

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:


«Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 2400
МВт з дослідженням питань експлуатації високовольтих вимикачів»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕС-22 м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва програми підготовки, спеціальності)

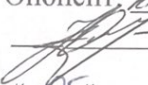

Мількевич В. О.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС


Малогулко Ю. В.
(прізвище та ініціали)

« 05 » травня 2023 р.


Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕСС ЕН


Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 05 » 12 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

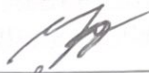

д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 04 » травня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

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


18 вересня 2023 року

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

Мількевчу Віталію Олеговичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 2400 МВт з дослідженням питань експлуатації високовольтних вимикачів»

керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Малогулко Ю. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247.

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 185 км; паливо – газ; максимальна потужність, що віддається в систему 1400 МВт; номінальна потужність системи 29000 МВА; номінальний опір системи 0,11 в.о.; номінальна напруга системи 330 кВ; максимальне навантаження місцевого району 600 МВт; номінальна напруга мережі району 110 кВ

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Графіки електричних навантажень станції.

2. Вибір основного обладнання. 3. Вибір головної схеми електричних з'єднань.

4. Схема власних потреб електростанції. 5. Розрахунок струмів короткого замикання. 6. Розрахунок термічної дії струмів КЗ. 7. Вибір струмоведучих частин. 8. Вибір комутаційного обладнання. 9. Вибір вимірювальних трансформаторів. 10. Вибір розрядників та акумуляторної батареї. 11.

Дослідження питань експлуатації високовольтних вимикачів. 12. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 13. Техніко-економічне порівняння схем станції. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язково креслень) 2. Актуальність. 3. Графіки електричних навантажень. 4. Вибір основного обладнання. 5. Вибір структурної схеми станції. 6. Вибір трансформаторів. 7. Схема електрозабезпечення системи власних потреб. 8. Розрахунок струмів короткого замикання. 9. Вибір вимірювальних трансформаторів. 10. Вибір розрядників та акумуляторної батареї. 11. Дослідження питань експлуатації високовольтних вимикачів. 12. Порівняльна характеристика високовольтних вимикачів різних типів. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.09.23	26.09.23	век
2	Графіки електричних навантажень станції	27.09.23	08.10.23	век
3	Вибір основного обладнання	09.10.23	15.10.23	век
4	Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції	16.10.23	22.10.23	век
5	Вибір схеми власних потреб електростанції. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок термічної дії струмів КЗ.	23.10.23	29.10.23	век

6	Вибір струмоведучих частин. Вибір комутаційного обладнання. Вибір вимірювальних трансформаторів.	30.10.23	05.11.23	<i>Век</i>
7	Вибір розрядників та акумуляторної батареї. Дослідження питань експлуатації високовольтних вимикачів.	06.11.23	12.11.23	<i>Век</i>
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	13.11.23	19.11.23	<i>Век</i>
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	20.11.23	26.11.23	<i>Век</i>
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.23	01.12.23	<i>Век</i>
	Рецензування МКР	01.12.23	05.12.23	<i>Век</i>
	Захист МКР	12.12.23	18.12.23	<i>Век</i>

Студент

Керівник роботи


 (підпис)

 (підпис)

В.О. Мількевич

Ю.В. Малогулко

АНОТАЦІЯ

Мількевич В.О. Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 2400 МВт з дослідженням питань експлуатації високовольтних вимикачів. Магістерська кваліфікаційна робота – Вінниця: ВНТУ, 2023. – 97 с., таблиць: 14, рисунків: 12, бібліографій: 23.

Магістерська кваліфікаційна робота присвячена питанням дослідження проектування конденсаційної електричної станції. В роботі побудовано графіки електричних навантажень, здійснено вибір головної схеми станції та основного обладнання, а саме: турбін, парогенераторів та електричних генераторів. Також було обрано трансформатори (трансформатори власних потреб, блочні трансформатори, автотрансформатори зв'язку) та розподільні пристрої (схеми власних потреб, відкритих розподільних пристроїв); виконано техніко-економічний розрахунок схем відкритих розподільних пристроїв.

Розраховано струми короткого замикання, вибрано комутаційної апаратури та струмоведучих частин; розглянуто вибір вимірювальних трансформаторів – струму та напруги та вибір розрядників. В роботі також досліджено питання експлуатації високовольтних вимикачів, здійснено їх порівняльну характеристику.

В розділі охорони праці проаналізовано умови праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем та обслуговуванням елегазового вимикача, досліджено організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ, розраховане захисне обладнання.

Ключові слова: конденсаційна електрична станція, електричне обладнання, трансформатори, розподільні пристрої, високовольтні вимикачі.

ANNOTATION

Milkevych V. The electrical part of the condensing power plant with a capacity of 2,400 MW with a study of the operation of high-voltage circuit breakers. Master's thesis - Vinnytsia: VNTU, 2023. - 97 pp., tables: 14, figures: 12, bibliographies: 23.

The master's thesis is devoted to the design research of a condensing power plant. In the work, schedules of electric loads were built, the main scheme of the station and the main equipment were selected, namely: turbines, steam generators and electric generators. Transformers (self-needs transformers, block transformers, autotransformers) and distribution devices (self-needs schemes, open distribution devices) were also selected; the technical and economic calculation of schemes of open distribution devices was performed.

Short-circuit currents are calculated, switching equipment and current-carrying parts are selected; the choice of current and voltage measuring transformers and the choice of arresters are considered. The work also investigated the issue of operation of high-voltage circuit breakers, and carried out their comparative characteristics.

In the section on labor protection, the working conditions during the performance of work related to the installation and maintenance of electric and gas circuit breakers were analyzed, organizational and technical measures that ensure the safety of work with electric and gas circuit breakers at ODD-110 kV were studied, and protective equipment was calculated.

Keywords: condensing power plant, electrical equipment, transformers, distribution devices, high-voltage switches.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	
ANNOTATION	
ВСТУП	5
1 ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ СТАНЦІЇ	8
2 ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ	17
2.1 Вибір турбін	17
2.2 Вибір парогенераторів	17
2.3 Вибір генераторів	18
3 ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ	19
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	
3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи	19
3.2 Проектування структурної схеми станції	20
3.3 Вибір блочних трансформаторів	20
3.4 Вибір схем відкритих розподільчих пристроїв	25
4 СХЕМА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	26
5 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	28
5.1 Електрична схема заміщення установки	29
5.2 Розрахунок величин усіх елементів схеми заміщення	31
5.3 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для моменту часу $t = t_c$	33
5.4 Розрахунок струмів КЗ в системі власних потреб електростанції	39
5.5 Розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$	41
6 РОЗРАХУНОК ТЕРМІЧНОЇ ДІЇ СТРУМІВ КЗ	51
7 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН	54

7.1	Вибір збірних шин ВРП 110 кВ	54
7.2	Вибір жорстких шин	57
7.2.1	Вибір ізоляторів	60
7.3	Вибір пофазно-екранованого струмопроводу	61
7.4	Вибір кабеля	62
8	ВИБІР КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ	64
8.1	Вибір вимикачів та роз'єднувачів	65
9	ВИБІР ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	67
9.1	Вибір вимірювальних трансформаторів струму	68
9.2	Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	70
10	ВИБІР РОЗРЯДНИКІВ ТА АКУМУЛЯТОРНОЇ БАТАРЕЇ	72
10.1	Вибір акумуляторної батареї	72
11	ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	77
	ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ	
12	ОХОРОНА ПРАЦІ	83
12.1	Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням елегазового вимикача	83
12.2	Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ	83
12.3	Розрахунок захисного заземлення	85
13	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ СХЕМ СТАНЦІЇ	89
	ВИСНОВКИ	93
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	95
	ДОДАТКИ	98

ВСТУП

Актуальність теми. Актуальність будівництва та проектування теплових (конденсаційних) електричних станцій може бути обумовлена кількома факторами:

1. Зростання енергопотреб: з розвитком економіки та збільшенням кількості електроніки та електричних пристроїв може зростати попит на електроенергію, що вимагає розширення енергетичної інфраструктури.

2. Перехід до відновлюваних джерел енергії: з поширенням використання відновлюваних джерел енергії (сонячна, вітрова, гідроенергетика) може змінюватися структура електроенергетичних систем. Теплові електричні станції можуть використовуватися як доповнення до цих відновлюваних джерел.

3. Технологічний розвиток: впровадження нових технологій в теплових електричних станціях може покращити їхню ефективність та знизити викиди. Також може бути розвиток технологій для використання альтернативних видів палива.

4. Енергетична безпека: розвиток теплових електричних станцій може також бути важливим для забезпечення енергетичної безпеки країни та регіону.

Відповідно до прогнозу розвитку економіки України в енергетичній стратегії України на період до 2030 р., схваленої Рішенням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. № 145р, споживання електроенергії (з урахуванням заходів з енергозбереження) зростатиме від сьогоденного рівня ~150 млрд кВт · год/рік до ~ 420 млрд кВт · год/рік у 2030 р., що визначає перспективи розвитку електроенергетичної галузі. Ця оцінка не враховує можливе зростання потреби у водні, що є екологічно чистим паливом, альтернативним газу та продуктам нафтопереробки. За світовими прогнозами, розгортання виробництва водню у промислових масштабах може потребувати підвищення встановлених потужностей електроенергетики ще на декілька десятків відсотків.

Найближчими десятиліттями основним шляхом підтримання рівню виробництва електроенергії та його подальшого нарощування є використання традиційних типів генерації – теплової, ядерної та гідроенергетики. Альтернативні джерела – сонячна, вітрова, геотермальна енергетика тощо, – обмежені як за потенційним

енергоресурсом, так і за економічними показниками, суттєво гіршими порівняно з традиційними. Загалом за світовими прогнозами доля альтернативних джерел у найближчі 20 – 30 років не перевищуватиме 10 %, не зважаючи на їх екологічну привабливість.

Таким чином, основними типами генерації протягом наступних 30 років в Україні, як і в усьому світі, залишатимуться теплова та ядерна енергетика, сумарна доля яких з необхідністю становитиме в Україні 80 - 90 % від загального виробництва. Співставлення цих джерел за економічними показниками не потребує інших обґрунтувань, крім факту співставної їх долі в електроенергетиці більшості розвинених країн світу. При цьому теплова електроенергетика потребує менших капіталовкладень (у 2 - 3 рази) при більших поточних витратах на виробництво електроенергії (у 1,5 - 2 рази) порівняно з ядерною енергетикою.

Електроенергетика України є високовиробничим комплексом, який забезпечує виробництво та перетворення електроенергії. На сучасному етапі відзначається періодом значущих структурних змін, що впливають на умови та напрям розвитку енергетики.

Однією з ключових проблем є те, що понад половина загальної потужності генерації становиться тепловими електростанціями (ТЕС), обладнання яких має рівень зносу до 45%, а на деяких ТЕС навіть до 90%. Також існує проблема дефіциту органічного палива для виробництва тепла і електроенергії, а також значний обмежений бюджет для реконструкції ТЕС.

На сьогодні ситуація в енергетиці України може бути описана як критична. Дефіцит потужності призводить до зниження частоти в енергосистемі, що викликає автоматичне відключення споживачів та загрозу для стійкості енергетичної системи.

Один із можливих виходів із цієї ситуації - це проведення реконструкції існуючих та будівництво нових електростанцій, зокрема, розробка електричної частини конденсаційної електростанції (КЕС). Ці електростанції, як правило, будуються поруч із джерелами палива, оскільки транспортування його на великі відстані є еко-

номічно нецільовим. Електроенергія, що генерується, передається до місць споживання через лінії електропередач високої напруги. Ключовою умовою для вибору місця будівництва КЕС є наявність джерела водопостачання.

Однак КЕС мають обмежену маневреність. Це означає, що підготовка до пуску, синхронізація і набір навантаження блоку вимагають великої кількості часу - від 3 до 6 годин. Тому для турбогенераторів КЕС важливий режим роботи з рівномірним навантаженням, яке змінюється від технічного мінімуму до номінальної потужності.

Теплові електростанції, що використовують органічні види палива, викидають в атмосферу оксиди сірки і азоту, а також вуглекислий газ. Тому зменшення екологічного впливу на навколишнє середовище є важливим завданням, яке має велике значення на рівні країни та глобально.

Мета і задачі дослідження: спроектувати електричну частину КЕС потужністю 2400 МВт з дослідженням питань експлуатації високовольтних вимикачів.

Об'єктом дослідження роботи є електрична частина КЕС, а предметом дослідження використання нормативних документів в галузі електроенергетики.

Методи досліджень: розробка програм та проведення розрахунків за допомогою ПЕОМ.

1 ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ СТАНЦІЙ

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних навантажень енергосистеми та району, що обслуговується. Потужність електростанції повинна забезпечувати покриття графіків навантажень з урахуванням втрат енергії, пов'язаних з її передачею з місця вироблення до місця перетворювання і споживання, а також витрати на власні потреби станції.

Побудова графіків навантажень в іменованих одиницях здійснюється за формулою:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100}, \quad (1.1)$$

де P'_{pt} – навантаження місцевого району, %;

$P_{p \max}$ – максимальне навантаження місцевого району, МВт.

Передача електроенергії пов'язана з втратами, які поділяються на постійні ΔP_1 , що не залежать від струму навантаження, та змінні ΔP_2 , що пропорційні квадрату струмів навантаження. При розрахунку графіків навантажень відносну величину втрат можна прийняти:

– в мережах місцевого району:

$$\Delta P'_1 = (0,01 \div 0,015); \Delta P'_2 = (0,06 \div 0,08);$$

– в мережах системи:

$$\Delta P''_1 = (0,02 \div 0,03); \Delta P''_2 = (0,14 \div 0,16).$$

Постійні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max}, \quad (1.2)$$

де $\Delta P'_1 = 0,01$. Вони залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}}, \quad (1.3)$$

де $\Delta P'_2 = 0,06$.

Потужність, яку споживає енергосистема, МВт:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100}, \quad (1.4)$$

де P'_{ct} – потужність, яку споживає енергосистема, %;

$P_{c \max}$ – максимальне навантаження системи, МВт.

Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max}, \quad (1.5)$$

де $\Delta P''_1 = 0,02$.

Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}}, \quad (1.6)$$

де $\Delta P''_2 = 0,14$.

Потужність, яка віддається до шин РП, МВт:

$$P_{p.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (1.7)$$

$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}. \quad (1.8)$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{с.вид.t} \quad (1.9)$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції, МВт:

$$P_{ВП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{есm}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид.max}}{100}, \quad (1.10)$$

де $P_{есm}$ – встановлена потужність станції, МВт;

$P'_{ВП}$ – максимальне навантаження власних потреб, по відношенню до встановленої потужності електростанції, %;

$$P'_{ВП} = 5 \% \text{ (табл. 1.2 [1]);}$$

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

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВП.t} \quad (1.11)$$

Проведемо розрахунок електричних навантажень для відрізка часу 6-12 год. в зимовий період.

Навантаження місцевого району:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100} = \frac{70 \cdot 600}{100} = 420 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max} = 0,01 \cdot 600 = 6,0 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}} = 0,06 \cdot \frac{420^2}{600} = 17,64 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП місцевого району:

$$P_{p.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} = 420 + 6,0 + 17,64 = 443,64 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яку споживає енергосистема:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100} = \frac{90 \cdot 1400}{100} = 1260,0 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max} = 0,02 \cdot 1400 = 28,0 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}} = 0,14 \cdot \frac{1260,0^2}{1400} = 158,76 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП системи:

$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} = 1260,0 + 28,0 + 158,76 = 1446,76 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{c.вид.t} = 443,64 + 1446,76 = 1890,4 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

$$P_{ВП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{всм}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид. \max}}{100} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1890,4}{2400} \right) \cdot \frac{3 \cdot 2266}{100} = 59,319 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється генераторами ЕС:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВП.t} = 1890,4 + 59,319 = 1949,719 \text{ (МВт)}.$$

По приведеному алгоритму розраховуються графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу. Дані заносимо в таблицю 1.1.

Використовуючи річний графік по тривалості, визначимо технікоекономічні показники роботи електричної станції:

– максимальне навантаження станції $P_{\max} = 2331,703 \text{ МВт}$;

– річний виробіток електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}i} \cdot t_i ; \quad (1.12)$$

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}i} \cdot t_i = \begin{matrix} \text{Ш} \\ \text{Ф} \\ \text{Б} \\ \text{І} \end{matrix} 4949,719 + 24982,884 + 44230,013 + 242331,703 + \begin{matrix} \text{Ш} \\ \text{Ф} \\ \text{Б} \\ \text{І} \end{matrix} 183 + \\ + \begin{matrix} \text{Ш} \\ \text{Ф} \\ \text{Б} \\ \text{І} \end{matrix} 242331,703 + 242083,475 + 24873,496 + 44839,965 \\ + \begin{matrix} \text{Ш} \\ \text{Ф} \\ \text{Б} \\ \text{І} \end{matrix} 4789,197 + 24821,936 + 442009,722 + 242076,844 + 24900,896 + \begin{matrix} \text{Ш} \\ \text{Ф} \\ \text{Б} \\ \text{І} \end{matrix} 182 = \\ + \begin{matrix} \text{Ш} \\ \text{Ф} \\ \text{Б} \\ \text{І} \end{matrix} 24833,773 + 24680,9 + 44615,239 \\ = 16984006,974 \text{ (МВт·год)}.$$

– встановлена потужність ЕС: $P_{\text{вст}} = 2400$ МВт;

– середнє навантаження станції:

$$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{T} \text{ МВт.} \quad (1.13)$$

$$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{T} = \frac{16984006,974}{8760} = 198814 \text{ МВт.}$$

Таблиця 1.1 – Графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу

Години доби, год.		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого у, %	зима	70	75	85	100	100	90	85	80
	літо	60	65	80	90	90	80	70	60
Навантаження місцевого у, МВт	зима	420	450	510	600	600	540	510	480
	літо	360	390	480	540	540	480	420	360
Постійні втрати потуж- в мережах місцевого у, МВт	зима	6	6	6	6	6	6	6	6
	літо	6	6	6	6	6	6	6	6
Змінні втрати потужно- мережах місцевого рай- МВт	зима	17,640	20,250	26,010	36,000	36,000	29,160	26,010	23,040
	літо	12,960	15,210	23,040	29,160	29,160	23,040	17,640	12,960
Потужність, що відда- в місцевий район, МВт	зима	443,640	476,250	542,010	642,000	642,000	575,160	542,010	509,040
	літо	378,960	411,210	509,040	575,160	575,160	509,040	443,640	378,960
Навантаження системи,	зима	90	90	100	100	100	90	80	80
	літо	85	85	90	90	80	80	75	75
Навантаження системи,	зима	1260	1260	1400	1400	1400	1260	1120	1120
	літо	1190	1190	1260	1260	1120	1120	1050	1050
Постійні втрати потуж- в мережах системи, МВт	зима	28	28	28	28	28	28	28	28
	літо	28	28	28	28	28	28	28	28
Змінні втрати потужно- мережах системи, МВт	зима	158,76	158,76	196	196	196	158,76	125,44	125,44
	літо	141,61	141,61	158,76	158,76	125,44	125,44	110,25	110,25
Потужність, що відда- в систему, МВт	зима	1446,76	1446,76	1624	1624	1624	1446,76	1273,44	1273,44
	літо	1359,61	1359,61	1446,76	1446,76	1273,44	1273,44	1188,25	1188,25
Сумарна потужність, що ться з шин станції МВт	зима	1890,40	1923,01	2166,01	2266,00	2266,00	2021,92	1815,45	1782,48
	літо	1738,57	1770,82	1955,80	2021,92	1848,60	1782,48	1631,89	1567,21
Витрата на власні пот- МВт	зима	59,319	59,874	64,003	65,703	65,703	61,555	58,046	57,485
	літо	50,627	51,116	53,922	54,924	52,296	51,293	49,010	48,029
Потужність, яка вироб- ся генераторами ЕС,	зима	1949,71	1982,88	2230,01	2331,70	2331,70	2083,47	1873,49	1839,96
	літо	1789,19	1821,93	2009,72	2076,84	1900,89	1833,77	1680,90	1615,23

– коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}} = \frac{1938,814}{2331,703} = 0,832; \quad (1.14)$$

– коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{cp}}{P_{вст}} = \frac{1938,814}{2400} = 0,808; \quad (1.15)$$

– число годин використання максимального навантаження:

$$T_{\max} = \frac{E_P}{P_{\max}} = \frac{16984006,974}{2331,703} = 7283,951 \text{ год}; \quad (1.16)$$

– число годин використання встановленої потужності:

$$T_{\text{вст}} = \frac{E_P}{P_{\text{вст}}} = \frac{16984006,74}{2400} = 7076,67 \text{ год}; \quad (1.17)$$

– коефіцієнт резерву:

$$K_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}} = \frac{2400}{2331,703} = 1,029. \quad (1.18)$$

За результатами розрахунків побудуємо добові графіки навантаження для зими та літа (рис. 1.1) та річний графік по тривалості (рис. 1.2), приймаючи що зимовий період триває 183 доби, а літній – 182 доби.

Для побудови графіків навантаження, тобто потужності, що віддається в місцевий район, використовуємо графу з таблиці 1.1. Спочатку складаємо графік потужності по даним для зимового періоду, після цього по даним для літнього періоду. По вертикальній вісі відкладаємо величину потужності для даного періоду, а по горизонтальній – тривалість навантаження на протязі доби. Тривалість замірюється в годинах.

За цим же принципом складаємо графіки навантажень, тобто потужності, що віддається в систему (для зимового та літнього періоду) і графік потужності, що виробляється генераторами електричної станції (для зимового та літнього періоду).

Для побудови річного графіка навантаження будуємо дві вісі. По вертикалі відкладаємо величину потужності, що виробляється генераторами електричної станції, по ступені зменшення величини. По горизонталі відкладаємо кількість годин в році. Час тривалості навантаження визначається шляхом добутку тривалості

навантаження на протязі доби на тривалість періоду. Графік складається для всіх значень потужності, що знаходяться в останній графі таблиці.

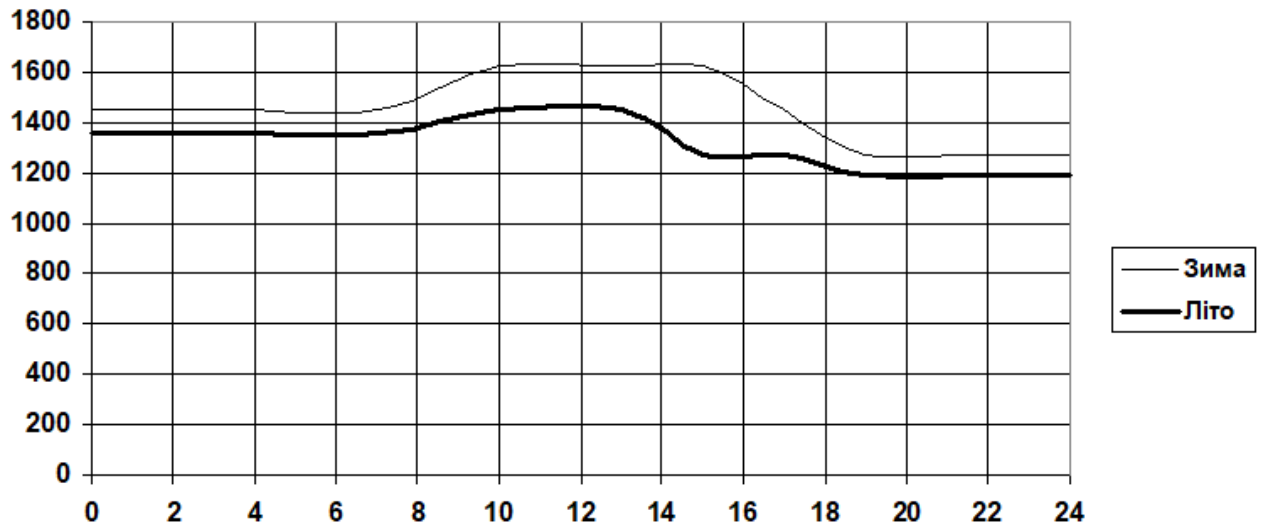


Рисунок 1.1 – Графік навантаження місцевого району

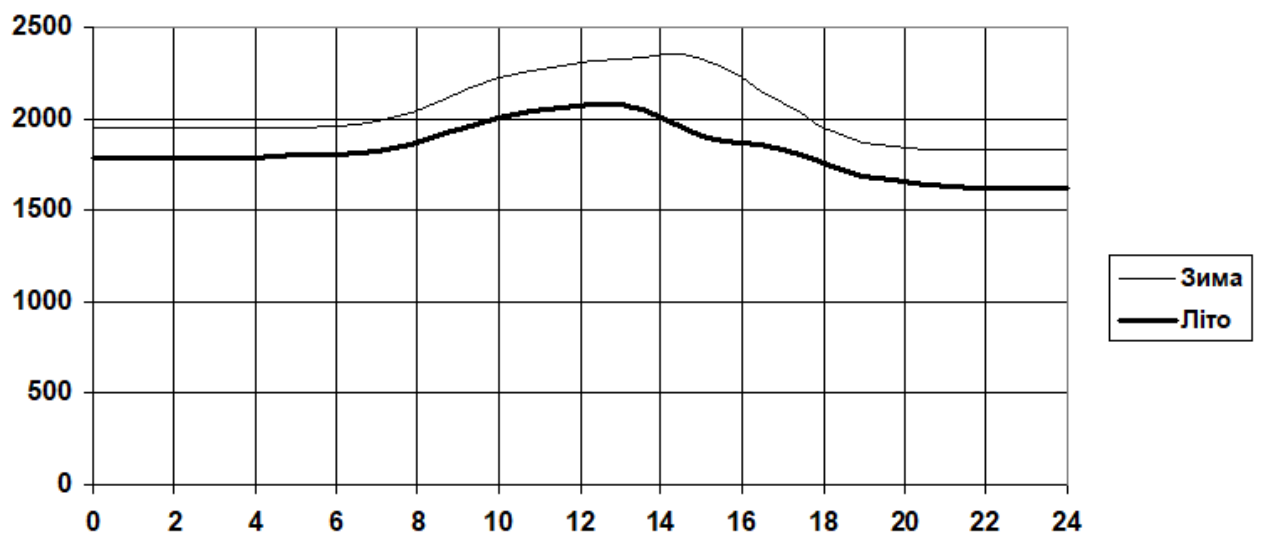


Рисунок 1.2 - Графік навантаження системи

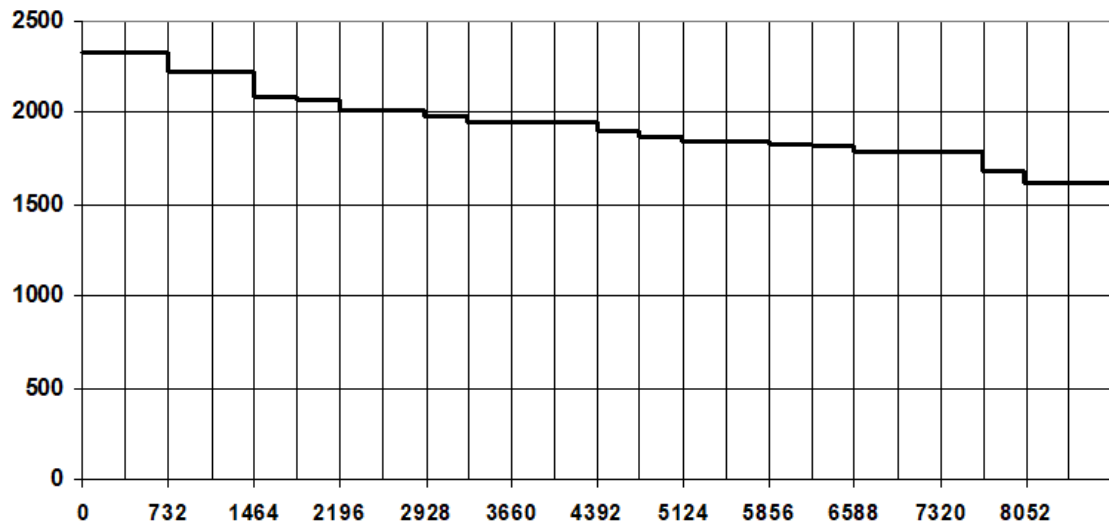


Рисунок 1.3 – Річний графік навантаження

2 ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ

Основне обладнання по можливості потрібно вибирати однотипним, тому що при цьому забезпечується можливість індустріалізації будівництва, покращуються умови експлуатації і ремонту. До основного енергетичного обладнання КЕС відносяться парогенератори і турбіни.

2.1 Вибір турбін

Тип та одинична потужність турбін, встановлюваних на проектованій ТЕС, визначаються в залежності від типу (КЕС, ТЕЦ) і потужності станції; на КЕС – конденсаційні турбіни типу К.

Згідно завдання вибираємо для блоків 300 МВт турбіни К-300-240. Для блоків 500 МВт беремо К-500-240. Для блоку 800 МВт – турбіну К-800-240.

Параметри турбін заносимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, ата	Температура свіжого пару, °С	Температура міжного перегріву, °С	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год
К-300-240	300	240	560	565	890
К-500-240	500	240	560	565	1500
К-800-240 (одновальна)	800	240	560	565	2560

2.2 Вибір парогенераторів

Параметри пари (температура, тиск) та кількість котлів на КЕС визначаються зробленим раніше вибором парових турбін. Паропродуктивність парогенераторів вибирається: для блочних КЕС – по максимальному пропуску гострої пари через турбіну з урахуванням власних потреб і запасом до 3%. Вибираємо однотипні парогенератори Пп-950/255ГМ: по одному для турбін К-300-240 – 2 шт., по два для турбін К-500-240 – 4 шт., та чотири для турбіни К-800-240, всього 10.

Номінальні дані парогенераторів заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 - Параметри реакторних установок

Марка котлоагрегату	Продуктивність, т/год	Електр. потужність, МВт	Параметри пари		Паливо	
			Тиск на вході, ата	Температура пари, °С		
				Перв.		Втор.
Пп-950/255ГМ	950	300	255	565	570	Газ, мазут

2.3 Вибір генераторів

Число і одинична потужність генераторів повинні співпадати з числом і електричною потужністю турбін. Напруга генераторів великої потужності (вище 60 МВт) приймається виходячи з умов їх виготовлення, причому перевага надається більш високим напругам.

Для блоків 2×300 беремо генератори ТГВ-300-2У3. Для блоків 2×500 беремо генератори ТГВ-500-2У3, і для блоку 800 МВт – генератор ТГВ-800-2У3. Параметри генераторів заносимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Параметри генераторів

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	I_n , кА	$\cos\varphi_n$	x''_d
	S , МВА	P , МВт				
ТГВ-300-2У3	353	300	20	10,2	0,85	0,195
ТГВ-500-2У3	588	500	20	17	0,85	0,243
ТГВ-800-2У3	941	800	24	22,65	0,85	0,272

Вибране технологічне обладнання забезпечить надійну роботу станції, а також можливість виробництва електричної енергії по заданих графіках навантаження.

3 ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Вибір головної схеми електричних з'єднань є відповідальною ланкою в проектуванні електричної частини електростанції, оскільки він визначає повний склад елементів та зв'язків між ними. Основними вихідними даними для вибору головної схеми є тип станції та вид палива; число та потужність агрегатів станції; графіки навантажень споживачів та їх склад; дані про систему.

3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи

Проектування схеми приєднання станції до системи полягає в виборі напруги, на яких буде видаватися електроенергія кількості та пропускної здатності ліній на кожній напрузі. В відповідності з різноманітністю вихідних умов видачі електроенергії з електростанції може здійснюватися на одному, двох чи трьох підвищених напругах.

В більшості випадків видача потужності відбувається на двох напругах: 110-220 кВ – в місцевий район навантаження (в радіусі 30-150 км) і 330-750 кВ – в основну мережу енергосистеми або в основні мережі двох напруг (за відсутності живлення місцевого району) – 220-330 і 500-750 кВ.

При виборі кількості і пропускної здатності ЛЕП напругою 110 кВ і вище висуваються наступні вимоги:

1) при відключенні будь-якої з ліній повинна забезпечуватись видача всієї наявної на станції потужності;

2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі припускається обмеження потужності, яка видається електростанцією, але, по можливості, без зупинки блоків.

У відповідності із завданням та керуючись методичними рекомендаціями для системи приймаємо напругу 330 кВ, а для районної мережі – 110 кВ. Розрахуємо кількість ліній електропередач для зв'язку станції з системою і місцевим районом.

Кількість ЛЕП, що відходять від РП ЕС визначаємо по наступних формулах:

для системи:

$$n_{\text{ЛЕП}330} = \frac{P_{\text{с.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп.}}} + 1; \quad (3.1)$$

$$n_{\text{ЛЕП}750} = \frac{1624}{350} + 1 = 5,64 \approx 6 \text{ ліній.}$$

для місцевого району:

$$n_{\text{ЛЕП}110} = \frac{P_{\text{р.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп.}}} + 1; \quad (3.2)$$

$$n_{\text{ЛЕП}110} = \frac{642}{50} + 1 = 13,84 \approx 14 \text{ ліній.}$$

3.2 Проектування структурної схеми станції

Структурна схема електричної частини станції визначає розподіл генераторів між РП різних напруг, склад блоків генератор-трансформатор та вид електромагнітних зв'язків між РП (трансформаторні або автотрансформаторі).

Розподіл генераторів між РП різних напруг здійснюється з врахуванням потужності, яка віддається з шин різної напруги $P_{\text{від}}$. При цьому необхідно прагнути до того, щоб перетік потужності з РП однієї напруги в нормальному і аварійному режимах був мінімальним.

Два генератори ТГВ-300-2УЗ приєднуємо до ВРП-110 (СН) через схему блоків генератор-трансформатор. Генератори ТГВ-500-2УЗ та ТГВ-800-2УЗ – до ВРП-330 (ВН). РП з'єднуються між собою через два автотрансформатори зв'язку (рис. 3.1).

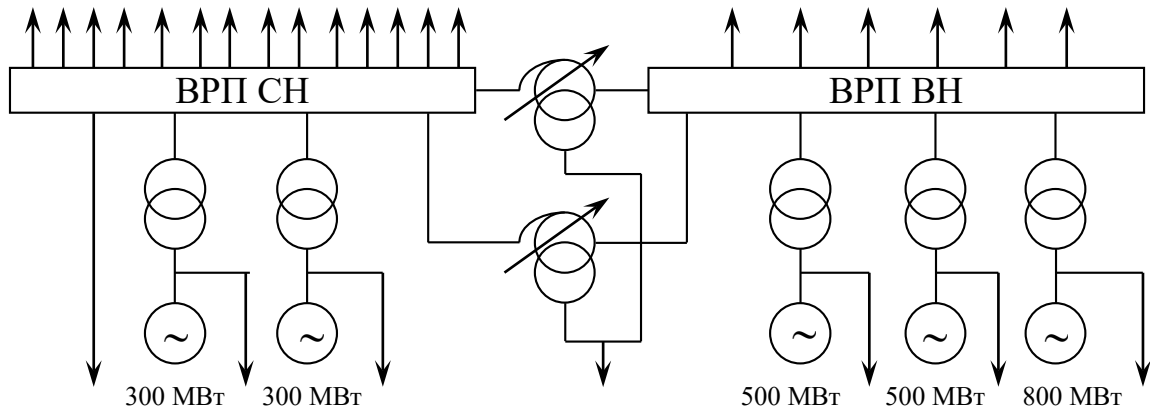


Рисунок 3.1 – Структурна схема станції

3.3 Вибір блочних трансформаторів

Вибір трансформаторів полягає в визначенні їх кількості, типу і номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори. В тих випадках, коли неможливо вибрати трифазні трансформатори, допускається застосування груп з двох трифазних або трьох однофазних трансформаторів.

Всі трансформатори та автотрансформатори, окрім двохобмоткових блочних трансформаторів, повинні мати прилади регулювання напруги під навантаженням.

$$S_{BT \text{ розр}} = S_{ном \Gamma} - S_{ВП} ; \quad (3.3)$$

$$S_{ВП} = P'_{ВП} \cdot S_{ном \Gamma} \cdot K_{II} ; \quad (3.3)$$

$$S_{p \max} = S_{ном \Gamma} - S_{ВП} - S_{p.від. \max} , \quad (3.3)$$

де $S_{ном \Gamma}$ – номінальна потужність генератора, включеного на шини місцевого району;

$S_{ВП}$ – потужність власних потреб при роботі генератора з номінальним навантаженням;

$S_{p.від.max}$ – максимальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район.

$$S_{p.min} = S_{ном.Г} - S_{ВП} - S_{p.від.min}, \quad (3.4)$$

де $S_{p.від.min}$ – мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район.

$$S_{p.авар} = -S_{ВП} - S_{p.від.max}; \quad (3.5)$$

$$S_{ТВП} \geq P'_{ВП} \cdot P_{ном.Г} \cdot k_{П}. \quad (3.6)$$

Вибір трансформаторів полягає в визначенні їх кількості, типу і номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори. В тих випадках, коли неможливо вибрати трифазні трансформатори, допускається застосування груп з двох трифазних або трьох однофазних трансформаторів.

Всі трансформатори та автотрансформатори, окрім двохобмоткових блочних трансформаторів, повинні мати прилади регулювання напруги під навантаженням.

1) Блочні трансформатори:

$$\text{Для блоків ТГВ-300-2УЗ: } S_{ном.Г} \geq 353 - 353 \cdot 0,03 = 342,41 \text{ МВА};$$

$$\text{Для блоків ТГВ-500-2УЗ: } S_{ном.Г} \geq 588 - 588 \cdot 0,03 = 570,36 \text{ МВА};$$

$$\text{Для блоку ТГВ-800-2УЗ: } S_{ном.Г} \geq 941 - 941 \cdot 0,03 = 912,77 \text{ МВА}.$$

2) Трансформатори власних потреб (ТВП):

$$\text{Для блоків ТГВ-300-2УЗ: } S_{ТВП} \geq 0,03 \cdot 353 \cdot 0,85 = 9 \text{ МВА};$$

$$\text{Для блоків ТГВ-500-2УЗ: } S_{ТВП} \geq 0,03 \cdot 588 \cdot 0,85 = 15 \text{ МВА};$$

$$\text{Для блоку ТГВ-800-2УЗ: } S_{ТВП} \geq 0,03 \cdot 941 \cdot 0,85 = 24 \text{ МВА}.$$

3) Пускорезервні трансформатори власних потреб (ПРТВП):

Оскільки не встановлюємо генераторні вимикачі і станція складається з 5 блоків, то встановлюємо два ПРТВП. Потужність ПРТВП повинна забезпечити заміну

самого крупного робочого ТВП одного блока і одночасний пуск або аварійну зупинку другого блока. Їх розрахункова потужність:

$$S_{\text{пртвп}} = 1,3 \cdot S_{\text{твп розр}} = 1,3 \cdot 24 = 31,2 \text{ МВА.}$$

Перший ПРТВП приєднуємо до РП 110 кВ, в якості другого резервного джерела живлення системи ВП використовуємо обмотки НН автотрансформаторів зв'язку.

4) Автотрансформатори зв'язку АТЗ. Наведемо формули для визначення номінальної потужності трансформаторів.

а) Режим максимального навантаження місцевого району:

$$S_{\text{р.макс}} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном.гi}} - S_{\text{вп.ном}} - S_{\text{р.від.макс}} = 2 \cdot (353 - 10) - 642 / 0,85 = - 69,294 \text{ МВА.}$$

де $S_{\text{ном.г}}$ – номінальна потужність генераторів, ввімкнених на шини місцевого району;

$S_{\text{р.від.макс}}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район;

$S_{\text{вп.ном}}$ – потужність власних потреб при роботі генераторів з номінальним навантаженням.

б) Режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю:

$$S_{\text{р.мін}} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном.гi}} - S_{\text{вп.ном}} - S_{\text{р.від.мін}} = 2 \cdot (353 - 10) - 378,960 / 0,85 = 240,165 \text{ МВА.}$$

де $S_{\text{р.мін}}$ – мінімальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район.

в) Аварійний вихід самого потужного генератора, ввімкненого на шини місцевого району в період максимального навантаження:

$$S_{\text{р.ав}} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{\text{ном.гi}} - S'_{\text{в.п.}} - S_{\text{р.від.макс}} = 353 - 10 - 642 / 0,85 = - 412,294 \text{ МВА.}$$

де $S'_{\text{в.п.}}$ – потужність власних потреб блоків місцевого району, що лишилися в роботі.

При встановленні двох автотрансформаторів необхідно враховувати, що при виході з ладу одного з трансформаторів, той трансформатор, що залишився в роботі,

повинен забезпечити перетік потужності в режимі максимальних навантажень з врахуванням допустимих перевантажень:

$$S'_{\text{ном.т}} \geq |S_{\text{p.max}}| / 1,4 = 69,294 / 1,4 = 49,496 \text{ МВА};$$

$$S''_{\text{ном.т}} \geq |S_{\text{p.min}}| / 1,4 = 240,165 / 1,4 = 171,546 \text{ МВА};$$

$$S'''_{\text{ном.т}} \geq |S_{\text{p.ав}}| / 2 = 412,294 / 2 = 206,147 \text{ МВА}.$$

По більшому з цих значень ($S'_{\text{ном.т}}$, $S''_{\text{ном.т}}$, $S'''_{\text{ном.т}}$) виконується вибір потужності АТЗ (в даному випадку це $S''_{\text{ном.т}} = 206,147 \text{ МВА}$).

Всі марки та параметри трансформаторів зводимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 - Марки та параметри трансформаторів

Позн. на схемі	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, кВА	$U_{\text{ном}}$, кВ			U_k , %		
			ВН	СН	НН	ВН-НН	ВН-СН	СН-НН
БТ 1, 2	ТДЦ-400000/110	400	121	–	20	10,5	–	–
БТ 3, 4	ТНЦ-630000/330	630	347	–	20	11,5	–	–
БТ5	ТЦН-1000000/330	1000	347	–	24	11,5	–	–
ТВП 1, 2	ТДНС-10000/35	10	20	–	6,3	8	–	–
ТВП 3, 4	ТДНС-16000/20	16	20	–	6,3	10	–	–
ТВП 5	ТРДНС-25000/35	25	24	–	6,3-6,3	10,5	–	30*
ПРТВП 1	ТРДН-40000/110	40	115	–	6,3-6,3	10,5	–	30*
ПРТВП 2	ТРДНС-40000/35	40	38,5	–	6,3-6,3	12,7	–	40*
АТЗ 1, 2	АТДЦТН-250000/330/110	250	330	121	38,5	54	10,5	42

*Примітка: для трансформаторів з розщепленою обмоткою НН в колонці $u_{\text{к СН-НН}}$ наведені $u_{\text{к НН1-НН2}}$.

Вибране силове обладнання зможе забезпечити надійний електричний зв'язок між вузлами станції, усі перетоки потужності між РП і надійний зв'язок з системою та місцевим районом.

3.4 Вибір схем відкритих розподільчих пристроїв

Видача потужності зі станції здійснюється з шин відкритих розподільчих пристроїв (ВРП). Варіанти схем ВРП [3] порівнюються за такими показниками, як надійність, економічність, можливість подальшого розширення (розвитку), задоволення технічних вимог, і т.п.

В результаті попередньо проведеного порівняння варіантів схем було обрано схеми, які в даних умовах найкращим чином поєднали в собі вище перераховані показники. Для ВРП 110 і 330 кВ приймаємо схему “зв’язаних шестикутників”.

Схема проектованої КЕС (зі схемами ВРП) наведена на рис. 3.2.

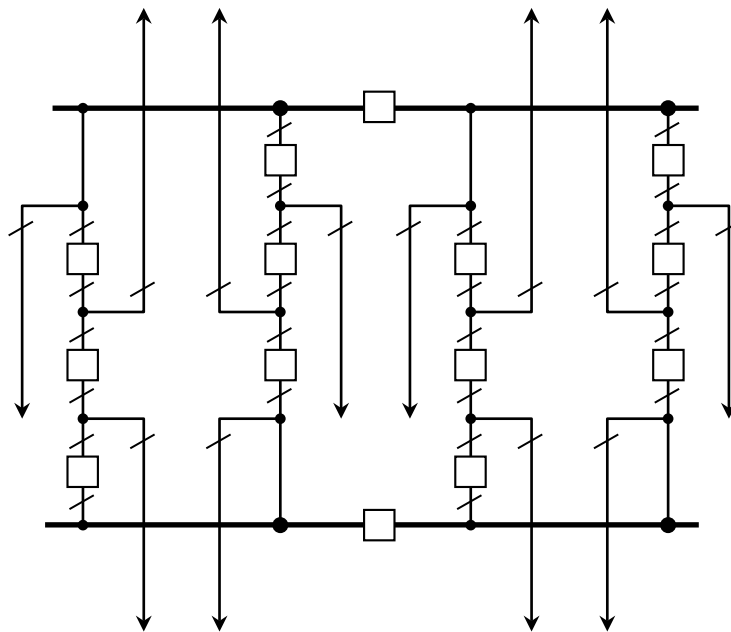


Рисунок 3.2 – Схема проектованої КЕС

4 СХЕМА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Виробництво електроенергії на КЕС повністю механізоване. Велика кількість механізмів забезпечують роботу агрегатів електростанції – насосів, вентиляторів, подрібнювачів та ін. Для приводу більшості робочих механізмів використовують трьохфазні асинхронні електродвигуни з короткозамкнутим ротором. Нормальна робота електростанції можлива лише при надійній роботі всіх механізмів власних потреб, що можливо лише при їх надійному електропостачанні. Споживачі ВП відносяться до споживачів I категорії.

Розробляємо схему живлення ВП (рис. 4.1), користуючись рекомендаціями.

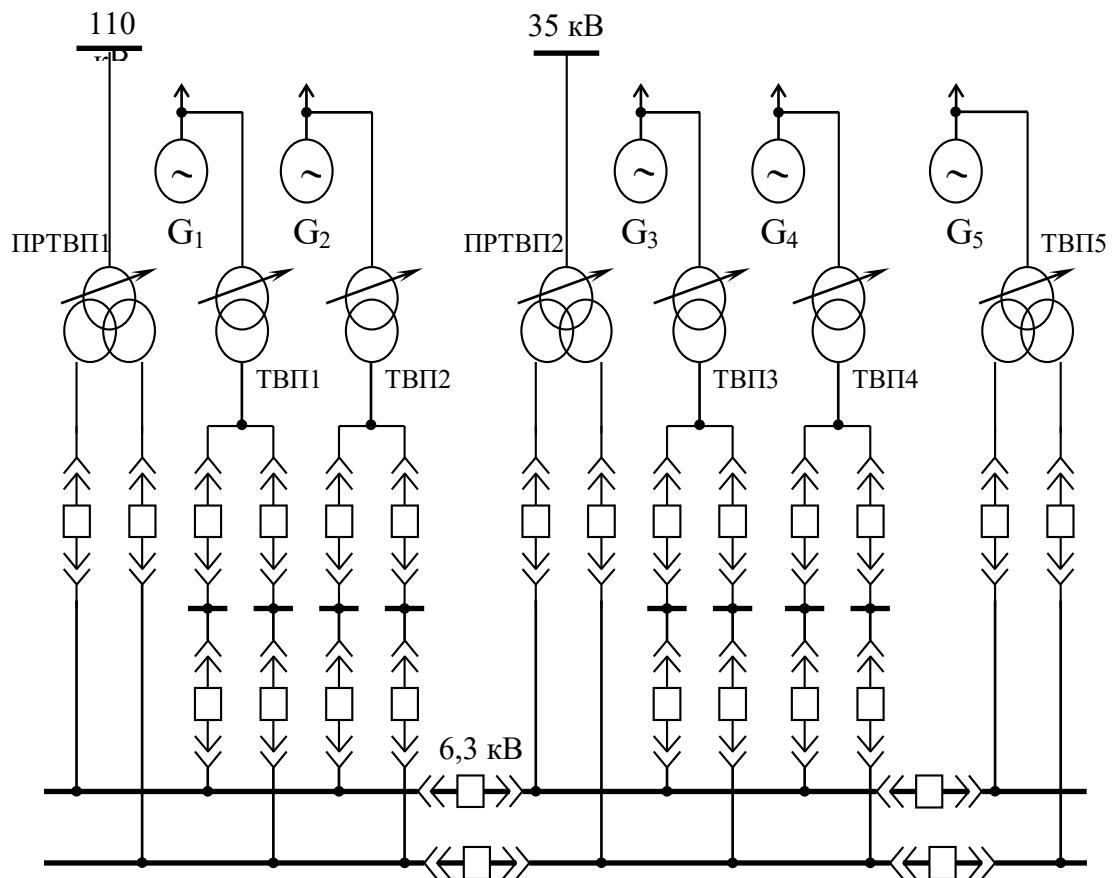


Рисунок 4.1 - Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

Основними напругами, які застосовуються в системі ВП, є 6 кВ (для двигунів потужністю більше 200 кВт) та 0,38/0,23 кВ для всіх інших споживачів. Розподільчий пристрій ВП виконується з однією секціонованою системою шин. Кількість секцій 6 кВ для блочних КЕС приймається: дві на кожен енергоблок (при потужності енергоблоку більше 160 МВт). Кожна секція або секції попарно приєднуються до робочого трансформатора ВП.

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів власних потреб, а також запуск генераторів. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну роботу станції в цілому.

5 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Розрахунок струму короткого замикання проводиться для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки установок релейного захисту та автоматики.

Для розв'язку більшості задач, які зустрічаються на практиці, можна ввести припущення, які спрощують розрахунки і не вносять суттєвих похибок. До таких припущень відносяться наступні:

- приймається, що фази ЕРС всіх генераторів не змінюються на протязі всього процесу КЗ;
- не враховується насичення магнітних систем, що дозволяє рахувати постійними і такими, що не залежать від струму індуктивні опори всіх елементів коротко замкнутого кола;
- нехтують намагнічуючими струмами силових трансформаторів;
- не враховують, крім спеціальних випадків, ємнісні провідності елементів короткозамкнутого кола на землю;
- вважають, що трьохфазна система є симетричною; вплив навантаження на струм КЗ враховують наближено; при обчисленні струму КЗ зазвичай нехтують активним опором кола.

При зазначених припущеннях похибка практичних методів розрахунку не перевищує 10%, що вважається допустимим.

Для розрахунку струмів КЗ складається розрахункова схема, по якій складається електрична схема заміщення. Шляхом поступового перетворення схема заміщення приводиться до більш простого вигляду так, щоб кожне джерело живлення або група джерел були зв'язані з точкою КЗ одним результуючим опором. Знаючи результуючу ЕРС джерела та результуючий опір, по закону Ома визначаємо початкове значення періодичної складової струму КЗ, потім ударний струм, періодичну та аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу.

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вказуємо всі елементи, які впливають на струм КЗ, намічаємо точки КЗ (рис. 5.1).

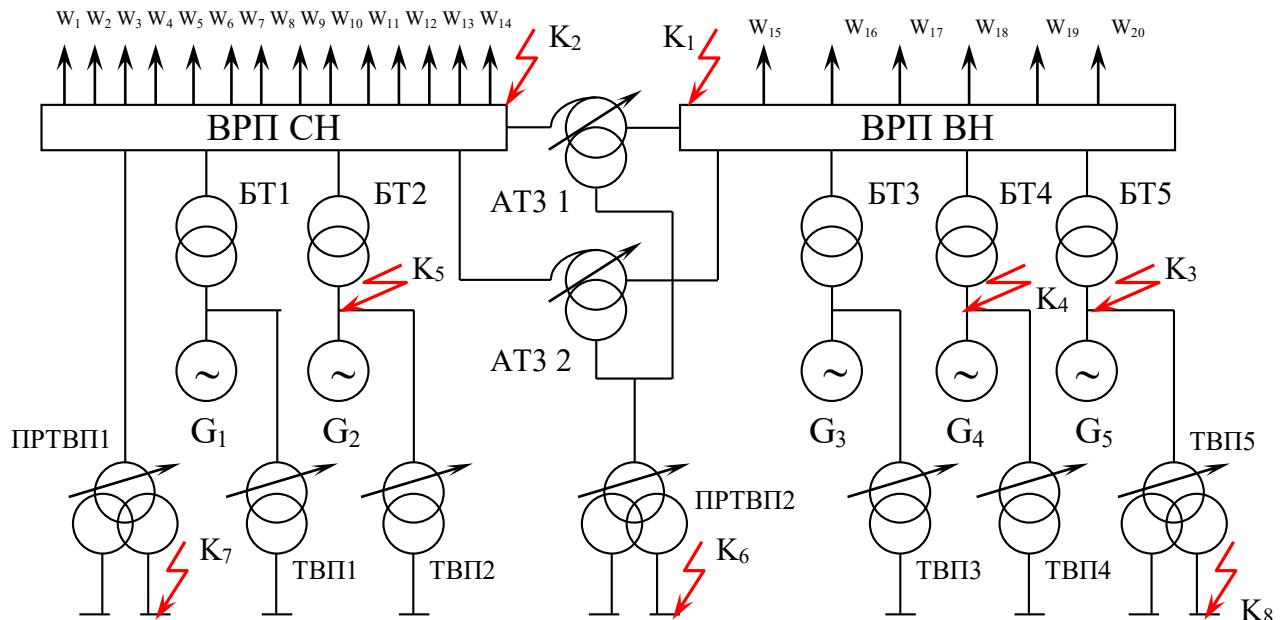


Рисунок 5.1 – Розташування точок короткого замикання

5.1 Електрична схема заміщення установки

На розрахунковій схемі електроустановки намічають точки, в яких припускається КЗ. Потім для обраної точки КЗ складають еквівалентну електричну схему заміщення, відповідну по вхідним даним розрахунковій схемі, але в якій усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними.

Параметри розрахункової схеми можуть бути представлені в відносних або іменованих одиницях. При розрахунках в іменованих одиницях усі опори схеми повинні бути представлені в омах і приведені до однієї базової напруги (до середньої напруги одного електричного ступеня). Таке приведення необхідне, якщо між джерелом і точкою КЗ є одна або декілька ступенів трансформації.

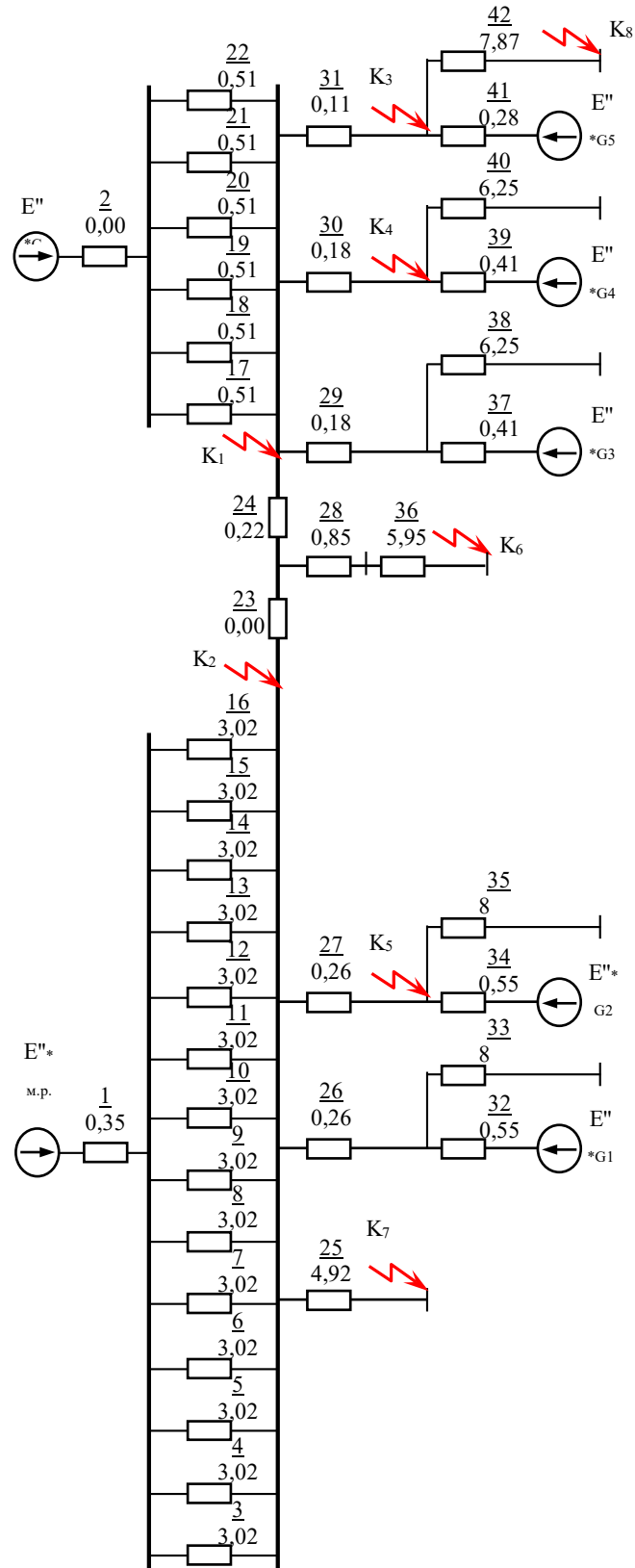


Рисунок 5.2 – Еквівалентна схема заміщення електричної станції

Якщо розрахунок виконується в відносних одиницях, то необхідно заздалегідь навести всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих же базових умов.

5.2 Розрахунок величин усіх елементів схеми заміщення

Для обраної точки КЗ складаємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка відповідає по початковим даним розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінюємо електричними (рис. 5.2).

Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи методичні вказівки.

Приймаємо $S_B = 1000$ (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

- системи:

$$X_{*2} = X_{*с_{НОМ}} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = 0,11 \cdot \frac{1000}{29000} = 0,004;$$

- ЛЕП 110:

$$X_{*3-16} = X_{уд} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{ср}^2} = 0,4 \cdot 100 \cdot \frac{1000}{115^2} = 3,025;$$

- ЛЕП 330:

$$X_{*17-22} = X_{уд} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{ср}^2} = 0,32 \cdot 185 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,512;$$

- блочних трансформаторів БТ1, БТ2:

$$X_{*26} = X_{*27} = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,263;$$

- блочних трансформаторів БТ3, БТ4:

$$X_{*29} = X_{*30} = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,183;$$

- блочного трансформатора БТ5:

$$X_{*31} = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{1000} = 0,115;$$

- генераторів G_1, G_2 :

$$X_{*32} = X_{*34} = X_{d*_{\text{НОМ}}}'' \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} = 0,195 \cdot \frac{1000}{353} = 0,552;$$

- генераторів G_3, G_4 :

$$X_{*37} = X_{*39} = 0,243 \cdot \frac{1000}{588} = 0,413;$$

- генератора G_5 :

$$X_{*41} = 0,272 \cdot \frac{1000}{941} = 0,289;$$

- ТВП1, ТВП2:

$$X_{*33} = X_{*35} = \frac{u_{\text{КВ-Н}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8;$$

- ТВП3, ТВП4:

$$X_{*38} = X_{*40} = \frac{u_{\text{КВ-Н}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,25;$$

- ТВП5:

$$X_{*42} = 1,875 \cdot \frac{u_{\text{КВ-Н}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875;$$

- ПРТВП 1:

$$X_{*25} = 1,875 \cdot \frac{u_{\text{КВ-Н}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,922;$$

- ПРТВП 2:

$$X_{*36} = 1,875 \cdot \frac{u_{\text{КВ-Н}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} = 1,875 \cdot \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,953;$$

- АТЗ:

$$u_{\text{КВ}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{К В-Н}\%} + u_{\text{К В-С}\%} - u_{\text{К С-Н}\%}) = 0,5 \cdot (54 + 10,5 - 42) = 11,25\%;$$

$$u_{\text{КС}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{К В-С}\%} + u_{\text{К С-Н}\%} - u_{\text{К В-Н}\%}) = 0,5 \cdot (10,5 + 42 - 54) = 0;$$

$$u_{\text{КН}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{К В-Н}\%} + u_{\text{К С-Н}\%} - u_{\text{К В-С}\%}) = 0,5 \cdot (54 + 42 - 10,5) = 42,75\%.$$

$$X_{*B} = X_{*24} = \frac{u_{\text{КВ}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11,25}{100} \cdot \frac{1000}{2 \cdot 250} = 0,225;$$

$$X_{*C} = X_{*23} = 0;$$

$$X_{*H} = X_{*28} = \frac{u_{кН\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{2 \cdot S_{НОМ}} = \frac{42,75}{100} \cdot \frac{1000}{2 \cdot 250} = 0,855.$$

5.3 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t=0$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ в системі відносних одиниць визначається за формулою, кА:

$$I_{ПО} = \frac{E''_*}{x_{рез*}} \cdot I_B,$$

де E''_* – ЕРС джерела, в.о.; $x_{рез*}$ – результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов; I_B – базисний струм, кА:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}.$$

К₁ Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 (рис. 5.2.1). Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 5.2.2).

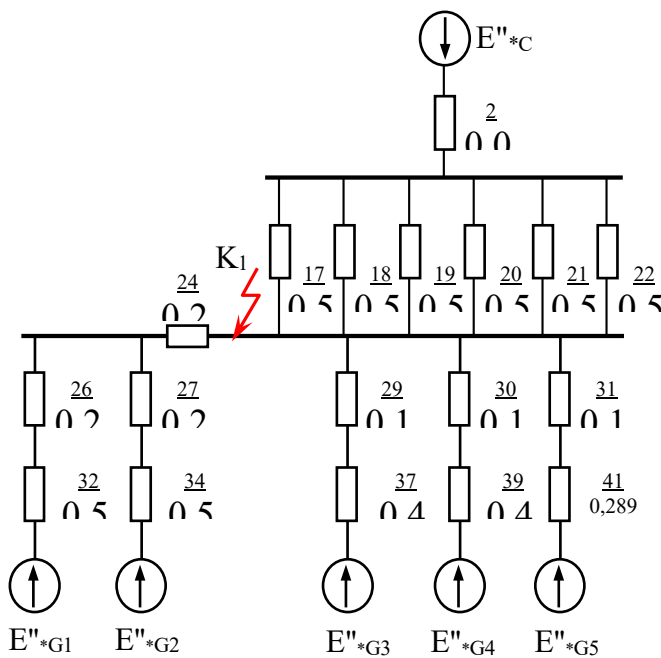


Рис. 5.2.1

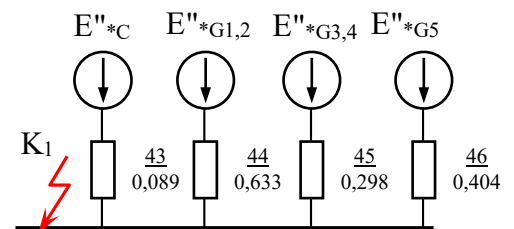


Рис. 5.2.2

$$X_{*43} = X_{*2} + \frac{X_{*17}}{6} = 0,004 + \frac{0,512}{6} = 0,089;$$

$$X_{*44} = \frac{X_{*26} + X_{*32}}{2} + X_{*24} = \frac{0,263 + 0,552}{2} + 0,225 = 0,633;$$

$$X_{*45} = \frac{X_{*29} + X_{*37}}{2} = \frac{0,183 + 0,413}{2} = 0,298;$$

$$X_{*46} = X_{*31} + X_{*41} = 0,115 + 0,289 = 0,404.$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 340) = 1,698 \text{ (кА)}.$$

$$I_{ПOC} = \frac{E''_C}{X_{*43}} \cdot I_B = \frac{1}{0,089} \cdot 1,698 = 19,079 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG1,2} = \frac{E''_{G1,2}}{X_{*44}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,633} \cdot 1,698 = 3,031 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG3,4} = \frac{E''_{G3,4}}{X_{*45}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,298} \cdot 1,698 = 6,439 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG5} = \frac{E''_{G5}}{X_{*46}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,404} \cdot 1,698 = 4,749 \text{ (кА)}.$$

К₂ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₂ представлена на рис. 5.2.3.

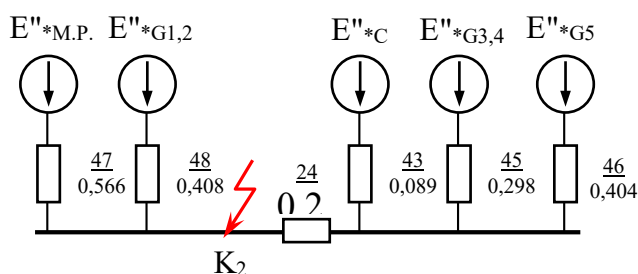


Рис. 5.2.3

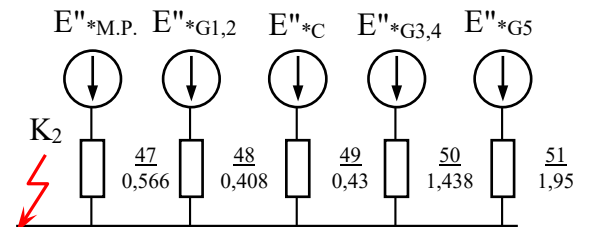


Рис. 5.2.4

$$X_{*47} = X_{*1} + \frac{X_{*3}}{14} = 0,35 + \frac{3,025}{14} = 0,566;$$

$$X_{*48} = \frac{X_{*26} + X_{*32}}{2} = \frac{0,263 + 0,552}{2} = 0,408.$$

Згорнемо цю схему до виду рис. 5.2.4:

$$X_{\Delta} = X_{*24} \cdot (X_{*43} \cdot X_{*45} + X_{*43} \cdot X_{*46} + X_{*45} \cdot X_{*46}) = \\ = 0,225 \cdot (0,089 \cdot 0,298 + 0,089 \cdot 0,404 + 0,298 \cdot 0,404) = 0,041;$$

$$X_{*49} = X_{*43} + \frac{X_{\Delta}}{(X_{*45} \cdot X_{*46})} = 0,089 + \frac{0,041}{0,298 \cdot 0,404} = 0,43;$$

$$X_{*50} = X_{*45} + \frac{X_{\Delta}}{(X_{*43} \cdot X_{*46})} = 0,298 + \frac{0,041}{0,089 \cdot 0,404} = 1,438;$$

$$X_{*51} = X_{*46} + \frac{X_{\Delta}}{(X_{*43} \cdot X_{*45})} = 0,404 + \frac{0,041}{0,089 \cdot 0,298} = 1,95.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 5,020 \text{ (кА)}.$$

$$I_{ПOC} = \frac{E''_{*C}}{X_{*49}} \cdot I_B = \frac{1}{0,43} \cdot 5,02 = 11,674 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOM.p.} = \frac{E''_{*M.p.}}{X_{*47}} \cdot I_B = \frac{0,85}{0,566} \cdot 5,02 = 7,539 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG1,2} = \frac{E''_{*G1,2}}{X_{*48}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,408} \cdot 5,02 = 13,903 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG3,4} = \frac{E''_{*G3,4}}{X_{*50}} \cdot I_B = \frac{1,13}{1,438} \cdot 5,02 = 3,945 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG5} = \frac{E''_{*G5}}{X_{*51}} \cdot I_B = \frac{1,13}{1,95} \cdot 5,02 = 2,909 \text{ (кА)}.$$

К₃ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₃ представлена на рис. 5.2.5.

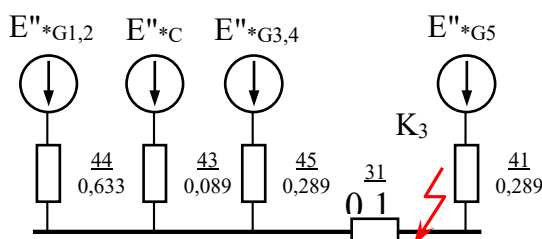


Рис. 5.2.5

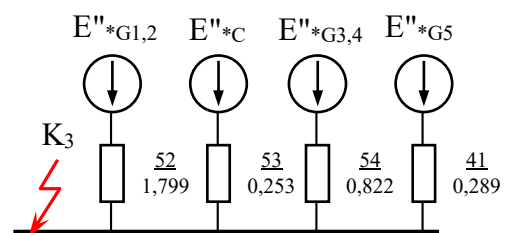


Рис. 5.2.6

Згорнемо цю схему до виду рис. 5.2.6:

$$x_{\Delta} = x_{*31} \cdot (x_{*44} \cdot x_{*43} + x_{*44} \cdot x_{*45} + x_{*43} \cdot x_{*45}) =$$

$$= 0,115 \cdot (0,633 \cdot 0,089 + 0,633 \cdot 0,289 + 0,089 \cdot 0,289) = 0,030;$$

$$x_{*52} = x_{*44} + \frac{x_{\Delta}}{(x_{*43} \cdot x_{*45})} = 0,633 + \frac{0,03}{0,089 \cdot 0,289} = 1,799;$$

$$x_{*53} = x_{*43} + \frac{x_{\Delta}}{(x_{*44} \cdot x_{*45})} = 0,089 + \frac{0,03}{0,633 \cdot 0,289} = 0,253;$$

$$x_{*54} = x_{*45} + \frac{x_{\Delta}}{(x_{*44} \cdot x_{*43})} = 0,289 + \frac{0,03}{0,633 \cdot 0,089} = 0,822.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 20) = 28,868 \text{ (кА)}.$$

$$I_{Пос} = \frac{E''_C}{x_{*53}} \cdot I_B = \frac{1}{0,253} \cdot 28,868 = 114,103 \text{ (кА)};$$

$$I_{Пог1,2} = \frac{E''_{G1,2}}{x_{*52}} \cdot I_B = \frac{1,13}{1,799} \cdot 28,868 = 18,133 \text{ (кА)};$$

$$I_{Пог3,4} = \frac{E''_{G3,4}}{x_{*54}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,822} \cdot 28,868 = 39,685 \text{ (кА)};$$

$$I_{Пог5} = \frac{E''_{G5}}{x_{*41}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,289} \cdot 28,868 = 112,875 \text{ (кА)}.$$

К₄ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₄ представлена на рис. 5.2.7.

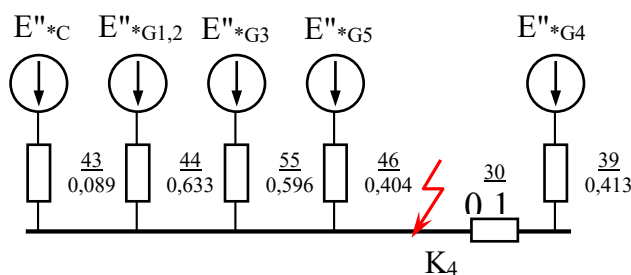


Рис. 5.2.7

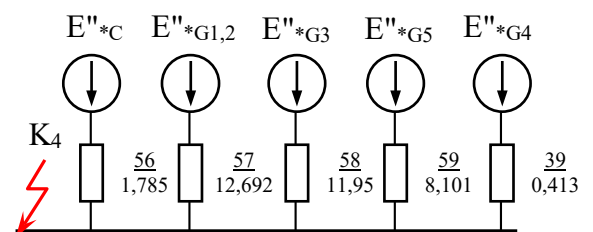


Рис. 5.2.8

$$x_{*55} = x_{*29} + x_{*37} = 0,183 + 0,413 = 0,596.$$

Згорнемо цю схему до виду рис. 5.2.8:

$$x_{\Delta} = \frac{1}{1/x_{43} + 1/x_{44} + 1/x_{55} + 1/x_{46}} = \frac{1}{1/0,089 + 1/0,633 + 1/0,596 + 1/0,404} = 0,059;$$

$$x_{*56} = x_{*43} \cdot (1 + x_{*30}) / x_{\Delta} = 0,089 \cdot (1 + 0,183) / 0,059 = 1,785;$$

$$x_{*57} = x_{*44} \cdot (1 + x_{*30}) / x_{\Delta} = 0,633 \cdot (1 + 0,183) / 0,059 = 12,692;$$

$$x_{*58} = x_{*55} \cdot (1 + x_{*30}) / x_{\Delta} = 0,596 \cdot (1 + 0,183) / 0,059 = 11,950;$$

$$x_{*59} = x_{*46} \cdot (1 + x_{*30}) / x_{\Delta} = 0,404 \cdot (1 + 0,183) / 0,059 = 8,101.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 20) = 28,868 \text{ (кА)}.$$

$$I_{ПОР} = \frac{E''_C}{X_{*56}} \cdot I_B = \frac{1}{1,785} \cdot 28,868 = 16,173 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПОР1,2} = \frac{E''_{G1,2}}{X_{*57}} \cdot I_B = \frac{1,13}{12,692} \cdot 28,868 = 2,570 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПОР3} = \frac{E''_{G3}}{X_{*58}} \cdot I_B = \frac{1,13}{11,95} \cdot 28,868 = 2,73 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПОР4} = \frac{E''_{G4}}{X_{*39}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,413} \cdot 28,868 = 78,985 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПОР5} = \frac{E''_{G5}}{X_{*59}} \cdot I_B = \frac{1,13}{8,101} \cdot 28,868 = 4,027 \text{ (кА)}.$$

К₅ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₅ представлена на рис. 5.2.9.

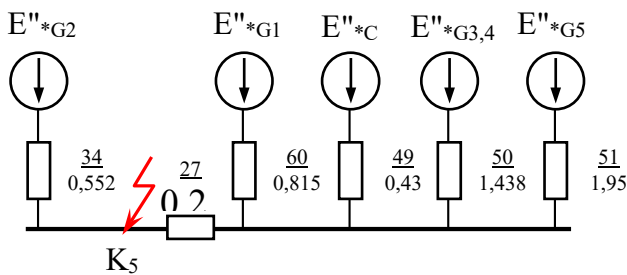


Рис. 5.2.9

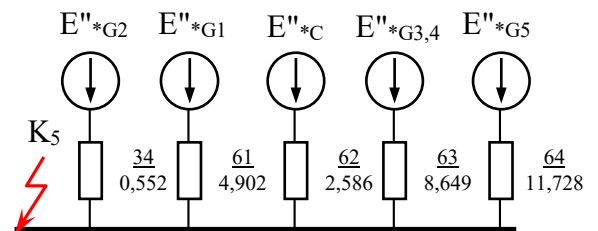


Рис. 5.2.10

$$x_{*60} = x_{*26} + x_{*32} = 0,263 + 0,552 = 0,815.$$

Згорнемо цю схему до виду рис. 5.2.10:

$$x_{\Delta} = \frac{1}{1/x_{60} + 1/x_{49} + 1/x_{50} + 1/x_{51}} = \frac{1}{1/0,815 + 1/0,43 + 1/1,438 + 1/1,95} = 0,210;$$

$$x_{*61} = x_{*60} \cdot (1 + x_{*27}) / x_{\Delta} = 0,815 \cdot (1 + 0,263) / 0,21 = 4,902;$$

$$x_{*62} = x_{*49} \cdot (1 + x_{*27}) / x_{\Delta} = 0,430 \cdot (1 + 0,263) / 0,21 = 2,586;$$

$$x_{*63} = x_{*50} \cdot (1 + x_{*27}) / x_{\Delta} = 1,438 \cdot (1 + 0,263) / 0,21 = 8,649;$$

$$x_{*64} = x_{*51} \cdot (1 + x_{*27}) / x_{\Delta} = 1,950 \cdot (1 + 0,263) / 0,21 = 11,728.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 20) = 28,868 \text{ (кА)}.$$

$$I_{ПOC} = \frac{E''_C}{X_{*62}} \cdot I_B = \frac{1}{2,586} \cdot 28,868 = 11,163 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG1} = \frac{E''_{G1}}{X_{*61}} \cdot I_B = \frac{1,13}{4,902} \cdot 28,868 = 6,655 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG2} = \frac{E''_{G2}}{X_{*34}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,552} \cdot 28,868 = 59,096 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG3,4} = \frac{E''_{G3,4}}{X_{*63}} \cdot I_B = \frac{1,13}{8,649} \cdot 28,868 = 3,772 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG5} = \frac{E''_{G5}}{X_{*64}} \cdot I_B = \frac{1,13}{11,728} \cdot 28,868 = 2,781 \text{ (кА)}.$$

5.4 Розрахунок струмів КЗ в системі власних потреб електростанції

К₆ В цьому випадку суттєвий вплив на характер процесу і струм мають групи потужних електродвигунів, ввімкнених поблизу місця пошкодження. Напряга на виводах двигуна при цьому виявляється менше їх ЕРС, внаслідок чого вони переходять в режим генератора, який посиляє струм в місце пошкодження. При розрахунку КЗ в системі ВП користуємось рекомендаціями, викладеними в [1].

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₆ представлена на рис. 5.3.1.

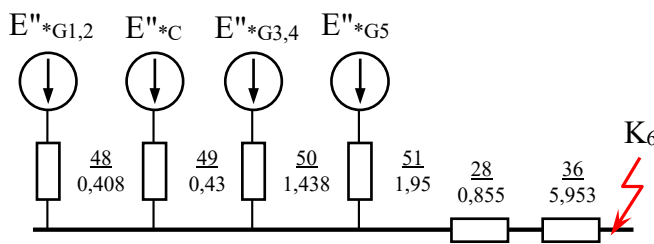


Рис. 5.3.1

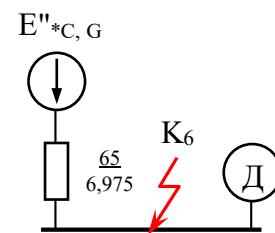


Рис. 5.3.2

$$Y_1 = \frac{1}{X_{*48}} + \frac{1}{X_{*49}} + \frac{1}{X_{*50}} + \frac{1}{X_{*51}} = \frac{1}{0,408} + \frac{1}{0,43} + \frac{1}{1,438} + \frac{1}{1,95} = 5,985;$$

$$X_{*65} = \frac{1}{Y_1} + X_{*28} + X_{*36} = \frac{1}{5,985} + 0,855 + 5,953 = 6,975.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,643 \text{ (кА)}.$$

Визначаємо початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$\text{для генераторів і системи: } I_{ПО\ C,G} = \frac{E''_{*C,G}}{X_{*65}} \cdot I_B = \frac{1}{6,975} \cdot 91,643 = 13,139 \text{ (кА)};$$

$$\text{для двигунів: } I_{ПО\ Д} = 2 \cdot \Sigma P_{НОМ} / U_{НОМ},$$

де $\Sigma P_{НОМ}$ – сумарна номінальна потужність всіх двигунів власних потреб, які електрично зв'язані з місцем КЗ,

$U_{НОМ}$ – номінальна напруга двигунів. Згідно [1] при живленні від ПРТВП:

$$\Sigma P_{НОМ} = 1,25 \cdot S_{НОМ\ ПРТВП} = 1,25 \cdot 40 = 50 \text{ (МВт)};$$

$$I_{ПО\ Д} = 2 \cdot 50 / 6 = 16,667 \text{ (кА)}.$$

К₇ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₇ представлена на рис. 5.3.3.

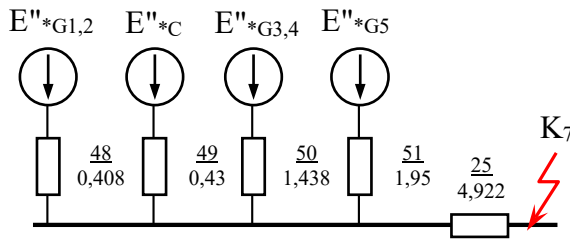


Рис. 5.3.3

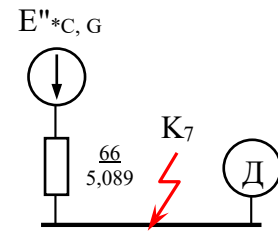


Рис. 5.3.4

$$x_{*66} = \frac{1}{Y_1} + x_{*25} = \frac{1}{5,985} + 4,922 = 5,089.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,643 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{ПО C,G}} = \frac{E''_{*C,G}}{X_{*66}} \cdot I_B = \frac{1}{5,089} \cdot 91,643 = 18,008 \text{ (кА)};$$

$$\Sigma P_{\text{НОМ}} = 1,25 \cdot S_{\text{НОМ ПРТВП}} = 1,25 \cdot 40 = 50 \text{ (МВт)};$$

$$I_{\text{ПО Д}} = 2 \cdot \Sigma P_{\text{НОМ}} / U_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 50 / 6 = 16,667 \text{ (кА)}.$$

К₈ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₈ представлена на рис. 5.3.5.

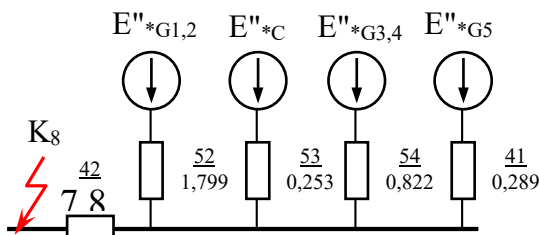


Рис. 5.3.5

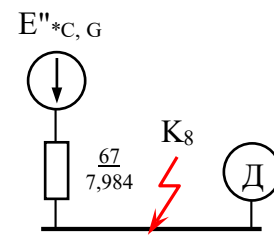


Рис. 5.3.6

$$Y_2 = \frac{1}{x_{*52}} + \frac{1}{x_{*53}} + \frac{1}{x_{*54}} + \frac{1}{x_{*41}} = \frac{1}{1,799} + \frac{1}{0,253} + \frac{1}{0,822} + \frac{1}{0,289} = 9,185;$$

$$x_{*67} = \frac{1}{Y_2} + x_{*42} = \frac{1}{9,185} + 7,875 = 7,984.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,643 \text{ (кА)}.$$

5.5 Розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$

Ударний струм КЗ звичайно має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення визначається за виразом:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot k_y,$$

де $I_{ПО}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ; k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ. Якщо КЗ виникло на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a . Для характерних точок електричних мереж значення T_a і k_y беремо з [1, табл. 5.7].

Значення періодичної і аперіодичної складової струму КЗ для часу $t > 0$ в першу чергу необхідно знати для вибору комутаційної апаратури.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$$\tau = t_{св\ откл} + 0,01,$$

де $t_{св\ откл}$ – власний час відключення вимикача.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ac} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\tau/T_a}$$

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі.

Таблиця 5.1 – Параметри вимикачів

ВРП 110 кВ	ВВУ-110Б-40/2000У1	$t_{св\ откл} = 0,060$ с	$\tau = 0,070$ с
ВРП 330 кВ	ВВД-330Б-40/3150У1	$t_{св\ откл} = 0,060$ с	$\tau = 0,070$ с
ВП	ВЭ-6-40/1600У3(Т3)	$t_{св\ откл} = 0,075$ с	$\tau = 0,085$ с

Підберемо всі необхідні величини з [1] і занесемо їх до таблиці 5. 2.

Таблиця 5.2

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	I_{no} , кА	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$
К ₁	Генератори 1, 2	3,031	0,07	0,32	1,977	0,804
	Генератори 3, 4	6,439	0,07	0,35	1,983	0,819
	Генератор 5	4,749	0,07	0,3	1,967	0,792
	Система	19,079	0,07	0,04	1,78	0,174
К ₂	Генератори 1, 2	13,903	0,07	0,32	1,977	0,804
	Генератори 3, 4	3,945	0,07	0,35	1,983	0,819
	Генератор 5	2,909	0,07	0,3	1,967	0,792
	Система	11,674	0,07	0,04	1,78	0,174
	М. р.	7,539	0,07	0,02	1,608	0,03
К ₃	Генератори 1, 2	18,133	0,07	0,32	1,977	0,804
	Генератори 3, 4	39,685	0,07	0,35	1,983	0,819
	Система	114,103	0,07	0,04	1,78	0,174
	Генератор 5	112,875	0,07	0,33	1,97	0,809
К ₄	Генератори 1, 2	2,57	0,07	0,32	1,977	0,804
	Генератор 3	2,73	0,07	0,35	1,983	0,819
	Генератор 5	4,027	0,07	0,3	1,967	0,792
	Система	16,173	0,07	0,04	1,78	0,174
	Генератор 4	78,985	0,07	0,468	1,98	0,861
К ₅	Генератор 1	6,655	0,07	0,32	1,977	0,804
	Генератори 3,4	3,772	0,07	0,35	1,983	0,819
	Генератор 5	2,781	0,07	0,3	1,967	0,792
	Система	11,163	0,07	0,04	1,78	0,174
	Генератор 2	59,096	0,07	0,54	1,981	0,878
К ₆	Генератори + С	13,139	0,085	0,067	1,862	0,281
	Ел. двигуни в.п.	16,667	0,085	—	1,65	—
К ₇	Генератори + С	18,008	0,085	0,067	1,862	0,281
	Ел. двигуни в.п.	16,667	0,085	—	1,65	—
К ₈	Генератори + С	11,478	0,085	0,059	1,844	0,237
	Ел. двигуни в.п.	8,333	0,085	—	1,65	—

Виконаємо розрахунок складових струму КЗ і ударного струму КЗ для всіх точок.

К₁ Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 19,079 \cdot 1,78 = 48,028 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 3,031 \cdot 1,977 = 8,474 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG3,4} = \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 6,439 \cdot 1,983 = 18,057 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG5} = \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 4,749 \cdot 1,967 = 13,211 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{атC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} = \sqrt{2} \cdot 19,079 \cdot 0,174 = 4,695 \text{ (кА)};$$

$$i_{атG1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot e^{-\tau/T_{aG1,2}} = \sqrt{2} \cdot 3,031 \cdot 0,804 = 3,446 \text{ (кА)};$$

$$i_{атG3,4} = \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot e^{-\tau/T_{aG3,4}} = \sqrt{2} \cdot 6,439 \cdot 0,819 = 7,458 \text{ (кА)};$$

$$i_{атG5} = \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot e^{-\tau/T_{aG5}} = \sqrt{2} \cdot 4,749 \cdot 0,792 = 5,319 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то по [1, стор. 20]

приймаємо, що $I_{n\tau} = I_{no} = const$.

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 19,079 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau G1,2} = I_{noG1,2} = 3,031 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau G3,4} = I_{noG3,4} = 6,439 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau G5} = I_{noG5} = 4,749 \text{ (кА)}.$$

К₂ Всі розрахунки аналогічні випадку К₁.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 11,674 \cdot 1,78 = 29,387 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 13,903 \cdot 1,977 = 38,871 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG3,4} = \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 3,945 \cdot 1,983 = 11,063 \text{ (кА)};$$

$$i_{yM.P.} = \sqrt{2} \cdot I_{noM.P.} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 7,539 \cdot 1,608 = 17,144 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG5} = \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 2,909 \cdot 1,967 = 8,092 \text{ (кА)}.$$

$$i_{атC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} = \sqrt{2} \cdot 11,674 \cdot 0,174 = 2,873 \text{ (кА)};$$

$$i_{атG1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot e^{-\tau/T_{aG1,2}} = \sqrt{2} \cdot 13,903 \cdot 0,804 = 15,808 \text{ (кА)};$$

$$i_{атG3,4} = \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot e^{-\tau/T_{aG3,4}} = \sqrt{2} \cdot 3,945 \cdot 0,819 = 4,569 \text{ (кА)};$$

$$i_{атM.P.} = \sqrt{2} \cdot I_{noM.P.} \cdot e^{-\tau/T_{aM.P.}} = \sqrt{2} \cdot 7,539 \cdot 0,03 = 0,320 \text{ (кА)};$$

$$i_{атG5} = \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot e^{-\tau/T_{aG5}} = \sqrt{2} \cdot 2,909 \cdot 0,792 = 3,258 \text{ (кА)}.$$

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{нт C} = I_{noC} = 11,674 \text{ (кА)};$$

$$I_{нт G1,2} = I_{noG1,2} = 13,903 \text{ (кА)};$$

$$I_{нт G3,4} = I_{noG3,4} = 3,945 \text{ (кА)};$$

$$I_{нт м.р.} = I_{no м.р.} = 7,539 \text{ (кА)};$$

$$I_{нт G5} = I_{noG5} = 2,909 \text{ (кА)}.$$

К3 Ударний струм, аперіодична складова – аналогічно К₁.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 114,103 \cdot 1,78 = 287,231 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 18,133 \cdot 1,977 = 50,698 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG3,4} = \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 39,685 \cdot 1,983 = 111,292 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG5} = \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 112,875 \cdot 1,97 = 315,906 \text{ (кА)}.$$

$$i_{атC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} = \sqrt{2} \cdot 114,103 \cdot 0,174 = 28,078 \text{ (кА)};$$

$$i_{атG1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot e^{-\tau/T_{aG1,2}} = \sqrt{2} \cdot 18,133 \cdot 0,804 = 20,618 \text{ (кА)};$$

$$i_{атG3,4} = \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot e^{-\tau/T_{aG3,4}} = \sqrt{2} \cdot 39,685 \cdot 0,819 = 45,965 \text{ (кА)};$$

$$i_{атG5} = \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot e^{-\tau/T_{aG5}} = \sqrt{2} \cdot 112,875 \cdot 0,809 = 129,140 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{нт C} = I_{noC} = 114,103 \text{ (кА)}.$$

По методиці, викладеній в [1, рис. 5.3] розраховуємо періодичні складові струму КЗ.

$$I'_{номG1,2} = \frac{2 \cdot S_{номG1,2}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} = \frac{2 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 20} = 20,380 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{НОМ}G3,4} = \frac{2 \cdot S_{\text{НОМ}G3,4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{2 \cdot 588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 33,948 (\text{кА});$$

$$I'_{\text{НОМ}G5} = \frac{S_{\text{НОМ}G5}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 20} = 27,164 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{по}G1,2}}{I'_{\text{НОМ}G1,2}} = \frac{18,133}{20,380} = 0,9 < 1 \quad \Rightarrow \quad I_{\text{пт}G1,2} = I_{\text{по}G1,2} = 18,133 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{по}G3,4}}{I'_{\text{НОМ}G3,4}} = \frac{39,685}{33,948} = 1,169; \quad \text{по [1, рис. 5.3]:} \quad \frac{I_{\text{пт}G3,4}}{I_{\text{по}G3,4}} = 0,98 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \quad I_{\text{пт}G3,4} = 0,98 \cdot 39,685 = 38,891 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{по}G5}}{I'_{\text{НОМ}G5}} = \frac{112,875}{27,164} = 4,155; \quad \text{по [1, рис. 5.3]:} \quad \frac{I_{\text{пт}G5}}{I_{\text{по}G5}} = 0,88 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \quad I_{\text{пт}G5} = 0,88 \cdot 112,875 = 99,33 (\text{кА}).$$

К4, Аналогічно К3.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 16,173 \cdot 1,78 = 40,712 (\text{кА});$$

$$i_{yG1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 2,570 \cdot 1,977 = 7,185 (\text{кА});$$

$$i_{yG3} = \sqrt{2} \cdot I_{noG3} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 2,73 \cdot 1,983 = 7,656 (\text{кА});$$

$$i_{yG4} = \sqrt{2} \cdot I_{noG4} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 78,985 \cdot 1,98 = 221,169 (\text{кА});$$

$$i_{yG5} = \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 4,027 \cdot 1,967 = 11,202 (\text{кА}).$$

$$i_{\text{ат}C} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{\text{ac}}} = \sqrt{2} \cdot 16,173 \cdot 0,174 = 3,980 (\text{кА});$$

$$i_{\text{ат}G1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot e^{-\tau/T_{\text{a}G1,2}} = \sqrt{2} \cdot 2,570 \cdot 0,804 = 2,922 (\text{кА});$$

$$i_{\text{ат}G3} = \sqrt{2} \cdot I_{noG3} \cdot e^{-\tau/T_{\text{a}G3}} = \sqrt{2} \cdot 2,73 \cdot 0,819 = 3,162 (\text{кА});$$

$$i_{\text{ат}G4} = \sqrt{2} \cdot I_{noG4} \cdot e^{-\tau/T_{\text{a}G4}} = \sqrt{2} \cdot 78,985 \cdot 0,861 = 96,175 (\text{кА});$$

$$i_{\text{ат}G5} = \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot e^{-\tau/T_{\text{a}G5}} = \sqrt{2} \cdot 4,027 \cdot 0,792 = 4,510 (\text{кА}).$$

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{\text{пт}C} = I_{noC} = 16,173 (\text{кА}).$$

$$I'_{\text{НОМ}G1,2} = \frac{2 \cdot S_{\text{НОМ}G1,2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{2 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 20} = 20,380 (\text{кА});$$

$$I'_{\text{НОМ}G3} = I'_{\text{НОМ}G4} = \frac{S_{\text{НОМ}G3}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 16,974 (\text{кА});$$

$$I'_{\text{НОМ}G5} = \frac{S_{\text{НОМ}G5}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 20} = 27,164 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{НО}G1,2}}{I'_{\text{НОМ}G1,2}} = \frac{2,57}{20,380} = 0,126 < 1 \quad \Rightarrow \quad I_{\text{П}G1,2} = I_{\text{НО}G1,2} = 2,57 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{НО}G3}}{I'_{\text{НОМ}G3}} = \frac{2,73}{16,974} = 0,161 < 1 \quad \Rightarrow \quad I_{\text{П}G3} = I_{\text{НО}G3} = 2,73 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{НО}G4}}{I'_{\text{НОМ}G4}} = \frac{78,985}{16,974} = 4,65; \quad \text{по [1, рис. 5.3]:} \quad \frac{I_{\text{П}G4}}{I_{\text{НО}G4}} = 0,86 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \quad I_{\text{П}G4} = 0,86 \cdot 78,985 = 67,927 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{НО}G5}}{I'_{\text{НОМ}G5}} = \frac{4,027}{27,164} = 0,15 < 1 \quad \Rightarrow \quad I_{\text{П}G5} = I_{\text{НО}G5} = 4,027 (\text{кА}).$$

К5 Аналогічно К3.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 11,163 \cdot 1,78 = 28,101 (\text{кА});$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 6,655 \cdot 1,977 = 18,607 (\text{кА});$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 59,096 \cdot 1,981 = 165,561 (\text{кА});$$

$$i_{yG3,4} = \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 3,772 \cdot 1,983 = 10,578 (\text{кА});$$

$$i_{yG5} = \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 2,781 \cdot 1,967 = 7,736 (\text{кА}).$$

$$i_{\text{ат}C} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{\text{ac}}} = \sqrt{2} \cdot 11,163 \cdot 0,174 = 2,747 (\text{кА});$$

$$i_{\text{ат}G1} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot e^{-\tau/T_{\text{ag}1}} = \sqrt{2} \cdot 6,655 \cdot 0,804 = 7,567 (\text{кА});$$

$$i_{\text{ат}G2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG2} \cdot e^{-\tau/T_{\text{ag}2}} = \sqrt{2} \cdot 59,096 \cdot 0,878 = 73,378 (\text{кА});$$

$$i_{\text{ат}G3,4} = \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot e^{-\tau/T_{\text{ag}3,4}} = \sqrt{2} \cdot 3,772 \cdot 0,819 = 4,369 (\text{кА});$$

$$i_{\text{ат}G5} = \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot e^{-\tau/T_{\text{ag}5}} = \sqrt{2} \cdot 2,781 \cdot 0,792 = 3,115 (\text{кА}).$$

Оскільки система зв'язана з точкою К3 безпосередньо, то

$$I_{\text{н}C} = I_{noC} = 11,163 (\text{кА}).$$

$$I'_{\text{НОМ}G1} = I'_{\text{НОМ}G2} = \frac{S_{\text{НОМ}G1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,19 (\text{кА});$$

$$I'_{\text{НОМ}G3,4} = \frac{2 \cdot S_{\text{НОМ}G3,4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{2 \cdot 588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 33,948 (\text{кА});$$

$$I'_{\text{НОМ}G5} = \frac{S_{\text{НОМ}G5}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 20} = 27,164 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{по}G1}}{I'_{\text{НОМ}G1}} = \frac{6,655}{10,19} = 0,65 < 1 \Rightarrow I_{\text{пт}G1} = I_{\text{по}G1} = 6,655 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{по}G2}}{I'_{\text{НОМ}G2}} = \frac{59,096}{10,19} = 5,8; \quad \text{по [1, рис. 5.3]:} \quad \frac{I_{\text{пт}G2}}{I_{\text{по}G2}} = 0,8 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow I_{\text{пт}G2} = 0,8 \cdot 59,096 = 47,277 (\text{кА}).$$

$$\frac{I_{\text{по}G3,4}}{I'_{\text{НОМ}G3,4}} = \frac{3,772}{33,948} = 0,11 < 1 \Rightarrow I_{\text{пт}G3,4} = I_{\text{по}G3,4} = 3,772 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{по}G5}}{I'_{\text{НОМ}G5}} = \frac{2,781}{27,164} = 0,1 < 1 \Rightarrow I_{\text{пт}G5} = I_{\text{по}G5} = 2,781 (\text{кА}).$$

К6 КЗ в системі власних потреб електростанції. Розрахунок проводимо, користуючись рекомендаціями [1].

Ударний струм:

$$i_{y(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}(C+G)} \cdot k_{yC+G} = \sqrt{2} \cdot 13,139 \cdot 1,862 = 34,598 (\text{кА});$$

де k_{yC+G} визначається по кривим [1, рис.5.5].

$$i_{y(D)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}(D)} \cdot k_{yD} = \sqrt{2} \cdot 16,667 \cdot 1,65 = 38,892 (\text{кА}).$$

Аперіодична складова:

$$i_{\text{ат}(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}(C+G)} \cdot e^{-\tau/T_{aC+G}} = \sqrt{2} \cdot 13,139 \cdot 0,281 = 5,225 (\text{кА});$$

де $T_{a,C+G}$ визначається по кривим [1, рис.5.5] в залежності від потужності живлячої обмотки трансформатора ВП.

$$i_{\text{ат}(D)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}(D)} \cdot e^{-\tau/0,04} = \sqrt{2} \cdot 16,667 \cdot e^{-0,085/0,04} = 2,815 (\text{кА}).$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

$$I_{П\tau(C+G)} = I_{ПO(C+G)} = 13,139 \text{ (кА)};$$

$$I_{П\tau(D)} = I_{ПO(D)} \cdot e^{-\tau/0,07} = 16,667 \cdot e^{-0,085/0,07} = 4,949 \text{ (кА)}.$$

К₇, Розрахунок проводимо аналогічно К₆.

$$i_{y(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{no(C+G)} \cdot k_{yC+G} = \sqrt{2} \cdot 18,008 \cdot 1,862 = 47,419 \text{ (кА)};$$

$$i_{y(D)} = \sqrt{2} \cdot I_{no(D)} \cdot k_{yD} = \sqrt{2} \cdot 16,667 \cdot 1,65 = 38,892 \text{ (кА)}.$$

$$i_{at(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{ПO(C+G)} \cdot e^{-\tau/T_{ac+G}} = \sqrt{2} \cdot 18,008 \cdot 0,281 = 7,162 \text{ (кА)};$$

$$i_{at(D)} = \sqrt{2} \cdot I_{ПO(D)} \cdot e^{-\tau/0,04} = \sqrt{2} \cdot 16,667 \cdot e^{-0,085/0,04} = 2,815 \text{ (кА)}.$$

$$I_{П\tau(C+G)} = I_{ПO(C+G)} = 18,008 \text{ (кА)};$$

$$I_{П\tau(D)} = I_{ПO(D)} \cdot e^{-\tau/0,07} = 16,667 \cdot e^{-0,085/0,07} = 4,949 \text{ (кА)}.$$

К₈ Розрахунок проводимо аналогічно К₆.

$$i_{y(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{no(C+G)} \cdot k_{yC+G} = \sqrt{2} \cdot 11,478 \cdot 1,844 = 29,932 \text{ (кА)};$$

$$i_{y(D)} = \sqrt{2} \cdot I_{no(D)} \cdot k_{yD} = \sqrt{2} \cdot 8,333 \cdot 1,65 = 19,445 \text{ (кА)}.$$

$$i_{at(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{ПO(C+G)} \cdot e^{-\tau/T_{ac+G}} = \sqrt{2} \cdot 11,478 \cdot 0,281 = 3,843 \text{ (кА)};$$

$$i_{at(D)} = \sqrt{2} \cdot I_{ПO(D)} \cdot e^{-\tau/0,04} = \sqrt{2} \cdot 8,333 \cdot e^{-0,085/0,04} = 1,407 \text{ (кА)}.$$

$$I_{П\tau(C+G)} = I_{ПO(C+G)} = 11,478 \text{ (кА)};$$

$$I_{П\tau(D)} = I_{ПO(D)} \cdot e^{-\tau/0,07} = 8,333 \cdot e^{-0,085/0,07} = 2,474 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунків складових струмів КЗ і ударного струму для всіх точок КЗ зведені в табл. 5.3.

Розрахунок струмів короткого замикання виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих, що забезпечує точність розрахунків з похибкою до 15%. Така точність дозволяє в подальшому проводити вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин тощо.

Таблиця 5.3 - Результати розрахунку струмів короткого замикання

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{но}$, кА	$I_{нт}$, кА	$i_{ат}$, кА	i_y , кА	Примітки
К ₁ шини 330 кВ	Генератори 1, 2	3,031	3,031	3,446	8,474	Для вибору шин та комутаційної апаратури
	Генератори 3, 4	6,439	6,439	7,458	18,057	
	Генератор 5	4,749	4,749	5,319	13,211	
	Система	19,079	19,079	4,695	48,028	
	Σ	33,298	33,298	20,918	87,77	
К ₂ шини 110 кВ	Генератори 1, 2	13,903	13,903	15,808	38,871	Для вибору шин та комутаційної апаратури
	Генератори 3, 4	3,945	3,945	4,569	11,063	
	Генератор 5	2,909	2,909	3,258	8,092	
	Система	11,674	11,674	2,873	29,387	
	М. р.	7,539	7,539	0,320	17,144	
	Σ	39,97	39,97	26,828	104,557	
К ₃ генератор Г5	Генератори 1, 2	18,133	18,133	20,618	50,698	Для вибору комплектного струмопроводу
	Генератори 3, 4	39,685	38,891	45,965	111,292	
	Система	114,103	114,103	28,078	287,231	
	Σ	171,921	171,127	94,661	449,221	
	Генератор 5	112,875	99,33	129,140	315,906	
	Σ	171,921	171,127	129,140	449,221	
К ₄ генератор Г4	Генератори 1, 2	2,570	2,570	2,922	7,185	Для вибору комплектного струмопроводу
	Генератор 3	2,73	2,73	3,162	7,656	
	Генератор 5	4,027	4,027	4,510	11,202	
	Система	16,173	16,173	3,980	40,712	
	Σ	25,5	25,5	14,574	66,755	
	Генератор 4	78,985	67,927	96,175	221,169	
	Σ	78,985	67,927	96,175	221,169	
К ₅ генератор Г2	Генератор 1	6,655	6,655	7,567	18,607	Для вибору комплектного струмопроводу
	Генератори 3,4	3,772	3,772	4,369	10,578	
	Генератор 5	2,781	2,781	3,115	7,736	
	Система	11,163	11,163	2,747	28,101	
	Σ	24,371	24,371	17,798	65,022	
	Генератор 2	59,096	47,2768	73,378	165,561	

	Σ	59,096	47,2768	73,378	165,561	
К ₆ ПРТВП2	Генератори + С	13,139	13,139	5,225	34,598	Для вибору тикачів, шин
	Ел. двигуни в.п.	16,667	4,949	2,815	38,892	
	Σ	29,806	18,088	8,04	73,49	
К ₇ ПРТВП1	Генератори + С	18,008	18,008	7,162	47,419	Для вибору тикачів, шин
	Ел. двигуни в.п.	16,667	4,949	2,815	38,892	
	Σ	34,675	22,957	9,977	86,311	
К ₈ ТВП5	Генератори + С	11,478	11,478	3,843	29,932	Для вибору тикачів, шин
	Ел. двигуни в.п.	8,333	2,474	1,407	19,445	
	Σ	19,811	13,952	5,25	49,377	

6 РОЗРАХУНОК ТЕРМІЧНОЇ ДІЇ СТРУМІВ КЗ

При проходженні струму КЗ провідник додатково нагрівається. Оскільки струм КЗ значно перевищує струм робочого режиму, нагрів провідника може досягати небезпечних значень, що призводить до плавлення або обуглення ізоляції, до деформації і плавлення струмоведучих частин.

Критерієм термічної стійкості провідника є допустима температура його нагріву струмами КЗ. Тому провідник чи апарат слід вважати термічно стійким, якщо його температура в процесі КЗ не перевищує допустимих величин. Кількість в провіднику теплоти, що виділилася прийнято характеризувати тепловим імпульсом короткого замикання (або імпульсом квадратичного струму):

$$B_k = \int_0^t i^2 dt. \quad (6.1)$$

Тепловий імпульс визначається по-різному в залежності від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерних випадки: віддалене КЗ (K_1, K_2), КЗ поблизу генераторів (K_3, K_4, K_5) і КЗ поблизу групи потужних електродвигунів (K_6, K_7, K_8).

$$\boxed{K_1} \quad B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad \text{де } t_{\text{отк}} - \text{час відключення ([1], табл. 6.2).}$$

$$B_k = 33,298^2 \cdot (0,2 + 0,04) = 266,102 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$\boxed{K_2} \quad B_k = 39,97^2 \cdot (0,2 + 0,04) = 383,424 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$\boxed{K_3} \quad B_k = B_{\text{кп}} + B_{\text{ка}};$$

$$B_{\text{кп}} = B_{\text{кС}} + B_{\text{кГ}} + B_{\text{кГС}};$$

$$B_{\text{кС}} = I_{\text{С}}^2 \cdot t_{\text{отк}} = 114,103^2 \cdot 4 = 52077,978 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кГ}} = B_* \cdot I_{\text{поГ}}^2 \cdot t_{\text{отк}} = 0,32 \cdot 112,875^2 \cdot 4 = 16308,18 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кГС}} = 2 \cdot I_{\text{С}} \cdot T_* \cdot I_{\text{поГ}} \cdot t_{\text{отк}} = 2 \cdot 171,921 \cdot 0,55 \cdot 112,875 \cdot 4 = 85384,565 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)},$$

де B_* , T_* – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора, з рис. 6.2 [1].

$$B_{ka} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{поГ}^2 \cdot T_{aГ} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{поГ}}{T_{aC}^{-1} + T_{aГ}^{-1}} =$$

$$= 171,921^2 \cdot 0,04 + 112,875^2 \cdot 0,33 + \frac{4 \cdot 171,921 \cdot 112,875}{0,04^{-1} + 0,33^{-1}} = 8155,955 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кII} = 52077,978 + 16308,18 + 85384,565 = 153770,723 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_k = 153770,723 + 8155,955 = 161926,678 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К₄

$$B_{кC} = I_C^2 \cdot t_{отк} = 16,173^2 \cdot 4 = 1046,264 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кГ} = B_* \cdot I_{поГ}^2 \cdot t_{отк} = 0,32 \cdot 78,985^2 \cdot 4 = 7985,447 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кГC} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{поГ} \cdot t_{отк} = 2 \cdot 25,5 \cdot 0,55 \cdot 78,985 \cdot 4 = 8862,117 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{ka} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{поГ}^2 \cdot T_{aГ} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{поГ}}{T_{aC}^{-1} + T_{aГ}^{-1}} =$$

$$= 25,5^2 \cdot 0,04 + 78,985^2 \cdot 0,468 + \frac{4 \cdot 25,5 \cdot 78,985}{0,04^{-1} + 0,468^{-1}} = 3242,573 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_k = 1046,264 + 7985,447 + 8862,117 + 3242,573 = 21136,401 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К₅

$$B_{кC} = I_C^2 \cdot t_{отк} = 11,163^2 \cdot 4 = 498,450 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кГ} = B_* \cdot I_{поГ}^2 \cdot t_{отк} = 0,32 \cdot 59,096^2 \cdot 4 = 4470,192 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кГC} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{поГ} \cdot t_{отк} = 2 \cdot 24,371 \cdot 0,55 \cdot 59,096 \cdot 4 = 6337,006 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{ka} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{поГ}^2 \cdot T_{aГ} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{поГ}}{T_{aC}^{-1} + T_{aГ}^{-1}} =$$

$$= 24,371^2 \cdot 0,04 + 59,096^2 \cdot 0,54 + \frac{4 \cdot 24,371 \cdot 59,096}{0,04^{-1} + 0,54^{-1}} = 2124,164 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_k = 498,450 + 4470,192 + 6337,006 + 2124,164 = 13429,812 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К₆

$$B_k = I_{поC}^2 \cdot (t_{отк} + T_{acx}) + I_{поД}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_Д + T_{acx}) + 2 \cdot I_{поД} \cdot I_{поC} \cdot (T'_Д + T_{acx}),$$

$$\text{де } T_{acx} = \frac{I_{поC} \cdot T_{aC} + I_{поД} \cdot T_{aД}}{I_{поC} + I_{поД}} = \frac{13,139 \cdot 0,067 + 16,667 \cdot 0,04}{13,139 + 16,667} = 0,052;$$

$$B_k = 13,139^2(0,2+0,052)+16,667^2(0,5 \cdot 0,07+0,052)+2 \cdot 16,667 \cdot 13,139(0,07+0,052) =$$

$$= 121,104 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$\boxed{K_7} \quad T_{асх} = \frac{I_{поС} \cdot T_{аС} + I_{под} \cdot T_{аД}}{I_{поС} + I_{под}} = \frac{18,008 \cdot 0,067 + 16,667 \cdot 0,04}{18,008 + 16,667} = 0,054;$$

$$\begin{aligned} B_k &= I_{поС}^2 \cdot (t_{отк} + T_{асх}) + I_{под}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_Д + T_{асх}) + 2 \cdot I_{под} \cdot I_{поС} \cdot (T'_Д + T_{асх}) = \\ &= 18,008^2(0,2+0,054)+16,667^2(0,5 \cdot 0,07+0,054)+2 \cdot 16,667 \cdot 18,008(0,07+0,054) = \\ &181,527 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \end{aligned}$$

$$\boxed{K_8} \quad T_{асх} = \frac{I_{поС} \cdot T_{аС} + I_{под} \cdot T_{аД}}{I_{поС} + I_{под}} = \frac{11,478 \cdot 0,059 + 8,333 \cdot 0,04}{11,478 + 8,333} = 0,051;$$

$$\begin{aligned} B_k &= I_{поС}^2 \cdot (t_{отк} + T_{асх}) + I_{под}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_Д + T_{асх}) + 2 \cdot I_{под} \cdot I_{поС} \cdot (T'_Д + T_{асх}) = \\ &= 11,478^2(0,2+0,051)+8,333^2(0,5 \cdot 0,07+0,051)+2 \cdot 8,333 \cdot 11,478(0,07+0,051) = \\ &= 62,186 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \end{aligned}$$

Результати розрахунків теплових імпульсів зводимо до табл. 6.1.

Таблиця 6.1 - Результати розрахунків теплових імпульсів

т. КЗ	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄	К ₅	К ₆	К ₇	К ₈
B _к , ² ·с	266,10	383,42	161926,678	21136,40	13429,8	121,10	181,52	62,18

7 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН

7.1 Вибір збірних шин ВРП 110 кВ

Вибір збірних шин ВРП–110 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Найбільш потужним приєднанням є блок 300 МВт. Згідно [1]:

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (7.1)$$

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 1,950 \text{ кА},$$

де $S_{\text{НОМГ}}$ – повна номінальна потужність генератора; $U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга РП.

Вибираємо шини з проводу 2×АС 600/72, каталожні дані взято з [3], стор. 624:

$$I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А}; \quad d = 33,2 \text{ мм.}$$

Перевірка по допустимому струму:

$$1950 \text{ А} < 1050 \cdot 2 = 2100 \text{ А.}$$

Перевірку шини по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E,$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля; E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (7.2)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}} \right) = 30,612 \text{ (кВ/см)},$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]); $r_0 = d / 20 = 1,66$ см – радіус проводу.

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ek}}}, (\text{кВ/см}),$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі ([1], табл. 7.4)

$$K = 1 + 2 \cdot r_0 / a = 1 + 2 \cdot 1,66 / 20 = 1,166,$$

де $a = 20$ см – відстань між проводами в розщепленій фазі ([1], с. 48);

r_{ek} – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі (для двох проводів по [1], табл. 7.4):

$$r_{ek} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,66 \cdot 20} = 5,762 \text{ см};$$

D_{cp} – середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см},$$

де D – відстань між фазами, см ([1], табл. 7.3);

$$U = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 110 = 121 \text{ кВ} ([3], \text{ стор.238}).$$

$$E = 1,166 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{2 \cdot 1,66 \cdot \lg \frac{378}{5,762}} = 8,28 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 30,612 = 27,551 > 1,07 \cdot 8,28 = 8,86 \quad \Rightarrow \quad \text{умова виконується.}$$

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

Виконаємо перевірку шин на електродинамічну стійкість, користуючись методикою, викладеною в [1], с. 44.

Відстань між фазами $D = 300$ см.

Зусилля від тривалого протікання струму 2-ф. КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{no}^{(3)2}}{D} = 0,15 \cdot \frac{(39,97)^2}{3} = 79,880 \text{ (Н/м)},$$

де $I_{no}^{(3)}$ – з табл. 5.5.

Сила тяжіння 1 м струмопроводу (із врахуванням маси кілець):

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m = 1,1 \cdot 9,8 \cdot (2 \cdot 2170 \cdot 10^{-3} + 1,6) = 64,033 \text{ (Н/м)},$$

де m – маса 1 м струмопроводу, кг, з табл. 7.35 [2].

Приймаючи час дії релейного диференційного захисту $t_3 = 0,1$ с, знаходимо еквівалентний по імпульсу час дії швидкодіючого захисту $t_{ек}$. Для кіл генераторів і трансформаторів в середньому:

$$t_{ек} = t_3 + 0,05 = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с,}$$

де 0,05 – враховує вплив аперіодичної складової.

Визначаємо відношення $\sqrt{h}/t_{ек}$, де h – максимальна розрахункова стріла провисання проводу в кожному прогоні при максимальній розрахунковій температурі, по [1] для ВРП $h = 2,5$ м.

$$\sqrt{h}/t_{ек} = \sqrt{2,5}/0,15 = 10,541.$$

По діаграмі рис. 4.9, [3] для значення $f/g = 79,880 / 64,033 = 1,247$ знаходимо відношення $b/h = 0,4$, де b – відхилення проводу, м. Звідки

$$b = 0,4 \cdot 2,5 = 1 \text{ м.}$$

Допустиме відхилення фази:

$$b_{доп} = \frac{D - d - a_{доп}}{2} = \frac{3 - 0,115 - 0,45}{2} = 1,218 \text{ м,}$$

де $a_{доп}$ – найменша допустима відстань між сусідніми фазами в момент їх найбільшого зближення, з табл. 7.3 [1];

d – діаметр фази (струмопроводу), $d = 2 \cdot r_{ек} = 2 \cdot 5,762 \cdot 10^{-3} = 0,115$ м.

$b_{доп} > b$, отже умова виконується.

Гнучкі струмопроводи з розщепленими фазами перевіряються також *по електродинамічній взаємодії провідників однієї фази*.

Зусилля на кожен провід від взаємодії з усіма іншими $n-1$ проводами:

$$f_u = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{но}^{(3)2}}{d} = \frac{2-1}{2^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(39,97 \cdot 10^3)^2}{0,115} = 694,609 \text{ Н/м.}$$

Питоме навантаження на кожен провід від взаємодії при КЗ:

$$\gamma_k = f_u / q = 694,609 / 600 = 1,158 \text{ МПа/м,}$$

де q – переріз проводу, мм^2 .

Питоме навантаження на провід від власної ваги:

$$\gamma_1 = 9,8 \cdot m / q = 9,8 \cdot 1,603 / 600 = 0,026 \text{ МПа/м.}$$

Приймаючи максимальне тяжіння на фазу в нормальному режимі $T_{\phi, \max} = 100 \cdot 10^3 \text{ Н}$, визначаємо максимальну напруженість в проводі при нормальному режимі:

$$\sigma_{\max} = T_{\phi, \max} / (n \cdot q) = 100 \cdot 10^3 / (2 \cdot 600) = 83,333 \text{ МПа.}$$

Допустима відстань між распорками всередині фази:

$$l_p = k \cdot \sigma_{\max} \cdot 10^3 \sqrt{\frac{(k-1) \cdot \sigma_{\max} \cdot 24\beta}{(\gamma_k + k\gamma_1) \cdot (\gamma_k - k\gamma_1)}} =$$

$$= 1,8 \cdot 83,333 \cdot 10^3 \sqrt{\frac{(1,8-1) \cdot 83,333 \cdot 24 \cdot 159 \cdot 10^{-13}}{(1,158 + 1,8 \cdot 0,026) \cdot (1,158 - 1,8 \cdot 0,026)}} = 20,677 \text{ м} > 15 \text{ м.},$$

де $k = 1,8$ – коефіцієнт допустимого збільшення механічної напруженості в проводі при КЗ;

β – коефіцієнт пружного видовження матеріалу проводу (для алюмінію $\beta = 159 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2/\text{Н}$).

Отже, згідно [3], встановлюємо внутрішньофазні распорки через кожні 15 м для фіксації проводів розщепленої фази.

7.2 Вибір жорстких шин

Виберемо шини в колі трансформатора ТРДН-40000/110 (ПРТСН 1) зі сторони 6,3 кВ. Збірні шини виконуємо жорсткими алюмінієвими шинами. Мідні шини через їх високу вартість не застосовують навіть при великих струмових навантаженнях. При струмах до 3000 А застосовуються одно- та двополосні шини. При більших струмах рекомендуються шини коробчатого перерізу, бо вони забезпечують менші втрати від ефекту близькості і поверхневого ефекту, а також кращі умови охолодження.

Збірні шини та ошиновка 6-10 кВ з провідників прямокутного або коробчатого профілю прикріплюються на опорних фарфорових ізоляторах. Шинотримачі, за допомогою яких шини кріпляться на ізоляторах, припускають повздовжнє зміщення шин внаслідок нагріву. При великій довжині шин встановлюються компенсатори. В

місцях приєднання до апаратів шини вигинають або встановлюють компенсатори, щоб зусилля, яке виникає при великих температурах шин, не передавалося на апарат.

Сполучення шин по довжині звичайно здійснюється зварюванням. Приєднання алюмінієвих шин до мідних (латунних) затискачам апаратів виробляється з допомогою перехідних затискачів, що відвертають утворення електролітичної пари мідь – алюміній.

Для кращої тепловіддачі та експлуатації шини фарбують при змінному струмі: фаза А в жовтий, фаза В – зелений та фаза С – червоний колір; при постійному струмі позитивна шина в червоний, негативна — синій колір.

Згідно §1.3. 28 ПУЭ збірні шини електроустановок і ошиновка в межах відкритих і закритих РП всіх напруг по економічній щільності струму не перевіряються. Вибір перерізу шин проводиться по нагріву (по допустимому струму).

Визначаємо розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\max} = 1,35 \frac{S_{\text{ном.т}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,35 \frac{40}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,474 \text{ кА};$$

За умовами експлуатації беремо двополосні алюмінієві шини ([3] с. 625) 2(120×8): $I_{\text{доп}} = 2650 \text{ А}; \quad q = 960 \text{ мм}^2$.

По умовам нагріву в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{\max} = 2474 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 2650 \text{ А}.$$

Перевіримо шини на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{181,527 \cdot 10^6}}{90} = 149,702 \text{ мм}^2,$$

де C – функція, значення якої наведено в [1], с. 33, табл. 6.3; $B_{\text{к}}$ – з табл. 6.

$$q = 2 \cdot 120 \cdot 8 = 1920 \text{ мм}^2;$$

$$q = 1920 \text{ мм}^2 > q_{\min} = 149,702 \text{ мм}^2 \quad \text{отже шини термічно стійкі.}$$

Перевіримо шини на механічну міцність.

Визначаємо відстань l між ізоляторами при умові, що частота власних коливань буде більше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad \text{звідки} \quad l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}},$$

де J – момент інерції поперечного перерізу шини відносно вісі, перпендикулярної напрямку вигинаючої сили, см^4 .

Якщо шини розташовані на ребрі, а полоси в пакеті жорстко зв'язані між собою, то по табл. 4.1 [3]

$$J = 0,72 \cdot b^3 \cdot h = 0,72 \cdot 0,8^3 \cdot 12 = 4,424 \text{ см}^4,$$

де b, h – розміри шини.

$$\text{Тоді} \quad l^2 < \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{4,424}{2 \cdot 0,8 \cdot 12}} = 0,416 \text{ м}^2; \quad l \leq \sqrt{0,416} = 0,645 \text{ м.}$$

Якщо шини на ізоляторах розташовані плашмя, то по табл. 4.1 [3]:

$$J = b \cdot h^3 / 6 = 0,8 \cdot 12^3 / 6 = 230,4 \text{ см}^4;$$

$$l^2 < \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{230,4}{2 \cdot 0,8 \cdot 12}} = 3 \text{ м}^2; \quad l \leq \sqrt{3} = 1,732 \text{ м.}$$

Цей варіант розташування шин дозволяє значно збільшити відстань між ізоляторами до 1,732 м, тобто дає значну економію ізоляторів. Приймаємо розташування шин плашмя, прольот 1,7 м; відстань між фазами $a = 0,8$ м.

Визначаємо відстань між прокладками:

$$l_n \leq 0,216 \sqrt{\frac{a_n}{i_y^{(3)}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{k_\phi}} = 0,216 \sqrt{\frac{1,6}{86311}} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,512}{0,3}} = 0,547 \text{ м};$$

$$l_n \leq 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}} \cdot 10^{-2} = 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,512}{2,6}} \cdot 10^{-2} = 0,456 \text{ м,}$$

де E – модуль пружності матеріалу шин, $E = 7 \cdot 10^{10}$ Па по табл. 4.2 [3];

J_n – момент інерції полоси, $J_n = b^3 \cdot h / 12 = 0,8^3 \cdot 12 / 12 = 0,512 \text{ см}^4$;

k_ϕ – коефіцієнт форми, $k_\phi = 0,3$ по рис. 4.5 [3];

a_n – відстань між осями полос, $a_n = 2b = 1,6$ см.

i_y – з табл. 5.5.

Маса полоси m_n на 1 м визначається по табл. ПЗ.4, с. 625 [3]: $m_n = 2,6$ кг/м.

Приймаємо менше значення $l_n = 0,456$ м, тоді кількість прокладок в прольоті

$n = l / l_n - 1 = 1,7 / 0,456 - 1 = 2,728$. Приймаємо $n = 3$.

При трьох прокладках в прольоті розрахунковий прольот:

$$l_{\pi} = l / (n + 1) = 1,7 / (3 + 1) = 0,425 \text{ м.}$$

Визначаємо силу взаємодії між полосами:

$$f_n = \frac{k_{\phi} i_y^2}{4 \cdot b} \cdot 10^{-7} = \frac{0,3 \cdot 86311^2}{4 \cdot 0,008} \cdot 10^{-7} = 6983,989 \text{ Н/м.}$$

Напруженість в матеріалі полос:

$$\sigma_n = \frac{f_n l_n^2}{12 \cdot W_n} = \frac{6983,989 \cdot 0,425^2}{12 \cdot 19,2} = 5,475 \text{ МПа,}$$

де W_{π} – момент опору шини відносно вісі, яка перпендикулярна дії зусилля, по табл. 4.1 [3]: $W_{\pi} = b \cdot h^2 / 6 = 0,8 \cdot 12^2 / 6 = 19,2 \text{ см}^3$.

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^{(3)2}}{a \cdot W_{\phi}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{1,7^2 \cdot 86311^2}{0,8 \cdot 38,4} = 12,139 \text{ МПа,}$$

де $W_{\phi} = b \cdot h^2 / 3 = 0,8 \cdot 12^2 / 3 = 38,4 \text{ см}^3$.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\pi} = 12,139 + 5,475 = 17,614 \text{ МПа,}$$

що менше $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ (з табл. 4.2 [3]). Таким чином, шини механічно міцні.

7.2.1 Вибір ізоляторів

В системі ВП ЕС шини закріплюються на опорних, прохідних та підвісних ізоляторах. Жорсткі шини закріплюються на опорних ізоляторах, вибір яких виконуємо за наступними умовами:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; F_{\text{розр}} \leq F_{\text{доп}},$$

де $U_{\text{уст}}$, $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга відповідно системи ВП та ізолятора; $F_{\text{доп}}$ – допустиме навантаження на ізолятор; $F_{\text{розр}}$ – розрахункова сила, що діє на ізолятор.

Вибираємо по [2], с.282 опорний ізолятор **ІО-10-7,50 УЗ**.

$$U_{\text{уст}} = 6,3 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ.}$$

Розрахункова сила, що діє на ізолятор (шина розташована плашмя):

$$F_{роз} = 0,173 \cdot \frac{i^2 y}{a} \cdot l = 0,173 \cdot \frac{86,311^2}{0,8} \cdot 1,7 = 2738,655 \text{ Н.}$$

Допустиме навантаження на ізолятор: $F_{доп} = 0,6 \cdot F_{руйн.}$,

де $F_{руйн}$ – руйнівне навантаження на згин [2]:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н.}$$

$F_{розр} = 2738,655 \text{ Н} < F_{доп} = 4500 \text{ Н}$, умова виконується.

Вибираємо по [2], с.288 прохідний ізолятор **ІІ-10/3150-3000 У, ХЛ, Т2**.

$$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ} < U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 2,474 \text{ кА} < I_{ном} = 3,15 \text{ кА.}$$

$$F_{роз} = 0,0865 \cdot \frac{i^2 y}{a} \cdot l = 0,0865 \cdot \frac{86,311^2}{0,8} \cdot 1,7 = 1369,328 \text{ Н.}$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{руйн} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

$$F_{розр} = 1369,328 \text{ Н} < F_{доп} = 1800 \text{ Н,}$$

всі умови виконуються.

7.3 Вибір пофазно-екранованого струмопроводу

Для з'єднання виводів потужних генераторів з підвищувальними силовими трансформаторами і ТВП в наш час застосовуються комплектні пофазно-екрановані струмопроводи (КЕТ), кожна фаза яких заключена в закритий металевий (алюмінієвий) кожух. Відповідно до норм технологічного проектування застосування КЕТ обов'язково для всіх генераторів потужністю 160 МВт і вище. Рекомендується застосовувати екрановані струмопроводи в межах машинного залу і для генераторів 60–100 МВт, а на відкритому просторі – в том випадку, якщо підвищувальний трансформатор віддалений від машинного зала не більш ніж на 15 м. При великих відстанях на відкритому просторі рекомендується застосовувати гнучкі шинопроводи.

Від виводів генератора ТГВ-300-2УЗ до фасадної стіни головного корпусу станції струмоведучі частини виконаємо комплектним пофазно-екранованим струмопроводом. Вибір здійснюємо по номінальних параметрах генератора. Перевірка здійснюється за умовою:

$$i_{y\partial} \leq i_{дин},$$

де $i_{дин}$ – струм динамічної стійкості струмопроводу.

Електродинамічна стійкість характеризується амплітудним струмом електродинамічної стійкості, який повинен бути більше розрахункового ударного струму КЗ приєднання.

Обираємо струмопровід ([2], табл. 9.13, с. 539):

ТЭКН-Е-20-12500-400: $I_{ном} = 12,5$ кА; $U_{ном} = 20$ кВ; $i_{дин} = 400$ кА.

Тип вбудованого

трансформатора напруги: ЗОМ-1/20; ЗНОМ-20;

трансформатора струму: ТШ-20-12000/5.

Струм важкого режиму:
$$I_{макс} = \frac{S_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 10,727$$
 кА;

ударний струм в колі генератора (з табл. 5.5): $i_y = 165,561$ кА.

$i_y = 165,561$ кА $< i_{дин} = 400$ кА;

$I_{макс} = 10,727$ кА $< I_{ном} = 12,5$ кА,

отже, струмопровід підходить.

7.4 Вибір кабеля

В залежності від місця прокладки, властивостей середовища, механічних зусиль, які діють на кабель, рекомендуються різні марки кабелів.

Вибір кабеля виконуємо для ЕД ВП АНЗ-2-15-69-10УЗ. Паспортні дані його беремо з табл. 4.21 [2]: $P_{ном} = 800$ кВт; $I_{ном} = 100$ А; $\cos\phi_{ном} = 0,813$.

по напрузі установки:

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 6 \text{ кВ};$$

по конструкції (табл. 7.5 [1]):

обираємо кабель ААГ;

по економічній густині струму:

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_e} = \frac{100}{1,4} = 71,429 \text{ мм}^2,$$

де $J_e = 1,4$ – економічна густина струму, табл. 4.5, с. 233 [3].

Приймаємо трьохжильний кабель $3 \times 70 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп ном}} = 135 \text{ А}$, поправочний коефіцієнт на температуру повітря $k_2 = 0,87$ (с. 626–627 [3]).

По допустимому струму: $I_{\text{доп}} = k_2 \cdot I_{\text{доп ном}} = 0,87 \cdot 135 = 117,45 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}} = 117,45 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}.$$

Мінімальний переріз по термічній стійкості:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{181,527 \cdot 10^6}}{98} = 137,482 \text{ мм}^2.$$

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

Оскільки $q_{\text{min}} > 70 \text{ мм}^2$, то приймаємо кабель з найближчим більшим перерізом жил 150 мм^2 . Таким чином, остаточно приймаємо кабель ААГ **3×150**.

Обрані струмоведучі частини зможуть забезпечити передачу потужностей і надійну роботу усіх елементів схем.

8 ВИБІР КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

Всі елементи розподільчого пристрою (РП) електричної станції або підстанції повинні надійно працювати в умовах тривалих нормальних режимів, а також володіти достатньою термічною і динамічною стійкістю при виникненні самих тяжких коротких замикань. Надійність роботи апаратів гарантується заводами-виробниками лише у випадку їх правильного вибору. При виборі апаратів перевіряється відповідність їх параметрів тривалим робочим і короткочасним аварійним режимам, які можуть виникнути при експлуатації.

Основними параметрами обладнання, які повинні відповідати умовам робочого (тривалого) режиму, є номінальний струм і напруга.

Потім виконують перевірку апаратів по режиму короткого замикання. За розрахунковий вид короткого замикання приймають трьохфазне КЗ.

Електродинамічна стійкість характеризується максимальним допустимим струмом апарата, який повинен бути рівний або більше розрахункового ударного струму.

Перевірка апаратів на термічну стійкість полягає в порівнянні обчисленого теплового імпульсу з добутком квадрата номінального струму термічної стійкості апарата і номінального часу термічної стійкості, які вказані в каталозі.

Роз'єднувач – це контактний комутаційний апарат, призначений для відключення і включення електричного кола без струму або з незначним струмом, який для забезпечення безпеки має між контактами у відключеному положенні ізоляційний проміжок.

Вимикач – це комутаційний апарат, призначений для включення і відключення струму.

Вимикач є основним апаратом в електричних установках, він служить для відключення і включення в колі в будь-яких режимах: тривале навантаження, перевантаження, коротке замикання, холостий хід, несинхронна робота. Найбільш тяжкою і відповідальною операцією є відключення струмів КЗ і включення на існуюче коротке замикання.

До вимикачів високої напруги висувають наступні вимоги: надійне відключення будь-яких струмів (від десятків ампер до номінального струму відключення); швидкодія, тобто найменший час відключення; придатність для швидкодіючого автоматичного повторного включення, тобто швидке включення вимикача одразу ж після відключення; можливість пофазного (пополюсного) управління для вимикачів 110 кВ і вище; легкість ревізії і огляду контактів; вибухо- і пожежобезпека; зручність транспортування і експлуатації.

8.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Розглянемо вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-110 кВ.

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ВРП-110 кВ:

$$\text{струм генератора: } I_{p.max.} = \frac{S_{НОМ.г}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 1,950 \text{ кА};$$

струм від n ЛЕП:

$$I_{p.max.} = \frac{1}{n-1} \cdot \frac{P_{нав.max}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos \varphi} = \frac{1}{14-1} \cdot \frac{642}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 0,305 \text{ кА};$$

$$\text{струм від АТЗ: } I_{p.max.} = 1,5 \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1,5 \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1,968 \text{ кА}.$$

Вибираємо вимикач [2, с. 238] типу **ВВБК-110Б-50/3150У1** на базі головних параметрів:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{НОМ}$: $110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$;
- по тривалому струму: $I_{роб.max} \leq I_{НОМ}$: $1,968 \text{ кА} < 3,15 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

а) на відключаючу здатність вимикача:

$$\sqrt{2} I_{n\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} I_{НОМ.відк} (1 + \beta_H),$$

де β_H – нормативне значення наявності аперіодичної складової у відключаючому струмі, %, яке визначається по кривій рис. 8.1 [1]: $\beta_H = 0,26$.

$$\sqrt{2} \cdot 39,97 + 26,828 = 83,354 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 50(1 + 0,26) = 89,095 \text{ кА},$$

умова виконується.

б) на симетричний струм відключення:

$$I_{n\tau} \leq I_{\text{від.ном}};$$

$$39,97 \text{ кА} < 50 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$I_{no} \leq I_{\text{дин}} : 39,97 \text{ кА} < 50 \text{ кА}; \quad \text{умова виконується;}$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}}$$

$$104,6 \text{ кА} < 128 \text{ кА} \quad \text{умова виконується,}$$

де $I_{\text{дин}}$ – діюче значення періодичної складової граничного струму КЗ [2];

$i_{\text{дин}}$ – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) [2].

г) на термічну стійкість:

$$B_K \leq I_m^2 \cdot t_m,$$

де B_K – тепловий імпульс струму КЗ (табл. 6); I_T – середнє квадратичне значення струму за час його протікання по каталогу [2]; t_T – тривалість протікання струму термічної стійкості по каталогу [2].

$$383,424 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 56^2 \cdot 3 = 9408 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad \text{умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2], с.273: **РНДЗ.1-110/3200 У1**

по умовам:

$$- \text{ по напрузі установки: } U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad 110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ};$$

$$- \text{ по тривалому струму: } I_{\text{роб. макс}} \leq I_{\text{ном}}; \quad 1,968 \text{ кА} < 3,2 \text{ кА}.$$

Проводимо перевірку:

$$- \text{ на електродинамічну стійкість: } i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad 104,6 \text{ кА} < 125 \text{ кА};$$

$$- \text{ на термічну стійкість: } B_K \leq I_m^2 \cdot t_m;$$

$$383,424 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

всі умови виконується.

Обрані комутаційні апарати забезпечують надійну комутацію елементів електричних схем, як в робочому, так і в аварійному режимах.

9 ВИБІР ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Трансформатор струму призначений для зменшення первинного струму до значень, які є найбільш зручними для вимірювальних приладів і реле, а також для відокремлення вимірювальних кіл і систем захисту від первинних кіл високої напруги. Він має замкнутий магнітопровід і дві обмотки – первинну і вторинну. Первинна обмотка вмикається послідовно в коло струму, що вимірюється, до вторинної обмотки приєднуються вимірювальні прилади. Значення номінального вторинного струму прийняті рівними 5 і 1 А. Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму не є строго постійною величиною і може відрізнятись від номінального значення внаслідок похибки, яка зумовлена наявністю струму намагнічування. Похибка трансформатора струму залежить від вторинного навантаження і від кратності первинного струму по відношенню до номінального. Збільшення навантаження і кратності струму призводить до збільшення похибки (як і при первинних струмах, які значно менші номінального). Трансформатори струму класу точності 0,2 застосовуються для приєднання точних лабораторних приладів, класу 0,5 – для приєднання лічильників грошового розрахунку, класу 1 – для усіх технічних вимірювальних приладів, класів 3 і 10 – для релейного захисту. Струмові кола вимірювальних приладів і реле мають малий опір, тому трансформатор струму нормально працює в режимі, близькому до режиму КЗ. Тому не дозволяється розмикати вторинну обмотку трансформатора струму при протіканні струму в первинній обмотці. При необхідності заміни вимірювального приладу або реле попередньо замикається накоротко вторинна обмотка трансформатора струму (або шунтується обмотка реле, приладу).

Трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартного значення 100 або $100/\sqrt{3}$ В і для відокремлення кіл вимірювання і релейного захисту від первинних кіл високої напруги. Первинна обмотка ввімкнена на напругу мережі, а до вторинної обмотки приєднуються паралельно котушки вимірювальних приладів і реле. Для безпеки обслуговування один вихід вторинної обмотки заземлений. Трансформатор напруги на відміну від трансформатора струму працює

в режимі, близькому до холостого ходу, оскільки опір паралельних котушок приладів і реле великий, а струм, що споживається ними, невеликий. Розсіяння магнітного потоку і втрати в осерді призводять до похибки вимірювання. Так само як і в трансформаторах струму, вектор вторинної напруги зсунутий відносно вектора первинної напруги не точно на кут 180° . Це визначає кутову похибку. В залежності від номінальної похибки розрізняють класи точності 0,2; 0,5; 1; 3. Сумарне споживання потужності обмотками вимірювальних приборів і реле, підключених до вторинної обмотки трансформатора напруги, не повинно перевищувати номінальну потужність трансформатора напруги, оскільки в іншому випадку це призведе до збільшення похибок. В залежності від призначення можуть застосовуватись трансформатори напруги з різними схемами з'єднання обмоток.

9.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Проведемо вибір вимірювального трансформатора струму для приєднання вимірювальних приладів в коло генератора ТГВ-300-2УЗ.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо по табл. 4.11 [3], схема ввімкнення приладів показана на рис. 9. Оскільки ділянка від виводів генератора до стіни турбінного відділення виконана комплектним струмопроводом ТЭЖН-Е-20-12500-400 (див. п. 7.3), то обираємо трансформатори струму, вбудовані в струмопровід, **ТШ-20-12000/5**, параметри якого з [2]: $U_{\text{ном}} = 20$ кВ; $I_{1\text{ном}} = 12$ кА; $r_{2\text{ном}} = 1,2$ Ом; $I_{\text{тер}} = 160$ кА; $t_{\text{тер}} = 3$ с, клас точності 0,5.

Його перевірку проводимо за умовами:

– По напрузі установки: $U_{\text{уст}} = 20$ кВ = $U_{\text{ном}} = 20$ кВ;

– По допустимому струму: $I_{\text{роб.мах}} \leq I_{1\text{ном}}$;

$$I_{p\text{-мах}} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 10,727 \text{ кА};$$

$$I_{\text{роб.мах}} = 10,727 \text{ кА} < I_{1\text{ном}} = 12 \text{ кА}.$$

– По електродинамічній стійкості: $i_y \leq i_{\text{дин}}$.

Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин, тому по цій умові вони не перевіряються.

– По термічній стійкості: $B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$;

$$13429,812 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

– По вторинному навантаженню: $Z_2 \leq Z_{2н}$,

де $Z_2 = \Sigma Z_{\text{пр}} + R_k + R_{\text{з.пров.}}$ – розрахункове навантаження;

$R_k = 0,1 \text{ Ом}$ [1] – опір контактів;

$R_{\text{з.пров.}}$ – опір з'єднувальних проводів;

$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2н}^2$ – сумарний опір приладів.

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення (рис. 9) і каталоговими даними приладів, наведеними в [2], визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1 (табл. 9.1).

З табл. 9.1. видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2н}^2 = 14 / 5^2 = 0,56 \text{ Ом}.$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2н} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_k = 1,2 - 0,56 - 0,1 = 0,54 \text{ Ом}.$$

Відповідно [3], для генератора 300 МВт застосовується кабель з мідними жилами (питомий опір міді $\rho = 0,0175$), орієнтовна довжина 30 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [1] $l_{\text{розр}} = l = 30 \text{ м}$; тоді переріз кабеля:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{R_{\text{з.пров.}}} = \frac{0,0175 \cdot 30}{0,54} = 0,972 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо контрольний кабель КРВГ з мідними жилами перерізом $1,5 \text{ мм}^2$.

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0175 \cdot 30}{1,5} + 0,1 + 0,56 = 1,01 \text{ Ом} < Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}.$$

9.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

В колі комплектного струмопровода, якій приєднаний до генератора ТГВ-300-2УЗ (див. п. 7.3), встановлений трансформатор напруги **ЗНОМ-20**.

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2розр.},$$

де $S_{2н} = 75 \text{ В}\cdot\text{А}$ (в класі точності 0,5 [2]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги; $S_{2розр.}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2розр.}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (табл. 9.2.). Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [2].

Таблиця 9.1 – Вибір вимірювальних трансформаторів струму

№	Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр реєструючий	Н-393	—	10	—
2	Ватметр	Д-304	0,5	—	0,5
3	Варметр	Д-304	0,5	—	0,5
4	Лічильник активної енергії	СА3-І670	2,5	—	2,5
5	Ватметр реєструючий	Н-395	10	—	10
6	Ватметр (щит турбіни)	Д-304	0,5	—	0,5
	Сумарне значення		14	10	14

Таблиця 9.2 - Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Назва	Тип	S однієї отушки	К-ть гушок	cos φ	sin φ	P, Вт	Q, В·Ар
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	2	—
Ватметр	Д-304	2	2	1	0	4	—
Ватметр (щит турбіни)	Д-304	2	2	1	0	4	—

Варметр	Д-304	2	2	1	0	4	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	10	—
Датчик реактивної потужно-	Е-830	10	—	1	0	10	—
Лічильник активної енергії	САЗ-	1,5 Вт	2	0,38	0,92	3	7,3
Ватметр реєструючий	Н-395	10	2	1	0	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-393	10	1	1	0	10	—
Частотомір	Е-362	1	1	1	0	1	—
Частотомір (щит турбіни)	Е-362	1	1	1	0	1	—
Сумарне значення						69	7,3

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{69^2 + 7,3^2} = 69,385 \text{ В}\cdot\text{А};$$

$$S_{2\text{розр}} = 69,385 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{н}} = 75 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

Вся обрана контрольно-вимірювальна апаратура буде працювати в класі точності, встановленому технічними вимогами, що забезпечує точний контроль електроенергії і контроль за режимом роботи станції.

10 ВИБІР РОЗРЯДНИКІВ ТА АКУМУЛЯТОРНОЇ БАТАРЕЇ

Розрядники використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг.

Вибір розрядників здійснюється по класу напруги установки, користуючись довідниковими даними [2]. В нейтралі трансформаторів розрядники встановлюються напругою на клас нижче напруги установки [1].

Для класу напруги 110 кВ - РВМГ–110 МУ1.

Для класу напруги 330 кВ - РВМГ–330 МУ1.

Нейтраль трансформаторів БТ1, БТ2 - РВМ – 35 У1.

Нейтраль трансформаторів БТ3–БТ5 - РВМГ – 220 МУ1.

Виводи генераторів - РВМ – 20 У1.

10.1 Вибір акумуляторної батареї

На електростанціях та великих підстанціях необхідна наявність установки постійного струму з акумуляторними батареями для живлення кіл управління, сигналізації, автоматики, аварійного освітлення, а також для електропостачання найбільш відповідальних механізмів власних потреб, що забезпечують збереження обладнання в дієздатному стані (маслонасосів, систем регулювання турбогенераторів).

Вимоги до вибору акумуляторних батарей (АБ) на електростанціях та підстанціях: на теплових електростанціях потужністю до 200 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея, а при потужності більше 200 МВт – дві акумуляторні батареї однакової ємності, які спільно повинні забезпечити живлення маслонасосів турбін, водневого ущільнення всіх агрегатів електростанції, а також перетворюючого агрегату зв'язку та аварійного освітлення. Розрахункова тривалість роботи – 30 хв. для електростанцій, зв'язаних з енергосистемою, і 1 год. для ізольованої електростанції; на блочних КЕС для енергоблоків 300 МВт і вище – одна батарея на кожний енергоблок. Всі блочні акумуляторні батареї зв'язані мережею взаєморезервування. Ємність кожної розраховується на живлення навантаження електродвигунів, аварійного освітлення, перетворюючого агрегату зв'язку при тривалості аварії 30 хв.

Виконаємо розрахунок АБ для блоку 500 МВт.

Розрахунок навантаження установки постійного струму [4] зведений в табл. 10.1.

Таблиця 10.1 - Розрахунок навантаження установки постійного струму

Електроприймач	К-ть	$P_{\text{ном}}$, кВт	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А	$I_{\text{ав}}$, А	$I_{\text{т}}$, А
Постійне навантаження	—	—	—	35	—	35	35
Аварійне освітлення	—	—	—	180	—	180	—
Привід вимикачів: 3×МГ-10+ПС-31	3	—	155	—	—	—	465
Перетворювальний агрегат опера- ного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного масло- су ущільнень генератора	1	42	216	190	540	190	540
Електродвигун аварійного масло- су змазки турбін	1	42	216	140	540	140	140
Разом						575	1210

Приймаємо одну акумуляторну батарею типу СК на блок. Батарея буде працювати в режимі постійної підзарядки в схемі з елементним комутатором (рис. 11).

Розрахункова тривалість аварійного навантаження 0,5 год. По [3] приймаємо: номінальна напруга на шинах установки $U_{\text{ш}} = 230$ В, напруга на елементі в режимі підзарядки $U_{\text{кз}} = 2,15$ В. Розрахункова температура електроліту $+25^{\circ}\text{C}$.

З таблиці 10.1 випливає: $I_{\text{ав}} = 575$ А; $I_{\text{т}} = 1210$ А.

Розрахуємо кількість елементів батареї:

– основних (приєднаних до шин установки в режимі постійної підзарядки):

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{пз}}} = \frac{230}{2,15} = 106,98 \approx 108;$$

– загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{р}}} = \frac{230}{1,75} = 131,43 \approx 130,$$

де $U_p = 1,75 \text{ В [1]}$ – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

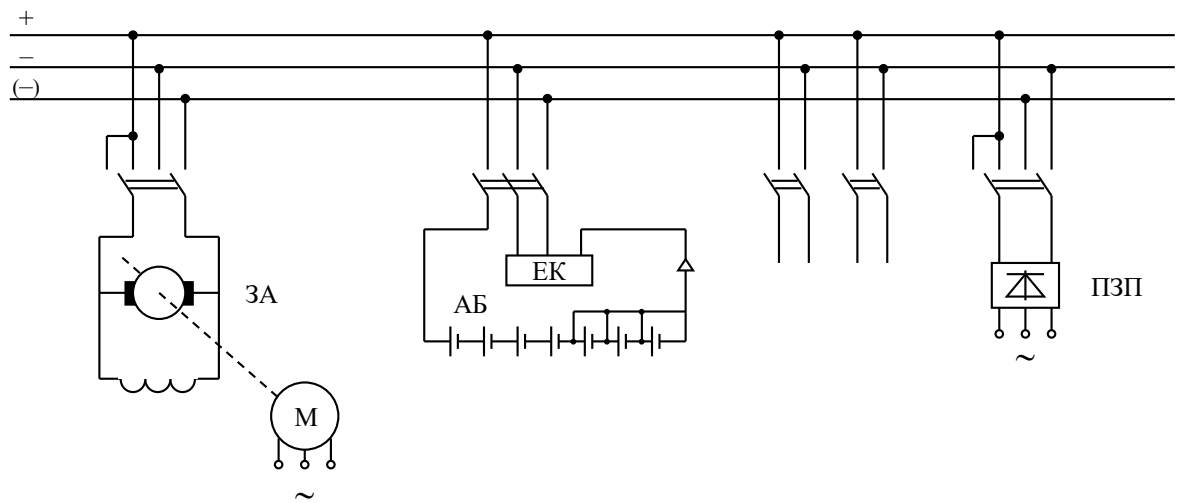


Рисунок 10.1 - Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійної підзарядки (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ПЗП – підзарядний пристрій; ЗА – зарядний агрегат; Д – привідний електродвигун змінного струму)

– додаткових:

$$n_{\text{дод}} = n - n_0 = 130 - 108 = 22.$$

В режимі заряду при максимальній напрузі на елементі 2,7 В до шин приєднуються

$$n_{\text{мін}} = 230 / 2,7 = 85.$$

Виходячі із тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \frac{I_{\text{ав}}}{j} = 1,05 \frac{575}{25} = 24,15,$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів; $I_{\text{ав}}$ – струм півгодинного аварійного розряду, А; $j = 25 \text{ А/Н [1]}$ – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [1]: $N = 28 \text{ (СК-28)}$.

Перевіряємо по струму короточасного аварійного навантаження:

$$N \geq \frac{I_m}{46} = \frac{1210}{46} = 26,3 < 28.$$

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короточасного навантаження:

$$j > \frac{I_m}{N},$$

де j визначається по кривим рис. 12.2 [1] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача 85% $U_{ном}$, з врахуванням падіння напруги в кабелі 5% $U_{ном}$.

$$j = 38 \text{ A/N} < \frac{1210}{28} = 43,2 \text{ A/N},$$

умова не виконується, отже, збільшуємо типовий номер до 32:

$$j = 38 \text{ A/N} > \frac{1210}{32} = 37,8 \text{ A/N}.$$

Остаточню приймаємо для встановлення акумуляторну батарею СК-32.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним 0,15 N [1]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{пзп} = I_{пост} + 0,15 \cdot N = 35 + 0,15 \cdot 32 = 39,8 \text{ A},$$

де $I_{пост}$ – струм постійно включеного навантаження (табл.11).

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{пзп} = U_{пз} \cdot n_0 = 2,15 \cdot 108 = 232 \text{ В}.$$

В якості ПЗП застосовують агрегати з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80 на напругу 260 В і струм 40 А.

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

$$I_{пзп \text{ дод}} = 0,05 \cdot N = 0,05 \cdot 32 = 1,6 \text{ А};$$

$$U_{пзп \text{ дод}} = U_{пз} \cdot n_{\text{дод}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ В}.$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3, який поставляється комплектно з панеллю автоматичного регулювання напруги типу ПЭХ-9045-00А2.

Розрахунковий струм і напруга (в кінці заряду) зарядного пристрою:

$$I_{зп} = I_{пост} + 5N = 35 + 5 \cdot 32 = 195 \text{ А}; \quad U_{зп} = U_3 \cdot n = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В.}$$

Вибираємо зарядний агрегат, що складається з генератора постійного струму [1] типу П-92 ($P_{ном} = 60 \text{ кВт}$, $U_{ном} = 270/360 \text{ В}$, $I_{ном} = 222 \text{ А}$) і асинхронного двигуна [1] типу А2-91-4 ($P_{ном} = 75 \text{ кВт}$).

Вибрана акумуляторна батарея задовольняє усім технічним вимогам і зможе підтримати роботу станції при аварійній ситуації на протязі часу, необхідного для відновлення нормального режиму.

11 ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

Експлуатація високовольтних вимикачів є важливим аспектом у сфері електроенергетики та електротехніки. Вимикачі використовуються для відключення електричних ліній чи електричного обладнання в умовах перевищення струму або інших аварійних ситуацій. Дослідження цього питання спрямоване на забезпечення ефективності, безпеки та надійності роботи вимикачів.

Основні аспекти дослідження експлуатації високовольтних вимикачів можуть включати:

- **надійність та довговічність:** Дослідження стійкості вимикачів до різних умов роботи, включаючи високі навантаження, часті включення та виключення, а також вплив агресивних середовищ на елементи вимикачів;
- **технічне обслуговування:** Вивчення рекомендацій з технічного обслуговування та регулярних перевірок для підтримання оптимального стану вимикачів. Це включає в себе перевірку контактів, ізоляції та інших важливих компонентів;
- **безпека:** Дослідження заходів безпеки під час експлуатації, зокрема в умовах великих струмів та напруг. Оцінка систем безпеки та можливостей відновлення роботи після аварій;
- **ефективність:** Аналіз ефективності вимикачів в умовах високих і низьких навантажень, враховуючи ефективність включення та виключення;
- **енергоефективність:** Вивчення можливостей оптимізації роботи вимикачів для зменшення енерговитрат та впливу на довкілля;
- **автоматизація та дистанційне управління:** Розгляд можливостей використання автоматизованих систем та дистанційного моніторингу для підвищення ефективності та вчасного виявлення можливих проблем.

Дослідження цих аспектів сприяє покращенню якості та надійності електроенергетичних систем, а також забезпечує безперебійну роботу умов енергопостачання. Такі дослідження є ключовим елементом для вдосконалення технічного рівня вимикачів та забезпечення стабільності енергетичних мереж.

Сучасний розвиток електроенергетики накладає високі вимоги до надійності та тривалості служби електроенергетичного обладнання, зокрема, високовольтних вимикачів змінної напруги. Вони виступають ключовою складовою енергетичної системи і мають вирішальний вплив на надійність електропостачання для споживачів та функціональну безпеку роботи енергосистеми. Відправною точкою для якості та бездоганності їх роботи є надійність електропостачання для споживачів і збереження цілісності обладнання у випадку аварій.

Вимикачі, які використовуються на електричних підстанціях, повинні мати величезну номінальну напругу (від 6 до 1150 кВ) і значний струм відключення (до 50 кА). Ці вимикачі складаються з складної конструкції, що керується електромагнітними, пружинними, гідравлічними або пневматичними приводами [16]. Залежно від середовища, в якому відбувається гасіння дуги, розрізняють кілька типів вимикачів: повітряні, масляні, вакуумні та елегазові [17].

Дослідження, розробка та впровадження в експлуатацію високовольтних вимикачів, що виступають як силове комутаційне обладнання, розпочалися з розвитку масляних і маломасляних вимикачів в період з 1920-х до 1950-х років. Пізніше з'явилися більш вдосконалені повітряні вимикачі в 1940-1960-х роках, а після них - вакуумні та елегазові вимикачі [15]. Однак, за згідністю з аналізом літературних джерел, повітряні вимикачі (рис. 11,а), які є менш ефективними, великими за габаритами та високозатратними в обслуговуванні, в наш час практично не використовуються, а старі замінюються більш ефективними та надійними аналогами. Таким чином, проаналізуємо характеристики масляних (рис. 11, б), вакуумних (рис. 11, в) та елегазових (рис. 11, г) високовольтних вимикачів, розглядаючи їх переваги та недоліки в різних умовах, що враховуються при виборі вимикачів [18].

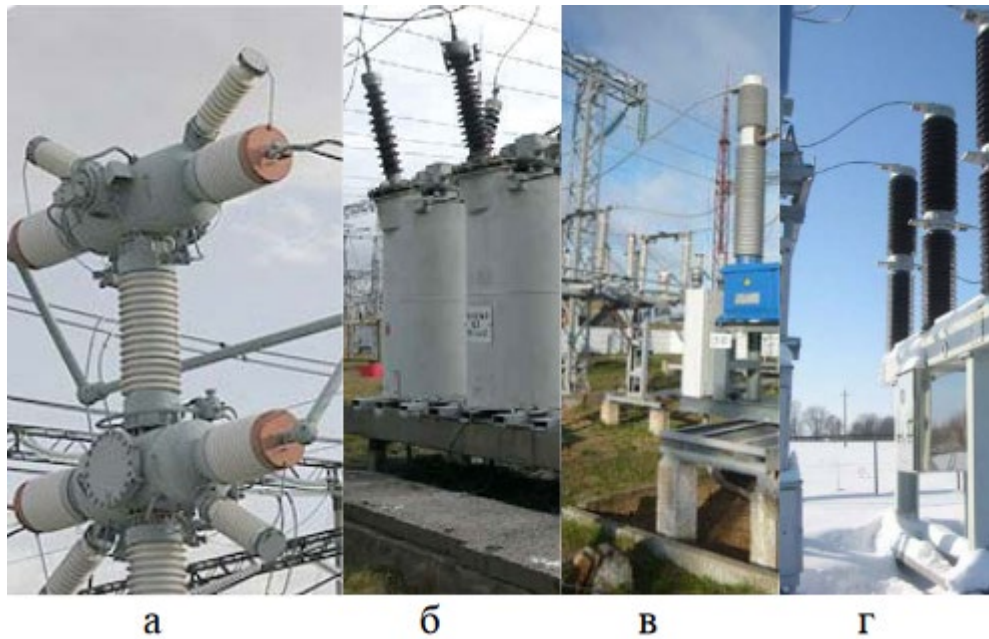


Рисунок 11.1 - Високовольтні вимикачі різних типів: а – повітряні, б – оливні, в – вакуумні, г – елегазові

Однією з найважливіших характеристик є механічна міцність вимикачів, де простіша конструкція забезпечує вищу механічну міцність. З різних типів комутаційних апаратів, вакуумний вимикач має найпростішу конструкцію та вищу механічну міцність, тоді як масляні вимикачі мають меншу міцність.

Електрична міцність дугогасного середовища є ключовою характеристикою вимикачів. Вакуумні вимикачі мають високу діелектричну міцність, особливо на напрузі 110 кВ та вище. Елегаз володіє найвищою електричною міцністю дугогасного середовища, особливо на високих напругах. Масляні вимикачі характеризуються меншою електричною міцністю дугогасного проміжку.

Ще однією важливою характеристикою є комутаційний ресурс вимикача, який визначається кількістю циклів включень та відключень. Цей ресурс залежить від величини комутуваних струмів, де вищі струми спричиняють швидше вичерпання комутаційного ресурсу вимикача. При вичерпанні комутаційного ресурсу вакуумний вимикач потребує заміни, тоді як елегазовий вимикач піддається капітальному ремонту, в процесі якого оцінюється його стан та визначається можливість подальшої експлуатації [19]. Масляні вимикачі, в свою чергу, мають обмежений міжремонтний

ресурс і зазвичай потребують капітального ремонту після семи автоматичних відключень струмів короткого замикання.

Ще однією важливою характеристикою є вага вимикачів. Наприклад, елегазовий і вакуумний вимикачі, навіть при покращених експлуатаційних характеристиках, мають значно менший габаритний розмір в порівнянні з масляними вимикачами. Наприклад, масляний вимикач МКП-110 має вагу майже 17 т, у той час як елегазовий вимикач 3AP1DT-126 фірми Siemens має вагу всього 3,6 т, при цьому габаритні розміри елегазового вимикача в кілька разів менші [19].

Експлуатація високовольтних вимикачів включає проведення періодичних капітальних та поточних ремонтів, а також позапланових (аварійних) ремонтів. Вакуумні вимикачі не потребують обслуговування дугогасної та контактної частини, мають просту конструкцію, і для їхнього обслуговування необхідне менше спеціалізованого обладнання та інструменту. Елегазовий вимикач вимагає більше уваги до обслуговування через складну конструкцію, але його технічне обслуговування не викликає значних труднощів. Масляні вимикачі потребують більше робіт з обслуговування та капітального ремонту, зокрема заміни діелектричного масла, втрати ізоляційних та дугогасних властивостей якого вимагає його регулярної заміни.

У виробництві та експлуатації електроустановок велика увага приділяється питанням пожежної безпеки. Серед високовольтних вимикачів, масляні вважаються найбільш небезпечними з точки зору пожежної безпеки, оскільки вони містять трансформаторне масло – легкозаймисту рідину. У розподільних пристроях з масляними вимикачами встановлюються високі стандарти пожежної безпеки. З іншого боку, елегазові та вакуумні вимикачі є абсолютно безпечними, оскільки їхні конструкції не містять легкозаймистих рідин чи матеріалів.

Таблиця 11.1 - Порівняльна характеристика високовольтних вимикачів різних типів

Вимикач	Умови експлуатації	Умови експлуатації в навколишньому середовищі	Обслуговування	Вплив навколишнього середовища	Зносостійкість	Габарити
Елегазовий	Немає ризику виникнення вибуху або зовнішніх проявів	Екологічно небезпечний (при утилізації або витоку)	Змашення механізмів керування в мінімальному обсязі	Нечутливі: повністю запаяна герметична камера	Висока	Невеликі
Вакуумний	Немає ризику виникнення вибуху або зовнішніх проявів	Відсутність забрунення навколишнього середовища	Масило механізмів керування в мінімальному обсязі	Нечутливі: повністю запаяна герметична камера	Висока	Невеликі
Оливний	Ризик виникнення пожежі або вибуху	Екологічно небезпечний	Періодична заміна олії (необоротна деструкція олії при кожному відключенні)	Властивості середовища відключення можуть погіршуватися під впливом факторів навколишнього середовища (вологість, пилю тощо)	Псередня	Відносно великі
Повітряний	Вибухота пожежобезпечний	Безпечний	Часта заміна дугогасних контактів, періодичне технічне обслуговування механізму управління	Вплив температури навколишнього середовища, необхідність у додаткових установках	Середня	Установка, що вимагає великих відстаней

Питання впливу електрообладнання на навколишнє середовище також є важливим. З метою збереження навколишнього середовища необхідно мінімізувати викид шкідливих речовин. У цьому контексті масляні вимикачі мають найбільший екологічний вплив. Трансформаторне масло, яке міститься у баках таких вимикачів,

може потрапляти в ґрунт через порушення герметичності баків або в разі аварій, що супроводжуються викидом олії. З іншого боку, вимикачі з елегазовим і вакуумним ізоляційним середовищем мають менший вплив на навколишнє середовище. Елегазові вимикачі, хоча й містять елегаз, вважаються менш шкідливими, оскільки технічно справний вимикач з мінімальним відсотком витоків елегазу не становить значної загрози для навколишнього середовища. Вакуумні вимикачі, які використовують вакуум як робоче середовище, вважаються найбезпечнішими з точки зору екології, оскільки не містять шкідливих речовин.

Таким чином, враховуючи всі аспекти, можна стверджувати, що вакуумні вимикачі є найбезпечнішими як з точки зору пожежної безпеки, так і з екологічного погляду.

12 ОХОРОНА ПРАЦІ

12.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням елегазового вимикача

Оскільки робота на ВРП-110 кВ по обслуговуванню та монтажу елегазових вимикачів передбачає перебування на відкритому середовищі, тому можна виділити наступні фактори:

- підвищена температура повітря робочої зони (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- підвищена та знижена вологість повітря (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- різні метеорологічні умови (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони.

12.2 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 0.00-1.15-07. Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";

- Правила улаштування електроустановок.

Розглянемо організаційні та технічні заходи при монтажі елегазового вимикача на ВРП-110 кВ. Так як монтаж комутаційної апаратури проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердити перелік робіт, які виконуються за нарядом;
- призначити відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт згідно наряду;
- працівники повинні пройти усі інструктажі з охорони праці;
- персонал повинен мати допуск до роботи;
- повинен здійснюватись нагляд відповідальної особи під час виконання робіт.

Для підготовки робочого місця до роботи (встановлення вимикача на ВРП-110 кВ), слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки.

Оскільки роботи з монтажем елегазового вимикача на ВРП-110 кВ здійснюються на висоті більше 1,3м від поверхні землі, тому для створення безпечних умов під час виконання робіт на висоті необхідно:

- забезпечити працівників, міцними і стійкими огороженнями, риштуваннями, драбинами, тощо.

- забезпечити працівників необхідними засобами захисту, працівник повинен мати згідно ГОСТ 12.4.107—82 запобіжні канати, ДСТУ 4304:2004 запобіжний монтерський пояс, захисну монтерську каску, інструмент для перевірки напруги на струмоведучих частинах.
- застосовувати технічно справні машини, механізми і пристрої, укомплектовані необхідною технічною документацією;
- забезпечити необхідну освітленість на робочих місцях та безпечні проходи до них;
- урахувати метеорологічні умови, а також стан здоров'я працівників, які виконують роботи на висоті.

Враховання та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

12.3 Розрахунок захисного заземлення

Як зазначалось в підрозділі 12.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_s \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються високовольтні вимикачі розташовані на території ВРП. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРП-110 кВ.

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

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. З метою вирівнювання

електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,7) м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_g = 20 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_g = 5 \text{ м}$.

Заземлюючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм .

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_g = 2 \cdot (20 + 36) / 20 = 5,6 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 600 / 60 = 10;$$

$$a / l_g = 5,6 / 5 = 1,12;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{720} = 26,83 \text{ м};$$

Опір заземлюючого пристрою:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (12.1)$$

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

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

L_2, L_6 – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (12.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (12.3)$$

$$\frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{26,83} = 0,2 > 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,2 = 0,335;$$

$$\frac{h - t}{l_6} = \frac{2 - 0,5}{5} = 0,3.$$

$$L_2 + L_6 = (36 \cdot 5 + 22 \cdot 7) + 20 \cdot 5 = 434 \text{ м.}$$

З таблиці визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,5$.

$$\rho_{екв} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_{uu} = 0,335 \cdot 90 / 26,83 + 90 / 434 = 1,331 \text{ Ом} > R_{3.дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{n1} = 1,5 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{n2} = 1,2 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = \frac{R_{uu} \cdot R_{n1} \cdot R_{n2}}{R_{uu} \cdot R_{n1} + R_{uu} \cdot R_{n2} + R_{n1} \cdot R_{n2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,331 \cdot 1,5 \cdot 1,2}{1,331 \cdot 1,5 + 1,331 \cdot 1,2 + 1,5 \cdot 1,2} = 0,444 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

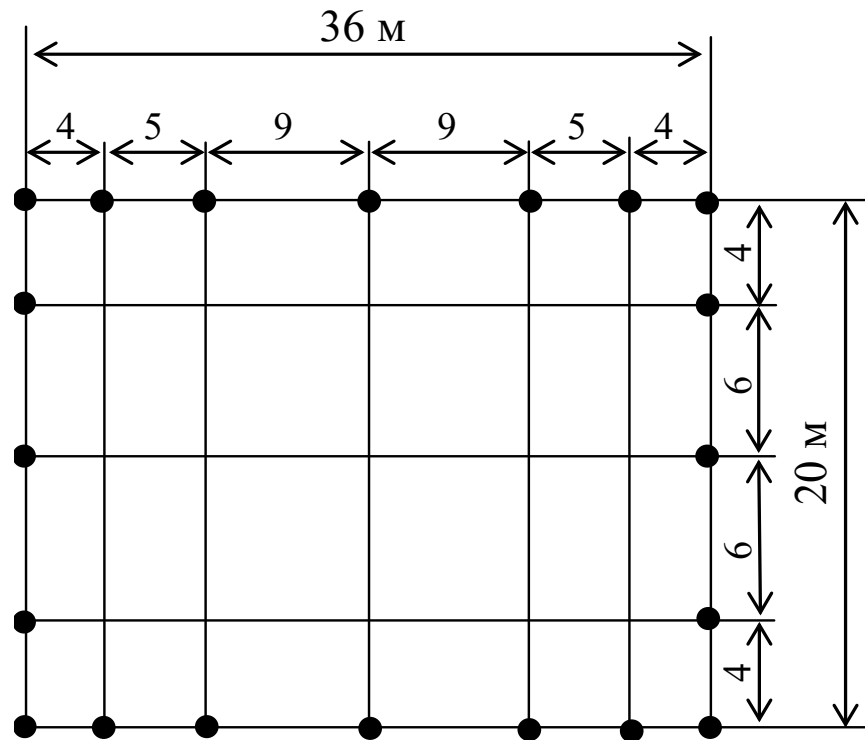


Рисунок 12.1 – План заземлювального пристрою ВРП-110 кВ

З наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам, а саме $R'_z = 0,444 \text{ (Ом)} < R_{z \text{ допустиме}} = 0,5 \text{ (Ом)}$. і може бути встановлений на ВРП 110 кВ.

13 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ СХЕМ СТАНЦІЇ

Економічна доцільність схеми визначається мінімальними приведеними затратами:

$$Z = P_H \cdot K_{\Sigma} + B + Zб, \quad (13.1)$$

де P_H – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($P_H = 0,12$);

K – капіталовкладення в споруду електроустановки;

B – річні експлуатаційні витрати;

$Zб$ – збиток, $Zб = 0$.

Капіталовкладення K при виборі оптимальних схем видачі електроенергії визначаються по укрупненим показникам:

$$K_{\Sigma} = \sum(K_{\text{тр}}), \quad (13.2)$$

де $K_{\text{тр}}$ – загальна вартість трансформаторів включаючи трансформатори власних потреб і пускорезервні трансформатори власних потреб.

Кількість генераторів на ЕС та приєднань до ВРУ СН і ВРУ ВН для двох структурних схем однакова, тому капіталовкладення в генераторні вимикачі і вимикачі, що встановлюються на ВРУ на даному етапі не враховуємо.

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{a_a + a_0}{100} \cdot K_{\Sigma} + \Delta W \cdot \beta, \quad (13.3)$$

де $a_a + a_0 = 8,4\%$;

β – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії $\beta = 6,4 \cdot 10^{-5}$ тис. грн/кВт·год;

ΔW – втрати в блочних трансформаторах і автотрансформаторах зв'язку:

$$\Delta W = \sum \Delta W_{\text{тр}}, \quad (13.4)$$

$$\Delta W_{\text{тр}} = n \cdot P_{\text{xx}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (13.5)$$

де τ – час втрат

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (13.6)$$

де $T_{\text{макс}}$ – число годин використання максимального навантаження.

Проведемо техніко-економічний розрахунок першого варіанту структурної схеми КЕС.

Загальна вартість трансформаторів:

$$K_{\text{тр}} = 4632 \cdot 4 + 4592 \cdot 1 + 2388 \cdot 6 + 344 \cdot 8 + 344 \cdot 2 + 957 \cdot 1 = 41845 \text{ (тис. грн).}$$

Капітальні затрати:

$$K_{\Sigma} = 41845 \text{ (тис. грн).}$$

Час втрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{7545,3}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 6761,1 \text{ (год).}$$

Втрати в блочних БТ-1-4:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 4 \cdot 345 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 1300 \cdot \left(\frac{1668,8 / 0,85}{630} \right)^2 \cdot 6761,1 = 33428600,36$$

(кВт·год).

Втрати в блочному БТ-5:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 1 \cdot 400 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 1200 \cdot \left(\frac{417,2 / 0,85}{630} \right)^2 \cdot 6761,1 = 8428569,315$$

(кВт·год).

Втрати в АТЗ:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2 \cdot 3 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{3}{2} \cdot 250 \cdot \left(\frac{10,8 / 0,85}{133} \right)^2 \cdot 6761,1 = 2651139,56 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.$$

Сумарні втрати в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta W &= 33428600,36 + 8428569,315 + 2651139,56 = \\ &= 44508309,24 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}. \end{aligned}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = 0,084 \cdot 41845 + 44508309,24 \cdot 6,4 \cdot 10^{-5} = 7760,89 \text{ (тис. грн)}.$$

Затрати:

$$Z = P_{\text{н}} \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 41845 + 7760,89 = 12782,29 \text{ (тис. грн)}.$$

Проведемо техніко-економічний розрахунок другого варіанту структурної схеми КЕС. Загальна вартість трансформаторів:

$$K_{\text{тр}} = 4632 \cdot 5 + 2388 \cdot 6 + 344 \cdot 10 + 957 \cdot 1 = 41885 \text{ (тис. грн)}.$$

$$K_{\Sigma} = 41885 \text{ (тис. грн)}.$$

Втрати в блочних БТ-1-5:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{тр}} &= 5 \cdot 345 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 1300 \cdot \left(\frac{2086 / 0,85}{630} \right)^2 \cdot 6761,1 = 41785750,45 \\ &\text{(кВт}\cdot\text{год)}. \end{aligned}$$

Втрати в АТЗ:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{тр}} &= 2 \cdot 3 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{3}{2} \cdot 250 \cdot \left(\frac{428 / 0,85}{133} \right)^2 \cdot 6761,1 = 46852845,88 \\ &\text{(кВт}\cdot\text{год)}. \end{aligned}$$

Сумарні втрати в трансформаторах:

$$\Delta W = 41785750,45 + 46852845,88 = 88638596,33 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = 0,084 \cdot 41885 + 88638596,33 \cdot 6,4 \cdot 10^{-5} = 8132,04 \text{ (тис. грн)}.$$

Затрати:

$$Z = P_n \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 41885 + 8132,04 = 13158,24 \text{ (тис. грн.)}$$

Результати розрахунку техніко-економічних показників записані в таблицю 13.1.

Таблиця 13.1 – Результати розрахунку техніко-економічних показників

	Час втрат, год	Сумарні втрати е/е в трансформаторах, кВт·год	Витрати, тис. грн.	Затрати, тис. грн.	Капітальні витрати, тис. грн.
Схема 1	6761,1	44487740,74	41845	12782,29	41845
Схема 2	6761,1	48451622,22	41885	13158,24	41885

$$\delta = \frac{13158,24 - 12782,29}{13158,24} \cdot 100\% = 2,9\%$$

Варіанти структурних схем АЕС відрізняються за капітальними витратами на 2,9%. Два варіанти майже однакові по затратах, тому обираємо схему 2.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі була спроектована електрична станція конденсаційного типу. Спроектована станція призначена для видачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району.

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції. Для спроектованої КЕС було обрано десять котлів типу Пп-950/255ГМ продуктивністю 950 т/год.

Для установки на КЕС було обрано дві турбіни типу К-300-240 номінальною потужністю $P_{\text{ном}} = 300$ МВт, дві турбіни типу К-500-240 номінальною потужністю 500 МВт, одну турбіну типу К-800-240 номінальною потужністю 800 МВт.

Основне електротехнічне обладнання, яке було обрано для спроектованої станції: два турбогенератори типу ТГВ-300-2У3 ($P_{\text{ном}} = 300$ МВт), два турбогенератори типу ТГВ-500-2У3 ($P_{\text{ном}} = 500$ МВт) і один турбогенератор типу ТГВ-800-2У3 ($P_{\text{ном}} = 800$ МВт), два трансформатори типу ТДЦ-400000/110 ($S_{\text{ном}} = 400$ МВА); два трансформатори типу ТНЦ-630000/330 ($S_{\text{ном}} = 630$ МВА); трансформатор типу ТЦН-1000000/330 ($S_{\text{ном}} = 1000$ МВА); два автотрансформатори зв'язку типу АТДЦТН-250000/330/110 ($S_{\text{ном}} = 250$ МВА), кількість, тип, потужність і напруга трансформаторів власних потреб: 2×ТДНС-10000/35 ($S_{\text{ном}} = 10$ МВА, 20/6,3 кВ); 2×ТДНС-16000/20, ($S_{\text{ном}} = 16$ МВА, 20/6,3 кВ); ТРДНС-25000/35, ($S_{\text{ном}} = 25$ МВА, 24/6,3-6,3 кВ); ТРДН-40000/110, ($S_{\text{ном}} = 40$ МВА, 115/6,3-6,3 кВ); ТРДНС-40000/35, ($S_{\text{ном}} = 40$ МВА, 38,5/6,3-6,3 кВ).

Видача електроенергії в енергосистему відбувається на напрузі 330 кВ, забезпечення електроенергією місцевих споживачів – на напрузі 110 кВ. Обидва розподільчі пристрої 330 і 110 кВ – відкриті розподільчі пристрої (ВРП). В якості схеми ВРП 330 кВ була прийнята схема зв'язаних шестикутників, від ВРП відходить шість повітряних ліній електропередач (ПЛЕП) 330 кВ, які зв'язують КЕС і енергосистему. В якості схеми ВРП 110 кВ також була прийнята схема зв'язаних шестикутників, від неї відходять чотирнадцять ПЛЕП 110 кВ.

Розподільчі пристрої власних потреб 6 і 0,4 кВ виконані по схемі з однією системою збірних шин.

Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників та акумуляторної батареї.

Порівняльний аналіз високовольтних вимикачів свідчить про те, що на сьогоднішній день найефективнішими, якісними та надійними є елегазові та вакуумні високовольтні вимикачі. Виробники комутаційних апаратів цього типу з кожним роком вдосконалюють їхню якість та ефективність, що призводить до того, що масляні вимикачі практично припинено виробляти. При будівництві нових об'єктів та технічному модернізації старих об'єктів надається перевага виключно елегазовим та вакуумним високовольтним вимикачам. Лише такі вимикачі можуть гарантувати високу надійність електропостачання споживачів та повністю відповідають нормам безпеки обслуговування, пожежної безпеки та екологічних стандартів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
2. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.
3. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч. 2 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,13 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2012.
4. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.
5. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова. К. : НАУ, 2018. 312 с.
6. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.
7. Бардик Є.І., Лукаш Н.П. Електрична частина електростанцій і підстанцій: навчальний посібник. К. НТУУ «КПІ» 2011р. 220с.
8. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.

9. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. Харків: ТОВ «В справі», 2016. 260 с.
10. Аввакумов В. Г. Перехідні процеси в системах електропостачання: елементи теорії, програми, ілюстрації : навчальний посібник / В. Г. Аввакумов, Л. Б. Терешкевич. Вінниця : ВНТУ, 2008. 241 с.
11. Тептя В. В., Кулик В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах. Конспект лекцій. Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183 с.
12. Друга редакція додатку до кодексу системи передачі «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки» НЕК «Укренерго».
13. Свиридов М. П. Перехідні процеси. Розрахунок статичної і динамічної стійкості електричної мережі : навч. посібник / М. П. Свиридов, В. В. Тептя. Вінниця : ВНТУ, 2017. 99 с.
14. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків : ТОВ «В справі», 2016. 260 с.
15. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс : навчальний посібник. – Х. : Точка, 2012. – 340 с. – ISBN 978-617-669-015-3.
16. Журахівський А. В., Казанський С. В., Матеєнко Ю. П. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. – 457 с.
17. Романченко Ю.А., Петухов О. Г., Резнік І. О. Порівняльний аналіз різних типів високовольтних вимикачів. Майбутній науковець – 2021 : матеріали всеукр. наук.- практич. конф. з міжнар. участю. Сєверодонецьк: СНУ ім. В. Даля, 2021. – С. 160-162.
18. Михайлюк Р. І., Мисенко С. В., Кутін В. М., Рубаненко О. Є. Досвід та перспективи експлуатації елегазових вимикачів у Південно-Західній енергетичній системі. Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 3. – С. 34–37.

19. Кутін В. М., Рубаненко О. Є., Мисенко С. В. Досвід впровадження та забезпечення надійності елегазових вимикачів в умовах експлуатації. Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 1. – С. 1–7.
20. Лагутін В. М., Бурикін О. Б., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. I. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів. Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2013. 93 с.
21. Лагутін В. М., Лесько В. О., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. II. Ремонт електричних машин та трансформаторів. Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2015. 115 с.
22. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.
23. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 2400 МВт з дослідженням питань експлуатації високовольтних вимикачів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Мількевич В.О.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Малогулко Ю.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

_____ (підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 2400 МВТ З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ»

08-21.МКР.005.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

_____ Малогулко Ю.В.

(підпис)

Магістр групи 2ЕС-22м

_____ Мількевич В.О.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена тим, що актуальність досліджень обумовлена тим, що у зв'язку із значним фізичним та моральним зношенням основного обладнання більшість енергоблоків теплових електростанцій України не відповідають вимогам ефективного і екологічно безпечного використання паливних ресурсів, надійності та безпеки експлуатації обладнання. Тому виникає необхідність в модернізації існуючих КЕС України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;
- б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – спроектувати електричну частину КЕС потужністю 2400 МВт з дослідженням питань експлуатації високовольтних вимикачів;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк П.Д., Лагутін В.М., Тептя В.В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
2. Тептя В.В., Кулик В.В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах. Конспект лекцій. Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183 с.
3. Лагутін В. М., Лесько В. О., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. II. Ремонт електричних машин та трансформаторів. Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2015. 115 с.
4. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.
5. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 185 км; паливо – газ; максимальна потужність, що віддається в систему 1400 МВт; номінальна потужність системи 29000 МВА; номінальний опір системи 0,11 в.о.; номінальна напруга системи 330 кВ; максимальне навантаження місцевого району 600 МВт; номінальна напруга мережі району 110 кВ.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність виконання оптимізації.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Графіки електричних навантажень станції	27.09.23	08.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Вибір основного обладнання	09.10.23	15.10.23	розділ 2
4	Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції	16.10.23	22.10.23	розділ 3
5	Вибір схеми власних потреб електростанції. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок термічної дії струмів КЗ.	23.10.23	29.10.23	розділ 4
6	Вибір струмоведучих частин. Вибір комутаційного обладнання. Вибір вимірювальних трансформаторів.	30.10.23	05.11.23	розділ 5,6
7	Вибір розрядників та акумуляторної батареї. Дослідження питань експлуатації високовольтних вимикачів.	06.11.23	12.11.23	розділ 7,8,9

8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	13.11.23	19.11.23	пояснювальна записка
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	20.11.23	18.12.23	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ. ДОСЛІДЖЕННЯ БЕЗПЕКИ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЇ 110 КВ В УМОВАХ ДІЇ ЗАГРОЗЛИВИХ ЧИННИКІВ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ

Надзвичайні ситуації (НС) характеризуються якісними і кількісними критеріями. До якісних критеріїв відносяться раптовість і швидкість розвитку подій. До кількісних критеріїв потрібно відносити, наприклад, потужність факторів ураження, що може привести до людських жертв, руйнувань будинків, споруд, виведенню великих територій із використання, екологічних наслідків.

На підстанціях використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та ін.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

В радіоелектронній апаратурі радіація викликає зворотні і незворотні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів схеми, що приведе до пошкодження апаратури.

На підстанціях приймачами електромагнітного випромінювання є предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, трансформаторне обладнання, кабельні лінії, системи релейного захисту.

Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом, може бути пошкоджена внаслідок електромагнітного випромінювання.

Іонізуюче випромінювання взаємодіючи із середовищем спричиняє виникнення електричних зарядів різних знаків, що дуже небезпечно для електричних мереж.

Створення нормальних умов роботи електричних підстанцій у НС дуже важливе в плані забезпечення безпеки важливих підприємств і обороноздатності країни, зменшення збитків від пошкоджень окремих елементів мереж та недовідпуску електричної енергії.

Дослідження безпеки роботи підстанції 330 умовах дії іонізуючих випромінювань

Іонізуюче випромінювання, проходячи через біологічні тканини, викликає їх іонізацію, призводить до утворення позитивних і негативних іонів, до складних функціональних і морфологічних змін. Молекули води, що входять до складу організму розпадаються утворюючи вільні атоми та радикали, які мають велику окислювальну здатність. Вільні радикали пошкоджують тканини і порушують нормальні біохімічні процеси у живій тканині. Залежно від поглинутої дози ці зміни можуть бути зворотними і незворотними.

В таблиці В.1 для кожного елемента наведені граничні значення потужності дози опромінення, при якій в елементах можуть виникнути зворотні процеси.

Таблиця В.1– Граничні значення експозиційних доз

№	Система підстанції	Блок системи	Елементи	$P_{зв.і}$	$P_{зв.мін}$
1	Система зберігання даних	Процесорний блок	Мікроконтролер Atmel 8515	10^5	10^4
			Транзистор КТ3102	10^5	
		Блок живлення	Мікросхема КРЕН 8505	10^5	
2	Станційний пульт керування	Блок відображення	Мікросхеми АЛС324	10^4	
			Транзистор КП301	10^5	
		МПК	Резистор МЛТ-0,125	10^7	
3	Система Зв'язку	Блок пам'яті	Конденсатор РНЕ840Е	10^7	
			Блок прийому і Передачі	Конденсатор КМ	10^7
		Конденсатор К50-35		10^7	
		Оптична система		Оптична пара АОД 103	10^5
			Діодний місток КЦ 105	10^6	
		Резистор ОМЛТ	10^6		

Проаналізувавши дані таблиці, визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $P_{зв.мін} = 10^4$ Р є діоди загального призначення.

Розрахуємо граничне значення потужності експозиційної дози:

$$P_{зр} = K_{над} \cdot P_{зв.мін} \cdot K_{посл} [P/год]; \quad (B.1)$$

$$P_{зр} = 0,95 \cdot 10^4 \cdot 2 = 19000 [P/год];$$

де $K_{над}$ - коефіцієнт надійності (приймається $K_{над} = 0,95$);

$P_{зв.мін}$ - потужність експозиційної дози, яка відповідає початку зворотних змін в елементах;

$K_{посл}$ - коефіцієнт послаблення радіації (приймається $K_{посл} = 2$).

Розрахуємо допустимий час роботи підстанції:

$$t_{дон} = \left(\frac{D_{зр} \cdot K_{посл}}{2P_1} + \sqrt{t_n} \right)^2 [год]; \quad (B.2)$$

$$t_{дон} = \left(\frac{10^6 \cdot 2}{2 \cdot 19000} + \sqrt{1} \right)^2 = 2876,17 [год];$$

Таким чином, розроблювальний пристрій в умовах іонізуючих випромінювань буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози від 0 до 19000 Р/год, а допустимий час її безвідмовної роботи може скласти 2876 годин або 119 днів.

Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) - вражаючий фактор ядерної зброї, а також будь-яких інших джерел ЕМІ (наприклад блискавки, спеціальної електромагнітної зброї, короткого замикання в обладнанні великої потужності і т.д.).

Значні порушення викликає електромагнітний імпульс у роботі цифрових та контрольних пристроїв. Великі електричні потенціали відносно землі, які виникають на екранах, жилах кабелів, антенно-фідерних пристроях та провідних лініях зв'язку, виникають внаслідок дії ЕМІ і можуть являти небезпеку для обслуговуючого персоналу.

При оцінюванні впливу ЕМІ на струмоведучі частини необхідно враховувати вертикальну та горизонтальну складову напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значення напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках.

Використовуємо для розрахунку такі дані $U_{ж}=220$ В, $l_{г}=0,3$ м.

Визначаємо коефіцієнти безпеки:

$$K_{\theta} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{\theta(z)}} \geq 40 [\text{дБ}], \quad (\text{В.3})$$

де U_{∂} - допустимі коливання напруги живлення, В;

$U_{\theta(z)}$ - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу в вертикальних(горизонтальних струмопровідних частинах, В.

Розраховуємо спочатку допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\partial} = U_{жс} + \frac{U_{жс}}{100} \cdot N [B], \quad (\text{В.4})$$

де $U_{жс}$ - робоча напруга живлення, В;

N - допустимі коливання напруги, %.

Визначаємо максимальну очікувану напругу в горизонтальних лініях:

$$U_{\theta} = \frac{U_{\partial}}{10^{K/20}} [B] \quad (\text{В.5})$$

де K - коефіцієнт безпеки ($K=40$ дБ).

Розраховуємо вертикальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_{\theta} = \frac{U_{\theta}}{l_{\theta}} [B / M] \quad (\text{В.6})$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_{\theta} = 10^{-3} \cdot E_{\theta} [B / M] \quad (\text{В.7})$$

Підставивши відомі значення у формули (В.4, ..., В.7) отримаємо:

$$U_{\partial} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 [B]; U_2 = \frac{231}{10^{40/20}} = 2,31 [B];$$

$$E_{\partial} = \frac{2,31}{0,3} = 7,7 [B / м] \quad E_2 = 10^{-3} \cdot 7,7 = 0,077 [B / м]$$

Таким чином обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях E_{∂} до 7,7 В/м.

Розробка превентивних заходів по забезпеченню безпеки роботи підстанції 330 кВ у надзвичайній ситуації

Для підвищення безпеки роботи підстанції у мережах електропостачання виконуються заходи із переведення повітряних ліній електропередач на підземні, а ліній, прокладених на стінах і перекриттях будинків та споруд, — на лінії, прокладені під підлогою перших поверхів (у спеціальних каналах). При монтажі нових й реконструкції електричних мереж встановлюють автоматичні вимикачі, які за коротких замикань і за виникнення перенапруг відключають пошкоджені ділянки. Перенапруги в лініях електропередач можуть бути внаслідок руйнацій чи ушкоджень окремих елементів системи енергопостачання об'єкта, і навіть при впливі електромагнітних полів. Для підвищення стійкості роботи об'єкта до виливу ЕМІ також необхідно провести наступні заходи:

- 1) кабель живлення двигунів екранувати, помістивши в сталеві труби, а на входах двигунів встановити швидкодіючі відключаючі пристрої (розрядники);
- 2) розвідну мережу блоку управління прокласти в сталевих трубах, а пульт управління і блоки управління закрити заземленими екранами, екрани заземлити;
- 3) на входах і виходах пульта управління і блоків управління встановити швидкодіючі відключаючі пристрої і розрядники, плавкі запобіжники.

Також в даному пункті нами проведено дослідження роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників у надзвичайній ситуації, в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу. З розрахунків ми бачимо що підстанція при дії іонізуючих випромінювань буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози від 0 до 19000 Р/год, а допустимий час її безвідмовної роботи може скласти 2876 годин або 119 днів, обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях E_{∂} до 7,7 В/м.

Вінницький національний технічний університет
Кафедра електричних станцій та систем

«Електрична частина конденсаційної електростанції
потужністю 2400 МВт з дослідженням питань
експлуатації високовольтних вимикачів»

Виконав: ст. гр. 2ЕС-22м Мількевич В.О.
Керівник: к.т.н., доцент Малогулко Ю.В.

Вінниця 2023

Актуальність та задачі дослідження

Актуальність будівництва та проектування теплових (конденсаційних) електричних станцій може бути обумовлена кількома факторами:

1. Зростання енергопотреб: з розвитком економіки та збільшенням кількості електроніки та електричних пристроїв може зростати попит на електроенергію, що вимагає розширення енергетичної інфраструктури.
2. Перехід до відновлюваних джерел енергії: з поширенням використання відновлюваних джерел енергії (сонячна, вітрова, гідроенергетика) може змінюватися структура електроенергетичних систем. Теплові електричні станції можуть використовуватися як доповнення до цих відновлюваних джерел.
3. Технологічний розвиток: впровадження нових технологій в теплових електричних станціях може покращити їхню ефективність та знизити викиди. Також може бути розвиток технологій для використання альтернативних видів палива.
4. Енергетична безпека: розвиток теплових електричних станцій може також бути важливим для забезпечення енергетичної безпеки країни та регіону.

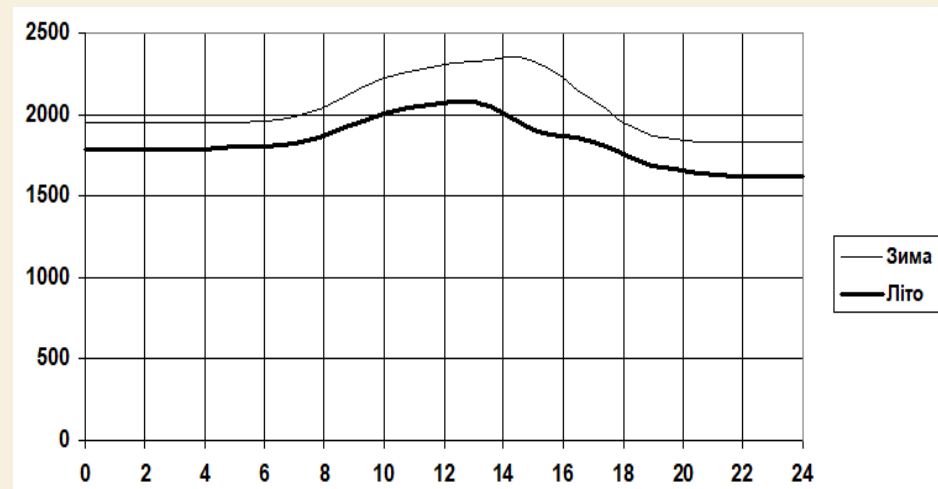
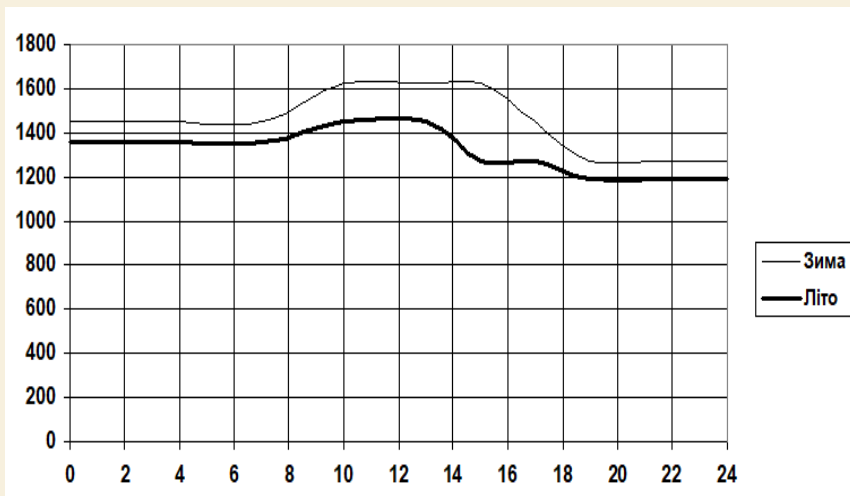
Один із можливих виходів із цієї ситуації - це проведення реконструкції існуючих та будівництво нових електростанцій, зокрема, розробка електричної частини конденсаційної електростанції (КЕС). Ці електростанції, як правило, будуються поруч із джерелами палива, оскільки транспортування його на великі відстані є економічно нецільовим. Електроенергія, що генерується, передається до місць споживання через лінії електропередач високої напруги. Ключовою умовою для вибору місця будівництва КЕС є наявність джерела водопостачання.

Однак КЕС мають обмежену маневреність. Це означає, що підготовка до пуску, синхронізація і набір навантаження блоку вимагають великої кількості часу - від 3 до 6 годин. Тому для турбогенераторів КЕС важливий режим роботи з рівномірним навантаженням, яке змінюється від технічного мінімуму до номінальної потужності.

Метою магістерської кваліфікаційної роботи є спроектувати електричну частину КЕС потужністю 2400 МВт з дослідженням питань експлуатації високовольтних вимикачів.

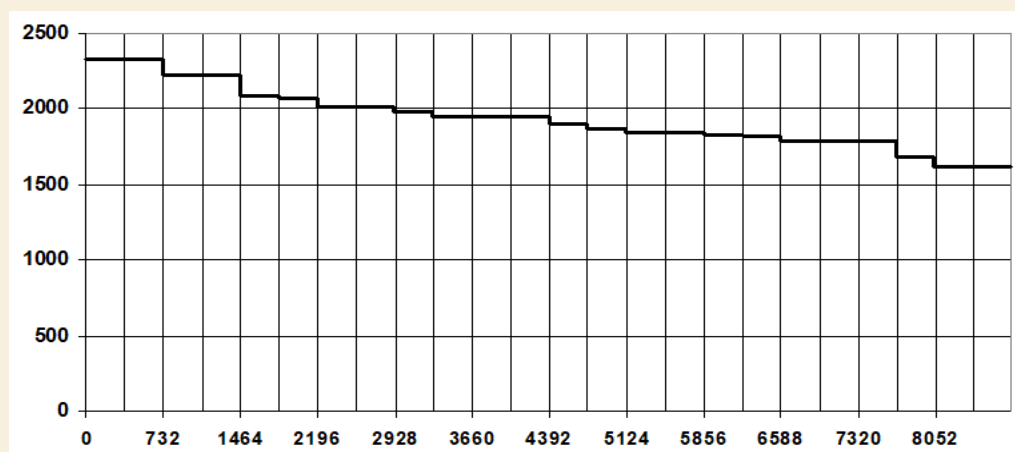
Об'єктом дослідження є електрична частина КЕС. **Предметом** даної роботи є дослідження використання нормативних документів в галузі електроенергетики.

Графіки електричних навантажень



Графік навантаження місцевого району

Графік навантаження системи



Річний графік навантаження

Вибір основного обладнання

Технічні характеристики турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, ата	Температура свіжого пару, °С	Температура проміжного перегріву, °С	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год
К-300-240	300	240	560	565	890
К-500-240	500	240	560	565	1500
К-800-240 (одновальна)	800	240	560	565	2560

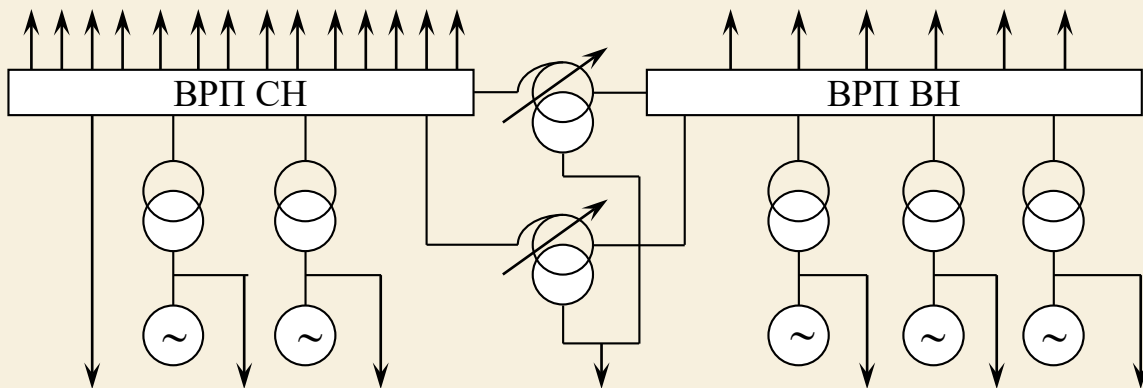
Параметри котлоагрегату

Марка котлоагрегату	Продуктивність, т/ГОД	Електр. потужність, МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на виході, ата	Температура пари, °С		
				Перв.	Втор.	
ПП-950/255ГМ	950	300	255	565	570	Газ, мазут

Технічні характеристики електричних генераторів

Марка	Потужність		Напруга U_{H1} , кВ	I_H , кА	$\cos\varphi_H$	x''_d
	S, МВА	P, МВт				
ТГВ-300-2У3	353	300	20	10,2	0,85	0,195
ТГВ-500-2У3	588	500	20	17	0,85	0,243
ТГВ-800-2У3	941	800	24	22,65	0,85	0,272

Вибір структурної схеми станції



Структурна схема станції

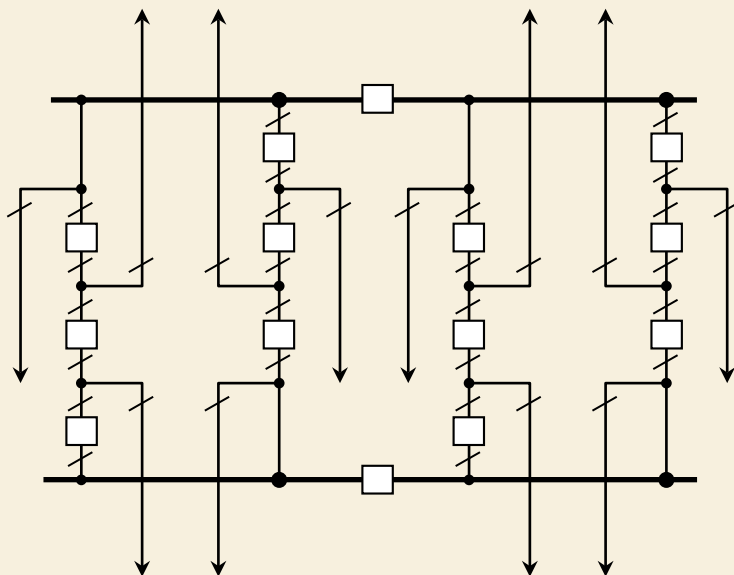


Схема проектованої КЕС

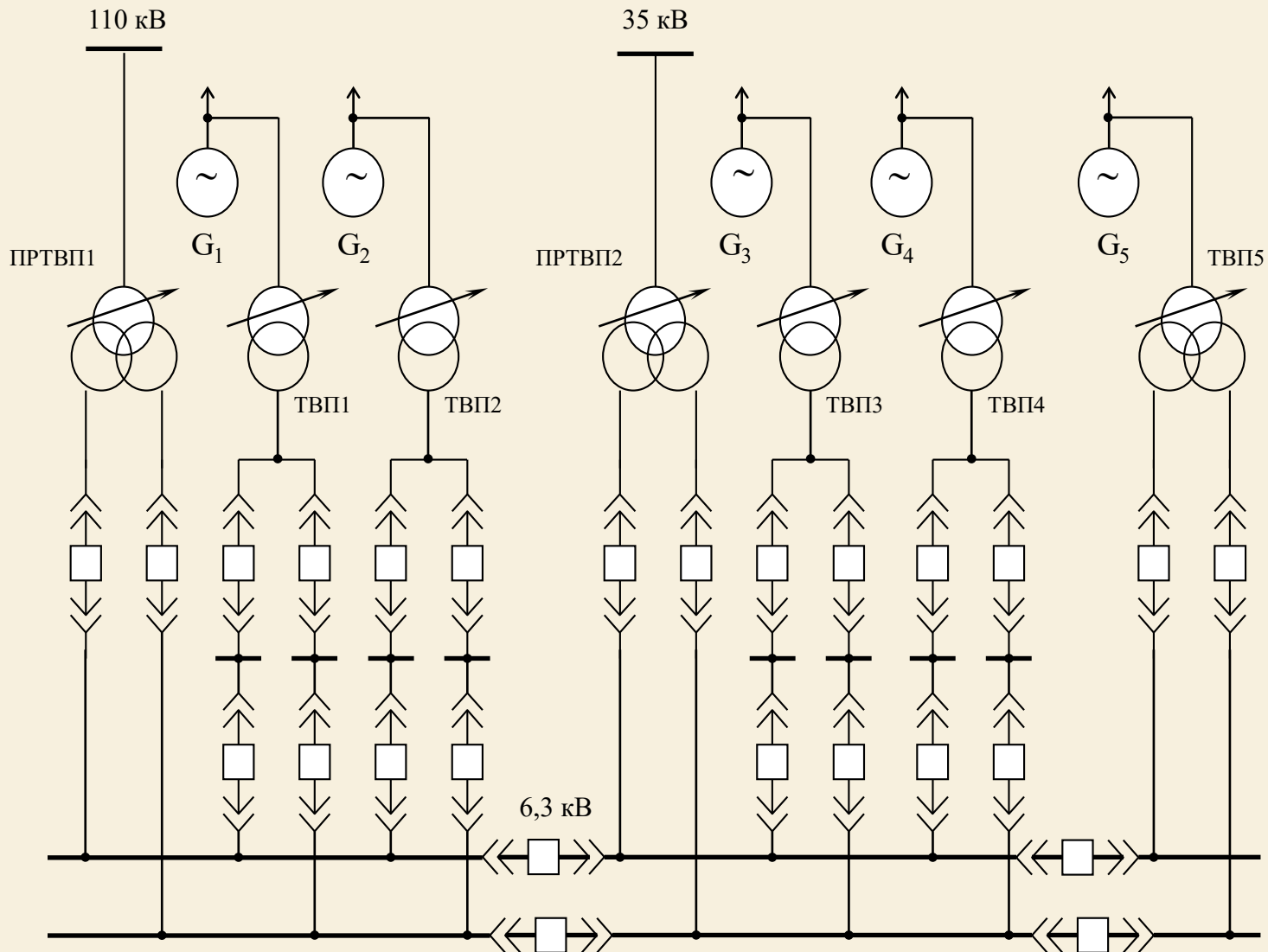
Вибір трансформаторів

Марки та параметри трансформаторів

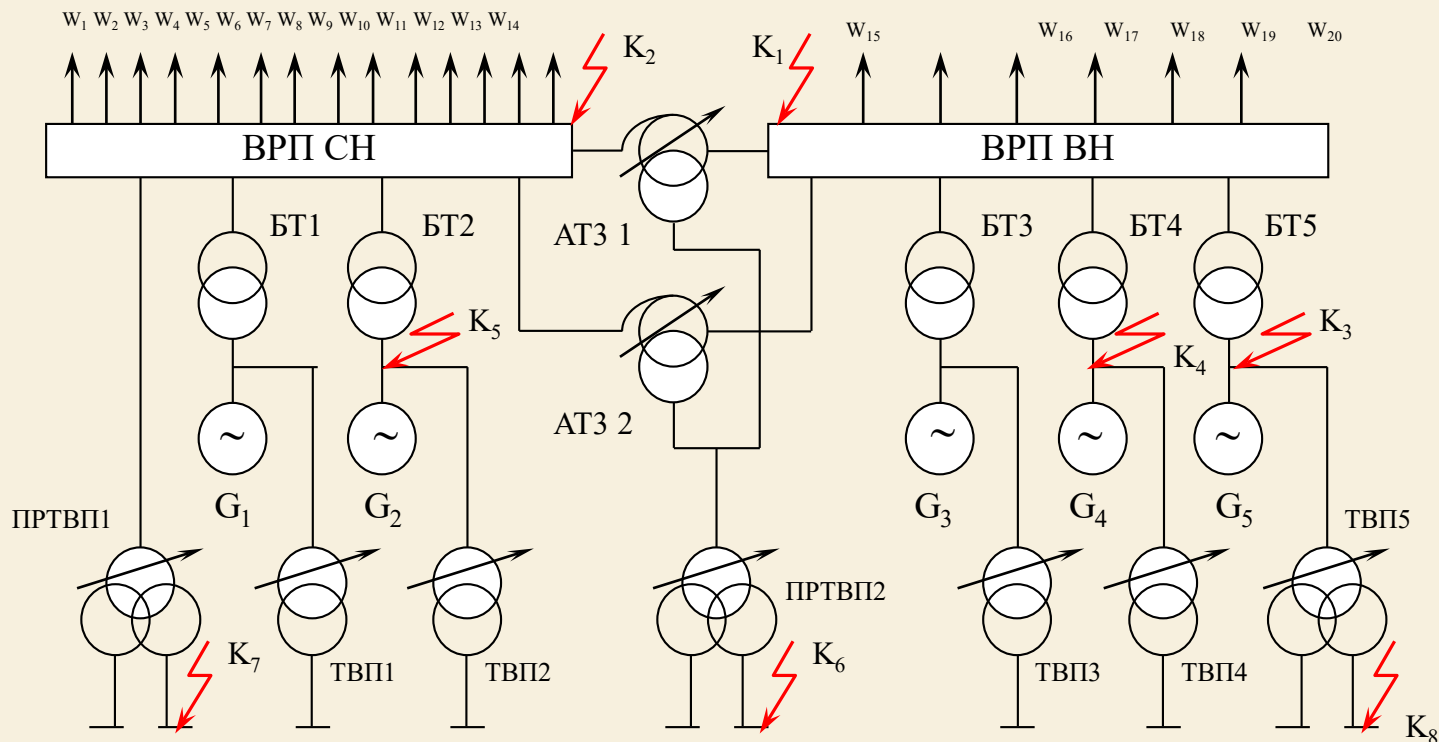
Позн. на схемі	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			$U_k, \%$		
			ВН	СН	НН	ВН-НН	ВН-СН	СН-НН
БТ 1, 2	ТДЦ-400000/110	400	121	–	20	10,5	–	–
БТ 3, 4	ТНЦ-630000/330	630	347	–	20	11,5	–	–
БТ5	ТЦН-1000000/330	1000	347	–	24	11,5	–	–
ТВП 1, 2	ТДНС-10000/35	10	20	–	6,3	8	–	–
ТВП 3, 4	ТДНС-16000/20	16	20	–	6,3	10	–	–
ТВП 5	ТРДНС-25000/35	25	24	–	6,3-6,3	10,5	–	30*
ПРТВП 1	ТРДН-40000/110	40	115	–	6,3-6,3	10,5	–	30*
ПРТВП 2	ТРДНС-40000/35	40	38,5	–	6,3-6,3	12,7	–	40*
АТЗ 1, 2	АТДЦТН-250000/330/110	250	330	121	38,5	54	10,5	42

*Примітка: для трансформаторів з розщепленою обмоткою НН в колонці $u_{k \text{ СН-НН}}$ наведені $u_{k \text{ НН1-НН2}}$.

Схема електрозабезпечення системи власних потреб



Розрахунок струмів короткого замикання



Розташування точок короткого замикання

Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

№	Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр реєструючий	Н-393	—	10	—
2	Ватметр	Д-304	0,5	—	0,5
3	Варметр	Д-304	0,5	—	0,5
4	Лічильник активної енергії	САЗ-І670	2,5	—	2,5
5	Ватметр реєструючий	Н-395	10	—	10
6	Ватметр (щит турбіни)	Д-304	0,5	—	0,5

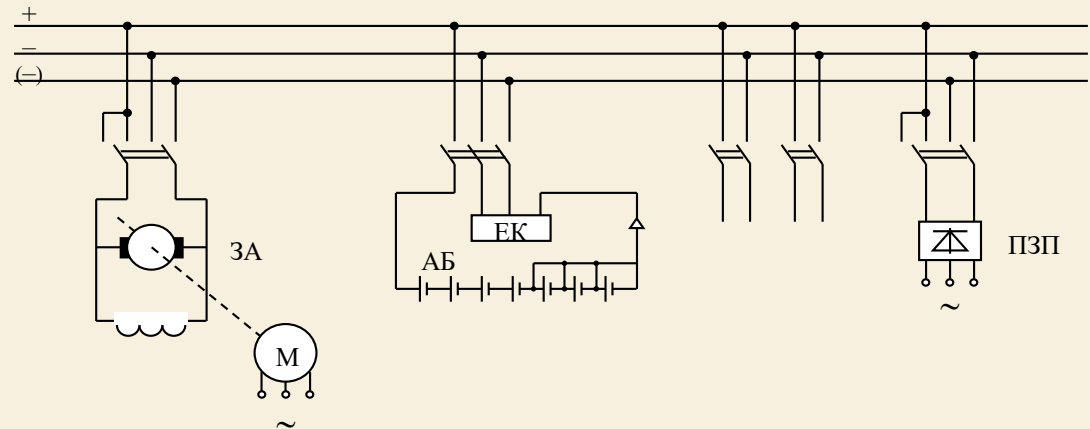
Назва	Тип	S однієї котушки	К-ть котушок	cos φ	sin φ	P, Вт	Q, В·Ар	14	10	14
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	2	—			
Ватметр	Д-304	2	2	1	0	4	—			
Ватметр (щит турбіни)	Д-304	2	2	1	0	4	—			
Варметр	Д-304	2	2	1	0	4	—			
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	10	—			
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	10	—			
Лічильник активної енергії	САЗ-І670	1,5 Вт	2	0,38	0,92	3	7,3			
Ватметр реєструючий	Н-395	10	2	1	0	20	—			
Вольтметр реєструючий	Н-393	10	1	1	0	10	—			
Частотомір	Е-362	1	1	1	0	1	—			
Частотомір (щит турбіни)	Е-362	1	1	1	0	1	—			

Вибір розрядників та акумуляторної батареї

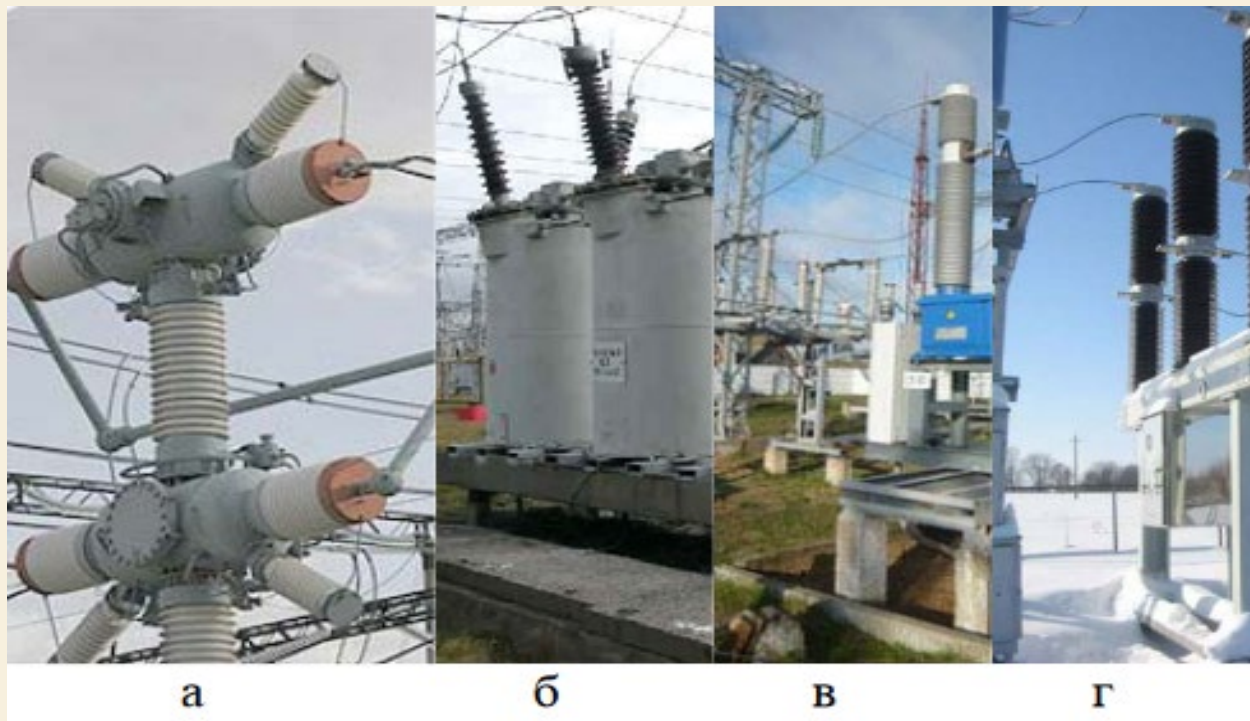
Розрахунок навантаження установки постійного струму

Електроприймач	К-ть	$P_{ном},$ кВт	$I_{ном},$ А	$I_{розр},$ А	$I_{пуск},$ А	$I_{ав},$ А	$I_p,$ А
Постійне навантаження	—	—	—	35	—	35	35
Аварійне освітлення	—	—	—	180	—	180	—
Привід вимикачів: 3×МГ-10+ПС-31	3	—	155	—	—	—	465
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасосу ущільнень генератора	1	42	216	190	540	190	540
Електродвигун аварійного маслонасосу змазки турбін	1	42	216	140	540	140	140
Разом						575	1210

Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійної підзарядки (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ПЗП – підзарядний пристрій; ЗА – зарядний агрегат; Д – привідний електродвигун змінного струму)



Дослідження питань експлуатації високовольтних вимикачів



Високовольтні вимикачі різних типів:

а – повітряні,

б – оливні,

в – вакуумні,

г – елегазові

різних типів

Вимикач	Умови експлуатації	Умови експлуатації в навколишньому середовищі	Обслуговування	Вплив навколишнього середовища	Зносостійкість	Габарити
Елегазовий	Немає ризику виникнення вибуху або зовнішніх проявів	Екологічно небезпечний (при утилізації або витоку)	Змащення механізмів керування в мінімально-му обсязі	Нечутливі: повністю запаяна герметична камера	Висока	Невеликі
Вакуумний	Немає ризику виникнення вибуху або зовнішніх проявів	Відсутність забрунення навколишнього середовища	Мастило механізмів керування в мінімально-му обсязі	Нечутливі: повністю запаяна герметична камера	Висока	Невеликі
Оливний	Ризик виникнення пожежі або вибуху	Екологічно небезпечний	Періодична заміна олії (необоротна деструкція олії при кожному відключенні)	Властивості середовища відключення можуть погіршуватися під впливом факторів навколишнього середовища (вологість, пил тощо)	Псередня	Відносно великі
Повітряний	Вибухо- та пожежобезпечний	Безпечний	Часта заміна дугогасних контактів, періодичне технічне обслуговування механізму упавління	Вплив температури навколишнього середовища, необхідність у додаткових установках	Середня	Установка, що вимагає великих відстаней

Висновок

В магістерській кваліфікаційній роботі була спроектована електрична станція конденсаційного типу. Спроекована станція призначена для видачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району.

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції. Для спроектованої КЕС було обрано десять котлів типу Пп-950/255ГМ продуктивністю 950 т/год. Для установки на КЕС було обрано дві турбіни типу К-300-240 номінальною потужністю $P_{\text{ном}} = 300$ МВт, дві турбіни типу К-500-240 номінальною потужністю 500 МВт, одну турбіну типу К-800-240 номінальною потужністю 800 МВт. Основне електротехнічне обладнання, яке було обрано для спроектованої станції: два турбогенератори типу ТГВ-300-2У3 ($P_{\text{ном}} = 300$ МВт), два турбогенератори типу ТГВ-500-2У3 ($P_{\text{ном}} = 500$ МВт) і один турбогенератор типу ТГВ-800-2У3 ($P_{\text{ном}} = 800$ МВт), два трансформатори типу ТДЦ-400000/110 ($S_{\text{ном}} = 400$ МВА); два трансформатори типу ТНЦ-630000/330 ($S_{\text{ном}} = 630$ МВА); трансформатор типу ТЦН-1000000/330 ($S_{\text{ном}} = 1000$ МВА); два автотрансформатори зв'язку типу АТДЦТН-250000/330/110 ($S_{\text{ном}} = 250$ МВА), кількість, тип, потужність і напруга трансформаторів власних потреб: 2×ТДНС-10000/35 ($S_{\text{ном}} = 10$ МВА, 20/6,3 кВ); 2×ТДНС-16000/20, ($S_{\text{ном}} = 16$ МВА, 20/6,3 кВ); ТРДНС-25000/35, ($S_{\text{ном}} = 25$ МВА, 24/6,3-6,3 кВ); ТРДН-40000/110, ($S_{\text{ном}} = 40$ МВА, 115/6,3-6,3 кВ); ТРДНС-40000/35, ($S_{\text{ном}} = 40$ МВА, 38,5/6,3-6,3 кВ).

Видача електроенергії в енергосистему відбувається на напрузі 330 кВ, забезпечення електроенергією місцевих споживачів – на напрузі 110 кВ. Обидва розподільчі пристрої 330 і 110 кВ – відкриті розподільчі пристрої (ВРП). В якості схеми ВРП 330 кВ була прийнята схема зв'язаних шестикутників, від ВРП відходить шість повітряних ліній електропередач (ПЛЕП) 330 кВ, які зв'язують КЕС і енергосистему. В якості схеми ВРП 110 кВ також була прийнята схема зв'язаних шестикутників, від неї відходять чотирнадцять ПЛЕП 110 кВ. Розподільчі пристрої власних потреб 6 і 0,4 кВ виконані по схемі з однією системою збірних шин. Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольної-вимірювальної апаратури, розрядників та акумуляторної батареї.

Порівняльний аналіз високовольтних вимикачів свідчить про те, що на сьогоднішній день найефективнішими, якісними та надійними є елегазові та вакуумні високовольтні вимикачі. Виробники комутаційних апаратів цього типу з кожним роком вдосконалюють їхню якість та ефективність, що призводить до того, що масляні вимикачі практично припинено виробляти. При будівництві нових об'єктів та технічному модернізації старих об'єктів надається перевага виключно елегазовим та вакуумним високовольтним вимикачам. Лише такі вимикачі можуть гарантувати високу надійність електропостачання споживачів та повністю відповідають нормам безпеки обслуговування, пожежної безпеки та екологічних стандартів.