

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

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Пояснювальна записка  
до кваліфікаційної роботи  
на здобуття ступеня магістра

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ  
ПОТУЖНІСТЮ 20 МВт З ТУРБІНАМИ ТИПУ П-2,5-35/5 З  
ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КАБЕЛЬНИХ МЕРЕЖ**

08-13.МКР.003.00.135 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПП магістра,  
групи ЕС-18м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні станції»  
Томчаковський О. В.

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС  
Бевз С. В. \_\_\_\_\_  
“\_\_” \_\_\_\_\_ 2020 р.

Рецензент: \_\_\_\_\_  
“\_\_” \_\_\_\_\_ 2020 р.

Вінниця – 2020 рік

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## З А В Д А Н Н Я

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітня програма – Електричні станції  
(шифр – назва спеціальності)

Магістр групи ЕС-18м Томчаковський Олександр Вікторович  
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 20 МВт з турбінами типу П-2,5-35/5 з дослідженням питань експлуатації кабельних мереж»

Вихідні дані: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Відстань до енергосистеми 12 км; вид промисловості району – ремонтно-механічні заводи; максимальне навантаження району 14 МВт; напруга мережі району 6 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 2 МВт; номінальна потужність системи 2000 МВА; номінальний опір системи 0,45 в.о.; номінальна напруга системи 10 кВ

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: плакати
2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕЦ. 2. Електротехнічна частина. 3. Релейний захист і автоматика ТЕЦ. 4. Експлуатація кабельних мереж. 5. Автоматизована система керування ТП ТЕЦ. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 7. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

6. Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

\_\_\_\_\_ (підпис) канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

С. В. Бевз  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Економічна частина

\_\_\_\_\_ (підпис) канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

В. В. Нетребський  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Охорона праці та безпека  
в надзвичайних ситуаціях

\_\_\_\_\_ (підпис) д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

Є. А. Бондаренко  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Дата попереднього захисту роботи “ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ червня 2020 р.

Рецензент

\_\_\_\_\_ (підпис) \_\_\_\_\_ (наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_ (ініціали та прізвище)

Завдання видав

\_\_\_\_\_ (підпис) канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

С. В. Бевз  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Завдання отримав магістрант

\_\_\_\_\_ (підпис) О. В. Томчаковський  
(ініціали та прізвище)

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ .....	6
ANNOTATION .....	7
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП .....	9
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕЦ ..	13
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	17
2.1 Графіки електричних навантажень.....	17
2.2 Вибір основного обладнання .....	22
2.3 Вибір структурної схеми станції .....	23
2.4 Вибір схеми ВРУ 10 кВ .....	28
2.5 Вибір схеми власних потреб .....	33
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	34
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму.....	44
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	45
2.9 Вибір струмоведучих частин .....	46
2.10 Вибір лінійних реакторів.....	51
2.11 Вибір кабелів .....	54
2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів .....	55
2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг .....	58
2.14 Вибір акумуляторної батареї .....	58
2.15 Розрахунок грозозахисту ВРУ-10 кВ .....	61
3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ТЕЦ .....	64
3.1 Вибір системи оперативного управління ТЕЦ.....	64
3.2 Система сигналізації .....	65
3.3 Автоматика і блокування .....	66
3.4 Зв'язок .....	67
3.5 Телемеханіка.....	68
3.6 Засоби релейного захисту і автоматики.....	68

3.7 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора.....	70
3.8 Захист від багатозазних КЗ в обмотці статора і на виводах генератора	72
3.9 Захист від однофазних замикань на землю .....	74
3.10 Захист від зовнішніх КЗ та перевантажень .....	74
3.11 Струмовий захист оберненої послідовності.....	76
3.12 Захист від перевищення напруги.....	77
3.13 Захист ротора від перевантаження струмом збудження.....	77
3.14 Захист від замкнень на землю в одній точці кола ротора .....	77
4 ЕКСПЛУАТАЦІЯ КАБЕЛЬНИХ МЕРЕЖ .....	78
4.1 Загальні вимоги прокладання кабельних ліній.....	79
4.2 Порядок підготовки до пуску, порядок пуску й зупинки кабельних ліній .....	84
4.3 Порядок роботи під час нормальної експлуатації .....	87
4.4 Навантаження кабельних ліній .....	87
4.5 Перевірка технічного стану, випробування кабельних ліній .....	90
4.6 Перевірка стану ізоляції силових кабелів.....	95
5 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМ ПРОЦЕСОМ ТЕЦ.....	98
5.1 Побудова витратних характеристик агрегатів і електростанцій.....	98
5.2 Побудова еквівалентних характеристик електричної станції .....	99
5.3 Оптимальний розподіл активної потужності між станціями за критерієм рівності відносних приростів витрати умовного палива .....	104
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	107
6.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням кабельних ліній на ТЕЦ.....	107
6.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування кабельних мереж ТЕЦ.....	109
6.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць.....	109
6.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.....	111
6.2.3 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-10 кВ....	116

7 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....	121
7.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої ТЕЦ .....	121
7.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції .....	122
7.2.1 Амортизація основних фондів .....	123
7.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати .....	124
7.2.3 Розрахунок витрат на виробництво електроенергії на ТЕЦ.....	126
7.2.4 Розрахунок інших затрат .....	129
7.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії .....	129
7.3 Аналіз отриманих результатів .....	130
ВИСНОВКИ .....	132
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	133
Додаток А Технічне завдання МКР .....	136
Додаток Б Цивільний захист .....	140
Б.1 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ТЕЦ потужністю 20 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій .....	140
Б.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах дії іонізуючих випромінювань .....	141
Б.3 Дослідження стійкості роботи електричної частини ТЕЦ 20 МВт в умовах дії електромагнітних імпульсів .....	142
Б.4 Розробка заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій .....	145
Додаток В Графічна частина.....	147

## АНОТАЦІЯ

Томчаковський Олександр Вікторович «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 20 МВт з турбінами типу П-2,5-35/5 з дослідженням питань експлуатації кабельних мереж». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця : ВНТУ. 2020. – 155 с.

Бібліогр.: 31. Рис.: 23. Табл.: 34.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина теплової електроцентралі потужністю 20 МВт. Виконано техніко-економічне обґрунтування проектування станції. Проведено розрахунок графіків електричних навантажень, вибрано основне та допоміжне обладнання, здійснено вибір структурної схеми станції, схеми відкритої розподільної установки (ВРУ) 10 кВ і схеми власних потреб; комутаційної апаратури, ошиновки, вимірювальних трансформаторів, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї, а також виконано розрахунок блискавкозахисту ВРУ-10 кВ. Розглянуто основні питання експлуатації та технічного обслуговування кабельних мереж. У розділі охорони праці проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на електростанції та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: теплова електроцентраль, електрична станція, відкрита розподільна установка, власні потреби, експлуатація, кабель, трансформатор струму, трансформатор напруги

## ANNOTATION

Tomchakovskiy Oleksandr "Electric part of a thermal power plant with a capacity of 20 MW with units type II-2,5-35/ with the study of the operation of cable networks". Master's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. 2020. – 155 pp.

Ref. : 31. Fig. :23. Table: 34.

In the master's qualification work the electric part of the thermal power plant with a capacity of 20 MW is designed. Feasibility study of the station design is performed. The calculation of electric load schedules was carried out, the main and auxiliary equipment was selected, the structural scheme of the station, the scheme of the open distribution device (ODD) of 10 kV and the scheme of own needs were selected; switching equipment, busbars, measuring transformers, means of overvoltage limitation, battery, as well as the calculation of lightning protection ODD-10 kV. The main issues of operation and maintenance of cable networks are considered. The section of labor protection analyzes potentially dangerous and harmful production factors at the power plant and proposes safety measures for personnel in emergencies.

Keywords: thermal power plant, power plant, open distribution plant, own needs, operation, cable, current transformer, voltage transformer



**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

АБ – акумуляторна батарея;  
БТ – блочний трансформатор;  
ВРУ – відкрита розподільна установка;  
ВП – власні потреби;  
ГАЕС – гідроакумуюча електрична станція;  
ГЕС – гідравлічна електрична станція;  
ЕЕ – електрична енергія;  
ЕК – енергетична компанія;  
ЕМ – електрична мережа;  
ЕРС – електрорушійна сила;  
ЕС – електрична станція;  
ЗП – заземлювальний пристрій;  
ЗШ – збірні шини;  
КЗ – коротке замикання;  
КЛ – кабельна лінія;  
ЛЕП – лінія електропередачі;  
ОЕС – об'єднана електроенергетична система;  
ПС – підстанція;  
ПТЕ – правила технічної експлуатації;  
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;  
РУ – розподільна установка;  
ТВП – трансформатор власних потреб;  
ТЕС – теплова електрична станція;  
ТЕЦ – теплова електрична централь;  
ТН – трансформатор напруги;  
ТС – трансформатор струму.

## ВСТУП

**Актуальність теми.** В Україні нараховується більше як двадцять теплових електроцентралей, потужність яких перевищує 50 МВт. Ці підприємства підпадають під категорію великих установок спалювання і мають відповідати лімітам на викиди, встановленим Директивою 2001/80/ЕС. Когенераційні станції (що одночасно виробляють електроенергію і тепло) є принципово більш енергоефективними та екологічно безпечними ніж конденсаційні ТЕС, за умов використання сучасних технологій та ефективного обладнання. Проте нині українські ТЕЦ мають низький техніко-економічний рівень, а викиди забруднюючих речовин суттєво перевищують цільові європейські нормативи по оксидах азоту. Наприклад, на Харківській ТЕЦ-5, навіть за умов дотримання всіх вимог режимного характеру, концентрація  $\text{NO}_x$  під час спалювання газу становить 400-500  $\text{мг/м}^3$ , мазуту – 520–650  $\text{мг/м}^3$ , тимчасом як встановлені Директивою 2010/75/EU гранично допустимі викиди  $\text{NO}_x$  для таких установок становлять 100  $\text{мг/м}^3$ .

Наразі більше 90% паливної бази ТЕЦ складає природний газ. ТЕЦ і більша частина котелень і надалі будуть одними з великих споживачів природного газу через об'єктивні перешкоди для переходу на тверде паливо: складну логістику транспортування, обмеженість місця для складування та паливоподачі твердого палива у безпосередній близькості до населених пунктів. Більше того, переведення ТЕЦ та котельних на вугілля або водовугільне паливо не є обґрунтованим ані з економічної, ані з технічної точки зору та погрожує екологічній безпеці та здоров'ю населення України [1].

Згідно законодавства України, для систем централізованого теплопостачання встановлюються обмеження на викиди забруднюючих речовин в атмосферу, що визначаються на основі інвентаризації джерел викидів. Для децентралізованих систем, а також для пічного опалення ліміти на викиди не встановлюються.

Основними заходами спрямованими на обмеження викидів небезпечних речовин в атмосферу і підвищення екологічної безпеки, має бути не тільки переобладнання ТЕЦ і котельних з підвищенням їх ефективності та установкою газоочисних систем, а й мінімізація втрат тепла в розподільчих мережах, теплова санація будівель та використання сонячної енергії для часткового опалення з застосуванням сонячних колекторів, що дозволить значно знизити витрати енергоресурсів на потреби опалення.

На ТЕЦ електропостачання споживачів місцевого району забезпечується по кабельним лініям електропередачі. І від їх надійної і безперервної роботи залежить надійність електропостачання споживачів. Тому важливим і актуальним залишається дослідження питання експлуатації та обслуговування кабельних ліній.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є дослідження методів проектування теплових електроцентралей на прикладі електричної частини ТЕЦ потужністю 20 МВт та дослідження питань експлуатації кабельних мереж.

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

- техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕЦ;
- дослідження існуючих методів, що використовуються при проектуванні електростанцій;
- проектування головної схеми електричних з'єднань ТЕЦ;
- вибір схеми власних потреб електростанції;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, акумуляторної батареї, розрахунок грозозахисту та заземлення ВРУ високої напруги;
- дослідження питань експлуатації та обслуговування кабельних ліній;
- розрахунок основних техніко-економічних показників ТЕЦ.

**Об'єктом дослідження** магістерської роботи є електрична частина електричних станцій.

**Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електростанцій.

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

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

## 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕЦ

Сьогодні енергетика України зазнає певних труднощів з експлуатацією обладнання теплових електричних станцій, тому що більш ніж 80% обладнання відпрацювало понад 30 років. Більшість енергоблоків, які виведені із експлуатації, потребує капітальних ремонтів і модернізації, або повної заміни обладнання. Проблема ускладнюється зміною графіків навантаження з побільшенням різниці між максимальними та мінімальними значеннями потужності, що вимагає підвищення маневреності та мобільності електростанцій.

Встановлена потужність теплових електростанцій (ТЕС) і теплових електроцентралей становить близько 62 % загальної встановленої потужності всієї електрогенерації України, але виробляють вони лише близько 40 % електроенергії в країні. ТЕС працюють при вкрай низькому коефіцієнті використання встановленої потужності та неприпустимих екологічних показниках. Всі вони вже виробили свій розрахунковий ресурс і багаторазово його перевищили [4]. Більшість ТЕЦ були введені в дію в період 1950 - 1980 років минулого століття. За цей час істотно змінилися не тільки технології виробництва, а й попит на теплову енергію в регіонах їх розміщення [4].

Якщо витрати умовного палива на вироблення електроенергії зменшити до рівня 80-х років минулого століття, то тепла енергетика України витрачала б майже на третину менше вугілля, ніж вона спалює сьогодні. За різними оцінками, до 2035 року має бути остаточно виведено з експлуатації до 7000 МВт потужностей ТЕС України. Здавалося б, всі сили повинні бути кинуті на реконструкцію діючих ТЕС і будівництво нових сучасних електростанцій. Фантастичний тариф, діючий зараз для ТЕС (у три рази перевищує тариф на електроенергію атомних електростанцій (АЕС), здавалося б, дозволяє цим займатися. Однак, реконструкція, яку мають виконувати зараз власники ТЕС, не відбувається. [4].

На сьогодні, у системі теплозабезпечення країни накопичилося ряд проблем, пов'язаних з технічним станом об'єктів генерації тепла, розподільчих мереж, неефективного його споживання, а також проблематичністю інвестицій, тарифного регулювання та оплати за спожиту теплову енергію.

Перспективи розвитку системи теплопостачання потребують чіткого визначення, оскільки стратегічне планування у сфері теплопостачання не забезпечує цілісності та комплексності, здійснюється без урахування результатів територіального та енергетичного планування.

Схеми теплопостачання міст та інших населених пунктів України розробляються без урахування або при відсутності схем територіального розвитку та генеральних планів забудови населених пунктів, що знаходяться на даній території. Це не дозволяє забезпечити оптимальний розвиток системи теплопостачання у майбутньому на основі поєднання централізованого та автономного теплопостачання [5].

Сьогодні головним ресурсом забезпечення потреби економічного господарства в енергії, в тому числі в теплопостачанні, стає підвищення енергетичної ефективності.

Таким чином, будівництво нових та реконструкція діючих ТЕЦ відповідає задачам розвитку електроенергетики України. А дослідження питань експлуатації кабельних мереж залишається актуальним.

## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Графіки електричних навантажень

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

При розрахунку графіків навантажень відносно величину постійних та змінних втрат потужності можна прийняти [6]:

а) в мережах району:  $\Delta P_{1*}' = 0,01$ ;  $\Delta P_{2*}'' = 0,06$ ;

б) в мережах системи:  $\Delta P_{1*}'' = 0,02$ ;  $\Delta P_{2*}'' = 0,14$ ;

Постійні втрати для району та системи підраховуються за формулами:

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

$$\Delta P_{1c} = \Delta P_{1*}'' \cdot P_{c.max}; \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 14 = 0,14 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,01 \cdot 2 = 0,02 \text{ МВт}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\Delta P_{2pt} = \frac{P_{2*}' \cdot P_{pt}^2}{P_{p.max}}; \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{2ct} = \frac{P_{2*}'' \cdot P_{ct}^2}{P_{pc.max}}; \quad (2.4)$$

$$\Delta P_{2p1} = \frac{0,06 \cdot 4,92^2}{14} = 0,1 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = \frac{0,06 \cdot 0,82^2}{2} = 0,02 \text{ МВт.}$$

Потужність яка видається до шин РУ різних напруг:

$$P_{p\text{вид.}t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.5)$$

$$P_{c\text{вид.}t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \quad (2.6)$$

$$P_{p.\text{вид}1} = 4,9 + 0,14 + 0,1 = 5,14 \text{ МВт};$$

$$P_{c.\text{вид}1} = 0,8 + 0,02 + 0,02 = 0,84 \text{ МВт.}$$

Сумарна потужність, що видається з шин електростанції:

$$P_{p\text{вид.}t} = P_{p\text{вид.}t} + P_{c\text{вид.}t}; \quad (2.7)$$

$$P_{\text{вид.}1} = 5,14 + 0,84 = 5,98 \text{ МВт.}$$

Втрати потужності на власні потреби:

$$P_{\text{ВП}t} = \left( 0,4 + 0,6 \frac{P_{\text{вид.}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot P_{\text{вид.}max}; \quad (2.8)$$

$$P_{\text{ВП}1} = \left( 0,4 + 0,6 \frac{5,98}{20} \right) \cdot \frac{8}{100} \cdot 17,12 = 0,79 \text{ МВт,}$$

де  $P_{\text{вст}}$  – встановлена потужність станції;

$P'_{\text{ВП}}$  – максимальне навантаження власних потреб, %;

$P_{\text{вид.}max}$  – максимальна потужність, що видається з шин станції, МВт.

Потужність, що виробляється електростанцією:

$$P_{\text{вир.}t} = P_{\text{вид.}t} + P_{\text{ВП}t}; \quad (2.9)$$

$$P_{\text{вир.}1} = 5,98 + 0,79 = 6,77 \text{ МВт.}$$



За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричного навантаження для зими та літа (таблиця 2.1). За даними розрахунку будемо добові графіки навантаження для зими та літа ( $P_{p.t}$ ,  $P_{c.t}$ ,  $P_{вир.t}$ ) і річний графік за тривалістю (таблиця 2.2, (рисунок 2.1)).

Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо основні техніко-економічні показники роботи станції (таблиця 2.3).

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-8	8-10	10-12	12-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	35	100	75	55	45
	Літо	30	95	70	50	40
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	4,9	14	10,5	7,7	6,3
	Літо	4,2	13,3	9,8	7,0	5,6
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
	Літо	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	0,10	0,84	0,47	0,25	0,17
	Літо	0,08	0,76	0,41	0,21	0,13
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	5,14	14,98	11,11	8,09	6,61
	Літо	4,42	14,2	10,35	7,35	5,87
Потужність, що віддається в систему, %	Зима	40	100	100	80	60
	Літо	35	95	95	75	55
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	0,8	2,0	2,0	1,6	1,2
	Літо	0,7	1,9	1,9	1,5	1,1
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Літо	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	0,02	0,12	0,12	0,08	0,04
	Літо	0,01	0,11	0,11	0,07	0,04
Потужність, що віддається в систему	Зима	0,84	2,14	2,14	1,7	1,26
	Літо	0,73	2,03	2,03	1,59	1,16
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	5,98	17,12	13,25	9,79	7,87
	Літо	5,15	16,23	12,38	8,94	7,03
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	0,79	1,25	1,09	0,95	0,87
	Літо	0,76	1,22	1,06	0,92	0,84
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	6,77	18,37	14,34	10,74	8,74
	Літо	5,91	17,45	13,44	9,86	7,87

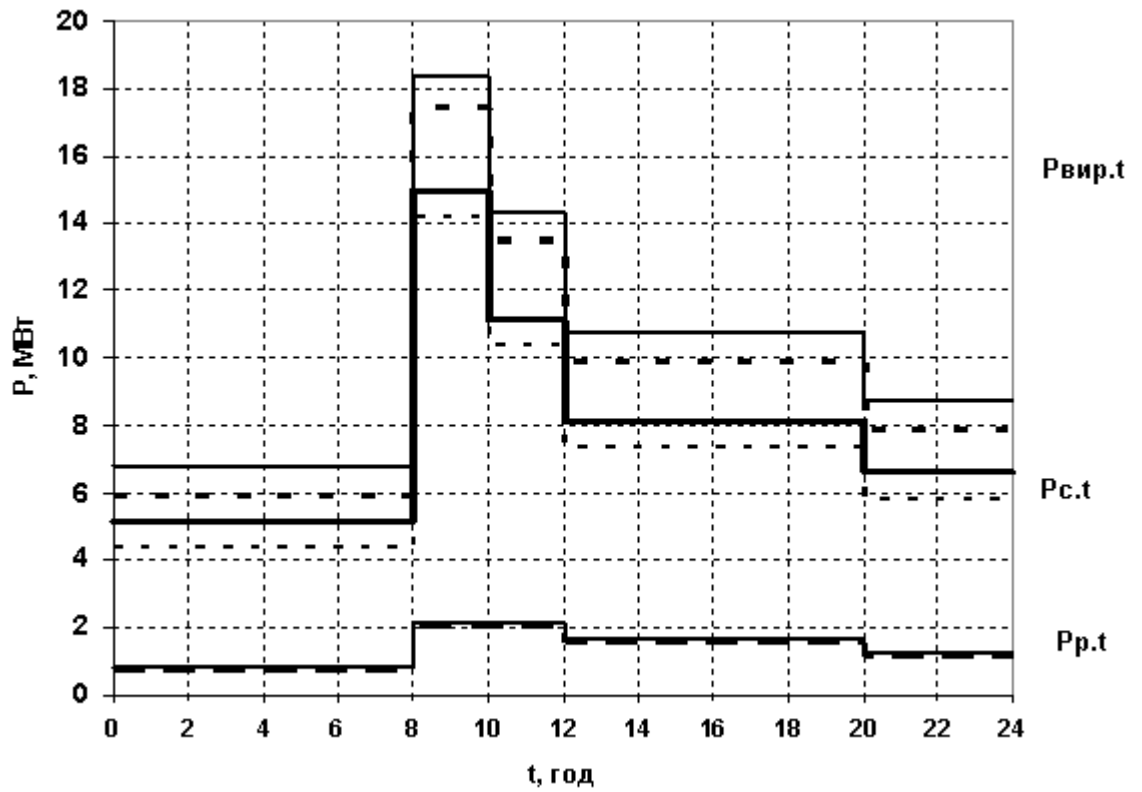
Примітки:

а) тривалість зимового періоду – 183 доби;

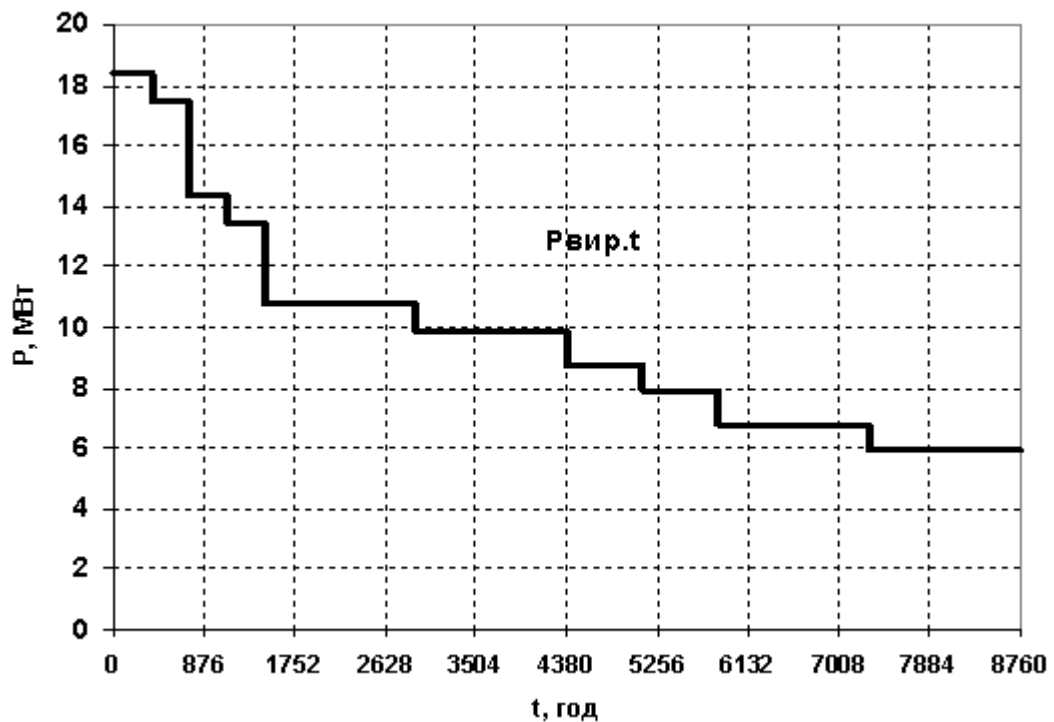
б) тривалість літнього періоду – 182 доби.

в) максимальне навантаження власних потреб  $P'_{ВП} = 8\%$ ;

г) коефіцієнт попиту  $K_{п} = 0,8$



а) добові графіки електричних навантажень



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка

P, МВт	18,37	17,45	14,34	13,44	10,74	9,86	8,74	7,87	6,77	5,91
t, год	366	364	366	364	1464	1456	732	728	1464	1456
t <sub>Σ</sub> , год	366	730	1096	1460	2924	4380	5112	5840	7304	8760

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{max}$	18,37
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{вир.t_i} \cdot t_i$	83938,62
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{вст}$	20
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{cp} = \frac{E_p}{8760}$	9,58
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$	0,522
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}$	0,479
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{max} = \frac{E_p}{P_{max}}$	4569,3
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}}$	4196,9
Коефіцієнт резерву	$k_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}$	1,089
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{ВПp} = \sum_{i=1}^m P_{ВПi} \cdot t_i$	7928,16
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{вид.p} = E_p - E_{ВПp}$	76010,46
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	2957

## 2.2 Вибір основного обладнання

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

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенератора Т2-2,5-2 [7]:

Параметр	Числове значення
$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	3,125
$P_{\text{НОМ}}$ , МВт	2,50
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ;	6,3
$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	0,8
$I_{\text{НОМ}}$ , А	287
Опори, в.о. :	
$X''_d$	0,146
$X'_d$	0,24
$X_d$	1,77
$X_2$	0,178
$X_0$	0,047
$X_\sigma$	0,120
Збудження:	
- $U_{\text{фНОМ}}$ , В	32
- $I_{\text{фх}}$ , А	100
- $I_{\text{фНОМ}}$ , А	245
- система	ВЧ
ВКЗ	0,62
Опір при 15°C, Ом	
– обмотка ротора	0,282
– обмотка статора	0,065

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбіни П-2,5-35/5

Параметр	Числове значення
$P_{\text{НОМ}}$ , МВт	2,5
$p$ , ата	35
$t$ , °С	435
$D$ , т/ГОД	26,2

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельного агрегата Е-75-40

Параметр	Числове значення
$p$ , ата	40
$t$ , °С	440
$D$ , т/год	75
Паливо	вугілля

### 2.3 Вибір структурної схеми станції

Визначаємо кількість ЛЕП-10 кВ [6]:

$$n_c = \frac{P'_{cmax}}{P_{gp}} + 1; \quad (2.10)$$

$$n = \frac{2,14}{3} + 1 = 1,7 \approx 2 \text{ (шт.)},$$

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

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

Розрахункова потужність робочого реактора власних потреб:

$$S_{LR.розр.1,2} = P'_{вп} / 100 \cdot K_{п} \cdot P_{г.ном}; \quad (2.11)$$

$$S_{LR.ВПрозр} = 8/100 \cdot 0,8 \cdot 2,5 = 0,16 \text{ (МВА)},$$

де  $K_{п} = 0,8$  – коефіцієнт попиту;

$P_{г.ном}$  – номінальна потужність генератора, МВт.

Розрахункові струми робочих реакторів власних потреб:

$$I_{LR.ВПрозр} = \frac{0,16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 19,3 \text{ (А)}.$$

Розрахункова потужність пускорезервного реактора власних потреб:

$$S_{LRR, \text{розр.}} = 1,5 \cdot S_{LR, \text{ВПрозр.}}; \quad (2.12)$$

$$S_{LRR, \text{розр.}} = 1,5 \cdot 0,16 = 0,24 \text{ (МВА)}.$$

Розрахунковий струм пускорезервного реактора власних потреб:

$$I_{LRR, \text{розр.}} = 1,5 \cdot 19,3 = 29 \text{ (А)}.$$

Розрахунковий струм секційного реактора:

$$I_{LRB, \text{розр.}} = 0,65 \cdot I_{Г, \text{НОМ}}; \quad (2.13)$$

$$I_{LRB, \text{розр.}} = 0,65 \cdot 287 = 186,6 \text{ (А)};$$

Як робочі та пускорезервні реактори власних потреб ( $LRBn$ ,  $LRR$ ) приймаємо реактори типу РБ 10-400-0,35 УЗ:  $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ ;  $I_{\text{НОМ}} = 400 \text{ А}$ ;  $x_{p, \text{НОМ}} = 0,35 \text{ Ом}$ ;  $i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$ ;  $I_m = 9,83 \text{ кА}$ ;  $t_m = 8 \text{ с}$ .

Намічаємо два варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.2).

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{\text{БТ}} = S_{Г, \text{вст}} - S_{\text{ВП}}; \quad (2.14)$$

$$S_{\text{БТ}} = 3,125 - 0,16 = 2,97 \text{ (МВА)}.$$

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

а) максимальний режим:

$$S_{\text{мак}} = S_{Г, \text{вст}} - S_{\text{ВП}} - S_{p, \text{мак}}; \quad (2.15)$$

$$S_{\text{мак1}} = 8 \cdot 2,975 - 14,98/0,8 = 5,03 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{мак2}} = 6 \cdot 2,975 - 14,98/0,8 = -0,91 \text{ (МВА)};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{\text{мін}} = S_{Г, \text{вст}} - S_{\text{ВПмак}} - S_{p, \text{мін}}; \quad (2.16)$$

$$S_{\text{мін1}} = 8 \cdot 2,975 - 4,42/0,8 = 18,23 \text{ (МВА)};$$

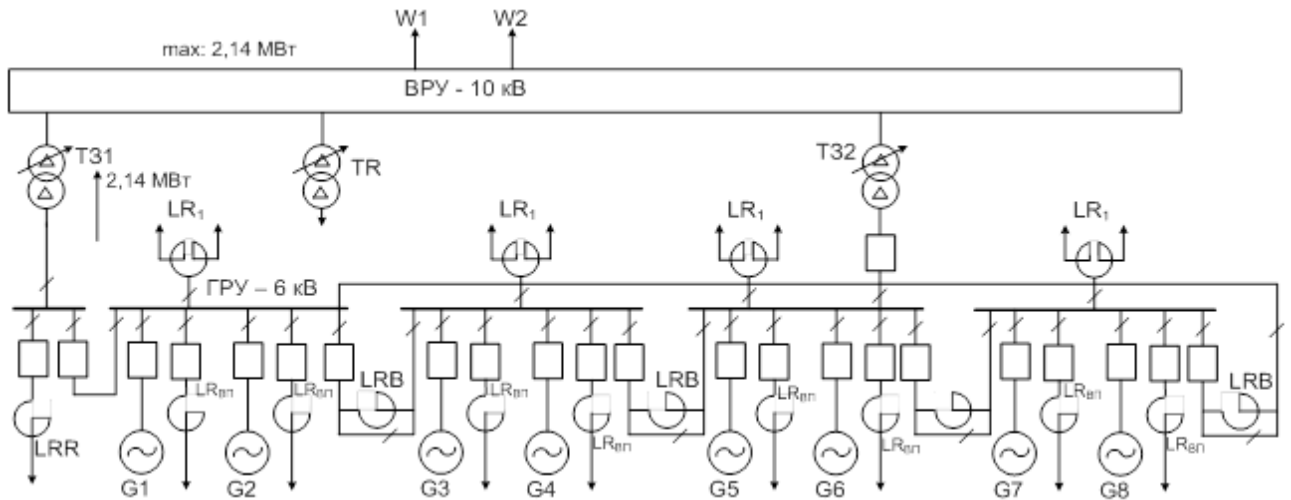
$$S_{\text{мін2}} = 6 \cdot 2,975 - 4,42/0,8 = 12,29 \text{ (МВА)};$$

в) аварійний режим:

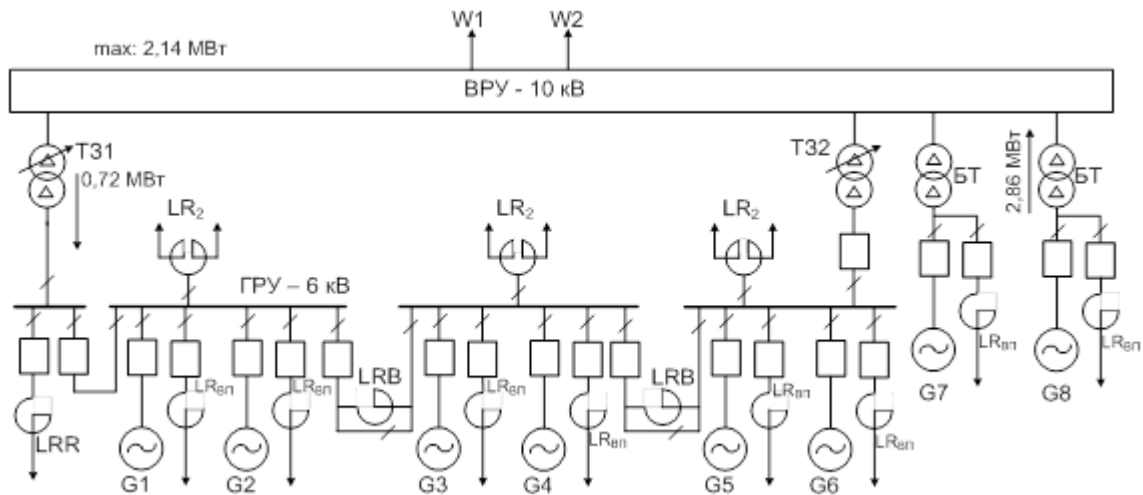
$$S_{ав} = S_{г.вст-1} - S_{ВПmax} - S_{р.max}; \quad (2.17)$$

$$S_{ав1} = 7 \cdot 2,975 - 14,98/0,8 = 2,06 \text{ (МВА)};$$

$$S_{ав2} = 5 \cdot 2,975 - 14,98/0,8 = -3,88 \text{ (МВА)}.$$



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми станції

При установленні двох ТЗ розрахункова потужність одного з них складає:

$$S_{ТЗ1,розр} = 18,23/1,4 = 13,02 \text{ (МВА)};$$

$$S_{ТЗ2,розр} = 12,29/1,4 = 8,78 \text{ (МВА)}.$$

Всі номінальні параметри обраних трансформаторів зводимо в таблицю 2.7.

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип	$S_{ном}$ МВА	$U_{ном}$ , кВ	$U_k$ %	$\Delta P_x$ кВт	$\Delta P_{кз}$ кВт	$I_x$ , %
БТ	ТМ-4000/10	4	$\frac{10}{6,3}$	7,5	5,2	33,5	0,9
ТЗ1	ТДНС-16000/20	16	$\frac{10,5}{6,3}$	10	17	85	0,7
ТЗ2	ТДНС-10000/20	10	$\frac{10}{6,3}$	10	17	85	0,7
ТН	ТМ-250/10	0,25	$\frac{10}{6,3}$	5,5	1,68	7,6	3,0

Обираємо кращий варіант структурної схеми на підставі техніко-економічного порівняння.

Приведені затрати [6]:

$$Z = p_n \cdot K + U, \quad (2.18)$$

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

$K$  – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

$U$  – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W, \quad (2.19)$$

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



$B = 24$  коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

$\Delta W$  – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_{\max}}{S_{m.\text{ном.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.20)$$

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

$\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_k$  – втрати холостого ходу та КЗ трансформаторів, кВт;

$S_{\max}$  – максимальна потужність, що передається через трансформатори, МВА;

$S_{m.\text{ном}}$  – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$\tau$  – час максимальних втрат, год.

Таблиця 2.8 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис.грн	К, тис.грн	
			I варіант	II варіант
ТЗ1	2/0	1650	3300	–
ТЗ2	0/2	1290	–	2580
БТ	0/2	162	–	324
LRB	4/2	48	192	96
Вимикачі РУ-10 кВ та ГРУ-6 кВ	15/17	126	1890	2142
Разом:			5382	5142

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_I = \Delta W_{TЗ1};$$

$$\Delta W_I = (2 \cdot 17 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 85 \cdot \left( \frac{2,68}{16} \right)^2 \cdot 2957) = 301472 \text{ (кВт·год);}$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{TЗ2} + \Delta W_{BT};$$

$$\Delta W_{II} = (2 \cdot 17 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 85 \cdot \left(\frac{0,9}{10}\right)^2 \cdot 2957) + (2 \cdot 5,2 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 33,5 \cdot \left(\frac{3,58}{4}\right)^2 \cdot 2957) = 429637 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = 0,094 \cdot 5382 + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 301472 = 578,3 \text{ (тис.грн);}$$

$$U_{II} = 0,094 \cdot 5143 + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 429637 = 586,4 \text{ (тис.грн)}.$$

Приведені затрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 5382 + 578,3 = 1224,1 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 5142 + 586,4 = 1203,44 \text{ (тис.грн)}.$$

$\Delta Z = 1,7 \% < 5\%$ . Варіанти рівно економічні. Приймаємо I варіант структурної схеми станції, який є більш перспективним з точки зору зростання навантаження району.

## 2.4 Вибір схеми ВРУ-10 кВ

Для ВРУ-10 кВ намічаємо два варіанти головної схеми електричних з'єднань:

- а) «одна секціонована система збірних шин»;
- б) схема «розширеного чотирикутника» (рисунок 2.3).

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [6, 8]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z); \quad (2.21)$$

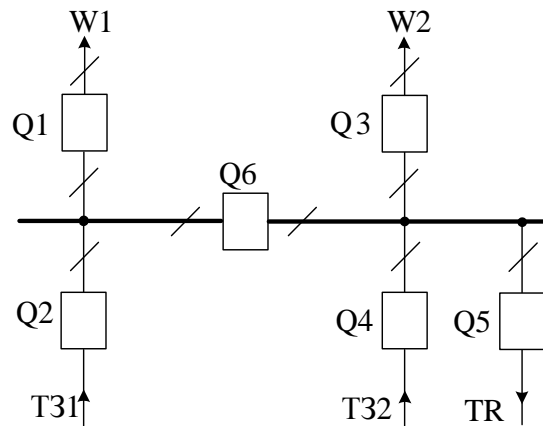
$$K = n_k \cdot C_k; \quad (2.22)$$

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

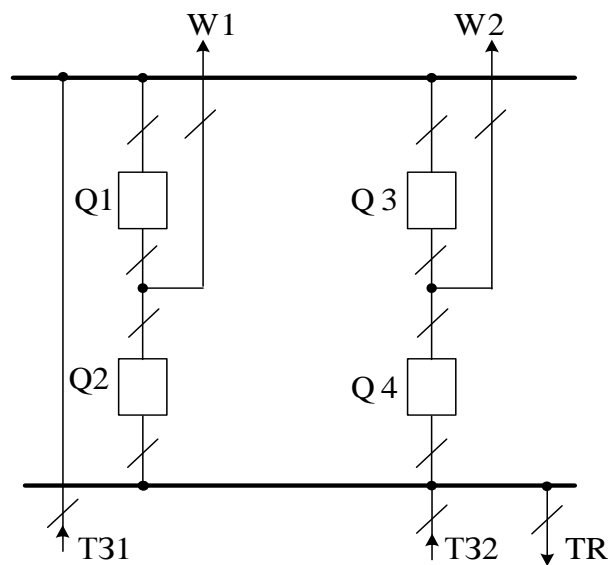
$M(3)$  – збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

$n_k$  – кількість комірок з вимикачами, шт.;

$C_k$  – вартість комірки, тис. грн..



а) схема «одна секціонована система збірних шин»



б) схема «розширеного чотирикутника»

Рисунок 2.3 – Варіанти схем ВРУ-10 кВ

Очікуваний збиток від перерв живлення через відмови вимикачів [6]:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.23)$$

де  $y_0 = 18$  грн./кВт·год – питомий збиток;

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

$\omega_i$  – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

$\Delta P_i$  – втрачаємо потужність, МВт;

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

Розрахунок збитку проводиться за алгоритмом, наведеним в [6].

Таблиця 2.9 – Показники надійності вакуумних вимикачів 10 кВ

Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_в$ , год	Частота планових ремонтів, $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_n$ , год
$\omega_1$	$\omega_2$			
0,01	0,005	10	0,3	8

Таблиця 2.10 – Дані для розрахунку надійності схем ВРУ-10 кВ

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок, шт.	$n_k$	6	4
Вартість комірки	$C_k$	126	126
Параметр потоку раптових відмов генераторних ( $\omega_{ГВ}$ ) та лінійних ( $\omega_{ЛВ}$ ) вимикачів, 1/рік	$\omega_{зв} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,006	0,006
	$\omega_{лв} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100)$	0,00636	0,00636
Коефіцієнти ремонтного ( $K_p$ ) і нормального ( $K_0$ ) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_n / 8760$	0,000274	0,000274
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,998356	0,998904
Час простою елемента, год:	$T_0 = T_{вим} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{вн} = T_в - T_в^2 / (2 \cdot T_n)$	3,75	3,75
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{зв}$	0,00599	0,005993
	$K_0 \cdot \omega_{лв}$	0,00635	0,006353
	$K_p \cdot \omega_{зв}$	0,000002	0,000002
	$K_p \cdot \omega_{лв}$	0,000002	0,000002

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-10 кВ (I варіант)

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-10 кВ (II варіант)

Таблиця 2.13 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-10 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрачається $\Delta P$ , МВт	Час простою, $T_0/T_{ен}$ , год	$K_0$		$K_p$	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{Лв}$	$\omega_{Зв}$	$\omega_{Лв}$
І варіант						
2W, 2ТЗ, TR	2,14	1	1	–	11	4
		3,75	–	–	2	2
ІІ варіант						
2W, 2ТЗ, TR	2,14	1	–	–	–	4
		3,75	–	–	–	–

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

Очікуваний збиток внаслідок відмови вимикачів:

$$M(З)_I = 18 \cdot [0,00599 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 2,14 + 0,000002(11 \cdot 1 \cdot 2,14 + 2 \cdot 3,75 \cdot 2,14) + 0,000002(4 \cdot 1 \cdot 2,14 + 2 \cdot 3,75 \cdot 2,14)] = 0,236 \text{ (тис грн.)};$$

$$M(З)_{II} = 18 \cdot [0,000002 \cdot 4 \cdot 1 \cdot 2,14] = 0,0003 \text{ (тис грн.)}.$$

Таблиця 2.14 – Приведені затрати схем ВРУ-10 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	І варіант	ІІ варіант
Капіталовкладення	756	504
Щорічні експлуатаційні витрати	71,064	47,376
Очікуваний збиток	0,236	0,0003
Приведені витрати	184,7	122,976

$$\Delta Z_{I-II} = 33,4 \% > 5\%, \text{ отже, приймаємо ІІ варіант схеми ВРУ-10 кВ.}$$

## 2.5 Вибір схеми власних потреб

Кожен турбогенератор 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 типу ТМ-25/6 потужністю по 25 кВА кожний. Резервне живлення здійснюється від пускорезервного реактора ( $LRR$ ) та трансформатора  $TR$ , які мають зв'язок з секціями власних потреб через магістраль резервного живлення (МРЖ-6 кВ). Аварійне живлення забезпечується за допомогою дизель-генератора (одного на всю станцію) [6, 10].

Трансформатор ТМ-25/6:  $S_{ном} = 25$  кВА;  $U_{ном} = 6/0,4$  кВ;  $U_K = 4,5$  %;  $\Delta P_x = 0,125$  кВт;  $\Delta P_{кз} = 0,6$  кВт;  $I_x = 2,4$  %.

Схема власних потреб станції наведена на рисунку 2.4.

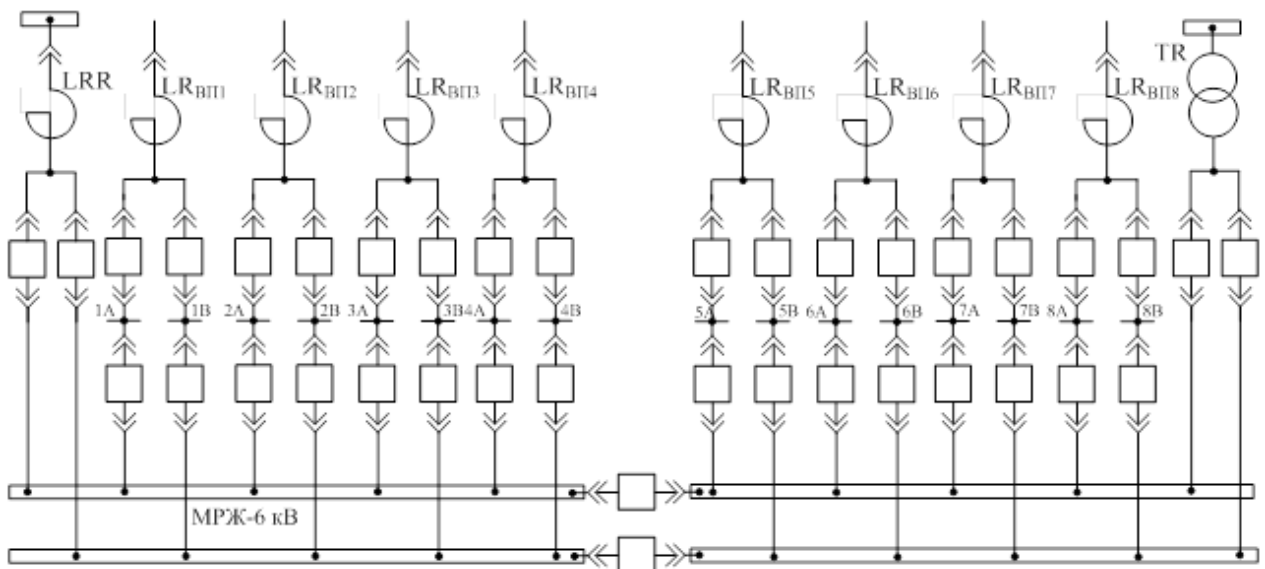


Рисунок 2.4– Схема власних потреб станції

## 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.5) та визначаємо параметри її елементів [6].

За базові величини приймаємо:  $S_б = 100$  МВА;  $U_б = U_{сер.ном}$ .



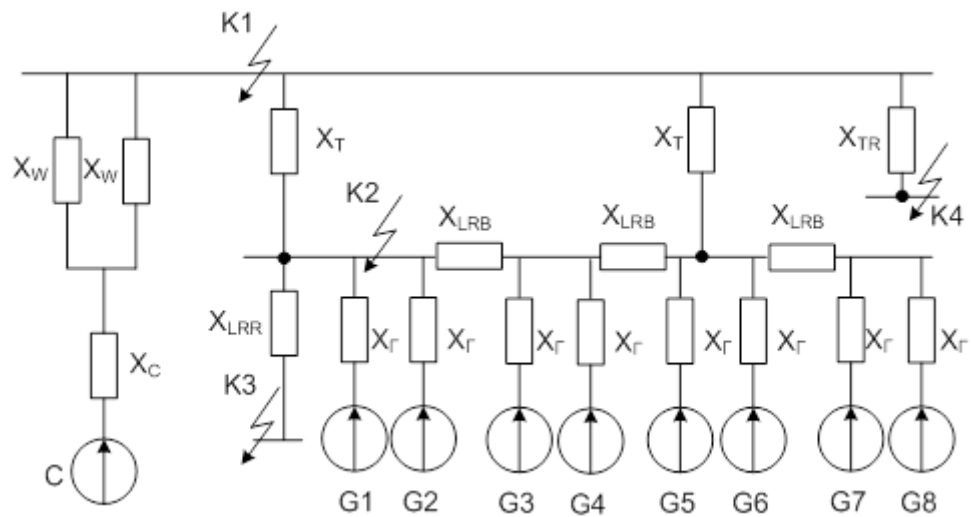


Рисунок 2.5 – Заступна схема електроустановки

Визначимо приведені значення опорів:

- енергосистема:

$$x_c = x_{*c_{ном}} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.24)$$

$$x_{*c} = 0,45 \cdot \frac{100}{2000} = 0,023;$$

- ЛЕП 10 кВ:

$$x_w = x_{num} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2}; \quad (2.25)$$

$$x_w = 0,4 \cdot 12 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 4,35;$$

- трансформатор зв'язку:

$$x_T = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.26)$$

$$x_T = \frac{10}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,63;$$

- генератор:

$$x_G = x_{d''*ном} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.27)$$

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

- реактор:

$$x_{LR} = x_{p.ном} \cdot \frac{S_B}{U_{cp.ном}^2}; \quad (2.28)$$

$$x_{LRR} = x_{LR.ВП} = x_{LRB} = 0,35 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,88.$$

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

Рисунок 2.6 – Спрощена заступна схема електроустановки

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

$$x_1 = 0,023 + \frac{4,35}{2} = 2,2;$$

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

$$x_3 = x_2 + x_{LRB};$$

$$x_3 = 2,34 + 0,88 = 3,22;$$

$$x_4 = \frac{x_2 \cdot x_3}{x_2 + x_3};$$

$$x_4 = \frac{2,34 \cdot 3,22}{2,34 + 3,22} = 1,36.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [6, 8]:

$$I_{no} = \frac{E''}{x_{pez*}} \cdot I_{\delta}, \quad (2.29)$$

де  $E''$  – ЕРС джерела живлення, згідно [6]:  $E''_{\Gamma 1-8} = 1,08$ ;  $E''_c = 1$ ;

$x_{pez*}$  – результуючий опір кола КЗ.

Базовий струм [6]:

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.30)$$

$$I_{\delta 1} = 100 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 5,51 \text{ кА};$$

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

Визначимо складові струмів КЗ [6]:

$$\text{- періодичну: } I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} \cdot I_{n,0}; \quad (2.31)$$

$$\text{- аперіодичну: } i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.32)$$

$$\text{- ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y. \quad (2.33)$$

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.

$\tau$  – розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму

КЗ:

$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (2.34)$$

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

### Розрахунок точки $K_1$

Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_1$ , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.7).

Рисунок 2.7 – Спрощення заступної схеми для точки КЗ  $K_1$

Перетворюємо трикутник з  $x_2$ ,  $x_4$  та  $x_{LRB}$  в зірку [8]:

$$x_{\Delta} = x_2 + x_4 + x_{LRB};$$

$$x_5 = x_2 \cdot x_{LRB} / x_{\Delta};$$

$$x_6 = x_4 \cdot x_{LRB} / x_{\Delta};$$

$$x_7 = x_2 \cdot x_4 / x_{\Delta};$$

$$x_{\Delta} = 2,34 + 0,88 + 1,36 = 4,58;$$

$$x_5 = 2,34 \cdot 0,88 / 4,58 = 0,45;$$

$$x_6 = 1,36 \cdot 0,88 / 4,58 = 0,26;$$

$$x_7 = 2,34 \cdot 1,34 / 4,58 = 0,68;$$

$$x_8 = x_{LRB} + x_5;$$

$$x_8 = 0,88 + 0,45 = 1,33;$$

$$x_9 = x_T + x_6;$$

$$x_9 = 0,63 + 0,26 = 0,89.$$

Перетворюємо трикутник з  $x_T$ ,  $x_6$  та  $x_5$  в зірку [8]:

$$x_{\Delta} = x_T + x_6 + x_5;$$

$$x_{10} = x_T \cdot x_6 / x_{\Delta};$$

$$x_{11} = x_5 \cdot x_6 / x_{\Delta};$$

$$x_{12} = x_T \cdot x_5 / x_{\Delta};$$

$$x_{\Delta} = 0,63 + 0,26 + 0,45 = 1,34;$$

$$x_{10} = 0,63 \cdot 0,26 / 1,34 = 0,12;$$

$$x_{11} = 0,45 \cdot 0,26 / 1,34 = 0,09;$$

$$x_{12} = 0,63 \cdot 0,45 / 1,34 = 0,21;$$

$$x_{13} = x_1 + x_{10};$$

$$x_{13} = 2,2 + 0,12 = 2,32;$$

$$x_{14} = x_7 + x_{11};$$

$$x_{14} = 0,68 + 0,09 = 0,77;$$

$$x_{15} = x_2 + x_{12};$$

$$x_{15} = 2,34 + 0,21 = 2,55;$$

$$x_{16} = x_{10} + \frac{x_{15} \cdot x_{14}}{x_{15} + x_{14}};$$

$$x_{16} = 0,12 + \frac{2,55 \cdot 0,77}{2,55 + 0,77} = 0,71.$$

$$I_{noC} = \frac{1}{2,2} \cdot 5,51 = 2,5 \text{ (кА)};$$

$$I_{noG1-8} = \frac{1,08}{0,71} \cdot 5,51 = 8,38 \text{ (кА)}.$$

Для інших точок КЗ розрахунки проводимо аналогічно і результати зводимо в таблицю 2.16.

### Розрахунок точки К<sub>2</sub>

Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К<sub>2</sub>, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.8).

Рисунок 2.8 – Спрощення заступної схеми для точки КЗ К<sub>2</sub>

Розподіляємо  $x_{12}$  між  $x_{13}$  та  $x_{14}$ .

$$x_{\Delta} = x_{12} \cdot (x_{13} + x_{14});$$

$$x_{17} = x_{13} + x_{\Delta} / x_{14};$$

$$x_{18} = x_{14} + x_{\Delta} / x_{13}.$$

$$x_{\Delta} = 0,21 \cdot (2,32 + 0,77) = 0,65;$$

$$x_{17} = 2,32 + 0,65 / 0,77 = 3,16;$$

$$x_{18} = 0,77 + 0,65 / 2,32 = 1,05.$$

$$I_{noC} = \frac{1}{3,16} \cdot 9,18 = 2,91 \text{ (кА)};$$

$$I_{noG1,2} = \frac{1,08}{2,34} \cdot 9,18 = 4,24 \text{ (кА)};$$

$$I_{noG3-8} = \frac{1,08}{1,05} \cdot 9,18 = 9,44 \text{ (кА)}.$$

### Розрахунок точки К<sub>3</sub>

Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К<sub>3</sub>, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.9).

Рисунок 2.9 – Спрощення заступної схеми для точки КЗ К<sub>3</sub>

$$\begin{aligned}
 x_{19} &= \frac{x_2 \cdot x_{18}}{x_2 + x_{18}}; \\
 x_{19} &= \frac{2,34 \cdot 1,05}{2,34 + 1,05} = 0,72; \\
 x_{20} &= \frac{x_{17} \cdot x_{19}}{x_{17} + x_{19}} + x_{LRR}; \\
 x_{20} &= \frac{3,16 \cdot 0,72}{3,16 + 0,72} + 0,88 = 1,47; \\
 I_{no C+G} &= \frac{1}{1,47} \cdot 9,18 = 6,24 \text{ (кА)}; \\
 I_{no Д} &= 4,0 \frac{\sum P_{ном}}{U_{ном}} = 4,0 \frac{1,25 \cdot S_{LRR. розр}}{U_{ном}}; \\
 I_{no Д} &= \frac{4 \cdot 1,25 \cdot 0,24}{6} = 0,2 \text{ (кА)}.
 \end{aligned} \tag{2.35}$$

#### Розрахунок точки К<sub>4</sub>

Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К<sub>4</sub>, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.10).

Рисунок 2.10 – Спрощення заступної схеми для точки КЗ К<sub>4</sub>

$$x_{21} = \frac{x_1 \cdot x_{16}}{x_1 + x_{16}} + x_{LRR};$$

$$x_{21} = \frac{2,20 \cdot 0,71}{2,20 + 0,71} + 22 = 22,54;$$

$$I_{noC+G} = \frac{1}{22,54} \cdot 9,18 = 0,41;$$

$$I_{noD} = 4,0 \frac{\sum P_{ном}}{U_{ном}} = 4,0 \frac{1,25 \cdot S_{LRR.розр}}{U_{ном}}; \quad (2.36)$$

$$I_{noD} = 0,2 \text{ (кА)}.$$

Для визначення складових струмів КЗ попередньо приймаємо до встановлення вимикачі:

а) ВРУ-10 кВ	ВР0-10	$t_{BB} = 0,04 \text{ с}$
б) ГРУ-6 кВ	ВР1-10	$t_{BB} = 0,04 \text{ с}$
в) РУ ВП-6 кВ	ВР0-10	$t_{BB} = 0,04 \text{ с}$

Таблиця 2.15– Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$\tau, \text{ с}$	$T_a, \text{ с}$	$k_y$	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К <sub>1</sub> ВРУ-10 кВ	Система	0,05	0,01	1,369	0,02	1
	G <sub>Σ</sub>		0,08	1,86	0,55	0,83
К <sub>2</sub> ГРУ-6 кВ	Система	0,05	0,02	1,600	0,05	1
	G <sub>3-8</sub>		0,08	1,910	0,60	0,77
	G <sub>1,2</sub>		0,104	1,86	0,55	0,85
К <sub>3</sub> РУВП-6 кВ	G <sub>Σ</sub> + С	0,05	0,038	1,8	0,25	1

Таблиця 2.16 – Зведена таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

--	--	--	--	--	--	--




Примітка – КА – комутаційна апаратура

Визначаємо коефіцієнти  $\gamma_{n,\tau}$  для генераторних віток [6]:

$$I'_{ном} = \frac{S_{г.ном\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}}$$

**К<sub>1</sub>** а) G<sub>1-8</sub>

$$I'_{ном} = 8 \cdot 3,125 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 1,38 \text{ кА}; \quad \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{n,o} / I'_{ном} = 8,38 / 1,38 = 6; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,83.$$

**К<sub>2</sub>**

а) G<sub>1,2</sub>

$$I'_{ном} = 2 \cdot 0,287 = 0,574 \text{ кА}; \quad \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{n,o} / I'_{ном} = 4,24 / 0,574 = 7,4; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,77;$$

б) G<sub>3-8</sub>

$$I'_{ном} = 6 \cdot 0,287 = 1,722 \text{ кА}; \quad \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{n,o} / I'_{ном} = 9,44 / 1,722 = 5,5; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,85.$$

Визначаємо складові струму КЗ від двигунів власних потреб [6, 9]:

$$\left. \begin{aligned} I_{n,\tau,D} &= I_{n,o,D} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{a,\tau,D} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,o,D} \cdot e^{-\tau/0,04}; \end{aligned} \right\} \quad (2.37)$$

$$i_{y,D} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o,D} \cdot K_{y,D}.$$

$$I_{n,\tau,D} = 0,2 \cdot e^{-0,05/0,07} = 0,10 \text{ (кА)};$$

$$i_{a,\tau,D} = \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot e^{-0,05/0,04} = 0,08 \text{ (кА)};$$

$$i_{y,D} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 0,2 = 0,47 \text{ (кА)}.$$

## 2.7 Визначення максимальних струмів присідань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-10 кВ

Максимальні струми [6]:

$$I_{maxw} = \frac{P_{zp.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.38)$$

$$I_{maxT3} = 1,5 \cdot \frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.39)$$

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

$$I_{maxT3} = 1,5 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1387,3 \text{ (А)};$$

$$I_{maxTR} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,5 \text{ (А)}.$$

Імпульс квадратичного струму [6]:

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 \cdot (t_{вим} + T_a), \quad (2.40)$$

де  $t_{вим}$  – час вимикання КЗ, с.

$$B_{\kappa} = 10,88^2 \cdot (0,2 + 0,08) = 33,1 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ГРУ-6,3 кВ:

$$I_{maxG} = I_{r.ном}/0,95 ; \quad (2.41)$$

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

$$I_{maxT3} = 1,5 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2312,1 \text{ (A)};$$

$$B_{\kappa} = 16,59^2 \cdot (0,3+0,104) = 111,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУВП-6 кВ

$$I_{maxLRR} = 29 \text{ (A)};$$

$$I_{maxLRBП} = 19,3 \text{ (A)};$$

$$I_{maxTR} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6} = 24,1 \text{ (A)};$$

$$B_{\kappa} = 6,44^2 \cdot (0,3+0,038) = 14 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

## 2.8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір вимикачів та роз'єднувачів зведено в таблицю 2.17.

Таблиця 2.17 – Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Розрахункові дані <i>ВРУ-10 кВ</i> лінія (трансформатор зв'язку)	Каталожні дані	
	ВР0-10 (ВР2-10)	Комірка КРУ типу КУ10
1	2	3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 216,8 \text{ (1387,3) А}$ $I_{n,\tau} = 9,46 \text{ кА}$ $i_{a,\tau} = 6,57 \text{ кА}$ $\sqrt{2} I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = 19,91 \text{ кА}$ $I_{n,o} = 10,88 \text{ кА}$ $i_y = 26,81 \text{ кА}$ $B_{\kappa} = 53,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ (1600) А}$ $I_{вим.ном} = 12,5 \text{ (20) кА}$ $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 12,5 = 5,29$ $(8,46) \text{ кА}$ $\sqrt{2} I_{вим.ном} (1 + \beta_n) = 22,9 \text{ кА}$ $I_{дин} = 12,5 \text{ (20) кА}$ $i_{дин} = 32 \text{ (52) кА}$ $I_m^2 \cdot t_m = 12,5^2 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ (2000) А}$         

Продовження таблиці 2.17

1	2	3
<i>ГРУ-6 кВ</i> генератор (трансформатор зв'язку)	ВР1-10 (ВР3-10)	Комірка КРУ КУ10
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 302,1 (2312,1) \text{ А}$ $I_{n,\tau} = 12,56 \text{ кА} (11,28)$ $i_{a,\tau} = 9,33 \text{ кА} (10,91)$ $\sqrt{2} I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = 27,04 \text{ кА}$ $I_{n,o} = 14,47 \text{ кА} (13,68)$ $i_y = 37,03 \text{ кА} (36,18)$ $B_k = 111,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 (3150) \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 20 (40) \text{ кА}$ $i_{a,ном} = 8,46 (16,92) \text{ кА}$ $\sqrt{2} I_{вим.ном} (I + \beta_H) = 36,66 \text{ кА}$ $I_{дин} = 36,66 (73,32) \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 (102) \text{ кА}$ $I_m^2 \cdot t_m = 20^2 \cdot 3 = 1200 (4800) \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 (3150) \text{ А}$ - - - - -
<i>РУВП – 6 кВ</i>	ВР1-10	Комірка КРУ (КУ10Ц)
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 29 \text{ А}$ $I_{n,\tau} = 6,34 \text{ кА}$ $i_{a,\tau} = 2,28 \text{ кА}$ $I_{n,o} = 6,44 \text{ кА}$ $i_y = 16,31 \text{ кА}$ $B_k = 14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = 5,29 \text{ кА}$ $I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{дин} = 32 \text{ кА}$ $I_m^2 \cdot t_m = 12,5^2 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ - - - - -

## 2.9 Вибір струмоведучих частин

*ВРУ-10 кВ*

а) Збірні шини ВРУ-10 кВ:

$$I_{max} = 1387,3 \text{ А};$$

$$I_{n,o} = 10,88 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 26,81 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо провід марки АС 1000/56:  $d = 42,4 \text{ мм}$ ;  $I_{дон} = 1400 \text{ А}$ .

$$I_{max} = 1387,3 \text{ А} < I_{дон} = 1400 \text{ А}.$$

б) відгалуження до ТЗ:

Економічний переріз [6]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \quad (2.42)$$

де  $j_{ек}$  – економічна густина струму. А/мм<sup>2</sup>;

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

$$q_{ек} = \frac{1387,3/1,5}{1,1} = 840,8 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо провід марки АС 800/105:  $d = 39,7$  мм;  $I_{дон} = 1250$  А.

в) відгалуження до ТР:

$$q_{ек} = \frac{14,5}{1,1} = 13,2 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо провід марки АС 16/2.7:  $d = 5,6$  мм;  $I_{дон} = 111$  А.

ГРУ 6 кВ

а) збірні шини

$I_{max} = 2312,1$  (302,1) А;  $I_{н,о} = 16,59$  кА;  $i_y = 42,74$  кА;  $B_k = 111,2$  кА<sup>2</sup>·с;

$v_0 = +30^\circ\text{C}$ ;  $T_{max} = 4569,3$  год;  $K_2 = 0,94$ .

Вибираємо алюмінієві шини коробчатого перерізу:

$q = 2(100 \times 45 \times 4,5) = 480$  мм<sup>2</sup>;  $I_{дон} = 2820$  А;  $W_{y_0-y_0} = 48,6$  см<sup>3</sup>;

$I_{y_0-y_0} = 243$  см<sup>4</sup>.

Перевірка шин за максимальним струмом:

$$I_{р. max} = 2312,1 \text{ (А)} < I'_{дон} = 0,94 \cdot 2820 = 2650,8 \text{ (А)}.$$

Перевірка шин на термічну стійкість при КЗ.

Тепловий імпульс:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

де функція  $C = 90 \left[ \frac{A \cdot \sqrt{c}}{\text{мм}^2} \right]$ .

$$q_{min} = \frac{\sqrt{111,2 \cdot 10^6}}{90} = 115,9 \text{ (мм}^2\text{)} < q = 1550 \text{ мм}^2.$$

Перевірку шин коробчатого перерізу на електродинамічну стійкість не проводимо, оскільки в них частота власних коливань не входить в зону резонансу.

Перевірка на механічну стійкість.

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{розр} = \sigma_{\phi} + \sigma_n \leq \sigma_{дон},$$

де  $\sigma_{розр}$  і  $\sigma_{дон}$  – розрахункові і допустимі механічні напруги в матеріалі шин;

$\sigma_{\phi}$  – напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз, МПа;

$\sigma_n$  – напруга в матеріалі шин від взаємодії полюсів, Мпа.

Приймаємо, що швелери розташовані по вершинах прямокутного трикутника і жорстко зварені по всій довжині і, тоді  $\sigma_n = 0$ .

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз [6]:

$$\sigma_{\phi} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot i_y^2,$$

де  $l$  – довжина прогону між ізоляторами, приймаємо  $l = 4$  м;

$a$  – відстань між фазами,  $a = 0,8$  м.

$$\sigma_{\phi max} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{4^2}{0,8 \cdot 48,6} \cdot 42,74^2 = 16,52 \text{ (МПа)},$$

$$\sigma_{розр} = \sigma_{\phi max} = 16,52 \text{ МПа} < \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа}.$$

Шини механічно стійкі.

Вибір ізоляторів.

Розрахункова сила, що діє на опорний ізолятор:

$$F_{32} = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.43)$$

$$F_{32} = 1,62 \cdot \frac{42,74^2 \cdot 4}{0,8} \cdot 10^{-1} = 1479,6 \text{ Н}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну стійкість:

$$F_{розр} = K_h \cdot F_{32} \leq 0,6 \cdot F_p, \quad (2.44)$$

де  $K_h$  – поправка на висоту коробчастих шин.

$$K_h = \frac{H_{із} + c + h/2}{H_{із}} = \frac{130 + 4,5 + 100/2}{130} = 1,42.$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу ІО-6-3,75 УЗ:

$$U_{ном} = 6 \text{ кВ}; F_p = 3750 \text{ Н}; H_{із} = 100 \text{ мм}.$$

$$F_{розр} = 1,42 \cdot 1479,6 = 2101 \text{ Н} < F_p = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}.$$

Приймаємо прохідні ізолятори типу ІІ-10/3150-3000У:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}; I_{ном} = 3150 \text{ А}; F_p = 30000 \text{ Н}; l_{із} = 510 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну стійкість:

$$F_{розр} = 0,5 \cdot F_{32} \leq 0,6 \cdot F_p;$$

$$F_{розр} = 0,5 \cdot 1479,6 = 739,8 \text{ Н} \leq 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н}.$$

РУВПІ – 6 кВ

$$I_{max} = 29 \text{ А}; i_y = 16,31 \text{ кА}; B_k = 14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Встановлюємо однополосні алюмінієві шини прямокутного перерізу:

$$q = 15 \times 3 = 45 \text{ мм}^2; I_{доп.ном} = 165 \text{ А}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{p.max} = 29 \text{ (А)} < I'_{доп} = 0,94 \cdot 165 = 155,1 \text{ (А)}.$$

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{14 \cdot 10^6}}{91} = 41,1 \text{ мм}^2 < q = 45 \text{ мм}^2.$$

Перевіряємо шини на механічну міцність. Фази розташовуємо горизонтально, а шини на ізоляторах плазом.

$$I = h \cdot \frac{b^3}{6}; \quad (2.45)$$

$$W = h \cdot \frac{b^2}{3}; \quad (2.46)$$

$$I = \frac{0,3 \cdot 1,5^3}{12} = 0,0844 \text{ см}^4;$$

$$W = \frac{0,3 \cdot 1,5^2}{6} = 0,1125 \text{ см}^3.$$

Визначаємо довжину прогону між ізоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}; \quad (2.47)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,0844}{0,45}} = 0,375 \text{ м}^2;$$



$$l \leq 0,61 \text{ м.}$$

Приймаємо  $l = 0,6 \text{ м.}$

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\phi.max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W};$$

$$\sigma_{\phi.max} = \sqrt{3} \cdot \frac{16,31^2 \cdot 0,6^2}{0,8 \cdot 0,1125} \cdot 10^{-2} = 15,2 \text{ МПа} < \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа} .$$

Вибір ізоляторів.

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot K_h \cdot 10^{-1};$$

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot \frac{16,31^2 \cdot 0,6}{0,8} \cdot 10^{-1} = 34,5 \text{ Н.}$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу ІО-6-3,75 УЗ [7]:

$$U_{ном} = 6 \text{ кВ}; F_p = 3750 \text{ Н.}$$

$$F_{розр} = 34,5 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ (Н)} .$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ІП-6/400-375-ІУ [7]:

$$F_{розр} = 0,5 \cdot 34,5 = 17,25 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ (Н)} .$$

## 2.10 Вибір лінійних реакторів

Максимальне навантаження району:  $P_{max} = 14,98 \text{ МВт}$

Кількість секцій ГРУ-6 кВ  $n_c = 4 \text{ шт.}$

Навантаження секції  $P_{стmax} = 14,98/4 = 3,745 \text{ МВт}$

Струм реакторів:

$$I_c = \frac{3,745 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,8} = 451 \text{ A};$$

Струм вітки реактора:

$$I_{gp} = 451/2 = 225,5 \text{ A};$$

Тип вимикача, що встановлюється на лінії:

$$\text{BP0-10: } I_{\text{вим.ном}} = 12,5 \text{ кА.}$$

Основний релейний захист лінії:

Максимальний струмовий захист

Повний час вимикання КЗ:

$$t_{\text{вим}} = 1,5 \text{ с};$$

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

$$X_{\text{рез}} = U_{\text{сер.ном}} / (\sqrt{3} \cdot I_{n,o}); \quad (2.48)$$

$$X_{\text{рез}} = 6,3 / (\sqrt{3} \cdot 16,59) = 0,22 \text{ Ом.}$$

Потрібний опір кола КЗ:

$$X_{\text{рез}}^{\text{номр}} = U_{\text{сер.ном}} / (\sqrt{3} \cdot I_{\text{вим.ном}}); \quad (2.49)$$

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

Потрібний опір реактора для обмеження струму КЗ:

$$X_p^{\text{номр}} = X_{\text{рез}}^{\text{номр}} - X_{\text{рез}}; \quad (2.50)$$

$$X_p^{\text{номр}} = 0,291 - 0,22 = 0,071 \text{ Ом.}$$

Встановлюємо реактор типу: РБС 10-2×630-0,25 УЗ [7]:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 2 \times 630 \text{ А}; X_p = 0,25 \text{ Ом}; K_{3\phi} = 0,46; i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА};$$

$$I_m = 15,75 \text{ кА}; t_m = 8 \text{ с.}$$

Результуючий опір кола КЗ з врахуванням реактора:

$$X'_{\text{рез}} = 0,22 + 0,25 = 0,47 \text{ Ом.}$$

Фактичне значення періодичної складової струму КЗ за реактором:

$$I_{n,o} = 6,3 / (\sqrt{3} \cdot 0,47) = 7,75 \text{ кА.}$$

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot K_y \leq i_{дин}; \quad (2.51)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 7,75 \cdot 1,904 = 20,81 \text{ кА} < i_{дин} = 40 \text{ кА.}$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 \cdot (t_{вим} + T_a) \leq I_m^2 \cdot t_m, \quad (2.52)$$

$$B_{\kappa} = 7,75^2 \cdot (1,5 + 0,1) = 96,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 15,75^2 \cdot 8 = 1984,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Залишкова напруга на шинах ГРУ при КЗ за реактором:

$$U_{зал, \%} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I'_{no}}{U_{ном}} \cdot 100 \geq 65\%, \quad (2.53)$$

$$U_{зал\%} = 0,25 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 7,75}{6} \cdot 100 = 55,9\% < U_{зал.доп.} = 65\%.$$

Умова не виконується. Потрібно встановити інший реактор. Приймаємо реактор типу: РБ 10-2×1000-0,14 УЗ [7]:

$U_{ном} = 10 \text{ кВ}; I_{ном} = 2 \times 1000 \text{ А}; X_p = 0,14 \text{ Ом}; K_{зв} = 0,49; i_{дин} = 63 \text{ кА};$   
 $I_m = 24,8 \text{ кА}; t_m = 8 \text{ с.}$

$$X'_{рез} = 0,22 + 0,14 = 0,36 \text{ Ом.}$$

Фактичне значення періодичної складової струму КЗ за реактором:

$$I_{n,o} = 6,3 / (\sqrt{3} \cdot 0,36) = 10,12 \text{ кА.}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 10,12 \cdot 1,904 = 27,17 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}.$$

$$B_k = 10,12^2 \cdot (1,5 + 0,1) = 163,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 24,8^2 \cdot 8 = 4920,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$U_{\text{зал}\%} = 0,14 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10,12}{6} \cdot 100 = 40,9 \% < U_{\text{зал.дон.}} = 65 \%.$$

Умова не виконується.

Встановлюємо на лініях 6 кВ, які відходять в район, вимикачі типу ВР-10:  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ;  $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ ;  $I_{\text{вим.ном}} = 20 \text{ кА}$ .

Таким чином, встановлення лінійних реакторів не потрібне.

## 2.11 Вибір кабелів

Обираємо кабельні лінії, які відходять від секцій ГРУ-6 кВ до району:  $I_{\text{max}} = 451 \text{ А}$ ;  $B_k = 111,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ ;  $v_0 = +30^\circ\text{C}$ ;  $T_{\text{max}} = 4569,3 \text{ год}$ ;  $K_2 = 0,94$ .

Кабель прокладається в кабельному на півповерху, у вологому приміщенні; обираємо кабель марки ААШв, 6 кВ, трижильний.

$$\text{Кількість кабелів на секцію: } \frac{P_c}{P_{\text{дон}}} = \frac{3,745}{2,5} = 1,5 \approx 2 \text{ шт.}$$

Струм кабеля:  $I_\phi = 225,5 \text{ А}$ .

Визначаємо економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 225,5 / 1,4 = 161,1 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель  $3 \times 185 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{дон}} = 250 \text{ А}$ .

$$I_{\text{дон}} = 0,94 \cdot 250 = 235 \text{ А} > I_{\text{max}} = 225,5 \text{ А}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{111,2 \cdot 10^6}}{100} = 107,6 \text{ мм}^2 < q = 185 \text{ мм}^2.$$

Таким чином, від кожної секції ГРУ-6 кВ відходять до району по дві кабельних лінії перерізом  $185 \text{ мм}^2$  марки ААШв, 6 кВ.

## 2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі турбогенератора. Вихідні дані наведено в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТПЛ–10

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 302,1 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$
$i_y = 37,03 \text{ кА}$	$i_{дин} = 66 \text{ кА}$
$B_k = 111,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,39 \text{ Ом}$	$r_2 = 0,4 \text{ Ом}$

Примітки

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

Перевіряємо ТС на клас точності [6, 8].

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В.А, фази		
		А	В	С
Амперметр	Е-375	-	0,1	-
Ватметр	Д-312	0,5	-	0,5
Варметр	Д-312	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	І-680	2,5	-	2,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	-	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	-	1,0
		5,5	0,1	5,5

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил.}} = \frac{S_{\text{прил.}}}{I_{2\text{ном.}}^2}; \quad (2.54)$$

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

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр.}} = r_{2\text{ном.}} - r_{\text{прил.}} - r_{\text{к.}}; \quad (2.55)$$

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

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр.}}}{r_{\text{пр.}}}; \quad (2.56)$$

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

Приймаємо контрольний кабель марки КРВГ з жилами перерізом 6 мм<sup>2</sup>.

Вторинне навантаження ТС:

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

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 ТН:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{32^2 + 9,7^2} = 33,4 \text{ ВА} < 3 \cdot 50 = 150 \text{ ВА}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо кабель КРВГ з жилами перерізом 1,5 мм<sup>2</sup> (за умовою механічної міцності).

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{обм.},$ ВА	$n_{обм.},$ шт.	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{прил.},$ шт.	Загальна потужність	
							$P,$ Вт	$Q,$ ВАр
Вольтметр	Е-375	2	1	1	0	1	2	-
Ватметр	Д-312	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-312	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	І-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Датчик активної потужності	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Разом:							32	9,7

В таблицю 2.21 зводимо всі дані по обраним вимірювальним трансформаторам.

### 2.13 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, ТР

ОПН-6У1

## 2.14 Вибір акумуляторної батареї

На ТЕЦ з поперечними зв'язками в тепловій частині за потужності 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 підзарядний пристрій, а для заряджання передбачається один загальностанційний зарядний агрегат.

Вихідні дані для розрахунку:

- номінальна напруга:	$U_{ном} = 220 \text{ В}$
- напруга на шинах:	$U_{ш} = 230 \text{ В}$
- кількість основних елементів батареї:	$n_o = 108$
- кількість додаткових елементів батареї:	$n_d = 22$
- загальна кількість елементів батареї:	$n = 130$
- напруга на елементі в режимі підзаряду:	$U_{пз} = 2,15 \text{ В}$
- напруга на елементі в кінці розряду:	$U_p = 1,75 \text{ В}$
- напруга на елементі наприкінці заряджання	$U_3 = 2,75 \text{ В}$

Таблиця 2.22 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	К-сть	$P_{ном}, \text{кВт}$	$I_{ном}, \text{А}$	$I_{розр}, \text{А}$	$I_{пуск}, \text{А}$	$I_{ав}, \text{А}$	$I_T, \text{А}$
Постійне навантаження	—	—	—	20	—	20	20
Аварійне освітлення	—	—	—	160	—	160	—
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслососа ущільнень генератора	8	1,0	5,5	5,0	14	40	—
Електродвигун аварійного маслососа змазки турбін	8	2,4	13,2	12,5	34	100	272
Разом						350	322



Як підзарядний пристрій приймаємо [6, 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 акумуляторної батареї [6]:

$$N \geq 1,05 \cdot I_{ав} / j; \quad (2.57)$$

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

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

$$N \geq 1,05 \cdot 350 / 25 = 14,7.$$

Перевірка за максимальним струмом поштовху:

$$N \geq I_{ном} / 46; \quad (2.58)$$

$$N \geq 322 / 46 = 7.$$

Остаточно приймаємо типорозмір  $N = 12$  (батарея типу Varta).

Перевіряємо акумуляторну батарею за допустимою напругою в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_n = I_{ном} / N; \quad (2.59)$$

$$j_n = 322 / 16 = 20,1 \text{ А/Н}.$$

З рисунку 7.2 [8] 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  $N=16$ .

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\begin{aligned}
 I_{нзн} &= I_{носм} + 0,15 \cdot N; \\
 U_{нзн} &= U_{нз} \cdot n_o; \\
 I_{нзн} &= 0,15 \cdot 16 + 20 = 22,4 \text{ А}; \\
 U_{нзн} &= 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В}.
 \end{aligned}
 \tag{2.60}$$

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою додаткових елементів:

$$\begin{aligned}
 I_{нзн.дод} &= 0,05 \cdot N; \\
 U_{нзн.дод} &= U_{нз} \cdot n_d, \\
 I_{нзн.дод} &= 0,05 \cdot 16 = 0,8 \text{ А}; \\
 U_{нзн.дод} &= 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ В}.
 \end{aligned}
 \tag{2.61}$$

Розрахункові струм та напруга зарядного пристрою:

$$\begin{aligned}
 I_{зн} &= I_{носм} + 5 \cdot N; \\
 U_{зн} &= U_з \cdot n, \\
 I_{зн} &= 20 + 5 \cdot 16 = 100 \text{ А}; \\
 U_{зн} &= 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В}.
 \end{aligned}
 \tag{2.62}$$

## 2.15 Розрахунок грозозахисту ВРУ-10 кВ

Захист ВРУ станції здійснюється, як правило, блискавковідводами, які встановлюються на конструкціях ВРУ. Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-10 кВ наведена на рисунку 2.11.

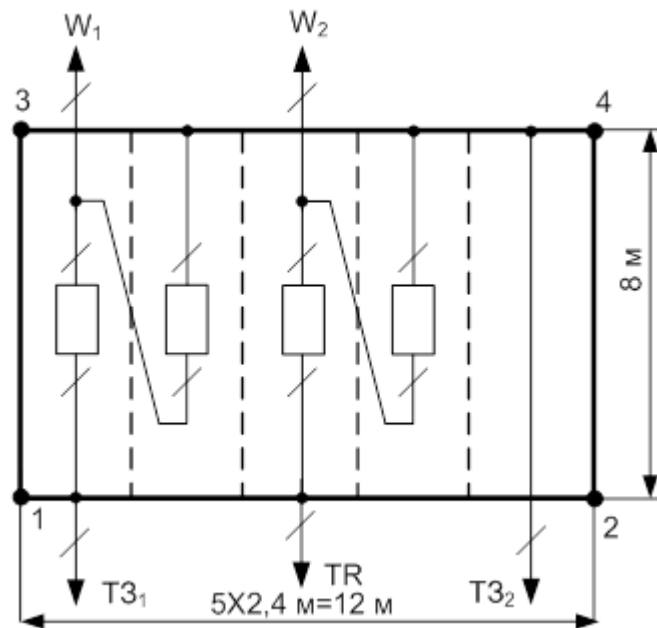


Рисунок 2.11 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-10 кВ

Вихідні дані :

– висота блискавковідводу:  $h = 8$  м;

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

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

Радіус та ширина зони захисту блискавковідводу ( $r_x$ ) [10]:

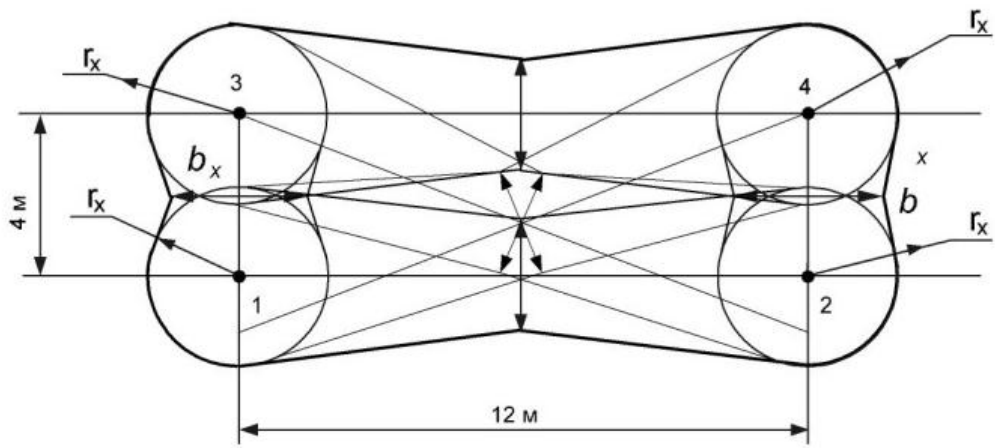
$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \quad (2.63)$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \quad (2.64)$$

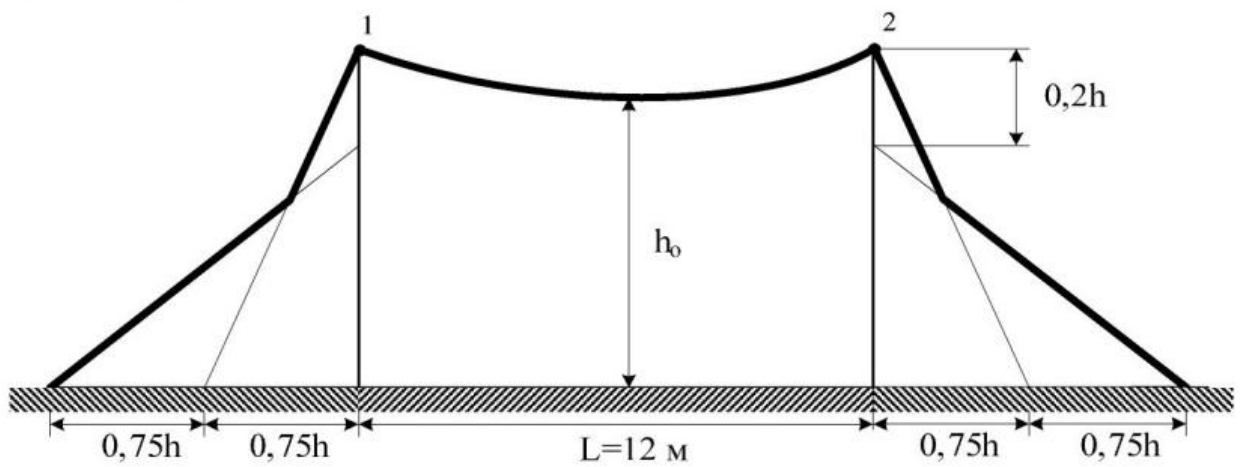
$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (2.65)$$

де  $h_0$  – висота зони захисту всередині прогону між блискавковідводами;

$L$  – відстань між блискавковідводами, м.



а) вид зверху



б) вид збоку

Рисунок 2.12 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 10 кВ

Таблиця 2.23 – 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	12	7,3	3,2	2,6
1-3, 2-4	4	7,9	5,0	2,6
1-4, 2-3	12,6	7,2	2,9	2,6

## **3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ТЕЦ**

### **3.1 Вибір системи оперативного управління ТЕЦ**

Оперативне управління на тепловій електростанції (ТЕЦ) тепловим та електричним обладнанням, включаючи вимикачі зі сторони вищої напруги ведуть централізовано з щита управління (ЩУ). Для управління роботою основних агрегатів – котла, турбіни, генератора, живлячих насосів – споруджують місцеві щити, на яких встановлюються необхідні пристрої й апарати управління та контролю.

На головному щиті управління (ГЩУ) зосереджується інформація про роботу генераторів, сигналізація, централізована система управління [13-15].

Для оперативного двостороннього зв'язку на ГЩУ встановлюють комбіновані комутатори гучномовного та телефонного зв'язку, додаткові промислові багатоканальні телевізійні установки. На ГЩУ виносять управління та контроль такими елементами ТЕС: вимикачами РУ (розподільчого пристрою) вищої та середньої напруги, резервними трансформаторами власних потреб, включаючи магістральні та секційні вимикачі; блочними трансформаторами; резервними збуджувачами; виробничо-протипожежними насосами; телекерованими насосами (освітленої води I і II підйому, насосами хімоводоочищення I і II підйому); загальностанційними трансформаторами 6/0,4 кВ головного корпусу.

На ГЩУ передбачені сигналізація положення вимикачів в ланцюгу генератора (якщо вони встановлені) і введення резервного живлення секцій 6 кВ власних потреб генераторів; вимір та збільшення активної та реактивної потужності сигналізація виклику персоналу, загальностанційні засоби центральної сигналізації, телемеханіка, протиаварійна телемеханіка, протиаварійна автоматика, системи автоматичного регулювання частоти активної потужності (САРЧП), групового управління збуджувача (ГУЗ), автоматики пожежогасіння та інше.

На ЩУ вноситься управління та контроль: системою збудження генераторів; переведення генератора з робочого збудження на резервне та навпаки, вимикачами вводів робочих трансформаторів власних потреб; вимикачами вводів резервного живлення секції (6 кВ) власних потреб генератора; дизель-генераторної станції, трансформаторами фільтрів, а також сигналізацією виклику персоналу при несправностях на місцевих щитах управління та в електропристроях, які відносяться до даного генератора.

На теплової електростанції (ТЕЦ) встановлена система управління устаткуванням, що містить у собі управління комутаційними апаратами, регулювання і вимірювання.

Управління генераторами, трансформаторами, ЛЕП, комутаційними апаратами, колами ВП здійснюється з головного щита управління (ГЩУ), за якими знаходиться начальник зміни, який керує черговим персоналом електростанції. Керування електродвигунами, котельними агрегатами, живильно-деаераторною установкою здійснюється з головного щита, розташованого в центрі головного корпусу.

Вибір системи дистанційного управління.

Система дистанційного управління призначена для контролю і управління устаткуванням, що знаходиться на відстані. Дистанційне управління здійснюється вимикачами, контакторами, роз'єднувачами і т.п. Прийнято дві системи дистанційного управління: індивідуальна і виборча. Для вимикачів і роз'єднувачів застосовується індивідуальна система управління. Для управління ЩУ технологічним устаткуванням генераторів застосовується виборча система дистанційного керування.

### **3.2 Система сигналізації**

На щитах управління ЕС передбачені спеціальні види технологічної сигналізації;

1. Сигналізація положення (комутаційного апарата):

- червона лампа – "включено";
- зелена лампа – "відключено".

2. Аварійна сигналізація – сигналізація аварійного відключення комутаційних апаратів. Здійснюється сиреною або дзвінком і миготінням зеленої лампи.

Попереджуюча сигналізація - сигнали про настання ненормального режиму в роботі агрегатів. Здійснюється звуковими періодичними сигналами та індивідуальними світловими сигналами (тільки з написом).

Сигналізація дії захисту – супроводжується звуковими сигналами, миготінням ламп аварійного відключення і випаданням прапорця вказівного реле.

5. Сигналізація дії автоматики супроводжується індивідуальними світловими сигналами у вигляді миготіння відповідної лампи (АВР, АЧР).

6. Командна сигналізація – сигнали для передачі з цеху в цех обмеженої кількості найбільш важливих і частих розпоряджень.

### **3.3 Автоматика і блокування**

На проектованій ТЕЦ передбачене застосування таких видів автоматики і блокування, як:

1. АВР відповідальних споживачів ВП.
2. АЧР на шинах ВП ( на базі ІВЧ-3).
3. Автоматика синхронізації генератора з мережею на базі автоматичного синхронізатора УБАС.
4. Автоматичне регулювання збудження, напруги та реактивної потужності.
5. Автоматичне гасіння поля (АГП-40).
6. Автоматичне форсування та розфорсування збудження.
7. Автоматичне компаундування та електромагнітна корекція напруги (ЕПА-325В).

8. Вторинні автоматичні регулятори частоти та потужності.
9. Автоматика системи паливоприготування па паливоподачі.
10. Автоматика системи хімічного очищення води.
11. Автоматика системи ведення заданого режиму котла та турбіни.
12. Автоматика пуску та зупинки агрегатів.

### 3.4 Зв'язок

Внутрішній зв'язок на ТЕЦ складається із:

Оперативного зв'язку.

Технологічного зв'язку і сигналізації.

Об'єм оперативного зв'язку:

- а) установка на ГЩУ комутатора диспетчерського зв'язку типу ЭДШС-5 і комутатора типу ЧІС;
- б) оперативний зв'язок ТЕЦ – двосторонній зв'язок з використанням гучномовця;
- в) пожежна сигналізація типу СПДУ з установкою давачів у всіх приміщеннях.

Зовнішній зв'язок ТЕЦ включає:

1. Зв'язок із диспетчером енергосистеми по високочастотному каналу і по пристроях телемеханіки.
2. Вихід на міський телефонний зв'язок.
3. Прямий зв'язок із електроцехом, цехом водопостачання, ВРУ, паросиловим цехом, цехом перерозподілу мазуту.

Радіопошуковий зв'язок (із зворотною відповіддю).

Охоронний зв'язок і сигналізація.

Радіофікація від міської мережі через штаб цивільної оборони (ЦО) з метою використання радіофікації штабом ЦО.



### 3.5 Телемеханіка

На проєктованій тепловій електричній станції (ТЕЦ) передбачений пристрій телевимірювань і телесигналізації. Цей пристрій здійснює передачу даних ТЕЦ у центральний диспетчерський пункт енергосистеми в об'ємі:

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

### 3.6 Засоби релейного захисту і автоматики

РЗ є найважливішою частиною автоматики електроустановок і енергосистем її основне завдання полягає в тому, щоб виявити пошкоджену ділянку електричної системи і, по можливості, швидше видати керуючий сигнал на її відключення. Додаткова задача РЗ полягає в сигналізації про виникнення ненормальних режимів роботи обладнання.

Основні захисти на ТЕЦ занесені в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Основні типи захистів на ТЕЦ

Захищений елемент	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
1	2	3
Шини власних потреб 6кВ	1. Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення (МРЖ)	Повздовжній диф. захист ДЗТ -13/3
	2. Міжфазне КЗ на МРЖ	Повздовжній диф. захист, РНТ-565
Збірні шини ВРУ- 10кВ	1. Всі види КЗ	Диференційний захист шин ДЗШ-110
	2. Багатофазні КЗ	Струмова відсічка, РСТ-9, РСТ-11

Продовження таблиці 3.1

1	2	3
ЛЕП-10	1. Всі види КЗ	Струмова відсічка, РСТ-11
	2. Замикання на землю	Струмова відсічка, РСТ-11
Кабельні лінії 6кВ	1. Захист від багатofазних КЗ	Неповний диф. захист ДЗШ-6 Двоступеневий струмовий захист(струмова відсічка на МСЗ) на реле типу РТ-80 на вихідному реле.
	2. Захист від однофазних КЗ	РУ-23 Струмовий захист нульової послідовності ЗЗП-1
Реактор власних потреб	1. Симетричне перевантаження	МСЗ, РСТ-11
	2. Пошкодження на шинах ВП 6 кВ	Дистанційний захист БРЭ-2801
	3. Пошкодження магістралі резервного живлення 6кВ	Диференційний захист на реле РНТ-565
Магістраль резервного живлення (МРЖ)	1. Міжфазне КЗ на МРЖ	Повздовжній диф. захист, РНТ-565
Трансформатор зв'язку	1. Всі види КЗ в обмотках і на виводах	Повздовжній диференційний захист ДЗТ-11
	2. Внутрішні замикання	Газовий захист з двома ступенями дії РЗТ - 80
	3. Зовнішнє КЗ на землю	МСЗ нульової послідовності
	4. Зовнішні симетричні перевантаження	МСЗ з незалежною витримкою часу, РСТ-11
	5. Зовнішні симетричні КЗ	МСЗ з пуском по напрузі (два реле РНТ, фільтри реле зворотної послідовності РНФ – 1М, мінімальне реле напруги РН -54/10)

Продовження таблиці 3.1

1	2	3
Двигуни	1. Багатофазні КЗ в обмотках статора та на його виводах	Струмова відсічка, диференційний поздовжній захист, РНТ-565
	2. Однофазне замикання в обмотках статора	Захист нульової послідовності, РТЗ-50
	3. Обрив однієї фази двигуна	Захист нульової послідовності або захист зворотної послідовності, РТЗ-50
	4. Перенапруга двигуна	Запобіжники, теплові розчеплювачі в автоматах або магнітних пускачах, МСЗ
	5. Понижена напруга	Захист мінімальної напруги

### 3.7 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора

Для визначення рівня струмів за аномальних режимів оперативним персоналом використовуються заступні схеми (рис. 3.1 а, б) та приблизні розрахунки.

Спрощення заступної схеми наведено в п. 2.6.

Розрахуємо струми КЗ в колі генераторів 1, 2 (Т2-4-2, точка К<sub>2</sub>).

Заданося базисними величинами:  $S_{\delta} = S_{Г.ном} = 3,125$  МВА.

Розрахуємо опори схеми заміщення:

$$x_{Г} = x_d'' \frac{S_{\delta}}{S_{Г.ном}};$$

$$x_{Г} = 0,146 \cdot \frac{3,125}{3,125} = 0,146.$$

Рівень поперечної надперехідної ЕРС обмотки статора визначають за формулою:

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

$$E_{q*}'' = \sqrt{0,8^2 + (0,6 + 0,146)^2} = 1,094,$$

де  $U_{ном*} = I_{ном*} = 1$ ;

$$\sin \varphi_{ном} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{ном}} = \sqrt{1 - 0,8^2} = 0,6.$$

Розрахуємо струми КЗ на затискачах генератора (точка К<sub>2</sub>):

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

$$I^{(3)} = I_*^{(3)} \cdot I_{Г.ном};$$

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

$$I_*^{(3)} = \frac{1,094}{0,146} = 7,493;$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{1,094}{0,146 + 0,178} = 3,376;$$

$$I^{(3)} = 7,493 \cdot 0,287 = 2,15 \text{ (кА)};$$

$$I^{(2)} = 3,376 \cdot 0,287 = 0,969 \text{ (кА)},$$

де  $x_2$  – опір зворотної послідовності генератора.

### 3.8 Захист від багатозфазних КЗ в обмотці статора і на виводах генератора

Використовуємо повздовжній диференційний захист від багатозфазних КЗ в обмотці статора. Захист виконується трифазним трирелейним з реле РНТ-565.

Струм спрацювання захисту:

а) за умовою неспрацювання від зовнішніх КЗ:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{нб.розр.} = K_n \cdot K_{ан} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (3.1)$$

де  $K_n = 1,3$  – коефіцієнт надійності;

$K_{ан} = 1$  – коефіцієнт аперіодичності;

$K_{одн} = 0,5$  – коефіцієнт однотипності;

$\varepsilon = 0,1$  – максимальна похибка трансформатора струму.

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 14470 = 940,55 \text{ А.}$$

б) за умовою неспрацювання при обриві з'єднувальних проводів:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{ном.} / 2, \quad (3.2)$$

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 287 / 2 = 186,55 \text{ А,}$$

де  $K_n = 1,3$ ;

Приймаємо  $I_{сз} = 940,55 \text{ А.}$

Струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{K_{cx} \cdot I_{c3}}{n_c}, \quad (3.3)$$

$$I_{cp} = \frac{1 \cdot 940,55}{600/5} = 7,84 \text{ А},$$

де  $K_{cx} = 1$  – коефіцієнт схеми.

Число витків диференційної та зрівнювальної обмоток реле:

$$W_{\partial} = \frac{100}{I_{cp}}; \quad (3.4)$$

$$W_{\partial.розр} = \frac{100}{7,84} = 12,76 \text{ вит.}$$

приймаємо  $W_{\partial} = 13$  витків.

Уточнюємо значення струму спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{100}{13} = 7,69 \text{ А},$$

$$W_{зр} = W_{\partial} - \frac{100}{2 \cdot I_{cp}}. \quad (3.5)$$

$$W_{зр} = 13 - \frac{100}{2 \cdot 7,69} = 6,5 \text{ вит.},$$

приймаємо 7 витків.

$$K_u = \frac{I_{к.мин}}{I_{c3}} \geq 2; \quad (3.6)$$

$$K_u = \frac{4240 \cdot 0,87}{940,55} = 3,92 > 2.$$

### 3.9 Захист від однофазних замикань на землю

Встановлюємо трансформатор струму нульової послідовності: ТНПШ-1,  
 $I_{ном} = 1750 \text{ A}$ ;  $U_{нб} = 60 \text{ мВ}$ .

Струм спрацювання чутливого реле захисту:

$$I_{сз} = (2 \cdot I_{с.з.} + 1,5 \cdot I_{нб}), \quad (3.7)$$

де  $I_{с.з.}$  – власний ємнісний струм генератора, А;

$I_{нб}$  – струм небалансу;

$$I_{нб} = 1,5 \text{ A};$$

$$I_{с.з.} = 0,22 \text{ A}.$$

$$I_{сз1} = (2 \cdot 0,22 + 1,5 \cdot 1,5) = 2,69 \text{ A} < 5 \text{ A}.$$

Струм спрацювання грубого реле захисту приймається

$$I_{сз2} = (100 \div 200) \text{ A}.$$

### 3.10 Захист від зовнішніх КЗ та перевантажень

а) Використовуємо максимальний струмовий захист з блокуванням по напрузі з реле струму РСТ-11.

Струм спрацювання реле:

$$I_{сп} = \frac{K_n \cdot I_{ном}}{K_{нов} \cdot n_c}, \quad (3.8)$$

де  $K_n = 1,1 \div 1,2$ ;

$$K_{нов} = 0,85;$$

$$I_{cp} = \frac{1,2 \cdot 287}{0,85 \cdot 120} = 3,38 \text{ А.}$$

Напруга спрацювання (реле РН-54):

$$U_{cp} = \frac{U_{min}}{K_n \cdot K_{нов} \cdot n_n}, \quad (3.9)$$

де  $K_n = 1,1 \div 1,2$ ;

$$U_{min} = 0,8 \cdot U_{ном} = 0,8 \cdot 6300 = 5040 \text{ В};$$

$$U_{cp} = \frac{5040}{1,1 \cdot 1,2 \cdot 60} = 63,6 \text{ В.}$$

Напруга спрацювання фільтра-реле РНФ-1М:

$$U_{2сз} = 0,06 \cdot U_{ном},$$

$$U_{cp} = \frac{0,06 \cdot 6300}{6000/100} = 6,3 \text{ В.}$$

Витримка часу МСЗ:

$$t_{мсз} = t_{сз.ел.мах} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с.}$$

б) Захист від перевантаження з реле РСТ-11.

$$I_{cp} = \frac{K_n \cdot I_{ном}}{K_{нов} \cdot n_c} = \frac{1,05 \cdot 287}{0,85 \cdot 120} = 2,95 \text{ А.}$$

Витримка часу:

$$t_{неп} = t_{мсз} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2,0 \text{ с}; \quad \Delta t = 0,5 \text{ с.}$$



### 3.11 Струмівий захист оберненої послідовності

Використовуємо струмівий захист оберненої послідовності з реле типу РТФ-2.

Струм спрацювання струмового реле (реле КА<sub>2</sub>):

$$I_{сз2} = (0,3 \div 0,7) \cdot I_{2.ном} \leq \sqrt{\frac{A}{120}} \cdot I_{2.ном}; \quad (3.10)$$

$$I_{сз2} = 0,3 \cdot 287 = 86,1 \text{ А} < \sqrt{\frac{30}{120}} \cdot 287 = 143,5 \text{ А}.$$

$$t_{сз2} = 1,5 \text{ с}.$$

Струм спрацювання струмового реле (КА<sub>3</sub>), яке є сигнальним, приймається рівним:

$$I_{сз.С} = (0,08 \cdot 0,1) \cdot I_{2.ном}; \quad (3.11)$$

$$I_{сз.С} = 0,09 \cdot 287 = 25,83 \text{ А}.$$

Для дії при трифазних КЗ передбачається струмове реле (КА<sub>1</sub>), яке вмикається на фазний струм, та реле напруги (KV), яке підключається на міжфазну напругу:

$$I_{сп1} = \frac{K_n \cdot I_{ном}}{K_{нов} \cdot n_c}, \quad (3.12)$$

$$I_{сп} = \frac{1,2 \cdot 287}{0,85 \cdot 120} = 3,38 \text{ А}.$$

$$U_{сп1} = \frac{U_{min}}{K_n \cdot K_{нов} \cdot n_n}; \quad (3.13)$$

$$U_{сп1} = \frac{5040}{1,2 \cdot 1,2 \cdot 60} = 58 \text{ В}.$$

### 3.12 Захист від перевищення напруги

Вимірювальним органом є реле напруги, що підключається до трансформатора напруги генератора і має уставку напруги спрацювання:

$$U_{cp} = (1,5 \div 1,7) \frac{U_{ном}}{n_H}; \quad (3.14)$$

$$U_{cp} = (1,5 \div 1,7) \frac{6300}{100} = 94,5 \text{ В.}$$

Захист має реле часу з уставкою  $t_{cz} = 0,5 \text{ с}$ . Витримка часу запобігає дії захисту при короткочасних підвищеннях напруги, що усуваються системою автоматичного регулювання збудження (АРЗ).

### 3.13 Захист ротора від перевантаження струмом збудження

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

$$U_{c.з.} = 1,5 \cdot I_{рот.ном} \cdot R_{рот}, \quad (3.15)$$

$$U_{c.з.} = 1,5 \cdot 245 \cdot 0,282 = 103,64 \text{ (В)}; \quad t_{c.з.} = 20 \text{ (с)}.$$

### 3.14 Захист від замкнень на землю в одній точці кола ротора

Використовуємо захист типу КЗР-3, що виконується з накладанням на коло збудження змінного струму частотою 25 Гц.

## 4 ЕКСПЛУАТАЦІЯ КАБЕЛЬНИХ МЕРЕЖ

Силові кабелі призначені для передачі електроенергії, яка використовується для споживання електричних установок. Силові кабелі складаються з таких основних елементів:

- струмопровідних жил;
- ізоляції;
- оболонки і захисних покриттів.

Кабельні лінії (КЛ), що перебувають в обслуговуванні служби по експлуатації електроустаткування ВРУ, загальностанційних об'єктів, належать до системи нормальної експлуатації, що не впливає на безпеку, класу 4.

Для живлення споживачів усіх категорій надійності електрозабезпечення застосовуються кабелі з алюмінієвими жилами в алюмінієвій або пластмасовій оболонці. В інших умовах можуть бути застосовані аналогічні силові кабелі з мідними жилами, кабелі для вертикальних і похилих трас зі збідненою ізоляцією або ізоляцією з нестчкаючим складом, трижильні кабелі з окремими металевими оболонками на фазах, а також одножильні й інші.

Під час вибору силових кабелів із пластмасовою ізоляцією на напругу 6-10 кВ слід керуватися наступним:

а) не застосовувати для прокладання в кабельних спорудах кабелі з ізоляцією з поліетилену, а також кабелі з ізоляцією з вулканізованого поліетилену звичайного виконання;

б) для прокладання в кабельних спорудах рекомендуються кабелі з ізоляцією з полівінілхлоридного пластикату з індексом «нг», а також допускаються кабелі звичайного виконання;

в) кабелі повинні бути перевірені на термічну стійкість за умовами КЗ з урахуванням температур, наведених у таблиці 1, дії основного й резервного захисту й розрахункових умов відповідно до ПУЕ [16];

У процесі експлуатації кабельних ліній необхідно:

- виключити можливість перевантаження в аварійному режимі вище значень, зазначених у нормативній документації;
- не допускати тривалої роботи в режимі однофазного замикання на землю;
- контролювати, щоб струм пропалювання при пошуку місця ушкодження не перевищував довготривало допустимого струму для даного кабелю;

Монтаж сполучних і кінцевих муфт виконувати відповідно до технічної документації на кабельні муфти. При цьому необхідно враховувати:

- кабелі на напругу 6 кВ мають електропровідний екран зверху покривної ізоляції;
- кабелі на напругу 10 кВ мають електропровідний екран по жилі й по ізоляції.

Робоча напруга на кабельних лініях не повинна перевищувати номінальну більш ніж на 10 %.

#### **4.1 Загальні вимоги прокладання кабельних ліній**

Всі кабельні лінії повинні бути захищені від механічних ушкоджень, корозії, вібрації, перегріву й від ушкоджень електричною дугою сусідніх кабелів.

При розміщенні кабелів слід уникати перехрещування їх один з одним, із трубопроводами і т.д.

Для виключення виникнення в кабелях небезпечних механічних напруг і ушкоджень, приймаються наступні заходи [17, 18]:

- кабелі повинні бути змонтовані із запасом по довжині. Укладати запас кабелів у вигляді кілець (витків) забороняється;
- кабелі, прокладені по горизонталі по конструкціях, стінах, перекриттях і т.п., повинні бути жорстко закріплені в кінцевих точках, по обидва боки вигинів і сполучних муфт;

- початкова стріла провисання повинна бути не більше 0,5 – 1,0 % від довжини прольоту й утворюватися тільки від власної ваги кабелю;
- кабелі, прокладені по вертикалі по конструкціях і стінах, повинні бути закріплені з таким розрахунком, щоб була виключена деформація оболонок і не порушилися з'єднання жил у муфтах під дією власної ваги кабелів;
- конструкції, на які покладені кабелі, повинні бути виконані з таким розрахунками, щоб була виключена можливість механічних ушкоджень оболонок кабелів (кромки опорної поверхні повинні мати закруглення не менше 3 мм, ширина опорної поверхні для кабелів з голою свинцевою оболонкою повинна бути не менше 50 мм і т.д.). Місця кріплення оболонки цих кабелів повинні бути захищені від механічних і корозійних ушкоджень;
- усі кабелі, у тому числі й броньовані, розташовані в місцях, де можливі механічні ушкодження (пересування автотранспорту, механізмів і вантажів, доступність для сторонніх осіб) повинні бути захищені по висоті на 2 м від рівня підлоги або землі.

При виявленні на кабельних лініях небезпечних потенціалів і блукаючих струмів, повинні бути вжиті заходи по запобіганню руйнування кабелів електрокорозією. При цьому також повинна бути врахована необхідність захисту кабелів від ґрунтової або хімічної корозії. За встановленими захисними пристроями повинно вестися спостереження.

При прокладанні кабелів на вертикальних і крутонахилених ділянках траси з різницею рівнів повинні застосовуватися кабелі з нестікаючою просочувальною масою або збідненою ізоляцією. Кабелі із просоченою ізоляцією дозволяється в цих випадках застосовувати тільки зі стопорними муфтами.

У чотирьохпровідних мережах повинні застосовуватися чотирьохпровідні кабелі. Прокладання нульових жил окремо від фазних не допускається. Допускається застосування трижильних силових кабелів в алюмінієвій оболонці напругою до 1 кВ із використанням їх оболонки як

нульового проводу (четвертої жили) у чотирьохпровідних мережах змінного струму (освітлювальних, силових і змішаних) із глухозаземленою нейтраллю, за винятком установок з вибухонебезпечним середовищем і установок, у яких при нормальних умовах експлуатації струм у нульовому проводі становить більше 75 % припустимого тривалого струму фазного проводу.

З'єднання й заробки на кабельних лініях повинні бути виконані таким чином, щоб кабелі були захищені від проникнення в них вологи й інших шкідливо діючих речовин з навколишнього середовища.

З'єднання, відгалуження й окінцювання жил проводів і кабелів повинні проводитися за допомогою опресування, зварювання, пайки, спецзжимів: гвинтових, болтових, клинових і т.ін.

Кожна кабельна лінія повинна мати свій єдиний диспетчерський номер (найменування). Кожний з кабелів лінії, що складається з декількох паралельних кабелів, повинен мати той же номер, але з додаванням букв А, Б, В тощо.

Усі відкрито прокладені кабелі, а також усі кабельні муфти повинні бути обладнані стійкими відносно навколишнього середовища бирками з нанесеними на них позначеннями:

- на бирках кабелів – марка кабелю, площа перерізу кабелю, номер або найменування лінії, довжина кабелю;
- на бирках муфт – номер муфти, дата монтажу й прізвище монтера, що проводив монтаж муфти.

На приховано прокладених кабелях бирки встановлюються в кінцевих пунктах і на кожній сполучній муфті.

Виконання земляних робіт в охоронній зоні кабельних ліній, дозволяється тільки під спостереженням працівника, що експлуатує дану кабельну лінію.

У місцях з великим скупченням кабелів, контрольні кабелі й кабелі зв'язку повинні прокладатися багат шарово в металевих коробах із щільно закритими кришками, що легко відкриваються.

У приміщеннях щитів керування слід передбачати нанесення вогнезахисних обмазувальних матеріалів на кабелі без індексу «нг», що прокладаються між панелями в коробах або в межах нижньої частини панелей. При цьому слід наносити покриття на кожний силовий кабель і верхній ряд контрольних кабелів, що прокладаються багат шарово [18].

У коридорах, у вибухо- і пожежонебезпечних технологічних приміщеннях, слід покривати кабелі вогнезахисними обмазувальними матеріалами:

- усю поверхню прокладених відкрито та у металевих коробах силових і одиночних контрольних кабелів;
- верхній шар контрольних кабелів, прокладених у коробах багат шарово;
- зовнішній шар контрольних кабелів, прокладених у пучках.

Забороняється обладнання у кабельних приміщеннях яких-небудь тимчасових допоміжних приміщень (майстерень, інструментальних, комор), а також зберігання в них яких-небудь матеріалів і обладнання.

Гасіння пожеж кабелів повинне проводитися з дотриманням ПБЕЕ:

- забороняється наближатися до струмоведучих частин на відстань, менш припустимої для даної напруги;
- при необхідності повинні застосовуватися захисні засоби (діелектричні боти, рукавички, переносні заземлення для заземлення пожежних машин і стовбурів);
- при гасінні пожежі водою, корпус стовбура пожежного рукава й корпус пожежної машини повинні бути заземлені;
- забороняється доторкатися до кабелів або перекладати їх;
- необхідно зняти напругу з кабелів 6 кВ, распложених в області вогнища пожежі відповідно до оперативних карток пожежогасіння;
- гасіння пожеж кабелів повинне проводитися в протигазах;
- кожний учасник гасіння пожежі, що перебуває в зоні вогню, повинен перебувати під постійним контролем.

Підлягаюча ремонту й випробуванням кабельна лінія повинна бути відключена й заземлена.

Розкриття кабелю для ремонту й інших робіт може бути зроблене тільки після перевірки, що кабель дійсно той, на якому слід працювати.

Перед тим, як розрізати кабель або розкрити муфту, необхідно з метою безпеки проколоти кабель спеціальним проколювачем з ізолюючою штангою в строгій відповідності із ПБЕЕ.

Періодично повинен проводитися нагляд за провадженням робіт на трасах і поблизу кабельних ліній.

Закриття нарядів, приймання робочого місця після виконання вогневих робіт у приміщеннях і на обладнанні повинні проводитись в строгій відповідності з вимогами ППБ.

#### **4.2 Порядок підготовки до пуску, порядок пуску й зупинки кабельних ліній**

У процесі монтажу кабельних ліній з боку електричного цеху повинен проводитися технічний нагляд [18].

Особа, відповідальна за технічний нагляд, зобов'язана ознайомитися із проектом прокладання й монтажу кабельної лінії, перед її прокладанням перевірити по документах і оглядах стан і якість кабелів на барабанах, а також кабельних муфт і монтажних матеріалів, якість робіт у процесі прокладання й монтажу кабельної лінії й правильність проведення маркування.

Приймання кабельної лінії оформляється актом, у якому вказується:

- найменування підприємства, яке проводить прокладання й монтаж кабельної лінії;
- прізвище виконавця робіт;
- прізвище представника енергопідприємства, який наглядав за роботами;
- найменування, призначення лінії й місце прокладання;



- коротка характеристика лінії (марка кабелю, переріз, напруга, довжина, тип муфти й закладень, їх кількість і т.д);
- відповідність виконаних робіт чинним правилам і нормам;
- висновок про придатність лінії в експлуатацію.

Для кожної кабельної лінії, при введенні в експлуатацію, установлюють максимальні струмові навантаження, які визначаються по ділянці траси з найгіршими умовами, якщо його довжина більш 10 м.

Забороняється ставити кабель під напругу, якщо опір ізоляції для кабелів напругою 6 кВ і вище, нижче цього значення.

Перед постановкою під напругу електричного обладнання повинні бути випробувані й включені всі захисти, які повинні залишатися включеними у всіх режимах роботи.

Двері із крайніх відсіків кабельних приміщень повинні бути обладнані самозамикальними замками та облаштовані пружинами, засувками, у середніх відсіках вони повинні бути зафіксовані пружинами й засувками, що підтримують їх у закритому положенні.

Прохід кабелів через перегородки й перекриття повинен здійснюватися в неспалених трубах з надійним ущільненням прохідних отворів неспаленими матеріалами. Місця прокладання кабелів через перегородки й перекриття повинні виконуватися з матеріалу, що легко пробивається, для полегшення прокладання додаткових кабелів або їх заміни.

У кабельні тунелі, колодязі повинне бути виключено попадання води й масла. Підлоги в них повинні мати ухил 0,1 % у бік водозбірників каналізації. Останні повинні втримуватися в чистоті й постійно бути готовими для відводу води, що потрапила в дане приміщення.

Кабельні канали в розподільних пристроях і в приміщеннях повинні перекриватися знімними неспаленими плитами. Перекриття каналів повинні бути розраховані на пересування по ньому відповідного обладнання й персоналу.

У кабельних приміщеннях повинні бути встановлені сповіщувачі, що сигналізують появу диму. В безпосередній близькості від входів, люків, у радіусі до 25 м повинні бути встановлені вогнегасники.

Відстані між кабелями й кабельними конструкціями повинні відповідати ПУЕ. Забороняється засипання піском силових кабелів прокладених у каналах. Виключення становлять кабелі прокладені у вибухонебезпечних приміщеннях.

Сполучні муфти на силових кабелях, у колекторах, тунелях, кабельних поверххах і каналах повинні бути поміщені в захисний кожух, який додатково заземлюється мідним проводом.

Вентиляційні пристрої повинні бути обладнані заслінками для припинення доступу повітря у випадку виникнення пожежі.

Освітлення й мережа для живлення переносних світильників і інструмента в кабельних приміщеннях повинні бути справні.

Усі порушені в процесі прокладання ущільнення кабелів, повинні щодня відновлюватися по всій довжині траси після закінчення робіт шляхом заповнення вільного простору між прокладеними кабелями й стінами проходки матеріалом, дозволеним для тимчасового ущільнення [18].

Число сполучних муфт на 1 км знову споруджуваних кабельних ліній повинне бути не більше:

- для трижильних кабелів 1-10 кВ перерізом  $95 \text{ мм}^2$  .....– 4 шт.;
- для трижильних кабелів 1-10 кВ перерізом від  $120 \text{ мм}^2$  до  $240 \text{ мм}^2$  – 5 шт.;
- для трижильних кабелів 20-35 кВ.....– 2 шт.;
- для одножильних кабелів ..... – 2 шт.

При усуненні ушкоджень контрольних кабелів з металевою оболонкою або їх нарощуванні, з'єднання жил повинне здійснюватися установкою герметичних муфт або за допомогою призначених для цього коробок. Зазначені муфти й коробки повинні бути зареєстровані.

Кабелі з полівінілхлоридною і гумовою оболонкою повинні з'єднуватися, як правило, за допомогою термоусадочних сполучних муфт або на перехідних рядах затискачів

До виводу в ремонт кабелю повинні бути закінчені всі підготовчі роботи:

- складена й затверджена технічна документація на роботи з модернізації або реконструкції;
- підготовлені необхідні матеріали, інструмент і пристосування;
- заготовлені необхідні запасні частини;
- виконані протипожежні заходи й заходи щодо охорони праці.

При виводі в ремонт устаткування кабель відключається згідно із процедурою обслуговування контактних з'єднань електроустаткування електроцеху.

На виведений у ремонт кабель повинне бути накладене переносне заземлення або встановлені стаціонарні заземлюючі ножі.

При виявленні несправності або при ушкодженні кабелів систем, що не ставляться до систем безпеки або системам важливим для безпеки, вивід у ремонт проводиться за заявками, дозволеним головним інженером станції (енергопідприємства), на час обмежений строком заявки.

### **4.3 Порядок роботи під час нормальної експлуатації**

Температура повітря усередині кабельних каналів, тунелів і шахт у літню пору не повинна перевищувати температуру зовнішнього повітря більше ніж на 10 °С.

Усі порушені в процесі прокладання кабелів ущільнення, повинні щодня відновлюватися по всій довжині траси після закінчення робіт, шляхом заповнення вільного простору між прокладеними кабелями й стінами проходки матеріалом, дозволеним для тимчасового ущільнення.

Після закінчення прокладання кабелів усі місця проходження кабелів через стіни й перекриття, повинні бути ущільнені постійно вогнезахисним составом.

Усі кабельні коробки повинні бути закриті кришками, мати порядкові номери. При відключенні кабелю від шин, електродвигуна, комутаційних

апаратів – жили кабелю повинні бути промартільні (фаза «А», «В», «З», «N») надійно закріпленими бирками із записом в оперативному журналі.

#### 4.4 Навантаження кабельних ліній

Довготривало допустимі навантаження для силових кабелів з паперовою й пластмасовою ізоляцією на напругу до 35 кВ включно встановлені відповідно до граничних довготривало допустимих робочих температур жил кабелів за діючими стандартами й технічним умовам.

Для кабелів, прокладених у землі, допустимі струми навантаження прийняті за умовами прокладання в траншеї на глибині від 0,7 м до 1,0 м не більше одного кабелю при температурі землі 15° і питомого теплового опору 120°.

Для кабелів, прокладених у повітрі, довготривало допустимі струми навантаження прийняті для відстаней у світу між кабелями під час прокладання їх усередині й поза будинками, і в тунелях не менш ніж 35 мм, а в каналах, коробах і шахтах – не менш ніж 50 мм при будь-якій кількості прокладених кабелів і температурі повітря 25°.

На відповідальних кабельних лініях, які відходять від електростанцій і підстанцій з постійним черговим персоналом, повинен проводитися контроль над струмовим навантаженням за допомогою стаціонарних вимірювальних приладів. Запис показів приладів проводиться черговим персоналом у добовій відомості в строки, установлені інструкцією енергопідприємства. На шкалі щитових амперметрів червоною рисою повинен бути відзначений тривало допустимий струм кабельної лінії (таблиця 4.1).

Таблиця 4.1 – Значення допустимої температури жил кабелів при перевантаженні під час аварійних режимів

Стан ізоляції кабелю	Довгостроково допустима температура	Максимально допустима температура	Перевантаження під час аварійного
----------------------	-------------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------

	жил, °C	жил при КЗ, °C	режиму, %
Поліетилен	70	130	115
Полівінілхлоридний пластикат	70	160	115
Вулканізований поліетилен	90	250	118
Просочений папір	60-65	200	130

#### 4.5 Перевірка технічного стану, випробування кабельних ліній

Після зробленого ремонту кабелів, пов'язаного з переобробленням або установкою муфт, кабель підлягає високовольтним випробуванням.

Після робіт, пов'язаних з відключенням кабелю від електродвигуна або трансформатора, повинно бути зроблено фазування кабелю трансформатора, або визначений напрям обертання електродвигуна.

Персонал повинен звертати увагу на правильність:

- підключення заземлюючого провідника броні або оболонки кабелю через трансформатор струму нульового захисту до місця заземлення;
- кріплення кабелю;
- установки трансформатора струму.

Кабельні лінії піддаються періодичним профілактичним випробуванням згідно з вимогами «Норми випробування електроустаткування». Випробування проводить персонал групи по високовольтних випробуваннях.

Профілактичні випробування ізоляції кабельних ліній слід виконувати:

- високовольтним мегаомметром на напругу 1000 В або 2500 В;
- підвищеною напругою постійного струму.

Випробування ізоляції кабелів мегаомметром, залежно від класу напруги, на напругу 1000 В або 2500 В проводяться для виявлення грубих порушень цілісності ізоляції кабелю (обрив жил, заземлення фаз), а також для контролю кабельних ліній до й після профілактичних випробувань їх постійним струмом високої напруги.

Опір ізоляції кабелів не нормується. Якщо ж ізоляція знизиться на 30 % і більш порівняно з попередніми, про це слід повідомити керівництво електричного цеху [19].

При зниженні опору ізоляції на величину менше 1 МОм на 1 кВ робочої напруги (у мережі напруги 6 кВ і вище) ставити кабель під напругу забороняється.

Кабельні лінії напругою від 2 кВ до 35 кВ у процесі експлуатації повинні зазнати профілактичним випробуванням підвищеною напругою постійного струму.

Кабельні лінії, що працюють у тяжких умовах, а також дефектні лінії повинні випробовуватися частіше.

Позачергові обходи кабельних ліній і їх трас, а також кабельних колодязів повинні проводитися в наступних випадках [19]:

- після відключення приєднання захистом;
- під час танення снігу, паводків;
- у період рясних дощів.

При оглядах необхідно перевіряти:

- навантаження кабельних ліній по стаціонарних приладах або струмовимірювальними кліщами;
- справність освітлення й вентиляції; температуру в кабельних приміщеннях;
- відсутність зовнішніх ушкоджень кабелів;
- зовнішній стан сполучних і кінцевих муфт;
- відсутність зсувів і великих прогинів кабелів, а також дотримання допустимих відстаней між кабелями;
- наявність і правильність маркування кабелів;
- стан будівельної частини споруджень, дверей, люків і їх заборів, кріпильних конструкцій, закритий стан дверей;
- відсутність сторонніх предметів, будівельних і монтажних матеріалів, обтиральних ганчірок, сміття та ін.;

- наявність і стан вогнеперегороджувальних поясів, кабельних проходок у стінах і перекриттях;
- відсутність ґрунтових і стічних вод і затоплення приміщень;
- наявність, стан і достатність засобів пожежогасіння;
- стан антикорозійних покриттів металевих оболонки кабелів;
- стан захисту від нагрівання кабелів (асбоцементні плити, коробка і т.д.), що проходять поруч із гарячими трубопроводами;
- можливість ушкодження у зв'язку з монтажними роботами,
- правильність прокладання силових і контрольних кабелів.

Ушкодження кабелів можуть бути розділені на наступні види:

- ушкодження ізоляції, що викликає замикання однієї фази на «землю»;
- ушкодження ізоляції, що викликає замикання двох або трьох фаз на «землю», або двох або трьох фаз між собою;
- обрив однієї, двох або трьох фаз із заземленням або без заземлення фаз;
- складні ушкодження, що представляють собою комбінацію з вищезгаданих видів ушкоджень.

Для усунення аварійного ушкодження кабельної лінії слід зробити наступні виміри з обох кінців лінії мегаомметром 1000-2500 В:

- виміряти опір ізоляції кожної жили стосовно «землі»;
- виміряти опір ізоляції між кожною парою жил;
- визначити цілісність струмоведучих жил.

Якщо мегаомметром не вдається виявити ушкодження ізоляції, то характер ушкодження встановлюється додатковим почерговим випробуванням методом петлі або ємнісним методом (рис. 4.1, 4.2).

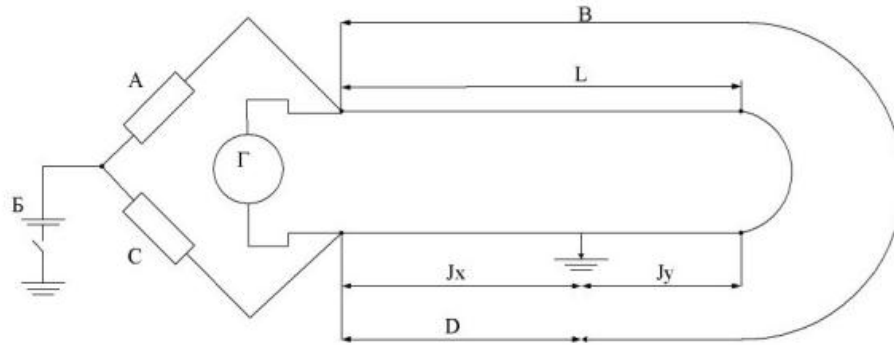


Рисунок 4.1 – Схема вимірювання при визначенні місця пошкодження методом петлі

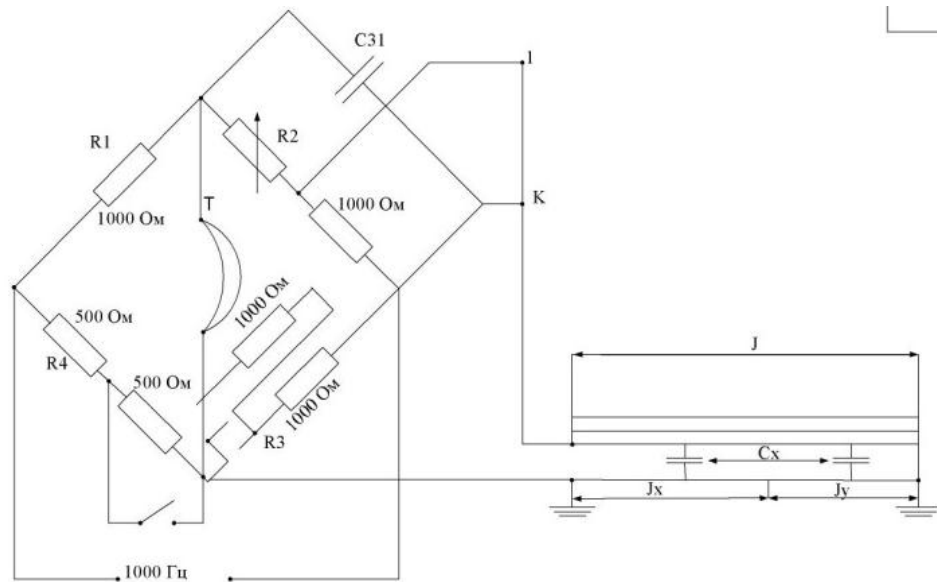


Рисунок 4.2 – Схема вимірювань при визначенні місця обриву жил кабелю ємнісним методом з допомогою містка змінного струму 1000 Гц

Ємнісний метод використовується при обривах жил кабелю, якщо перехідні опори замикання місця пошкодження на землю  $R_{перех}$  300-500 Ом. Метод полягає у вимірюванні ємності ділянки кабелю  $C_x$  за допомогою мосту змінного струму 1000 Гц (наприклад, Р-565).



Кабелі на напругу 6 кВ і вище, відключені захистом від замикання на «землю», перед постановкою під напругу повинні бути випробувані підвищеною напругою.

Якщо при вимірюваннях виявиться, що температура кабелів вище допустимої величини або ж будуть виявлені ділянки з незадовільними умовами охолодження, не дивлячись на нормальну роботу вентиляції, про це слід зробити запис в оперативному журналі й журналі дефектів для вживання відповідних заходів:

- поліпшення вентиляції в тунелях і каналах;
- застосування вставок великого перерізу;
- застосування додаткової теплоізоляції гарячих трубопроводів у місцях їх перетинання з кабелями – збільшення відстані між поруч минаючими кабелями, якщо це можливо.

#### **4.6 Перевірка стану ізоляції силових кабелів**

Перевірка стану ізоляції силових кабелів виконується у відповідності з вимогами, що висуваються у Правилах технічної експлуатації електроустановок споживачів [19]. Вимірюється опір ізоляції  $R_{i3}$  мегомметром 2500 В. Ізоляція кабелів напругою до 1000 В вважається задовільною, якщо опір  $R_{i3} > 0,5$  МОм. У силових кабелів вище 1000 В  $R_{i3}$  не нормується.

У трьохфазних кабелів вимірювання  $R_{i3}$  виконується для кожної жили по відношенню до двох інших, які заземлені. Основним критерієм задовільного стану кабелів є випробування підвищеною випрямленою напругою кожної жили відносно оболонки кабелю та двох інших заземлених жил. Випробування кабелів виконується випрямляючими установками, бажано із двохнапівперіодною схемою випрямляча після обов'язкової перевірки прийняття мір з техніки безпеки (огорожа, плакати) на обох кінцях кабелю, що використовується.

Значення випробувальної випрямленої напруги приведені в таблиці 4.2 [19].

Таблиця 4.2 – Значення випробувальної напруги

Вид випробування	Значення випробувальної напруги кВ, для силових кабелів з ізоляцією								
	паперовою								
	До 1кВ	2	3	6	10	20	35	110	220
Після прокладання та монтажу	6	12	18	36	60	100	175	250	500
Після капітального ремонту і профілактичних випробовувань	2,5	10-17	15-25	36-45	60	100	175	250	500
Вид випробування	Значення випробувальної напруги кВ, для силових кабелів з ізоляцією								
	гумовою			пластмасовою					
	3	6	10	0,66	1	3	6	10	
Після прокладання та монтажу	6	12	20	3,5	5	15	36	60	
Після капітального ремонту і профілактичних випробовувань	6	12	20	-	2,5	7,5	36	60	

Вказані напруги досягаються плавним підйомом напруги зі швидкістю 1-2 кВ/с і витримуються протягом 15 хвилин для кабелів 110-220 кВ, 10 хвилин для нових кабелів 2–35 кВ (з паперовою ізоляцією) та 5 хвилин для тих, що знаходяться в експлуатації, а також 5 хвилин для кабелів із гумовою ізоляцією.

Протягом вказаного часу ведеться спостереження за показниками приладів (амперметра, вольтметра) і розділками на кінцях кабелю. Оцінка стану кабелю здійснюється за характером і значенням струму витоку (вимірюється міліамперметром – грубо і мікроамперметром – точно). Значення струму витоку не нормується. При задовільному стані кабелю струм витоку при підйомі напруги на кожній ступені спочатку різко збільшується (за рахунок ємності кабелю), потім швидко спадає до 10–20 % максимального значення; в кабелях до 10 кВ – до 300 мкА, у кабелів до 20–35 кВ – до 800 мкА. При наявності дефектів струм витоку спадає повільно і навіть може зростати,

особливо при повній випробувальній напрузі. Встановлене значення струму витoku при максимальній випробувальній напрузі вказується в протоколі випробування. Під час випробування звертається увага на асиметрію струмів витoku по фазам, тобто найбільшу різницю струмів витoku. Велика асиметрія (більше 8-10) у кабелів являється ознакою дефекту.

Результати випробування кабелів вважаються задовільними, якщо за випробування не виникло пробою, не спостерігалось різких стрибків струму в сторону збільшення і напруги в сторону зменшення, струм витoku в період прикладання максимальної напруги не зростає. Якщо остання умова не задовольняється і струм витoku зростає, випробування продовжується до настання пробою, після чого визначається місце пробою одним із вказаних методів. Монтажним персоналом ремонтується пошкодження і після цього кабель повторно випробується. Випробування кабелів ведуться із дотриманням усіх правил техніки безпеки. Біля кінців кабелю встановлюються чергові, які не допускають нікого до кабелю до тих пір, поки всі випробування не будуть завершені повністю. Крім цього, чергові одночасно спостерігають за поведінкою кабелю під час випробування, наявності розрядів, сильного коронування, які являються ознаками дефектів. Характерною особливістю кабелів являється їх властивість довгий час зберігати заряд після знаходження під випрямленою напругою (через суттєву ємність). Тому після випробування кожна жила кабелю на декілька хвилин заземлюється за допомогою штанги для повного стоку зарядів в землю. Після кожного випробування проводять повторне вимірювання опору ізоляції за допомогою мегомметра 2500 В для того, щоб впевнитися, що випробування не погіршили стан ізоляції кабелю.

## ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було отримано вирішення актуального завдання дослідження методів проектування теплових електроцентралей на прикладі електричної частини ТЕЦ та дослідження питань експлуатації кабельних мереж.

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

1. Розроблено техніко-економічне обґрунтування проектування станції. Показано, що використання ТЕЦ є актуальним питанням в сучасних умовах функціонування енергетики.

2. Запроектовано електричну частину ТЕЦ потужністю 20 МВт, яка має зв'язок з системою на напрузі 10 кВ і видає потужність в район на напрузі 6 кВ.

3. Обрано схему власних потреб електростанції. Основні споживачі системи ВП отримують живлення на напругах 6 і 0,4 кВ від робочих реакторів власних потреб. Резервне живлення механізмів власних потреб забезпечується від пускорезервного реактора та трансформатора, які мають зв'язок з секціями власних потреб через магістраль резервного живлення.

4. За результатами розрахунків струмів КЗ обрано комутаційну апаратуру, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, акумуляторну батарею. Розраховано грозозахист та заземлення ВРУ 10 кВ.

5. Досліджено основні завдання експлуатаційного персоналу, що обслуговує кабельні лінії електропередачі. Розглянуто програму основних профілактичних випробувань кабелів, а також особливості обслуговування кабельних мереж під час монтажу, пуску і зупинки роботи.

6. Виконано розрахунок основних техніко-економічних показників ТЕЦ. Собівартість виробленої на станції електроенергії становить 625,51 коп/кВт·год., що не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на ТЕЦ.

**ДОДАТОК В**  
**Графічна частина**

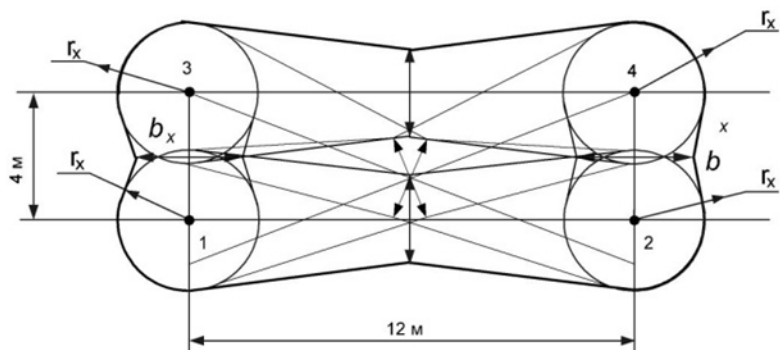
## СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ГОЛОВНА

## ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ГОЛОВНОЇ БУДІВЛІ СТАНЦІЇ

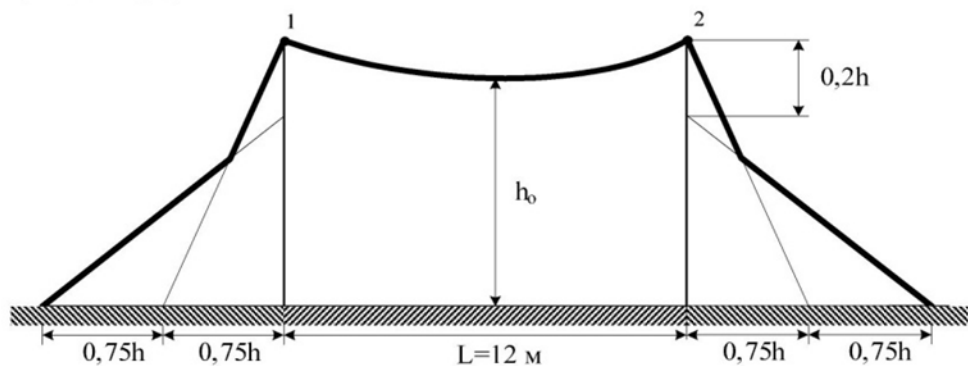
## ПЛАН ТА ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ВРУ-10 КВ



## РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ТА ГРОЗОЗАХИСТУ ВРУ 10 кВ

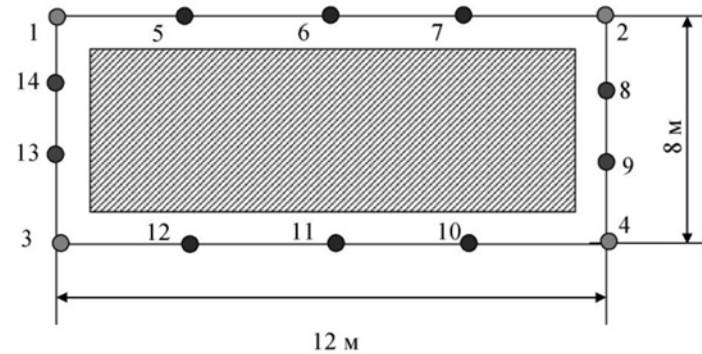


а) вид зверху



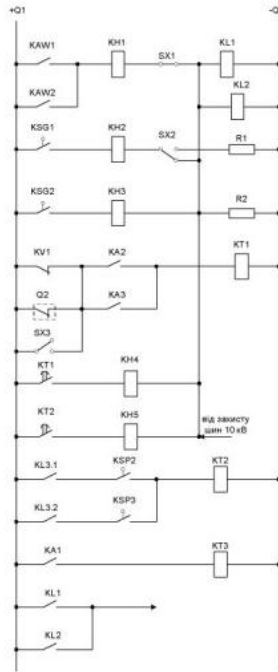
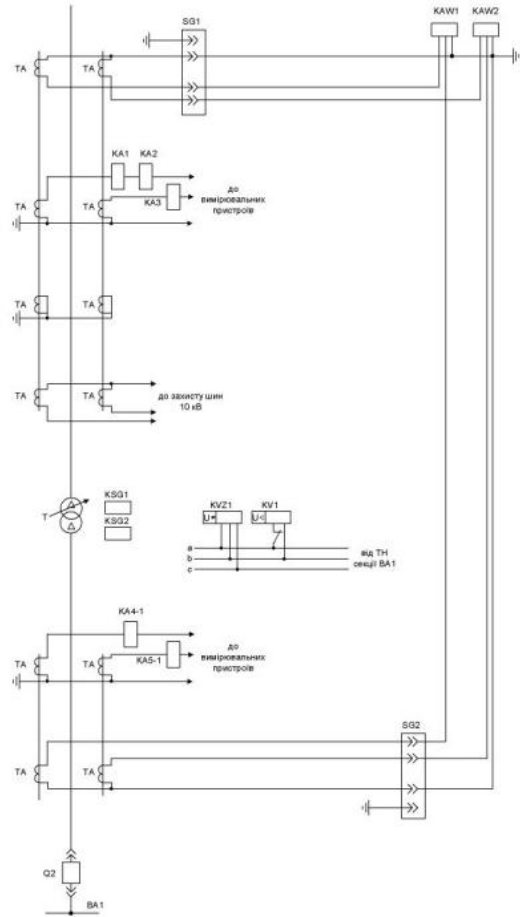
б) вид збоку

Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 10 кВ

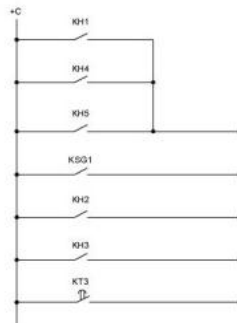


План заземлювального пристрою ВРУ-10 кВ

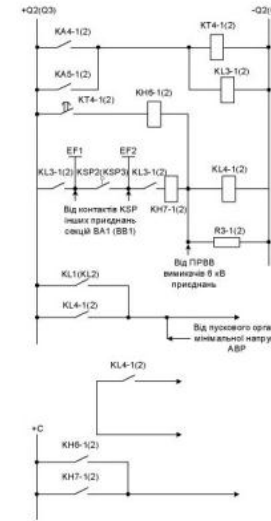
# СХЕМА РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА ЗВ'ЯЗКУ



Диференційний захист	Захист трансформатора
Газовий захист	
Максимальний струмовий захист з нуовою напругою	
Дуговий захист	
Захист від перевантаження	
На виконання вимірювача 110 кВ	



„Вказівні реле не піднято“	Кодя сигналізації
„Газовий захист“ (сигнальний орган)	
„Газовий захист трансформатора“	
„Газовий захист РТН“	
„Перевантаження трансформатора“	



Максимальний струмовий захист	Захист робочого явуса живлення ВА1(ВВ1)
Дуговий захист	
На відключення вимірювача Q2(Q3)	
В суму блокування АВР секції ВА1 (ВВ1)	
На сигнал „Вилучи на секцію ВА1(ВВ1)“	

№	Позначення	Найменування	Тип
13	ТА	Трансформатор струму	
12	T	Трансформатор деохобит.	
11	КА	Реле струму	РТ-40
10	КАW	Диференційне струмове реле	РНТ-505
9	КН	Вказівне реле	РV-2/10,05
8	KL	Провісне реле	РП-23
7	KSG	Газове реле	
6	KT	Реле часу	РВ-124
5	KV	Реле напруги	РНД53Н00
4	KVZ	Фільтр реле напруги зворотньої послідовності	РНФ-1М
3	R	Резистор 2000 Ом	ПВБ-50
2	SX	Накладна контакта	НКР-3
1	SG	Блок впровадження	Бл-4

## ЕКСПЛУАТАЦІЯ КАБЕЛЬНИХ МЕРЕЖ

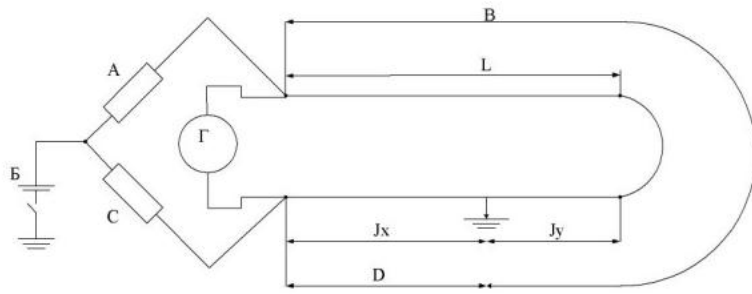


Рисунок 1 – Схема вимірювання при визначенні місця пошкодження методом петлі

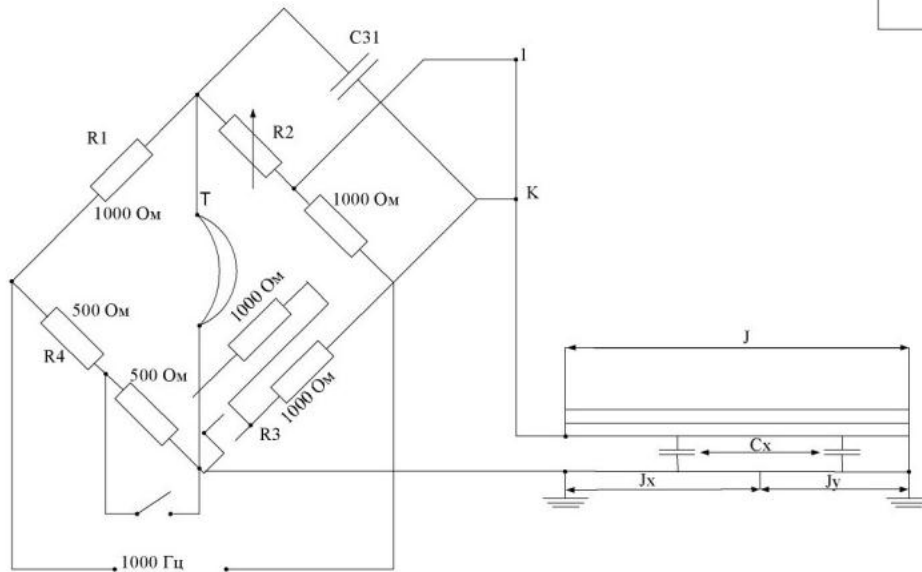


Рисунок 2 – Схема вимірювань при визначенні місця обриву жил кабелю смісним методом з допомогою містка змінного струму 1000 Гц

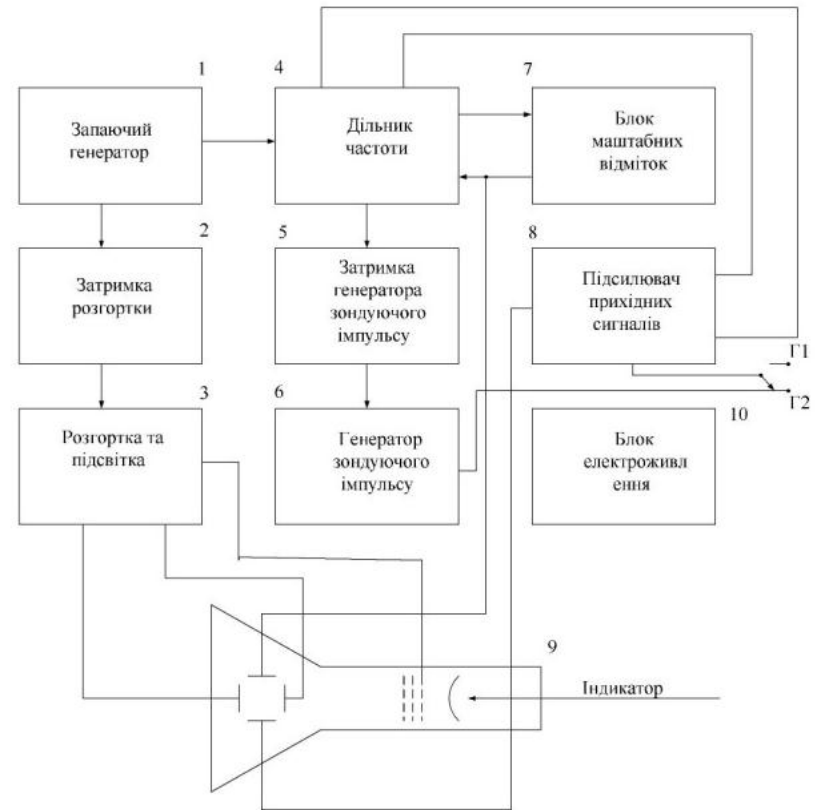


Рисунок 3 – Структурна схема випробувача кабелів і ліній ИКЛ-5

# АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМ ПРОЦЕСОМ ТЕЦ

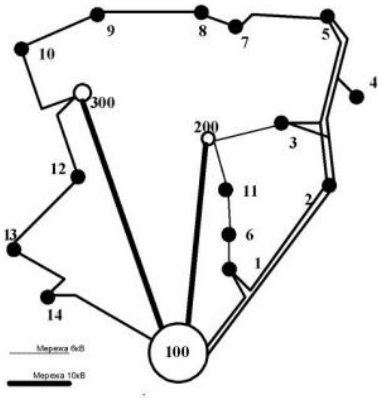


Рисунок 1 – Схема електричної системи

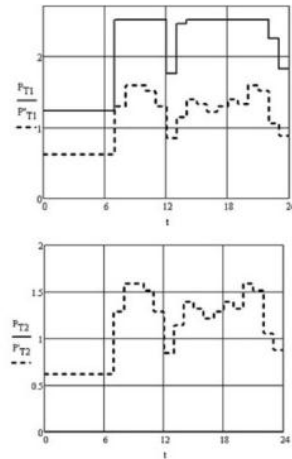


Рисунок 3 – Графік завантаження агрегату станції, що працює на місцевий район

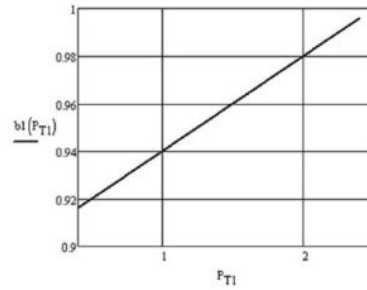


Рисунок 2 – Характеристики відносного приросту для блоків ТЕЦ

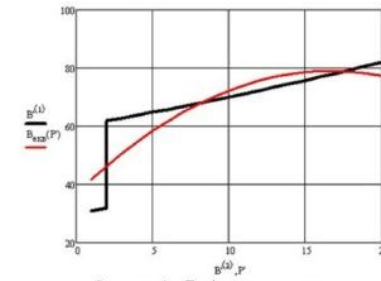


Рисунок 4 – Еквівалентна витратна характеристика і її апроксимована залежність

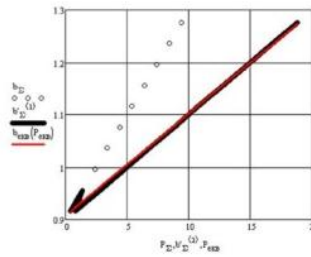


Рисунок 5 – Еквівалентна характеристика відносних приростів і її апроксимована залежність

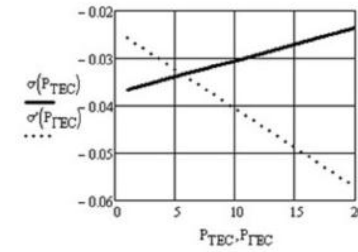


Рисунок 6 – Відносні прирости втрат активної потужності від зміни потужності у вузлах встановлення генеруючих потужностей

## ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СТАНЦІЇ

## Результати визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	17808530,97	3,75%	23,43
Заробітна плата	4836940,06	1,02%	6,36
Паливо	441484229,88	92,86%	580,82
Інші витрати	11322735,52	2,38%	14,90
Разом	475452436,44	100%	625,51

## Основні техніко-економічні показники станції

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	20
Річний виробіток електроенергії	кВт год	83938,62
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,08
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,56
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн	116040
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	5511,9
Собівартість відпущеної енергії кВт·год	коп/кВт год	625,51