищає 85-90% витків обмотки статора зі сторони лінійних виводів;
- 2) реле напруги третьої гармоніки з гальмуванням – яке захищає до 35% витків обмотки статора зі сторони нейтралі і саму нейтраль.

До цих реле підводять напругу зі сторони лінійних виводів від ТН типу ЗНОМ з напругами $U_{\phi} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3}$ В, а для реле з гальмуванням додатково підводиться напруга зі сторони нульових виводів від спеціально встановленого ТН типу ЗНОЛ або ЗОМ з напругами $(\frac{U_{\phi}}{\sqrt{3}})100$ В. В умовах проектування параметри не визначаються, оскільки вони на впливають на вибір типу апаратури. Захист діє з незалежною витримкою часу до 0.5 с.

4.7.5 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ

Використовуємо одноступеневий дистанційний захист. Реле включається на різницю фазних струмів від ТС, встановленого зі сторони нульових виводів, і на міжфазну напругу від ТН, який встановлений на лінійних виводах. Реле має кругову характеристику, розташовану в першому квадранті зі зміщенням в третій квадрант і охопленням початку координат. Захист виконується з двома ступенями витримки часу.

Визначимо опір спрацювання захисту:

$$Z_{сз} = \frac{0.95 \cdot U_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 1.5 \cdot I_{Г.НОМ} \cdot k_{відс} \cdot k_B \cdot \cos(\phi_{мч} - \phi_{нав})}; \quad (4.7)$$

$$Z_{сз} = \frac{0,95 \cdot 24}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 22,65 \cdot 1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80^\circ - 31,5^\circ)} = 0,45 \text{ Ом},$$

де $k_{відс} = 1,2$;

$k_B = 1,05$;

$\phi_{мч} = 80^\circ$ - кут максимальної чутливості, $\phi_{нав} = 31,5^\circ$ - кут навантаження реле. Тоді $Z_{сз} = 0,45 \text{ Ом}$.

Коефіцієнт чутливості захисту повинен задовольняти умові

$$k_q = \frac{Z_{сз}}{Z_{уч}} \geq 1,2, \text{ де}$$

$$Z_{уч} = Z_r + Z_{r'} = X_d'' \cdot \frac{U_6^2}{S_{Г.НОМ}} + \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{Т.НОМ}}; \quad (4.8)$$

$$Z_{уч} = 0.272 \cdot \frac{24^2}{941} + \frac{11.5}{100} \cdot \frac{24^2}{1000} = 0.23,$$

тоді $k_q = 1,97 > 1,2$.

Витримка часу першого ступеню захисту узгоджується з найбільшою витримкою часу резервних захистів від міжфазних КЗ на елементах, приєднаних до шин ВН:

$$t_{c.3.I} = t_{ел. max} + \Delta t; \quad (4.9)$$

$$t_{c.3.I} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

витримка часу другого ступеня

$$t_{c.3.II} = t_{c.3.I} + \Delta t; \quad (4.10)$$

$$t_{c.3.II} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с.}$$

4.7.6 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень

Застосовується струмовий захист зворотної послідовності з інтегрально-залежною витримкою часу. Він виконується одним реле струму зворотної послідовності з фільтром – РТФ-6М. Це реле складається з п'яти елементів :

1) пусковий орган без витримки часу, який забезпечує пуск та повернення інтегрального органу та блокування органу “відсічка II”

$$I_{c.3.ПО} \approx 0,1 \cdot I_{г.ном}; \quad (4.11)$$

$$I_{c.3.ПО} = 0,1 \cdot 22,65 = 2,27 \text{ А.}$$

2) інтегральний орган з інтегрально-залежною витримкою часу, який забезпечує правильну роботу захисту при зміні струму зворотної послідовності і охолодженні ротора після усунення перевантаження

$$t_{доп} = \frac{A}{I_{г.2*}^2}; \quad (4.12)$$

$$t_{доп} = \frac{8}{2,327^2} = 1,5 \text{ с.}$$

3) орган “відсічка I” спрацьовує без витримки часу і передбачається для дії захисту з незалежною витримкою часу в якості резервного захисту від зовнішніх несиметричних КЗ

$$I_{с.3.2I} = 0,4I_{Г.НОМ} ; \quad (4.13)$$

$$I_{с.3.2I} = 0,4 \cdot 22,65 = 9,06A .$$

4) орган “відсічка II” спрацьовує без витримки часу і передбачається для резервування швидкодіючих захистів ТГ з незалежною витримкою часу, і утворюється виносним реле часу

$$I_{с.3.2II} = I_2^{(2)} / k_{ч} ; \quad (4.14)$$

$$I_{с.3.2II} = 43,9 / 1,2 = 36,6A .$$

5) сигнальний орган спрацьовує без витримки часу і передбачається для фіксації з незалежною витримкою часу недопустимого несиметричного навантаження генератора

$$I_{с.3.2сиг} = 0,05I_{Г.НОМ} ; \quad (4.15)$$

$$I_{с.3.2сиг} = 0,05 \cdot 22,65 = 1,132A .$$

4.7.7 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

Застосовується МСЗ з незалежною витримкою часу, виконується за допомогою реле РТВК з $K_B = 0,99$. Струм спрацювання захисту

$$I_{сз} = \frac{K_{відс}}{K_B} \cdot I_{Г.НОМ} ; \quad (4.16)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,99} 22,65 = 24кА .$$

Час спрацювання захисту узгоджується з захистом , який діє на відключення.

4.7.8 Захист ротора від перевантаження струмом збудження

Застосовуємо струмовий захист з двома ступенями інтегрально-залежної витримки часу. Захист здійснюється за допомогою блок-реле, РЗР-1М, який містить наступні елементи:

1) вхідний перетворювальний пристрій, який настраюється таким чином, щоб

$$\frac{I_{\text{роб.ном.втор}}}{I_{\text{РЗРном}}} = 0.7 \div 1.2, \quad (4.17)$$

де $I_{\text{РЗРном}} = 2,5 \text{ A}$.

2) сигнальний орган, що спрацьовує без витримки часу при струмах збудження, які перевищують довготривале допустиме значення; необхідна витримка часу створюється виносним реле часу. Діапазон регулювання уставки $0,1 \dots 1,2$ номінального струму збудження. Рекомендується уставка $1,05$,

$$I_{\text{с.з.СОперв}} = 1,05 \cdot I_{\text{рот.ном}} \quad (4.18)$$

$$I_{\text{с.з.СОперв}} = 1,05 \cdot 3790 = 3979,5 \text{ A}, t_{\text{с.з.}} \cong 10 \text{ с.}$$

3) пусковий орган, що спрацьовує без витримки часу і контролює пуск та повертання ынтегрального органа. Діапазон регулювання уставки $1,05 \dots 1,25$ номінального струму збудження. Рекомендується уставка $1,1$,

$$I_{\text{с.з.ПОперв}} = 1,1 \cdot 3790 = 4169 \text{ A}.$$

4) інтегральний орган, що працює з двома інтегрально-залежними ступенями витримками часу в залежності від накопичення теплоти в обмотці збудження при перевантаженнях та охолодженні після усунення перевантаження. Зміна уставок інтегрального органа не здійснюється. Для підключення реле РЗР-1М використовується пристрій И – 528, що містить трансформатор постійного струму.

4.7.9 Додатковий (тимчасовий) захист ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним збудником

Застосовується максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу. Первинна напруга спрацювання захисту:

$$U_{c.з.} = 1,5I_{рот.ном} R_{рот}; \quad (4.19)$$

$$U_{c.з.} = 1,5 \cdot 3790 \cdot 0,12 = 682,2 \text{ В}; t_{c.з.} = 20 \text{ с.}$$

4.7.10 Захист від асинхронного режиму при втраті збудження

Застосовується одноступеневий дистанційний захист з незалежною витримкою часу і використовується для захисту одне з трьох реле опору комплекту КРС-2. Реле вмикають на різницю фазних струмів від ТС та на міжфазну напругу від ТН, щоб кругова характеристика розташовувалась в третьому та четвертому квадрантах комплексної площини опорів і не охоплювала початок координат. Лінія максимальної чутливості на комплексній площині при куті максимальної чутливості 80° розташовується в третьому квадранті під кутом 260° .

Діаметр кола характеристики приймаємо рівним $1,1x_{d*} = 1,1 \cdot 2,33 = 2,563$ із зміщенням $0,4x'_{d*} = 0,4 \cdot 0,307 = 0,123$. При цих параметрах забезпечується відстройка захисту від нормального режиму, режиму недозбудження та від асинхронного режиму в енергосистемі. Час спрацювання захисту $t_{c.з.} = 1 \dots 2 \text{ с.}$

Захист приводиться в дію після появи струму в статорі генератора з витримкою часу, яка забезпечує режим самосинхронізації.

4.7.11 Захист від перевищення напруги на виводах турбогенератора і трансформатора

Застосовуємо максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу, призначену для попередження недопустимого перевищення напруги в режимі холостого ходу або скидання навантаження. Як пусковий орган використовується реле напруги типу РН-58/200 з високим коефіцієнтом возврату ($\approx 0,9$). Для виведення захисту з дії в робочому режимі генератора застосовується реле струму РТ-40/Р [23, 24].

На блоках без вимикача у генератора реле струму контролює струм в колі ВН трансформатора. Реле напруги вмикається на міжфазну напругу ТН

на виводах генератора. Реле часу повинно бути термічно стійким. Напруга спрацювання пускового органу приймається:

$$U_{c.з.} = 1,2 \cdot U_{г.ном.}; \quad (4.20)$$

$$U_{c.з.} = 1,2 \cdot 24000 = 28800\text{В};$$

$$U_{c.п.} = \frac{U_{c.з.}}{n_H}; \quad (4.21)$$

$$U_{c.п.} = \frac{28800}{\frac{24}{0,1}} = 120\text{В}.$$

Струм спрацювання блокуючого реле:

$$I_{c.з.} = 0,1 \cdot I_{г.ном} \quad (4.22)$$

$$I_{c.з.} = 0,1 \cdot 22650 = 2265\text{А}$$

$$I_{c.п.} = I_{c.з.} \frac{k_{cx}}{n_T}; \quad (4.23)$$

$$I_{c.п.} = \frac{2265 \cdot 1}{5600} = 0,4\text{А},$$

витримка часу $t_{c.з.} \approx 0,3\text{с}$.

4.7.12 Захист від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора, на його виводах, ошиновці ВН та від міжфазних КЗ в обмотці статора турбогенератора

Застосовуємо загальний повздовжній диференційний струмовий захист з реле типу ДЗТ-21, що виконується трифазною на всіх сторонах та трирелейною для підвищення чутливості і надійності. Струм спрацювання захисту

$$I_{c.з.} = 0,3 \cdot I_{номВН}; \quad (4.24)$$

$$I_{номВН} = \frac{22650}{787/24} = \frac{22650}{32,8} = 690,5\text{ (А)};$$

$$I_{c.з.} = 0,3 \cdot 690,5 = 207,16\text{ А}.$$

коефіцієнт чутливості

$$K_{\text{ч}}^{(3)} = I_{\text{к min}}^{(3)} / I_{\text{с.з.}} = 0,87 \cdot I_{\text{к max BH}}^{(3)} / I_{\text{с.з.}} \geq 2; \quad (4.25)$$

$$K_{\text{ч}}^{(3)} = \frac{0,87 \cdot 3,456 \cdot 22650}{32,8 \cdot 207,16} = \frac{2076,3}{207,16} = 10,02 \geq 2.$$

4.7.13 Захист від замкнень всередині кожуха трансформатора

Встановлюємо газовий захист з двома ступенями дії з реле РЗТ-80.

4.7.14 Захист від зовнішніх КЗ на землю в колі із заземленими нейтраллями при роботі трансформатора із заземленою нейтраллю

Встановлюємо двохступеневий струмовий захист нулевої послідовності з незалежною витримкою часу. Перший ступінь – з реле струму РСТ-11 та реле часу. Другий ступінь – з реле струму типу РСТ-11 та реле часу. Реле струму вмикають на струм нейтралі трансформатора блока.

Уставка I комплекту:

$$I_{\text{с.з.I}} = I_{\text{номBH}} / k_{\text{відс}}; \quad (4.26)$$

$$I_{\text{с.з.I}} = 690,5 / 1,5 = 460,3 \text{ А},$$

$$\text{де } I_{\text{с.р.I}} = \frac{460,3}{1000/5} = 2,3 \text{ А}.$$

Уставка більш чутливого II комплекту повинна задовольняти таким вимогам:

- забезпечення надійного спрацювання при самовільному неповнофазному відключенні блока при мінімальному навантаженні:

$$I_{\text{с.з.II}} = \frac{0,4 \cdot I_{\text{номBH}}}{K_{\text{ч}}}; \quad (4.27)$$

$$I_{\text{с.з.II}} = 0,4 \cdot 690,5 / 1,2 = 230,2 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.р.II}} = I_{\text{с.з.II}} / n_{\text{т}}; \quad (4.28)$$

$$I_{c.p.II} = \frac{230,2}{1000/5} = 1,15 \text{ A},$$

при узгодженні із захистом I комплекту:

$$I_{c.p.II} = I_{c.p.I} / 1,05; \quad (4.29)$$

$$I_{c.p.II} = 2,3 / 1,05 = 2,2 \text{ A},$$

приймаємо $I_{c.p.II} = 1,15 \text{ A}$.

Коефіцієнт чутливості захисту

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{П.О}^*}^{(3)} \cdot I_{\text{Г.НОМ}}}{K_{\text{БТ}} \cdot I_{\text{сзI}}};$$

$$K_{\text{ч}}^{(3)} = \frac{0,87 \cdot 3,456 \cdot 22650}{32,8 \cdot 460,3} = 4,51 \geq 2.$$

Витримка часу на поділці приймається найбільшою із розрахованих за умовами узгодження:

з резервними захистами елементів, що приєднані до шин ВН;

$$t_{\text{с.з.дел}} = 0,5 + 0,5 = 1\text{с};$$

з витримкою часу із захистом, що діє на прискорення;

$$t_{\text{с.з.дел}} = 1 + 0,5 = 1,5\text{с}.$$

Витримка часу першого ступеню II комплекту

$$t_{\text{с.з.1}} = 1 + 0,5 = 1,5\text{с}.$$

Витримка часу другого ступеню II комплекту

$$t_{\text{с.з.2}} = 1,5 + 0,5 = 2\text{с}.$$

4.8 Вибір основних захистів на КЕС

РЗ є найважливішою частиною автоматики електроустановок і енергосистем. Її основне завдання полягає в тому, щоб виявити ушкоджену ділянку електричної системи і як можливо швидше видати керуючий сигнал на його відключення. Додаткова задача РЗ полягає в сигналізації про виникнення сиг. режимів.

Основні захисти на КЕС занесені в таблицю 4.1 [23, 24].

Таблиця 4.1 – Засоби релейного захисту та автоматики на КЕС

Елемент, що захищається	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
Збірні шини	1. Всі види КЗ	Диференційний захист шин: ДЗШТ
ЛЕП–750 кВ, ЛЕП–330 кВ	Всі види КЗ	Високочастотний диференційний захист типу ПДЭ-2003; основний захист: L90, L60 (фірми General Electric); перший резервний захист REL-670 (фірми ABB); другий резервний захист: дистанційний захист ЛЕП фірми 7SA87 (Siemens)
Шини власних потреб 6 кВ	Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення (МРЖ).	Пристрій захисту СЕЗАМ-С
Кабельні лінії 10 кВ	Захист від багатофазних КЗ та однофазних КЗ	Пристрій захисту РЗЛ-04.101
Трансформатор власних потреб (ТВП)	1. Пошкодження в баці	Газовий захист РЗТ-80
	2. Зовнішнє КЗ 3. Симетричне перевантаження 4. Всі види КЗ в обмотках і на виводах 5. Пошкодження на шинах ВП-10 кВ 6. Пошкодження на магістралі резервного живлення 10 кВ	Пристрій захисту РЗЛ-01.01
Автотрансформатор зв'язку та блочні трансформатори	1. Захист від багатофазних КЗ в обмотках і на виводах	Поздовжній диф. захист ДЗТ – 23
	2. Внутрішні замикання	Газовий захист з двома ступенями дії РЗТ–80
	3. Зовнішнє КЗ на землю 4. Зовнішні симетричні перевантаження 5. Зовнішні симетричні КЗ 6. Зовнішні багатофазні несиметричні КЗ	Пристрій захисту РЗЛ-02.1-ВВО1

Продовження таблиці 4.1

Елемент, що захищається	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
Блок генератор-трансформатор	Багатофазні КЗ в обмотці статора на затискачах	Поздовжній диференційний захист ДЗТ-11/5
	Замикання на землю в обмотці статора	Захист напруги першої та третьої гармонік без зони нечутливості ЗЗГ-1
	Зовнішні несиметричні КЗ та несиметричні перевантаження Зовнішні симетричні КЗ Перевантаження ротора	Пристрій захисту РЗЛ-01.01
	Симетричні перевантаження обмотки статора	Пристрій захисту РЗЛ-01.01
	Асинхронний режим при втраті збудження	Дистанційний захист КРС-2
	Підвищення напруги на затискачах генератора	МЗН НЛ-58/20, АЛ-1
	Замикання на землю в одній точці ротора	Накладання змінного струму частотою 25 Гц на коло збудження КЗР-3
	Усі види КЗ в обмотках трансформатора, на його затискачах, ошинуванні ВН та міжфазні КЗ в обмотці статора генератора	Поздовжній диференційний струмовий захист ДЗТ-21
	Зовнішні КЗ на землю в мережі з заземленими нейтраліями	Струмовий захист нульової послідовності АЛ-1
	Замикання в середині бака трансформатора	Газовий захист РЗТ-80
Магістраль резервного живлення (МРЖ)	1. Симетричні перевантаження 2. Всі види КЗ та перевантажень	Пристрій захисту СЕЗАМ-С
Двигуни 10 та 0,4 кВ	Усі види КЗ та ненормальні режими	РДЦ -01-057-4

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Під час проєктування електростанцій з'являється необхідність в рішенні ряду економічних питань, таких як обґрунтування потужності і вибір площадки спорудження; вибір оптимального варіанту із декількох можливих рішень (складається одинична потужність, параметри робочого темпу), розрахунок техніко-економічних показників параметрів електричної станції, що проєктується, та їх аналіз.

В даному розділі вирішуються питання третьої групи, зокрема визначення кошторисної вартості електричної станції, яка проєктується, визначення режимів роботи та основних техніко-економічних показників, розрахунок собівартості енергії та аналіз отриманих результатів [25].

5.1 Визначення кошторисної вартості проєктованої КЕС

Повні витрати на спорудження КЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 розділів, кожний з яких має цільове значення [25].

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в таблиці 5.1. В практиці будівництва КЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проєктуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва КЕС починають з розділу 2, виходячи з питомих капіталовкладень.

Таблиця 5.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження КЕС

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від другого розділу	В тому числі по усіх видах затрат, грн.			Загальна вартість, грн
		Будівельно-монтажні роботи	Обладнання	Інші витрати	
1 Підготовка території будівництва	2,1	201600000	8064000	193536000	403200000
2 Об'єкти основного виробничого призначення	6000	11520000000	7488000000	1920000000	19200000000
3 Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	1,2	184320000	46080000	-	230400000
4 Об'єкти енергетичного господарства	1,9	310080000	54720000	-	364800000
5 Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3	547200000	28800000	-	576000000
6 Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	3	518400000	57600000	-	576000000
7 Благоустрій території	0,5	96000000	-	-	96000000
8 Тимчасові будівлі та споруди	4	614400000	76800000	76800000	768000000
9 Інші роботи та витрати	0,3	-	-	576000000,0	576000000
10 Утримання дирекцій та авторський нагляд	0,2	-	-	38400000	38400000
11 Підготовка експлуатаційних кадрів	0,3	-	-	57600000,00	57600000
12 Проектні та пошукові роботи	5	-	-	960000000	960000000
13 Роботи та затрати по створенню водосховища	1	-	-	192000000,0	192000000
Всього по розділу А – промислове будівництво	–	13992000000	7760064000	2286336000	24038400000
В т.ч. поворотні суми	–	699600000	388003200	114316800	1201920000
разом	–	13292400000	7372060800	2172019200	22836480000

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається за виразом:

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / P_{\text{вст}}, \quad (5.1)$$

$$k_{\text{пит}} = 5138208000 / 1200000 = 2140,9 \text{ (грн/кВт)}.$$

де $K_{\Sigma 0}$ – сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн.

5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається у відповідності до наступних економічних складових:

- амортизація основних фондів;
- заробітна плата;
- паливо;
- інші витрати.

5.2.1 Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумуля-

тивний та виробничий.

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беремо з таблиці 5.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи Ф1, Ф2, Ф3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (Ф1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи (Ф2) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

До третьої групи (Ф3) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 0,6 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{обл}} - K_{\text{тр(обл)}}; \quad (5.2)$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma \text{тр}}; \quad (5.3)$$

$$\Phi 3 = 0,4 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{інш}} - K_{\text{тр(БМР)}}. \quad (5.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 5.2.

$$I_a = \Sigma \Phi_i \cdot N_i, \quad (5.5)$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

N_i – норма амортизації відповідної групи.

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн
Ф1	8066880000	7	564681600
Ф2	576000000	28	161280000
Ф3	15395520000	20	3079104000
Разом		—	3805065600

$$I_a = 8066880000 \cdot 0,07 + 576000000 \cdot 0,28 + 15395520000 \cdot 0,2 = 3805065600 \text{ (грн)}.$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$Ч = k_{шт} \cdot P_{вст}, \quad (5.6)$$

$$Ч = 0,56 \cdot 4 \cdot 800 = 1792 \text{ чол.}$$

де $k_{шт}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності, $k_{шт}$ для КЕС 3200 МВт приймаємо рівним 0,56 [25].

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії:

- робітники;
- інженерно-технічний персонал (ІТР);
- службовці;
- молодший обслуговуючий персонал (МОП).

Для цього можна використати співвідношення, наведене в таблиці 5.3.

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підприємству визначається за формулою:

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (5.7)$$

де Z_i – середня заробітна плата робітника i -ої категорії;

n_i - кількість робітників i -ої категорії.

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 5.4.

Таблиця 5.3– Розподіл персоналу на категорії та їхня заробітна плата

Категорія	КЕС	Кількість, чол.	Зарплата, грн..
Робітники	80%	1433	10000
ІТР	16%	287	15200
Службовці	3,4%	61	12000
МОП	0,6%	11	6000
Всього:	100%	1792	

Таблиця 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по КЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	1433	$1433 \cdot 10000 \cdot 12 = 171960000$
ІТР	287	$287 \cdot 15200 \cdot 12 = 52348800$
Службовці	61	$61 \cdot 12000 \cdot 12 = 8784000$
МОП	11	$11 \cdot 6000 \cdot 12 = 792000$

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 5.4 за формулою:

$$I_{зп} = (1,57(S_{зп \text{ роб.}} + S_{зп \text{ МОП}}) + 1,80(S_{зп \text{ ІТР}} + S_{зп \text{ сл.}})) \times K_k \times K_v, \quad (5.8)$$

$$I_{зп} = (1,57(171960000 + 792000) + 1,80(52348800 + 8784000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 =$$

$$= 233884800 \text{ (грн),}$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату;

K_k – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7);

$k_v = 1,375$ – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

5.2.3 Розрахунок вартості палива

Витрати на паливо для ЕС різного типу визначаються з врахуванням технології виробництва електричної та теплової енергії на цій станції. Витрати на паливо для ГЕС взагалі відсутні. Визначення цієї статті витрат для інших типів станцій розглянемо окремо.

При визначенні собівартості електроенергії на КЕС по укрупнених показниках затрати на паливо визначаються за формулою:

$$I_{\text{п}} = \frac{(\text{Ц}_{\text{п}} + \text{Ц}_{\text{тр}}) \cdot V_{\text{р}} \cdot (1 + \alpha_{\text{втр}})}{e_{\text{п}}}, \quad (5.9)$$

де $\text{Ц}_{\text{п}}$ – ціна палива;

$\text{Ц}_{\text{тр}}$ – витрати на транспортування;

$V_{\text{р}}$ – річні витрати умовного палива [25];

$\alpha_{\text{втр}} = 0,015$ – втрати твердого палива на шляху до електростанції;

$e_{\text{п}}$ – калорійний коефіцієнт, який дорівнює $Q/29330$ (Q – теплова здатність палива [25]).

Річні втрати палива для звітної калькуляції приймаються по фактичних витратах, а при плануванні – по типових енергетичних характеристиках основного обладнання:

$$V_{\text{р}} = V_{\text{хх}} \cdot \tau_{\text{р}} + \beta \cdot W_{\text{вир}}, \quad (5.10)$$

де $V_{\text{хх}}$ – годинні витрати умовного палива на холостий хід;

$\tau_{\text{р}}$ – число годин роботи блока ($\tau_{\text{р}} = \tau_{\text{к}} - \tau_{\text{простою}}$);

$\tau_{\text{простою}}$ – тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год. [25].

Обчислимо число годин роботи блоків 800 МВт за умови, що на одному з них буде виконуватися капітальний ремонт та розширений поточний ремонт на другому. Для блоків 800 МВт: $t_k = (48+14)$ год, $t_n = 21$ год.

$$\tau_{p800} = 4 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (90 + 24) - 3 \cdot 24 \cdot 39 = 29496 \text{ год.}$$

Визначимо витрати умовного палива

Таблиця 5.5 – Енергетичні характеристики енергоблоків

Тип турбіни	Енергетична характеристика
К-800-240, вугілля	$B = 29,52 \tau_p + 0,289 W$

Сумарні витрати палива:

$$B_{p\Sigma} = B_{p800} = 29,52 \cdot 29496 + 0,289 \cdot 22765893,36 = 7450065,101 \text{ т.у.п.};$$

Згідно з завданням видом палива є вугілля: $\Pi_n + \Pi_{tr} = 3500$ грн/т.

Калорійний коефіцієнт становить:

$$e_n = \frac{27200}{29330} = 0,9273.$$

$$I_n = \frac{3500 \cdot 7450065,101 \cdot 1,015}{0,9273} = 28538905494,17 \text{ грн.}$$

5.2.4 Розрахунок інших витрат

Затрати на інші витрати визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$I_{ин} = (I_a + I_{зп}) \cdot I_n; \quad (5.11)$$

$$I_{ин} = (3805065600 + 366962442) \cdot 0,07 = 292041962,94 \text{ грн,}$$

де $I_n = 7 \%$.

5.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$И = И_a + И_{зп} + И_{п} + И_{ін}; \quad (5.12)$$

$$\begin{aligned} И &= 3805065600 + 366962442 + 28538905494,17 + 292041962,94 = \\ &= 33002975499,11 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = И / E_{\text{відп}}, \quad (5.13)$$

де $E_{\text{відп}}$ – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год.

$$E_{\text{відп}} = 20816135 \text{ (МВт·год)}.$$

$$C = 33002975499,11 \cdot 10^2 / 20816135 \cdot 10^3 = 158,55 \text{ коп/кВт·год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.6.

Таблиця 5.6 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, грн	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	3805065600,00	11,53%	18,28
Зарплата	366962442,00	1,11%	1,76
Паливо	28538905494,17	86,47%	137,10
Інші	292041962,94	0,88%	1,40
Разом	33002975499,11	100%	158,55

5.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 5.7.

Таблиця 5.7 – Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	3200
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	22765893,36
Коефіцієнт витрат електроенергії на ВП	%	6
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	1,79
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	22836,48
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	7136,4
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	158,55

Коефіцієнт обслуговування розраховується за формулою:

$$K_{\text{обс}} = \frac{P_{\text{вст}}}{\text{Ч}} ; \quad (5.14)$$

$$K_{\text{обс}} = \frac{3200}{1792} = 1,79 \text{ МВт / чол.}$$

Розрахувавши основні техніко-економічні показники для конденсаційної електростанції потужністю 3200 МВт, що працює на вугіллі, можна зробити висновок що будівництво даної станції є доцільним, оскільки собівартість відпущеної електроенергії становить 158,55 коп/кВт·год.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

6.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці під час робіт, пов'язаних з обслуговуванням заземлювальних пристрів розподільних установок КЕС потужністю 3200 МВт

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

Головним завданням розділу є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлення питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки на електричних станціях, адже на станції знаходиться велика кількість обладнання під напругою (особливо на ВРУ), у приміщенні машинної зали має місце високий рівень вібрації. Ці та інші фактори негативно впливають на організм людини і можуть стати небезпечними. Тому розглянемо питання охорони праці, які передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів зниження їх впливу, з техніки безпеки, з цивільного захисту, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою МКР:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням електрообладнання ВРУ електростанції, за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [26].

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування ВРУ.

3. Дослідити роботу електричної частини КЕС потужністю 3200 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розробити превентивні заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій..

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

Аналіз потенційно-небезпечних та шкідливих факторів при роботах в розподільних установках виконується з врахуванням літературних джерел [26-29]. Обслуговуючий персонал попадає під дію наступних шкідливих і небезпечних виробничих факторів: фізичних та психофізичних.

Фізичні:

- рухомі частини виробничого устаткування;
- підвищена чи понижена температура робочої зони;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може пройти через тіло людини;
- відсутність чи недостача природного світла;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищена чи знижена вологість повітря;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні 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 координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) безпеки є:

- рухомі машини і механізми;

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

6.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування електрообладнання ВРУ КЕС потужністю 3200 МВт

6.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

На основі аналізу літературних джерел [28, 29] для безпечного проведення робіт під час обслуговування та ремонту електрообладнання та заземлювальних пристроїв ВРУ слід вживати організаційних заходів.

До організаційних заходів відносять видачу нарядів, розпоряджень і допуску до роботи, нагляд під час роботи, оформлення перерв в роботі, перекладів на інше робоче місце і закінчення роботи.

Працівники, допущені до проведення робіт в електроустановці, повинні мати запис у посвідченні про перевірку знань [29].

Випробування електрообладнання, в тому числі і за межами електроустановки (в недіючих електроустановках, на складах, території підприємства, в полі тощо), що проводяться з використанням пересувної випробної установки, слід виконувати за окремим нарядом на випробування. Наряд на випробування видає працівник, який прийняв рішення про необхідність їх проведення та має право видавати наряд.

Право на видавання нарядів та віддавання розпоряджень надається керівникам та спеціалістам підприємства, які мають групу V.

Працівник, який видає наряд або розпорядження, встановлює можливість безпечного виконання роботи. Він відповідає за достатність і правильність вказаних в наряді (розпорядженні) заходів безпеки, за якісний та кількісний склад бригади і призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт, а також за відповідність груп з електробезпеки працівників, які зазначені в наряді (розпорядженні), роботі, що виконується [29].

Працівник, який дає дозвіл на підготовку робочих місць та на допуск, несе відповідальність за достатність передбачених заходів для виконання робіт з вимкнення та заземлення обладнання та можливість їх здійснення, а також - за координацію часу та місця роботи бригад, які допускаються.

Працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця та на допуск, повинен повідомити чергових або працівників зі складу оперативно-виробничих працівників, які готують робоче місце, а також допускатів про попередньо виконані операції з вимкнення та заземлення обладнання [29].

Давати дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск мають право оперативні працівники з групою V.

Працівник, який готує робоче місце, відповідає за правильне і точне виконання заходів щодо підготовки робочого місця, зазначених у наряді, а також тих, що вимагаються умовами роботи (встановлення замків, плакатів, огорожень).

Підготовлювати робочі місця мають право чергові або працівники зі складу оперативно-виробничих працівників, які допущені до оперативних перемикань в цій електроустановці.

Допускач відповідає за правильність і достатність вжитих заходів безпеки та їх відповідність характеру і місцю роботи, зазначених у наряді, за правильний допуск до роботи, а також за повноту та якість проведеного ним інструктажу.

В електроустановках понад 1000 В допускач повинен мати групу IV.

По наряді дозволяється виконувати всі види робіт.

Дозволяється одночасне або почергове виконання робіт на різних робочих місцях одного або декількох приєднань без оформлення переведення з одного робочого місця на інше з розподілом бригади по різних робочих місцях.

Керівник робіт, що виконуються за нарядом в електроустановках понад 1000 В, повинен мати групу IV, а в електроустановках до 1000 В – групу III, крім робіт у підземних спорудах, де можуть утворюватись шкідливі гази, та під напругою, – у цьому разі керівник робіт повинен мати групу IV. Керівник ро-

біт, що виконуються за розпорядженням, повинен мати групу III в усіх електроустановках, крім випадків, обумовлених в п.п. 9.5 і 17.3.1. ПБЕЕ [28].

При виконанні робіт за нарядом бригада повинна складатись не менш ніж з двох працівників.

В електроустановках до 1000 В, розміщених у приміщеннях без підвищеної небезпеки щодо ураження людей електричним струмом, працівник з групою III, який має право бути керівником робіт, може працювати одноособово.

6.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Важливою задачею охорони праці є створення умов безпеки оперативно-ремонтного персоналу під час обслуговування і ремонту заземлювальних пристроїв, які виключають дії небезпечних та шкідливих виробничих факторів.

До технічних заходів відносять відключення напруги і вживання заходів, що перешкоджають помилковому або мимовільному включенню комутаційної апаратури, вивішування заборонних плакатів, перевірку відсутності напруги, накладення заземлень, вивішування застережливих і приписуючих плакатів.

Робоче місце захищають канатом з вивішеними на них плакатами «Стій. Напруга», оберненими всередину простору, що захищається. На конструкціях, по яких дозволено підніматися, вивішують плакат «Працювати тут», на сусідніх – «Не влізай. Уб'є!». На всіх підготовлених робочих місцях після накладення заземлення і огорожі робочого місця вивішують плакат «Працювати тут».

Під час роботи забороняється переставляти або прибирати плакати і встановлені тимчасові огорожі, а також проникати на територію захищених ділянок.

В разі роботи на струмовідних частинах, що потребують зняття напруги, повинні бути вимкнені:

- струмовідні частини, на яких буде виконуватися робота;
- необгороджені струмовідні частини, до яких можливе наближення людей або ремонтного оснащення та інструменту, механізмів і вантажопідіймальних машин на відстань, меншу від зазначеної в [28].

Під час підготовки робочого місця після вимкнення роз'єднувачів і вимикачів навантаження з ручним управлінням необхідно візуально впевнитися в їх вимкненому положенні і відсутності шунтувальних перемичок.

На приводах роз'єднувачів, відокремлювачів і вимикачів навантаження, напругою вище 1000 В, на ключах і кнопках дистанційного керування, на комутаційній апаратурі до 1000 В (автоматичні та інші вимикачі, рубильники), під час ввімкнення яких може бути подана напруга на робоче місце, мають бути вивішені плакати «Не вмикати ! працюють люди».

Невідключені струмовідні частини, доступні для випадкового доторкання, мають бути на час роботи обгороджені.

Для тимчасового обгороджування струмовідних частин, що залишилися під напругою, можуть застосовуватися щити, ширми, екрани тощо, виготовлені з ізоляційних матеріалів.

В разі встановлення тимчасових огорож відстань від нього до струмовідних частин має бути не меншою ніж зазначена в нормативних документах [29].

Необхідність встановлення тимчасових огорож, їх вид, спосіб встановлення визначаються особою, яка виконує підготовку робочого місця. На тимчасові огорожі слід написати «Стій! Напруга» або прикріпити відповідні плакати безпеки.

Допускається застосування спеціальних пересувних огорож – кліток, похилих щитів тощо, конструкція яких забезпечує безпечність їх встановлення, забезпечує стійкість і належне закріплення.

В електроустановках напругою до 10 кВ в тих випадках, коли неможливо обгородити струмовідні частини щитами, допускається застосування ізолювальних накладок, розміщених між вимкненими і тими, що перебувають під напругою, струмовідними частинами. Ці ізолювальні накладки можуть торкатися струмовідних частин, що перебувають під напругою.

Після вмикання заземлювальних ножів або встановлення переносних заземлень вивіщується плакат «Заземлено». На сітчастих або суцільних огороженнях комірок, сусідніх з місцем робіт і розташованих навпроти, мають бути

вивішені плакати «Стій! Напруга».

Сусідні комірки та комірки, розташовані навпроти місця роботи, які не мають зазначених огорожень, а також проходи, куди працівникам не слід заходити, мають бути огорожені переносними щитами (ширмами) з такими ж плакатами на них. Переносні щити слід встановлювати з таким розрахунком, щоб вони не перешкоджали виходу працівників з приміщення в разі виникнення небезпеки.

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

Дозволяється користуватися для підвішування канату конструкціями, не включеними до зони робочого місця, за умови, що вони залишаються поза обгородженим простором.

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

У ВРУ на ділянках конструкцій, по яких можна пройти від робочого місця до сусідніх ділянок, де є напруга, мають бути встановлені добре видимі плакати «Стій! Напруга». Ці плакати може встановлювати працівник з групою ІІІ з оперативно-ремонтників чи ремонтників під керівництвом допускателя.

На конструкціях, сусідніх з тією, по якій дозволяється підніматися, внизу слід вивісити плакат «Не вилазь! Уб'є».

В електроустановках, крім ПЛ і КЛ, на всіх підготовлених робочих місцях після встановлення заземлення і огороження робочого місця має бути вивішений плакат «Працювати тут».

На час роботи забороняється переставляти або забирати плакати та встановлені тимчасові огороження.

Перевіряти відсутність напруги необхідно покажчиком напруги заводського виготовлення, справність якого перед застосуванням слід перевірити за допомогою призначених для цього спеціальних приладів або наближенням до струмовідних частин, розташованих поблизу, які явно перебувають під напругою.

В електроустановках напругою понад 1000 В користуватися покажчиком напруги необхідно в діелектричних рукавичках.

Якщо покажчик напруги падав або був підданий механічним ударам, то користуватися ним без повторної перевірки забороняється.

Встановлювати заземлення на струмовідні частини необхідно безпосередньо після перевірки відсутності напруги.

Переносні заземлення спочатку треба приєднати до заземлювального пристрою, а потім, після перевірки відсутності напруги, встановити на струмовідні частини.

Знімати переносне заземлення необхідно в зворотній послідовності: спочатку зняти його зі струмовідних частин, а потім від заземлювального пристрою.

Встановлення і зняття переносних заземлень слід виконувати в діелектричних рукавичках із застосуванням в електроустановках понад 1000 В ізолювальної штанги. Закріплювати затискачі переносних заземлень слід цією ж штангою або безпосередньо руками в діелектричних рукавичках.

Забороняється користуватися для заземлення провідниками, не призначеними для цього, а також – приєднувати заземлення за допомогою скручування.

6.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

На КЕС використовуються елементи, до складу яких входять: метали, напівпровідники, діоди, резистори та ін. Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали, бо їм властива велика концентрація вільних носіїв.

Внаслідок проходження гамма-випромінювання через елементи електронної апаратури. В останніх утворюється потік вільних зарядів. Внаслідок переміщення яких може виникнути імпульс, який може призвести до хибного спрацювання пристроїв. Також наслідком такого опромінення є підвищення провідності матеріалів, збільшення протікання струму і зменшення опору, в газорозрядних приладах зменшується напруга запалення. Таким чином блоки КЕС можуть раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації [31].

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) може поширюватись на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях, здійснюючи на об'єкти, там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають свої значення як вражаючі фактори. Також може викликати в лініях зв'язку, енергопостачання, систем обчислювальних машин, напруги, що можуть викликати пробій ізоляції елементів апаратури і пристроїв, підключених до повітряних і підземних ліній. Ступінь пошкоджень залежить від наведеного імпульсу напруги чи струму і електричної міцності обладнання.

Необхідно оцінити стійкість роботи конденсаційної електростанції потужністю 3200 МВт в умовах впливу іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

6.3.1 Дослідження стійкості роботи розподільних установок та електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах РУ можуть виникнути незворотні зміни. Дані наведено в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Експозиційні дози елементів електричних частин КЕС

№	Підсистеми електричної частини КЕС	Елементи електричної частини КЕС	$D_{грн i, (P)}$	$D_{гр, P}$
1	Блок управління автоматизованими дільницями	Перетворювач струму MC44603P	10^6	10^3
		Нормативний перетворювач швидкості NSP1207	10^4	
		Контролер SP 3,5 DC	10^6	
		Діод Д151-50	10^5	
		Діод D0805-0.05 56	10^5	
2	Система керування, РЗ та збудження	Тумблер ASW-13-102	10^5	
		Конденсатор K73-16-8,2 мкФ 250В	10^2	
		Магнітний пускач КМИ-57012	10^4	
		Транзистори Т143-2	10^7	
3	Мікропроцесорна система	Мікросхема ПІ регулятор струму К140УД7	10^4	
		Блок РЗ SPAC 800	10^5	
		Тахогенератор AGMS VibrosystM	10^4	

Час роботи до відмови різних систем: блок управління – 5 років (43800 год), система керування – 4,8 років (42048 год), мікропроцесорна система – 3 роки (26280 год).

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2 \cdot P_1 \cdot (\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{посл}}; \quad (6.4)$$

де $K_{посл}$ - коефіцієнт послаблення, 1;

t_{II} - час початку опромінення, 1 год;

t_K - максимальна тривалість роботи;

Для блока управління:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,9 \cdot (\sqrt{43800} - \sqrt{1})}{1} = 2041,19 \text{ (P)}.$$

Для системи керування:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,9 \cdot (\sqrt{42048} - \sqrt{1})}{1} = 1999,75 \text{ (P)}.$$

Для мікропроцесорної системи:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,9(\sqrt{26280}) - \sqrt{1}}{1} = 1578,9 \text{ (P)}.$$

Визначаємо допустимий час роботи обладнання:

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{посл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{2 \cdot P_1} \right)^2; \quad (6.5)$$

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 4,9 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,9} \right)^2 = 10617,4 \text{ (год)}.$$

По мінімальному значенні $D_{\text{гр}}$, визначаємо межу стійкості приладу в цілому по системі електропостачання: $D_{\text{гр}} = 10^3 \text{ P}$.

$$D_{\text{гр}} = 10^3 \text{ (P)} < D_M = 1578,9 \text{ (P)}.$$

6.3.2 Дослідження стійкості електричної частини КЕС 3200 МВт в умовах дії електромагнітних імпульсів

При оцінюванні впливу ЕМІ на струмопровідні елементи необхідно врахувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному $K_B=40$ дБ.

На об'єкті КЕС розподіляються на різні блоки:

1. Блок управління: $l_B = 3,1$ м, $l_T = 2,6$ м.
2. Система керування: $l_B = 2,1$ м, $l_T = 1,7$ м.
3. Мікропроцесорна система: $l_B = 5,2$ м, $l_T = 4,5$ м.

Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{\bar{b}(B,\Gamma)} = 20 \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_{(B,\Gamma)}} \geq 40 \text{ [дБ]}. \quad (6.6)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$E_B = 13,75 \text{ (кВ/м)};$$

$$U_\Gamma = E_B \cdot l_\Gamma; \quad (6.7)$$

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B. \quad (6.8)$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості:

$$E_\Gamma = E_B \cdot 10^{-3} = 0,0137 \text{ (кВ/м)}.$$

Визначаємо U_Γ та U_B :

Для блока управління:

$$U_\Gamma = 13,75 \cdot 3,1 = 35,75 \text{ (В)};$$

$$U_B = 0,0137 \cdot 2,6 = 0,043 \text{ (В)}.$$

Для системи керування:

$$U'_\Gamma = 13,75 \cdot 2,1 = 23,375 \text{ (В)};$$

$$U'_B = 0,0137 \cdot 1,7 = 0,029 \text{ (В)}.$$

Для мікропроцесорної системи:

$$U''_\Gamma = 13,75 \cdot 5,2 = 61,875 \text{ (В)};$$

$$U''_B = 0,0137 \cdot 4,5 = 0,072 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При $U_{\text{доп}} = 12 \text{ (В)}$:

$$U_{\text{доп}3} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнт безпеки (табл. 6.2).

Для блока управління:

$$K_{б.г} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{35,75} = -9,06 \text{ (дБ)};$$

$$K_{б.в} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,043} = 49,41 \text{ (дБ)}.$$

Для системи керування:

$$K'_{б.г} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{23,375} = -5,37 \text{ (дБ)};$$

$$K'_{б.в} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,029} = 52,8 \text{ (дБ)}.$$

Для мікропроцесорної системи:

$$K''_{б.г} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{61,875} = -13,82 \text{ (дБ)};$$

$$K''_{б.в} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,072} = 44,92 \text{ (дБ)}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 6.2.

Таблиця 6.2 – Результати розрахунків K_{σ} елементів системи

№	Елемент системи	$I_{в}$ (м)	$I_{г}$ (м)	$U_{в}$ (В)	$U_{г}$ (В)	$K_{\sigma}^{в}$ (дБ)	$K_{\sigma}^{г}$ (дБ)	Результат дії
1	Блок управління	3,1	2,6	0,043	35,750	49,41	-9,06	не стійкий
2	Система керування	2,1	1,7	0,029	23,375	52,80	-5,37	не стійкий
2	Мікропроцесорна система	5,2	4,5	0,072	61,875	44,92	-13,82	не стійкий

Всі елементи схеми РЕА нестійкі оскільки $K_{б.г} < 40$ дБ, тому необхідно провести екранування.

6.3.3 Розробка заходів з підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС у надзвичайних ситуаціях

Для забезпечення якомога швидшого відновлення виробництва на випадок виходу з ладу основних джерел енергоживлення повин бути створений ре-

зерв джерел енерго і водопостачання (пересувні електростанції і насосні агрегати з автономними двигунами).

Оскільки $D_{гр} = 10^3(P) < D_M = 2264,3 P$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{посл}$ потрібно збільшити в 3 рази або змінити місце розташування апаратури.

Для забезпечення надійного управління діяльністю об'єкта у надзвичайних ситуаціях мирного і воєнного часу в одному із сховищ обладнується пункт управління. Диспетчерські пункти і радіовузли розміщують по можливості у найміцніших спорудах і підвальних приміщеннях. Повітряні лінії зв'язку до найважливіших виробничих ділянок переводять на підземно-кабельні. Стійкість засобів зв'язку можна підвищити прокладанням енергопостачальних фідерів на автоматичну телефонну станцію (АТС) та радіовузлу об'єкта, підготовкою пересувних електростанцій для заряджання акумуляторів АТМ і для живлення радіовузла при відключенні основних джерел електропостачання. При розширенні мережі підземних кабельних ліній необхідно прокладати дводровові, захищені екранами від впливу ЕМІ.

Для цього проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран $K_e = 5,1$.

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}, [\text{см}] \quad (6.9)$$

Блок управління:

$$t_1 = \frac{40 - (-9,06)}{5,1 \cdot \sqrt{15000}} = 0,079 (\text{см}).$$

Система керування:

$$t_2 = \frac{40 - (-5,37)}{5,1 \cdot \sqrt{15000}} = 0,073 (\text{см}).$$

Мікропроцесорна система:

$$t_3 = \frac{40 - (-13,82)}{5,1 \cdot \sqrt{15000}} = 0,086 \text{ (см)}.$$

Таким чином при екрануванні блоку управління з використанням екрану товщиною 0,079 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні систем керування використанням екрану товщиною 0,073 см з сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для мікропроцесорної системи потрібен екран товщиною 0,086 см.

Висновок. Таким чином, в даному підрозділі було проведено оцінку стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. Було визначено те, що факторами, які найбільше впливають на роботу елементів станції, є іонізуючі випромінювання та електромагнітний імпульс, тому оцінка стійкості роботи КЕС є необхідною.

Для безпечної роботи на КЕС в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнті безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на здоров'я працюючих. Розрахунки показали, що в умовах дії електромагнітних випромінювань, безпечна робота працівників гарантується при розрахованих значеннях горизонтальних і вертикальних складових напруженості електричного поля.

Також було розроблено ряд заходів по забезпеченню безпечної роботи елементів електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

За умови застосування всіх розроблених заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини КЕС 3200 МВт в умовах надзвичайних ситуацій робота електричної станції буде стійкою, а виробничий процес не буде перериватись.

Висновки по розділу.

Виконаний аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці, а також відповідні розрахунки дозволили розв'язати всі поставлені задачі:

– провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням електрообладнання ВРУ електростанції;

– розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час експлуатації і обслуговування ВРУ КЕС;

– дослідити роботу електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розробити заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт під час експлуатації електрообладнання та заземлювальних пристроїв КЕС.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі була розв'язана актуальна задача підвищення ефективності функціонування й забезпечення надійної роботи ОЕС України за рахунок проектування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 3200 МВт, проаналізовано методи проектування електростанцій та захист розподільних установок на електростанції.

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

1. Проаналізовано та вивчено методи, що використовують під час проектування конденсаційних електростанцій.

2. Розроблено електротехнічну частину КЕС потужністю 3200 МВт. Розраховано графіки електричних навантажень електростанції, обрано основне обладнання, спроектовано структурну схему станції. Видача електроенергії в систему відбувається трьома повітряними лініями 750 кВ, в район – трьома ЛЕП 330 кВ. Обрано схеми електричних з'єднань ВРУ 750 та 330 кВ. Розроблено схему живлення споживачів 10 кВ власних потреб КЕС. Розраховано струми короткого замикання для вибору комутаційного обладнання. Обрано струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, обмежувачів перенапруг, високочастотні загороджувачі та акумуляторну батарею.

3. Проведено розрахунок захисту розподільних установок КЕС, що дозволяє підвищити безпеку обслуговуючого персоналу та електрообладнання на ВРУ. Розраховано блискавкозахист та заземлювальний пристрій ВРУ 750 кВ. Обрано захисні апарати для обмеження перенапруг на ЕС.

4. Обрано основні пристрої релейного захисту та автоматики станції.

5. Проаналізовано умови праці оперативно-ремонтного персоналу при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням розподільних установок. Досліджено роботу електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів та запропоновано заходи з підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

6. Розраховано техніко-економічні показники КЕС, що дозволяє зробити висновок про доцільність проектування станції в енергосистемі. Собівартість виробленої електроенергії на КЕС становить 158,55 коп/кВт·год.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. Буткевич О. Ф., Гурєєва Т. М., Чижевський В. В., Юнєєва Н. Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості систем / Технічна електродинаміка. 2022. № 6. С. 42-51
3. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/chastka-teplovoyi-generaciyi-v-zagalnomu-virobnictvi-elektroenergiyi-z-2016-roku-zmenshilas-na-5>
4. Кириленко О. В., Павловський В. В., Блінов І. В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E / Техн. електродинаміка. 2022. № 5. 59-66.
5. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
6. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.
7. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016-2025 роки.
8. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;jsessionid=5A3C2631CC0ADB7FF7F0E6F2BE94B134.app1?art_id=245239564&cat_id=245239555
9. Халатов А. А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи / Вісник НАН України, № 4, 2016. С. 53-61.

10. Вольчин І. А., Квіцинський В. О., Марущак С. В. Техніко-економічні аспекти реконструкції українських ТЕС в умовах зростання вартості викидів CO₂ / Енерготехнології та ресурсозбереження. 2022, № 3. С. 40-57.
11. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
12. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
13. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.
14. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
15. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. – Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.
16. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
17. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.
18. 1 Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах : навчальний посібник / В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 145 с.
19. URL: <https://boden.com.ua/ua/a168178-grozozahist-zazemlennya.html>
20. URL: <http://surl.li/ecbzt>
21. ДСТУ EN 62305:2012 «Блискавкозахист».
22. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.
23. Кутін В.М., Рубаненко О.Є., Лагутін В.М. Релейний захист електричних станцій. Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2007. 110 с.

24. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: навч. посібник. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. 504 с.

25. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

26. ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

27. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

28. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охоророною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.

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

30. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

31. Томчук М. А. Методичні вказівки з дисципліни «Цивільний захист» для студентів всіх напрямків. Вінниця: ВНТУ, 2015. 15 с.

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

ДОДАТОК А

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 3200 МВт (4×800) з аналізом захисту розподільних установок

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

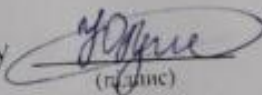
Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 93,82% Схожість 6,18%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

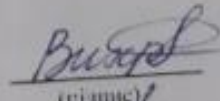
1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії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

Особа, відповідальна за перевірку 
(підпис)

Гуцько І.О.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи


(підпис)

Вихристюк Д.С.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Тепля В.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
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., уч. зв., інш. та прізв.)



(підпис)

" 14 " вересня 2022 р.

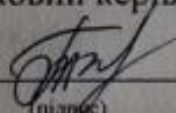
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 3200 МВТ (4×800) З АНАЛІЗОМ ЗАХИСТУ
РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

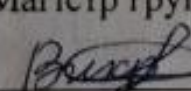
08-13.МКР.003.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.


_____ Тептя В. В.

(підпис)

Магістр групи ЕС-21м


_____ Вихристюк Д. С.

(підпис)

Вінниця 2022 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що у зв'язку із значним фізичним та моральним зношенням основного обладнання більшість енергоблоків теплових електростанцій України не відповідають вимогам ефективного і екологічно безпечного використання паливних ресурсів, надійності та безпеки експлуатації обладнання. Тому виникає необхідність в модернізації існуючих ТЕС України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;

б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 23 вересня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування КЕС потужністю 3200 МВт та аналіз захисту розподільних установок;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

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

3. ДСТУ EN 62305:2012 «Блискавкозахист»

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування конденсаційної електростанції потужністю 3200 МВт з чотирма турбоагрегатами одиничною потужністю 800 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 300 км, потужність віддається по ЛЕП 750 кВ, в місцевий район – по ЛЕП 330 кВ;

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на

КЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB”, “Simens” та ін.);

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

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

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції;

– живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб КЕС виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	13.09.22	
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	14.09.22	16.09.22	
3	Електротехнічна частина	17.09.22	05.10.22	
4	Захист розподільних установок	06.10.22	20.10.22	
5	Релейний захист і автоматика КЕС	21.10.22	30.10.22	
6	Економічна частина	01.11.22	10.11.22	
7	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.22	16.11.22	
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи

складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

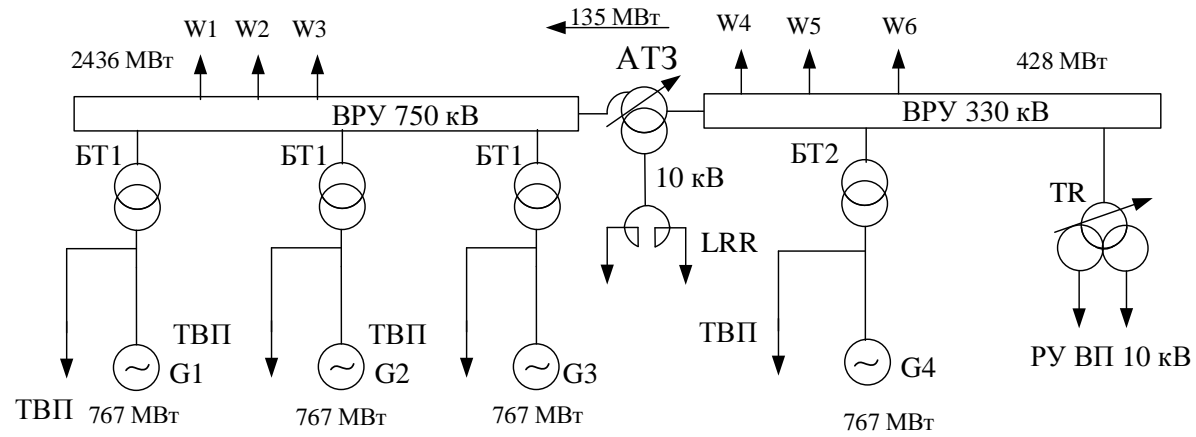
Відсутні.

ДОДАТОК В
(обов'язковий)

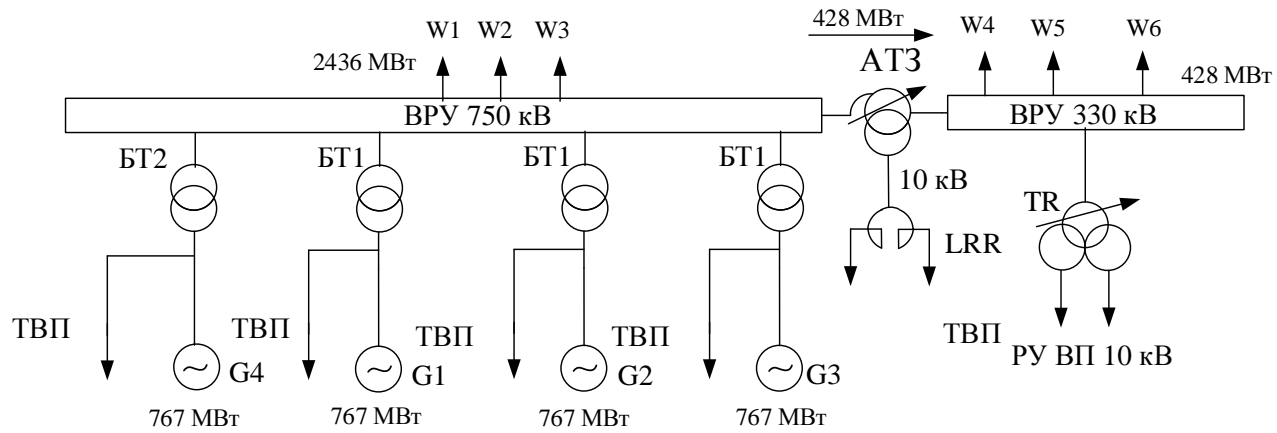
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 3200 МВт (4×800) З АНАЛІЗОМ ЗАХИСТУ
РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК»**

СТРУКТУРНІ СХЕМИ КЕС

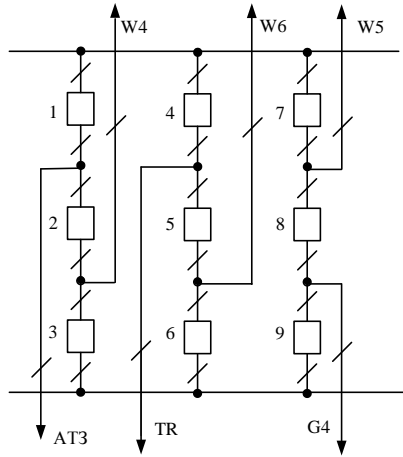


а) I варіант

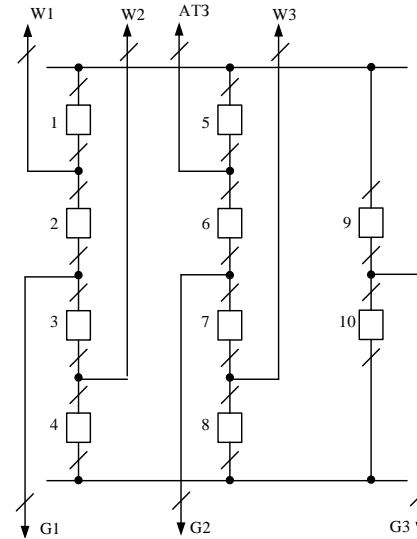


б) II варіант

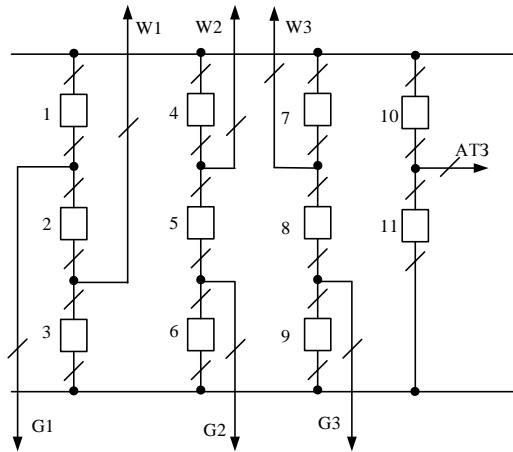
ВАРІАНТИ СХЕМ ВРУ 330 ТА 750 КВ



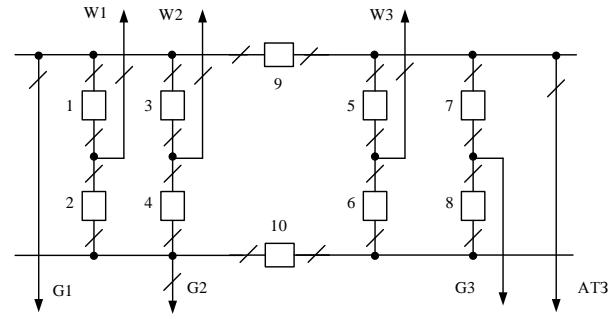
а) Схема ВРУ-330 кВ



б) I варіант схеми ВРУ-750 кВ (4/3)

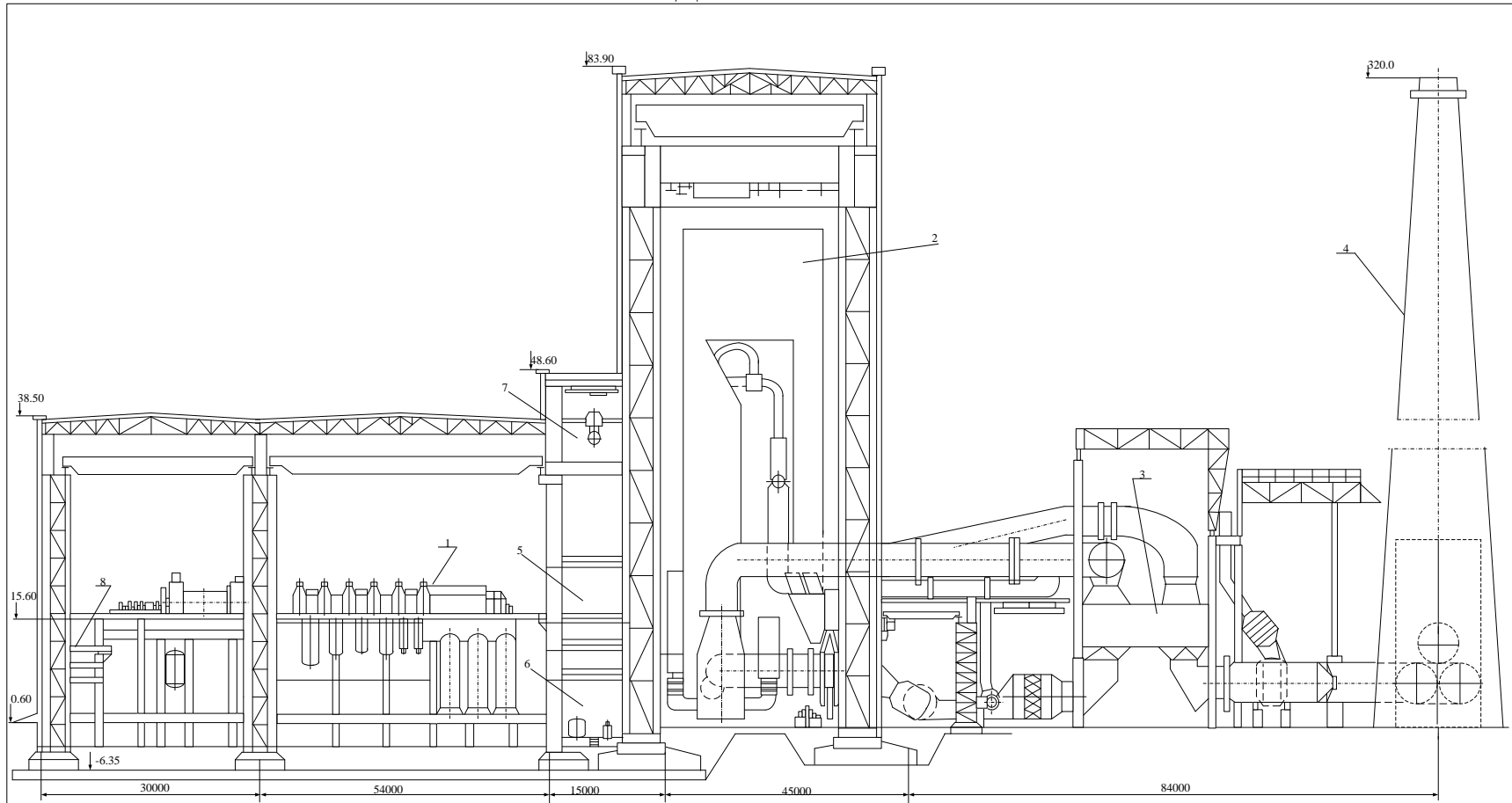


в) II варіант схеми ВРУ-750 кВ (3/2)



г) III варіант схеми ВРУ-750 кВ (два зв'язаних чотирикутники)

РОЗРІЗ ГОЛОВНОЇ БУДІВЛИ КЕС З БЛОКОМ 800 МВт

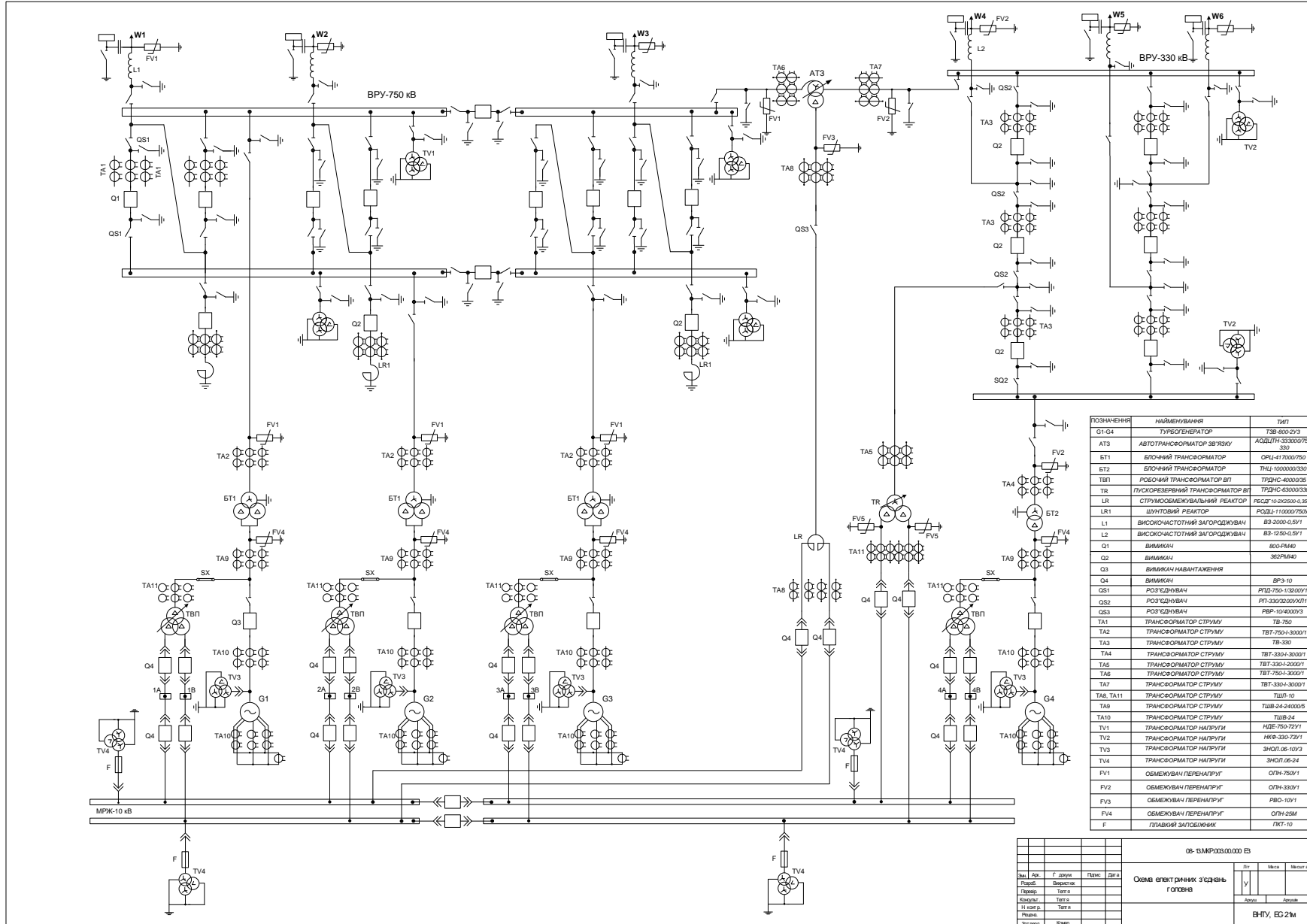


Позначення	Найменування
1	Турбоагрегат
2	Парогенератор
3	Фільтри
4	Димова труба
5	Блочний щит управління
6	Бойлерна установка
7	Деаератор
8	Розподільна установка власних потреб

08-13МР/РОЗ/000000 ЕБ					
№ п/п	Док.	Г. розроб.	Питв.	Дата	Висл.
1	Склад	Виконав.	Читав		
2	Перевір.				
3	Відп.				
4	Затв.				
5	Затв.				
6	Затв.				
7	Затв.				
8	Затв.				

Поперечний розріз головного корпусу з енергоблоком 800 МВт			
№	Масш.	Масштаб	Масштаб
У			
ВНТУ, ЕС 2М			Архив

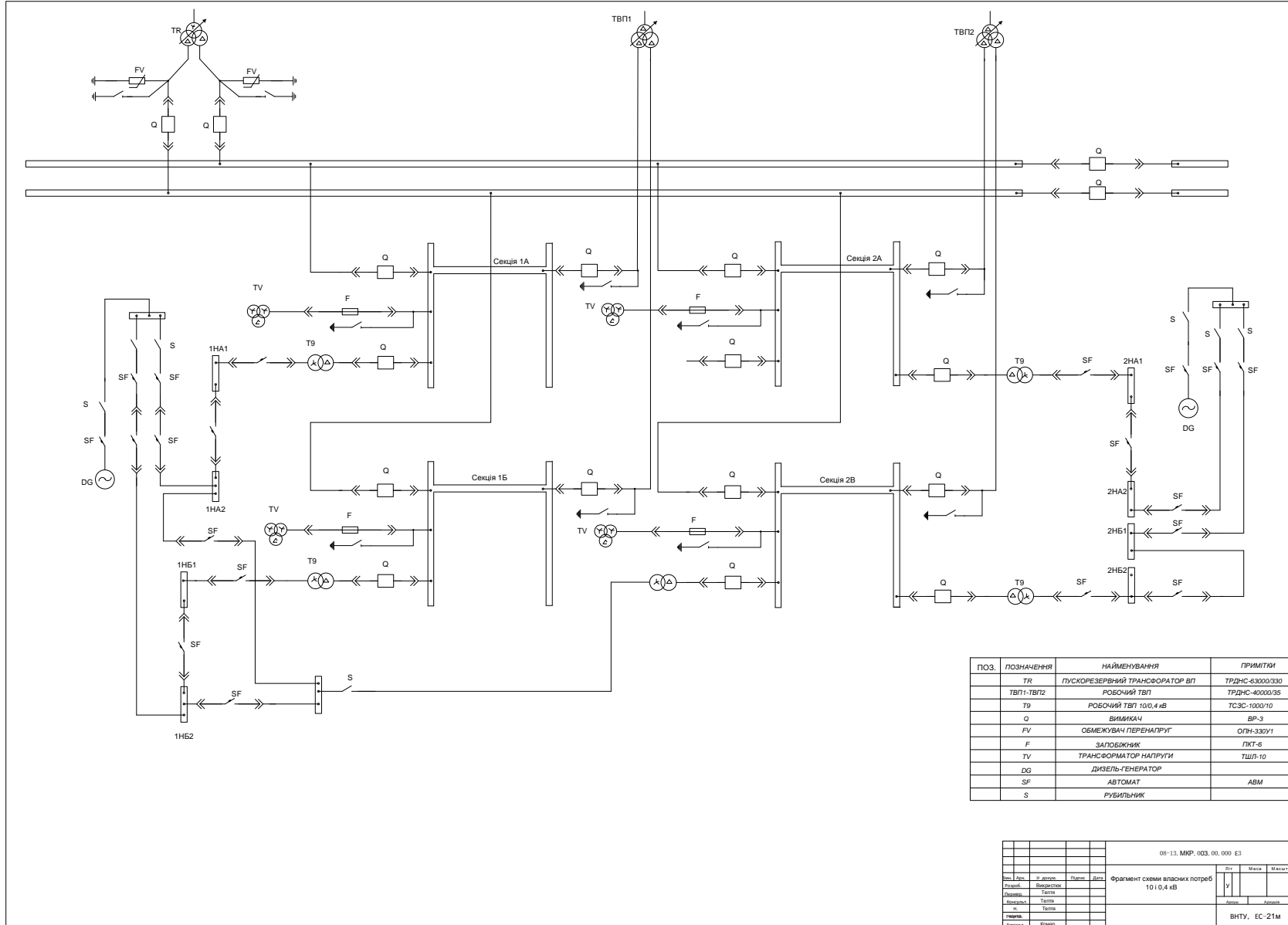
ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ КЕС



ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	ТИП
Q1-Q4	ТУРБОГЕНЕРАТОР	ТБВ-400/30/3
AT3	АВТОТРАНСФОРМАТОР ЗВ'ЯЗКУ	АОДШТН-333/300/750/330
BT1	БЛОЧНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ОРЦ-417000/750
BT2	БЛОЧНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТНЦ-1000000/330
TB1	РОЗ'ЄДНУВАЧ ТРАНСФОРМАТОР ВП	ТРДНС-4000/30
TR	ПУСКОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР ВП	ТРДНС-6300/30
LR	СТРУМОБМЕЖУВАЛЬНИЙ РЕАКТОР	РДСДГ-10-20250-0-30/3
LR1	ШУНТОВИЙ РЕАКТОР	РОДЦ-110000/750/1
L1	ВИСОКЧАСТОТНИЙ ЗАГОРДЖУВАЧ	ВЗ-2000-0,5/1
L2	ВИСОКЧАСТОТНИЙ ЗАГОРДЖУВАЧ	ВЗ-1250-0,5/1
Q1	ВИМИКАН	800-РМ40
Q2	ВИМИКАН	362РМ40
Q3	ВИМИКАН НАВАНТАЖЕННЯ	
Q4	ВИМИКАН	ВР-3-10
QS1	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РПД-750-1/52/00/1
QS2	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РП-330/3200/00/1
QS3	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РВР-10/400/3/3
TA1	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВ-750
TA2	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВТ-750-1-3000/1
TA3	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВ-330
TA4	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВТ-330-1-3000/1
TA5	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВТ-330-1-2000/1
TA6	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВТ-750-1-3000/1
TA7	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВТ-330-1-3000/1
TA8, TA11	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВШ-10
TA9	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВШ-34-2400/3
TA10	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВШ-24
TV1	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	НДБ-750-75/1
TV2	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	НДБ-330-75/1
TV3	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОЛ-06-10/3
TV4	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОЛ-06-24
FV1	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-750/1
FV2	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-330/1
FV3	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	РВО-10/1
FV4	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-62М
F	ГЛАВНИЙ ЗАГОРДЖУВАЧ	ПКТ-10

06-15МР-003.00.00.00 ЕБ				
Знак	Акт	Г. розроб.	Підпис	Дата
Розроб.	Виконав.	Тверд.		
Конструй.	Тверд.			
Нормув.	Тверд.			
Рисув.	Тверд.			
Затверд.	Компр.			
Схема електричних з'єднань ГОЛОВНА				
ВНУ		ЕБ 2М		

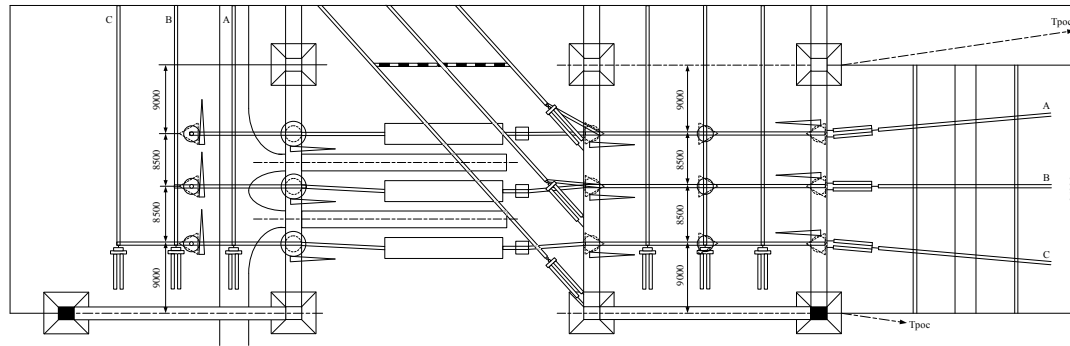
ФРАГМЕНТ СХЕМИ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ



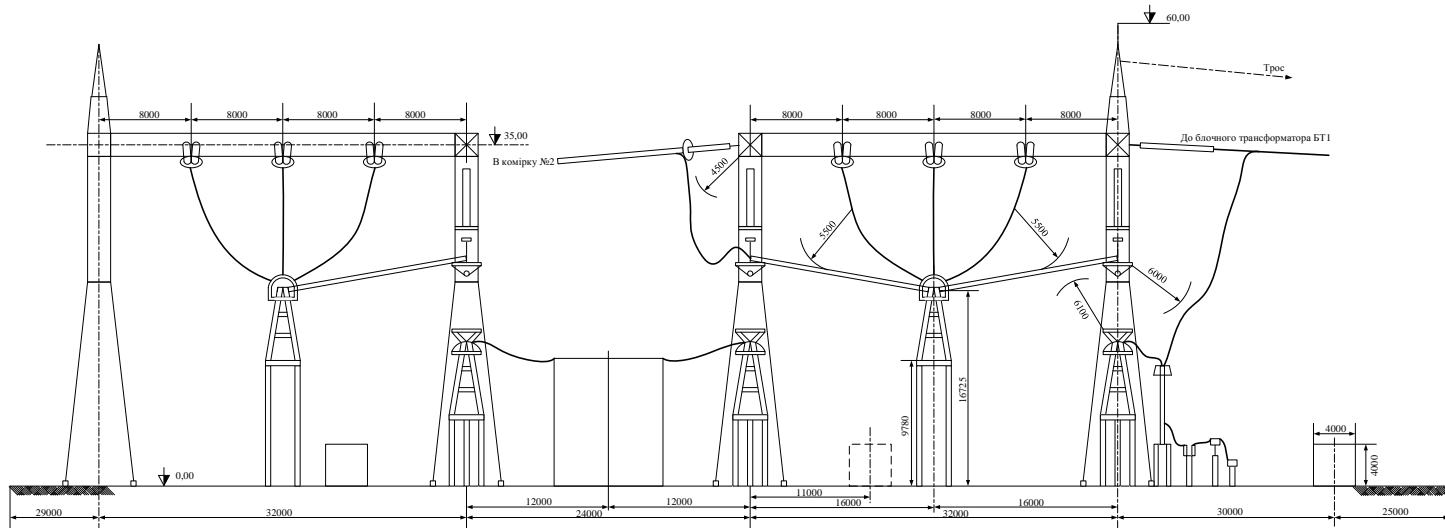
ПОЗ.	ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	ПРИМІТКИ
TR		ПУСКЕРЕЗЕРВНИЙ ТРАНСФОРТОР ВП	ТРС-63000/330
ТВП1-ТВП2		РОБОЧИЙ ТВП	ТРС-40000/35
T9		РОБОЧИЙ ТВП 10/0,4 кВ	ТСЗС-1000/10
Q		ВИМИКАЧ	ВР-3
FV		ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-330У1
F		ЗАПОБІЖНИК	ПКТ-6
TV		ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ТШЛ-10
DG		ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОР	
SF		АВТОМАТ	АВМ
S		РУБИЛЬНИК	

				08-13. МКР. 003. 00. 000 ЕЗ		
Висл. Акт.	з датою	Листів	Дет.	Фрагмент схеми власних потреб	ЛП	Місяц
Короб.	Вересень			10 0,4 кВ	У	Масштаб
Склад.	Тема					
Вироб.	Тема					
н.	Тема					
Склад.	Тема					
Вироб.	Комод					
				ВНТУ, ЕС-21М		

ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-750 КВ



План комірки №1



Розріз комірки №1

08-13.MP.03.00.000 EB					Лист		
План та поперечний розріз ВРУ-750 кВ					Лист	Масштаб	Масштаб кВ
Висл.	Арх.	Г. докм.	Підпис.	Дата	Лист	Архив	ВРУ, ЕС 2м
Розроб.	Виконав.						
Проєкт.	Тверд.						
Конструктор.	Тверд.						
Н. зам. пр.	Тверд.						
Рисув.	Тверд.						
Затверд.	Компр.						

РОЗРАХУНОК ЗАЗАЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-750КВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:

$$S = (322 \times 140) = 45080 \text{ м}^2;$$

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 80 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

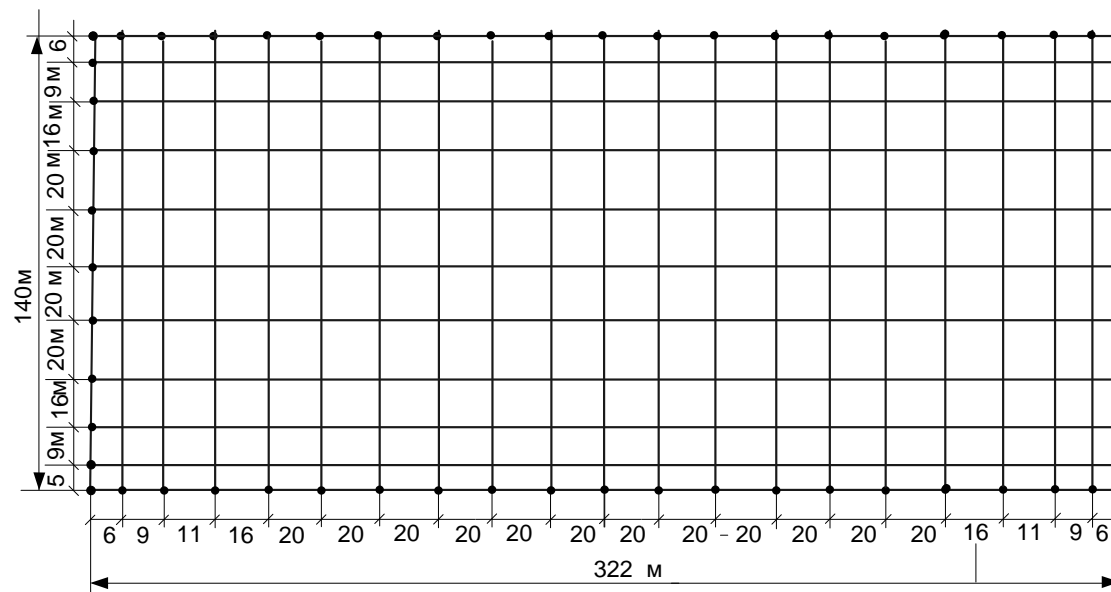
ґрунт – суглінок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладання заземлення: $t = 0,5 \text{ м};$

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м};$

- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 60 \text{ шт};$

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 3,85 \text{ м}.$



План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-750 кВ

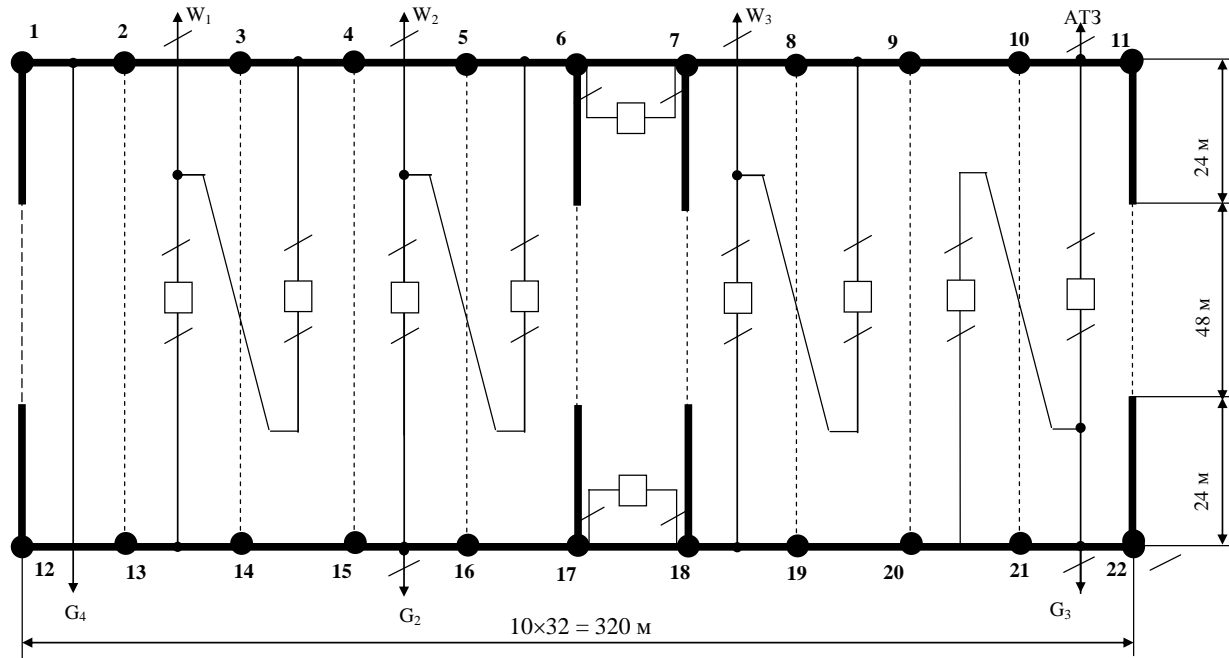
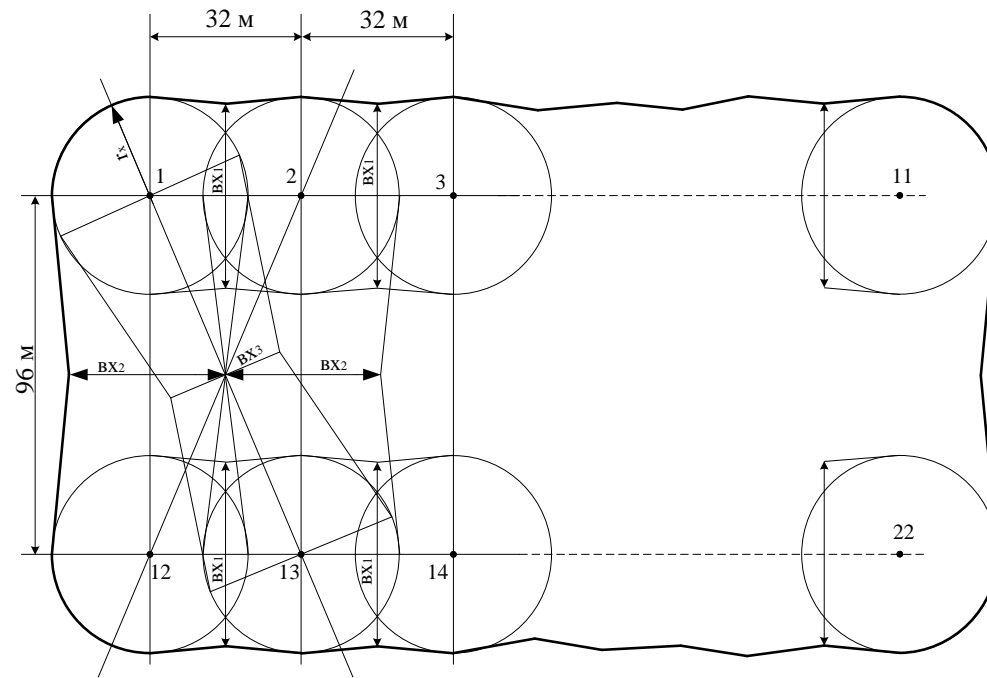


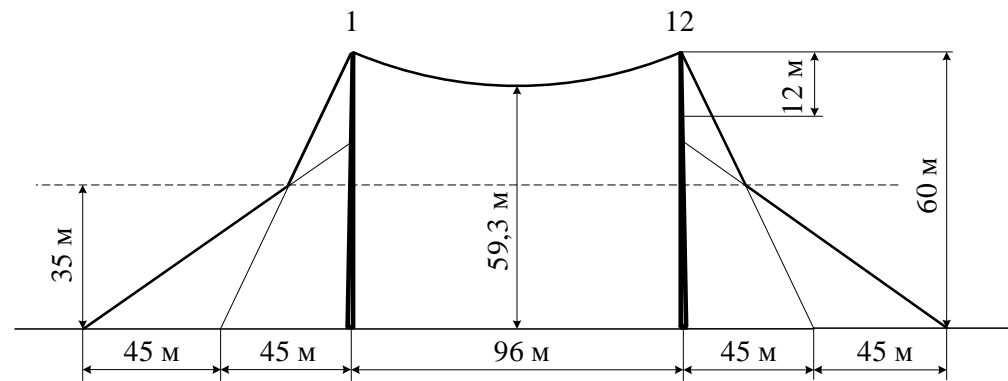
Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-750 кВ

Таблиця 1 – Дані для побудови захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L, м	h ₀ , м	B _x , м	r _x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 10-11, 11-12, 12-3, 13-14, 14-15, 15-16, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20, 20-21, 21-22	32	59,3	46,7	24,4
1-12, 2-13, 3-14, 4-15, 5-16, 6-17, 7-18, 8-19, 9-20, 10-21, 11-22	96	53,7	29,9	24,4
1-13, 2-12, 2-14, 3-13, 3-15, 4-14, 4-16, 5-15, 5-17, 6-16, 6-18, 7-17, 7-19, 8-18, 8-20, 9-19, 9-21, 10-20, 10-22, 11-21	101,2	53	27,8	24,4

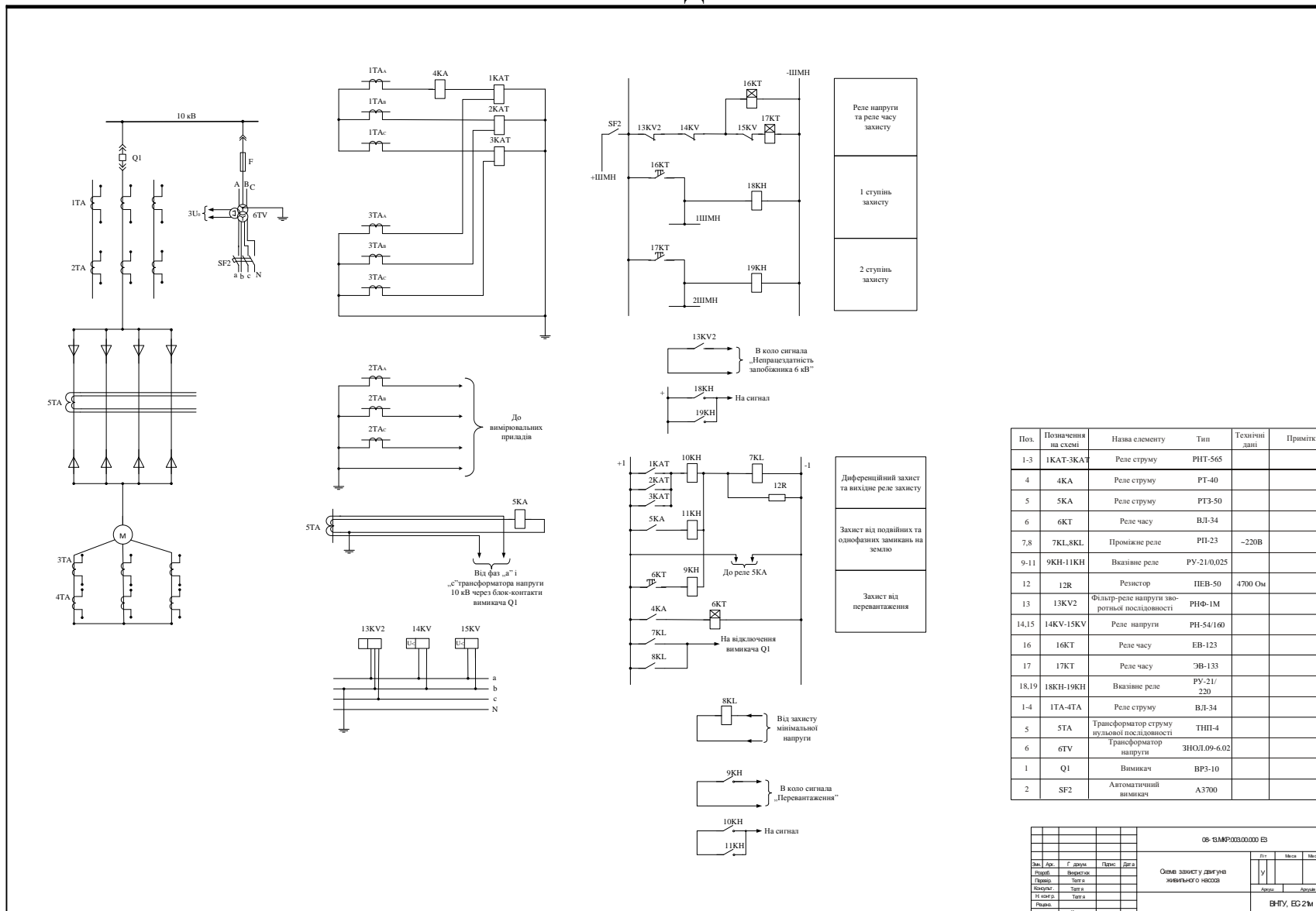


а) вид на зону захисту блискавковідводів зверху



б) вид на зону захисту блискавковідводів боку

СХЕМА РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ДВИГУНА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ



Поз.	Позначення на схемі	Назва елементу	Тип	Технічні дані	Примітки
1-3	1КАТ-3КАТ	Реле струму	РНТ-565		
4	4КА	Реле струму	РТ-40		
5	5КА	Реле струму	РТ3-50		
6	6КТ	Реле часу	ВЛ-34		
7,8	7КЛ_8КЛ	Проміжне реле	РН-23	~220В	
9-11	9КН-11КН	Вказівне реле	РУ-21/0,025		
12	12R	Резистор	ПЕВ-50	4700 Ом	
13	13KV2	Фільтр-реле напруги зворотньої послідовності	РНФ-1М		
14,15	14KV-15KV	Реле напруги	РН-54/160		
16	16КТ	Реле часу	ЕВ-123		
17	17КТ	Реле часу	ЕВ-133		
18,19	18КН-19КН	Вказівне реле	РУ-21/220		
1-4	1ТА-4ТА	Реле струму	ВЛ-34		
5	5ТА	Трансформатор струму нульової послідовності	ТНП-4		
6	6ТВ	Трансформатор напруги	ЗНОЛ09-6.02		
1	Q1	Вимикач	ВРЗ-10		
2	SF2	Автоматичний вимикач	АЗ700		

ОВ-01МР03.00.00.00 ЕБ				Лист	Місяць	Місяць 88
Висл.	Доб.	Г. доум.	Підпис	Відп.		
Розроб.	Виконав.			У		
Провер.	Тестув.					
Корект.	Тестув.					
15 вер.р.	Тестув.					
Розроб.	Тестув.					
Виконав.	Провер.					

Схема захисту двигуна зовнішнього напруги

Лист: 1/1

ВНУ, ЕС 2М

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ КЕС

Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, грн	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	3805065600,00	11,53%	18,28
Зарплата	366962442,00	1,11%	1,76
Паливо	28538905494,17	86,47%	137,10
Інші	292041962,94	0,88%	1,40
Разом	33002975499,11	100%	158,55

Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця ви- мірювання	Значення
Потужність станції	МВт	3200
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	22765893,36
Коефіцієнт витрат електроенергії на ВП	%	6
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	1,79
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	22836,48
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	7136,4
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	158,55