

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт
(6×П-2,5/35-5) з аналізом конструктивних особливостей та умов експлуатації
засобів обмеження перенапруг»
08-13.МКР.008.00.118 ПЗ**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-20м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Решетніков М. А.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц. кафедри ЕСС

Остра Н. В.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Опонент:

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Вінниця ВНТУ - 2021 рік

ЗМІСТ

Позначки та скорочення.....	5
Вступ.....	7
1 Техніко-економічне обґрунтування проекту.....	11
2 Електротехнічна частина.....	15
2.1 Графіки електричних навантажень.....	15
2.2 Вибір основного обладнання.....	20
2.3 Вибір структурної схеми станції.....	22
2.4 Вибір схеми ВРУ 10 кВ.....	25
2.5 Вибір схеми власних потреб.....	33
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	34
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму.....	45
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	46
2.9 Вибір струмоведучих частин.....	48
2.10 Вибір лінійних реакторів.....	54
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	57
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг.....	60
2.13 Вибір акумуляторної батареї.....	60
3 Аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації засобів обмеження перенапруг.....	63
3.1 Аналіз різновидів засобів обмеження перенапруг та їх застосування...	63
3.2 Аналіз обслуговування та умов експлуатації обмежувачів перенапруг..	65
3.3 Дослідження необхідних умов вибору обмежувачів перенапруги	73
3.3.1 Аналіз вихідних параметрів електромереж для проведення розрахунків щодо вибору обмежувачів перенапруги.....	73
3.3.2 Порівняльна характеристика серійних ОПН для визначення їх працездатності в заданих умовах.....	75

3.3.3	Визначення допустимої робочої напруги для вибору обмежувачів перенапруг.....	76
3.3.4	Перевірка залишкової напруги (при дії грозових перенапруг).....	76
3.3.5	Перевірка ОПН за навантаженням енергії внутрішніх перенапруг...	78
3.4	Аналіз обмежувачів перенапруг для ТЕЦ 15 МВт.....	81
3.5	Дослідження умов експлуатації обмежувачів перенапруг типу ОПН-10.....	84
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.....	85
4.1	Задачі розділу.....	85
4.2	Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням ТЕЦ.....	85
4.3	Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці для працівника ТЕЦ (електромонтера з ремонту та обслуговування електроустаткування).....	87
4.4	Розрахунок грозозахисту ВРУ-10 кВ.....	89
4.5	Протипожежний захист.....	95
4.6	Розробка заходів по забезпеченню безпечної роботи електричної частини ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій.....	96
5	Техніко-економічна частина.....	98
5.1	Визначення кошторисної вартості спроектованої ТЕЦ.....	98
5.2	Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	99
5.2.1	Амортизація основних фондів.....	99
5.2.2	Розрахунок фонду заробітної плати.....	101
5.2.3	Розрахунок вартості палива.....	103
5.2.4	Розрахунок інших витрат.....	104
5.2.5	Визначення собівартості відпущеної енергії.....	104
5.3	Аналіз одержаних результатів.....	105
	Висновки.....	106

Список використаних

джерел.....	107
Додаток А.....	109
Додаток Б.....	110
Додаток В.....	114

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

- АТ – автотрансформатор;
- ВРУ – ввідно-розподільний пристрій;
- ГРУ – головна розподільча установка;
- ЕЕС – електро-енергетична система;
- ЕМ – електричні мережі;
- КЗ – коротке замикання;
- ЛЕП – лінія електропередачі
- ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;
- ПС – підстанція;
- ПЛ – повітряна лінія;
- РУВП – розподільна установка високої потужності;
- ТЗ – трансформатор зв'язку;
- ТС – трансформатор силовий.

ВСТУП

В даний час в Україні в зв'язку із зростанням електричного навантаження та розвитком електричних мереж постають нові задачі генерації електричної потужності.

Враховуючи стан електричного обладнання в Україні, яке на сьогоднішній день є досить застарілим, а також беручи до уваги зростання навантаження, постійно з'язвляються нові задачі та проблеми, які потребують негайного вирішення, а також модернізації та оновлення електротехнічної бази енергетичних систем в цілому. Однією з основних задач захисту електроенергетичних систем (ЕЕС) є питання покриття «пікових» годин навантаження.

Актуальність теми. Однією з основних задач енергетики є генерація потужності, для задоволення споживання у даний проміжок часу. У «пікові» години споживання ЕЕС України важко справляється з видачою достатньої кількості електричної потужності у систему для задоволення споживання. Також потрібно завжди дотримуватись балансу між споживанням та генерацією електричної потужності. Наприклад, ТЕС та ТЕЦ можуть змінювати своє навантаження до 30%, допомагаючи збільшувати його у години більшого споживання та зменшувати у години меншого споживання [2]. Також існує проблема балансування між нічними та денними годинами споживання. Дана проблема вирішується за рахунок нічних зупинок пилувугільних блоків ТЕС і подальшого їх запуску вранці. Однак такі маневрені дії призводять до прискорення фізичного зношування обладнання, зростання кількості аварійних ремонтів, а також збільшення кількості витрат вугілля та мазути.

Роль енергоблоків ТЕС та ТЕЦ для покриття змінних навантажень характерна для багатьох країн по всьому світу. Сьогодні більшість енергоблоків ТЕС та ТЕЦ України вже перевищило свій парковий ресурс та потребує глибокої та масштабної модернізації.

Також, не потрібно забувати і про обладнання захисту від перенапруг. Найбільш важко прогнозованими причинами виходу з ладу та відмов електричних мереж є електричні перенапруги різного характеру, а тому вони потребують підвищеної уваги. Наслідками внутрішніх перенапруг в електричних мережах, виникаючих при різних електромагнітних перехідних процесах є 6 - 8% аварій на високовольтних електричних двигунах в мережах власних потреб [2].

Теплові електричні станції (ТЕС) на органічному паливі багато десятиліть залишаються основним промисловим джерелом електроенергії, яка забезпечує позитивну динаміку зростання світової економіки. За даними МЕА («Key World Energy Statistics 2007») всі ТЕС світу забезпечили в 2005 р. виробництво 12149 млрд. кВт·год електричної енергії, покриваючи дві третини її світового споживання. Основними джерелами первинної енергії для ТЕС є викопні види органічного палива – природний газ і нафта, вугілля. Головним з них служить вугілля, що забезпечує 40,3% сучасного світового виробництва електроенергії. На частку природного газу надходить 19,7% світового виробництва електроенергії [1].

За прогнозами МЕА («World Energy Outlook 2006», ІЕА) світова потреба в електроенергії до 2030 року більш ніж в 2 рази перевищить сучасний рівень і досягне 30116 млрд. кВт·год. При збереженні існуючих тенденцій помірному розвитку атомної енергетики, передбаченого в прогнозі МЕА, частка ТЕС в загальному виробництві електроенергії дещо перевищить сучасний рівень. Здійснення прогнозу МАГАТЕ 2006 р. передбачає ренесанс атомної енергетики зі збільшенням її частки у світовому виробництві електричної енергії у 2030 р. до 25% проти 11,7% за прогнозом МЕА, ТЕС забезпечать покриття більше половини потреб людства в електричній енергії [3].

Все це говорить про необхідність розроблення, та удосконалення обладнання на ТЕС та ТЕЦ, вдосконалення сучасних методів для балансування споживання та генерації електричної потужності, а також дослідження явищ перенапруг та аналіз різновидів обладнання для захисту від них. **Отже**, проектування електричної

частини теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт (6×П-2,5/35-5) з аналізом конструктивних особливостей та умов експлуатації засобів обмеження перенапруг є **актуальною задачею**.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є розрахунок та проектування електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт, а також аналіз будови та умов експлуатації сучасних обмежувачів перенапруг.

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

– сформулювати техніко-економічне обґрунтування проектування теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт;

– розрахувати та спроектувати електротехнічну частину проектування теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт;

– вибрати головну схему електричних з'єднань теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт, а також вибрати основне обладнання данної станції, а саме - комутаційну апаратуру, схему ВРУ, струмоведучі частини, кабелі, вимірювальні трансформатори, а також акумуляторно батареї;

– проаналізувати конструктивні особливості та умови експлуатації засобів обмеження перенапруг;

– проаналізувати питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях, а також вибрати грозозахист та заземлення ВРУ високої напруги;

– виконати розрахунок основних техніко-економічних показників роботи теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт.

Об'єктом дослідження є електрична частина теплоелектроцентралі, а **предметом дослідження** засоби, а також методи проектування теплоелектроцентралі .

Методи дослідження роботи. Для вирішення та розв'язку поставлених задач в роботі було використано методи математичного моделювання. Під час виконання роботи та проектування теплоелектроцентралі було запропоновано два

варіанти структурної схеми станції, в результаті чого була вибрана головна схема електричних з'єднань ТЕЦ з використанням елементів теорії надійності.

Новизна одержаних результатів. Сформовано техніко-економічне обґрунтування проектування теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт, розраховано та спроектовано електротехнічну частину проектування теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт, вибрано головну схему електричних з'єднань теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт, а також вибрано основне обладнання данної станції. Проаналізовано конструктивні особливості та умови експлуатації засобів обмеження перенапруг. Проаналізовано питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях, а також вибрано грозозахист та заземлення ВРУ високої напруги. Виконано розрахунок основних техніко-економічних показників роботи теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт.

Особистий внесок здобувача. Основні матеріали магістерської роботи та всі результати розрахунків і проектування отримані автором самостійно.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

На даний час 92,1% енергоблоків ТЕС відпрацювали свій технічний ресурс (100 тис. годин), а 63,8% енергоблоків перетнули визнану у світовій енергетичній практиці межу граничного ресурсу та межу фізичного зносу відповідно 170 тис. та 200 тис. годин і потребують модернізації чи заміни [12].

З метою забезпечення сталої роботи блочного обладнання ТЕС, щорічно виконуються капітальні, середні та поточні ремонти 70 – 80 енергоблоків загальною потужністю близько 19 млн.кВт. Однак кошти, які виділяються на ці цілі, є недостатніми, що призводить до зменшення рівня використання обладнання ТЕС, перевитрат палива і погіршення економічних показників роботи.

Під час осінньо-зимового періоду 2005/2006 року забезпечено роботу 62 (14678 МВт) енергоблоків та в режимі резерву – 14 (4527 МВт) енергоблоків. Поза робочим режимом знаходиться 21 енергоблок загальною потужністю 7945 МВт, в тому числі у довгостроковому резерві з консервацією обладнання 15 енергоблоків.

Перспектива розвитку теплових електричних станцій показує, що до 2030 р. основою електроенергетичної системи України залишатимуться саме ТЕС. Особливістю теплової енергетики є те, що її робота протягом тривалого періоду відбувається в умовах надлишку встановлених потужностей енергоблоків ТЕС, що погіршує їх економічні показники. Тому, передбачається поступове зниження надлишкових потужностей з приведенням їх до оптимальної величини у 2015-2017 рр. Вирішальне значення для теплової генерації має реконструкція та модернізація устаткування ТЕС, яка проводитиметься за такими напрямками [12]:

1. З наявного устаткування ТЕС виділяється група енергоблоків (робоча група), які підлягають подальшій реконструкції, а також залишкова група, реконструкція яких є недоцільною. До складу робочої групи включаються пилувугільні енергоблоки сумарною потужністю 18 – 19 млн.кВт і найбільш працездатні газомазутні енергоблоки сумарною потужністю 3,8 млн.кВт.

Енергоблоки робочої групи формуватимуть основну частину робочої потужності ТЕС (генеруючої та резервної) згідно із щорічними програмами.

2. Енергоблоки, віднесені до складу залишкової групи сумарною потужністю 5,2 – 6,0 млн.кВт, залишаються на балансі генеруючих компаній і підлягають тривалій консервації до часу прийняття рішення щодо їх демонтажу у зв'язку з планованим заміщенням на більш ефективні нові енергоблоки. У разі виникнення непередбачуваного дефіциту генерації ці енергоблоки підлягають введенню в дію. Списання та демонтаж енергоблоків залишкової групи здійснюватиметься за щорічними поданнями генеруючих компаній на підставі аналізу їх фактичного стану і прогнозованих тенденцій до змін потреби в генеруючих потужностях на п'ять років [12].

Для розвитку теплової енергетики необхідно:

1) у період 2006-2010 років було реалізовано різні інноваційні рішення та проведено реабілітацію (ремонт, реконструкцію і модернізацію) 3,7 тис. МВт потужностей пиловугільних енергоблоків, виведено з експлуатації 4,1 тис. МВт потужностей блоків, які досягли межі фізичного зносу, що підлягатимуть у перспективі заміні на нові в існуючих комірках.

2) у період 2011-2020 років проведено реабілітацію 4,0 тис. МВт потужностей ТЕС, виведено з експлуатації 2,0 тис. МВт потужностей, оновлено і введено потужності ТЕС на 10,0 тис. МВт шляхом заміни основного обладнання діючих енергоблоків і будівництва нових, введено нові генеруючі потужності на ТЕЦ в обсязі 2,0 тис. МВт [8].

Необхідний обсяг капіталовкладень на 2011-2020 рік складає 75,8 млрд. грн.

3) у період 2021-2030 років необхідно провести ще ряд заходів, а саме: провести реабілітацію 5,4 тис. МВт потужностей ТЕС, вивести з експлуатації 1,0 тис. МВт потужностей, оновити і ввести потужності ТЕС на 10,0 тис. МВт шляхом заміни основного обладнання діючих енергоблоків і будівництва нових, у т.ч. замість знятих з експлуатації, ввести нові генеруючі потужності на ТЕЦ в обсязі 2,0 тис. МВт.

Необхідний обсяг капіталовкладень на 2021-2030 рік складає 90,9 млрд. грн. Передбачається підвищення коефіцієнта використання робочої потужності ТЕС до 55,4%, зменшення питомих витрат палива на виробництво електроенергії до середньоєвропейського рівня. Капіталовкладення на розвиток теплової генерації з 2006 до 2030 року становлять 183,4 млрд.грн.

Отже, аналіз показує, що згідно данної програми розвитку ТЕС та ТЕЦ було виконано і вирішено ряд завдань щодо реконструкції та модернізації існуючих електричних станцій, проте данна задача досі залишається актуальною, а також потребує оновлення, модернізації, заміщення застарілого обладнання та нового будівництва потужностей з метою оптимізації балансу (списання діючих та вводу нових потужностей) для забезпечення передбачених стратегією обсягів виробництва електроенергії. При цьому і надалі необхідно враховувати досягнення науково-технічного прогресу, а також досвід інших країн у впровадженні новітніх технологій і технічних рішень в теплоенергетиці та техніко-економічне обґрунтування варіантів проектування. При цьому пріоритет проектування і будівництва нових теплоелектроцентралей буде надаватися районам з гострим дефіцитом генеруючих потужностей.

Комплексна реконструкція вугільних електростанцій України здійснюватиметься шляхом впровадження сучасних економічних вугільних паротурбінних енергоблоків, оснащених системами зниження викидів NOX (оксиди азоту), SO₂ (оксид сірки) та пилу та паро-газових ТЕЦ з газифікацією вугілля, високонапірним теплогенератором і ін. з орієнтацією на максимальне використання вітчизняного вугілля, у тому числі технологій і обладнання для спалювання бурого вугілля. Як показує аналіз минулих років, на виробництво електричної та теплової енергії ТЕС, ТЕЦ і блок-станціями (з урахуванням локальних джерел) використано, за оперативними даними, 37,0 млн.т у.п., з них: вугілля – 51,8%; газ – 47,4%; мазут – 0,8%.

Головна відмінність сучасних ОПН-10 від раніше широко використовуваних вентильних розрядників у тому, що вони не містять іскрових проміжків. Відмова

від послідовних іскрових проміжків значно підвищує надійність ОПН. Складається ОПН-10 з з'єднаних між собою нелінійних варисторів, які виготовляються на основі цинку. Варистори поміщаються у полімерну покришку.

Вольт-амперна характеристика варисторів істотно залежить від тривалості фронту імпульсу струму. Особливо помітна ця залежність при довжинах фронту імпульсів струму менше 50 мкс, характерних для грозових перенапруг, яка визначає для ОПН-10 більш високий рівень грозових перенапруг, що обмежуються ОПН-10, у порівнянні з комутаційними. Висока нелінійність ОПН-10 призводить до значного зменшення довжини імпульсу струму при спрацьовуванні апарата від комутаційних перенапруг [10].

Відмінною рисою варисторів, які застосовуються в ОПН у порівнянні з вентильними розрядниками, є здатність витримувати робочу напругу в мережі без обмеження часу.

Отже, вище наведені аргументи та данні показують необхідність та актуальність виконання відповідних досліджень в даній магістерській кваліфікаційній роботі.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режими роботи електричної станції (ЕС) задаються графіками електричних та теплових навантажень району, який обслуговується. Їх потужність повинна забезпечити покриття графіків навантажень з урахуванням втрат потужності на передачу та витрат на власні потреби станції.

При розрахунку графіків навантажень відносно величину постійних та змінних втрат приймаємо [5]:

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

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

Покажемо розрахунок потужностей для першого інтервалу графіка навантаження 0-5 годин. Постійні втрати в мережах району та системи розраховуються за формулами:

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

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_{1*} \cdot P_{c\max};$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 8 = 0,08 (\text{МВт}).$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 4 = 0,08 (\text{МВт}).$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

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

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c\max}};$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{6,4^2}{8} = 0,31 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{1,8^2}{4} = 0,14 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

$$P_{р.видт} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt};$$

$$P_{с.видт} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct};$$

$$P_{р.вид} = 6,4 + 0,08 + 0,31 = 6,79 \text{ (МВт)};$$

$$P_{с.вид} = 1,8 + 0,08 + 0,14 = 2,22 \text{ (МВт)}.$$

(2.3)

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$P_{вид,t} = P_{р.вид} + \Delta P_{с.видт},$$

$$P_{вид,t} = 6,79 + 2,22 = 9,01 \text{ (МВт)}.$$

(2.4)

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{ВП,t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид,t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид.мах}}{100},$$

$$P_{ВП} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{9,01}{15} \right) \frac{10 \cdot 10,94}{100} = 1,0 \text{ (МВт)}.$$

(2.5)

Потужність, що виробляється станцією:

$$P_{вир,t} = P_{вид,t} + P_{ВП},$$

$$P_{вир,t} = 9,01 + 1,0 = 10,01 \text{ (МВт)}.$$

(2.6)

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби. Дані розрахунку зводяться в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Основні результати розрахунків графіків електричних навантажень

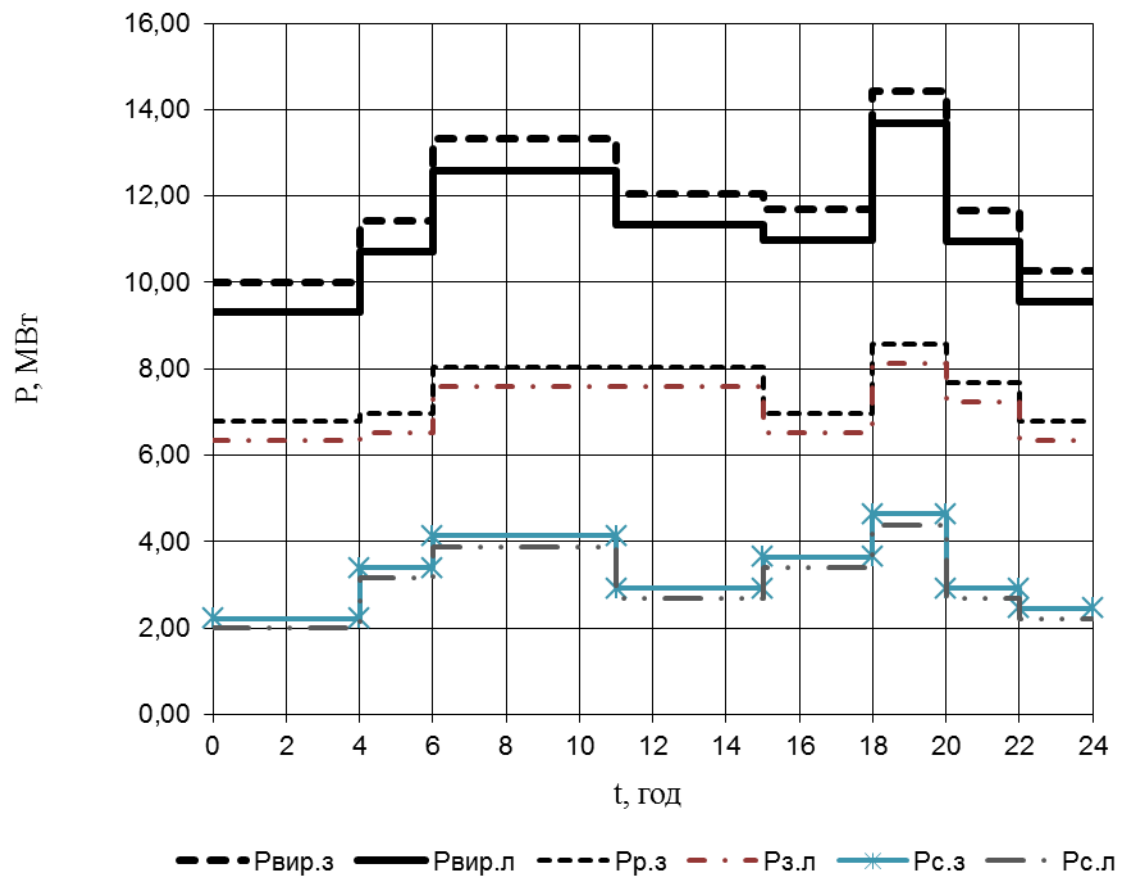
Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-5	5 - 9	9 - 12	12 - 15	15- 18	18 - 22	22 - 23	23 - 24
Навантаження місцевого району,%	Зима	80	82	94	94	82	100	90	80
	Літо	75	77	89	89	77	95	85	75
Навантаження місцевого району,МВт	Зима	6,4	6,56	7,52	7,52	6,56	8	7,2	6,4
	Літо	6	6,16	7,12	7,12	6,16	7,6	6,8	6
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	Літо	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	0,31	0,32	0,42	0,42	0,32	0,48	0,39	0,31
	Літо	0,27	0,28	0,38	0,38	0,28	0,43	0,35	0,27
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	6,79	6,96	8,02	8,02	6,96	8,56	7,67	6,79
	Літо	6,35	6,52	7,58	7,58	6,52	8,11	7,23	6,35
Потужність, що віддається в систему, %	Зима	50	75	90	65	80	100	65	55
	Літо	45	70	85	60	75	95	60	50
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	2	3	3,6	2,6	3,2	4	2,6	2,2
	Літо	1,8	2,8	3,4	2,4	3	3,8	2,4	2
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	Літо	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	0,14	0,32	0,45	0,24	0,36	0,56	0,24	0,17
	Літо	0,11	0,27	0,40	0,20	0,32	0,51	0,20	0,14
Потужність, що віддається в шини (РУ)	Зима	2,22	3,40	4,13	2,92	3,64	4,64	2,92	2,45
	Літо	1,99	3,15	3,88	2,68	3,40	4,39	2,68	2,22
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	9,01	10,36	12,16	10,94	10,60	13,20	10,59	9,24
	Літо	8,34	9,68	11,46	10,26	9,92	12,50	9,91	8,57
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	1,00	1,07	1,17	1,11	1,09	1,22	1,09	1,02
	Літо	0,97	1,04	1,13	1,07	1,05	1,19	1,05	0,98
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	10,01	11,43	13,33	12,05	11,69	14,42	11,67	10,25
	Літо	9,31	10,72	12,60	11,33	10,97	13,69	10,96	9,55

Примітки:

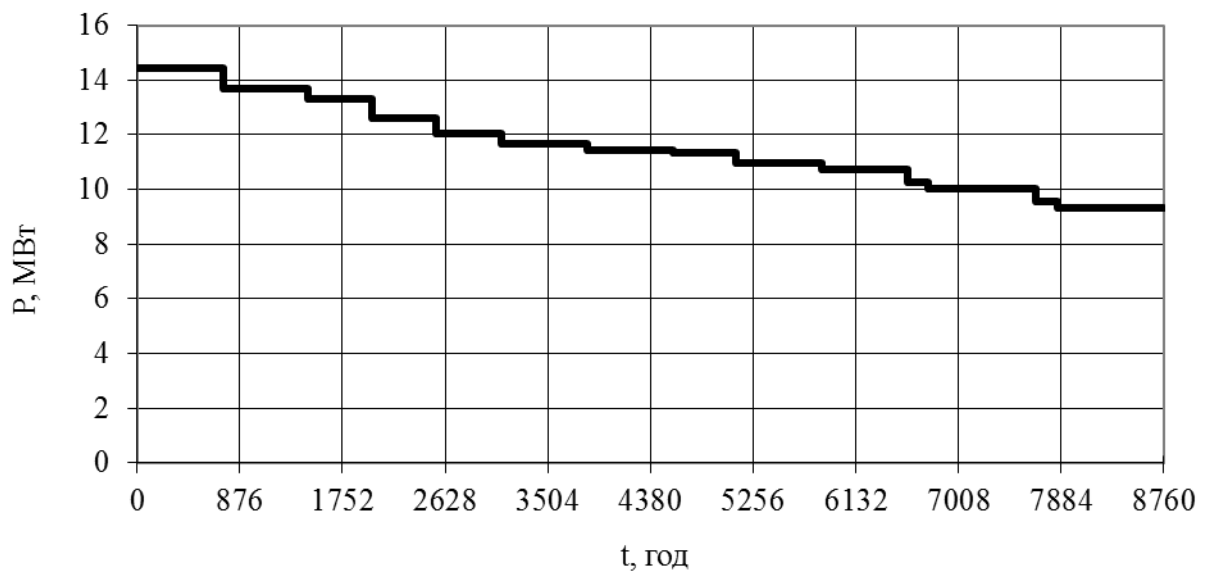
а) тривалість зими та літа: $t_3 = 183$ доби, $t_l = 182$ доби;

б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{ВП} = 10\%$;

в) коефіцієнт попиту $K_{п} = 0,8$.



а) графіки добових електричних навантажень



б) графік річний за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Остаточні графіки електричних навантажень станції ТЕЦ

Таблиця 2.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

P, МВт	14,42	13,69	13,33	12,60	12,05	11,69	11,67	11,43
t, год	732	728	549	546	549	549	183	732
t _Σ , год	732	1460	2009	2555	3104	3653	3836	4568
P, МВт	11,33	10,97	10,96	10,72	10,25	10,01	9,55	9,31
t, год	546	546	182	728	183	915	182	910
t _Σ , год	5114	5660	5842	6570	6753	7668	7850	8760

Таблиця 2.3 – Основні техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	i
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир},t_i} \cdot t_i$	101476,62
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	15,0

Середнє навантаження станції, МВт	$P_{cp} = \frac{E_p}{8760}$	11,58
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$	0,80
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}$	0,77
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{max} = \frac{E_p}{P_{max}}$	7034,79
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}}$	6765,11
Коефіцієнт резерву	$k_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}$	1,04
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{ВПp} = \sum_{i=1}^m P_{ВПt_i} \cdot t_i$	9482,57
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{вид.p} = E_p - E_{ВПp}$	91994,05
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	5998

2.2 Вибір силового обладнання

Вибір обладнання здійснюємо згідно ТЗ і дані зводимо в таблиці 2.4-2.6.

Таблиця 2.4 – Визначені технічні характеристики турбін [1]

Тип турбіни	$P_{\text{ном}}$, кВт	D , т/год	P , ата	t , °C
П-2,5-35/5	2500	25	35	435

Таблиця 2.5 – Вибрані технічні характеристики котельних агрегатів

Марка котельного агрегата	D , т/год	Параметри пари		Паливо
		P , ата	t , °C	
Е-50-40Н	50	40	440	вугілля

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики турбогенераторів типу Т2-2,5-2 [7]

Параметр	Числове значення
$S_{\text{ном}}$, МВА	3,125
$P_{\text{ном}}$, МВт	2,5
$U_{\text{ном}}$, кВ;	6,3
$\cos\varphi_{\text{ном}}$	0,8
$I_{\text{ном}}$, А	287
Збудження:	
- $U_{\text{фном}}$, В	32
- $I_{\text{фх}}$, А	100
- $I_{\text{фном}}$, А	245
- система	ВЧ
ВКЗ	0,62
Опори, в.о. :	
X''_d	0,146
X'_d	0,24
X_d	1,77
X_2	0,178

X_0	0,047
X_B	0,120
Опір при 15°C, Ом	
– обмотка ротора	0,282
– обмотка статора	0,065

2.3 Вибір структурної схеми теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт

Кількість ЛЕП-10 кВ [5]:

$$n_c = \frac{P'_{c \max}}{P_{гр}} + 1; \quad (2.7)$$

$$n = \frac{4,64}{3} + 1 = 2,5 \approx 3 \text{ (шт.)},$$

де $P'_{c \max}$ – максимальна потужність, що передається в систему з врахуванням втрат потужності, МВт;

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

Розрахункова потужність робочого та пускорезервного реакторів власних потреб:

$$S_{LR.ВПрозр} = P'_{вп} / 100 \cdot K_{п} \cdot P_{г.ном}; \quad (2.8)$$

$$S_{LRR.розр.} = 1,5 \cdot S_{LR.розр.}; \quad (2.9)$$

$$S_{LR.ВПрозр} = 10/100 \cdot 0,8 \cdot 2,5 = 0,2 \text{ (МВА)};$$

$$S_{LRR.розр.} = 1,5 \cdot 0,2 = 0,3 \text{ (МВА)}.$$

Розрахункові струми робочого та пускорезервного реакторів власних потреб:

$$I_{LR.VI\text{розр}} = \frac{0,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 19,24 \text{ (A)};$$

$$I_{LRR\text{розр}} = \frac{0,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 28,86 \text{ (A)}.$$

Намічаємо два варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.2).

Визначимо перетоки потужності через трансформатори зв'язку (ТЗ):

а) максимальний режим:

$$S_{\max} = S_{г.вст} - S_{ВП\max} - S_{р.\max}; \quad (2.10)$$

$$S_{\max} = 6 \cdot 3,125 - 6 \cdot 0,2 - 8,56/0,8 = 6,85 \text{ (МВА)};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{\min} = S_{г.вст} - S_{ВП\max} - S_{р.\min}; \quad (2.11)$$

$$S_{\min} = 6 \cdot 3,125 - 6 \cdot 0,2 - 6,35/0,8 = 9,61 \text{ (МВА)};$$

в) аварійний режим:

$$S_{ав} = S_{г.вст-1} - S_{ВП\max} - S_{р.\max}; \quad (2.12)$$

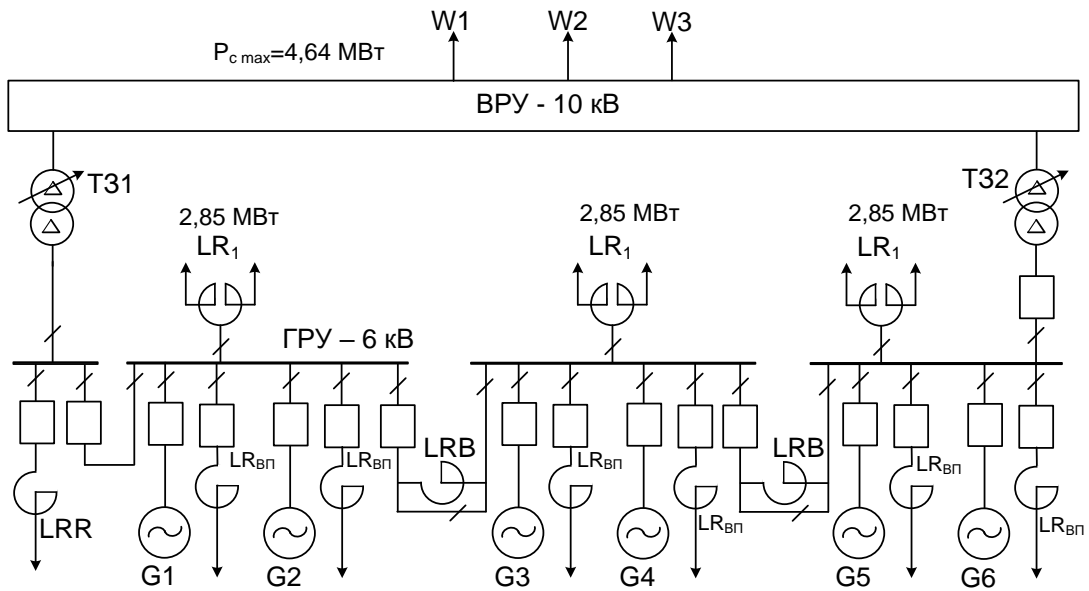
$$S_{ав} = 5 \cdot 3,125 - 5 \cdot 0,2 - 8,56/0,8 = 3,9 \text{ (МВА)}.$$

При установленні двох ТЗ розрахункова потужність одного з них складає:

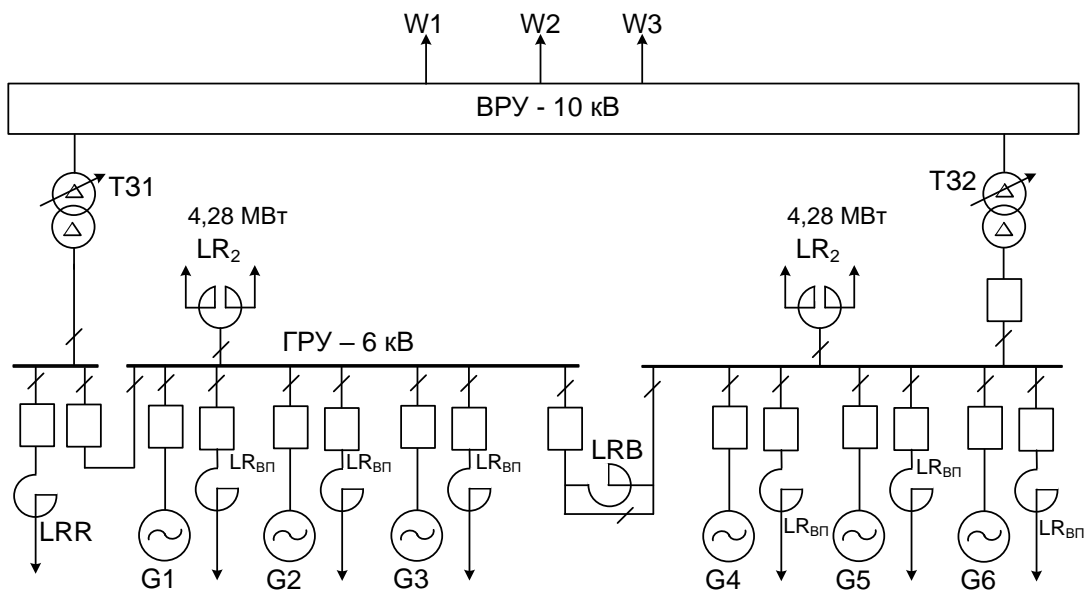
$$S_{ТЗ.\text{розр}} = 9,61/1,4 = 6,9 \text{ (МВА)}.$$

Приймаємо до установлення два трансформатори зв'язку типу ТДНС-10 000/35: $S_{\text{ном}} = 10 \text{ МВА}$; $U_{\text{ном}} = 10,5/6,3 \text{ кВ}$; $U_k = 8 \%$; $\Delta P_x = 12 \text{ кВт}$;

$\Delta P_k = 60 \text{ кВт}$; $I_x = 0,75 \%$.



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.2 – Запропоновані варіанти структурної схеми станції

Розрахунковий струм секційного реактора:

$$I_{LRB, \text{розр.}} = 0,6 \cdot I_{Г. \text{ном.}}; \quad (2.13)$$

$$I_{LRB, \text{розр.}} = 0,6 \cdot 287 = 172,2 \text{ (A)}.$$

Як реактори власних потреб і секційні реактори приймаємо реактори типу РБ 10-400-0,35 УЗ: $U_{\text{ном}} = 10$ кВ; $I_{\text{ном}} = 400$ А; $X_{\text{р.ном}} = 0,35$ Ом; $i_{\text{дин}} = 25$ кА; $I_{\text{T}} = 9,83$ кА; $t_{\text{T}} = 8$ с.

Приведені затрати [4, 5]:

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

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$$U = a/100 \cdot K, \quad (2.15)$$

де a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, $a = 9,4$ %.

Таблиця 2.7 – Необхідні капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис.грн	К, тис.грн	
			I варіант	II варіант
ТЗ	2/2	800	1600	1600
LR _{ВП} , LRR	7/7	108	756	756
LRB	2/1	74	148	74
Вимикачі: - 6 (10) кВ	23/22	90	2070	1980
Лінійні реактори:				
LR ₁	3/0	82	246	0
LR ₂	0/2	92	0	184
Разом:			4820	4594

Приведені затрати:

$$З_I = (0,12+0,094) \cdot 4820 = 1031,48 \text{ (тис.грн);}$$

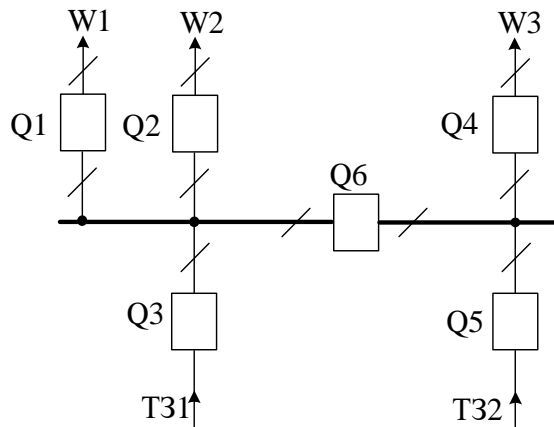
$$З_{II} = (0,12+0,094) \cdot 4594 = 983,12 \text{ (тис.грн).}$$

$\Delta З = 4,8 \% < 5\%$, отже, варіанти рівноеконімічні. Приймаємо I варіант структурної схеми станції як зручніший в експлуатації.

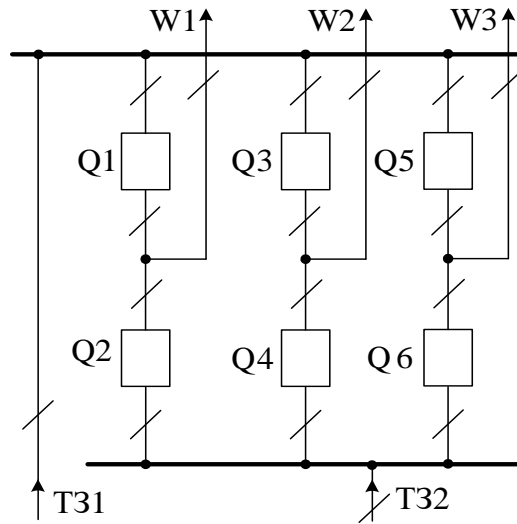
2.4 Вибір схеми ВРУ-10 кВ

Для ВРУ-10 кВ намічаємо два варіанти головної схеми електричних з'єднань (рисунок 2.3):

- а) «одна секціонована система збірних шин»;
- б) схема «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі».



- а) схема «одна секціонована система збірних шин»



б) «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі»

Рисунок 2.3 – Вибіркові варіанти схем ВРУ-10 кВ

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [4, 5]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z); \quad (2.16)$$

$$K = n_k \cdot C_k; \quad (2.17)$$

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

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

n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн..

Очікуваний збиток від перерв живлення через відмови вимикачів [5]:

$$M(Z) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.18)$$

де $y_0 = 16,8$ 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 – втрачаємо потужність, МВт;

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

Розрахунок $M(З)$ проводиться за алгоритмом, наведеним в [5].

Очікуваний збиток через відмови вимикачів:

$$M(З)_I = 16,8 \cdot [0,0059938 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 1,64 + 1 \cdot 1 \cdot 4,64) + 0,0062336 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 1,64 + \\ + 0,000001 \cdot (5 \cdot 1 \cdot 1,64 + 2 \cdot 3 \cdot 1,64 + 8 \cdot 1 \cdot 4,64 + 2 \cdot 3 \cdot 4,64) + \\ + 0,0000011 \cdot (8 \cdot 1 \cdot 1,64 + 6 \cdot 3 \cdot 1,64 + 4 \cdot 1 \cdot 4,64)] = 0,978 \text{ (тис грн).}$$

$$M(З)_{II} = 16,8 \cdot 0,0000011 \cdot 13 \cdot 1 \cdot 1,64 = 0,0004 \text{ (тис грн).}$$

Таблиця 2.8 – Основні показники надійності вакуумних вимикачів 10 кВ

Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_B , год	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_P , год
ω_1	ω_2			
0,01	0,005	8	0,25	6

Таблиця 2.9 – Дані для необхідного розрахунку надійності схем ВРУ-10 кВ

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок, шт.	n_k	6	6
Вартість комірки	C_k	90	90
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вимикачів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,006	0,006
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,006	0,006
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{П} / 8760$	0,000171	0,000171
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,998973	0,998973
Час простою елемента, год:	$T_0 = T_{ВІМ} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{ВІП} = T_B - T_B^2 / (2 \cdot T_{П})$	3	3
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0059938	0,0059938
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0062336	0,0062336
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000010	0,0000010
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000011	0,0000011

Таблиця 2.10 – Виконаний розрахунок надійності схеми ВРУ-10 кВ (І варіант)

Відмова елемента	Параметр потоку відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення						
		$K_0 = 0,998973$	$K_p = 0,0000011$					
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6
Q_1 Л	0,006	$2W, T3-T_0$	–	$2W, T3+ D(W, T3)-T_0$ $2W+D(W, 2T3)-T_{ВП}$	$2W, T3+ D(W, T3)-T_0$ $W, T3+ D(2W, T3)-T_{ВП}$	$3W, 2T3-T_0$ $2W+D(W, 2T3)-T_{ВП}$	$3W, 2T3-T_0$ $W, T3+D(2W, T3)-T_{ВП}$	$2W, T3+ D(W, T3)-T_0$ $W+2D(W, T3)-T_{ВП}$
Q_2 Л	0,006	$2W, T3-T_0$	$2W, T3+ D(W, T3)-T_0$ $2W+D(W, 2T3)-T_{ВП}$	–	$2W, T3+ D(W, T3)-T_0$ $W, T3+ D(2W, T3)-T_{ВП}$	$3W, 2T3-T_0$ $2W+D(W, 2T3)-T_{ВП}$	$3W, 2T3-T_0$ $W, T3+D(2W, T3)-T_{ВП}$	$2W, T3+ D(W, T3)-T_0$ $W+2D(W, T3)-T_{ВП}$
Q_3 Г	0,006	$2W, T3-T_0$	$2W, T3+ D(W, T3)-T_0$ $W, T3+ D(2W, T3)-T_{ВП}$	$2W, T3+ D(W, T3)-T_0$ $W, T3+ D(2W, T3)-T_{ВП}$	–	$3W, 2T3-T_0$ $W, T3+D(2W, T3)-T_{ВП}$	$3W, 2T3-T_0$ $2T3+D(3W)-T_{ВП}$	$2W, T3+ D(W, T3)-T_0$ $T3+D(2W)+D(W, T3)-T_{ВП}$
Q_4 Л	0,006	$W, T3-T_0$	$2W, T3+ D(W, T3)-T_0$ $2W+D(W, 2T3)-T_{ВП}$	$2W, T3+ D(W, T3)-T_0$ $2W+D(W, 2T3)-T_{ВП}$	$W, 2T3+ D(2W)-T_0$ $W, T3+D(2W, T3)-T_{ВП}$	–	$W, T3+ D(2W, T3)-T_0$ $W, T3+D(2W, T3)-T_{ВП}$	$W, T3+ D(2W, T3)-T_0$ $W, T3+D(2W, T3)-T_{ВП}$
Q_5 Г	0,006	$W, T3-T_0$	$2W, T3+ D(W, T3)-T_0$ $W, T3+ D(2W, T3)-T_{ВП}$	$2W, T3+ D(W, T3)-T_0$ $W, T3+ D(2W, T3)-T_{ВП}$	$W, 2T3+ D(2W)-T_0$ $2T3+D(3W)-T_{ВП}$	$W, T3+ D(2W, T3)-T_0$ $W, T3+D(2W, T3)-T_{ВП}$	–	$W, T3+ D(2W, T3)-T_0$ $W, T3+D(2W, T3)-T_{ВП}$
Q_6 Г	0,006	$3W, 2T3-T_0$	$3W, 2T3-T_0$ $W+2D(W, T3)-T_{ВП}$	$3W, 2T3-T_0$ $W+2D(W, T3)-T_{ВП}$	$3W, 2T3-T_0$ $T3+D(2W)+D(W, T3)-T_{ВП}$	$3W, 2T3-T_0$ $W, T3+D(2W, T3)-T_{ВП}$	$3W, 2T3-T_0$ $W, T3+D(2W, T3)-T_{ВП}$	–

Таблиця 2.11 – Виконаний розрахунок надійності схеми ВРУ-10 кВ (II варіант)

Відмова елемента	Параметр поточку відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення						
		$K_0 =$ 0,998973	$K_p = 0,0000011$					
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6
Q_1 л	0,006	W, T3-T ₀	–	W, T3-T ₀ W-T _{ВП}	W, T3-T ₀	2W, T3-T ₀	W, T3-T ₀	2W, T3-T ₀
Q_2 л	0,006	W, T3-T ₀	W, T3-T ₀ W-T _{ВП}	–	2W, T3-T ₀	W, T3-T ₀	2W, T3-T ₀	W, T3-T ₀
Q_3 л	0,006	W, T3-T ₀	W, T3-T ₀	2W, T3-T ₀	–	2W, T3-T ₀	W, T3-T ₀	2W, T3-T ₀
Q_4 л	0,006	W, T3-T ₀	2W, T3-T ₀	W, T3-T ₀	W, T3-T ₀ W-T _{ВП}	–	2W, T3-T ₀	W, T3-T ₀
Q_5 л	0,006	W, T3-T ₀	W, T3-T ₀	2W, T3-T ₀	W, T3-T ₀	2W, T3-T ₀	–	W, T3-T ₀ W-T _{ВП}
Q_6 л	0,006	W, T3-T ₀	2W, T3-T ₀	W, T3-T ₀	2W, T3-T ₀	W, T3-T ₀	W, T3-T ₀ W-T _{ВП}	–

Таблиця 2.12 – Розраховані показники надійності схеми ВРУ-10 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрачається ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{ВП}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
І варіант						
2W, T3+D(W, T3)	1,64	1	1	2	5	8
2W+D(W, 2T3) T3+D(2W)+ D(W, T3)		3	–	–	2	6
3W, 2T3	4,64	1	1	–	8	4
2T3+D(3W) W, 2T3+ D(2W)		3	–	–	2	–
ІІ варіант						
2W, T3	1,64	1	–	–	–	13
		3	–	–	–	–

Примітка: події, в яких потужність не втрачається ($\Delta P=0$), в таблицю 2.13 не внесені.

Таблиця 2.13 – Приведені затрати схем ВРУ-10 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	І варіант	ІІ варіант
Капіталовкладення	540	540
Щорічні експлуатаційні витрати	50,8	50,8
Очікуваний збиток	0,978	0,0004
Приведені витрати	132,738	131,760

$\Delta Z_{I-II} = 7,4 \% > 5\%$, отже, приймаємо ІІ варіант схеми ВРУ-10 кВ.

2.5 Вибір схеми власних потреб

Кожний генератор має свій робочий реактор власних потреб ($LR_{ВП}$) з двома секціями (А та В), до яких підключаються двигуни 6 кВ та трансформатори 6/0,4 кВ потужністю по 160 кВА кожний. Резервне живлення здійснюється від пускорезервного реактора (LRR), який має зв'язок з секціями власних потреб через магістраль резервного живлення (МРЖ-6 кВ). Аварійне живлення забезпечується за допомогою дизель-генератора [6].

Трансформатор ТМ-160/6: $S_{ном} = 0,16$ МВА; $U_{ном} = 6/0,4$ кВ; $U_k = 4,5$ %; $\Delta P_x = 0,54$ кВт; $\Delta P_k = 2,65$ кВт; $I_x = 2,4$ %.

Схема власних потреб станції наведена на рисунку 2.4.

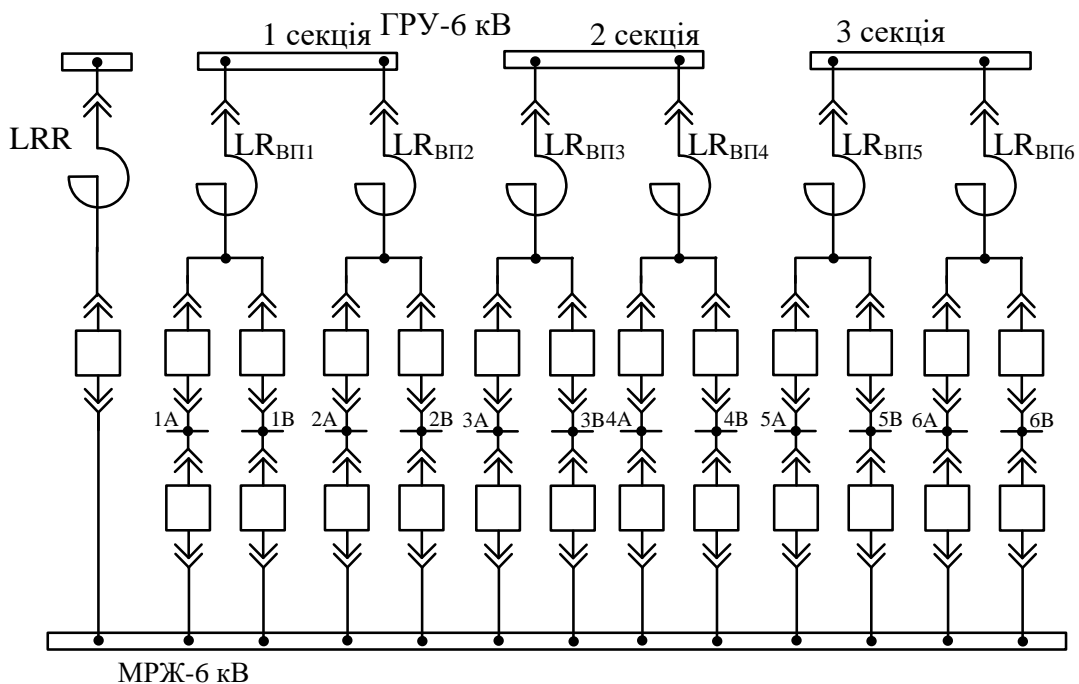


Рисунок 2.4– Вибрана схема власних потреб станції

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.5) та визначаємо параметри її елементів [5].

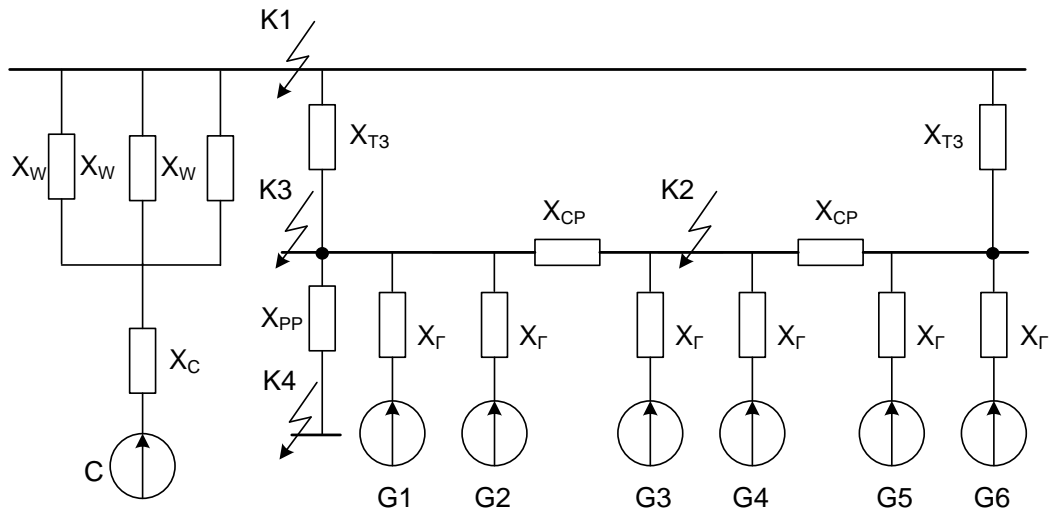


Рисунок 2.5 – Вибрана заступна схема електроустановки

$$S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{б}} = U_{\text{ср.ном.}}$$

Визначимо приведені значення опорів:

- енергосистема:

$$X_{\text{c}} = X_{\text{с*ном}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.19)$$

$$x_{\text{с*}} = 0,34 \cdot \frac{100}{12000} = 0,003;$$

- ЛЕП 10 кВ:

$$X_{\text{w}} = X_{\text{пит}} \cdot 1 \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (2.20)$$

$$x_{\text{w}} = 0,4 \cdot 8 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 2,9;$$

- трансформатор зв'язку:

$$X_{ТЗ} = \frac{u_{КВ-Н\%}}{100} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{НОМ}}, \quad (2.21)$$

$$X_{*ТЗ} = \frac{8}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,8;$$

- генератори:

$$X_{*G} = X_{d*НОМ}'' \cdot \frac{S_{Б}}{S_{НОМ}}; \quad (2.22)$$

$$X_{*G} = 0,146 \cdot \frac{100}{3,125} = 4,67;$$

- реактори:

$$X_{р} = X_{р.НОМ} \cdot \frac{S_{Б}}{U_{ср.НОМ}^2}, \quad (2.23)$$

$$X_{ср} = 0,4 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 1,01;$$

$$X_{рр} = X_{ср} = 0,35 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,88.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.6) для кожної точки КЗ і визначимо струми КЗ.

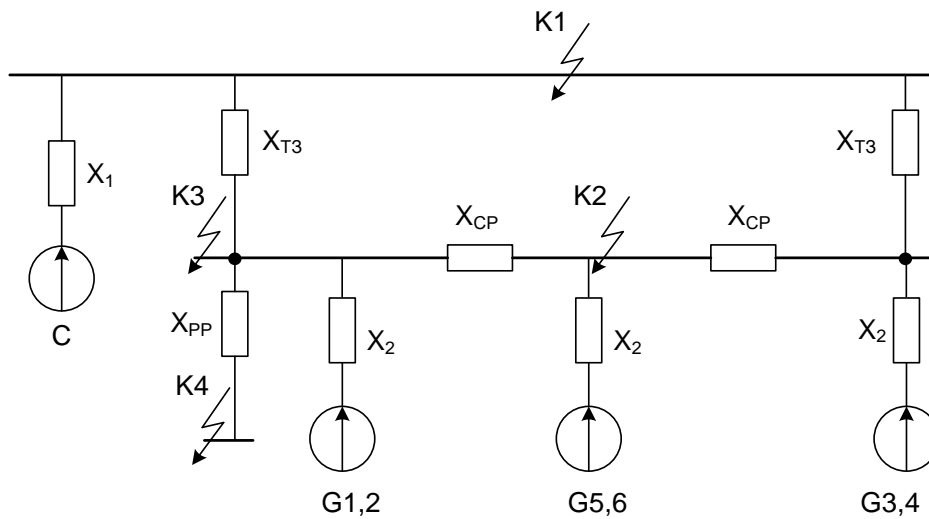


Рисунок 2.6 – Вибрана спрощена заступна схема

$$x_1 = x_c + \frac{x_w}{3};$$

$$x_1 = 0,003 + \frac{2,9}{3} = 0,97;$$

$$x_2 = \frac{x_G}{2} = \frac{4,67}{2} = 2,34.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [5]:

$$I_{\text{по}} = \frac{E''}{x_{\text{рез}^*}} \cdot I_G; \quad (2.24)$$

де E'' – ЕРС джерела живлення, згідно [5]: $E''_{\Gamma 1-6} = 1,08$; $E''_c = 1$;

$x_{\text{рез}^*}$ – результуючий опір кола КЗ.

Базовий струм [5, 8]:

$$I_{\text{бі}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp}}}; \quad (2.25)$$

$$I_{\text{бі}} = 100 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 5,51 \text{ кА};$$

$$I_{\text{бі}2} = I_{\text{бі}3} = I_{\text{бі}4} = 100 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 9,18 \text{ кА}.$$

Визначимо складові струмів КЗ [5]:

- періодичну: $I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} \cdot I_{n,0}$; (2.26)

- аперіодичну: $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}$; (2.27)

- ударний струм: $i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y$. (2.28)

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

$\gamma_{n,\tau}$ – розрахунковий коефіцієнт;

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

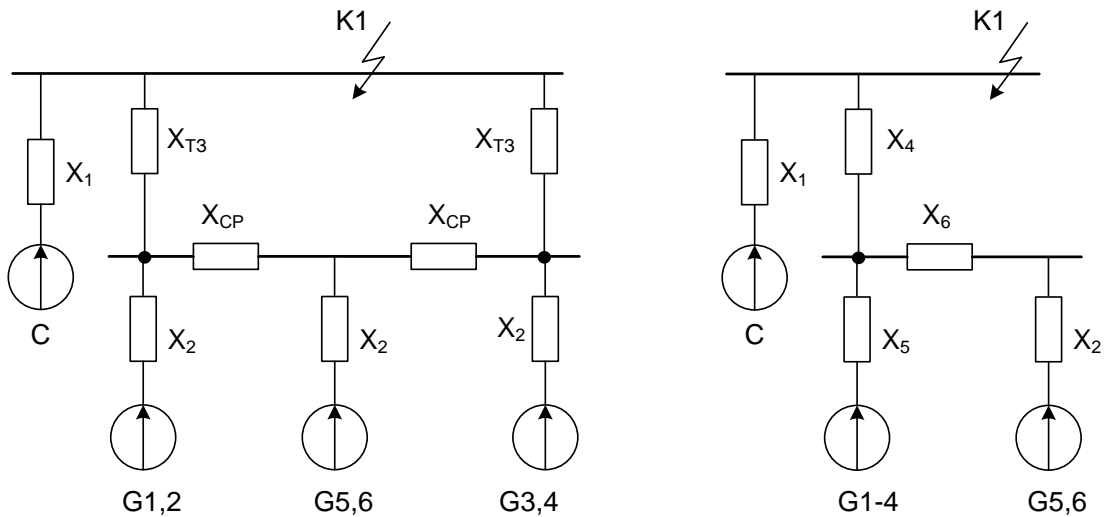
τ – розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{\text{ВВ}} + 0,01, \tag{2.29}$$

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

Розрахунок точки К₁

Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К₁, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.7).



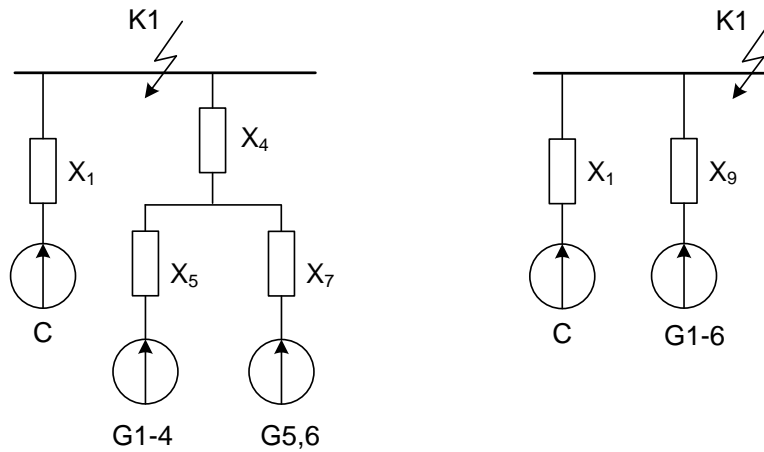


Рисунок 2.7 – Виконане спрощення заступної схеми для точки КЗ К₁

$$x_4 = x_{T3} / 2 = 0,8 / 2 = 0,4;$$

$$x_5 = x_2 / 2 = 2,34 / 2 = 1,17;$$

$$x_6 = x_{CP} / 2 = 0,88 / 2 = 0,44;$$

$$x_7 = x_2 + x_6 = 2,34 + 0,44 = 2,78.$$

$$x_8 = \frac{x_5 \cdot x_7}{x_5 + x_7};$$

$$x_8 = \frac{1,17 \cdot 2,78}{1,17 + 2,78} = 0,823;$$

$$x_9 = x_8 + x_4;$$

$$x_9 = 0,823 + 0,4 = 1,223.$$

Розрахуємо струми $I_{по}$:

$$I_{поC} = \frac{1}{0,97} \cdot 5,51 = 5,68 \text{ (кА)};$$

$$I_{поG1-6} = \frac{1,08}{1,223} \cdot 5,51 = 4,866 \text{ (кА)}.$$

Для інших точок КЗ розрахунки проводимо аналогічно і результати зводимо в табл.. 2-14, 2.15.

Розрахунок точки K_2

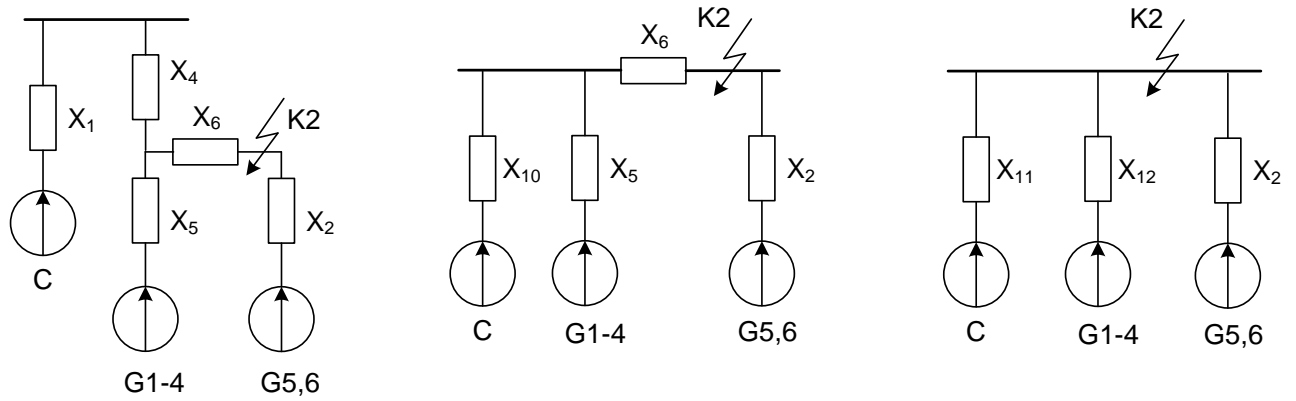


Рисунок 2.8 – Виконане спрощення заступної схеми для точки КЗ K_2

$$x_{10} = x_1 + x_4;$$

$$x_{10} = 0,97 + 0,4 = 1,37.$$

Розподіляємо x_6 між x_{10} та x_5 :

$$x_{\Delta} = x_6 \cdot (x_{10} + x_5);$$

$$x_{11} = x_{10} + x_{\Delta} / x_5;$$

$$x_{12} = x_5 + x_{\Delta} / x_{10}.$$

$$x_{\Delta} = 0,44 \cdot (1,37 + 1,17) = 1,12;$$

$$x_{11} = 1,37 + 1,12 / 1,17 = 2,33;$$

$$x_{12} = 1,17 + 1,12 / 1,37 = 1,99.$$

$$I_{\text{по}C} = \frac{1}{2,33} \cdot 9,18 = 3,94 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по}G1-4} = \frac{1,08}{1,99} \cdot 9,18 = 4,98 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по}G5,6} = \frac{1,08}{2,34} \cdot 9,18 = 4,237 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₃

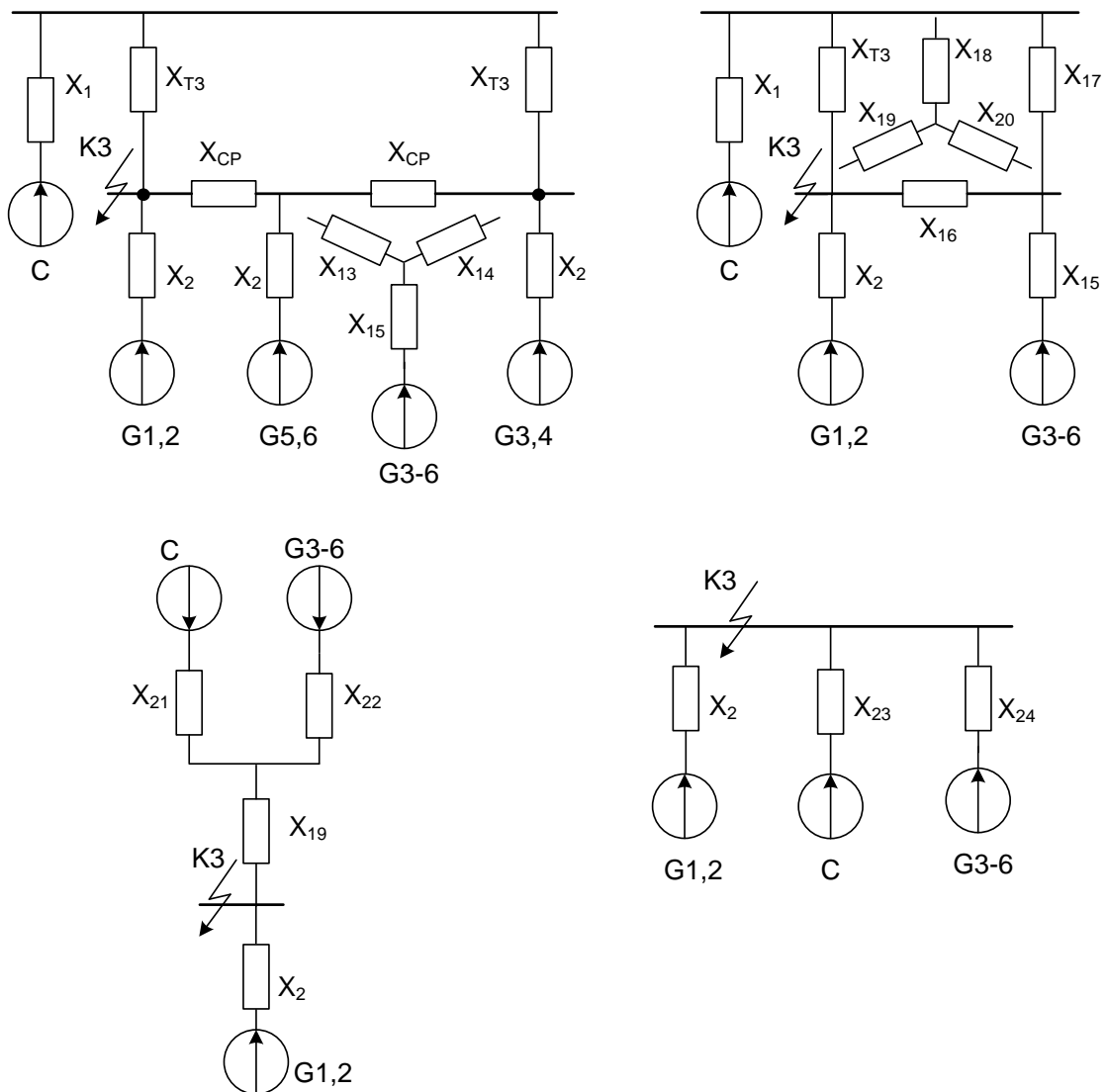


Рисунок 2.9 – Виконане спрощення заступної схеми для точки КЗ К₃

Перетворюємо трикутник з x_2 , x_{cp} та x_2 в зірку [5]:

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_2 + x_{cp} + x_2; \\ x_{13} &= x_2 \cdot x_{cp} / x_{\Delta}; \\ x_{14} &= x_{cp} \cdot x_2 / x_{\Delta}; \\ x_{15} &= x_2 \cdot x_2 / x_{\Delta}. \end{aligned} \right\} \quad (2.30)$$

$$x_{\Delta} = 2,34 + 0,88 + 2,34 = 5,56;$$

$$x_{13} = 2,34 \cdot 0,88 / 5,56 = 0,37;$$

$$x_{14} = 0,88 \cdot 2,34 / 5,56 = 0,37;$$

$$x_{15} = 2,34 \cdot 2,34 / 5,56 = 0,99;$$

$$x_{16} = x_{cp} + x_{13};$$

$$x_{16} = 0,88 + 0,37 = 1,25;$$

$$x_{17} = x_{14} + x_{T3};$$

$$x_{17} = 0,37 + 0,8 = 1,17.$$

Перетворюємо трикутник з x_{T3} , x_{17} та x_{16} в зірку:

$$x_{\Delta} = x_{T3} + x_{17} + x_{16};$$

$$x_{18} = x_{T3} \cdot x_{17} / x_{\Delta};$$

$$x_{19} = x_{T3} \cdot x_{16} / x_{\Delta};$$

$$x_{20} = x_{16} \cdot x_{17} / x_{\Delta}.$$

$$x_{\Delta} = 0,8 + 1,25 + 1,17 = 3,22;$$

$$x_{18} = 0,8 \cdot 1,17 / 3,22 = 0,29;$$

$$x_{19} = 0,8 \cdot 1,25 / 3,22 = 0,31;$$

$$x_{20} = 1,17 \cdot 1,25 / 3,22 = 0,45;$$

$$x_{21} = x_1 + x_{18};$$

$$x_{21} = 0,97 + 0,29 = 1,26;$$

$$x_{22} = x_{15} + x_{20};$$

$$x_{22} = 0,99 + 0,45 = 1,44.$$

Розподіляємо x_{19} між x_{21} та x_{22} :

$$x_{\Delta} = x_{19} \cdot (x_{21} + x_{22});$$

$$x_{23} = x_{21} + x_{\Delta} / x_{22};$$

$$x_{24} = x_{22} + x_{\Delta} / x_{21}.$$

$$x_{\Delta} = 0,31 \cdot (1,26 + 1,44) = 0,837;$$

$$x_{23} = 1,26 + 0,837 / 1,44 = 1,84;$$

$$x_{24} = 1,44 + 0,837 / 1,26 = 2,104.$$

$$I_{\text{поG1,2}} = \frac{1,08}{2,34} \cdot 9,18 = 4,237 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поC}} = \frac{1}{1,84} \cdot 9,18 = 4,989 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поG3-6}} = \frac{1,08}{2,104} \cdot 9,18 = 4,712 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₄

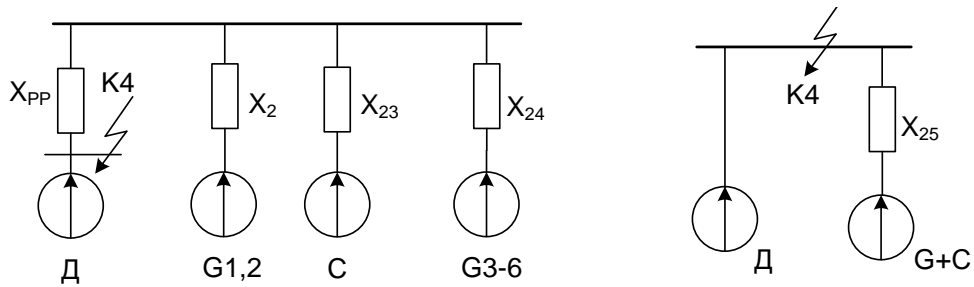


Рисунок 2.10 – Виконане спрощення заступної схеми для точки КЗ К₄

$$X_{25} = \frac{X_2 \cdot X_{23} \cdot X_{24}}{X_2 \cdot X_{23} + X_2 \cdot X_{24} + X_{23} \cdot X_{24}} + X_{PP};$$

$$X_{25} = \frac{2,34 \cdot 1,84 \cdot 2,104}{2,34 \cdot 1,84 + 2,34 \cdot 2,104 + 1,84 \cdot 2,104} + 0,88 = 1,57.$$

$$I_{\text{поC+G}} = \frac{1}{1,57} \cdot 9,18 = 5,847 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{поD}} = 4,0 \frac{\sum P_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} = 4,0 \frac{1,25 \cdot S_{\text{PP,розр}}}{U_{\text{ном}}}; \quad (2.31)$$

$$I_{\text{поD}} = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot 0,3}{6} = 0,25 \text{ (кА)}.$$

Попередньо встановлюємо вимикачі [5]:

- | | | |
|--------------------------|-----------------------|----------------------------------|
| а) ВРУ-10 кВ | ВК-10 (КРУ типу К-47) | $t_{\text{ВВ}} = 0,05 \text{ с}$ |
| б) ГРУ-6 кВ та РУВП-6 кВ | ВР1 (КРУ типу КУ-10Ц) | $t_{\text{ВВ}} = 0,04 \text{ с}$ |

Визначаємо складові струму КЗ від двигунів власних потреб [4, 5]:

$$\left. \begin{aligned} I_{n,\tau,D} &= I_{n,o,D} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{a,\tau,D} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,o,D} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{y,D} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,o,D} \cdot K_{y,D}. \end{aligned} \right\} \quad (2.32)$$

$$I_{n,\tau,D} = 0,25 \cdot e^{-0,05/0,07} = 0,125 \text{ (кА)};$$

$$i_{a,\tau,D} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot e^{-0,05/0,04} = 0,101 \text{ (кА)};$$

$$i_{y,D} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 0,25 = 0,583 \text{ (кА)}.$$

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{n,\tau}$ для генераторних віток [5]:

К₁ а) G₁₋₆

$$I'_{\text{НОМ}} = 6 \cdot 3,125 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 1,03; \quad t = \tau = 0,06 \text{ с};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 4,866 / 1,03 = 4,7.$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,87 \text{ (рисунок 4.2 [5])}.$$

К₂ а) G₁₋₄

$$I'_{\text{НОМ}} = 4 \cdot 0,287 = 1,15 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 4,98 / 1,15 = 4,33;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,89.$$

б) G_{5,6}

$$I'_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 0,287 = 0,574 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 4,237 / 0,574 = 7,4; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,77.$$

К₃ а) G_{1,2}

$$I'_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 0,287 = 0,574 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 4,237 / 0,574 = 7,44.$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,77.$$

б) G₃₋₆

$$I'_{\text{НОМ}} = 4 \cdot 0,287 = 1,15 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 4,7123 / 1,15 = 4,1;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,92$$

Таблиця 2.14– Необхідні дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К ₁ ВРУ-10 кВ	Система	0,06	0,01	1,369	0,002	1
	G1-4		0,1	1,9	0,549	0,87
К ₂ ГРУ-6,3 кВ генератори 5,6	Система	0,05	0,02	1,6	0,082	1
	G1-4		0,1	1,9	0,607	0,89
	G5,6		0,102	1,91	0,613	0,77
К ₃ ГРУ-6,3 кВ генератори 1,2	Система	0,05	0,02	1,6	0,082	1
	G1,2		0,102	1,91	0,613	0,77
	G3-6		0,1	1,9	0,607	0,92
К ₄ РУВП-6 кВ	G + C	0,05	0,038	1,82	0,268	1

Таблиця 2.15 – Зведена таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$, кА	i_y , кА	$i_{ат}$, кА	$I_{ит}$, кА	Примітка
К ₁ ВРУ-10 кВ	С-ма	5,680	10,996	0,020	5,680	КА та шини
	G1-6	4,866	13,072	3,776	4,233	
	Сума	10,546	24,068	3,796	9,914	
К ₂ ГРУ-6,3 кВ Г5,6	С-ма	3,940	8,914	0,457	3,940	КА
	G1-4	4,982	13,385	4,273	4,434	
	Сума (без G5,6)	8,922	22,299	4,730	8,374	
	G5,6	4,237	11,443	3,670	3,262	Шини
	Повна сума	13,159	33,741	8,400	11,636	
К ₃ ГРУ-6,3 кВ G1,2	С-ма	4,989	11,287	0,579	4,989	КА
	G3-6	4,712	12,660	4,041	4,335	
	Сума (без G1,2)	9,701	23,947	4,620	9,324	
	G1,2	4,237	11,443	3,670	3,262	Шини
	Повна сума	13,938	35,390	8,290	12,587	

К ₄ РУВП-6 кВ	Г + С	5,847	15,047	2,218	5,847	КА
	Двигуни ВП	0,250	0,583	0,101	0,122	
	Сума	6,097	15,631	2,319	5,970	Шини

Примітка: КА – комутаційна апаратура

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-10 кВ

Максимальні струми [5]:

$$I_{\max w} = \frac{P_{\text{гр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.33)$$

$$I_{\max T3} = 1,5 \cdot \frac{S_{T, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.34)$$

$$I_{\max w} = 3000 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8) = 216,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\max T3} = 1,5 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 867,1 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму [5]:

$$B_k = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_a), \quad (2.35)$$

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

$$B_k = 10,546^2 \cdot (0,2 + 0,1) = 38,8 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ГРУ-6,3 кВ:

$$I_{\max G} = I_{r, \text{НОМ}} / 0,95; \quad (2.36)$$

$$I_{\max G} = 287 / 0,95 = 302,1 \text{ (A)};$$

$$I_{\max T3} = 1,5 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1445 \text{ (A)}.$$

$$B_k = 13,938^2 \cdot (0,3 + 0,102) = 78 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУВП-6 кВ

$$I_{\max} = 400 \text{ (A)};$$

$$B_k = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{под}}^2 (0,5T'_d + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{под}}I_{\text{пос}}(T'_d + T_{\text{асх}}), \quad (2.37)$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}}I_{\text{пос}} + T_{\text{ад}}I_{\text{под}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{под}}}; \quad (2.38)$$

$$T_{\text{асх.}} = (0,038 \cdot 5,847 + 0,04 \cdot 0,25) / (5,847 + 0,25) = 0,038 \text{ (с)};$$

$$B_k = 5,847^2 \cdot (0,3 + 0,038) + 0,25^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,038) + 2 \cdot 5,847 \cdot 0,25 \cdot (0,07 + 0,038) = 12 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір вимикачів та роз'єднувачів зведено в таблицю 2.16.

Таблиця 2.16 – Необхідний вибір вимикачів та роз'єднувачів

Розрахункові дані <i>ВРУ-10 кВ</i>	Каталожні дані	
	ВК-10-1000-20У2	К-47
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 867,1 \text{ А}$ $I_{н,т} = 9,914 \text{ кА}$ $i_{а,т} = 3,796 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 10,546 \text{ кА}$ $i_y = 24,068 \text{ кА}$ $B_k = 38,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 20 = 6,49 \text{ кА}$ $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ - - - - -
<i>ГРУ-6 кВ</i>	ВР1	Комірка КРУ (КУ10Ц)
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 302,1 \text{ А}$ $I_{н,т} = 8,347 \text{ кА}$ $i_{а,т} = 4,73 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 8,922 \text{ кА}$ $i_y = 22,299 \text{ кА}$ $B_k = 78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,46 \text{ кА}$ $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ - - - - -
<i>РУВП – 6 кВ:</i>	ВР0	Комірка КРУ (КУ10Ц)
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 400 \text{ А}$ $I_{н,т} = 5,847 \text{ кА}$ $i_{а,т} = 2,218 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 5,847 \text{ кА}$ $i_y = 15,047 \text{ кА}$ $B_k = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = 5,29 \text{ кА}$ $I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{дин} = 32 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ - - - - -

Трансформатор зв'язку (НН)	ВР2	Комірка КРУ (КУ10Ц)
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1445 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{n,\tau} = 9,324 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{a,\tau} = 4,62 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,46 \text{ кА}$	-
$I_{n,o} = 9,701 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y = 23,947 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	-
$W_k = 78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-10 кВ

а) Збірні шини ВРУ-10 кВ:

$$I_{max} = 867,1 \text{ А};$$

$$I_{n,o} = 10,546 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 24,068 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо провід марки АС 400/93: $d = 29,1 \text{ мм}$; $I_{доп} = 870 \text{ А}$.

$$I_{max} = 867,1 \text{ А} < I_{доп} = 870 \text{ А}.$$

б) відгалуження до ТЗ:

Економічний переріз [5]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \quad (2.39)$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму. $\text{А}/\text{мм}^2$;

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

$$q_{ек} = \frac{867,1/1,5}{1} = 578 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо провід марки АС 600/72: $d = 34,7$ мм; $I_{\text{доп}} = 1050$ А.

ГРУ 6 кВ

а) збірні шини;

$$I_{\text{max}} = 1445 \text{ А};$$

$$I_{\text{н,о}} = 13,938 \text{ кА};$$

$$i_y = 35,39 \text{ кА};$$

$$B_k = 78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$v_0 = 30 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$K_2 = 0,94.$$

Встановлюємо однополосні алюмінієві шини прямокутного перерізу:

$$q = 100 \times 8 = 800 \text{ мм}^2;$$

$$I_{\text{доп.ном}} = 1625 \text{ А}.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп.}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}} \geq I_{\text{max}}; \quad (2.40)$$

$$I_{\text{доп.}} = 0,94 \cdot 1625 = 1527,5 \text{ А} > I_{\text{max}} = 1445 \text{ А}.$$

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (2.41)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{78 \cdot 10^6}}{91} = 97 \text{ мм}^2 < q = 800 \text{ мм}^2;$$

Перевірка шин на механічну міцність:

Розташовуємо шини по вершинах прямокутного трикутника, відстань між фазами: $a = 0,8$ м;

шини на ізоляторах розташовуємо плазом.

Розрахункова довжина прогону [5, 8]:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (2.42)$$

де J – момент інерції, см^4 ;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (2.43)$$

$$J = \frac{0,8 \cdot 10^3}{12} = 66,7 \text{ (см}^4\text{)};$$

Момент опору:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (2.44)$$

$$W = \frac{0,8 \cdot 10^2}{6} = 13,33 \text{ (см}^3\text{)};$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{66,7}{8,0}} = 2,5 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 1,58 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 1,5 \text{ м.}$

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\text{ф.мах}} = 2,2 \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-2}; \quad (2.45)$$

$$\sigma_{\text{ф.мах}} = 2,2 \frac{23,947^2 \cdot 1,5^2}{0,8 \cdot 13,33} \cdot 10^{-2} = 2,7 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа} .$$

Вибір ізоляторів.

Максимальна сила, що діє на згинання:

$$F_{3r} = 1,62 \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.46)$$

$$F_{зг} = 1,62 \frac{23,947^2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 10^{-1} = 174 \text{ (Н)};$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу ИО-6-3,75 У3 [7]:

$$U_{ном} = 6 \text{ кВ};$$

$$F_p = 3750 \text{ Н};$$

$$H_{із} = 100 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{розр} = F_{зг} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.47)$$

$$F_{розр} = 174 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ (Н)}.$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ИП-10/1600-75У [7]:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$F_p = 7500 \text{ Н};$$

$$l_{із} = 520 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{розр} = 0,5 \cdot F_{зг} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.48)$$

$$F_{розр} = 0,5 \cdot 174 = 87 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ (Н)}.$$

РУВП – 6 кВ:

а) збірні шини;

$$I_{max} = 400 \text{ А};$$

$$I_{н,о} = 6,097 \text{ кА};$$

$$i_y = 15,631 \text{ кА};$$

$$B_k = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Встановлюємо однополосні алюмінієві шини прямокутного перерізу:

$$q = 40 \times 4 = 160 \text{ мм}^2; I_{\text{доп.ном}} = 480 \text{ А.}$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{доп.}} = 0,94 \cdot 480 = 451,2 \text{ А} > I_{\text{max}} = 400 \text{ А.}$$

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{12 \cdot 10^6}}{91} = 38 \text{ мм}^2 < q = 160 \text{ мм}^2;$$

Перевірка шин на механічну міцність:

$$J = \frac{0,4 \cdot 4^3}{12} = 2,13 \text{ (см}^4\text{)};$$

Момент опору:

$$W = \frac{0,4 \cdot 10^2}{6} = 1,07 \text{ (см}^3\text{)};$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{2,13}{1,6}} = 1 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 1,0 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 1 \text{ м.}$

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\text{ф.мах}} = 2,2 \frac{15,631^2 \cdot 1,0^2}{0,8 \cdot 1,07} \cdot 10^{-2} = 6,3 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа} .$$

Вибір ізоляторів.

Максимальна сила, що діє на згинання:

$$F_{\text{зг}} = 1,62 \frac{15,631^2 \cdot 1,0}{0,8} \cdot 10^{-1} = 49,5 \text{ (Н)};$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу ИО-6-3,75 У3 [7]:

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

$$F_p = 3750 \text{ Н};$$

$$H_{\text{із}} = 100 \text{ мм.}$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = 49,5 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ (Н)}.$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ИП-6/400-375-IV [7]:

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А};$$

$$F_p = 3750 \text{ Н};$$

$$l_{\text{із}} = 360 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot 49,5 = 24,8 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ (Н)}.$$

Вибір кабелів в РУ ВП.

Обираємо кабель до двигуна власних потреб типу ДАЗО4-400-10У [7]:

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

$$P_{\text{ном}} = 200 \text{ кВт};$$

$$I_{\text{ном}} = 25 \text{ А};$$

$$v_0 = 35^\circ\text{С};$$

$$T_{\text{мах}} = 3500 \text{ год};$$

Кабель прокладається у сирому приміщенні в каналі.

Обираємо кабель марки ААШв, 6 кВ, трижильний, 6 кВ.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 25/1,4 = 17,9 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо кабель $3 \times 25 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 70 \text{ А}$, поправний коефіцієнт на температуру повітря $K_2 = 0,87$.

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 70 = 60,9 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 25 \text{ А}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{12 \cdot 10^6}}{98} = 35,3 \text{ мм}^2 > q = 25 \text{ мм}^2,$$

де $C = 98$ для кабелів з паперовою ізоляцією та алюмінієвими жилами.

Приймаємо кабель перерізом $3 \times 35 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.ном}} = 85 \text{ А}$.

2.10 Вибір лінійних реакторів

Максимальне навантаження району:	$P_{\max} = 8,56 \text{ МВт}$
Кількість секцій ГРУ-6 кВ	$n_c = 3 \text{ шт.}$
Навантаження секції	$P_{\text{сmax}} = 8,56/3 = 2,853 \text{ МВт}$
Струм реакторів:	$I_c = \frac{2,853 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,8} = 343 \text{ А};$
Початкове значення періодичної складової струму КЗ :	$I_{\text{п,ос}} = 13,938 \text{ кА};$
Тип вимикача, що встановлюється на лінії:	ВР0-10: $I_{\text{вим.ном}} = 12,5 \text{ кА}.$
Ударний коефіцієнт та постійна часу кола КЗ:	$K_y = 1,904;$
	$T_a = 0,1 \text{ с};$
Повний час вимикання КЗ:	$t_{\text{вим}} = 1,2 \text{ с}.$

Визначимо результуючий опір кола КЗ за відсутності реактора [8]:

$$X_{\text{рез}} = U_{\text{сер.ном.}} / (\sqrt{3} \cdot I_{\text{п,о}}); \quad (2.49)$$

$$X_{\text{рез}} = 6,3 / (\sqrt{3} \cdot 13,938) = 0,26 \text{ Ом}.$$

Потрібний опір кола КЗ:

$$X_{\text{рез}}^{\text{потр}} = U_{\text{сер.ном.}} / (\sqrt{3} \cdot I_{\text{вим,ном}}); \quad (2.50)$$

$$X_{\text{рез}}^{\text{потр}} = 6,3 / (\sqrt{3} \cdot 12,5) = 0,291 \text{ Ом}.$$

Потрібний опір реактора для обмеження струму КЗ:

$$X_p^{\text{потр}} = X_{\text{рез}}^{\text{потр}} - X_{\text{рез}}; \quad (2.51)$$
$$X_p^{\text{потр}} = 0,291 - 0,26 = 0,031 \text{ Ом.}$$

Встановлюємо реактор типу: РБС 10-630-0,25 УЗ [7]:

$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 2 \times 630 \text{ А}$; $X_p = 0,25 \text{ Ом}$; $K_{\text{зв}} = 0,46$; $i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$;

$I_T = 15,75 \text{ кА}$; $t_T = 8 \text{ с}$.

Результуючий опір кола КЗ з врахуванням реактора:

$$X'_{\text{рез}} = 0,26 + 0,25 = 0,51 \text{ Ом.}$$

Фактичне значення періодичної складової струму КЗ за реактором:

$$I_{\text{п,о}} = 6,3 / (\sqrt{3} \cdot 0,51) = 7,13 \text{ кА.}$$

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о}} \cdot K_y \leq i_{\text{дин}}, \quad (2.52)$$
$$i_y = \sqrt{2} \cdot 7,13 \cdot 1,904 = 19,2 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА.}$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$W_k = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (2.53)$$
$$W_k = 7,13^2 \cdot (1,2 + 0,1) = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 15,75^2 \cdot 8 = 1984,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Залишкова напруга на шинах ГРУ при КЗ за реактором:

$$U_{\text{зал, \%}} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I'_{\text{по}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \geq 65\%, \quad (2.54)$$

$$U_{\text{зал \%}} = 0,25 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 7,13}{6} \cdot 100 = 51\% < U_{\text{зал, доп.}} = 65\%.$$

Таким чином, реактори не проходять за цією умовою. Тому встановлюємо на кабельних лініях вимикачі типу ВР1 ($I_{\text{вим. ном}} = 20$ кА), а встановлення лінійних реакторів в цьому випадку не потрібно.

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі турбогенератора.

Таблиця 2.17 – Необхідні розрахункові та каталожні дані ТС типу ТПЛК–10

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 6,3$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ
$I_{\text{max}} = 302$ А	$I_{\text{ном}} = 600$ А
$i_y = 35,39$ кА	$i_{\text{дин}} = 74,5$ кА
$B_k = 78$ кА ² · с	$I_T^2 \cdot t_T = 28,3^2 \cdot 3 = 2402,7$ кА ² · с
$r_2 = 0,39$ Ом	$r_2 = 0,4$ Ом

Примітки

- 1) $I_2 = 5$ А;
- 2) Схема з'єднань обмоток ТС: повна зірка;
- 3) варіант виконання вторинних обмоток: 0,5/10 Р;
- 4) розрахункова довжина з'єднувальних проводів: $l_{\text{розр.}} = 40$ м.

Перевіряємо ТС на клас точності [5, 8].

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В.А, фази		
		А	В	С
Амперметр	Е-350	-	0,5	-
Ватметр	Д-350	0,5	-	0,5
Варметр	Д-350	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	САЗ-І-670	2,5	-	2,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	-	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	-	1,0
		5,5	0,5	5,5

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил.}} = \frac{S_{\text{прил.}}}{I_{2\text{ном.}}^2}; \quad (2.55)$$

$$r_{\text{прил.}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ (Ом)};$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр.}} = r_{2\text{ном.}} - r_{\text{прил.}} - r_{\text{к.}}; \quad (2.56)$$

$$r_{\text{пр.}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ (Ом)};$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр.}}}{r_{\text{пр.}}}; \quad (2.57)$$

$$q_{\text{розр}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,13} = 5,4 \text{ (мм}^2\text{)};$$

Приймаємо мідний кабель марки КРВГ з жилами перерізом 6 мм².

Вторинне навантаження ТС:

$$r_2 = \frac{0,0175 \cdot 40}{6} + 0,22 + 0,05 = 0,39 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	S _{обм.} , ВА	n _{обм.} , шт.	cos φ	sin φ	n _{прил.} , шт.	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Е-350	2	1	1	0	1	2	-
Ватметр	Д-350	2	2	1	0	1	4	-
Варметр	Д-350	2	2	1	0	1	4	-
Лічильник активної енергії	І670	1,5 Вт	2	0,38	0,925	1	3	7,3
Датчик активної потужності	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Разом:							33	7,3

Встановлюємо ТН типу ЗНОЛ.06-6У3 [7]:

$$U_{1\text{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3}} \text{ В}; \quad U_{2\text{ном}} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В}; \quad U_{2\text{дод.}} = 100 \text{ В}; \quad S_{2\text{ном}} = 50 \text{ ВА.}$$

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{33^2 + 7,3^2} = 33,8 \text{ ВА} < 3 \cdot 50 = 150 \text{ ВА.}$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо кабель КРВГ з жилами перерізом 1,5 мм² (за умовою механічної міцності).

В таблицю 2.20 зводимо всі дані по обраним вимірювальним трансформаторам.

Таблиця 2.20 – Обрані вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор	
	струму	напруги
Турбогенератор	ТПЛК-10	ЗНОЛ.06-6У3
Трансформатор зв'язку		
- сторона ВН	ТПЛК-10	-
- сторона НН	ТПЛК-10	-
Реактори власних потреб	ТПЛК-10	-
Секційний реактор	ТПЛК-10	-
Лінійний реактор (кабельні лінії 6 кВ)	ТПЛ-10	-
Трансформатор ВП 6/0,4 кВ		
- сторона ВН	ТПЛ-10	-
- сторона НН	ТК-40	-
ВРУ-10 кВ	ТПЛК-10	ЗНОЛ.06-10У3
ГРУ-6 кВ	ТПЛК-10	ЗНОЛ.06-6У3
РУВП-6 кВ	ТПЛК-10	ЗНОЛ.06-6У3
РУВП-0,4 кВ	ТК-40	НТС-0,5У3

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо обмежувачі перенапруг нелінійні [7]:

- | | |
|--|-----------|
| а) ЛЕП – 10 кВ та сторона ВН ТЗ | ОПН-10У1; |
| б) сторона НН ТЗ, РУ ВП 6 кВ, ГРУ-6 кВ | ОПН-6У1. |

2.13 Вибір акумуляторної батареї

На ТЕЦ при потужністю до 200 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ). Ця батарея встановлюється в головному корпусі, вона повинна мати елементний комутатор та працювати в режимі постійного підзаряду з автоматичним підзарядом напруги на шинах. Кожна батарея має свій під зарядний пристрій, а для заряджання передбачається один загально станційний зарядний агрегат.

Вихідні дані для розрахунку:

- | | |
|---|----------------------------------|
| - номінальна напруга: | $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$ |
| - напруга на шинах: | $U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$ |
| - кількість основних елементів батареї: | $n_{\text{о}} = 108$ |
| - кількість додаткових елементів батареї: | $n_{\text{д}} = 22$ |
| - загальна кількість елементів батареї: | $n = 130$ |
| - напруга на елементі в режимі підзаряду: | $U_{\text{пз}} = 2,15 \text{ В}$ |
| - напруга на елементі в кінці розряду: | $U_{\text{р}} = 1,75 \text{ В}$ |
| - напруга на елементі наприкінці заряджання | $U_{\text{з}} = 2,75 \text{ В}$ |

Таблиця 2.21 – Зведене навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	К- сть	$P_{\text{ном}}$, кВт	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А	$I_{\text{ав}}$, А	$I_{\text{т}}$, А
Постійне навантаження	—	—	—	20	—	20	20
Аварійне освітлення	—	—	—	80	—	80	—
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасоса ущільнень генератора	6	1,0	6,0	5,2	14,4	31,2	—
Електродвигун аварійного маслонасоса змазки турбін	6	2,2	12,2	11,8	30	70,8	180
Разом						232	230

Як підзарядний пристрій приймаємо [4, 8]:

- для основних елементів: ВАЗП-380/260-40/80;
- для додаткових елементів: АРН-3 (панель автоматичного регулювання напруги типу ПЕХ-9045-00А2);
- зарядний агрегат: ТППС-800.

Типовий номер АБ [6]:

$$N \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j; \quad (2.58)$$

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

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

$$N \geq 1,05 \cdot 232 / 25 = 9,7.$$

Перевірка за максимальним струмом поштовху:

$$N \geq I_{\text{пошт}}/46; \quad (2.59)$$
$$N \geq 230/46 = 5,0.$$

Остаточно приймаємо типорозмір $N=10$ (батарея типу Varta).

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{\text{п}} = I_{\text{пошт}}/ N; \quad (2.60)$$
$$j_{\text{п}} = 230/10 = 23 \text{ A/N}.$$

З рисунку 7.2 [5] визначаємо, що напруга у споживачів складає з врахуванням втрат в кабелі (5%) складає відповідно 93%, а допустима напруга повинна бути не менше 85%.

Остаточно приймаємо типорозмір $N=10$.

3 АНАЛІЗ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЗАСОБІВ ОБМЕЖЕННЯ ПЕРЕНАПРУГ

3.1 Аналіз різновидів засобів обмеження перенапруг та їх застосування

В процесі експлуатації ізоляція обладнання електричних станцій піддається впливу робочої напруги, а також різних видів перенапруг, таких як грозові, комутаційні, квазістаціонарні. Основними апаратами для захисту мереж від грозових і комутаційних перенапруг є вентиляльні розрядники (РВ) і нелінійні обмежувачі перенапруг (ОПН). При побудові або модернізації вже існуючих схем захисту від перенапруг за допомогою ОПН і РВ необхідно вирішувати дві основні тісно пов'язані один з одним задачі:

- 1) вибір числа, місць установки і характеристик апаратів, які забезпечать надійний захист ізоляції від грозових і комутаційних перенапруг;
- 2) забезпечення надійної роботи самих апаратів при квазістаціонарних перенапруженнях, для обмеження яких вони не призначені [3].

Захисні властивості РВ і ОПН засновані на нелінійності вольтамперной характеристики їх робочих елементів, що забезпечує помітне зниження опору при підвищених напругах і повернення в початковий стан після зниження напруги до нормального робочого. Низька нелінійність вольтамперной характеристики робочих елементів в розрядниках не дозволяла забезпечити одночасно і досить глибоке обмеження перенапружень і малий струм провідності при дії робочої напруги, від впливу якого вдалося відбудуватися за рахунок введення послідовно з нелінійним елементом іскрових проміжків. Значно більша нелінійність окисно-цинкових опорів варисторів обмежувачів перенапруг ОПН дозволила відмовитися від використання в їх конструкції іскрових проміжків, тобто нелінійні елементи гострої ниркової недостатності приєднані до мережі протягом всього терміну його служби.

В даний час вентиляльні розрядники практично зняті з виробництва і в більшості випадків відслужили свій нормативний термін служби. Побудова схем захисту ізоляції обладнання як нових, так і модернізованих підстанцій, від грозових і

комутаційних перенапруг тепер виявляється можливим тільки з використанням гострої ниркової недостатності.

Ідентичність функціонального призначення РВ і ОПН і уявна простота конструкції останнього часто призводять до того, що заміну розрядників на обмежувачі перенапруг проводять без перевірки допустимості та ефективності використання встановлюваного ОПН в розглянутій точці мережі. Цим пояснюється підвищена аварійність ОПН [3].

Крім невірному виборі місць установки і характеристик гострої ниркової недостатності ще однією причиною пошкоджень ОПН є використовувані при їх складанні варистори низької якості, до яких, насамперед, відносяться китайські та індійські варистори.

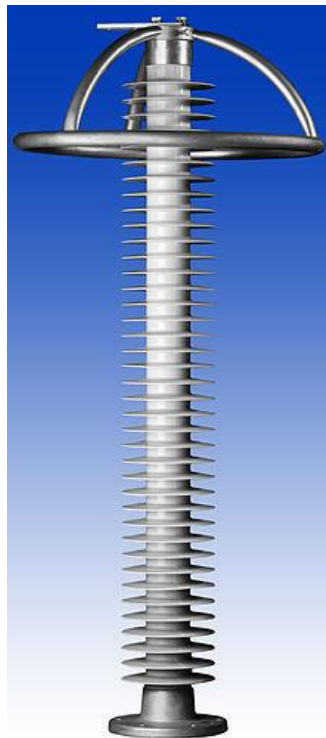


Рисунок 3.1 – Зовнішній вигляд ОПН 110 кВ

3.2 Аналіз обслуговування та умов експлуатації обмежувачів перенапруги

Для захисту електроустаткування електроустановок напругою 6-750 кВ змінного струму промислової частоти 50 Гц від грозових та комутаційних перенапруг повинні застосовуватись обмежувачі перенапруги, які порівняно із вентиляними розрядниками через відсутність іскрових проміжків та високу нелінійність вольтамперної характеристики їх елементів мають ряд переваг, а саме [10] :

- 1) глибокий рівень обмеження всіх видів перенапруг;
- 2) здібність до розсіювання великих енергій;
- 3) стійкість до старіння і стабільність характеристик;
- 3) відсутність супроводжуючого струму після загасання хвилі перенапруги;
- 4) простота конструкції та висока надійність в експлуатації;
- 5) стійкість до зовнішніх забруднень ізоляційного корпусу;
- 6) здатність обмежувати внутрішні перенапруги;
- 7) при використанні полімерного корпусу висока вибухобезпечність;
- 8) малі габарити та вага.

Обмежувачі перенапруги не повинні застосовуватись для обмеження стаціонарних і квазістаціонарних резонансних перенапруг.

У випадках, коли потрібний клас пропускнув здатності не може бути забезпечено застосуванням одного ОПН, дозволено використовувати паралельне встановлення двох та більше ОПН. Характеристики ОПН, призначених для паралельної роботи у електромережі, забезпечуються підприємствами-виробниками на підставі опитувальних листків підприємств на постачання цих виробів.

В ВРУ або ЗРУ ОПН можуть застосовуватись на висоті до 1000 м над рівнем моря. Кліматичне виконання ОПН повинно відповідати вимогам ГОСТ 15150-69. ОПН, що застосовуються у ВРУ, повинні вибиратися відповідно до ступеня забруднення повітря.

В разі необхідності експлуатації обмежувачів на висоті більше 1000 м над рівнем моря повинні застосовуватись спеціальні ОПН.

ОПН мають застосовуватись відповідно до найбільшої допустимої робочої напруги, номінального розрядного струму, класу пропускної здатності, питомої енергоємності, типу виконання ізоляції електрообладнання, яке захищається, та місця встановлення.

Відповідно до положень СОУ-Н ЕЕ 40.12-001100227-47:2011 та СОУ-Н МЕН 40.1-21677681-67:2012 найбільші робочі і залишкові напруги ОПН повинні відповідати найбільшим робочим напругам мережі та рівням електричної стійкості ізоляції електроустаткування.

При будівництві і реконструкції електроустановок напругою 35-750 кВ для їх захисту від перенапруг повинні застосовуватись тільки ОПН. Заміна ВР на ОПН повинна здійснюватись згідно з проектами. При заміні розрядників типів РВО, РВП, РВС необхідно застосовувати ОПН 1 класу пропускної здатності, а при заміні розрядників типу РВМ необхідно застосовувати ОПН 2 класу пропускної здатності.

В разі нового будівництва або реконструкції ВРУ або ЗРУ кількість та місця встановлення ОПН повинні бути визначені на підставі аналізу величин перенапруг, поява яких можлива на підстанції.

Основні характеристики ОПН при їх виборі для застосування у ВРУ та ЗРУ повинні бути визначені за каталогами підприємств-виробників[10].

Для забезпечення надійного захисту електроустаткування електроустановок напругою 6-750 кВ від грозових і комутаційних перенапруг ОПН повинні застосовуватись при захисті:

- 1) ізоляції обмоток силових трансформаторів (АТ);
- 2) шунтуючих реакторів;
- 3) ізоляції трансформаторів напруги;
- 4) місць переходу ПЛ в КЛ і кабельних вставках;
- 5) нейтралей трансформаторів, якщо вони можуть працювати не заземленими;
- 6) схем грозозахисту машин, що обертаються;
- 7) пунктів секціонування;
- 8) пунктів комерційного обліку електроенергії 6-20 кВ.

Для захисту захисного покриття кабелів із ізоляцією із зшитого поліетилену повинні застосовуватись ОПН в випадках, зазначених у чинних правилах улаштування електроустановок.

Для узагальнення та аналізу досвіду експлуатації ОПН в коло їх заземлення можуть установлюватись реєстратори спрацьовувань при застосуванні ОПН у електромережах напругою:

- 1) 110 кВ і вище;
- 2) 6-24 кВ, які забезпечують живлення обертових машин і електроприймачів першої та особливо важливої категорій за надійністю електропостачання.

Обмежувачі перенапруг повинні застосовуватись одночасно у всіх трьох фазах приєднання до шин РУ. Застосування ОПН та ВР в різних фазах одного приєднання та в одному трифазному комплекті не допускається. Сумісна робота ОПН і ВР на однойменній фазі можлива за умови, коли ВР по ходу хвилі, яка набігає із лінії, встановлено раніше, ніж ОПН.

При виборі місця встановлення ОПН необхідно враховувати наявність електроустаткування та пристроїв, які у робочих умовах виділяють тепло і температура поблизу яких може відрізнятись від температури повітря.

Якщо температура повітря, в тому числі з урахуванням інших джерел тепла, перевищує максимальне значення температури експлуатації ОПН, зазначеної підприємствами-виробниками, його застосування забороняється.

Для забезпечення надійного захисту в колі між ОПН і апаратом, що захищається, встановлювати комутаційні апарати (вимикачі, роз'єднувачі тощо) не дозволяється.

Зміни в схемі встановлення багатоелементних ОПН, що відмінні від прийнятої згідно із інструкціями підприємств-виробників, необхідно погоджувати із цими підприємствами.

Перед монтажем ОПН повинен проводитися їх огляд, який включає:

- 1) перевірку комплектності обмежувача перенапруги;
- 2) контроль за відсутністю видимих пошкоджень покриттів елементів ОПН, екранів, виводів, приладів для виміру струму провідності;
- 3) очищення ізоляції від пилу та бруду;

4) перевірку та порівняння маркування на виробі з параметрами, вказаними в паспорті, технічному описі або інструкції з експлуатації [10].

Запилені поверхні ізоляції ОПН з полімерною ізоляцією після транспортування та зберігання повинні очищатись пілососом або сухими ганчірками, що не залишають волокон. У разі забруднення поверхні ізоляції її промивають мильним розчином, а місця сильних забруднень - тампоном, змоченим у розчині синтетичного мийного засобу.

Заборонено застосування масел, бензину, бензолу і металевих щіток. Після очищення поверхню ізоляції ОПН необхідно промити струменем води.

До монтажу допускаються ОПН, що пройшли огляд, випробування та мають відповідні супровідні документи з даними приймально-здавальних випробувань підприємств-виробників для кожного ОПН.

Місце встановлення ОПН в РУ повинно обиратися, виходячи із найбільших припустимих відстаней до електрообладнання, що захищається, із урахуванням можливості зручного приєднання та безпечного обслуговування. Відстані від ОПН мають обиратися із дотриманням вимог чинних правил улаштування електроустановок.

При монтажі та експлуатації ОПН персонал повинен дотримуватися вимог Правил улаштування електроустановок, Правил технічної експлуатації електричних станцій та мереж, Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів, Правил безпечної експлуатації електроустановок, Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів, інструкцій підприємств-виробників та цієї Інструкції.

Усі роботи із встановлення ОПН мають проводитися після відключення та заземлення електроустановок.

Установка ОПН опорного і підвісного виконання в електроустановках повинна здійснюватися відповідно до проекту, розробленого та затвердженого в установленому порядку.

ОПН опорного виконання встановлюється вертикально на стояки. Відхилення від вертикального положення регламентується вимогами підприємств-виробників.

Відстані між фазами, на яких встановлюються ОПН, або від ОПН до заземлених або таких, що знаходяться під напругою інших елементів підстанцій, повинні бути не менше значень, визначених чинними правилами улаштування електроустановок.

Під час монтажу на підстанції дозволяється тимчасово класти елементи ОПН на горизонтальну, чисту та рівну поверхню, заздалегідь підклавши під фланці дерев'яні бруски таким чином, щоб унеможливити навантаження на ребра ізоляції [10].

Усі металеві контактні елементи ОПН, які використовуються для під'єднання ОПН до електричної мережі, мають бути не схильні до корозії або захищені від неї та не повинні бути пофарбовані.

Момент затягування болтів при приєднанні фазного та заземлювального провідників не повинен перевищувати значення, встановленого підприємствами-виробниками. В разі відсутності інформації момент затягування болтів приймається відповідно до ГОСТ 10434-82.

Значення тягіння в горизонтальному напрямку приєднаного до ОПН проводу не повинне перевищувати значень, визначених підприємствами-виробниками.

Струмоведачі проводи до ОПН мають кріпитися із розрахованою слабиною, щоб уникнути як небезпечного однобічного тягіння, так і розгойдування проводів.

Додаткові заходи із монтажу засобів захисту від перенапруг мають бути уточнені з урахуванням місцевих умов.

Кабель, що з'єднує ПЛ з обладнанням підстанції, має бути захищений від дії грозових перенапруг, які можуть виникати на ПЛ. Рекомендується захист обох кінців кабелю, при цьому ОПН має підключатися між фазним проводом та оболонкою кабелю безпосередньо біля кінцевої муфти.

Для захисту від комутаційних перенапруг кабелів, що не з'єднані з ПЛ, повинні застосовуватись ОПН, які рекомендується встановлювати на збірних шинах, наприклад в шафі трансформатора напруги.

Для підвищення ефективності захисту мереж 6-10 кВ повинні бути забезпечені найменші відстані від ОПН до обладнання, що захищається.

Дозволено підключення ОПН 6-35 кВ до мережі гнучкими або жорсткими мідними, алюмінієвими та сталевими шинами.

При виконанні ошиновки ОПН за схемою "фаза-земля" для мереж 6-35 кВ у ВРУ та ЗРУ рекомендується виконувати жорстке приєднання ОПН до шини заземлення. У ЗРУ для приєднання до шини заземлення дозволено використовувати гнучкі ізолювані провідники відповідно до вимог чинних правил улаштування електроустановок.

Із боку струмоведучої шини повинні бути застосовані з'єднувальні шини, довжина яких має бути вибрана так, щоб не допустити зовнішнього підігрівання ОПН із боку інших струмоведучих шин, вище граничнодопустимої температури. Наприклад, застосування сталевих шин 20 x 1 мм забезпечує градієнт зниження температури до 70° С на 50 мм довжини шини.

Дозволено також підключення ОПН ізолюваними та неізолюваними провідниками. Їх довжину рекомендується вибирати у діапазоні від 100 мм до 400 мм, урахувавши умови роботи ОПН, а також зручність їх підключення і відключення при випробуваннях.

Робота із підготовки та монтажу ОПН повинна здійснюватись під керівництвом висококваліфікованої особи, яка пройшла навчання з їх монтажу та експлуатації в установленому порядку.

ОПН встановлюються в ВРУ на стояках або фундаментах заввишки не менше 300 мм від рівня планування підстанції із урахуванням вимог електробезпеки та захисту ОПН від зливних вод та висоти снігового покриву.

ОПН, в яких нижній край ізоляційного кожуха розташований над рівнем планування підстанції на висоті не менше 2500 мм, дозволяється встановлювати без постійних огорож.

При встановленні на ПЛ ОПН кріпляться хомутами до спеціальної траверси або встановлюються на виносних кронштейнах-траверсах, які прикріплюються до опор, або на спеціальних площадках, змонтованих усередині опор, або на обгороджених стояках, розташованих безпосередньо біля опор [10].

ОПН має бути приєднаним до ошиновки електроустановки залежно від місця його встановлення глухими відгалуженнями без роз'єднувачів.

У місцях приєднання КРУЕ до збірних шин, до яких підключені ПЛ, мають бути встановлені ОПН.

На ВРУ напругою 330 кВ та вище при виконанні аналізу надійності захисту підстанції мають бути проведені розрахунки можливих величин комутаційних перенапруг.

На вхідних порталах ВРУ 330 кВ і вище мають бути встановлені ОПН, які забезпечать каскадну схему захисту обладнання підстанції. Каскадною схемою грозозахисту вважається схема, до якої входять як мінімум два ОПН. Перший встановлюється на вхідному порталі підстанції, а другий безпосередньо біля обладнання, що захищається.

Приєднання ОПН до заземлювача підстанції має бути виконано найкоротшим шляхом. В разі якщо ОПН встановлено для захисту силового трансформатора (АТ) чи ШР, на трансформаторному порталі (порталі ШР) якого встановлено блискавковідвід, ОПН потрібно розміщувати якомога ближче або так, щоб точка приєднання ОПН до заземлювача знаходилася між точками приєднання заземлювальних провідників portalу з блискавковідводом і трансформатора (АТ, ШР).

За наявності у ОПН сопел для скидання тиску при внутрішньому дуговому перекритті ОПН повинні встановлюватися таким чином, щоб їх сопла були на 90° повернені убік від ОПН сусідніх фаз.

При підйомі ОПН або його модулів необхідно користуватися тільки сталевими стропами, які мають гумову оболонку, з дотриманням таких умов:

- 1) підіймати ОПН за ізолятор забороняється;
- 2) не знімати стропи до тих пір, поки обмежувач або його модуль буде остаточно зібраний і надійно закріплений на призначене для нього місце;
- 3) при підйомі та переміщенні потрібно уникати ударів.

Модулі багатомодульних ОПН повинні бути послідовно з'єднані на об'єкті в заданому порядку відповідно до маркування на модулях та доданих інструкцій підприємств-виробників ОПН.

При монтажі реєстраторів спрацьовувань слід керуватися технічною документацією підприємств-виробників цих пристроїв.

Перед приєднанням елементів ОПН, а також виводу ОПН і екрану до фланця верхнього елементу необхідно переконатися в чистоті його контактної поверхні.

При монтажі ОПН або модулів необхідно дотримуватись таких вимог:

1) за наявності ізолювальної основи його потрібно попередньо закріпити до нижнього фланця попереднього модуля, одночасно встановивши вивід заземлення;

2) в модуль без ізолювальної основи вивід заземлення кріпити до нижнього фланця. У ряді модифікацій вивід заземлення може кріпитися болтами, за допомогою яких обмежувач кріпиться до опори;

3) якщо в конструкцію ОПН входять зовнішні екрани, то їх необхідно кріпити до фланців відповідних модулів;

4) підняти нижній модуль на підготовлену для нього опору, встановити та перевірити вертикальність установки;

5) з'єднати заземлювальний вивід ОПН із контуром заземлення опори, на яку він установлений. Заземлення виконати сталевую шиною перетином не менше 4 x 40 мм² або мідним дротом перетином не менше 25 мм² з кабельними наконечниками. Якщо ОПН буде експлуатуватися із ізолювальною основою, заземлювальний провідник повинен мати ізоляцію із електричною міцністю не нижче 3 кВ. За необхідності підключення лічильника імпульсів він повинен бути включений у розрив заземлювального провідника на відстані не більше 3 метрів від обмежувача. Корпус лічильника з'єднати з заземлювальним контуром в точці підключення до нього заземлення обмежувача мідним провідником перетином не менше 4 мм²;

б) після встановлення наступного модуля здійснювати їх закріплення;

7) до лінійного виводу ОПН приєднати провідник, що йде до лінії, та провідник, який йде до обладнання, що захищається.

Для захисту лінійної ізоляції ПЛ від перенапруг застосовуються два типи ОПН: ОПН-Л без іскрового проміжку; ОПН-ЛІ з зовнішнім ІП [10].

ОПН-Л та ОПН-ЛІ повинні застосовуватися:

1) на перехідних прольотах через водойми та інші перешкоди на трасі ПЛ;

2) на ПЛ з ослабленою ізоляцією;

- 3) на двоколових опорах ПЛ при проходженні траси ПЛ в районах з великою грозовою активністю (понад 100 грозових годин на рік) в одному колі ПЛ;
- 4) на ПЛ, що проходить по району з підвищеною грозовою активністю;
- 5) у районах із слабо провідним ґрунтом і великим опором заземлення опор;
- 6) на ПЛ без грозозахисних тросів.

Монтаж ОПН у підвісному виконанні проводиться способом нарощування поелементно в горизонтальному положенні безпосередньо на місці монтажу на рівній і чистій поверхні.

Після закінчення монтажу необхідно:

- 1) приєднати ОПН до заземлювального пристрою, заздалегідь зачистивши контактні поверхні до металевого блиску;
- 2) приєднати до ОПН та заземлювального пристрою прилад для виміру струму провідності і включити ніж заземлення;
- 3) змастити контактні поверхні тонким шаром мастила типу "ЦИАТИМ" або його аналогом.

3.3 Дослідження необхідних умов вибору обмежувачів перенапруги

3.3.1 Аналіз вихідних параметрів електромереж для проведення розрахунків щодо вибору обмежувачів перенапруг.

Вихідні параметри повинні містити у собі наступне:

- 1) клас напруги електромережі $U_{кн}$ (6, 10 або 35 (27) кВ);
- 2) найбільша робоча напруга мережі $U_{нр}$ в місці установки ОПН.
- 3) наявність у даній мережі повітряних ліній електропередачі у ненаселеній місцевості;
- 4) допустима тривалість однофазного замикання на землю t в електричних мережах 6-35 кВ, яка становить:
 - у постійно контрольованих мережах, що живляться від турбогенераторів, гідроенераторів і синхронних компенсаторів, а також із підключеними потужними електродвигунами, при струмі однофазного замикання на землю понад 5 А - не більше 0,5 с;

- у таких же мережах при струмі однофазного замикання на земівю нижче 5 А - до 2 годин і може бути збільшеним до 6 годин, якщо замикання існує поза обмотками електричних машин;

- у кабельних мережах, що не містять вказаних вище електричних машин - до 2 годин і може бути збільшеним до 6 годин по узгодженню з енергопостачальною організацією;

- у повітряних мережах з ізольованою нейтраллю або з компенсацією ємнісного струму замикання на землю, що не містять електростанцій та підключень з електродвигунами, тривалість однофазного замикання на землю не нормується (що слід вважати недоліком існуючих нормативних документів, бо обірвані проводи та пошкоджені опори дуже небезпечні для людей та тварин; тому тривалість замикання повинна бути якомога меншою, принаймні, не виходити за межі 24 годин).

При відсутності обмежень слід прийняти тривалість однофазного замикання на землю t рівною 24 години.

5) Наявність у даній мережі устрою автоматичного шунтування ушкодженої фази (АШФ).

6) Струм однофазного замикання на землю I_0 без урахування струму компенсації заземлюючого реактора. При відсутності даних про струм однофазного замикання на землю береться протяжність повітряних ліній і кабельних ліній, приєднаних до передбачуваного вузла встановлення ОПН.

7) Необхідне кліматичне виконання ОПН (внутрішнє чи зовнішнє встановлення і ступінь забрудненості атмосфери за ГОСТ 9920-89 та ГКД 34.51.101-96).

8) Група вентильного розрядника в електричній мережі, відповідного ОПН [11].

3.3.2 Порівняльна характеристика серійних ОПН для визначення їх працездатності в заданих умовах.

Для захисту електроустаткування від комутаційних та грозових перенапруг в електричних мережах напругою 3 - 10 кВ з ізолюваною або компенсованою нейтраллю призначені обмежувачі серії ОПН-КР/TEL та ОПН-РТ/TEL. При цьому, слід враховувати наступне. Обмежувачі серії ОПН-КР/TEL виготовляються на класи напруги 6-10 кВ і призначені для обмеження грозових перенапруг та застосовуються для зовнішньої та внутрішньої установки. Обмежувачі ОПН-РТ/TEL призначені для глибокого обмеження комутаційних перенапруг в електричних мережах 3 - 10 кВ і застосовуються для гарантованого захисту спеціального електроустаткування (трансформаторів електродугових печей, високочастотних загороджувачів, ізоляції, кабельних мереж, електричних генераторів і двигунів, вентильних випрямлячів тягових підстанцій). Кліматичне виконання зазначеного типу обмежувачів тільки для внутрішньої установки . Вищезазначені серії ОПН застосовуються в умовах помірного і холодного клімату при температурі навколишнього повітря в діапазоні від -60°C до $+45^{\circ}\text{C}$ на висоті не більше 1000м над рівнем моря та тривало витримують механічне навантаження до 305 Н. Для захисту ізоляції електроустаткування від перенапруг в мережах класу напруги 27 та 35 кВ змінного струму частоти 48—62 Гц з ізолюваною або компенсованою нейтраллю призначені обмежувачі серії ОПН-ВР/TEL. Ці обмежувачі застосовуються для зовнішньої (УХЛ1) установки в умовах помірного і холодного клімату при температурі навколишнього повітря в діапазоні від -60°C до $+45^{\circ}\text{C}$ на висоті не більш 1000 м над рівнем моря. Обмежувачі довгостроково витримують механічне навантаження до 500Н (з урахуванням вітру й ожеледі згідно з ГОСТ 16357-83) у напрямку, перпендикулярному до вертикальної осі ОПН [11].

3.3.3 Визначення допустимої робочої напруги для вибору обмежувачів перенапруг.

Тривало допустима робоча напруга ОПН Уд повинна бути більшою або дорівнювати розрахунковому виразу

$$U_d \geq K_o U_{нр} / T(t) \quad (3.1)$$

де $U_{нр}$ - найбільша лінійна робоча напруга мережі в місці установлення ОПН;

K_o - коефіцієнт, який у залежності від особливостей електричної мережі та умов її роботи має такі значення при: симетричному навантаженню трифазної мережі -1; використанні незаземлених залізобетонних опор у ненаселеній місцевості, коли при «падінні» проводу на опорі замикання фази на землю відбувається через перехідний опір (при використанні АШФ даний ефект виключається), а також при несиметричному навантаженні фаз мережі -1,05; спільній дії зазначених чинників = 1,1;

$T(t)$ —кратність, яка характеризує спроможність ОПН витримувати підвищення напруги частоти 50 Гц тривалістю t і визначається за такими формулами:

для ОПН-КР

$$T(t) = 1,38 - 0,022 \ln(t), \text{ або } \lg(t) = 27,5 - 20 T(t); \quad (3.2)$$

для ОПН-РТ

$$T(t) = 1,47 - 0,026 \ln(t), \text{ або } \lg(t) = 23 - 15,7 T(t); \quad (3.3)$$

3.3.4 Перевірка залишкової напруги (при дії грозових перенапруг).

При установленні ОПН для захисту від грозових перенапруг його номінальний розрядний струм приймають $I_n = 10$ кА. у випадках:

- в районах з грозовою активністю більше 50 грозових годин на рік;
- в мережах з ПЛ на дерев'яних опорах;
- в схемах грозозахисту двигунів і генераторів, що приєднані до ПЛ;
- в районах зі ступенем забрудненості атмосфери IV і більше, а також якщо ОПН розміщений на відстані менше 1000 м від моря. В інших випадках

приймають $I_n = 5$ кА. Для всіх ОПН виробництва підприємства «Таврида Електрик» номінальний розрядний струм $I_n = 10$ кА [11].

Перевірка залишкової напруги вибраного ОПН виконується виходячи з умови відповідності, тобто вона повинна бути меншою або дорівнювати залишковій напрузі вентильного розрядника, .

При співставленні залишкової напруги ОПН та вентильних розрядників слід враховувати, що розрядники поділяються на чотири групи: група I—важкого режиму (захист від грозових та внутрішніх перенапруг) , групи II, III та IV—легкого режиму (захист лише від грозових перенапруг).

Розрядники важкого режиму (групи I) мають найкращі захисні властивості, тобто найменші значення залишкової напруги. Це—розрядники типів РВТ (які ефективно обмежують струм) та РВРД (які розтягують дугу).

Розрядники групи II—це розрядники типів РВМ та РВМГ, які використовують магнітне дуття для гасіння дуги.

Розрядники групи III — типу РВС (станційний).

Розрядники групи IV—типів РВП (підстанційний) та РВО (полегшений, для захисту сільських мереж).

Перевірка значень U_z ОПН/TEL на відповідність показує, що вони мають істотно менші значення U_z ніж максимальні значення залишкової напруги вентильних розрядників легкого режиму групи IV для класів напруги $U_{кн} = 6$ і 10 кВ та групи III для 27 і 35 кВ.

Для I та II груп вентильних розрядників не всі ОПН «Таврида Електрик» забезпечують достатньо низькі залишкові напруги. Зокрема, за умови відповідності вентильним розрядникам групи II можуть бути використані тільки деякі ОПН з мінімальними значеннями тривало допустимої робочої напруги, а саме:

ОПН-КР/TEL-6/6,0;

ОПН-РТ/TEL-6/6,0;

ОПН-КР/TEL-10/10,5;

ОПН-РТ/TEL10/10,5.

Необхідність використання ОПН інших типів за умови їх відповідності вентильним розрядникам II групи слід узгоджувати з підприємством «Таврида Електрик» для можливого використання двох паралельно ввімкнених ОПН у кожній фазі.

За умови відповідності ОПН вентильним розрядникам групи I можна застосовувати паралельно на одну фазу по два обмежувачі типів ОПН-КР/TEL6/6,0; ОПН-РТ/TEL-6/6,0 і ОПН-РТ/TEL-10/10,5 (в цьому випадку відповідну вимогу необхідно сформулювати в замовленні ОПН виробнику). Необхідність використання ОПН інших типів за умови їх відповідності вентильним розрядникам I групи рекомендується узгоджувати з підприємством «Таврида Електрик» для можливого використання трьох паралельно ввімкнених ОПН у кожній фазі.

3.3.5 Перевірка ОПН за навантаженням енергією внутрішніх перенапруг.

Енергію W , що виділяється в ОПН при комутаційних перенапругах, можна наближено визначати за рекомендованою МЕК 60099-5 наступною формулою:

$$W = 0,5 C [(3 U_0)^2 - 2 U_{ном}^2], \quad (3.4)$$

де C - ємність мережі,

U_0 - амплітуда найбільшої робочої фазної напруги,

$U_{ном}$ - номінальна напруга ОПН,

3 - розрахункова кратність комутаційних перенапруг

Оскільки ємність мережі 6—35 кВ визначає струм однофазного замикання на землю, який у більшості випадків відомий, а кратність внутрішніх перенапруг часто перевищує 3, внаслідок чого останньою складовою у формулі можна знехтувати, то практично зручніше обчислювати енергію W за наступним виразом:

$$W = I_0 K^2 \max U_{нр} / (3\sqrt{3}wU_n) \quad (3.5)$$

де I_0 —повний струм однофазного замикання на землю при номінальній напрузі мережі U_n без пристроїв компенсації нейтралі;

$K_{2\max}$ —максимальна кратність внутрішніх перенапруг (при відсутності спеціальних досліджень слід приймати $K_{\max} = 5$);

$\omega = 314 \text{ с}^{-1}$ —кутова частота.

При підстановці I_0 — в амперах (діюч.), $U_{нр}$, U_n —в кВ (діюч.), значення W одержуємо в кДж.

При відсутності даних струму замикання на землю I_0 його можна обчислити за допомогою питомих величин I_0/L (А/км) струму замикання на землю в кабельних і повітряних лініях, які становлять для повітряної лінії і кабельної лінії при напрузі:

$U_n = 6 \text{ кВ}$: ПЛ—0,015 А/км; КЛ—0,9 А/км;

$U_n = 10 \text{ кВ}$: ПЛ—0,025 А/км; КЛ—1,1 А/км;

$U_n = 35 \text{ кВ}$: ПЛ—0,110 А/км; КЛ—4,0 А/км.

Більш точно струм замикання на землю I_0 визначається за такою формулою:

$$I_0 = \sqrt{3}U_n \cdot \omega C \quad (3.6)$$

де C —часткова ємність фази на землю (виражена у фарадах, Ф), рівна добутку погонної часткової ємності C_{11} на довжину L лінії електропередачі ($C = C_{11} L$); де U_n —виражена у вольтах [11].

Середні значення погонної часткової ємності фази на землю C_{11} для ПЛ 6-10 кВ складають 4 нФ/км (тобто 4Ч10-9 Ф/км), для ПЛ 27-35 кВ складають 5 нФ/км

Розрахункова енергія W , що виділяється в ОПН при внутрішніх еренапругах, повинна бути меншою або дорівнювати значенням енергії, що поглинається вибраним ОПН, згідно до технічних характеристик.

Приклад вибору ОПН

Кабельна мережа 6 кВ з вихідними параметрами:

- 1) клас напруги—6 кВ;
- 2) найбільша робоча напруга мережі в місці установлення ОПН—6,9 кВ;

- 3) наявність у даній мережі повітряних ліній електропередачі у ненаселеній місцевості—немає;
- 4) тривалість однофазного замикання на землю— $t=0,5$ с;
- 5) наявність устрою автоматичного шунтування ушкодженої фази (АШФ)— відсутня;
- 6) кратність внутрішніх перенапруг $K_{max} = 5$ (п.5.5.1);
- 7) струм однофазного замикання на землю (без урахування пристрою компенсації)— відсутні точні дані; протяжність кабельних ліній у даній мережі складає 50 км;
- 8) установлення ОПН — внутрішнє;
- 9) група вентильного розрядника (відповідного ОПН)—II.

Вибір ОПН.

1. Визначаємо спочатку можливість використання ОПН серії КР.
2. За вихідними параметрами мережі приймаємо (п.5.3): $K_0=1,05$ —тому, що немає ПЛ у ненаселеній місцевості, але можлива несиметрія навантаження.
3. Для цього обмежувача для $U_{нр}=6,9$ кВ та $K_0=1,05$ за формулою 3.1 знаходимо $U_d=5,19$ кВ при $t = 0,5$ с.
4. Всі ОПН серії КР мають тривало допустиму робочу напругу $U_d \leq 6,0$ кВ. Тому за цим параметром вибираємо ОПН-КР/TEL-6/6,0.
5. Оскільки потрібен ОПН для внутрішнього установлення, вибираємо обмежувач типу ОПН-РТ/TEL-6/6,0-УХЛ2.
6. Для нього залишкова напруга при $I_n=10$ кА (8/20 мкс) складає $U_z=19,0$ кВ.
7. Відповідний вентильний розрядник II групи забезпечує залишкову напругу $U_z=20$ кВ. Тому вибраний ОПН за значенням U_z відповідає вихідним параметрам.
8. Розрахунок енергії, що виділяється в ОПН при внутрішніх перенапругах, визначаємо за повним струмом однофазного замикання на землю I_0 . Оскільки цей струм не зазначений, використаємо наведену вище оцінку I_0/L : при $U_n = 6$ кВ для кабельних ліній питомий струм замикання на землю складає 0,9А/км. Для даної мережі протяжність КЛ дорівнює 50 км, що відповідає наступному струму

$$I_0 = 0.9 \text{ A / км} \cdot 50 \text{ км} = 45 \text{ A} \quad (3.7)$$

9. За допомогою формули визначимо значення залишкової енергії при перенапругах:

$$W = \frac{45 \cdot 51 \cdot 6,91}{(3\sqrt{3} \cdot 314 \cdot 6)} = 5,47 \text{ кДж}, \quad (3.8)$$

визначаємо, що при $U_n=6$ кВ, $U_{nr}=6,9$ кВ і струмі $I_0=45$ А енергія W , що виділяється при внутрішніх перенапругах, складає 5,47 кДж.

10. За даними «Таврида Електрик», енергія, що поглинається вибраним обмежувачем досягає 21,6 кДж. Отже, можна рекомендувати до застосування в розглянутому випадку обмежувач ОПН-КР/TEL-6/6,0-УХЛ2.

3.4 Аналіз обмежувачів перенапруги для ТЕЦ потужністю 15 МВт

Обмежувачі перенапруг ОПН-10 у полімерному корпусі на основі оксидно-цинкових варисторів без іскрових проміжків - апарат, призначений для захисту ізоляції електроустаткування від грозових і комутаційних перенапруг.

Головна відмінність сучасних ОПН-10 від раніше широко використовуваних вентиляльних розрядників у тому, що вони не містять іскрових проміжків. Відмова від послідовних іскрових проміжків значно підвищує надійність ОПН. Складається ОПН-10 із з'єднаних між собою нелінійних варисторів, що виготовляються на основі цинку. Варистори поміщаються в полімерну покривку.

Вольт-амперна характеристика варисторів істотно залежить від тривалості фронту імпульсу струму. Особливо помітна ця залежність при довжинах фронту імпульсів струму менше 50 мкс, характерних для грозових перенапруг, які визначає для ОПН-10 більш високий рівень грозових перенапруг, що обмежуються ОПН-10, у порівнянні із комутаційними. Висока нелінійність ОПН-10 призводить до значного зменшення довжини імпульсу струму при спрацьовуванні апарата від комутаційних перенапруг.

Відмінною рисою варисторів, які застосовуються у ОПН в порівнянні із вентиляльними розрядниками, є здатність витримувати робочу напругу в мережі без обмеження часу.

Обмежувачі перенапруг ОПН застосовуються для захисту:

- електрообладнання підстанцій відкритого і закритого типу;
- кабельних мереж;
- повітряних ліній електропередач;
- синхронних компенсаторів і електродвигунів мереж власних потреб електростанцій і промислових підприємств, генераторів;
- батарей статичних конденсаторів та фазокомпенсуючих пристроїв;
- обладнання електрорухомого складу;
- контактної мережі змінного та постійного струму електрифікованих залізниць;
- пристроїв електропостачання електрифікованих залізниць;
- електрообладнання спеціалізованих промислових підприємств (хімічної, нафтової, газової та ін. промисловості).

Обмежувачі перенапруг ОПН призначені для роботи в мережах:

- загального призначення, які працюють в режимі ефективного заземлення нейтралі;
- розподільчих, які працюють в режимі з ізольованою, компенсованою та резестівною заземленою нейтраллю;
- генераторної напруги;
- власних потреб електростанцій;
- розподільних промислових підприємств, що мають специфіку виробництва.

Найбільш тривала допустима робоча напруга - це найбільше значення напруги промислової частоти, яке може бути докладено до гострої ниркової недостатності протягом всього терміну його служби, та не призводить до пошкодження або термічної нестійкості при нормованих впливах. Номінальний розрядний струм - це струм по якому класифікується захисний рівень ОПН в грозовому режимі при імпульсі 8/20 мкс.

Струм провідності (струм пропускнуї здатності) - це струм, який йде через ОПН під дією напруги, спрямованого до затискачів ОПН за умови його роботи. Цей струм складається з активної і ємнісної складових і його величина становить

кілька сот мікроампер, З цього току в експлуатації проводиться оцінка якості роботи ОПН.

Також при виборі ОПН важливими характеристиками є:

Номінальна напруга - це нормативний параметр згідно МЕК99-4, який визначає значення змінної напруги, яке ОПН повинен витримувати протягом 10 секунд при робочих випробуваннях.

Стійкість ОПН до повільно змінюється напрузі - це властивість обмежувача перенапруги, яка дає можливість витримувати підвищений рівень напруги та при цьому не руйнуватися протягом певного часу.

Обмежувачі перенапруги є захисними апаратами. До складу входять послідовно з'єднані між собою високонелінійні оксидноцинкові опору - варистори (з ОПН виключені іскрові проміжки). Укладено варистори у полімерний синтетичний корпус.

Корпусом є склопластикова труба, за допомогою преса на неї нанесена оболонка із трекінгостійкості кремнійорганіческою гуми. Як затискачів для колонки варисторів виступають алюмінієві виводи, які вкручені всередину труби.

Принцип роботи ОПН-10 полягає у тому, що провідність його варисторів залежить нелінійно від прикладеної напруги. Коли перенапруження відсутня, то ОПН-10 не пропускає струм, але як тільки з'являється перенапруження у мережі, то опір апарату різко знижується, в цьому та проявляється захист від перенапруги. Як тільки закінчується дія перенапруги на висновках ОПН-10, опір знову зростає. На відміну від розрядників на цей перехід йдуть наносекунди.

Під час експлуатації, щоб не допустити теплового пробою, час від часу перевіряється значення струму провідності.

Крім того, використання обмежувачів перенапруги дає можливість позбутися від ряду недоліків, властивих розрядникам:

- нестабільні захисні параметри, що проявляються розкидом напруги;
- спрацьовування іскрових проміжків та його зниження після численних впливів імпульсів струму;
- при зволоженні забрудненого корпусу, зниження пробивної напруги розрядників, яке оцінює можливість поломки апарату в нормальному

експлуатаційному режимі;

- складність контролю пробивної напруги;
- нестабільність захисних властивостей через значного впливу температури на вольт-амперні характеристики карбідокремнієвих резисторів та її руйнування від впливу імпульсів струму при обмеженні перенапруг;
- поглинання із мережі надлишкової енергії під час протікання супроводжуючого струму.

3.5 Дослідження умов експлуатації обмежувачів перенапруг типу ОПН-10

Перед тим як ввести в експлуатацію ОПН повинні піддаватися профілактичним оглядам.

Робоче положення ОПН - вертикальне. Допускається відхилення від вертикалі не більше 30.

Обмежувачі перенапруги можуть експлуатуватися в умовах відкритого повітря або всередині приміщень при температурі навколишнього середовища:

- від мінус 60 до плюс 50 ° С;
- висота установки над рівнем моря до 1000м;
- відносна вологість повітря при температурі плюс 25 ° С до 100%;
- товщина кірки льоду до 20 мм;
- швидкість вітру без ожеледі не більше 40 м / с .;
- швидкість вітру при ожеледі не більше 15 м / с;
- Обмежувачі перенапруги не підлягають ремонту експлуатуючими організаціями і не потребують будь-якого обслуговування і контролю в експлуатації.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Задачі розділу

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників що займаються питаннями експлуатації трансформаторів струму, пов'язаних з діагностикою їх стану в темпі процесу вимагає вирішення цілого комплексу питань з охорони праці, тому сформулюємо основні задачі охорони праці за темою МДР:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з експлуатацією засобів обмеження перенапруг за міждержавним ГОСТ12.0.003-74

«Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу при експлуатацією засобів обмеження перенапруг . Розрахувати параметри засобу обмеження перенапруг для (уточніть).

3. Обґрунтувати основні заходи протипожежного захисту пов'язаних з експлуатацією засобів обмеження перенапруг .

4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням ТЕЦ

Аналіз умов праці проводиться для одного працівника, а саме для електромонтера з ремонту та обслуговування електроустаткування тому, що кожен працівник має конкретне робоче місце і у різних працівників різні умови праці. Даний працівник ТЕЦ для якого проводиться аналіз умов праці виконує наступні роботи: - електромонтер з монтажу та обслуговування засобів обмеження перенапруг виконує ремонт обмежувачів та їх монтаж, які присутні на ТЕЦ. Працівник ТЕЦ проводить роботи на класах високої напруги 110 кВ, 10 кВ, 6 кВ та на класі напруги 0,4 кВ. Робота в електроустановках несе загрозу життю,

тому персонал ТЕЦ повинен мати групу допуску з електробезпеки. Також потрібно провести аналіз параметрів мікроклімату при якому працівник може працювати в робочій зоні виробничих приміщень, ці параметри нормуються за ДСН 3.3.6.042-99.

За категорію робіт приймаємо: Важка ІІІ, робоче місце постійне.

В холодний період року параметри мікроклімату:

- допустима температура на робочих місцях: 13-19 °С;
- відносна вологість: 75;
- швидкість руху повітря: не більше 0,5 м/с.

В теплий період року параметри мікроклімату:

- допустима температура на робочих місцях: 15-26 °С;
- відносна вологість: 75 при 24 °С і нижче; ;
- швидкість руху повітря: 0,2-0,6 м/с.

Для працівника ТЕЦ необхідно провести аналіз фізичних небезпечних та шкідливих виробничих факторів, які задіяні під час роботи:

- підвищена чи знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена чи знижена вологість повітря;
- підвищена чи понижена швидкість руху;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена запиленість повітря робочої зони;
- підвищена напруга в електричному колі;
- нестача природного освітлення;
- підвищений рівень вібрації;
- несправність вантажопідйомних засобів;
- підвищена пожежна безпека.

Психофізіологічні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово - психічні перевантаження (перенапруга аналізаторів, емоційні перевантаження, монотонність праці).

Джерелами безпеки є:

- електрообладнання ;

- машини та механізми;
- природне середовище;
- людина.

4.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці для працівника ТЕЦ (електромонтера з ремонту та обслуговування електроустаткування) .

На основі аналізу літературних джерел [10,13,14,15] було виявлено організаційно-технічні рішення з охорони праці для працівника ТЕЦ, при монтажних роботах. За темою роботи були проаналізовані:

- 1) Державні стандарти з електроенергетики України ;
 - ДСТУ 7237:2011 Система стандартів безпеки праці. Електробезпека.

Загальні вимоги та номенклатура видів захисту;

- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

- ДСТУ EN 62305:2012 “Захист від блискавки”;

- 2) Галузеві керівні документи:

- ГКД 34.20.507-2003 "Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила", затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 13 червня 2003 року № 296.

- 3) Стандарти організації України:

- СОУ-Н ЕЕ 40.12-001100227-47:2011 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 110-750 кВ. Настанова щодо вибору та застосування", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 19 травня 2011 року № 124.

Для безпечного проведення робіт з монтажу обмежувачів перенапруг слід виконувати наступні організаційні заходи:

- оформлення робіт згідно з нарядом;
- допуск до роботи;
- нагляд під час роботи;
- вивісити плакати «Не вмикати! Працюють люди».

Відповідальним за безпеку проведення робіт по монтажу ОПН є:

- Людина, яка видала наряд;
- Відповідальний керівник робіт;
- Виконавець робіт;
- Члени бригади.

Для організації проведення монтажних робіт ОПН необхідно попередньо, не пізніше 10 години дня, що передує дню початку проведення робіт, подати заявку головному інженеру підприємства.

Оформити вбрання - допуск (розпорядження) та передати його оперативному персоналу для підготовки робочого місця.

Той, хто видає наряд, визначає необхідність і можливість безпечного виконання роботи. Він відповідає за достатність та правильність зазначених у наряді (розпорядженні) заходів безпеки, за якісний та кількісний склад бригади та призначення відповідальних за безпеку, а також за відповідність виконуваних робіт груп перерахованих у наряді працівників.

Відповідальний керівник робіт відповідає за виконання всіх зазначених у наряді заходів безпеки та їх достатність, за вживані ним додаткові заходи безпеки, необхідні за умовами виконання робіт, за повноту та якість цільового інструктажу бригади, у тому числі проведеного роботодавцем та виробником робіт, а також за організацію безпечного проведення робіт.

Виконавець робіт відповідає за:

- відповідність підготовленого робочого місця вказівкам наряду, додаткові заходи безпеки, необхідні за умов виконання робіт;
- за чіткість та повноту інструктажу членів бригади;
- наявність, справність та правильне застосування необхідних засобів захисту, інструменту, інвентарю та пристроїв;
- за збереження на робочому місці огорож, плакатів, заземлень, замикаючих пристроїв;

- за безпечне проведення роботи та дотримання вимог «Інструкції з охорони праці електрика з ремонту обладнання розподільчих пристроїв» ним самим та членами бригади;

- за здійснення постійного контролю над членами бригади.

Також працівники ТЕЦ при дотику до металевих частин обладнання можуть бути уражені електричним струмом, тому для їх безпеки під час роботи всі металеві частини повинні бути заземлені. Заземленню підлягають всі металічні неструмопровідні частини електрообладнання, на яких можлива поява при пробії ізоляційних частин електрообладнання. Роль заземлення полягає в тому, щоб основна частина струму замикання пішла через заземлювач, а не людину, це відбувається за рахунок малого опору заземлювача (не повинне перевищувати 10 Ом). Проведемо розрахунок гроззахисту ВРУ – 10 кВ згідно з роботою.

4.4 Розрахунок гроззахисту ВРУ-10 кВ

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

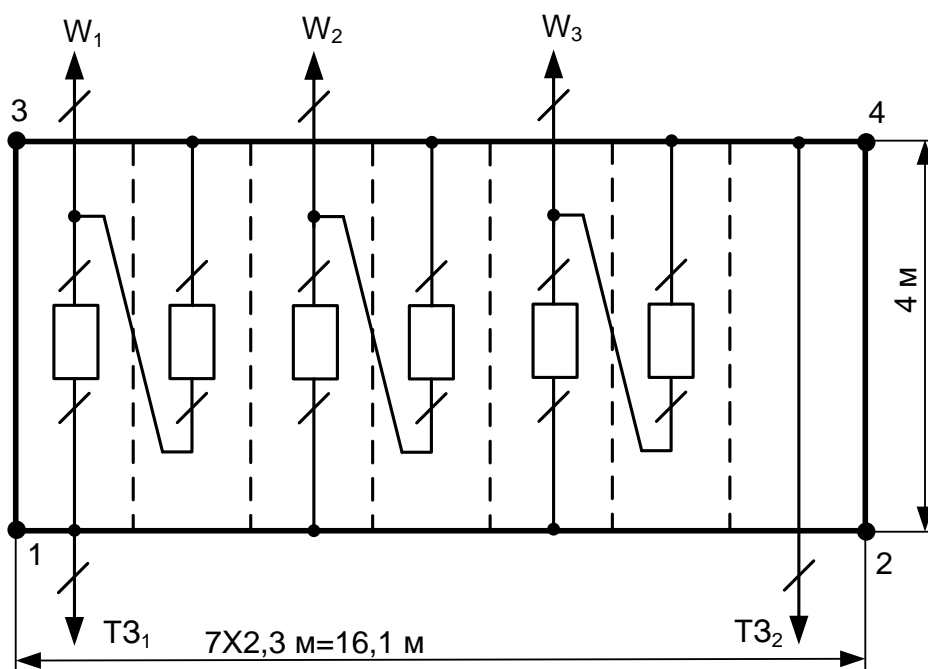


Рисунок 4.1 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-10 кВ

Вихідні дані :

– висота блискавковідводу: $h = 8$ м;

– розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 5$ м.

$$\frac{2}{3} \cdot h = \frac{2}{3} \cdot 8 = 5,3 \text{ м} > h_x = 5 \text{ м.}$$

Радіус та ширина зони захисту блискавковідводу (r_x) [4]:

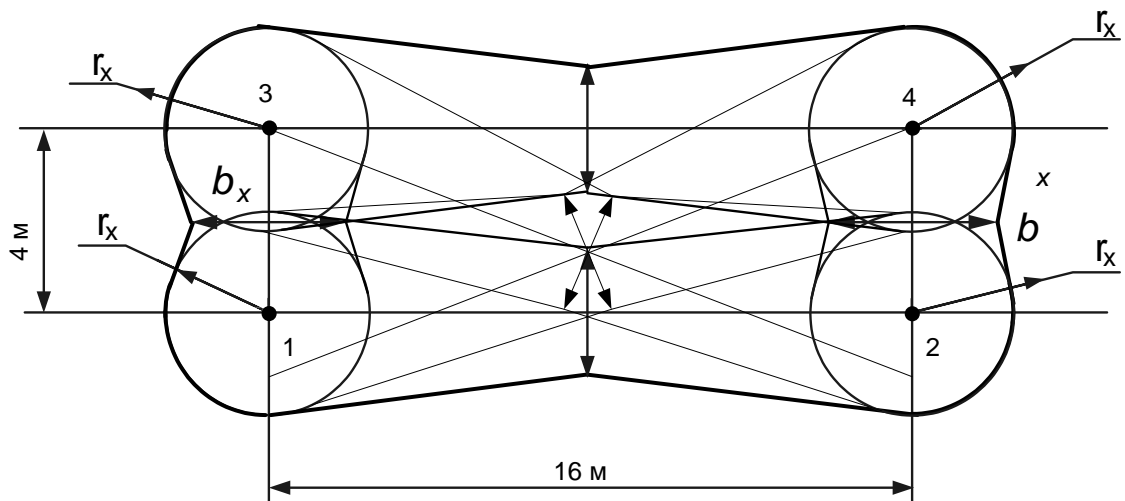
$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3} h; \quad (4.1)$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3} h, \quad (4.2)$$

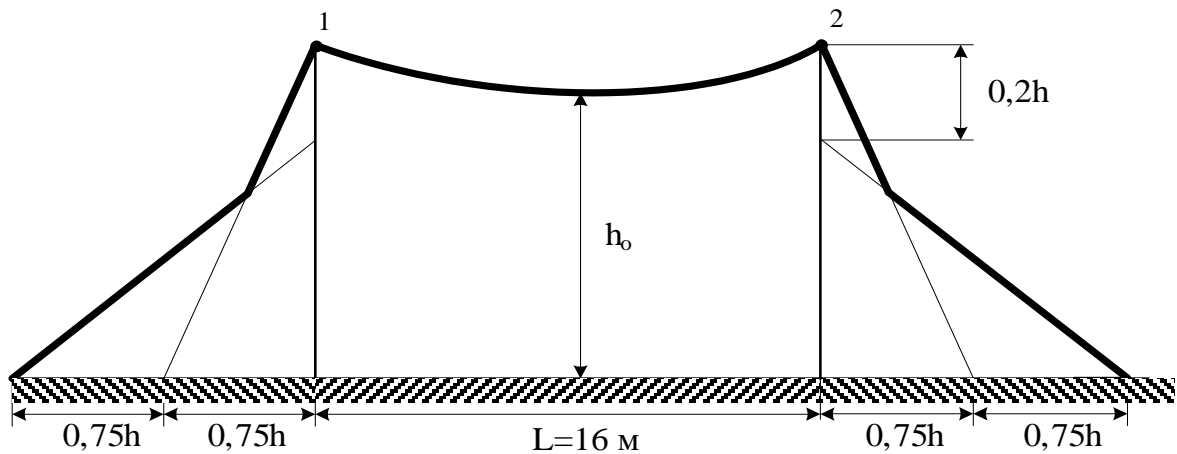
де h_0 – висота зони захисту всередині прогону між блискавковідводами, м;

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (4.3)$$

де L – відстань між блискавковідводами, м.



а) вид зверху



б) вид збоку

Рисунок 4.2 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 10 кВ

Таблиця 4.1 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-10 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h ₀ , м	b _x , м	r _x , м
1-2, 3-4	16	6,70	1,36	2,63
1-3, 2-4	4	7,92	5,00	2,63
1-4, 2-3	16,5	6,62	1,12	2,63

Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-10 кВ.

Вихідні дані:

- питомий опір ґрунту за нормальної вологості: $\rho = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- довжина та діаметр вертикальних заземлювачів: $l_B = 3,5 \text{ м}$; $d = 20 \text{ мм}$;
- глибина закладання заземлювача: $t = 0,6 \text{ м}$;
- попередня кількість вертикальних заземлювачів: $n_B = 8 \text{ шт.}$;
- загальна довжина горизонтальної полоси: $l_\Gamma = 56 \text{ м}$;
- коефіцієнти сезонності для вертикальних та горизонтальних заземлювачів:
 $K_{CB} = 1,25$; $K_{CG} = 3$;
- площа ЗП: $S = (20 \times 8) = 160 \text{ м}^2$.

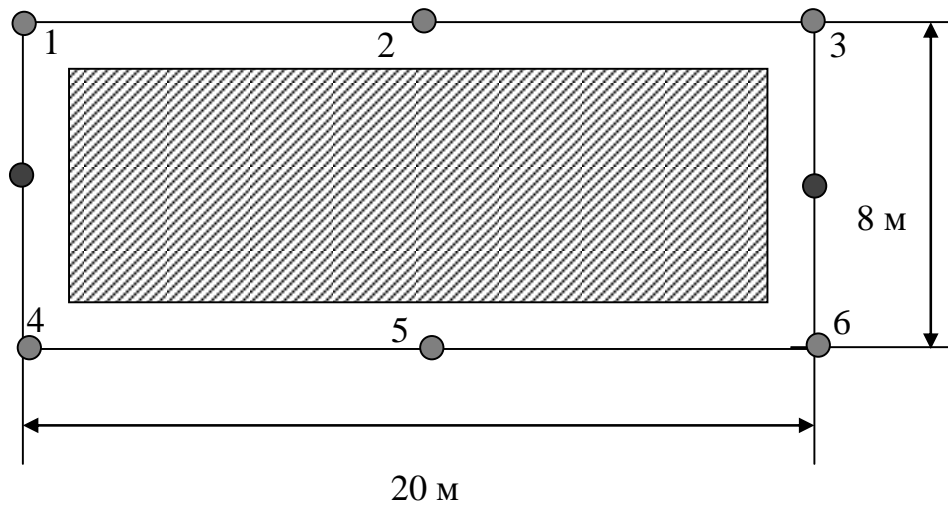


Рисунок 4.2 – План заземлювального пристрою ВРУ – 10 кВ

Заземлювальний пристрій (ЗП) електроустановок з ізолюованою нейтраллю виконують у вигляді прямокутника з горизонтальних (стальних полос $40 \times 4 \text{ мм}^2$) та вертикальних (стержнів довжиною 3-5 м і діаметром 12 – 20 мм) заземлювачів. Використовуємо заземлювальний пристрій (ЗП) одночасно для електроустановок 10 та 0,4 кВ.

Опір ЗП [8]:

$$R_3 = \frac{125}{I_3} \leq 4 \text{ Ом}, \quad (4.4)$$

де I_3 – розрахунковий струм замикання на землю, А.

Для повітряних мереж:

$$I_3 = \frac{U \cdot l}{350}, \quad (4.5)$$

де U – міжфазна напруга, кВ;

l – довжина мережі даної напруги, км.

$$I_3 = \frac{10 \cdot 30}{350} = 0,86 \text{ A};$$

$$R_3 = \frac{125}{0,86} = 145,3 \text{ Ом} > R_{3,\text{доп}} = 4 \text{ Ом}.$$

Розрахунковий питомий опір ґрунту для горизонтальних та вертикальних заземлювачів:

$$\rho_{\text{розр}}^{\Gamma} = K_{\text{СГ}} \cdot \rho; \quad (4.6)$$

$$\rho_{\text{розр}}^{\text{В}} = K_{\text{СВ}} \cdot \rho; \quad (4.7)$$

$$\rho_{\text{розр}}^{\Gamma} = 3 \cdot 50 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{\text{розр}}^{\text{В}} = 1,25 \cdot 50 = 62,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Опір горизонтальної полоси:

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}^{\Gamma}}{I_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t}, \quad (4.8)$$

де b – ширина полоси, м.

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 150}{56} \cdot \lg \frac{2 \cdot 56^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6} = 5,3 \text{ Ом}.$$

З урахуванням коефіцієнту використання полоси (η_{Γ}):

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (4.9)$$

де $\eta_{\Gamma} = 0,43$ (таблиця 7.4 [8]).

Середня відстань вертикальними заземлювачами:

$$a = \frac{56}{8} = 7 \text{ м.}$$

Відношення $a/l_B = 7/3,5 = 2$.

$$R_\Gamma = \frac{5,3}{0,43} = 12,3 \text{ Ом.}$$

Необхідний опір вертикальних заземлювачів:

$$R_B = \frac{R_\Gamma \cdot R_{3,\text{доп}}}{R_\Gamma - R_{3,\text{доп}}};$$

$$R_B = \frac{12,3 \cdot 4}{12,3 - 4} = 5,93 \text{ Ом.}$$

Опір одного вертикального заземлювача, Ом;

$$r_B = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}^B}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t' + l_B}{4t' - l_B} \right), \quad (4.10)$$

де t' – відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального заземлювача, м.

$$r_B = \frac{0,366 \cdot 62,5}{3,5} \left(\lg \frac{2 \cdot 3,5}{20 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,35 + 3,5}{4 \cdot 2,35 - 3,5} \right) = 17,74 \text{ Ом.}$$

Кількість вертикальних заземлювачів:

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \cdot \eta_B}, \quad (4.11)$$

де $\eta_B = 0,68$ (таблиця 7.4 [8]).

$$n_B = \frac{17,74}{0,68 \cdot 5,93} = 4,4 \text{ (шт.)}$$

Остаточно приймаємо в контурі 6 вертикальних електродів.

4.5 Протипожежний захист

1. Посадові особи і персонал ТЕЦ повинні забезпечувати пожежну безпеку, яка є складовою виробничої діяльності.

2. Керівник ТЕЦ повинен визначити обов'язки посадових осіб щодо забезпечення пожежної безпеки, призначити відповідальних за пожежну безпеку окремих будівель, споруд, приміщень, діляниць, технологічного та інженерного устаткування, а також за утримання й експлуатацію засобів протипожежного захисту.

3. На ТЕЦ мають бути розроблені загальнооб'єктові інструкції про заходи пожежної безпеки та інструкції для кожного приміщення згідно з основними вимогами до документації з пожежної безпеки. Перевірка має проводитися за потреби у разі розробки нових, пов'язаних з діючим документом, нормативно-правових актів та нормативних документів, але не рідше ніж раз на три роки.

5. На ТЕЦ наказом (інструкцією) має бути встановлений відповідний протипожежний режим, яким передбачено:

- порядок утримання шляхів евакуації;
- визначення спеціальних місць для куріння;
- застосування побутових нагрівальних приладів;
- порядок проведення тимчасових пожежонебезпечних робіт (у тому числі зварювальних);
- порядок відключення від мережі електрообладнання та вентиляційних систем в разі пожежі;

- порядок організації експлуатації і обслуговування наявних технічних засобів протипожежного захисту (протипожежного водогону, насосних станцій, систем протипожежного захисту, вогнегасників тощо);

- порядок проведення планово-запобіжних ремонтів та оглядів електроустановок, опалювального, вентиляційного, технологічного та іншого інженерного обладнання;

- дії працівників у разі виявлення пожежі.

6. Територія ТЕЦ, а також споруди, приміщення мають бути забезпечені відповідними знаками безпеки. Знаки безпеки, їх кількість, а також місця їх встановлення мають відповідати ДСТУ ISO 6309:2007 «Протипожежний захист. Знаки безпеки. Форма та колір»

7. Застосування матеріалів та речовин, на яких відсутні показники щодо пожежної небезпеки, забороняється.

8. Персонал ТЕЦ зобов'язаний дотримуватися встановленого протипожежного режиму, виконувати вимоги цих правил та інших нормативноправових актів й нормативних документів з питань пожежної безпеки.

4.6 Розробка заходів по забезпеченню безпечної роботи електричної частини ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій

Для збільшення стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах дії іонізуючого випромінювання необхідно провести наступні заходи: підвищити герметичність станції, це можна зробити за допомогою забезпечення щільності закриття дверних та віконних щілин, також необхідно підготувати предмети для закриття вікон у випадку руйнування скла. Необхідно забезпечити наявність на станції відповідних медикаментів. Для захисту апаратури від іонізуючих випромінювань застосовуються екрани і кожухи. Для підвищення безпеки роботи електрообладнання в умовах дії електромагнітних випромінювань застосовують: раціональне розміщення вузлів і схем системи; вибір найбільш стійких до впливу ЕМІ функціональних елементів систем; створення стійких електронних схемних рішень.

Висновок: В даному розділі було проведено аналіз умов праці при виконанні робіт для персоналу ТЕЦ, виявлено які небезпечні та шкідливі виробничі фактори впливають на працівників. Було розраховано грозозахист ВРУ – 10 кВ, який дає змогу захищати персонал від уражень електричним струмом. З розрахунку бачимо, що вибраний грозозахист повністю відповідає усім вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ і може бути встановлений на ВРУ-10 кВ. Також було описано основні заходи протипожежного захисту. Також проведено дослідження стійкості роботи електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій та розроблено заходи по забезпеченню безпечної роботи електричної частини ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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

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

5.1 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕЦ

Повні витрати на спорудження ТЕЦ 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.

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. В практиці будівництва ТЕЦ всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ТЕЦ починають з розділу 2 "Об'єкти основного виробничого призначення", виходячи з питомих капіталовкладень.

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

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / N_{\text{вст}},$$

(5.1)

$$k_{\text{пит}} = 4820000 / 15000 = 321,3 \text{ (грн/КВт)}.$$

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

$N_{\text{вст}}$ – встановлена потужність ТЕЦ, КВт.

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, кумулятивний 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 берем з таблиці В.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	655434000	7	45880380
Ф2	468000000	28	131040000
Ф3	1250886000	20	250177200
Разом		—	309161580

$$I_a = 655434000 \cdot 0,07 + 468000000 \cdot 0,28 + 1250886000 \cdot 0,2 = 309161580 \text{ (грн)}.$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати.

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

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

$$Ч = 0,75 \times 6 \times 2500 = 11250 \text{ чол.}$$

де $k_{шт}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

$N_{вст}$ – встановлена потужність станції, МВт.

$k_{шт}$ для ТЕЦ приймаємо рівним 1,3.

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 таке співвідношення:

Таблиця 5.3 – Розрахунок фонду заробітної плати

Категорія	ТЕЦ	Кількість, чол.
Робітники	80%	9000
ІТР	16%	1800
Службовці	3,5%	394
МОП	0,5%	56

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

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

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 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	9000	140400000
ІТР	1800	25900000
Службовці	394	5200800
МОП	56	672000

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

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

$$\begin{aligned} I_{зп} &= (1,57(140400000 + 672000) + 1,80(25900000 + 5200800)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ &= 262203934 \text{ (грн)}, \end{aligned}$$

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);

$k_b = 1,375$ – 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 ТЕЦ по укрупнених показниках затрати на паливо визначаються за формулою:

$$S_{\Pi} = \frac{(\Pi_{\Gamma} + \Pi_{\Gamma P}) \cdot V_p \cdot (1 + \alpha_{\text{втр}})}{e_{\Pi}}, \quad (5.9)$$

де Π_{Γ} – ціна палива;

$\Pi_{\Gamma P}$ – витрати на транспортування;

V_p – річні витрати умовного палива;

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

e_{Π} – калорійний коефіцієнт, який дорівнює $Q/29330$ (Q – тепла здатність палива).

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

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

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

τ_p – число годин роботи блока ($\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{простою}}$);

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

Обчислимо число годин роботи блоків 300 МВт при умові, що на одному з них буде виконуватися капітальний ремонт та розширений поточний ремонт на другому. Для блоків 300 МВт: $t_k=(60+18)$ год, $t_{\text{п}}=27$ год.

$$\tau_{p300} = 2 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (60 + 18) - 1 \cdot 24 \cdot 27 = 15000 \text{ год.}$$

Визначимо витрати умовного палива

Таблиця 5.5 – Енергетичні характеристики енергоблоків

Тип турбіни	Енергетична характеристика
К-300-240, вугілля	$B^* = 7,11 \tau_p + 0,2878 W$

$$B_{p500} = 14,8 \cdot 30144 + 0,282 \cdot 3733532,515 = 1498987,369 \text{ т.у.п.}$$

$$B_{p\Sigma} = 3688352,193 + 1498987,369 = 5187339,562 \text{ т.у.п.}$$

Згідно з завданням видом палива є вугілля: $C_{п} + C_{гр} = 4500 \text{ грн/т.}$

Калорійний коефіцієнт становить:

$$e_{п} = \frac{41000}{29330} = 1,4252.$$

$$I_{п} = \frac{4500 \cdot 5187339,562}{1,4252} = 16378773527 \text{ грн.}$$

5.2.4 Розрахунок інших затрат.

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

$$I_{ін} = (I_a + I_{зп}) \cdot I_n, \quad (5.11)$$

$$I_{ін} = (309161580 + 5460961,275) \cdot 8\% = 25169803,3 \text{ грн,}$$

де $I_n = 8\%$.

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

$$I = I_a + I_{зп} + I_{п} + I_{ін}, \quad (5.12)$$

$$И = 309161580 + 5460961,275 + 25169803,3 + 16378773527 = 16718565872 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

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

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

$$E_{\text{відп}} = E_{\text{вир}}(1 - P_{\text{вп}}),$$

$$E_{\text{відп}} = 16178640,9 \times (1 - 0,03) = 15693281,673 \text{ (МВт)}.$$

$$C = 16718565872 \cdot 10^2 / 15693281673 \cdot 10^3 = 106,53 \text{ коп/кВт·год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.6.

Таблиця 5.6 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елемени витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	309161580	1,85	1,973
Зарплата	262203934	0,03	0,035
Паливо	16378773527	97,97	104,368
Інші	25169803,3	0,15	0,16
Разом	16975305800	100	106,53

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 ТЕЦ

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	15
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	15693281673
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби	%	3
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,001
Кошторисна вартість промислового будівництва	Грн	1855464000
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	713,64
Питомі витрати умовного палива	г/кВт·год	227,75
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	106,53

Розрахувавши основні техніко – економічні показники для теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт з паливом вугілля, можна зробити висновок що будівництво даної станції є доцільним, оскільки собівартість відпущеної електроенергії становить 106,53 коп/кВт·год.

ВИСНОВКИ

У результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи було спроектовано теплоелектроцентральної потужністю 15 МВт, а також проаналізовано основні конструктивні особливості та умови експлуатації засобів обмеження перенапруг.

В роботі було розв'язано такі задачі: сформовано техніко-економічне обґрунтування проектування теплоелектроцентральної потужністю 15 МВт, розраховано та спроектовано електротехнічну частину проектування теплоелектроцентральної потужністю 15 МВт, вибрано головну схему електричних з'єднань теплоелектроцентральної потужністю 15 МВт, а також вибрано основне обладнання даної станції, а саме - комутаційну апаратуру, схему ВРУ, струмоведучі частини, кабелі, вимірювальні трансформатори, а також акумуляторно батареї, проаналізовано конструктивні особливості та умови експлуатації засобів обмеження перенапруг, проаналізовано питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях, а також вибрано грозозахист та заземлення ВРУ високої напруги, виконано розрахунок основних техніко-економічних показників роботи теплоелектроцентральної потужністю 15 МВт.

Відповідно до завдання проєктування ТЕЦ, було вибрано I-й варіант структурної схеми станції як зручніший в експлуатації. Також було прийнято II-й варіант схеми ВРУ-10 кВ за критерієм надійності. Спроектовано схему власних потреб станції, яка наведена на рисунку 2.4. За результатами розрахунків було вибрано комутаційну апаратуру, яка була зведена в таблицю 2.15, встановлено на кабельних лініях вимикачі типу ВР1 ($I_{\text{вим.ном}} = 20 \text{ кА}$). Визначено та обрано вимірювальні трансформатори, які було зведено в таблицю 2.20. Визначено із засобами обмеження перенапруг для ЛЕП та високої сторони ВН ТЗ, а також для сторони НН ТЗ, РУ ВП 6 кВ, ГРУ-6 кВ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Электрическая часть станций и подстанций /Под ред. А.А.Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
2. Електронна ресурс / <http://energetika.in.ua>
3. Електронна ресурс / znaimo.com.ua
4. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
5. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
6. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, ., В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
7. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
9. Беляев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. – Санкт-Петербург, ПЭИПК, 2008. – 254 с.
10. Інструкція із застосування монтажу та експлуатації засобів захисту від перенапруг в електроустановках напругою 6-750 кВ.
11. Методичні вказівки з вибору обмежувачів перенапруг нелінійних виробництва підприємства «Таврида Електрик» для мереж 6-35 кВ.
12. Електронна ресурс / <http://parusconsultant.com>, розпорядження кабінету міністрів.
13. 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.

14. 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.

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

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

17. Положення про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті / Уклад. О. Н. Романюк, Р. Р. Обертюх, Т. О. Савчук, Л. П. Громова. Вінниця: ВНТУ, 2015. 27 с.

18. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Вимоги до атестаційних робіт випускників: бакалаврів, спеціалістів та магістрів для напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» спеціальностей 7.05070101, 8.05070101 «Електричні станції», 7.05070102, 8.05070102 «Електричні системи і мережі» / Методичні вказівки. Вінниця: ВНТУ, 2014. 78 с.

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

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

21. Двоскин Л. Н. Схемы и конструкции распределительных устройств. М.: Энергоатомиздат, 1985. 220 с.

22. Абрамов В. Б., Бржезицький В. О., Проценко О. Р. Приймальні та експлуатаційні випробування електроустаткування: навч. посібник. Київ, НТУУ «КПІ», 2015. 218 с.

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт (6×П-2,5/35-5) з аналізом конструктивних особливостей та умов експлуатації засобів обмеження перенапруг

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Науковий керівник к.т.н., доцент Остра Н.В.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Unicheck	
Оригінальність	80,6
Схожість	19,4

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- 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.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи (додається)

Автор


(підпис)

Решетніков М.А.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Магістерську кваліфікаційну роботу допустити до захисту

Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Гриник В.А.
(прізвище, ініціали)

Керіник роботи


(підпис)

Остра Н.В.
(прізвище, ініціали)

Експерт
(за потреби)


(підпис)

Комар В.О., зав. каф ЕСС
(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

_____ (підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ 15 МВт (6×П-2,5/35-5) З
АНАЛІЗОМ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ТА УМОВ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЗАСОБІВ ОБМЕЖЕННЯ ПЕРЕНАПРУГ
08-13.МКР.008.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

_____ Остра Н. В.

(підпис)

Магістр групи ЕС-20м

_____ Решетніков М. А.

(підпис)

Вінниця 2021 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси, в тому числі і теплоелектричні. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ТЕЦ призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;
- б) наказ ректора ВНТУ № 277 від 24 вересня 2021 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – проектування ТЕЦ потужністю 15 МВт з аналізом конструктивних особливостей та умов експлуатації засобів обмеження перенапруг;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.
2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
3. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження теплоелектроцентралі у регіоні України з дефіцитом генерації.

– технічне завдання: проектування теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт з шістьма теплоагрегатами одиничною потужністю 2,5 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 20 км, потужність віддається по ЛЕП 35 кВ.

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

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції

виконують згідно прийнятої системи використання теплової енергії (оригінальне рішення).

– показники технологічності: проектування ТЕЦ, 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 ТЕЦ 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	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	25.09.21	26.09.21	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕЦ	27.09.21	30.09.21	аналітичний огляд літературних джерел, задач досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	01.10.21	18.10.21	розділ 2
4	Аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації засобів обмеження перенапруг	19.10.21	22.10.21	розділ 3
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.21	10.11.21	розділ 4
6	Техніко-економічна частина	11.11.21	16.11.20	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	26.11.20	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	27.11.21	01.12.21	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної 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, 2021 р.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

Графічна частина

Головна схема станції

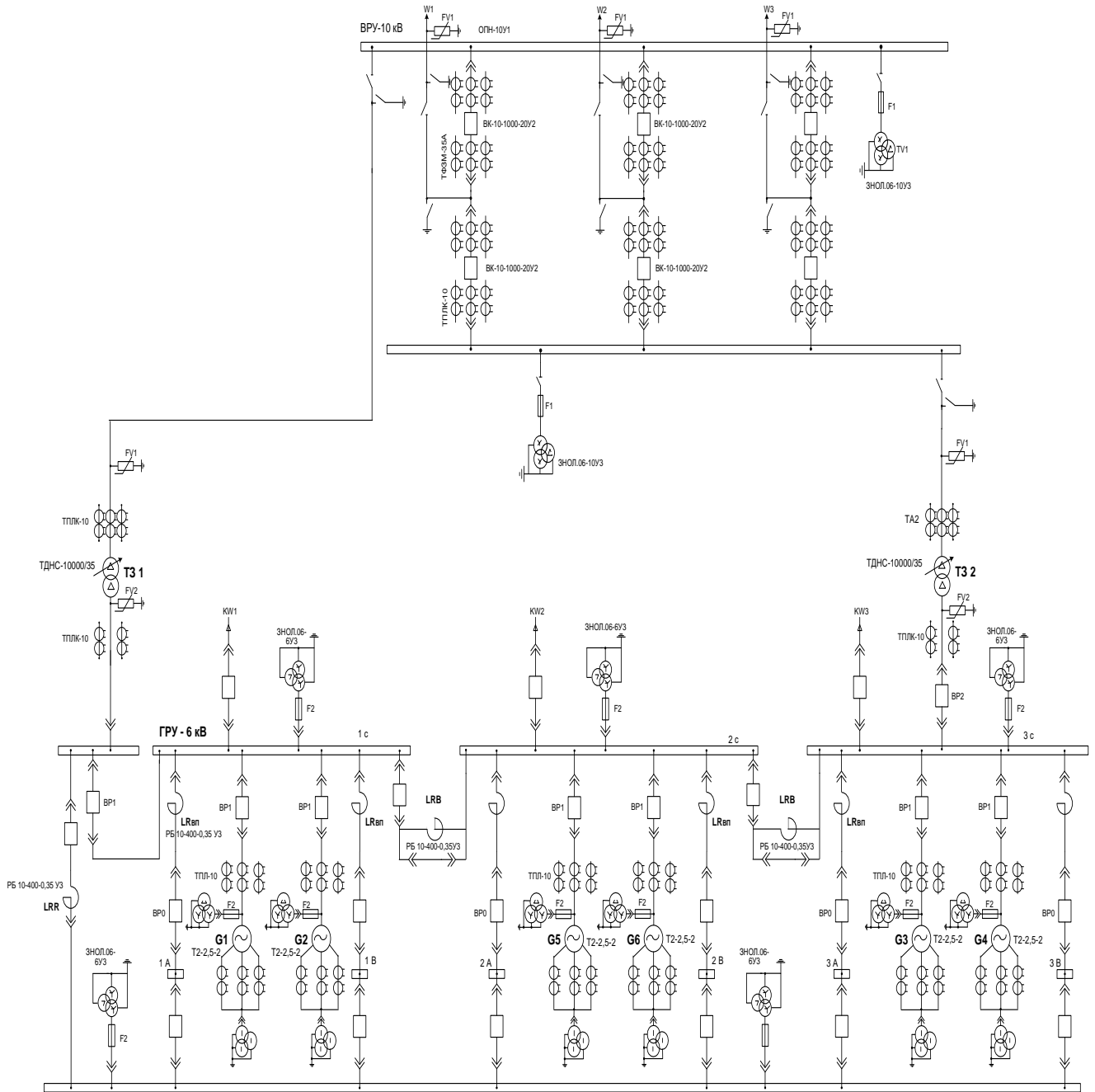
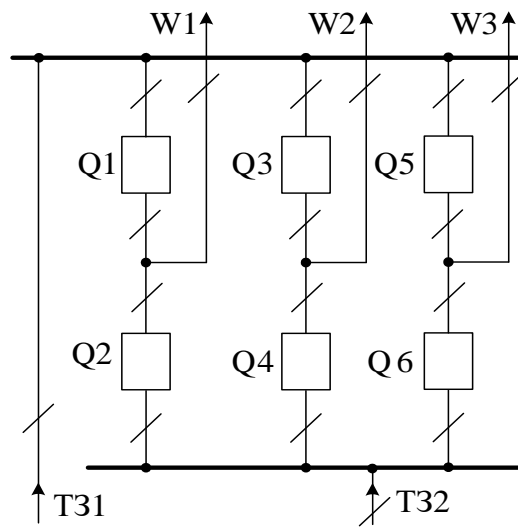
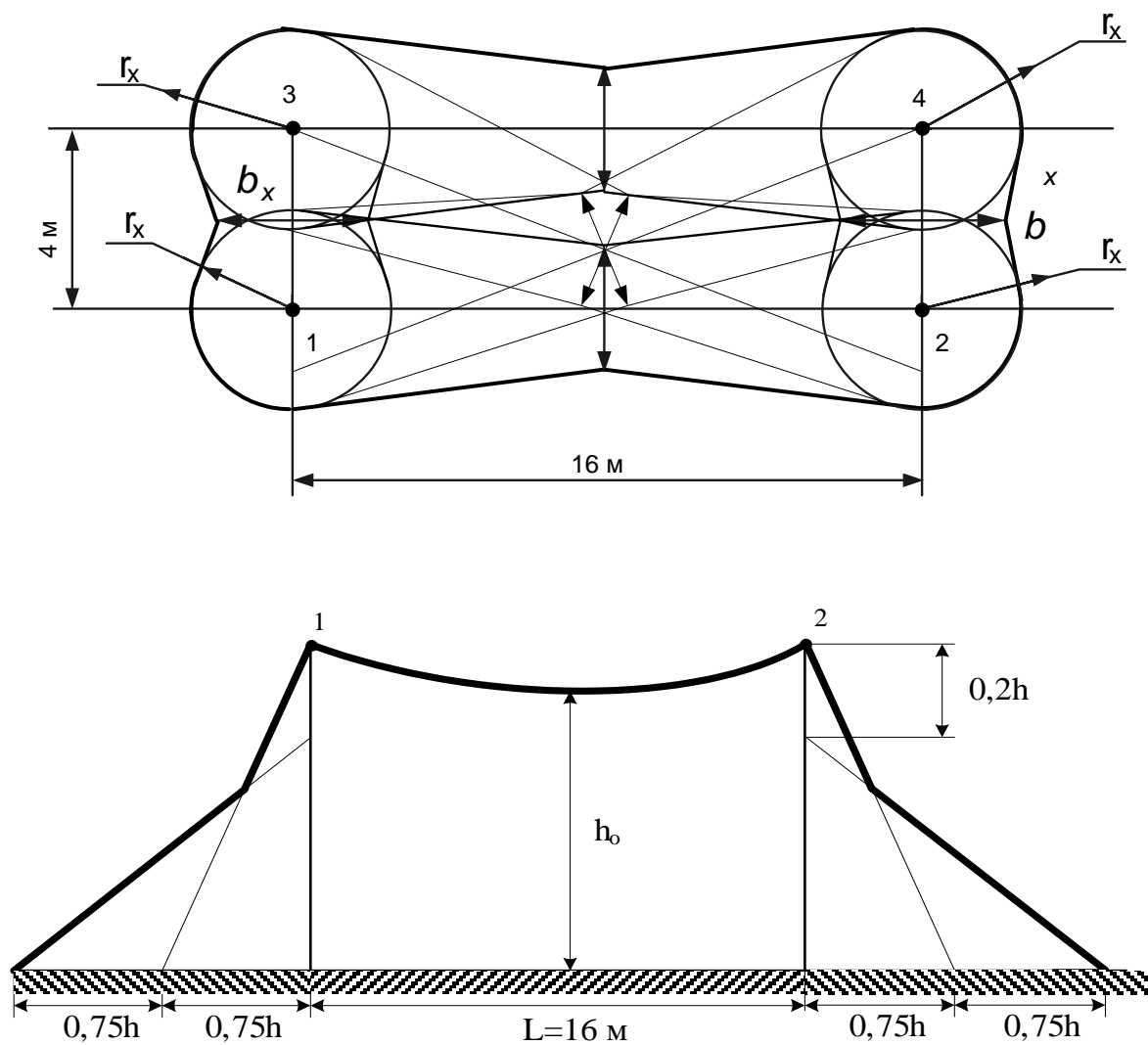


Схема ВРУ – 10 кВ «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі»



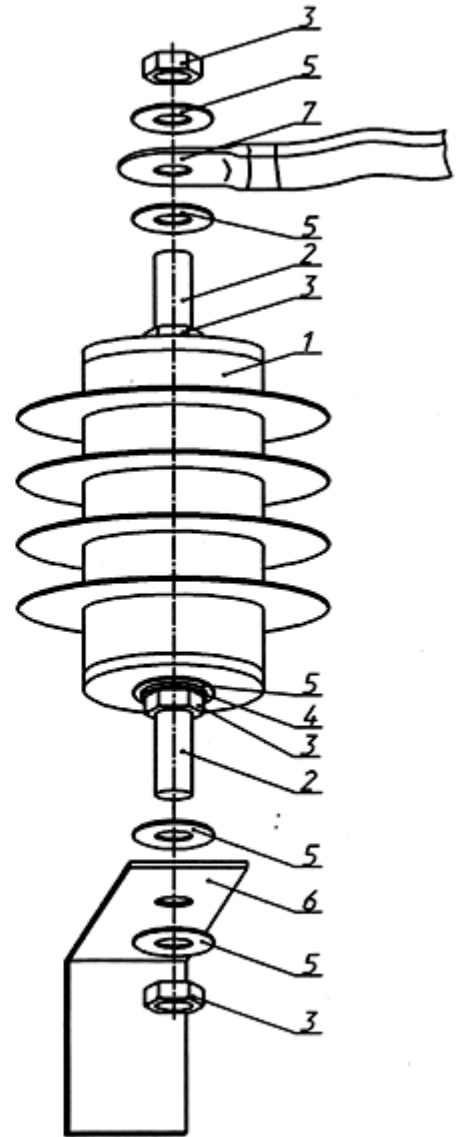
Вид на зону блискавковідводів ВРУ – 10 кВ



Будова обмежувача перенапруг ОПН – 10у

Поз.	Наименование детали	Кол-во, шт.
1	ОПНн-10/12/10 ЧХЛ1	1
2	Шпилька М10-7Н/8д	2
3	Гайка М10-7Н.5 ГОСТ 5915-70	4
4	Шайба 10 65 Г 029 ГОСТ 6402-70	2
5	Шайба 10.01.08 ГОСТ 11371-78	6
6*	Металлический кронштейн (заземленный)	1
7*	Высоковольтный провод с кабельным наконечником	1

* Примечание. Поз. 6 и 7 в комплект поставки не входят



Класифікація ОПН

Розділяють обмежувачі перенапруги на наступні категорії:

- група А — обмежувачі, призначені для захисту об'єкту від надструмів, викликаних прямим потраплянням грозового розряду в мережу або попаданням в об'єкт, розташований поблизу від повітряної ЛЕП;
- група В — обмежувачі, що захищають від імпульсних сплесків в межах 4 кВ;
- група С — обмежувачі, які направляють в заземлення все, що пропустив захист В, але не більше 2,5 кВ;
- група D — обмежувачі, призначені для захисту споживачів, особливо чутливих до коротких надструмів. Оберігають вони обладнання, стійкість ізоляції яких, не перевищує 1,5 кВ.



Рисунок – обмежувач перенапруги однофазний