

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Електрична частина конденсаційної електричної станції
потужністю 2800 МВт з дослідженням методів регулювання напруги»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕС-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка з
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Б Баланюк О.Л.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Собчук Н. В.
(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Опонець к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ

Бабенко О. В.
(прізвище та ініціали)

« 09 » 12 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

ЕСС

Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 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

17.09

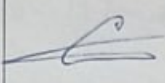
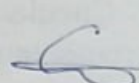
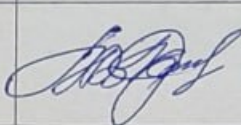
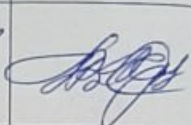
2024 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Баланюку Олексію Любомировичу
 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2800 МВт з дослідженням методів регулювання напруги керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Собчук Н. В.
 затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310
2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Тип палива – вугілля; генератори – 2800 МВт (1x800+5x500); максимальне навантаження місцевого району 250 МВт; напруга мережі району 220 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 1100 МВ; відстань до місця приєднання до енергосистеми 610 км.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина. 2. Методи регулювання напруги. Регулювання напруги на електричних станціях
3. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.
4. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Графіки електричних навантажень станції. 2. Схеми ВРУ 220 кВ та 500кВ. 3. Схема власних потреб станції. 4. Принципові, структурні схеми і статичні характеристики, пристроїв регулювання напруги.

6. Консультанти розділів роботи

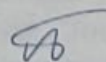
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Собчук Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.09.24	18.09.24	вик
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	19.01.24	08.10.24	вик
3	Електротехнічна частина	09.10.24	22.10.24	вик
4	Дослідження методів регулювання напруги	23.10.24	27.10.24	вик
5	Економічна частина	28.10.24	05.11.24	вик
6	Оформлення пояснювальної записки	06.11.24	17.11.24	вик
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	19.11.24	28.11.24	вик
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР			
9	Рецензування МКР			
10	Захист МКР			

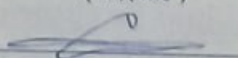
Студент



(підпис)

О.Л. Баланюк

Керівник роботи



Н. В. Собчук

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Баланюк Олексій Любомирович «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2800 МВт з дослідженням методів регулювання напруги». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 111 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 18 назв; рис.: 43; табл. 36.

Магістерська робота присвячена розробці електричної частини конденсаційної електричної станції (КЕС) потужністю 2800 МВт із дослідженням методів регулювання напруги. У роботі проведено аналіз сучасних технологій проектування електричних мереж КЕС, здійснено вибір основного обладнання електричної частини, зокрема генераторів, трансформаторів та систем збудження. Виконано розрахунок електричних параметрів мережі та оптимізацію схем з'єднання елементів для забезпечення мінімальних втрат потужності й високого рівня стабільності напруги.

Особливу увагу приділено дослідженню методів регулювання напруги, таких як автоматичне регулювання збудження генераторів, використання статичних компенсаторів реактивної потужності, синхронних компенсаторів. Проведено моделювання впливу цих методів на роботу станції за різних режимів навантаження. Робота має практичне значення для проектування сучасних конденсаційних електростанцій, а також для вдосконалення систем регулювання напруги у великих енергосистемах.

Ключові слова: конденсаційна електрична станція, регулювання напруги, автоматичне регулювання збудження, статичний компенсатор реактивної потужності, синхронний компенсатор, стабільність напруги, енергоефективність.

ABSTRACT

UDC 621.316.3

Balanyuk Oleksiy Lyubomirovich “Electrical part of a condensing power station with a capacity of 2800 MW with advanced methods of voltage regulation.” Master's qualification for specialty 141 – Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 111 p.

In Ukrainian movie Bibliography: 18 titles; Fig.: 43; table 36.

The master's work is dedicated to the development of the electrical part of a condensing power station (CES) with a capacity of 2800 MW using advanced methods of voltage regulation. The work carried out an analysis of current technologies for the design of electrical lines of the CES, the selection of the main equipment of the electrical part, the protection of generators, transformers and alarm systems was made. The design of the electrical parameters of the circuit and the optimization of the connection circuits of the elements were determined to ensure minimal power consumption and a high level of voltage stability.

Particular attention is paid to the development of voltage regulation methods, such as automatic regulation of generator activation, static compensators, synchronous compensators. A simulation of the integration of these methods into the station's operation for various modes of application was carried out.

The work is of practical importance for the design of daily condensing power plants, as well as for the upgrading of voltage control systems in large power systems.

Key words: condensing power station, voltage regulation, automatic activation regulation, static reactive pressure compensator, synchronous compensator, voltage stability, energy efficiency.

ЗМІСТ

Вступ.....	8
1 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КЕС ПОТУЖНІСТЮ 2800 (1x800+4x500)	10
1.1 Графіки електричних навантажень станції.....	10
1.2 Вибір силового обладнання.....	14
1.3 Вибір структурної схеми станції	15
1.4 Вибір схеми власних потреб КЕС	20
1.5 Вибір схем розподільчих пристроїв	22
1.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	27
1.7. Урахування термічної дії струмів КЗ.....	36
1.8 Вибір комутаційної апаратури	38
1.9. Вибір струмоведучих частин	40
1.10 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	45
1.11 Вибір установки постійного струму.....	48
1.12 Розрахунок заземлюючого пристрою для ВРП-500кВ.....	51
1.13 Розрахунок блискавкозахисту ВРП-500кВ.....	54
2 АНАЛІЗ МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	57
2.1 Зустрічне регулювання напруги	61
2.2 Аналіз регулюючого ефекту напруги на електричних станціях	64
2.3 Регулювання напруги на районній підстанції	66
2.4 Регулювання напруги зміною опору мережі	75
2.5 Регулювання напруги зміною потоків реактивної потужності	78
2.6 Порівняльна характеристика методів регулювання напруги	83
2.7 Впровадження FACTS-технологій у регулювання напруги	85
3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	88
3.1 Визначення кошторисної вартості спорудження проектованої електростанції.....	88
3.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії.....	90
4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ	99

4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт по обслуговуванню ліній електропередачі та проведення робіт під напругою.....	99
4.3 Організаційно-технічні рішення під час виконання робіт під напругою.....	100
4.4 Розрахунок напруженості електричного поля	105
ВИСНОВКИ.....	108
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	109
ДОДАТКИ	

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

ПЗ – пояснювальна записка;

ВН – висока напруга;

НН – низька напруга;

КЕС – Конденсаційні електричні станції

ЛЕП – лінія електропередач;

ПС – підстанція;

ЕМ – електрична мережа;

РП – розподільчий пристрій;

РУ – розподільча установка (розподільчий пристрій);

РПН – регулювання напруги під навантаженням;

ДБН – Державні будівельні норми;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

ДСТУ – Державний стандарт України.

ВСТУП

Актуальність теми Енергетика є основою сучасного технологічного розвитку, а її стабільність та ефективність мають вирішальне значення для забезпечення життєдіяльності суспільства. Конденсаційні електричні станції (КЕС) займають провідне місце у структурі енергетичних систем, оскільки забезпечують базове навантаження завдяки своїй високій потужності та надійності.

Одним із ключових аспектів ефективної роботи КЕС є стабільність напруги в електричній мережі. Підвищення навантаження на енергосистему, інтеграція відновлюваних джерел енергії та зростаючі вимоги до якості електроенергії створюють нові виклики для систем регулювання напруги. Особливо це стосується великих станцій, таких як КЕС потужністю 2800 МВт, де навіть невеликі відхилення напруги можуть призвести до значних втрат енергії, зниження надійності та збільшення витрат на обслуговування.

Актуальність роботи обумовлена необхідністю:

1. Розробки високоефективних систем регулювання напруги, які забезпечать стабільність роботи станції навіть у змінних та аварійних режимах.
2. Використання сучасних методів, таких як автоматичне регулювання збудження, статичні компенсатори реактивної потужності (СТАТКОМ), синхронні компенсатори та FACTS-технології, які значно підвищують ефективність управління електроенергетичною системою.
3. Мінімізації втрат енергії та підвищення енергоефективності в умовах зростаючого попиту на електроенергію.

Розв'язання цих завдань є надзвичайно важливим для забезпечення надійності енергопостачання, зниження експлуатаційних витрат і підвищення конкурентоспроможності енергетичних підприємств. Робота спрямована на задоволення сучасних потреб енергосистем і відповідає пріоритетам розвитку енергетики України та світу.

Мета роботи: розробка електричної частини конденсаційної електричної станції потужністю 2800 МВт та дослідження сучасних методів регулювання напруги для забезпечення стабільної, ефективної та надійної

роботи станції в умовах змінних режимів навантаження та високих вимог до якості електроенергії.

Задачі дипломної роботи: Для досягнення мети передбачається:

- Провести аналіз сучасних технологій та методів регулювання напруги, таких як автоматичне регулювання збудження генераторів, статичні компенсатори реактивної потужності (СТАТКОМ), синхронні компенсатори та FACTS-технології.
- Виконати вибір та розрахунок основного обладнання електричної частини станції, включаючи генератори, трансформатори та системи збудження.
- Дослідити вплив різних методів регулювання напруги на стабільність, енергоефективність і надійність роботи енергосистеми.
- Розробити рекомендації щодо оптимального використання методів регулювання напруги для покращення техніко-економічних показників станції.

Об'єктом дослідження є електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2800 МВт, зокрема її системи регулювання напруги, що забезпечують стабільну роботу станції та інтеграцію в енергосистему за різних режимів навантаження. **Предмет дослідження** - методи регулювання напруги в електричній частині конденсаційної електричної станції потужністю 2800 МВт, зокрема такі технології, як автоматичне регулювання збудження генераторів, використання статичних компенсаторів реактивної потужності (СТАТКОМ), синхронних компенсаторів і FACTS-технологій, а також їхній вплив на стабільність, енергоефективність і надійність роботи енергосистеми.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, техніко-економічного обґрунтування, вибір структурної та технологічної схеми, вибір основного обладнання, розрахунку струмів к.з., розрахунку заземлення, руйнування ізоляції частковими розрядами. Висновки. Список використаної літератури. Основний зміст викладений на 111 сторінках друкованого тексту, містить 34 рисунок, 28 таблиць. Загальний обсяг магістерської роботи 119 сторінки.

1 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КЕС ПОТУЖНІСТЮ 2800 (1x800+4x500)

1.1 Графіки електричних навантажень станції

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 споживання та витрат на власні потреби станції.

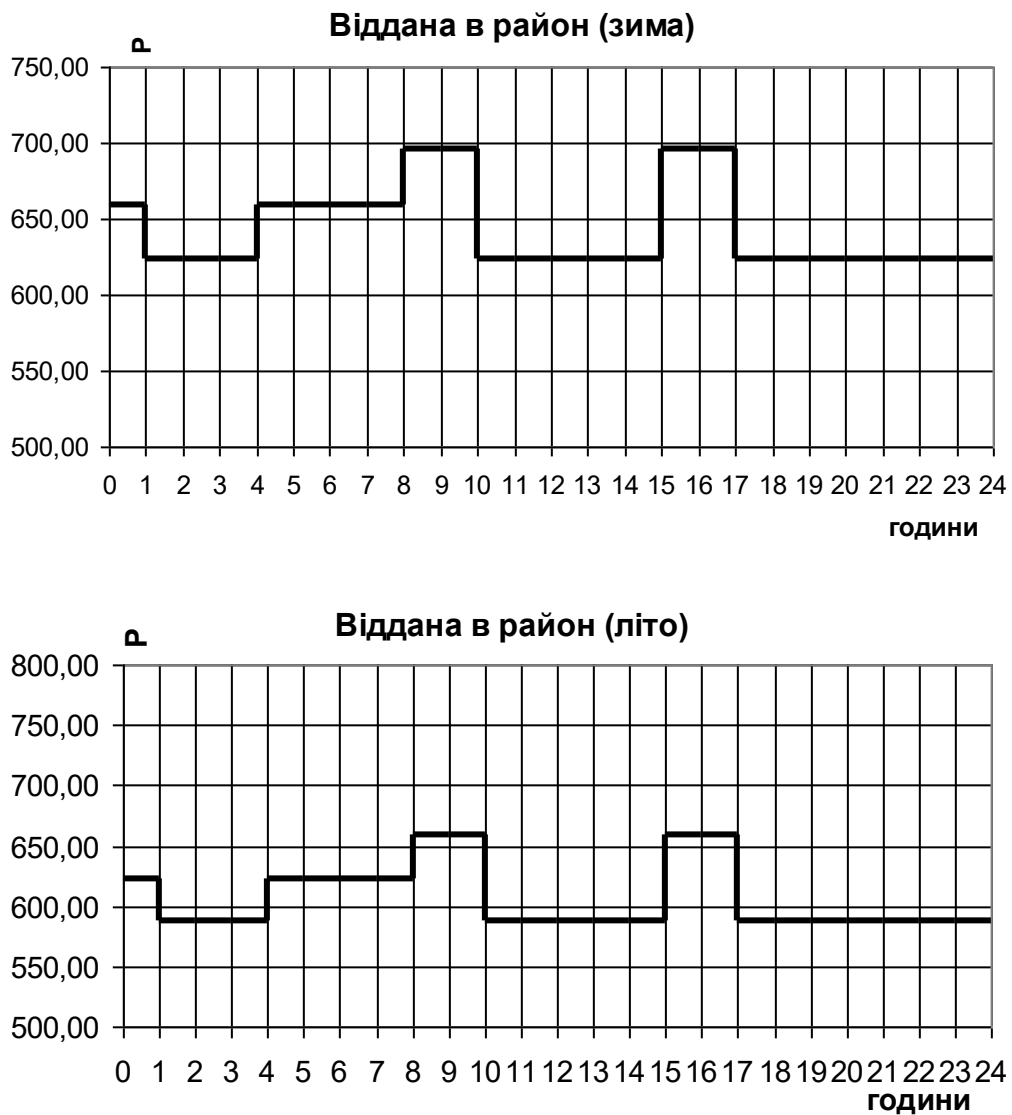
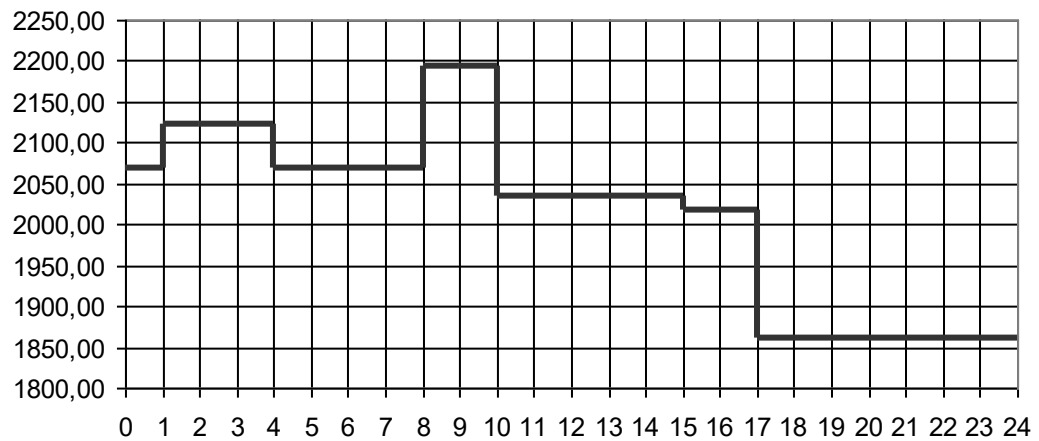


Рисунок 1.1. Графіки потужності, що віддається в місцевий район.



Рисунок 1.2 та 1.3 Вироблена потужність

в систему (літо)



в систему (зима)

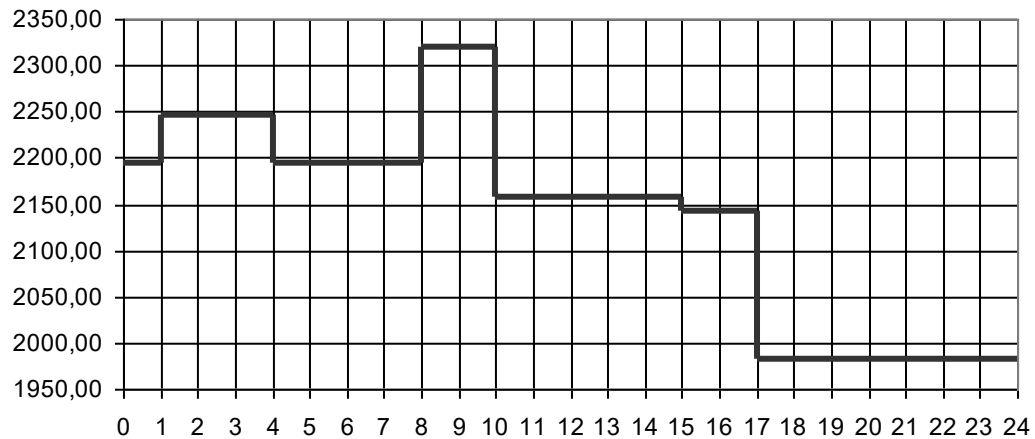


Рисунок 1.4 Потужність віддана в систему.

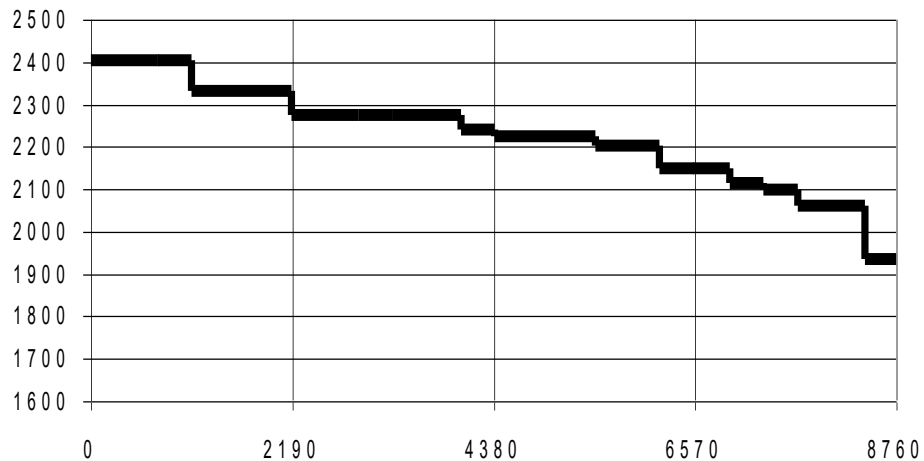


Рисунок 1.5. Вироблена за рік

Розрахунок електричних навантажень здійснюється за наступним алгоритмом :

Навантаження місцевого району, МВт:

$$P_{pt} = P_{pt}' \cdot P_{p \max} / 100 ;$$

де P_{pt}' - навантаження місцевого району, %; $P_{p \max}$ – максимальне навантаження місцевого району, МВт;

Постійні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{1P} = \Delta P_{1}' \cdot P_{p \max} ;$$

де $\Delta P_{1}' = 0.01$;

Змінні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P_{2'} \cdot (P_{pt}^2 / P_{p \max}) ;$$

де $\Delta P_{2'} = 0.06$;

Потужність, що віддається з шин станції в місцевий район, МВт:

$$P_{p \text{ від } t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt};$$

Потужність, яку споживає енергосистема, МВт:

$$P_{ct} = P_{ct'} \cdot P_{c \max} / 100;$$

де $P_{ct'}$ - потужність, яку споживає енергосистема, %; $P_{c \max}$ - максимальне навантаження системи, МВт;

Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт:

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

де $\Delta P_{1''} = 0.02$;

Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P_{c''} \cdot P_{ct}^2 / P_{c \max} ;$$

де $\Delta P_{c''} = 0.14$;

Потужність, яка віддається з шин станції в систему, МВт:

$$P_{c \text{ від } t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} ;$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{\text{від } t} = P_{p \text{ від } t} + P_{c \text{ від } t} ;$$

Потужність, що витрачається на власні потреби станції, МВт:

$$P_{ВП \text{ } t} = [0.4 + 0.6 \cdot (P_{\text{від } t} / P_{вст})] \cdot P_{ВП'} \cdot P_{\text{від } \max} / 100 ;$$

де $P_{вст}$ -встановлена потужність станції, МВт ; $P_{ВП'}$ -максимальне навантаження власних потреб, % ,по відношенню до встановленої потужності станції; $P_{ВП'} = 5$ %; $P_{\text{від } \max}$ –максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт ;

Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт:

$$P_{\text{вир } t} = P_{\text{від } t} + P_{ВП \text{ } t};$$

Для розрахунку графіків електричних навантажень розроблена програма, що реалізує приведений алгоритм. Результати роботи програми приведені в табл.1.1. По результатам розрахунків побудуємо добові графіки

навантаження для зими та літа (рис.1.3, 1,4) та річний графік по тривалості (рис.1.5), приймаючи що зимовий період триває 183 доби, а літній –182 доби.

1.2 Вибір силового обладнання

Вибір турбін

Тип та одинична потужність турбін, які встановлюються на ТЕС, визначаються виходячи з типу та встановленої потужності станції. На КЕС встановлюються конденсаційні турбіни типу К. Технічні характеристики вибраних турбін приведено в табл.1.1.

Таблиця 1.1.- Технічні характеристики турбін.

Тип турбіни	К-800-240	К-500-240
Номінальна потужність, МВт	800	500
Тиск свіжої пари, Мпа	240	240
Витрата свіжої пари при номінальному навантаженні, Т/год	2560	1500
Температура свіжої пари, °С	560	560
Кількість	1	1

Вибір парогенераторів.

Параметри пари (температура, тиск) та кількість котлів на ТЕС визначаються відповідними параметрами парових турбін. Паровиробництво парогенераторів вибирається для блочних КЕС по максимальному пропуску гострої пари через турбіну з врахуванням власних потреб та запасом до 3% [3]. Основні характеристики парогенераторів приведені в табл.1.2.

Таблиця 1.2. Технічні характеристики парогенераторів.

Марка котлоагрегата	Виробництво пари, Т/год	Електрична потужність, МВт	Параметри пари			Паливо	Кількість
			Тиск на вх.	Темп. пари, °С			
				Перш.	Друг.		
Пп-1600-255ГМ	1600	500	255	565	570	ГМ	1
Пп-2500-255ГМ	2500	800	255	565	575	ГМ	1

Вибір електричних генераторів.

Кількість та одинична потужність генераторів повинні відповідати кількості та електричній потужності турбін. Основні технічні характеристики вибраних генераторів приведені в табл.1.3.

Таблиця 1.3. – Технічні характеристики електричних генераторів.

Тип	n ном, об/хв	S, МВА	P, МВт	U, кВ	COS φ	I, кА	Xd''	K-ть
TBB-500-2EY3	3000	588	500	20	0.85	17	0,242	1
TBB-800-2EY3	3000	888,9	800	20,4	0.9	21,4	0,219	1

1.3 Вибір структурної схеми станції.

Проектування схеми приєднання станції до системи визначає вибір напруги, на якій буде видаватись електроенергія, числа та пропускної здатності ліній на кожній напрузі. Видача потужності в даному проекті виконується на двох напругах:

- 500 кВ-у систему;
- 220 кВ- у місцевий район.

При виборі числа та пропускної здатності ліній напругою 110 кВ і вище повинні враховуватись наступні вимоги:

- 1) при відключенні однієї лінії повинна забезпечуватись видача всієї потужності КЕС ;
- 2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї ЛЕП в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження потужності, але без зупинки блоків.

З урахуванням приведених вимог визначимо кількість ліній:

$$n = (P_{\text{від.мах}} / P_{\text{прзд}}) + 1,$$

де $P_{\text{прзд}}$ –пропускна здатність лінії, МВт;

$$n_{500} = (1647,1/900) + 1 = 2,83$$

Приймаємо: $n_{500} = 3$.

$$n_{220} = (764,71/200) + 1 = 3,73$$

Приймаємо: $n_{220} = 4$.

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

Розподілення генераторів між РП різних напруг виконується з урахуванням потужності, яка віддається з шин різних напруг $P_{\text{від}}$. При цьому необхідно прагнути до того, щоб перетік із РП однієї напруги в РП іншої напруги в нормальному та аварійному режимах був мінімальним. Вибір структурної схеми станції виконуємо на підставі техніко-економічного порівняння схем.

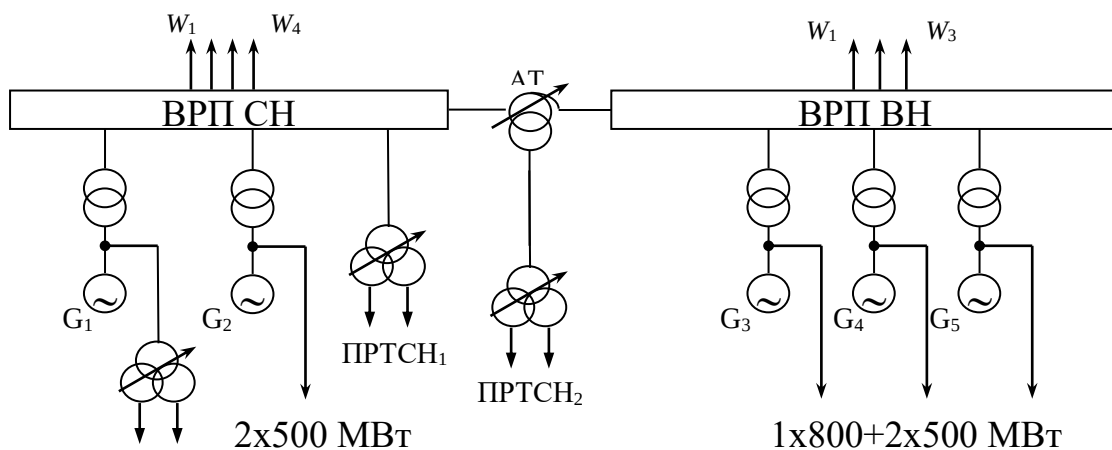


Рисунок 1.6 Структурна схема ЕС. (варіант1).

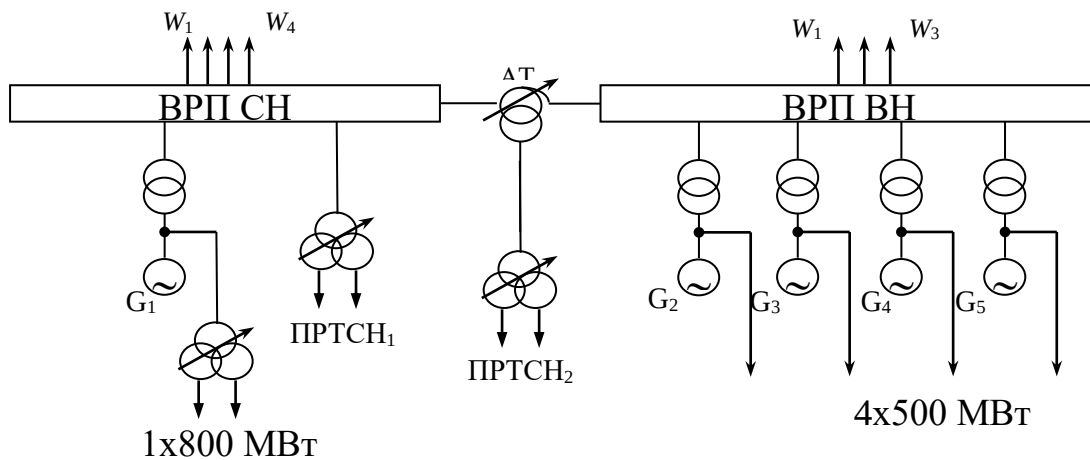


Рисунок 1.7 Структурна схема ЕС. (варіант 2.)

Вибір блочних трансформаторів.

Так як генератор включається в блок з трансформатором і на відгалуженні від блоку приєднане лише навантаження власних потреб, то:

$$S_{ном\ T} > S_{ном\ Г} - S_{ВП};$$

де $S_{ВП} = P_{сн} \cdot P_{ном.Г} \cdot K_c$, МВА.

Визначимо потужність блочного трансформатора для обох варіантів структурних схем:

$$S_{ВП1} = 0,04 \cdot 500 \cdot 0,85 = 17 \text{ МВА};$$

$$S_{ВП2} = 0,04 \cdot 800 \cdot 0,85 = 27,2 \text{ МВА};$$

Для блоків РПВН 500 кВ вибираємо блочний трансформатор типу ТНЦ-1000000/500, ТЦ-630000/500, для блоків РПСН 220 кВ-ТНЦ-630000/220

Параметри блочних трансформаторів приведено в табл.4.1.

Таблиця 1.4 Основні технічні характеристики блочних трансформаторів.

ТИП	S _{ном} , МВА	Напруга обм, кВ		U _к , %	К-сть	
					Варіант	
		ВН	НН		1	2
ТНЦ-1000000/500	1000	525	24	14,5	1	0
ТНЦ-630000/220	630	242	20	12,5	2	0
ТЦ-630000/500	630	525	20	14	2	4
ТНЦ-1000000/220	1000	242	24	11,5	0	1

Вибір автотрансформаторів зв'язку.

Для першого варіанту :

$$S_{p \max} = 2 \times 588 - 2 \times 0,04 \times 588 - 695,5 / 0,85 = 310,725 \text{ МВА};$$

$$S_{p \min} = 2 \times 588 - 2 \times 0,04 \times 588 - 587,18 / 0,85 = 438,16 \text{ МВА};$$

$$S_{AB} = 588 - 0,04 \times 588 - 695,5 / 0,85 = -253,76 \text{ МВА};$$

$$S_{AT} > 438,16 \text{ МВА};$$

Для другого варіанту :

$$S_{p \max} = 888,9 - 0,04 \times 888,9 - 695,5 / 0,85 = 35,109 \text{ МВА};$$

$$S_{p \min} = 888,9 - 0,04 \times 888,9 - 587,15 / 0,85 = 162,544 \text{ МВА};$$

$$S_{AB} = 764,706 \text{ МВА};$$

$$S_{AT} > 764,706 \text{ МВА}.$$

Для першого варіанту :

Вибираємо для кожного АТЗ по 3 однофазних автотрансформатори типу АОДЦТН-167000/500/220, $S_{\text{ном гр.}} = 3 \times 167 = 501 \text{ МВА}$.

Для другого варіанту :

Вибираємо для кожного АТЗ по 3 однофазних автотрансформатори типу АОДЦТН-267000/500/220, $S_{\text{ном гр.}} = 3 \times 167 = 801 \text{ МВА}$

Таблиця 1.5 Технічні характеристики автотрансформаторів зв'язку.

Тип	S _{ном} , МВА	U _{обм} , кВ			Втрати, кВт		U _к , %			К-сть	
										Варіа нт	
		ВН	СН	НН	P _{хх}	P _{кз}	В _{н сн}	В _{н нн}	С _{н нн}	1	2
АОДЦТН- 267000/500 /220	267	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	38,5	125	470	11,5	37	23	3	-
АОДЦТН- 167000/500 /220	167	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	38,5	90	315	11	35	21,5	-	3

Техніко-економічний розрахунок схем.

Визначаємо втрати в трансформаторах для 1-го варіанту структурної схеми станції за формулою :

$$\Delta W = \Delta W_{x\Sigma} + \Delta W_{k\Sigma} = n P_{хТ} + \frac{1}{n} P_k \left(\frac{S_{\max}}{S_{ном}} \right)^2;$$

де T= 8760 годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + 6675,75 \frac{1}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5488,9.$$

Втрати ел.енергії

$$\Delta W_{1,2} = 2 \cdot 400 \cdot 8,76 + \frac{1}{2} \cdot 1200 \cdot \left(\frac{764,71}{630} \right)^2 \cdot 5497,82 \cdot 10^{-3} = 11868,2$$

кВт.год.

$$\Delta W_3 = 570 \cdot 8,76 + 1800 \cdot \left(\frac{861,7}{1000} \right)^2 \cdot 5497,82 \cdot 10^{-3} = 12341,31 \text{ кВт.год.}$$

$$\Delta W_{4,5} = 2 \cdot 420 \cdot 8,76 + \frac{1}{2} \cdot 1210 \cdot \left(\frac{785,4}{630} \right)^2 \cdot 5497,82 \cdot 10^{-3} = 12527,9 \text{ кВт.год.}$$

$$\Delta W_{ATЗ} = 0$$

Отже річні експлуатаційні витрати :

$$И = (8,4/100) \cdot 18837,35 + 0,0428 \cdot (11868,2 + 12341,31 + 12527,9) = 3154,4374$$

тис.грн.

Сумарні затрати в спорудження станції за першим варіантом :

$$31 = 0,12 \cdot 18837,35 + 3154,4374 = 5414,9194 \text{ тис.грн.}$$

Визначаємо втрати в трансформаторах для 2-го варіанту структурної схеми станції за аналогічними формулами :

Втрати ел.енергії

$$\Delta W_1 = 480 \cdot 8,76 + 2200 \cdot \left(\frac{764,71}{1000}\right)^2 \cdot 5,49782 = 11277,85$$

$$\Delta W_{2-5} = 4 \cdot 420 \cdot 8,76 + \frac{1}{4} \cdot 1210 \cdot \left(\frac{1647,1}{630}\right)^2 \cdot 5,49782 = 26084,56;$$

$$\Delta W_{AT3} = 0$$

Отже річні експлуатаційні витрати :

$$И = (8,4/100) \cdot 20276,5 + 0,0428 \cdot (11277,85 + 26084,56) = 3302,336 \text{ тис.грн.}$$

Сумарні затрати в спорудженні станції за другим варіантом :

$$32 = 0,12 \cdot 20276,5 + 3302,336 = 5735,516 \text{ тис.грн.}$$

Так, як затрати другого варіанту перевищують затрати першого варіанту, то більш доцільним вважаємо перший варіант структурної схеми електричної станції.

1.4 Вибір схеми власних потреб КЕС.

На КЕС для живлення власних потреб приймають дві ступені напруги : перша-6кВ для живлення потужних електродвигунів, друга 380/220- для живлення двигунів потужністю менше 200 кВт, а також для освітлення станції.

Так як КЕС має блочну структуру, схеми власних потреб також будуються по блочному принципу: РП кожного блоку під'єднуємо через робочі ТВП до відгалуження від блоку (рис. 1.8.)

Так як потужність блоків більша 160 МВт, то вибираємо дві секції шин ВП на блок.

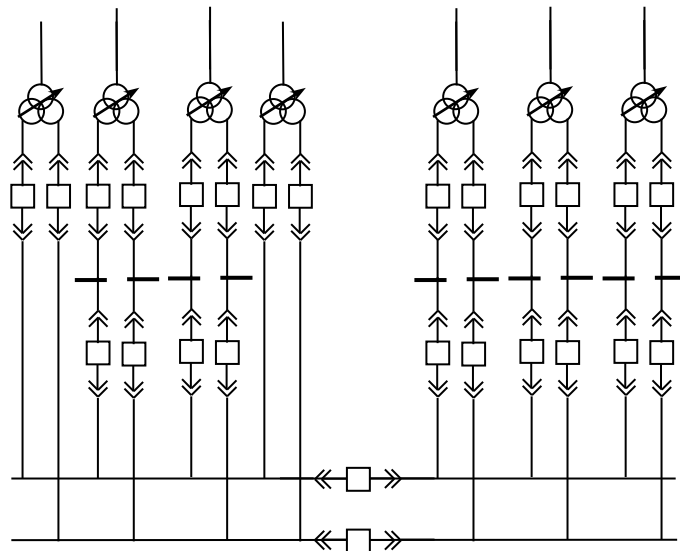


Рисунок 1.8 Схема власних потреб ЕС.

Номінальна потужність робочих ТВП вибирається у відповідності з їх розрахунковими навантаженнями. Перевантаження робочих ТВП не допускається.

Так як дані для визначення розрахункового навантаження на валу двигунів відсутні, то визначається потужність ТВП наближено:

$$S_{ВП} > S_{ВП} = P_{ВП} \cdot P_{ном.г} \cdot K_c ,$$

де K_c – коефіцієнт попиту ;

Проведемо вибір ТВП для блоків 500 МВт:

$$S_{ВП} = 0,04 \cdot 500 \cdot 0,85 = 17 \text{ МВА.}$$

Вибираємо робочий трансформатор власних потреб типу: ТРДНС-25000/35.

Проведемо вибір ТВП для блоку 800 МВт:

$$S_{ВП} = 0,04 \cdot 800 \cdot 0,85 = 27,2 \text{ МВА.}$$

Вибираємо робочий трансформатор власних потреб типу: ТРДНС-32000/35.

Резервне живлення секції ВП 6кВ здійснюється від резервних магістралей, зв'язаних з пускорезервними трансформаторами ВП (рис.1.8.).

Число резервних ТВП на КЕС приймаємо рівним 1. Встановлюємо його на низькій стороні АТЗ .

Потужність ПРТВП вибираємо за формулою:

$$S_{\text{пртвп}} > 1,3 \cdot S_{\text{вп розр}} ;$$

$$S_{\text{пртвп1}} > 1,3 \cdot 17 = 22,1 \text{ МВА} .$$

Приймаємо: ТРДНС-40000/220 .

$$S_{\text{пртвп2}} > 1,3 \cdot 27,2 = 35,36 \text{ МВА} .$$

Приймаємо для встановлення на низькій стороні АТЗ трансформатор типу ТРДНС-40000/35 .

Технічні характеристики вибраних трансформаторів приведено в табл.1.6.

Таблиця 1.6 технічні характеристики ТВП та ПРТВП.

Тип	S ном, МВА	U обм ,кВ		U _к ,%	Кіл-ть
		ВН	НН		
ТРДНС-40000/220	40	230	6,3-6,3	11,5	1
ТРДНС-40000/35	40	36,75	6,3-6,3	12,7	1

1.5 Вибір схем розподільчих пристроїв

Вибір схеми ВРП-220 кВ.

Використовуючи рекомендації для ВРП-220 кВ приймаємо схему з двома робочими та обхідною системами збірних шин. Схема ВРП-220 кВ показана на рис.1.9.

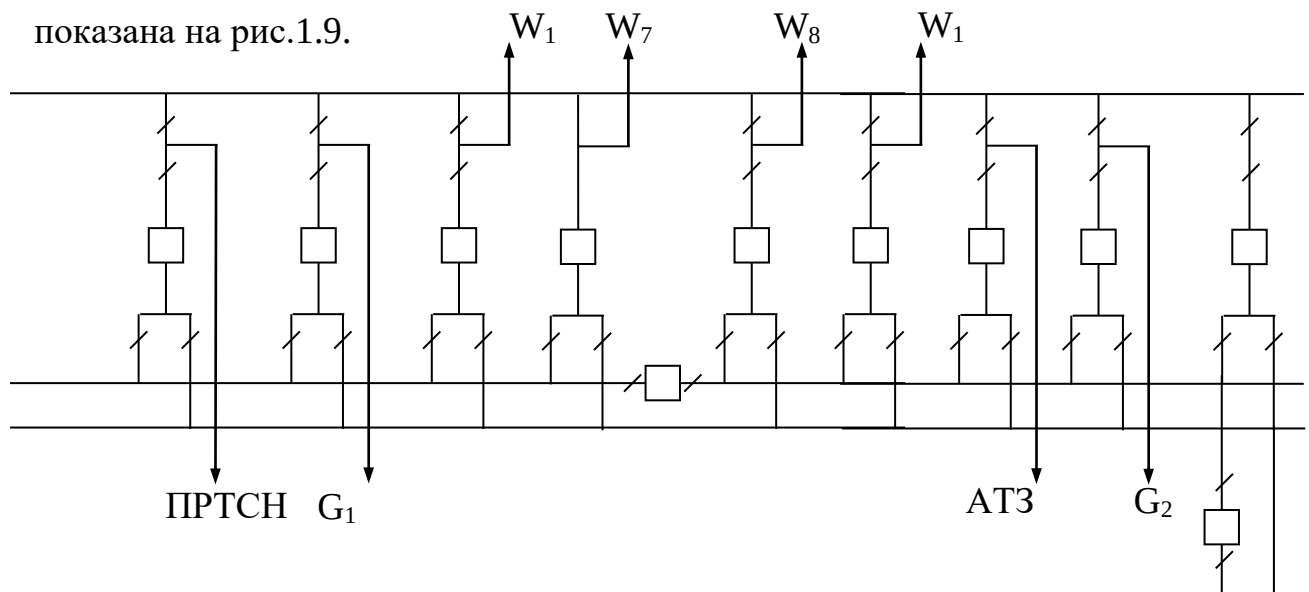


Рисунок 1.9 Схема ВРП-220 кВ

Вибір схеми ВРП-500 кВ.

Вибір схеми ВРП-500 кВ виконаємо на підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів. Використовуючи рекомендації порівняємо схеми:

- 1) з двома системами збірних шин, з трьома вимикачами на дві ланки (схема 3/2), яку зображено на рис.1.10.;
- 2) здвоєний багатокутник, яку зображено на рис.1.11.

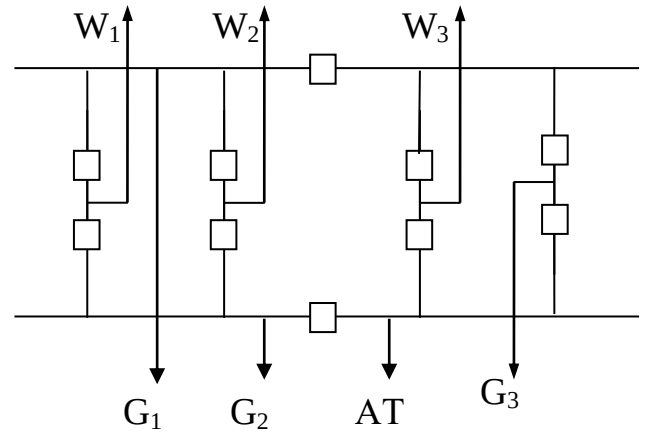
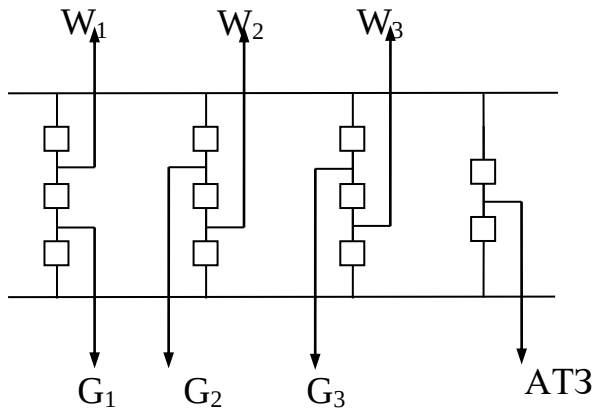


Рисунок 1.10.Схема ВРП-500 кВ (3/2.) Рисунок1.11.Схема ВРП-500 кВ (4-кутник).

Техніко-економічний розрахунок схеми 1-го варіанту.

Економічна доцільність схеми визначається мінімальними приведеними затратами:

$$Z = P_n + I + M(Y) \rightarrow \min ,$$

де P_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($P_n = 0.12$) ; K – капіталовкладення в споруду електроустановки ;
 I – річні експлуатаційні витрати ; $M(Y)$ – очікуваний збиток від недовідпуску електроенергії.

Капіталовкладення K при виборі оптимальних схем видачі електроенергії визначаються по укрупненим показникам. Так як кількість трансформаторів в порівнюваних схемах однакова, то капіталовкладення в РП оцінюємо лише по числу комірок вимикачів :

$$K = n \cdot C_{\text{ком}} ,$$

де $C_{\text{ком}}$ – вартість комірки звимикачем .

Передбачаємо установку вимикачів типу ВНВ-500А-40/3150У1.

$$C_{\text{ком}} = 3170.6 \text{ тис.грн.}$$

Для схеми 3/2 :

$$K = 11 \cdot 5,35 \cdot 3170,6 = 186900,76 \text{ тис.грн.}$$

Для схеми чотирикутник :

$$K = 10 \cdot 5,35 \cdot 3170,6 = 169910,6 \text{ тис.грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати :

$$И = (P_a + P_o) / 100 \cdot K + \beta \cdot \Delta W .$$

Так як ЛЕП, типи трансформаторів та їх кількість в обох варіантах однакові, то втрати потужності можна не враховувати, тоді :

Для схеми 3/2 :

$$И = (8.4/100) \cdot 186900,76 = 15700,024 \text{ тис.грн.}$$

Для схеми чотирикутник :

$$И = (8.4/100) \cdot 169910,6 = 14272,494 \text{ тис.грн.}$$

Розрахунок очікуваного збитку $M(Y)$ проводимо формалізованим методом, який заснований на ідеї табличного метода В. Д. Таривердієва .

1. В схемі виділяємо генераторні та лінійні вимикачі.

2. Визначаємо параметри потоку миттєвих відмов генераторних та лінійних вимикачів:

$$\omega_{Г.В.} = K_{ВН} \cdot \omega_1; \quad \omega_{Л.В.} = K_{ВН} \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100);$$

де $K_{ВН}$ - коефіцієнт, який характеризує долю миттєвих відмов: $K_{ВН}=0.6$; ω_1, ω_2 - параметри потоку відмов вимикача ; l - довжина ЛЕП, км

$$\omega_{Г.В.} = 0.6 \cdot 0.04 = 0.024; \quad \omega_{Л.В.} = 0.6 \cdot (0.04 + 0.01 \cdot 130/100) = 0.0318.$$

3. Визначаємо коефіцієнти ремонтного K_p та нормального K_o режимів роботи РП:

$$K_p = \mu \cdot T_{\Pi} / 8760 = 0.3 \cdot 500/8760 = 0.017;$$

де μ - частота планових ремонтів, 1/год, $\mu=0.3$; T_{Π} - тривалість планового ремонту, год

$$K_o = 1 - n \cdot K_p = 1 - 11 \cdot 0.017 = 0.813.$$

4. Визначаємо час переключень T_o та час ремонту $T_{вп.}$,

$$T_o = T_{\text{викл}} + m \cdot T_p + T_{\text{бл}},$$

де $T_{\text{викл}}$ - час, необхідний для знаходження місця та характеру пошкодження обслуговуючим персоналом $T_{\text{викл}} = 0.3$ год.; m - кількість роз'єднувачів, які повинні бути відключені для відділення пошкодженого вимикача $m = 2$; T_p - час для відключення роз'єднувача $T_p = 0,1$ год.; $T_{\text{бл}}$ - час пуску блоку із гарячого стану $T_{\text{бл}} = 0.5$ год .

$$T_o = 0.3 + 2 \cdot 0.1 + 0.5 = 1 \text{ год .}$$

Час одночасного простою вимикача, що відмовив та знаходиться в ремонті:

$$T_{\text{вп}} = T_{\text{в}} - T_{\text{в}}^2 / 2 \cdot T_{\text{п}} = 250 - 250^2 / 2 \cdot 500 = 187.5 \text{ год .}$$

5.Визначаємо математичне очікування числа відмов генераторних вимикачів в нормальному та ремонтному режимах:

$$K_o \cdot \omega_{\text{Г.В.}} = 0.813 \cdot 0.024 = 0.0195;$$

$$K_p \cdot \omega_{\text{Г.В.}} = 0.017 \cdot 0.024 = 0.000408.$$

Аналогічно для лінійних вимикачів:

$$K_o \cdot \omega_{\text{Л.В.}} = 0.813 \cdot 0.0318 = 0.0259;$$

$$K_p \cdot \omega_{\text{Л.В.}} = 0.017 \cdot 0.0318 = 5 \cdot 10^{-4}.$$

6.Заповнюємо таблицю 1.12

7.Після заповнення таблиці 1.12. робимо вибірку у вигляді таблиці 1.13, яка характеризує надійність схеми.

Збиток від перерв електропостачання в результаті відмов вимикачів визначаємо за виразом:

$$M(Y) = Y_o \cdot \sum K_j \cdot \sum \omega_i \cdot P_i \cdot T_i,$$

де y_o - питомий збиток $y_o = 0.6 \cdot 41 = 24,6$ грн/кВт · год ; K_j - коефіцієнт режиму схеми ; P_i - потужність, яка втрачається, МВт ; T_i - час простою елемента.

Таблиця 1.12.

№	Елемент що відключився	Потужність що втрачається, МВт	Час простою, год	$K_o = 0.813$		$K_p = 0.017$	
				$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$
1	$G_{800} + G_{500}$	865	1	-	-	2	-

			187.5	-	-	-	-
2	2W	724	1	-	-	-	4
			187.5	-	-	-	-
3	G ₈₀₀ G ₈₀₀ +W	380	1	1	-	8	2
			187.5	-	-	2	-
4	G ₅₀₀ G ₅₀₀ +W	88	1	2	2	16	24
			187.5	-	-	2	2
5	AT+G ₈₀₀ D(AT,G ₈₀₀)	654	1	1	-	12	4
			187.5	-	-	2	-
6	AT+G ₅₀₀	264	1	-	-	2	-
			187.5	-	-	-	-

Отже визначимо збиток від перерв електропостачання для схеми 3/2 :

$$M(Y) = 732.553 \text{ тис.грн.}$$

Визначимо приведені витрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 186900.76 + 15700,024 + 7320.553 = 454550.468 \text{ тис.грн.}$$

Таблиця 1.13.

№	Елемент що відключився	Потужність що втрачається, МВт	Час простою, год	K _O =0,864		K _P =0.017	
				ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}
1	2W ,G ₅₀₀ +2W, G ₈₀₀ +2W	724	1	-	-	-	4
			187.5	-	-	-	-
2	G ₈₀₀ ,G ₈₀₀ +2W	380	1	1	-	8	1
			187.5	-	-	2	-
3	G ₅₀₀ ,G ₅₀₀ +2W	88	1	1	4	8	32
			187.5	-	-	-	-
4	G ₈₀₀ +G ₅₀₀ , G ₈₀₀ +G ₅₀₀ +W, AT+G ₅₀₀ +W	865	1	-	-	4	-
			187.5	-	-	-	-
5	AT+G ₈₀₀ , AT+G ₈₀₀ +W	654	1	1	-	8	8
			187.5	-	-	-	-

6	AT+G ₅₀₀	362	1	1	-	5	-
			187.5	-	-	-	-
7	AT+G ₅₀₀ +G ₈₀₀	1139	1	-	-	1	-
			187.5	-	-	-	-

Визначимо збиток від перерв електропостачання для схеми шестикутника:

$$M(Y) = 3370,918 \text{ тис.грн.}$$

Визначимо приведені затрати:

$$Z_2 = 0.12 \cdot 169910,6 + 14270,2944 + 3370,918 = 38040,204 \text{ тис. грн,}$$

$$Z_1 > Z_2.$$

Отже приймаємо для даного проекту схему ВРП-500 кВ - схему чотирикутника.

1.6 Розрахунок струмів короткого замикання.

Розрахунок струмів короткого замикання (к.з.) виконується для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки вставок релейного захисту і автоматики.

Основна мета розрахунку складається у визначенні періодичної складової струму к.з. для найбільш важкого режиму роботи мережі. Врахування аперіодичної складової виконується приблизно, припускаючи, що вона має максимальне значення в розглядаючій фазі.

Складаємо розрахункову схему електроустановки з врахуванням всіх елементів, що впливають на струм КЗ (рис. 1.7).

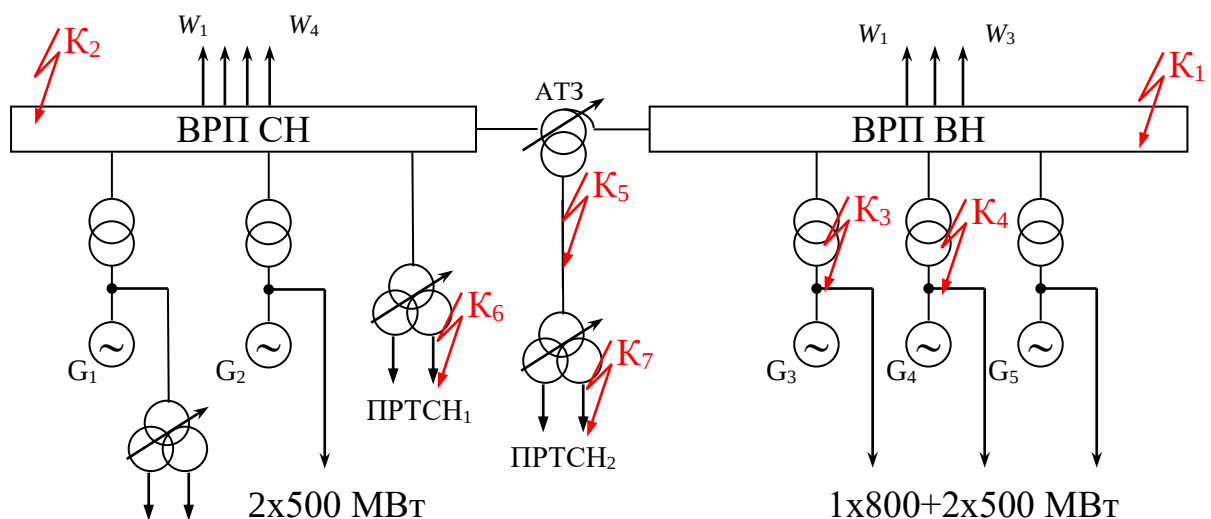


Рисунок 1.7 Розрахункова схема електроустановки.

По розрахунковій схемі електроустановки складаємо еквівалентну заступну схему, в якій замінюємо магнітні зв'язки електричними (рис. 1.8).

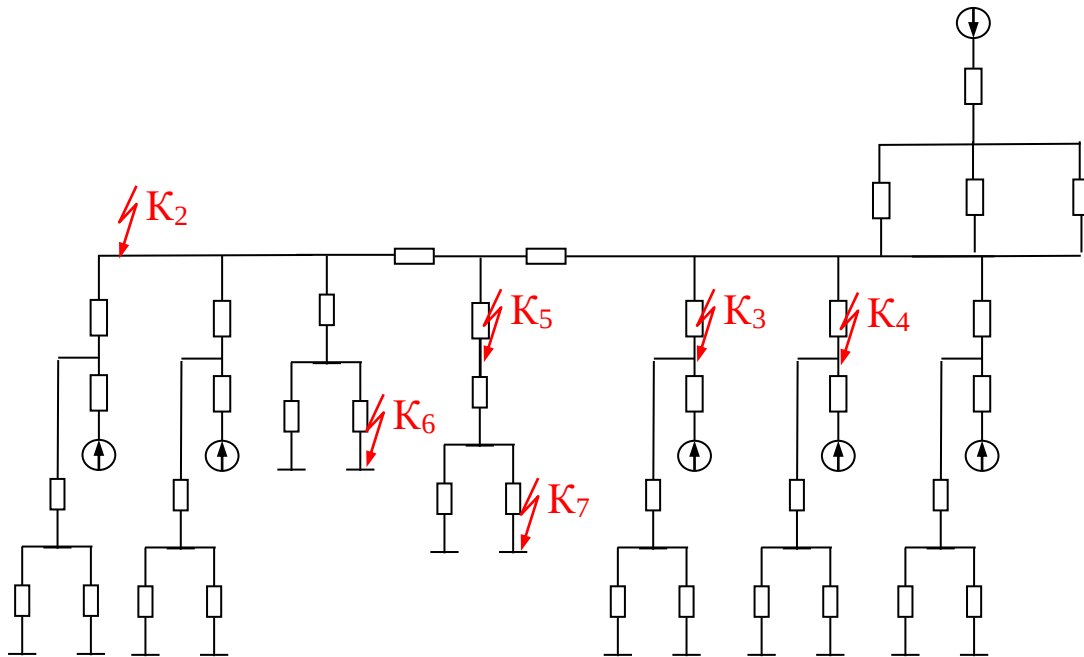


Рисунок 1.8 Еквівалентна заступна схема.

Визначимо параметри елементів заступної схеми. Розрахунок ведемо у відносних одиницях. Приймаємо $S_B=1000$ МВА; $U_B=U_{CP.HOM}$. Для визначення параметрів схеми використовуємо.

Опір генератора Г1,Г2,Г4,Г5:

$$X_2=X_7=X_{30}=X_{35}=X''_{d.HOM} \cdot (S_B/S_{HOM})=0.242 \cdot (1000/588)=0.412;$$

Опір генератора Г3:

$$X_{25}=X''_{d.HOM} \cdot (S_B/S_{HOM})=0.219 \cdot (1000/888,9)=0.246;$$

Опір блочних трансформаторів БТ (з $U_{BH}=220$ кВ) :

$$X_1=X_6=X_{om}^{CH}=(U_{K\%}/100) \cdot (S_B/S_{HOM})=(12.5/100) \cdot (1000/630)=0.198;$$

Опір блочних трансформаторів БТ (з $U_{BH}=500$ кВ) :

$$X_{24}=X_{om}^{BH}=(U_{K\%}/100) \cdot (S_B/S_{HOM})=(14.5/100) \cdot (1000/1000)=0,145;$$

$$X_{29}=X_{34}=X_{om}^{BH}=(U_{K\%}/100) \cdot (S_B/S_{HOM})=(14/100) \cdot (1000/630)=0,222;$$

Опори робочих трансформаторів власних потреб ТВП1-ТВП5 :

$$X3=X8=X31=X36=X_{ТВП}=0,125 \cdot (U_{K\%}/100) \cdot (S_B/S_{НОМ})= \\ =0,125 \cdot (10,5/100) \cdot (1000/25)=0,525;$$

$$X26=X_{ТВП}=0,125 \cdot (U_{K\%}/100) \cdot (S_B/S_{НОМ})= 0,125 \cdot (12,7/100) \cdot (1000/32)=0,496;$$

$$X4=X5=X9=X10=X32=X33=X37=X38=X_{ТВП}=1,75 \cdot (U_{K\%}/100) \cdot (S_B/S_{НОМ})= \\ =1,75 \cdot (10,5/100) \cdot (1000/25)=7,35;$$

$$X27=X28=X_{ТВП}=1,75 \cdot (U_{K\%}/100) \cdot (S_B/S_{НОМ})= \\ =0,125 \cdot (12,7/100) \cdot (1000/32)=6,945;$$

Опори ПРТВП1,ПРТВП2:

$$X11=X_{ПРТВП}=0,125 \cdot (U_{K\%}/100) \cdot (S_B/S_{НОМ})= 0,125 \cdot (11,5/100) \cdot (1000/40)=0,359;$$

$$X12=X13=X_{ПРТВП}=1,75 \cdot (U_{K\%}/100) \cdot (S_B/S_{НОМ})= 1,75 \cdot (11,5/100) \cdot (1000/40)=5,031;$$

$$X17=X_{ПРТВП}=0,125 \cdot (U_{K\%}/100) \cdot (S_B/S_{НОМ})= 0,125 \cdot (12,7/100) \cdot (1000/40)=0,397;$$

$$X18=X19=X_{ПРТВП}=1,75 \cdot (U_{K\%}/100) \cdot (S_B/S_{НОМ})= 1,75 \cdot (12,7/100) \cdot (1000/40)=5,556;$$

Опір автотрансформатора зв'язку АТЗ :

$$U_{B\%}=0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H})=0,5 \cdot (35+11-21,5)=12,25 \ %;$$

$$U_{C\%}=0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H})=0,5 \cdot (11+21,5-35)= -1,75 \ %,$$

приймаємо $U_{C\%}=0$;

$$U_{H\%}=0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C})=0,5 \cdot (35+21,5-11)=22,75 \ %;$$

$$X15=X_{АТБ}= (U_{B\%}/100) \cdot (S_B/S_{НОМ})=(12,25/100) \cdot (1000/3 \cdot 167)=0,244;$$

$$X16=X_{АТН}= (U_{H\%}/100) \cdot (S_B/S_{НОМ})=(22,75/100) \cdot (1000/3 \cdot 167)=0,454;$$

Опір лінії електропередач:

$$X21=X22=X23=X_{л}=X_{уд} \cdot l(S_B/U_{cp}^2)=0,3 \cdot 130 \cdot (1000/515^2)=0,147;$$

Опір системи:

$$X20=X_c=X_{НОМ C} \cdot (S_B/S_{НОМ C})=0,11 \cdot (1000/13000)=0,00846;$$

Розрахунок точки K1.

X46

X50

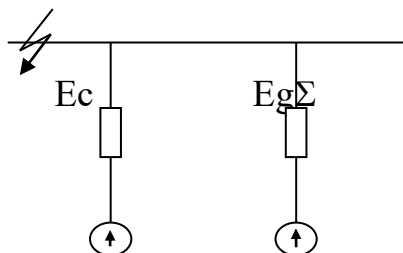


Рисунок 1.9. Заступна схема для точки К1 після перетворень.

$$X_{40}=X_{39}=X_1+X_2=0,198+0,412=0,61;$$

$$X_{41}=X_{21}/3=0,147/3=0,049;$$

$$X_{42}=X_{24}+X_{25}=0,145+0,246=0,391;$$

$$X_{44}=X_{43}=X_{29}+X_{30}=0,222+0,412=0,634;$$

$$X_{45}=X_{39}/2=0,61/2=0,305$$

$$X_{46}=X_{20}+X_{41}=0,00846+0,049=0,05746$$

$$X_{47}=X_{43}/2=0,634/2=0,317$$

$$X_{48}=X_{45}+X_{15}=0,305+0,245=0,55$$

$$X_{49}=X_{47} \parallel X_{48}=(0,317 \cdot 0,55)/(0,317+0,55)=0,201$$

$$X_{50}=X_{42} \parallel X_{49}=(0,391 \cdot 0,201)/(0,391+0,201)=0,133$$

Початкове значення періодичної складової струмів короткого замикання:

$$I_{\text{по}} = (E''_{*Г} / X_{\text{РЕЗ}}) \cdot I_{\text{Б}},$$

де E''_{*} - електрорушійна сила, в.о. (для блоків 800 і 500 МВт $E''_{*Г} = 1,13$; для системи $E''_{*С} = 1$);

$X_{\text{РЕЗ}}$ - результуючий відносний опір вітки короткого замикання, приведений до базисний умов; $I_{\text{Б}}$ – базисний струм:

Значення струмів по вітках, кА

- базисний струм :

$$I_{\text{Б}} = S_{\text{Б}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}) = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 515) = 1,121(\text{кА});$$

- для вітки генераторів Г1,Г2,Г4,Г5:

$$I_{\text{поГ1,2,4,5}} = (E''_{*Г} / X_6) \cdot I_{\text{Б}} = (1,13 / 0,201) \cdot 1,121 = 6,302(\text{кА}) ;$$

- для вітки генератора Г3:

$$I_{\text{поГ3}} = (E''_{*Г} / X_6) \cdot I_{\text{Б}} = (1,13 / 0,391) \cdot 1,121 = 3,24(\text{кА}) ;$$

- для вітки системи:

$$I_{\text{поС}} = (E''_{*С} / X_1) \cdot I_{\text{Б}} = (1 / 0,05746) \cdot 1,121 = 19,51(\text{кА}) ;$$

-сумарний струм в місці КЗ:

$$I_{\text{по}\Sigma} = 29,052(\text{кА});$$

Визначаємо ударний струм короткого замикання, який має місце через 0,01с після початку КЗ :

$$i_y = \sqrt{2} I_{\text{по}} k_y ,$$

де k_y – ударний коефіцієнт.

Ударний струм, кА:

-для вітки генераторів Г1,Г2,Г4,Г5:

$$i_{y\Gamma\Sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Gamma\Sigma} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 6,302 \cdot 1.975 = 17,602;$$

-для вітки генератора Г3:

$$i_{y\Gamma\Sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Gamma\Sigma} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 3,24 \cdot 1.975 = 9,05;$$

-для вітки системи:

$$i_{yC} = \sqrt{2} I_{noC} k_y = \sqrt{2} \cdot 19,51 \cdot 1,85 = 51,044;$$

-сумарний ударний струм у місці КЗ:

$$i_{y\Sigma} = 77,696;$$

Визначимо струми КЗ для будь-якого моменту часу перехідного процесу в точці К1. Значення цих струмів необхідне для вибору комутаційної апаратури.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$$\tau = t_{\text{св.відк}} + 0.01\text{с},$$

де $t_{\text{св.відк}}$ – власний час відключення вимикача ; 0.01 с – час дії релейного захисту .

Попередньо для ВРП-500 кВ приймаємо вимикач типу ВНВ-500А-40/3150У1 з $t_{\text{св.відк}} = 0.025 \text{ с}$.

$$\tau = 0,025 + 0,01 = 0,035\text{с}.$$

Визначимо аперіодичну складову струму КЗ, кА :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\tau/Ta},$$

де Ta – стала часу .

- для вітки системи: $i_{a\tau c} = \sqrt{2} \cdot 19,51 \cdot e^{-\frac{0.035}{0.06}} = 15,397;$
- для вітки генераторів Г1,Г2,Г4,Г5: $i_{a\tau \Gamma_{\Sigma}} = \sqrt{2} \cdot 6,302 \cdot e^{-\frac{0.035}{0.4}} = 8,166;;$
- для вітки генератора Г3: $i_{a\tau \Gamma_{\Sigma}} = \sqrt{2} \cdot 3,24 \cdot e^{-\frac{0.035}{0.4}} = 4,198;;$
- сумарний струм в місці КЗ: $i_{a\tau} = 27,761$

Для визначення значень періодичної складової струму КЗ для моментів часу до 0.5 с використовуємо метод типових кривих , згідно якого:

$$I_{п.т.} = \gamma_{п.т.} \cdot I_{п.о.},$$

де $\gamma_{п.т.}$ - коефіцієнт, що визначається по кривим, в залежності від відношення $I_{по \text{ } G} / I'_{ном \text{ } G}$, де $I'_{ном \text{ } G}$ – номінальний струм генераторів, зведений до тієї сходинки напруги, де розглядається КЗ.

$$I'_{ном \text{ } G} = n P_{ном} / \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{ном};$$

де $P_{ном}$, $\cos \varphi_{ном}$ – номінальні дані генератора; $U_{ср.н.}$ – середня номінальна напруга точки, в якій розглядається КЗ.

Для вітки генератора Г1,Г2,Г4,Г5:

$$I'_{ном \text{ } G} = 4 \cdot 500 / (\sqrt{3} \cdot 515 \cdot 0.85) = 2,638 \text{ кА};$$

$$I_{по \text{ } G} / I'_{ном \text{ } G} = 6,302 / 2,638 = 2,389 ;$$

$$I_{пт \text{ } G} / I_{по \text{ } G} = 0.95;$$

$$I_{пт \text{ } G} = I_{по \text{ } G} \cdot (I_{пт \text{ } G} / I_{по \text{ } G}) = 6,302 \cdot 0,95 = 5,987 \text{ кА};$$

Для вітки генератора Г3:

$$I'_{ном \text{ } G} = 800 / (\sqrt{3} \cdot 515 \cdot 0.9) = 0,997 \text{ кА};$$

$$I_{по \text{ } G} / I'_{ном \text{ } G} = 3,24 / 0,997 = 3,25 ;$$

$$I_{пт \text{ } G} / I_{по \text{ } G} = 0.93;$$

$$I_{пт \text{ } G} = I_{по \text{ } G} \cdot (I_{пт \text{ } G} / I_{по \text{ } G}) = 3,24 \cdot 0,93 = 3,01 \text{ кА};$$

Для енергосистеми:

$$I_{пт \text{ } C} = I_{по \text{ } C} = \text{const} = 19,51 \text{ кА};$$

-сумарний струм в місці КЗ: $I_{n\tau\Sigma} = 28,507;$

Аналогічно визначаємо струми КЗ для точок К2, К5, К4 і заносимо отримані результати до таблиці 6.1.

Розглянемо розрахунок струмів КЗ в системі власних потреб електростанції, оскільки він має свої особливості. За розрахункову приймаємо точку К6 (шини ВП ПРТВП-1).

Використовуючи попередні розрахунки складемо заступну схему для розрахунку струмів КЗ в точці К6. (рис. 1.10)

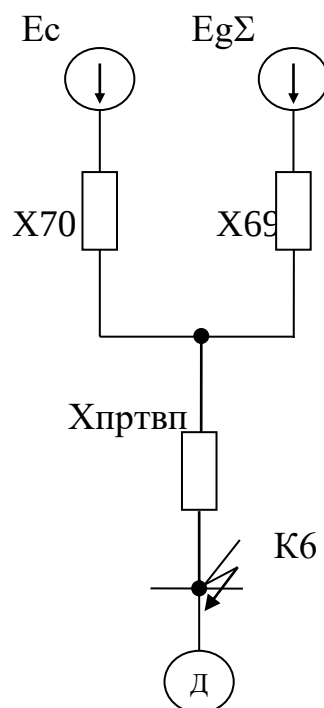


Рисунок 1.10 Проміжна схема.

$$X_{68} = X_{11} + X_{13} = 0,359 + 5,031 = 5,39$$

$$X_{екв} = X_{55} \parallel X_{54} = (0,242 \cdot 0,383) / (0,242 + 0,383) = 0,148$$

$$C_{55} = X_{екв} / X_{55} = 0,148 / 0,242 = 0,613$$

$$C_{54} = X_{екв} / X_{54} = 0,148 / 0,383 = 0,387$$

$$X_{рез} = X_{екв} + X_{66} = 0,148 + 5,39 = 5,538$$

$$X_{69} = X_{рез} / C_{55} = 5,538 / 0,613 = 9,034$$

$$X_{70} = X_{рез} / C_{54} = 5,538 / 0,387 = 14,31$$

Визначаємо початкове значення періодичної складової струму КЗ, кА

- для генераторів і системи:

$$I_{\phi} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 91.643 ;$$

$$I_{no.c} = \frac{1}{14.31} \cdot 91.643 = 6.404 ;$$

- для двигунів:

$$I_{no.d} = 4.0 \cdot \frac{\Sigma P_{ном}}{U_{ном}},$$

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

$$\Sigma P_{ном} = 1.25 \cdot \frac{S_{пртвп}}{2} = 1.25 \cdot 40 / 2 = 25 \text{ МВт};$$

$U_{ном}$ – номінальна напруга двигунів.

$$I_{no.d} = 4 \cdot \frac{25}{6} = 16.667 ;$$

Сумарний струм КЗ:

$$I_{no} = 6.404 + 16.667 = 23.074.$$

Визначимо ударний струм КЗ. Значення ударних коефіцієнтів :

- для генераторів і системи $K_y = 1.86$:

$$i_{yc+\Sigma} = \sqrt{2} \cdot 6.404 \cdot 1.86 + \sqrt{2} \cdot 16.67 \cdot 1.65 = 55.744 \text{ кА};$$

- для двигунів $K_y = 1.65$:

Визначимо аперіодичну складову струму КЗ:

T_a для генераторів та системи визначаємо : $T_{aгс} = 0.067$:

Сумарне значення аперіодичної складової:

$$i_{a\tau_0} = \sqrt{2} \cdot 6.404 \cdot e^{-\frac{0.07}{0.067}} + \sqrt{2} \cdot 16.67 \cdot e^{-\frac{0.07}{0.04}} = 7.283 \text{ кА};$$

Періодична складова струму КЗ:

$$I_{птзс} = I_{нозс} = 12.537 \text{ кА};$$

$$I_{n\tau\partial} = I_{no\partial} \cdot e^{-\frac{0.07}{0.07}} = 16,667 \cdot e^{-\frac{0.07}{0.07}} = 6,131 \text{ кА};$$

Сумарне значення періодичної складової:

$$I_{n\tau} = 3,186 + 4,097 = 7,283 \text{ кА};$$

Результати розрахунків для точки К6 занесемо до таблиці 1.15.

Таблица 1.15

	Джерело.	I_{no} , кА	$I_{n\tau}$, кА	i_{at} , кА	i_y , кА	Примітка.
К1	G1,2,4,5	6,302	5,987	8,166	17,602	Для вибору коммутаційної апаратури
	G3,	3,24	3,01	4,198	9,05	
	Система	19,51	19,51	15,397	51,044	
	Σ	29,052	28,507	27,761	77,696	
К2	G1,2,4,5	10,623	10,63	13,765	29,671	Для вибору коммутаційної апаратури
	G3,	1,092	1,092	1,415	3,05	
	Система	6,554	6,554	2,886	15,914	
	Σ	18,269	18,276	18,066	48,635	
К3	G1,2,4,5	31,868	31,868	32,563	89,01	Для вибору струмоведуч. частин
	G3,	110,5	83,98	112,913	308,63	
	Система	98,591	98,591	15,973	257,943	
	Σ	240,959	214,439	161,446	655,583	
К4	G1,2,4,5	97,086	92,23	99,2	271,168	Для вибору струмоведуч. частин
	G3,	13,43	13,43	13,72	37,51	
	Система	81,317	81,317	13,174	212,749	
	Σ	191,833	186,977	126,094	521,427	
К5	G1,2,4,5	16,281	16,281	19,82	45,474	Для вибору коммутаційної апаратури
	G3,	1,67	1,67	2,033	4,66	
	Система	10,028	10,028	5,217	26,236	
	Σ	27,979	27,979	27,07	76,37	
К6	G Σ +C	6,404	6,404	3,186	16,845	Для вибору коммутаційної апаратури
	ЕД,ВП	16,667	6,131	4,096	38,892	
	Σ	23,074	12,537	7,283	55,744	

К7	GΣ+C	5,41	5,41	2,691	14,231	Для вибору коммутаційної апаратури
	ЕД,ВП	16,667	6,131	4,096	38,892	
	Σ	22,08	11,543	6,788	53,129	

1.7 Урахування термічної дії струмів КЗ

При протіканні струму КЗ провідник додатково нагрівається понад нормальну робочу температуру. Оскільки струм КЗ значно перевищує струм робочого режиму, нагрівання провідника може досягати небезпечних значень, приводячи до плавлення або обуглювання ізоляції, до деформації і плавлення частин, що проводять струм і т.п.

К₁ $t_{омк} = 0,035$ із таблиці.

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{омк} + T_a) = 29,052^2 \cdot (0,035 + 0,4) = 367,148 (\kappa A^2 \cdot c)$$

К₂ $t_{омк} = 0,035$ із таблиці.

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{омк} + T_a) = 18,269^2 \cdot (0,035 + 0,4) = 145,184 (\kappa A^2 \cdot c)$$

К₃ Найбільше складним є випадок визначення теплового імпульсу при КЗ поблизу генераторів. У цьому випадку окремо визначаються імпульс періодичної й аперіодичної складової квадратичного струму КЗ.

Імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи має три складові, обумовлені періодичним струмом системи B_{nc} , періодичним струмом генераторів $B_{nз}$ і спільної дії періодичних струмів системи і генераторів $B_{nзс}$:

$$B_{кн} = B_{nc} + B_{nз} + B_{nзс} = 38880,74 + 40511,1 + 78577,34 = 157969,18 (A^2 \cdot c)$$

де $B_{nc} = I_c^2 t_{омк} = 98,591^2 \cdot 4 = 38880,74 (\kappa A^2 \cdot c)$

$$B_{nз} = B_{*nз} I_{ноз}^2 t_{омк} = 0,5 \cdot 142,322^2 \cdot 4 = 40511,1 (\kappa A^2 \cdot c)$$

$$B_{nзс} = 2I_c \cdot T_* \cdot I_{ноз} \cdot t_{омк} = 2 \cdot 98,591 \cdot 0,7 \cdot 142,322 \cdot 4 = 78577,34 (\kappa A^2 \cdot c)$$

$$t_{омк} = 4(c)$$

$$T_* = 0,7$$

$$B_{*nз} = 0,5$$

визначаємо по кривим (з методички)

$$B_{\kappa a} = I_c^2 T_{ac} + I_{noz}^2 T_{az} + \frac{4I_c I_{noz}}{\frac{1}{T_{ac}} + \frac{1}{T_{az}}} = 98,591^2 \cdot 0,06 + 142,322^2 \cdot 0,4 +$$

$$+ \frac{4 \cdot 98,591 \cdot 142,322}{\frac{1}{0,06} + \frac{1}{0,4}} = 11613,78 (\kappa A^2 \cdot c)$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ визначиться як

$$B_{\kappa} = B_{\kappa n} + B_{\kappa a} = 157969,18 + 11613,78 = 169582,96 (\kappa A^2 \cdot c)$$

К₄

$$B_{\kappa n} = B_{nc} + B_{nz} + B_{nzc} = 26449,82 + 15161,82 + 39563,88 = 81175,51 (A^2 \cdot c)$$

де $B_{nc} = I_c^2 t_{омк} = 81,317^2 \cdot 4 = 26449,82 (\kappa A^2 \cdot c)$

$$B_{nz} = B_{*nz} I_{noz}^2 t_{омк} = 0,31 \cdot 110,577^2 \cdot 4 = 15161,82 (\kappa A^2 \cdot c)$$

$$B_{nzc} = 2I_c \cdot T_* \cdot I_{noz} \cdot t_{омк} = 2 \cdot 81,317 \cdot 0,55 \cdot 110,577 \cdot 4 = 39563,88 (\kappa A^2 \cdot c)$$

$$t_{омк} = 4(c)$$

$$T_* = 0,55 \quad B_{*nz} = 0,31 \quad \text{визначаємо по кривим (з методички)}$$

$$B_{\kappa a} = I_c^2 T_{ac} + I_{noz}^2 T_{az} + \frac{4I_c I_{noz}}{\frac{1}{T_{ac}} + \frac{1}{T_{az}}} = 81,317^2 \cdot 0,06 + 110,577^2 \cdot 0,4 +$$

$$+ \frac{4 \cdot 81,317 \cdot 110,577}{\frac{1}{0,06} + \frac{1}{0,4}} = 7164,2 (\kappa A^2 \cdot c)$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ визначиться як

$$B_{\kappa} = B_{\kappa n} + B_{\kappa a} = 81175,51 + 7164,2 = 88339,71 (\kappa A^2 \cdot c)$$

К₅ $t_{омк} = 0,06$ із таблиці.

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (t_{омк} + T_a) = 27,979^2 \cdot (0,06 + 0,4) = 360,1 (\kappa A^2 \cdot c)$$

К₆ При КЗ поблизу групи двигунів, наприклад у системі в.п. електростанції, необхідно враховувати їхній вплив на тепловий імпульс. Для визначення повного теплового імпульсу струму КЗ з урахуванням двигунів рекомендується користуватися формулою

$$B_{\kappa} = I_{noc}^2 (t_{отк} + T_{асх}) + I_{ноД}^2 (0,5T'_{Д} + T_{асх}) + 2I_{ноД} I_{noc} (T'_{Д} + T_{асх}) =$$

$$= 6,404^2 (0,2 + 0,0475) + 16,667^2 (0,5 \cdot 0,07 + 0,0475) +$$

$$+ 2 \cdot 16,667 \cdot 6,404 \cdot (0,07 + 0,0475) = 58,163 (\kappa A^2 \cdot c)$$

де $T_{асх} = \frac{T_{ас} I_{noc} + T_{аД} I_{ноД}}{I_{noc} + I_{ноД}} = \frac{0,067 \cdot 6,404 + 0,04 \cdot 16,667}{6,404 + 16,667} = 0,0475 (c)$

$$t_{отк} = 0,2 c \text{ по } T'_{аД} = 0,04 c$$

К₇

$$B_{\kappa} = I_{noc}^2 (t_{отк} + T_{асх}) + I_{ноД}^2 (0,5T'_{Д} + T_{асх}) + 2I_{ноД} I_{noc} (T'_{Д} + T_{асх}) =$$

$$= 5,41^2 (0,2 + 0,0466) + 16,667^2 (0,5 \cdot 0,07 + 0,0466) +$$

$$+ 2 \cdot 16,667 \cdot 5,41 \cdot (0,07 + 0,0466) = 50,925 (\kappa A^2 \cdot c)$$

де $T_{асх} = \frac{T_{ас} I_{noc} + T_{аД} I_{ноД}}{I_{noc} + I_{ноД}} = \frac{0,067 \cdot 5,41 + 0,04 \cdot 16,667}{5,41 + 16,667} = 0,0466 (c)$

$$t_{отк} = 0,2 c \text{ по } T'_{аД} = 0,04 c$$

1.8 Вибір комутаційної апаратури.

Вибір вимикача і роз'єднувача робимо разом із вибором роз'єднувача.

Вибір робимо в табличному виді.

Вибір вимикача на ВРП 500 кВ.

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	LTV-500-50/3150	SGF -500-3200
Ууст = 500 кВ	Уном = 500 кВ	Уном = 500 кВ
Ірмах = 679,24 А	Іном = 3150 А	Іном = 3200 А
Іпτ = 28,507 кА	Іоткном = 40 кА	
іаτ = 27,761 кА	іа _{ном} = 1,41·40·40/100 = 22,56 кА 1,41·28,507+27,761=1.41·40·1,236 68,076<79,196	
Іпо = 29,052 кА	Ідин = 50 кА	
іу = 77,696 кА	ідин = 102 кА	іу = 160 кА
Вк = 367,148кА ² с	Вк = 40 ² ·3= 4800 кА ² с	Вк = 63 ² ·2=7938 кА ² с

На електродинамічну стійкість вимикач перевіряється :

$$I_{по} \leq I_{дин} ; i_y \leq i_{дин} .$$

На термічну стійкість вимикач перевіряється :

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} .$$

Вибір вимикача на ВРП 220 кВ.

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	LTV-220-63/3150	SGF -220/3200
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{рмах} = 2600,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} = 3200 \text{ А}$
$I_{п\tau} = 18,276 \text{ кА}$	$I_{откном} = 63 \text{ кА}$	
$i_{a\tau} = 18,066 \text{ кА}$	$i_{a, ном} = 1,41 \cdot 63 \cdot 23 / 100 = 20,49 \text{ кА}$	
$I_{по} = 18,269 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	
$i_y = 48,635 \text{ кА}$	$i_{дин} = 162 \text{ кА}$	$i_y = 125 \text{ кА}$
$Вк = 145,184 \text{ А}^2\text{с}$	$Вк = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$Вк = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$

Вимикач у ланцюзі НН АТЗ на 35кВ.

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР-35-40/2000	SGF -35/2000
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{рмах} = 660 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п\tau} = 27,979 \text{ кА}$	$I_{отк} = 40 \text{ кА}$	
$i_{a\tau} = 27,01 \text{ кА}$ $1,41 \cdot 27,979 + 27,01 = 66,578 \text{ кА}$	$i_{a, ном} = 1,41 \cdot 30 \cdot 40 / 100 = 16,97 \text{ кА}$ $1,41 \cdot 40 \cdot (1 + 40 / 100) = 79,196$	
$I_{по} = 27,979 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	
$i_y = 76,37 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 80 \text{ кА}$
$Вк = 360,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$Вк = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$Вк = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$

Вимикач у ланцюзі власних потреб блоків

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР-6-40/2000	КУ -6/1000
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{рмах} = 1,924 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п\tau} = 12,537 \text{ кА}$	$I_{отк} = 40 \text{ кА}$	
$i_{a\tau} = 7,283 \text{ кА}$	$i_{a, ном} = 1,41 \cdot 20 \cdot 40 / 100 = 11,314 \text{ кА}$	
$I_{по} = 23,074 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	
$i_y = 55,744 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_y = 81 \text{ кА}$
$Вк = 58,163 \text{ кА}^2\text{с}$	$Вк = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2\text{с}$	$Вк = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$

1.9 Вибір струмоведучих частин .

Вибір гнучких шинопроводів.

Від блокового трансформатора (генератор ТВВ-800-2УЗ) до збірних шин РП-500 кВ та до АТЗ струмоведуча частина виконується гнучкими провідниками. Визначаємо максимальний робочий струм:

а) для РП-500 кВ:

$$I_{роб.мах} = \frac{S_{с.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{1800}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,8} = 2,445 \text{ кА};$$

б) для БТ-500 кВ:

$$I_{ном} = \frac{S_{с.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1,155 \text{ кА};$$

с) для АТЗ:

$$I_{роб.мах} = \frac{S_{АТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{438,16}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0,506 \text{ кА};$$

Перетин вибираємо по найбільшому значенню $I_{роб.мах}$; приймаємо три провода у фазі ЗхАС-600/72, $d = 33,2$ мм.

Робимо перевірку на термічну дію струму к.з. :

Перевірка провідників на схлещування:

$$f = \frac{0,15 \cdot I_{по}^2}{D} = \frac{0,15 \cdot 29,052^2}{6} = 21,1 \text{ Н/м},$$

де D - відстань між фазами.

Визначаємо силу ваги 1 м провідника :

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 2,17 \cdot 3 = 70,18 \text{ Н/м},$$

де m - маса 1 м привоуду.

Приймаємо максимальну розрахункову стрілу провисання $h = 2$ м ,

$$t_{эк} = t_3 + 0,05, \quad t_3 = 0,1 [4]; \quad t_{эк} = 0,1 + 0,05 = 0,15.$$

$$\text{Знаходимо відношення } \frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = \frac{\sqrt{2}}{0,15} = 9,43 \text{ і } \frac{f}{g} = \frac{21,1}{70,18} = 0,3 \text{ по діаграмі [4]}$$

знаходимо відношення b/h шукане b - відхилення провідника $b = 0,1 \cdot 2 = 0,2$ м. Знаходимо максимально припустиме відхилення провідника:

$$b_{\text{доп}} = \frac{(D - d - a_{\text{доп}})}{2} = \frac{(6 - 0.0332 - 1.4)}{2} = 1.983,$$

де $a_{\text{доп}}$ - найменша припустима відстань у світлі між сусідніми фазами в момент їхнього найбільшого зближення $a_{\text{доп}} = 2$ м [4],

d - діаметр провідника, $d = 0.0332$ м.

Схлестування не відбудеться так, як $b < b_{\text{доп}}$.

Перевірка за умовою корони. Початкова критична напруженість :

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.66}} \right) = 30.61 \text{ кВ/см.}$$

Напруженість навколо розчепленого провідника :

$$E = k \cdot \frac{0.354 \cdot U_{\text{max}}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{1.26D}{r_{\text{ек}}}} = 1.144 \cdot \frac{0.354 \cdot 525}{3 \cdot 1.66 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 600}{13.85}} = 24.578 \text{ кВ/см,}$$

де k - коефіцієнт, що враховує число провідників у фазі;

$r_{\text{ек}}$ - еквівалентний радіус розчеплених провідників;

a - відстань між провідниками ($a = 40$ см).

$$k = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{1.66}{40} = 1.144; \quad r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2} = \sqrt[3]{1.66 \cdot 40^2} = 13.85 \text{ см.}$$

Умови перевірки на корону:

$$1.07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_0;$$

$$1.07 \cdot 24.578 = 26.298 \text{ кВ/см} \leq 0.9 \cdot 30.61 = 27.55 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується, приймаємо три провідники у фазі.

Всі інші струмопроводи ВРП виконуємо цим же провідником (3×АС-600/72).

а) для РП-220кВ

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_{\text{г.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0.85} = 3.087 \text{ кА;}$$

с) для АТЗ:

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{438.16}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0.506 \text{ кА;}$$

Перетин вибираємо по найбільшому значенню $I_{\text{роб.мах}}$; приймаємо чотири провода у фазі 4хАС-500/27, $d = 29.4$ мм.

Робимо перевірку на термічну дію струму к.з. :

Перевірка провідників на схлещування:

$$f = \frac{0,15 \cdot I_{по}^2}{D} = \frac{0,15 \cdot 18,269^2}{4} = 12,52 \text{ Н/м},$$

де D - відстань між фазами.

Визначаємо силу ваги 1 м провідника :

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,537 \cdot 4 = 66,28 \text{ Н/м},$$

де m - маса 1 м приводу.

Приймаємо максимальну розрахункову стрілу провисання $h = 2 \text{ м}$,

$$t_{эк} = t_z + 0,05, \quad t_z = 0,1 [4]; \quad t_{эк} = 0,1 + 0,05 = 0,15.$$

Знаходимо відношення $\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = \frac{\sqrt{2}}{0,15} = 9,43$ і $\frac{f}{g} = \frac{12,52}{66,28} = 0,189$ по діаграмі [4]

знаходимо відношення b/h шукане b - відхилення провідника $b = 0,07 \cdot 2 = 0,14 \text{ м}$. Знаходимо максимально припустиме відхилення провідника:

$$b_{доп} = \frac{(D - d - a_{доп})}{2} = \frac{(4 - 0,0294 - 0,95)}{2} = 1,51,$$

де $a_{доп}$ - найменша припустима відстань у світлі між сусідніми фазами в момент їхнього найбільшого зближення $a_{доп} = 0,95 \text{ м}$ [4],

d - діаметр провідника, $d = 0,0294 \text{ м}$.

Схлещування не відбудеться так, як $b < b_{доп}$.

Перевірка за умовою корони. Початкова критична напруженість :

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,47}} \right) = 30,973 \text{ кВ/см}.$$

Напруженість навколо розчепленого провідника :

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{1,26 D}{r_{ек}}} = 1,25 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{4 \cdot 1,47 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 400}{13,425}} = 11,567 \text{ кВ/см},$$

де k - коефіцієнт, що враховує число провідників у фазі;

$r_{ек}$ - еквівалентний радіус розчеплених провідників;

a - відстань між провідниками ($a = 25 \text{ см}$).

$$k = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{1,47}{25} = 1,25; \quad r_{ек} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^3} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 1,47 \cdot 25^3} = 13,425$$

см.

Умови перевірки на корону:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 ;$$

$$1,07 \cdot 11,567 = 12,377 \text{ кВ/см} \leq 0,9 \cdot 30,973 = 27,875 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується, приймаємо чотири провідники у фазі
(4*АС-600/72).

б) відгалудження до БТ;

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{г.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot \cos \varphi} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0.85} = 3,087 \text{ кА};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{3,087}{1} = 3,087 (\text{мм}^2),$$

де $j_{\text{ек}}=1(\text{А/мм}^2)$ -економічна густина струму;

Вибираємо п'ять проводів АС-700/86.

с) Відгалудження до АТЗ:

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_{\text{ПРТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,66 \text{ кА};$$

Вибираємо АС-300/39, $I_{\text{доп}}=710(\text{А})$.

Перевірка по умовам корони не проводиться.

Вибір комплектних екранованих струмопроводів.

В колі генератора вибираємо 1 комплектний пофазно-екранований струмопровід. Для генераторів потужністю 800 МВт приймаємо ТЕКН-П-24-24000-560 на номінальну напругу $U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$, номінальний струм $I_{\text{ном}} = 24000 \text{ А}$, струм електродинамічної стійкості $i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}$.

Перевіряємо струмопровід :

$$I_{\text{пвх}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 0,9} = 21,38 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{мах}} = 21,38 < I_{\text{ном.г}} = 21400 \text{ А} ; i_y = 308,63 < i_{\text{дин}} = 560 \text{ А}.$$

В колі генератора вибираємо 1 комплектний пофазно-екранований струмопровід. Для генераторів потужністю 500 МВт приймаємо ТЕКН-Е-20-20000-560 на номінальну напругу $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$, номінальний струм $I_{\text{ном}} = 20000 \text{ А}$, струм електродинамічної стійкості $i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}$.

Перевіряємо струмопровід :

$$I_{\text{пвх}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 0,85} = 14,15 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{мах}} = 14150 < I_{\text{ном.Г}} = 17000 \text{ А}; i_y = 271,168 < i_{\text{дин}} = 560 \text{ А}.$$

Вибір жорстких шин.

Вибір жорстких шин здійснюємо на приєднанні до трансформатора ТРДНС 40000/35 на стороні 6 кВ. Відповідно до ПУЭ збірні шини й ошиновка по економічній густині струму не вибираються, робимо вибір за допустимим струмом:

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_{\text{н.лртвп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 2} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1,924 \text{ кА}.$$

Вибираємо комплектний струмопровід ТЗК-6-2000-81

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}; I_{\text{робмах}} = 1,924 (\text{кА}) \leq I_{\text{ном}} = 2 (\text{кА})$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} \quad i_{\text{уд}} = 55,774 (\text{кА}) \leq i_{\text{дин}} = 81 (\text{кА});$$

Вибір кабеля.

Вибираємо кабель до двигуна ВП:

Конденсаторний насос: тип 2АЗМІ-800/6000

$$P_H = 800 \text{ кВт}; U_H = 6 \text{ кВ}; \cos \varphi = 0,9; n_{\text{ном}} = 2970 \text{ об/хв};$$

$$I_H = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,9} = 85,53 \text{ (А)}$$

Вибираємо кабель марки ААШв 3-х жильний.

Визначаємо економічний переріз:

$$q_{\text{ЕК}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{j_{\text{ЕК}}} = \frac{85,53}{1,2} = 71,3 (\text{мм}^2)$$

Вибираємо 3-х жильний кабель 3×95 мм².

$$I_{\text{доп}} = \kappa_2 \cdot I_{\text{доп., ном}} = 0,87 \cdot 265 = 230,55 (\text{А}) > 85,53 (\text{А})$$

$$I_{\text{доп}} = 265 (\text{А}); \quad \kappa_2 = 0,87$$

Визначаємо мінімальний переріз:

$$q_{\text{ЕК}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{58,163 \cdot 10^6}}{98} = 77,821 (\text{мм}^2)$$

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

$q_{\text{мин}} > 95 \text{ (мм}^2\text{)},$ отже приймаємо найбільший ближчий переріз

з: ААШВ $3 \times 120 \text{ (мм}^2\text{)} з $I_{\text{доп}} = 390 \text{ (А)}; \quad \kappa_2 = 0,87$$

$$I_{\text{доп}} = \kappa_2 \cdot I_{\text{доп, ном}} = 0,87 \cdot 265 = 230,55 \text{ (А)} > 85,53 \text{ (А)}$$

1.10 Вибір вимірювальних трансформаторів.

Вибір трансформаторів струму.

Перелік необхідних приладів приймаємо з [4], схема вмикання показана на мал. 10. Вибираємо тр-тор струму ТФЗМ-500-У1 ; $Z_{2\text{ном}} = 30 \text{ Ом}; \kappa_{\text{тер}} \cdot I_{\text{ном}} = 68; t_{\text{тер}} = 1 \text{ с.}$

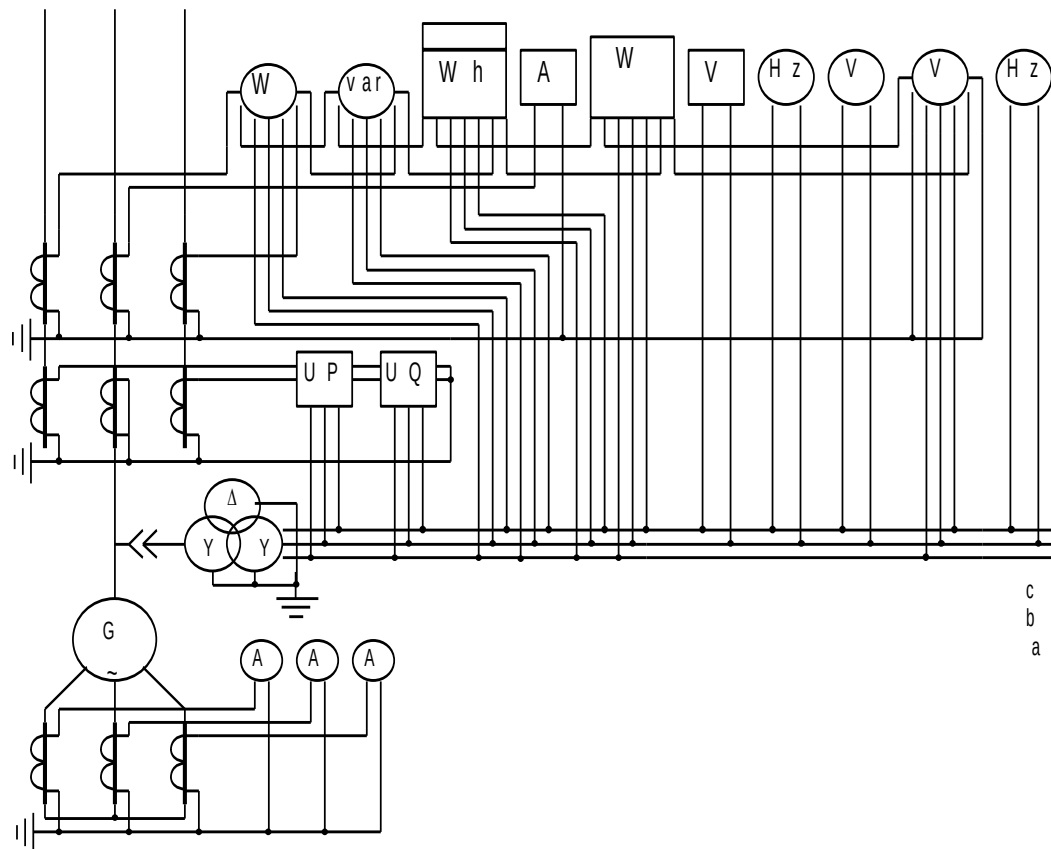


Рисунок 1.11.Схема включення вимірювальних приладів генератора ГВВ-800-2.

Таблиця 1.16. Розрахункові і каталожні дані трансформатора струму

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$
$I_{рмах} = 679,24 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 77,696 \text{ кА}$	не перевіряється
$В_k = 367,148 \text{ кА}^2\text{с}$	$(k_{тер} I_{ном})^2 t_{тер} = 68^2 \cdot 1 = 4624 \text{ кА}^2\text{с}$

Порівняння розрахункових і каталожних даних приведені в таблиці 1.16. Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуємося схемою включення мал. 10 і каталожними даними.

З таблиці 1.17 видно, що найбільше завантажені трансформатори струму фаз А та С.

Загальний опір приладів: $r_{пр} = S_{пр} / I_{22} = 21,1 / 1^2 = 21,1 \text{ Ом}$.

Припустимий опір провідників: $r_{п} = Z_{2ном} - r_{пр} - r_k = 30 - 21,1 - 0,1 = 8,8 \text{ Ом}$.

Приймаємо опір контактів відповідно до рекомендацій [2,4] $r_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Для ЛЕП 500 кВ застосовують кабель з алюмінієвими жилами, орієнтовна довжина 150-175 м, трансформатори з'єднані в повну зірку, тому $I_{розр} = I$, перетин: $q = (I_{розр} / r_{пр}) \cdot \rho = 0,0283 \cdot 150 / 8,8 = 0,482 \text{ мм}^2$, де ρ - питомий опір матеріалу провідника [2]. Приймаємо контрольний кабель АКРВГ із жилами 2,5 мм².

Таблиця 1.17. Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, ВА, фази		
		А	В	С
Амперметр	Э-378	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	Д-305	0,5	-	0,5
Варметр	Д-305	0,5	-	0,5
Датчик активної потужності	Е-829	10	-	10
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	-	10
ФІП	-	-	-	-
Разом		21,1	0,1	21,1

Решту трансформаторів струму вибираємо аналогічно. Дані зводимо в таблицю.

Розрахункові дані	Каталожні дані
ВРП-220кВ	ТФРМ-500-У1 0,5/10Р/10Р/10Р/10Р
$U_{уст}=220\text{кВ}$ $I_{рмах}=2600,9\text{А}$ $i_y=48,635\text{кА}$ $Вк=145,184\text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст}=500\text{кВ}$ $I_{ном}=2000-4000\text{А}$ $i_{дин}=120\text{кА}$ $Вк=47^2 \cdot 1=2209\text{ кА}^2\text{с}$
РП-6кВ	ТШЛ-10-У3
$U_{уст}=6\text{кВ}$ $I_{рмах}=1924\text{А}$ $i_y=55,744\text{кА}$ $Вк=58,163\text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст}=10\text{кВ}$ $I_{ном}=2000\text{А}$ $i_{дин}=81\text{кА}$ $Вк=31,5^2 \cdot 3=2976,75\text{ кА}^2\text{с}$
АТНН-35кВ	ТВ-35-III-1500/5-У2
$U_{уст}=35\text{кВ}$ $I_{рмах}=660\text{А}$ $i_y=76,37\text{кА}$ $Вк=360,1\text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст}=35\text{кВ}$ $I_{ном}=750\text{А}$ не перевіряється $Вк=25^2 \cdot 4=2500\text{кА}^2\text{с}$

Вибір трансформаторів напруги.

На ЛЕП-500кВ встановлюємо трансформатор напруги типу НДЕ-500-72-У1. Перевіряємо його за вторинним навантаженням. Підрахунок навантаження основної обмотки трансформатора напруги приведений у таблиці 1.18.

Таблиця. 1.18. Вторинне навантаження трансформатора напруги

Прилад	Тип	S,одн. обм.	Число обмоток	cosφ	sinφ	Кільк. приладів	Загальна споживана потужність	
		ВА					P,Вт	Q,ВА
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активної потужності	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
ФІП	-	3	-	1	0	1	3	-
Разом							29	0

Вторинне навантаження : $S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{29^2 + 0^2} = 29 \text{ ВА}$.

Обраний трансформатор НДЕ-500-72-У1 має номінальну потужність 300ВА в класі точності 0,5 , необхідному для приєднання лічильників. Таким чином, $S_{2\Sigma} = 29 \text{ ВА} < S_{\text{ном}} = 300 \text{ ВА}$, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

За вище викладеною методикою вибираємо трансформатори струму і напруги в інших місцях станції без перевірки по вторинному навантаженню.

На станції встановлюються наступні трансформатори напруги:

НКФ-220-58 У1; НОМ-6-77 У4; ЗНОМ-35-65 У1; ЗНОМ-24-69 У1

1.11 Вибір установки постійного струму.

На електростанціях акумуляторна батарея (АБ) використовується для живлення ланцюгів керування , сигналізації, автоматики, аварійного

освітлення, а також для електропостачання найбільш відповідальних механізмів власних потреб, що забезпечують зберігання устаткування в працездатному стані (маслонасоси змащення, ущільнень валу, систем регулювання турбогенератора).

Всі споживачі енергії, що одержують живлення від АБ, діляться на наступні три групи:

постійно включене навантаження (апарати пристрою керування, блокування, сигналізації і релейного захисту, а також постійно включена частина аварійного освітлення);

тимчасове навантаження; тривалість цього навантаження визначається тривалістю аварії, це час приймають 0,5 г.;

короткочасне навантаження) тривалість не більш 5 с). Таке навантаження створюється струмами включення і відключення приводів вимикачів і автоматів.

Найбільше застосування на електростанціях і підстанціях одержали батареї зі свинцево-кислотних акумуляторів із поверхневими позитивними і коробчастими негативними пластинами типу СК (стаціонарні для короткочасного розряду). Такі батареї мають великий термін служби і стійкі в роботі.

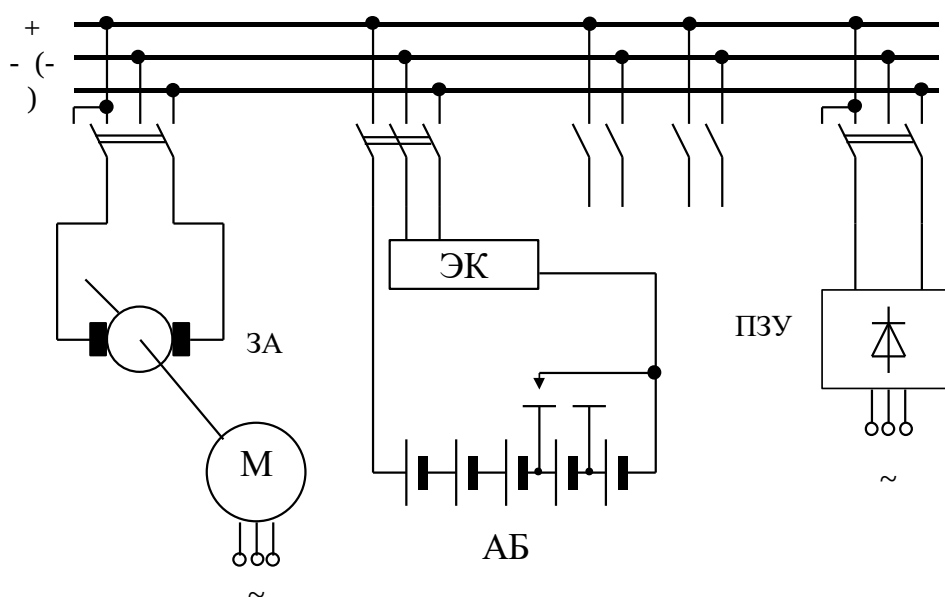


Рисунок 1.12. Схема акумуляторної установки з елементним комутатором,

що працює в режимі постійного підзаряду.

У якості електроліту застосовується розчин сірчаної кислоти щільністю 1,2 при температурі 25 °С. Акумулятори типу СК випускаються в 46 типових виконаннях.

Встановлюємо дві АБ. Одну на блок 500 МВт.

Розрахунок батареї для блоку 800 МВт. Приймаємо, що ВРП має свою АБ. Батарея буде працювати в режимі постійного підзаряду з елементним комутатором рис. 1.12. Розрахункова тривалість навантаження 0,5 години. Номінальна напруга на шинах 230 В.

Підрахунок навантажень робимо відповідно до таблиці 1.19. Відповідно до таблиці 1.19 $I_{ав} = 700 \text{ А}$, $I_t = 1210 \text{ А}$.

Розраховуємо кількість елементів батареї:

основних: $n_o = U_{ш}/U_{пз}$, $n_o = 230/2,15 = 108$,

де $U_{ш} = 230 \text{ В}$ - напруга на шинах; $U_{пз} = 2,15 \text{ В}$ - напруга на елементі в режимі підзаряду;

загальних: $n = U_{ш}/U_p$, $n = 230/1,75 = 130$,

де $U_p = 1,75 \text{ В}$ - напруга на елементі наприкінці аварійного розряду;

додаткових: $n_d = n - n_o$, $n_d = 130 - 108 = 22$.

Таблиця. 1.19. Підрахунок навантажень акумуляторної батареї.

Електроприймач	К-ть	Рном	Іном	Ірас	Іпус	Розрахункові аварійн. навантаження, А	
	шт.	кВт.	А	А	А	$I_{ав}$	I_t
Постійне навантаження	-	-	-	70	-	70	70
Аварійне освітлення	-	-	-	250	-	250	-
Приводи вимикачів ВЭ-6-40 - ПЭ-22	2	-	250	-	-	-	500
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	100
Електродвигуни аварійного масло-насоса ущільнень генератора	1	32	168	150	420	150	-
Електродвигуни аварійних маслонасосів системи змащення	2	42	216	200	540	200	540
Разом						700	1210

Типовий номер АБ : $N = 1,05 I_{ав}/j$, $N = 1,05 \cdot 700/25 = 29,4$,
де $j = 25 \text{ A/N}$ (при температурі електроліту 25°) [2] .

Приймаємо найбільший типовий номер $N = 32$ (СК-32). Намічену АБ перевіряємо по ударному струму :

$$N = I_T/46 , N = 1210/46 = 26,3$$

У режимі поштовхового навантаження значення $U_{ш}$ визначаємо за умовою надійної роботи приводів вимикачів $85\% U_{ном}$. З врахуванням втрат напруги в кабелі приймаємо $U_{ш} = 90\% U_{ном}$. Для цього значення по кривій [2] визначаємо $j = 38 \text{ A/N}$. Робимо перевірку $j = 38 \text{ A/N} > 1210/32 = 37,8$. Умова виконується.

Остаточно приймаємо АБ СК-32.

Розрахунок підзарядного пристрою :

$$I_{пзп} = I_{пост} + 0,15 \cdot N = 70 + 0,15 \cdot 32 = 74,8 \text{ A.}$$

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

Вибираємо ВАЗП-380/260-40/80.

Розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів: $I_{пзп,д} = 0,05 \cdot 32 = 1,6 \text{ A}$; $U_{пзп,д} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ В}$. Вибираємо автоматичне ПЗУ типу АРН-3, що поставляється з панеллю автоматичного регулювання напруги типу ПЭХ-9045-00А2.

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{пзп} = I_{пост} + 5 \cdot N = 70 + 5 \cdot 32 = 230 \text{ A} ; U_{пзу} = 2,75 \cdot 130 = 356 \text{ В.}$$

Вибираємо зарядний агрегат, що складається з генератора постійного струму типу П-101 ($P_{ном} = 65 \text{ кВт}$, $U_{ном} = 270 \text{ В}$, $I_{ном} = 296 \text{ А}$.) і асинхронного двигуна типу А2-91-4 ($P_{ном} = 75 \text{ кВт}$.)

1.12 Розрахунок заземлюючого пристрою для ВРП-500кВ.

Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ в мережах з ефективно заземленою нейтраллю використовуються з урахуванням опору заземлення.

$R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$ або допустимої напруги дотику $U_{пр} \leq U_{пр.доп.}$

Початкові дані для розрахунку:

1. Площа заземлюючого пристрою :

$$S = 208 \times 130 \text{ м}^2 ;$$

2. Питомий опір верхнього шару ґрунту:

$$\rho_1 = 500 \text{ Ом} \cdot \text{м} \text{ для зими};$$

$$\rho_1 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м} \text{ для літа};$$

3. Питомий опір нижнього шару ґрунту:

$$\rho_2 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м} ;$$

4. Рівень верхнього шару $h = 2 \text{ м}$;

5. Довжина вертикального заземлювача $l = 9 \text{ м}$;

6. Глибина занурення $t = 0,5 \text{ м}$;

Намічаємо до виконання сітку з 40-ма прямокутними ячейками і 26-ма

вертикальними заземлювачами.

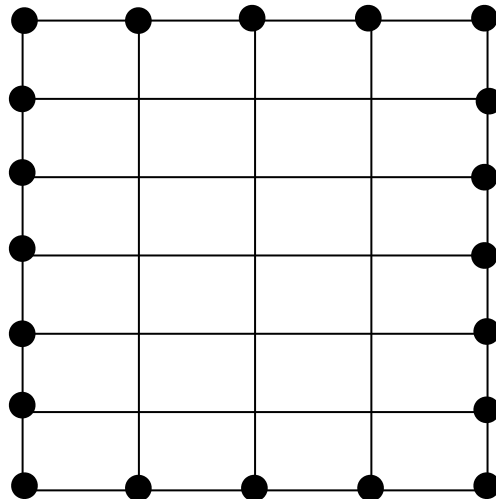


Рисунок 1.13 Модель заземлюючого пристрою.

Визначаємо опір заземлювача в зимовий період ($\rho_1 = 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$);

Визначаємо периметр заземлювача: $P = 2 \cdot (208 + 130) = 676 (\text{м})$

Середня відстань між вертикальними провідниками:

$$a = \frac{P}{n} = \frac{676}{26} = 26 (\text{м})$$

Еквівалентний опір землі:

$$\rho_{екв} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^\Delta;$$

$$\Delta = 0,43 \cdot \frac{h-t}{l} + 0,27 \cdot \lg \frac{a}{l} + 0,04 = 0,43 \cdot \frac{2-0,5}{9} + 0,27 \cdot \lg \frac{26}{9} + 0,04 = 0,236 (\text{м})$$

$$\rho_{екв} = 100 \cdot 5^{0,236} = 146.218 (\text{Ом} \cdot \text{м});$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l+t}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{9+0,5}{\sqrt{27040}} = 0,493$$

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_{\epsilon} = n \cdot l = 26 \cdot 9 = 100 (\text{м})$$

Загальна довжина горизонтальних заземлювачів:

$$L_{\epsilon'} = 208 \cdot 7 + 130 \cdot 9 = 2418 (\text{м})$$

Визначимо $L_{\epsilon'}$ для квадратної моделі сітки:

$$L_{\epsilon'} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) = 2 \cdot \sqrt{27040} \cdot (7+1) = 2631.02 (\text{м})$$

де $m = \frac{L_{\epsilon'}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{2418}{2 \cdot \sqrt{27040}} - 1 = 6.352$; приймаємо $m=7$

Визначимо опір заземлювача без урахування звичайних заземлювачів:

$$r = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_{\epsilon'} + L_{\epsilon}} = 0,493 \cdot \frac{146.218}{\sqrt{27040}} + \frac{146.218}{2631.02 + 100} = 0.489 (\text{Ом});$$

Визначаємо опір заземлювача в зимовий період:

$$r_3 = \frac{r_3 \cdot r_{3\epsilon}}{r_3 + r_{3\epsilon}} = \frac{0,489 \cdot 1,5}{0,489 + 1,5} = 0,369 (\text{Ом})$$

де $r_{3\epsilon} = 1,5 (\text{Ом})$ - опір звичайного заземлювача;

Отже, умова виконується $r_3 < 0,5 (\text{Ом})$.

Аналогічний розрахунок проведемо для визначення опору заземлювача літом ($\rho_1 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$):

Еквівалентний опір землі:

$$\rho_{екв} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^\Delta;$$

$$\Delta = 0,43 \cdot \frac{h-t}{l} + 0,27 \cdot \lg \frac{a}{l} + 0,04 = 0,43 \cdot \frac{2-0,5}{5} + 0,27 \cdot \lg \frac{26}{9} + 0,04 = 0,236 (\text{м})$$

$$\rho_{екв} = 100 \cdot 2^{0,236} = 117.77 \text{ (Ом} \cdot \text{м)};$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l+t}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{9+0,5}{\sqrt{27040}} = 0,493$$

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_{\epsilon} = n \cdot l = 26 \cdot 9 = 100 \text{ (м)}$$

Загальна довжина горизонтальних заземлювачів:

$$L_{\epsilon'} = 2418 \text{ (м)}$$

Визначимо $L_{\epsilon'}$ для квадратної моделі сітки:

$$L_{\epsilon'} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) = 2 \cdot \sqrt{27040} \cdot (7+1) = 2631.02 \text{ (м)}$$

де $m = \frac{L_{\epsilon'}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{2418}{2 \cdot \sqrt{27040}} - 1 = 6352$; приймаємо $m=7$

Визначимо опір заземлювача без урахування звичайних заземлювачів:

$$r = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_{\epsilon'} + L_{\epsilon}} = 0,493 \cdot \frac{117.77}{\sqrt{27040}} + \frac{117.77}{2631.02 + 234} = 0.394 \text{ (Ом)};$$

Визначаємо опір заземлювача в зимовий період:

$$r_3 = \frac{r_3 \cdot r_{3\epsilon}}{r_3 + r_{3\epsilon}} = \frac{0,394 \cdot 1,5}{0,394 + 1,5} = 0,312 \text{ (Ом)}$$

де $r_{3\epsilon} = 1,5 \text{ (Ом)}$ -опір звичайного заземлювача;

Отже, умова виконується $r_3 < 0,5 \text{ (Ом)}$.

1.14 Розрахунок блискавкозахисту ВРП-500кВ.

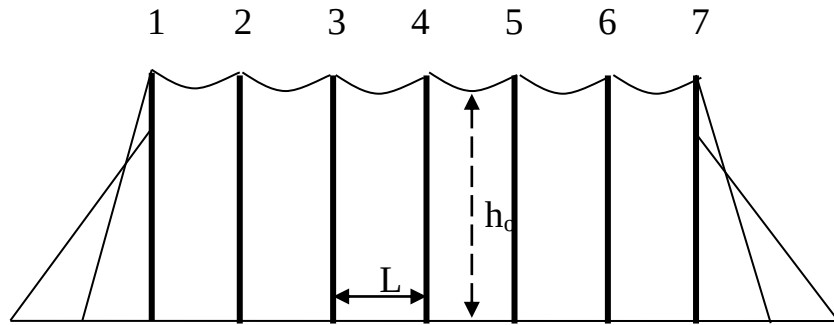
Захист від блискавок забезпечується багатократними стержневими блискавковідводами висотою $h=50 \text{ (м)}$, при висоті об'єкта, що захищається, $h_x=28 \text{ (м)}$.

Для розрахунку радіуса і зон захисту блискавковідводів використовуємо формули, приведені нижче:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) = 1,5 \cdot (50 - 1,25 \cdot 28) = 22.5 \text{ (м)};$$

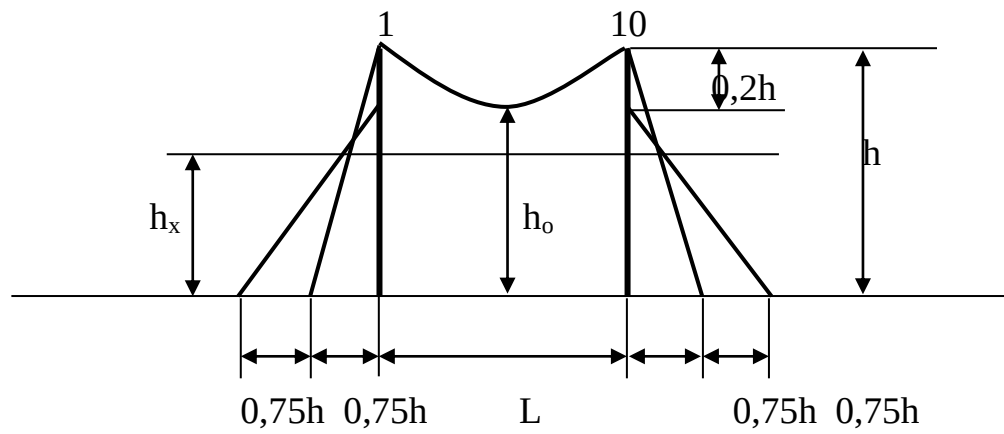
$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2} = 4 \cdot 50 - \sqrt{9 \cdot 50^2 + 0,25 \cdot 64^2} = 47,4 \text{ (м)};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) = 3 \cdot (46.62 - 1,25 \cdot 28) = 34.87 \text{ (м)};$$



$$h_0 = 46,62 \text{ м}; \quad L = 64 \text{ м}.$$

Рисунок 1.15 Перекриття зон захисту блискавковідводів (вид збоку).



$$h = 50 \text{ м}; \quad h_x = 31 \text{ м}; \quad h_0 = 47,4 \text{ м}; \quad L = 56 \text{ м}.$$

Рисунок 1.16 Перекриття зон захисту блискавковідводів (вид спереду).

2 АНАЛІЗ МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

Регулювання напруги є ключовим завданням в електроенергетичних системах, оскільки забезпечення стабільного рівня напруги є критичним для надійної роботи обладнання і якості електропостачання. У рамках дослідження були розглянуті такі сучасні методи регулювання напруги, як автоматичне регулювання збудження генераторів, використання статичних компенсаторів реактивної потужності (СТАТКОМ), синхронних компенсаторів, а також впровадження FACTS-технологій (гнучких систем передачі змінного струму).

1. Автоматичне регулювання збудження генераторів

Автоматичне регулювання збудження (АРЗ) забезпечує підтримку напруги на шинах генератора шляхом управління струмом збудження. Цей метод дозволяє:

- Збільшити стійкість генератора до коливань.
- Забезпечити динамічне регулювання напруги при змінних навантаженнях.
- Підвищити якість електроенергії за рахунок зниження флуктуацій напруги.

АРЗ є базовою технологією, яка застосовується на всіх великих електростанціях, завдяки високій ефективності та надійності.

2. Статичні компенсатори реактивної потужності (СТАТКОМ)

СТАТКОМ є одним із найсучасніших пристроїв регулювання напруги. Вони використовуються для компенсації реактивної потужності та швидкого реагування на зміну умов у мережі. Основні переваги:

- Миттєве регулювання реактивної потужності в обидві сторони (індуктивна та ємнісна компенсація).
- Висока швидкість реагування (до кількох мілісекунд).
- Компактність і можливість інтеграції у вузлах мережі.

3. Синхронні компенсатори

Синхронні компенсатори є спеціальними електричними машинами, які працюють у режимі генератора або двигуна без навантаження. Вони забезпечують:

- Плавне регулювання напруги шляхом зміни збудження.
- Додаткову інерцію в системі, що покращує її стійкість.
- Високу тривалість експлуатації.

Хоча синхронні компенсатори поступово замінюються СТАТКОМами, вони залишаються актуальними для великих вузлів енергосистем із високими вимогами до стабільності.

4. Впровадження FACTS-технологій

FACTS-технології (Flexible AC Transmission Systems) являють собою комплекс пристроїв, які дозволяють гнучко керувати потоками потужності та напругою в енергосистемі. Вони включають:

- **SVC (Static Var Compensator)** – статичні компенсатори реактивної потужності.
- **UPFC (Unified Power Flow Controller)** – уніфіковані регулятори потоків потужності.
- **TCSC (Thyristor-Controlled Series Capacitor)** – тиристорно-керовані серійні конденсатори.

Переваги FACTS:

- Зниження втрат у мережі.
- Поліпшення стабільності системи при великих навантаженнях.
- Підтримка напруги на заданому рівні навіть у складних режимах роботи.

Відхилення напруги не завжди знаходиться в інтервалах допустимих значень. Причинами цього є:

- втрати напруги, викликані струмами навантаження, що протікають по елементам мережі;
- неправильний вибір перетину струмоведучих елементів і потужності силових трансформаторів;

- неправильно побудовані схеми мереж.

Контроль за відхиленнями напруги проводиться трьома способами:

- 1) по рівню - ведеться шляхом порівняння реальних відхилень напруги з допустимими значеннями;
- 2) по місцю в електричній системі – ведеться в визначених точках мережі, наприклад на початку або в кінці лінії, на районній підстанції;
- 3) по тривалості існування відхилень напруги.

Регулюванням напруги називають процес зміни напруги в характерних точках електричної системи за допомогою спеціальних технічних засобів. Історично розвиток методів і способів регулювання напруги і реактивної потужності проводилось від нижчих ієрархічних рівнів керування енергосистемами до вищих. Спочатку використовувалось регулювання напруги в центрах живлення розподільчих мереж – на районних підстанціях, де зміною коефіцієнта трансформації підтримувалась напруга у споживачів при зміні режиму їх роботи. Регулювання напруги застосовувалось також безпосередньо у споживачів і на енергооб'єктах (електростанціях, підстанціях).

Ці способи регулювання напруги збереглись до нашого часу і використовуються на нижчих ієрархічних рівнях автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ). З точки зору вищих рівнів АСДУ – це локальні способи регулювання. Автоматична система диспетчерського управління вищих рівнів проводить координацію роботи локальних систем регулювання і оптимізацію режиму енергосистеми в цілому.

Локальне регулювання напруги може бути централізоване, тобто проводитись в центрі живлення, та місцеве, тобто проводиться безпосередньо у споживачів.

Місьцеве регулювання напруги можна розділити на групове та індивідуальне. Групове регулювання здійснюється для групи споживачів, а індивідуальне – в основному в спеціальних цілях.

В залежності від характеру зміни навантаження в кожному з вказаних типів регулювання напруги можна виділити декілька підтипів. Так, наприклад, в централізованому регулюванні напруги можна виділити три підтипи:

- стабілізація напруги;
- двохступінчасте регулювання напруги;
- зустрічне регулювання напруги.

Стабілізація застосовується для споживачів з практично незмінним навантаженням, наприклад для трьохзмінних підприємств, де рівень напруги потрібно підтримувати сталим. Добовий графік навантаження таких споживачів показаний на рисунку 2.1.

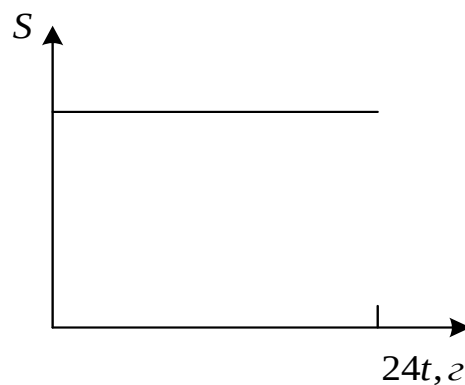


Рисунок 2.1 – Незмінний графік навантаження

Для споживачів з яскраво вираженою двохступінчастим графіком навантаження (рисунок 2.2), наприклад для однозмінних підприємств, застосовується двохступінчасте регулювання напруги. При цьому підтримуються два рівня напруги за добу відповідно з графіком навантаження.[3]

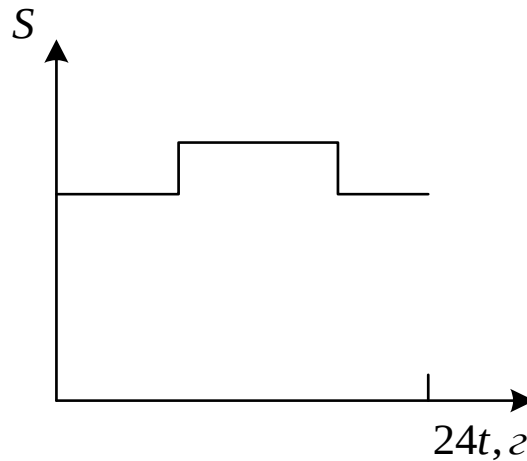


Рисунок 2.2 – Двохступінчастий графік навантаження

В випадку, якщо навантаження змінюється за добу (рисунок 2.3) використовується так зване зустрічне регулювання.

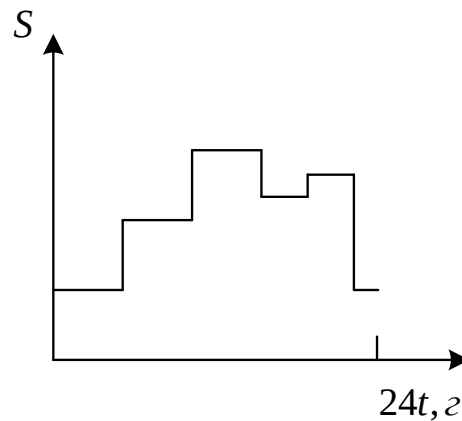


Рисунок 2.3 – Багатоступінчастий графік навантаження

Для кожного значення навантаження будуть мати свої значення і втрати напруги, відповідно, і сама напруга буде змінюватись зі зміною навантаження. Щоб відхилення напруги не виходило за рамки допустимих значень, потрібно регулювати напругу, наприклад в залежності від струму навантаження.

2.1 Зустрічне регулювання напруги

Для більш докладного розгляду зустрічного регулювання напруги використовуємо схему заміщення, зображену на рисунку 2.4, де

трансформатор представлений як два елемента – опір трансформатора і ідеальний трансформатор.

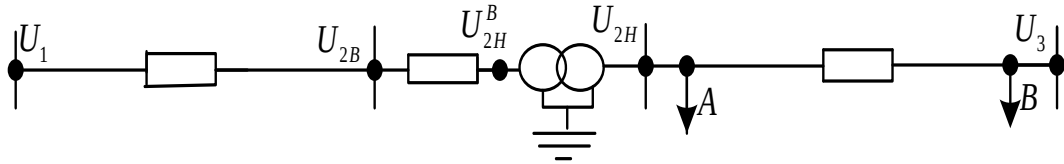


Рисунок 2.4 – Зустрічне регулювання, схема заміщення

На рисунку 2.4 прийняті наступні позначення:

U_1 - напруга на шинах центра живлення;

U_{2B} - напруга на шинах первинної напруги (ВН) районної підстанції;

U_{2H} - напруга на шинах вторинної напруги (НН) районної підстанції;

U_3 - напруга у споживачів.

Напруга на шинах ВН районної підстанції визначається за формулою:

$$U_{2H, \text{нб}} \geq (1.05 \div 1.1) U_{\text{ном}} \quad U_{2B} = U_1 - \Delta U_{12}. \quad (2.1)$$

Напруга на шинах ВН і НН відрізняються величиною втрат напруги в трансформаторі ΔU_T , і, крім цього, в ідеальному трансформаторі напруга понижається відповідно з коефіцієнтом трансформації, що необхідно враховувати при виборі регулюючого відгалуження.

На рисунку 2.5 представлені графіки зміни напруги для двох режимів: найменших і найбільших навантажень.

При цьому на осі координат відкладені значення відхилення напруги в відсотках номінального.

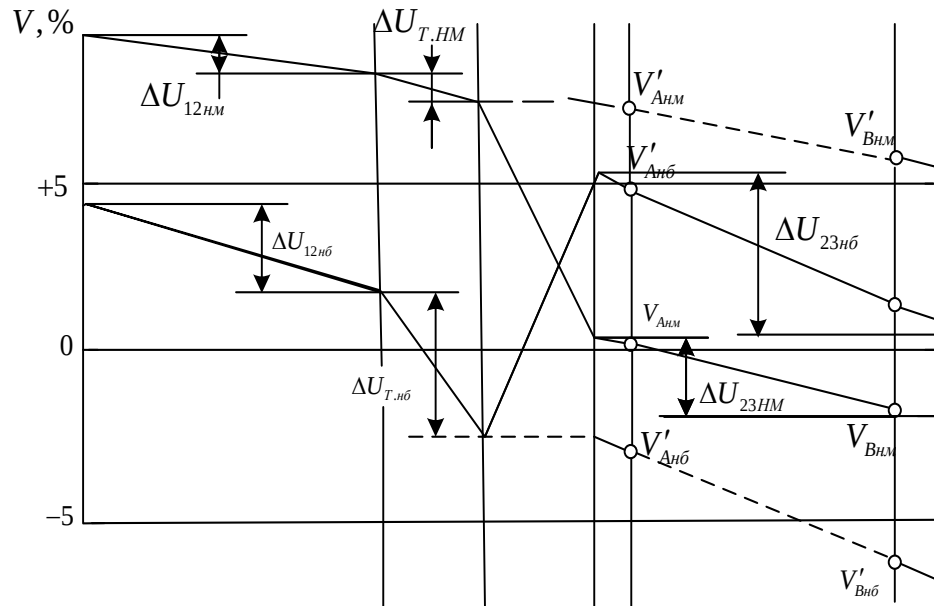


Рисунок 2.5 – Зустрічне регулювання напруги, епюри напруг

З рисунку 2.5 (штрихові лінії) видно, що якщо $n_T = 1$, то в режимі найменших навантажень напруги у споживачів будуть вищі, а в режимі найбільших навантажень – нижчі допустимого значення (тобто відхилення напруги більше допустимих). При цьому приймачі електроенергії, приєднанні до мережі НН (в точках А і В, з рисунку 3.1), будуть працювати при недопустимих умовах. Змінюючи коефіцієнт трансформації трансформатора районної підстанції n_T , змінюємо напругу на шинах вторинної напруги районної підстанції, тобто регулюємо напругу (суцільна лінія на рисунку 2.5).

В режимі найменших навантажень зменшують напругу на шинах вторинної напруги районної підстанції до величини, найбільш близької до $U_{ном}$. В цьому режимі вибирають таке найбільш стандартне значення n_T , щоб виконувалась наступна умова:

$$U_{2н.нм} \geq U_{ном} . \quad (2.2)$$

В режимі найбільших навантажень збільшують напругу U_{2H} до величини, близької до $1.05 - 1.1 U_{ном}$. В цьому режимі вибирають такі найбільші стандартні значення n_T , щоб виконувалась наступна умова:

$$U_{2H,нб} \geq (1.05 \div 1.1) U_{ном}. \quad (2.3)$$

Таким чином, напруга на зажимах споживачів, як віддалених від центра живлення – в точці В, так і близьких до центра живлення – в точці А, вводитьься в допустимих межах. При такому регулюванні в режимах найбільших і найменших навантажень напруга відповідно збільшується і зменшується. Тому таке регулювання називають зустрічним.[7]

2.2 Аналіз регулюючого ефекту напруги на електричних станціях

Змінювати напругу генераторів можна за рахунок регулювання струму збудження. Не змінюючи активну потужність генератора, можна змінювати напругу генератора тільки в межах $\pm 0.05 U_{ном,г}$, тобто від $0.95 U_{ном,г}$ до $1.05 U_{ном,г}$.

При $U_{ном,г} = 6.3$ кВ номінальна напруга генератора $U_{ном,г} = 6.3$ кВ і діапазон регулювання 6 – 6.6 кВ. При $U_{ном,г} = 10$ кВ напруга генератора $U_{ном,г} = 10.5$ кВ і діапазон регулювання 10-11 кВ.

Відхилення напруги на виводах генератора більш ніж на $\pm 5\%$ номінального призводить до необхідності зниження його потужності. Цей діапазон регулювання напруги ($\pm 5\%$) недостатній.

На кожній ступені трансформації втрати напруги в відносних одиницях рівні:

$$\Delta U_T \approx 0.1 S_T, \quad (2.4)$$

де $S_T = S_T / S_{ном}$ - потужність трансформатора в відносних одиницях.

При трьох – чотирьох трансформаціях втрати напруги в мережі складають $0.3-0.4S_T$. Якщо прийняти $P_{нб}=1$, а $P_{нм}=0.4$, тоді при всіх цих умовах втрати напруги у відсотках $U_{ном}$ в режимах найбільших і найменших навантажень складає відповідно:

$$\sum \Delta U_{нб} \% \approx 30 \div 40\%; \quad (2.5)$$

$$\sum \Delta U_{нм} \% \approx 12 \div 16\%. \quad (2.6)$$

Звідси видно, що діапазон зміни напруги у споживача складає:

$$\sum \Delta U_{нб} \% - \sum \Delta U_{нм} \% \approx 18 \div 24\%. \quad (2.7)$$

Тому діапазон зміни напруги у генератора що складає 10%, очевидно недостатній.

Генератори електростанцій є тільки допоміжним засобом регулювання по двом причинам:

- 1) недостатній діапазон регулювання напруги генераторами;
- 2) важко узгодити вимоги по напрузі віддалених та більш близьких споживачів.

Як єдиний засіб регулювання генератори застосовуються тільки у випадку системи простого виду – виду станція – нерозподілене навантаження. В цьому випадку на шинах ізольовано працюючих електростанцій промислові підприємства здійснюють зустрічне регулювання напруги. Змінюючи струм збудження генераторів підвищують напругу в години максимуму навантажень і знижують в години мінімуму.

Підвищуючі трансформатори на електростанціях ТДЦ/110 з номінальною напругою обмотки ВН $U_{в.ном}=110$ кВ і частина з ТДЦ/220 з $U_{в.ном}=220$ кВ, як і генератори, трансформатори є допоміжним засобом регулювання напруги, тому що також мають межі регулювання $\pm 2 \times 2.5\%$

$U_{в.ном}$ і з їх допомогою неможливо узгодити потреби по напрузі близьких і віддалених споживачів. Підвищуючи трансформатори ТЦ і ТДЦ з $U_{в.ном} = 150, 330 - 750$ кВ виготовляються без пристроїв регулювання напруги. Тому основним засобом регулювання напруги являються трансформатори і автотрансформатори районних підстанцій.

2.3 Регулювання напруги на районній підстанції

По конструктивному виготовленню розрізняють два типи понижуючих підстанцій:

- з переключанням регулюючих розгалужень без збудження, тобто з відключенням від мережі (скорочено “трансформатори з ПБЗ”);
- з переключанням регулюючих розгалужень під навантаженням (скорочено “трансформатори з РПН”).

Зазвичай регулюючі вітки виконуються на стороні вищої напруги трансформатора, яка має менший робочий струм. При цьому полегшується робота перемикаючого пристрою.

Розглянемо просту схему, що зображена на рисунку 2.4.

При цьому напруга на шинах ВН підстанції буде відрізнятись від напруги генераторів електростанції U_1 на величину втрат в лінії ΔU_c , а напруга на шинах НН підстанції, приведена до ВН U_{2H}^B , буде відрізнятись ще і на величину втрат напруги в опорі трансформатора ΔU_T :

$$U_{2B} = U_1 - \Delta U_c; \quad (2.8)$$

$$U_{2H}^B = U_{2B} - \Delta U_T. \quad (2.9)$$

Дійсна напруга на шинах НН підстанції визначається так:

$$U_{2H} = \frac{U_{2H}^B}{n_T} = U_{2H}^B \frac{U_{H.ном}}{U_{роз}}, \quad (2.10)$$

де $n_T = U_{PO3} / U_{H.HOM}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора;

U_{PO3} - напруга регулюючого розгалуження обмотки ВН;

$U_{H.HOM}$ - номінальна напруга обмотки НН.

Змінюючи коефіцієнт трансформації, можна змінити напругу на стороні НН підстанції U_{2H} . Саме по цьому принципу працюють всі засоби регулювання на підстанціях.

По умові зустрічного керування:

$$V_{нб}^{баж} \% = 5\%; \quad (2.11)$$

$$V_{нм}^{баж} \% = 0, \quad (2.12)$$

де $V_{нб}^{баж} \%$ - бажане відхилення напруги у відсотках номінального в режимі найбільших навантажень;

$V_{нм}^{баж} \%$ - теж саме для режиму найменших навантажень.

Відповідно:

$$U_{2н.нб}^{баж} = U_{ном} + V_{нб}^{баж}; \quad (2.13)$$

$$U_{2н.нм}^{баж} = U_{ном} + V_{нм}^{баж}. \quad (2.14)$$

З електричних розрахунків мережі знаходяться $U_{2н.нб}^B$ - напруги на стороні НН в режимі найбільших навантажень, приведені до ВН. $U_{2н.нм}^B$ - напруга на стороні НН в режимі найменших навантажень, приведена до ВН. Позначеннями $U_{2н.нб}^B$ та $U_{2н.нм}^B$ визначаються бажані вітки регулюючої обмотки вищої напруги трансформатора в режимах найбільших і найменших навантажень:

$$U_{ВІТ.нб} = U_{2н.нб}^B \frac{U_{н.ном}}{U_{2н.нб}^{баж}}; \quad (2.15)$$

$$U_{ВІТ.нм} = U_{2н.нм}^B \frac{U_{н.ном}}{U_{2н.нм}^{баж}}. \quad (2.16)$$

Трансформатори без регулювання під навантаженням в наш час виготовляють з основним і чотирма додатковими розгалуженнями. Схема обмотки такого трансформатора показана на рисунку 2.6. Основне відгалуження має напругу, рівну номінальній напрузі первинної обмотки трансформатора $U_{роз} U_{В.НОМ}$. Для понижуючих трансформаторів $U_{В.НОМ}$ рівна номінальній напрузі мережі $U_{НОМ.С}$, до якої приєднується даний трансформатор. При основному відгалуженні коефіцієнт трансформації трансформатора називають номінальним. При використанні чотирьох додаткових розгалужень коефіцієнт трансформації відрізняється від номінального на +5, +2.5, -2.5 і -5%. Вторинна обмотка трансформатора є центром живлення мережі, підключеної до цієї обмотки. Тому номінальна напруга вторинної обмотки трансформаторів більша номінальної напруги мережі: на 5% - для трансформаторів невеликої потужності, на 10% - для інших трансформаторів. Припустимо, що до первинної при використанні основного розгалуження підведена напруга рівна $U_{НОМ.С}$, і на стороні НН при холостому ході напруга рівна $1.05 U_{НОМ.С}$. При цьому додаткова напруга рівна 5%. Змінюючи розгалуження трансформатора з ПБЗ, можна отримати додаткову напругу.[2]

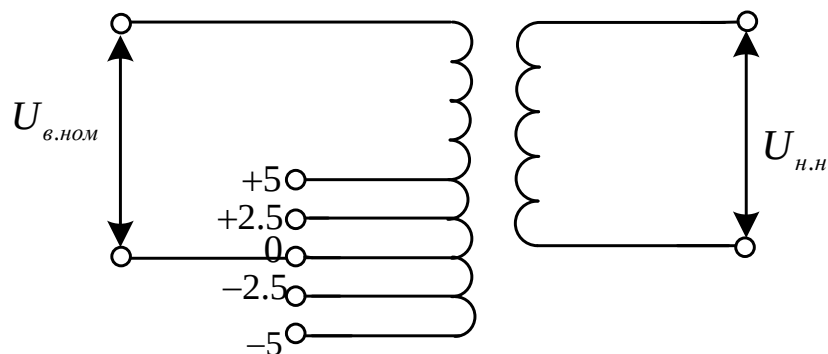


Рисунок 2.6 – Схема обмоток трансформаторів з ПБЗ

Щоб перемкнути регулююче розгалуження трансформаторі з ПБЗ, потрібно відключити його від мережі. Такі переключення робляться рідко,

при сезонній зміні навантажень. Тому в режимі найбільших і найменших навантажень на протязі доби (наприклад, вдень та вночі) трансформатор працює на одному регулюючому розгалуженні і відповідно з одним і тим самим коефіцієнтом трансформації. При цьому не можливо виконати умови зустрічного регулювання.

$$U_{2н.нб} = U_{2н.нб}^B \frac{U_{н.ном}}{U_{роз}}; \quad (2.17)$$

$$U_{2н.нм} = U_{2н.нм}^B \frac{U_{н.ном}}{U_{роз}}. \quad (2.18)$$

Зазвичай $U_{2і.іа}^A < U_{2і.іі}^A$, тому $U_{2і.іа} < U_{2і.іі}$, що протирічить вимогам зустрічного регулювання. Зустрічне регулювання можна використовувати, тільки змінюючи $U_{роз}$ і коефіцієнт трансформації на протязі доби, тобто переходячи від режиму найбільших навантажень до режиму найменших.

Трансформатори регулюванням напруги під навантаженням, із вбудованим приладом РПН (рисунок 2.7) відрізняються від трансформаторів з ПБВ наявністю спеціального перемикаючого приладу, а також з більшим числом ступенів регулюючих розгалужень і діапазоном регулювання. Наприклад, для трансформаторів з номінальною напругою основного розгалуження обмотки ВН, рівною 115 кВ, передбачаються діапазони регулювання +16% при 18 ступенях регулювання по 1.78% кожен.

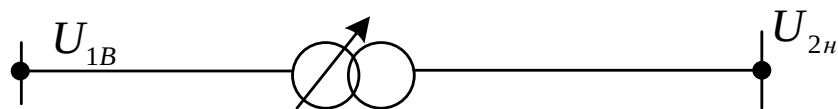


Рисунок 2.7 – Умовне позначення трансформатора з РПН

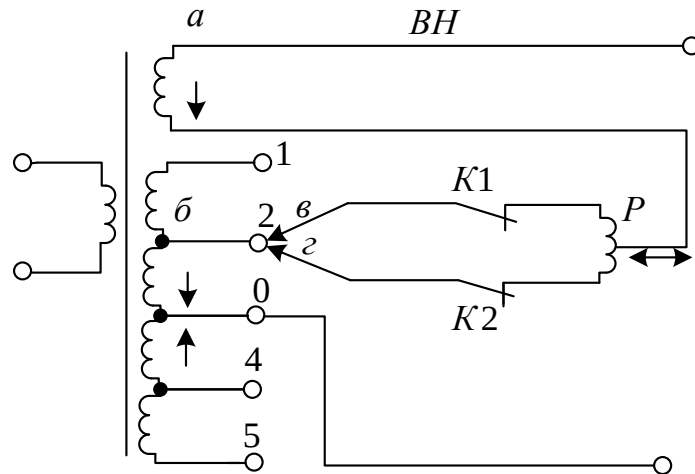


Рисунок 2.8 – Схема обмоток трансформатора з РПН

Обмотка ВН цього трансформатора складається з двох частин: не регулюючої *а* та регулюючої *б*. На регулюючій частині знаходиться ряд розгалужень з нерухомими контактами 1, 4. Розгалуження 1, 2 відповідають частині витків, включених відповідно з витками основної обмотки (направлення струму показано на рисунку 2.8 стрілками). При включенні розгалужень 1, 2 коефіцієнт трансформації трансформатора збільшується. Розгалуження 3, 4 відповідають частині витків, з'єднаних зустрічно по відношенню до витків основної обмотки. Їх включення зменшує коефіцієнт трансформації, так як компенсує дію частини витків основної обмотки. Основним виводом обмотки ВН трансформатора являється точка 0. Число витків, діючих взаємно і зустрічно з витками основної обмотки, може бути неоднаковим. На регулюючій частині обмотки знаходиться перемикаючий прилад, який складається з нерухомих контактів *в* і *г*, контактів K1 та K2 і реактора P. Середина обмотки реактора з'єднана з нерегулюючою частиною обмотки *а* трансформатора. Нормально струм навантаження обмотки ВН розподілялося порівну між половинами обмотки реактора. Тому магнітний потік малий і втрата напруги в реакторі також мала.

Припустим, що потрібно переключити прилад з розгалуження 2 на розгалуження 1. При цьому відключають контактор K1 (рисунок 2.9), переводять рухомий контакт *в* на контакт розгалуження 1 і знову вмикають контактор K1 (рисунок 2.10). Таким чином, секція 1, 2 обмотки виявляється

замкнутою на обмотку реактора Р. Значну індуктивність реактора обмежує зрівняльний струм, який з'являється внаслідок наявності напруги на секції 1, 2 обмотки. Після цього відключають контактор К2, переводять рухомий контакт ε на контакт розгалуження 1 і вмикають контактор К2.

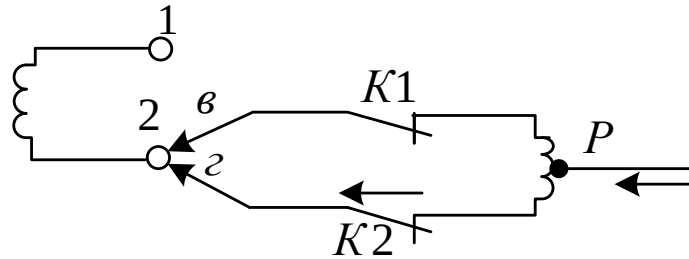


Рисунок 2.9 – Перемикання розгалужень 1

З допомогою РПН можна змінити розгалуження і коефіцієнт трансформації під навантаженням за добу, виконуючи таким чином вимоги зустрічного регулювання.

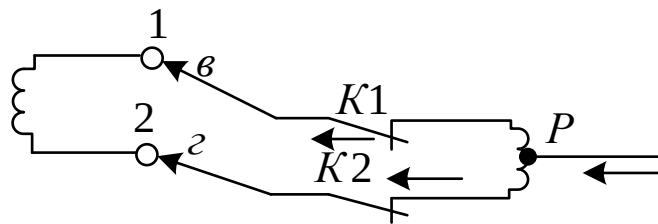


Рисунок 2.10 – Перемикання розгалужень 2

Лінійні регулюючі трансформатори (ЛР) і послідовні регулюючі трансформатори використовуються для регулювання напруги в окремих лініях або групи ліній. Так, вони використовуються при реконструкціях вже існуючих мереж, в яких використовуються трансформатори без регулювання під навантаженням. В цьому випадку регулювання напруги на шинах підстанції ЛР вмикаються послідовно з не регулюючим трансформатором (рисунок 2.11). Для регулювання напруги на відхідних лініях лінійні регулятори вмикаються безпосередньо в лінії (рисунок 2.12).

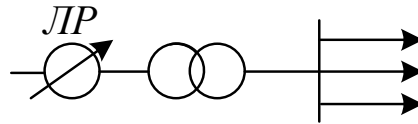


Рисунок 2.11 – Включення лінійного трансформатора 1

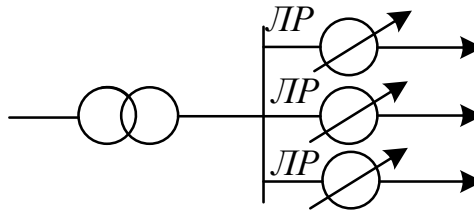


Рисунок 2.12 – Включення лінійного трансформатора напруги 2

Лінійний регулюючий трансформатор – статичний електричний прилад, який складається з послідовного 2 та живлячого 1 трансформаторів (рисунок 2.13). Первинна обмотка живлячого трансформатора 3 може отримувати живлення від фази А або від фаз В, С. Вторинна обмотка 4 живлячого трансформатора містить такий самий прилад перемикання контактів під навантаженням 5, як і в РПН. Один кінець первинної обмотки 6 послідовного трансформатора, другий – до перемикаючого пристрою 5. Вторинна обмотка 7 послідовного трансформатора з'єднана послідовно з обмоткою ВН силового трансформатора, і додаткова ЕРС ΔE в обмотці 7 складається з ЕРС в обмотці ВН.[3]

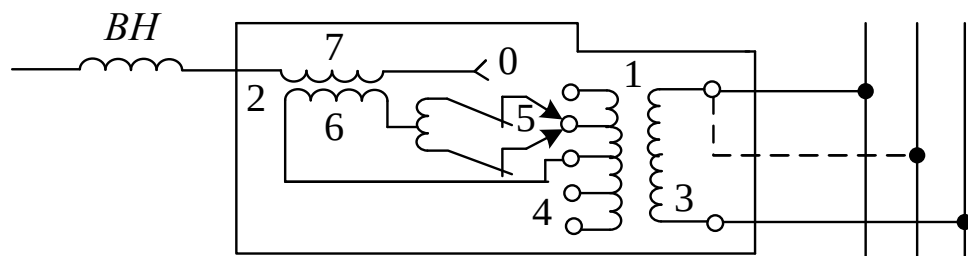


Рисунок 2.13 – Схема обмоток лінійного регулятора

Якщо на первинну обмотку 3 живлячого трансформатора подається напруга фази A (цілі лінії на рисунку 2.13), тоді ЕРС обмотки ВН силового трансформатора за допомогою пристрою РПН, регулюється по модулю (рисунок 2.14).

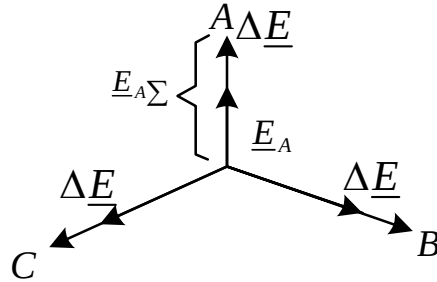


Рисунок 2.14 – Регулювання напруги по модулю

При цьому $E_{A\Sigma}$ - модуль результуючої ЕРС обмотки ВН силового трансформатора і обмотки 7 лінійного регулятора буде рівний:

$$E_{A\Sigma} = E_A + \Delta E, \quad (2.19)$$

де E_A - модуль ЕРС в фазі A обмотки ВН силового трансформатора.

Якщо обмотка 3 підключається до двох фаз B і C (штрихові лінії на рисунку 2.13), тоді результуюча ЕРС обмоток ВН і 7 змінюється по фазі (рисунок 2.15)

$$\underline{E}_{A\Sigma} = \underline{E}_A + \Delta \underline{E}. \quad (2.20)$$

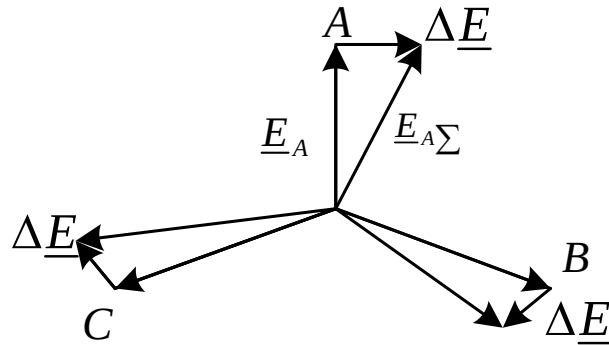


Рисунок 2.15 – Регулювання напруги по фазі

Регулювання напруги по модулю, коли ΔE і E_A співпадають по фазі (рисунок 5.9), називається поздовжнім. При такому регулюванні коефіцієнт трансформації n_T - дійсна величина. Регулювання напруги по фазі, коли ΔE і E_A зміщені на 90° (рисунок 2.15), називається поперечним. Регулювання напруги по модулю і фазі називається гранично – поперечним (рисунок 2.16). В такому випадку обмотка 3 підключена до фази A і B. При гранично-поперечному регулюванні коефіцієнт трансформації n - комплексна величина.

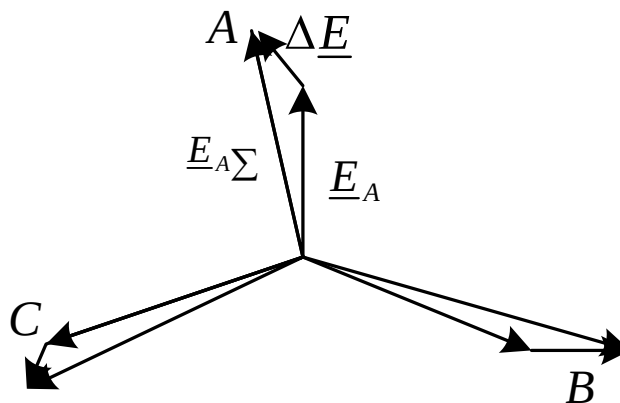


Рисунок 2.16 – регулювання напруги по модулю і фазі

Лінійні регулюючі трансформатори великої потужності виготовляються трьохфазними, потужністю 16 – 100 МВА з РПН $\pm 15\%$, на 6.6 – 38.5 кВ; послідовні регулюючі трансформатори – трьохфазними потужністю 92 і 240 МВА на 150 і 35 кВ.

2.4 Регулювання напруги зміною опору мережі

Напруга у споживача залежить від величини втрат напруги в мережі, які в свою чергу залежать від опору мережі. Наприклад, поздовжня складова падіння напруги в лінії на рисунку 2.17 буде рівна:

$$U_K = \sqrt{3} I_{12} x_K I_K = I_{12} = \frac{S_{12}}{\sqrt{3} U_K}. \quad (2.21)$$

де P_{12}^K , Q_{12}^K , U_2 - потік потужності та напруги в кінці лінії;

r_{12} , x_{12} - активний і реактивний опір лінії.

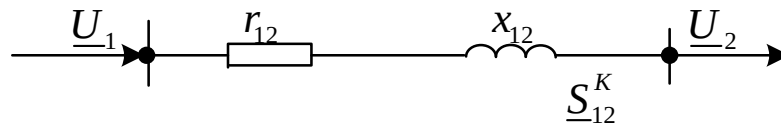


Рисунок 2.17 – Регулювання напруги зміною параметрів мережі, схема заміщення

На рисунку 2.18 зображений характер залежності опору мережі від перерізу проводів. З графіка видно, що відношення активного і реактивного опору розподільчих і живлячих мереж різне.

В розподільчих мережах активний опір більший реактивного. При зміні перерізу ліній в розподільчих мережах суттєво змінюються r_0 та r_{12} і змінюються ΔU_{12} і напруги споживача. Тому в цих мережах переріз інколи вибирається по допустимій втраті напруги.

В живлячих мережах, навпаки реактивний опір більший активного, тому ΔU_{12} в значній мірі визначається реактивним опором лінії, який мало залежить від перерізу. Вибирати переріз ліній в живлячих мережах по допустимій втраті напруги економічно недоцільно. Зміна реактивного опору

використовується для регулювання напруги. Щоб змінити реактивний опір, необхідно включити в лінію конденсатори.[10]

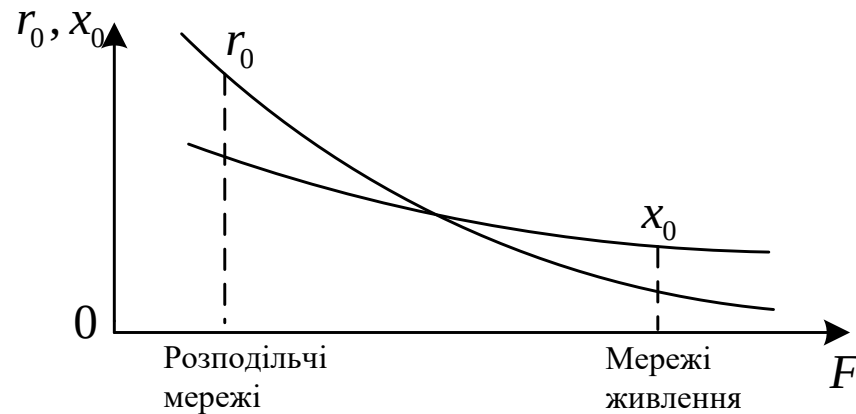


Рисунок 2.18 – Залежність опору мережі від перерізу проводів

Повздовжня складова падіння напруги в лінії до установки визначається за виразом (2.21). Припустимо, що напруга в кінці лінії нижче допустимої:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} \leq U_{2\text{доп}}. \quad (2.22)$$

Підключаємо послідовно в лінію конденсатори так, щоб підвищити напругу до допустимого $U_{2\text{доп}}$. Отримаємо такий вираз:

$$U_{2\text{доп}} = U_1 - \frac{P_{12}^K r_{12} + Q_{12}^K (x_{12} - x_K)}{U_2}, \quad (2.23)$$

де x_K - опір конденсатора.

Послідовне включення конденсатора в лінії називають повздовжньою компенсацією. Прилад поздовжньої компенсації (ППК) дає змогу компенсувати індуктивний опір і втрату напруги в лінії (рисунок 2.19).

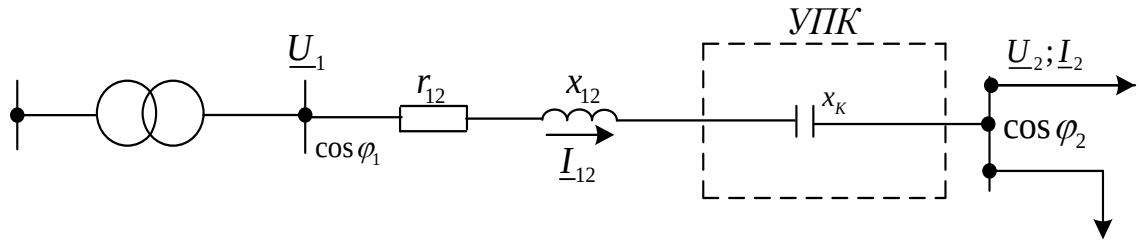


Рисунок 2.19 – Схема включення ППК

Векторна діаграма такого регулювання представлена на рисунку 2.20, з якого отримуємо:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \underline{I}_{12} (r_{12} + jx_{12}), \quad (2.24)$$

$$\underline{U}_{2\text{доп}} = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \underline{I}_{12} (r_{12} + jx_{12}) - \sqrt{3} \underline{I}_{12} (-jx_K), \quad (2.25)$$

де $\underline{I}_{12}$ - струм в лінії.

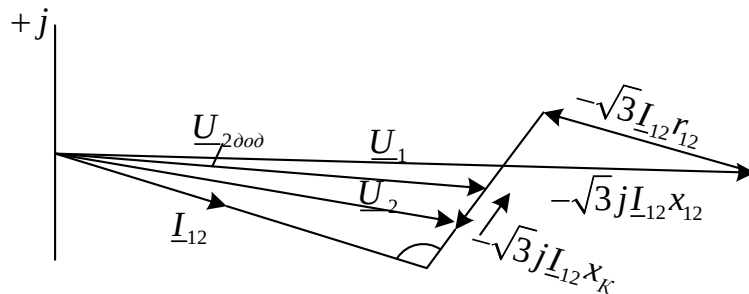


Рисунок 2.20 – Векторна діаграма повздовжньої компенсації

Величину $\sqrt{3} \underline{I}_{12} x_K$ можна розглядати як від'ємне падіння напруги або як додаткову ЕРС, що вводиться в ланцюг.

Знаючи U_1 , $U_{2\text{доп}}$, r_{12} , x_{12} , P_{12}^K , Q_{12}^K , можна знайти x_K і обрати необхідну кількість послідовних і паралельних конденсаторів. При цьому напруга на конденсаторах U_K та струм на них I_K будуть рівні:

$$U_K = \sqrt{3} I_{12} x_K, \quad (2.26)$$

$$I_K = I_{12} = \frac{S_{12}}{\sqrt{3}U_K}. \quad (2.27)$$

Якщо номінальна напруга одного конденсатора

$$I_{K.ном} \langle I_K = Q_K / U_{K.ном} \quad C \geq 100\% \quad 100\% = \frac{x_K}{x_{12}} \cdot 100 \quad U_{ном} \langle \sqrt{3}, \text{ тоді ставлять послідовно}$$

декілька конденсаторів в одній фазі. Кількість конденсаторів визначають по виразу:

$$n = U_K / (\sqrt{3}U_{K.ном}) \quad (2.28)$$

В паспорті конденсатора вказується його потужність Q_K . Знаючи цю величину, можна визначити номінальний струм :

$$I_{K.ном} = Q_K / U_{K.ном} \quad (2.29)$$

Для ППК відношення ємнісного опору конденсаторів до індуктивного опору лінії, що виражається в відсотках, називається відсотком компенсації:

$$C = \frac{x_K}{x_{12}} \cdot 100 \quad (2.30)$$

На практиці використовують тільки часткову компенсацію ($C \langle 100\%$) реактивного опору лінії. Повна або часткова компенсація ($C \geq 100\%$) в розподільчих мережах, безпосередньо живлячих навантаження, зазвичай не використовується, так як це пов'язано з можливістю виявлення в мережі напруги.

2.5 Регулювання напруги зміною потоків реактивної потужності

Повздовжня складова падіння напруги в мережі ΔU_C знаходиться за виразом (рисунок 2.21)

$$\Delta U_C = \frac{P_H r_C + Q_H x_C}{U_2}, \quad (2.31)$$

де P_H , Q_H - потоки потужності;

r_C , x_C - активний і реактивний опори мережі.

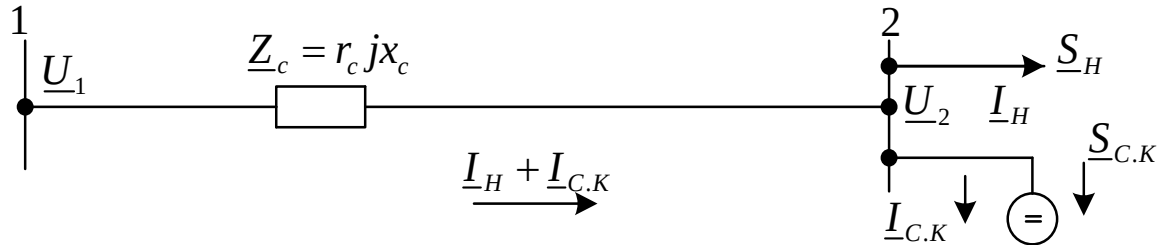


Рисунок 2.21 – Включення синхронного компенсатора

З виразу (2.31) видно, що падіння напруги залежить від потоків реактивної та активної потужностей мережі. По лінії повинна передаватись така активна потужність, яка потрібна споживачу. Активну потужність лінії не можна змінювати для регулювання напруги. В живлячих мережах активний опір менший реактивного опору лінії. Отже, саме вираз $Q_H x_C$ робить вирішальний вплив на падіння напруги в мережах при регулюванні напруги за рахунок зміни потоків потужності.[9]

Для зміни потоків реактивної потужності використовуються компенсуючі пристрої – конденсаторні батареї (КБ), синхронні компенсатори (СК), а також статичні джерела реактивної потужності.

Використання в якості компенсуючого пристрою синхронних компенсаторів зображено на рисунку 2.21. Напруга в кінці лінії до встановлення компенсатора визначається за виразом:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_H r_C + Q_H x_C}{U_2}. \quad (2.32)$$

Нехай U_2 нижче допустимого значення. Після включення СК в кінці лінії U_2 визначається таким чином:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_H r_C + (Q_H - Q_{C.K}) x_C}{U_2}. \quad (2.33)$$

Потужність синхронного компенсатора визначається за виразом:

$$\underline{U}_{2\text{дон}} = \underline{Z}_C \underline{U}_2 - \sqrt{3} \underline{I}_H r_{CC} 90^\circ. \quad (2.34)$$

Синхронні компенсатори можуть працювати режимах перезбудження та недозбудження.

При перезбудженні компенсатори генерують реактивну потужність $Q_{C.K}^{\text{перез}} = Q_{C.K.\text{ном}}$. При недозбудженні компенсатори споживають реактивну потужність $Q_{C.K}^{\text{недоз}} = 0.5 Q_{C.K.\text{ном}}$, що призводить до збільшення втрат напруги в мережі і до зменшення напруги у споживачів. Недозбудження синхронних компенсаторів можна використовувати, коли потрібно знизити напругу, наприклад в режимі найменших навантажень. На рисунках 2.22 та 2.23 зображенні векторні діаграми в режимах перезбудження та недозбудження.

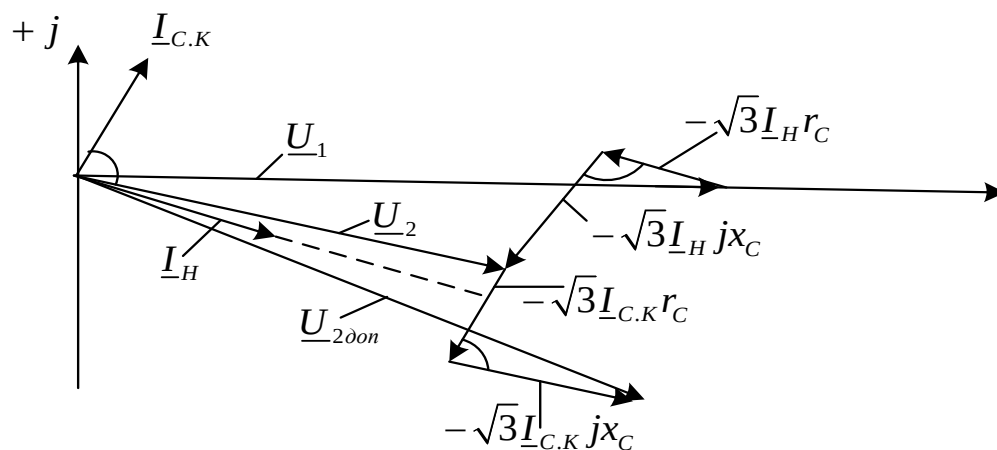


Рисунок 2.22 – Векторна діаграма СК в режимі перезбудження

До включення синхронного компенсатора:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \underline{I}_H \underline{Z}_C; \quad (2.35)$$

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \underline{I}_H r_C - \sqrt{3} \underline{I}_H jx_C. \quad (2.36)$$

Після включення компенсатора:

$$\underline{U}_{2\partial on} = \underline{U}_1 - \sqrt{3}(\underline{I}_H + \underline{I}_{C.K}) \underline{Z}_C; \quad (2.37)$$

$$\underline{U}_{2\partial on} = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \underline{I}_H r_C - \sqrt{3} \underline{I}_C jx_C - \sqrt{3} \underline{I}_{C.K} r_C - \sqrt{3} \underline{I}_{C.K} jx_C. \quad (2.38)$$

де $\underline{U}_1$, $\underline{U}_2$ - напруга на початку та кінці мережі;

$\underline{I}_H$ - струм в мережі;

$\underline{Z}_C$ - опір мережі;

$\underline{I}_{C.K}$ - струм синхронного компенсатора.

В режимі перезбудження СК струм $\underline{I}_{C.K}$, що витікає з мережі, випереджає на 90° напругу $\underline{U}_2$. З векторної діаграми (рисунок 2.22) видно, що в цьому режимі модуль напруги збільшується з $\underline{U}_2$ до $\underline{U}_{2\partial on}$. В режимі недозбудження струм і реактивна потужність СК змінюють свої знаки на протилежні. Струм $\underline{I}_{C.K}$, що витікає з мережі, відстає на 90° від напруги $\underline{U}_2$. З векторної діаграми (рисунок 2.23) видно, що в цьому режимі модуль напруги понижується з $\underline{U}_2$ до $\underline{U}_{2\partial on}$.

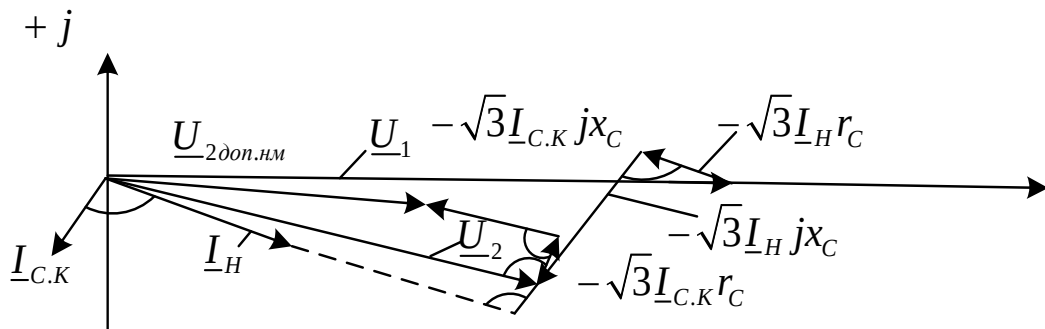


Рисунок 2.23 - Векторна діаграма СК в режимі недозбудження

Включення в якості компенсуючого пристрою конденсаторних батарей дозволяє тільки підвищувати напругу, так як конденсатори можуть тільки виробляти реактивну потужність. Конденсатори, підключені паралельно в мережі (рисунок 2.24), забезпечують поперечну компенсацію. В такому випадку конденсаторні батареї, генеруючи реактивну потужність, підвищують коефіцієнт потужності мережі і одночасно регулюють напругу, оскільки зменшуються втрати напруги в мережі. В період малих навантажень коли напруга в мережі підвищена, повинно бути передбачено відключення частини конденсаторних батарей, щоб рівні напруги не перевищували допустимих значень.

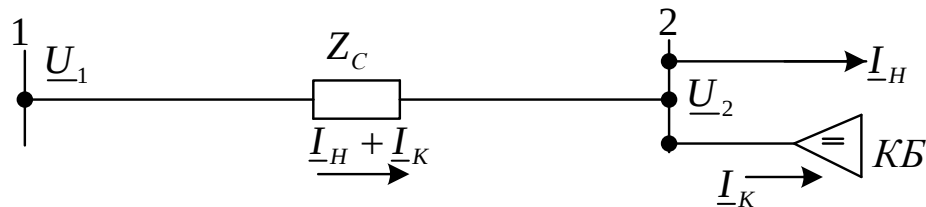


Рисунок 2.24 – Включення конденсаторних батарей

Векторна діаграма при поперечній компенсації з допомогою конденсаторних батарей таж, що і для синхронних компенсаторів в режимі перезбудження (рисунок 2.22), де замість струму синхронних компенсаторів використовуємо струм конденсаторних батарей. В такому випадку, як і при використанні синхронних компенсаторів, зменшується втрата напруги в мережі і збільшується напруга $\underline{U}_2$, а також кут зсуву між напругами в кінці і початку лінії.

Реактивна потужність Q_K , що генерується конденсаторними батареями, визначається за виразом:

$$U_{роз.нб} \neq U_{роз.нм} \quad Q_K = \frac{\Delta U_{PEГ}}{x_C}. \quad (2.39)$$

Отже, потужність конденсаторних батарей визначається напругою мережі і її реактивним опором, при цьому зі зменшенням опору мережі збільшується необхідна потужність конденсаторних батарей.[4]

При повздовжній компенсації підвищення напруги, що виробляється ППК, прямопропорційне струму навантаження лінії. На відміну від ППК підвищення напруги в мережі, що створюється поперечною компенсацією, не залежить від струму навантаження і визначається параметрами мережі (x_c) і ємнісним струмом, тобто ємністю конденсаторних батарей. Це виходить з рисунка 2.22, де зниження втрат напруги в мережі визначається в основному величиною $I_K x_c$, так як величина $I_K r_c$ мало впливає на регулювання напруги.

2.6 Порівняльна характеристика методів регулювання напруги

Основним, найбільш важливим і ефективним серед розглянутих раніше способів є регулювання напруги трансформаторами та автотрансформаторами під навантаженням. Всі інші способи регулювання напруги (трансформаторами з ПБЗ, генераторами станцій, зміна опору мережі і потоків реактивної потужності) мають менше значення і являються допоміжними.

Трансформатори з ПБЗ використовуються в мережах напругою до 35 кВ. З їх допомогою неможливо виконати зустрічне регулювання напруги, так як їх коефіцієнти трансформації при зміні режиму на протязі доби незмінні. Регулювання трансформаторами з ПБЗ виконується тільки як сезонне. Більш часті перемикання являються економічно не вигідними, так як потребують відключення – включення обладнання, погіршують експлуатацію і зв'язані з різким збільшенням кількості обслуговуючого персоналу.

За допомогою трансформаторів з РПН на районній підстанції можливо виконати зустрічне регулювання, так як в трансформаторах з РПН коефіцієнти трансформації і розгалуження можна змінювати під навантаженням:

$$n_{нб} \neq n_{нм}; \quad (2.40)$$

$$U_{роз.нб} \neq U_{роз.нм}. \quad (2.41)$$

Трансформатори з РПН більш дорогі ніж з ПБВ. Це пояснюється необхідністю використання спеціального перемикаючого пристрою. Ціна перемикаючого пристрою РПН порівняно мало залежить від потужності трансформатора. Тому трансформатори з РПН дорогі порівняно з трансформаторами з ПБВ. Це подорожчення складає 20 – 25% вартості трансформатора, а для трансформаторів малої потужності може досягати 70 – 80%. Трансформатори з РПН застосовують на напругу 35 кВ і вище.

Таблиця 2.1 – регулювання напруги на підстанціях

Засоби регулювання	Напруга, кВ	Потужність, МВА	Місце включення пристрою регулювання	Діапазон регулювання (% $U_{ном}$)
Трансформатори з ПБВ	6, 10 (20)	0.4 – 0.63	В нейтралі або в середині обмотки ВН	$\pm 2 \times 2.5\%$
Трансформатори з РПН	35 і більше	10 - 63	В нейтралі обмотки ВН	$\pm 8 \times 1.5\%$
	6, 10, (20), 35	1 – 6.3	В нейтралі обмотки ВН	$\pm 8 \times 1.25\%$ $\pm 6 \times 1.5\%$
ЛР великої потужності	6 - 35	16 - 100	Послідовно з не регулюючими обмотками трансформатора з ПБВ, безпосередньо в лінію	$\pm 15\%$
Послідовні регулюючі трансформатори	35, 150	240, 92	Послідовно з трансформаторами 220, 330 і 750 кВ	$\pm 24.2\%$
Автотрансформатори	330	125 - 400	РПН в обмотці СН	$\pm 6 \times 2\%$
Триобмоткові трансформатори	220	25 - 250	РПН в нейтралі ВН	$\pm 8 \times 1.5\%$; $\pm 12 \times 1\%$

			РПН в обмотці СН	$\pm 6 \times 2\%$
--	--	--	------------------	--------------------

Лінійні регулятори малої потужності використовуються в промислових і сільських мережах, лінійні регулятори великої потужності – в живлячих мережах .

Зрівняльні дані по регулювання напруги з допомогою трансформаторів, автотрансформаторів і лінійних регуляторів приведені в таблиці 2.1.

В більшості випадків синхронні компенсатори використовуються на потужних підстанціях, конденсаторні батареї – на менш потужних підстанціях в промислових, сільських і міських мережах. Компенсуючі пристрої відіграють важливу роль не тільки в регулюванні напруги, але і в першу чергу в забезпеченні балансу реактивної потужності і зменшення втрат потужності і електроенергії.

2.7 Впровадження FACTS-технологій у регулювання напруги

FACTS (Flexible AC Transmission Systems) — це комплекс пристроїв, які забезпечують підвищення гнучкості, стабільності та ефективності роботи електроенергетичних систем. FACTS-технології дозволяють керувати потоками потужності, регулювати напругу в реальному часі та компенсувати реактивну потужність. Їх впровадження стало необхідним у сучасних енергосистемах, що працюють в умовах підвищених навантажень та високих вимог до стабільності.

Основні пристрої FACTS

1. SVC (Static Var Compensator) — статичний компенсатор реактивної потужності

SVC дозволяє керувати реактивною потужністю за допомогою тиристорів, що забезпечує регулювання напруги у вузлах мережі.

Переваги:

- Швидка реакція на зміни в навантаженні.

- Плавне регулювання як індуктивної, так і ємнісної реактивної потужності.
- Зменшення втрат потужності та підвищення стабільності системи.

Застосування:

SVC використовуються на підстанціях і вузлових точках мереж для регулювання напруги та компенсації реактивної потужності.

2. STATCOM (Static Synchronous Compensator) — статичний синхронний компенсатор

STATCOM є вдосконаленою версією SVC, що використовує силові напівпровідники для компенсації реактивної потужності.

Переваги:

- Вища швидкість реагування (мікросекунди).
- Компактність і гнучкість у розміщенні.
- Можливість роботи в умовах низьких напруг.

STATCOM широко використовуються для стабілізації напруги на великих електростанціях і в магістральних мережах.

3. UPFC (Unified Power Flow Controller) — уніфікований регулятор потоків потужності

UPFC — це найуніверсальніший пристрій FACTS, який дозволяє одночасно регулювати напругу, активну та реактивну потужності в мережі. Він об'єднує функції серійних і паралельних компенсаторів. Управління всіма видами потужності в реальному часі.

- Оптимізація потоків потужності в мережі.
- Максимізація пропускної здатності ліній електропередачі.

UPFC застосовується у великих енергосистемах для забезпечення стабільності мережі та зниження перевантажень.

4. TCSC (Thyristor-Controlled Series Capacitor) — тиристорно-керований серійний конденсатор

TCSC використовується для компенсації індуктивного характеру опору лінії передачі, що дозволяє збільшити пропускну здатність мережі.

Переваги:

- Зниження втрат енергії.
- Підвищення стійкості системи при аварійних режимах.
- Можливість динамічного регулювання імпедансу лінії.

TCSC зазвичай встановлюється на лініях електропередачі з високими навантаженнями для оптимізації їхньої роботи.

Переваги впровадження FACTS-технологій

1. Покращення стабільності: FACTS дозволяють швидко стабілізувати напругу в мережі навіть при раптових змінах навантаження або аваріях.

2. Збільшення пропускну здатності: Завдяки компенсації реактивної потужності знижується навантаження на лінії електропередачі.

3. Енергоефективність: Зменшуються втрати енергії, що підвищує економічну ефективність роботи енергосистеми.

4. Гнучкість управління: Пристрої FACTS дозволяють динамічно змінювати параметри системи залежно від потреб.

5. Підвищення якості електроенергії: FACTS мінімізують коливання напруги, флікери та інші негативні явища.

3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Визначення кошторисної вартості спорудження проектованої електростанції

Капітальні затрати на спорудження ЕС визначаються по двох розділах: промислове та житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають по кошторисно-фінансовому розрахунку, який складається із тринадцяти розділів, кожний з яких має цільове призначення.

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у табл.3.1. При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в табл.3.1.

Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку рекомендується виконувати в табличній формі. Капітальні вкладення у житлове будівництво у курсовому та дипломному проектуванні не визначаються через відсутність конкретних даних.

При розширенні ЕС капітальні вкладення по наближеній методиці рекомендується визначати як вартість нового будівництва із слідуючими поправочними коефіцієнтами:

для КЕС

при об'ємі розширення:	коефіцієнт
малому	0,8
середньому	0,9
складному	1,1

Таблиця 3.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС.

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	Тип	В % від другого розділу	В тому числі по видах витрат, грн.			
			будівельно-монтажні роботи	обладнання	інші витрати	загальна вартість
1. Підготовка території будівництва	КЕС	2,1	51471	2058,84	49412,16	102942
2. Об'єкти основного виробничого призначення	КЕС	2580	2941200	1911780	49020	4902000
3. Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	КЕС	1,2	47059,2	11764,8	-	58824
4. Об'єкти енергетичного господарства	КЕС	1,9	79167,3	13970,7	-	93138
5. Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	КЕС	3,0	139707	7353	-	147060
6. Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	КЕС	3,0	132354	14706	-	147060
7. Благоустрій території	КЕС	0,5	24510	-	-	24510
8. Тимчасові будівлі та споруди	КЕС	4,0	156864	19608	19608	196080
9. Інші роботи та витрати	КЕС	3,0	-	-	147060	147060
10. Утримування дирекції та авторський нагляд	КЕС	0,2	-	-	9804	9804
11. Підготовка експлуатаційних кадрів	КЕС	0,3	-	-	14706	14706

12. Проектні та пошукові роботи	КЕС	5,0	-	-	245100	245100
13. Роботи та затрати по створенню водосховища	КЕС	1,0	-	-	49020	49020
Всього по розділу А –промислове будівництво	-	-	3572332,5	198124 1,34	583730,1 6	6137304
В т.ч. поворотні суми	-	5	178616,63	-	-	178616,6 3
Всього	-	-	3393715,8 7	198124 1,34	583730,1 6	5958687, 37

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається по виразу:

$$K_{\text{пит}} = \frac{K_{\Sigma}^{EC}}{N_{\text{вст}}} ; \quad (3.1)$$

$$K_{\text{пит}} = \frac{5958687,37 \cdot 10^3}{2800 \cdot 10^3} = 2128,10 \left(\frac{\text{грн}}{\text{кВт}} \right),$$

де K_{Σ}^{EC} - сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн; $N_{\text{вст.}}$ - встановлена потужність ЕС, кВт.

3.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії

Собівартість електричної енергії являється найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої енергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва (експлуатаційних витрат) до кількості відпущеної енергії.

По діючій в даний час інструкції планування та облік собівартості електроенергії здійснюється по калькуляційних статтях витрат і економічних елементах. В курсовому та дипломному проекті рекомендується використовувати методику укрупненого розрахунку собівартості по економічних елементах, яка використовується в проектних інститутах.

Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається по чотирьох економічних елементах: амортизація основних фондів, заробітна плата з врахуванням додаткової заробітної плати та відрахувань на соціальні потреби, паливо, інші витрати.

3.2.1 Визначення величини амортизаційних відрахувань

При розрахунку собівартості енергії, що відпускається із шин станції, амортизаційні відрахування можуть нараховуватися по будь-якому з методів, затверджених “Національними стандартами по бухгалтерському обліку”. Розрахунок амортизації при застосуванні відповідних методів нарахування здійснюється згідно з Положенням (стандарту) бухгалтерського обліку 7 “Основні засоби”. Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій, рекомендується до використання прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на очікуваний період часу використання об’єкту основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об’ємна задача використаємо спрощену методику. Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи: 1 - будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини ($T_n = 20$ років); 2 - транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язку ($T_n = 4$ роки); 3 - силові обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу електроенергії ($T_n = 6$ років). У відповідності з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює: 1 група - 5%, 2 група - 25%, 3 група - 15%. Норми амортизаційних відрахувань на виконання капітальних ремонтів для відповідних груп основних фондів: 1- 2%, 2-3%, 3- 5%. . Сумарна норма амортизаційних відрахувань для відповідних груп основних фондів складає величину: 1 група - 7%; 2 група - 28%; 3 група - 20%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вищепроведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в табл. 3.1) по наступних формулах:

$$OF_1 = 0,6 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (3.2)$$

$$OF_2 = K_5; \quad (3.3)$$

$$OF_3 = 0,4 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{інш.}; \quad (3.4)$$

$$OF_1 = 0,6 \times (3393715,87 - 139707) = 1952405,32 \text{ (грн)};$$

$$OF_2 = 147060 \text{ (грн)};$$

$$OF_3 = 0,4 \times (3393715,87 - 139707) + (1981241,34 - 7353) + 583730,16 = 3334222,05 \text{ (грн)},$$

де $K_{БМР}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи; $K_{БМР5}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу табл.1; K_5 – капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку); $K_{обл.}$ – вартість обладнання ЕС; $K_{інш.}$ – капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань рекомендується виконати у табличній формі (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ, грн.	Норма амортизації, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
Ф1	1952405,32	7%	136668,37
Ф2	147060	28%	41176,8
Ф3	3334222,05	20%	666844,41
Всього:	5433687,37		844689,58

3.2.2 Визначення річного фонду заробітної плати

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ЕС штатної відомості ще

немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фонду заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні данні штатного коефіцієнта та заробітної плати працівників різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

Значення штатних коефіцієнтів вибирається по табл.3.3-табл.3.5. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum K_{шт.і} \times N_{вст.і}, \quad (3.5)$$

$$Ч = 0,89 \times 900 + 1,01 \times 1000 = 1811$$

де $K_{шт.і}$ – штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{вст.і}$ – сумарна встановлена потужність блоків і-го типу.

Таблиця 3.3 – Штатні коефіцієнти промислово-виробничого персоналу КЕС

Потужність КЕС, МВт	Кількість і тип турбоагрегатів	Штатний коефіцієнт, чел/МВт	
		Тверде паливо	Газ, мазут
1200	4*К-300-240	1,03	0,89
1200	6*К-200-130	1,13	1,01
1800	6*К-300-240	0,88	0,75
2000	4*К-500-240	0,74	-
3000	6*К-500-240	0,84	-
3200	4*К-800-240	0,56	0,47
4800	6*К-800-240	0,47	0,40
600	5*Т-100/120-130	1,4	1,14
840	4*Т-175/210-130	1,3	1,0
1140	2*Т-100/120-130+ +3*Т-250/300-240	1,2	0,9
1200	4*Т-250/300-240	-	0,87

Таблиця 3.4 – Середньостатистичні пропорції категорій працівників для КЕС різного типу

Категорія працівників	Тип електростанції	
	КЕС	Кількість чоловік
Робітники	80 %	1449
ІТР	16 %	290
Службовці	3,5 %	63
МОП	0,5 %	9

Таблиця 3.5 – Розмір середньої заробітної плати працівників КЕС, грн

Категорія працівників	Тип електростанції	
	КЕС	
Робітники	6000	
Службовці	4000	
ІТР	7000	
МОП	3200	

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

$$S_{ЗП} = \sum 12 \times Z_i \times n_i, \quad (3.6)$$

$$S_{ЗП \text{ робітники}} = 12 \cdot 6000 \cdot 1449 = 104328000 \text{ (грн)},$$

$$S_{ЗП \text{ ІТР}} = 12 \cdot 7000 \cdot 290 = 24360000 \text{ (грн)},$$

$$S_{ЗП \text{ службовці}} = 12 \cdot 4000 \cdot 63 = 3024000 \text{ (грн)}$$

$$S_{ЗП \text{ МОП}} = 12 \cdot 3200 \cdot 9 = 345600 \text{ (грн)}.$$

де Z_i – середня заробітна плата робітника i -ої категорії; n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Таблиця 3.6 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС.

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	1449	104328000
ІТР	290	24360000
службовці	63	3024000
МОП	9	345600

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 4.8 по формулі:

$$I_{ЗП} = (1,57(S_{ЗП\text{ роб.}} + S_{ЗП\text{ МОП}}) + 1,80(S_{ЗП\text{ ІТР}} + S_{ЗП\text{ сл.}})) \times K_K \times K_B, \quad (4.7)$$

$$I_{ЗП} = (1,57(104328000 + 345600) + 1,80(24360000 + 3024000)) \times 0,7 \times 1,375 = 205617673 (\text{грн}),$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату; K_K – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7); $K_B = 1,375$ – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

3.2.3 Витрати на паливо

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

$$I_{П} = \frac{(C_{П} + C_{тр}) \times B_p \times (1 + \alpha_{втр.})}{e_{П}}, \quad (3.8)$$

де $C_{П}$ і $C_{тр}$ – ціна натурального палива та вартість його доставки; B_p – річні витрати умовного палива; $\alpha_{втр.} = 0$ – втрати твердого палива при транспортуванні (1,5%); $e_{П}$ – калорійний коефіцієнт, який дорівнює $Q/29330 = 1,200136$ (Q – теплотворна здатність палива). Втрати рідкого та

газоподібного палива та витрати по його доставці враховуються у прейскурантах цін.

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

$$B_p = B_{xx} \times \tau_p + \beta \times W_{\text{вир.}}, \quad (3.9)$$

де B_{xx} - годинні витрати умовного палива на холостий хід; τ_p - число годин роботи блока ($\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{простою}}$); $\tau_{\text{простою}}$ - тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год.

Згідно з таблицею 3.7. (Витратні характеристики блоків) вибираємо тип турбогенератора.

Таблиця 3.7 – Витратні характеристики блоків

Тип турбоагрегата	Енергетична характеристика	Примітки
К - 500-240, вугілля	$B = 7,11 \tau_p + 0,2878W$	$W \rightarrow \text{МВт год/рік}$ $\tau_p \rightarrow \text{год/рік}$
К - 800- 240, вугілля	$B = 14,8 \tau_p + 0,282W$	

1. Блоки 3* К – 500 – 240, паливо: вугілля:

Загальна ціна палива: $\Pi_{\text{п}} = 4600$ (т).

Річні витрати умовного палива: $B_p = 7,11 \cdot \tau_p + 0,2878 \cdot W$.

$$\tau_{p300} = 3 \cdot 8760 - 2 \cdot (34 \cdot 24 + 12 \cdot 24) - 1 \cdot 18 \cdot 24 = 23640 \text{ (год)};$$

$$E_{p300} = \frac{E_p \cdot 900}{1900} = \frac{14781308,47 \cdot 400}{1200} = 4827102 \text{ (МВт год/рік)};$$

$$B_{p300} = 7,11 \cdot 23640 + 0,2878 \cdot 4827102 = 1586160 \text{ (т.у.н)}.$$

2. Блоки 2* К – 800 – 240, паливо: вугілля:

Загальна ціна палива: $\Pi_{\text{п}} = 4600$ (т).

Річні витрати умовного палива: $B = 14,8 \tau_p + 0,282W$.

$$\tau_{p500} = 2 \cdot 8760 - 1 \cdot (54 \cdot 24 + 24 \cdot 24) - 1 \cdot 36 \cdot 24 = 14784 \text{ (год)};$$

$$\begin{aligned}
 E_{p500} &= \frac{E_p \cdot 1000}{1900} = \frac{14781308,47 \cdot 800}{1600} = 7390654,24 \text{ (МВт год/рік)}; \\
 B_{p500} &= 14,8 \cdot 14784 + 0,282 \cdot 7390654,24 = 2302967 \text{ (т.у.н.)} \\
 B_p &= B_{p300} + B_{p500} = 1586160 + 2302967 = 3889067 \text{ (т.у.н.)}; \\
 I_{II} &= \frac{(I_{II} - I_{mp}) \cdot B_p \cdot (1 + \alpha_{mp})}{e_{II}}; \\
 I_{II} &= \frac{4600 \times 3889067 \times (1 + 0)}{39240 / 29330} = 13371691882,84 \text{ (грн)};
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

3.2.4 Інші затрати

Вони включають в себе загально станційні та цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються в % від суми затрат на амортизацію і заробітну плату.

$$\begin{aligned}
 I_{in} &= \frac{(I_a + I_{zn}) I_n}{100}; \\
 I_{in} &= \frac{(5958687,37 + 205617673) \times 12}{100} = 2538916300,24 \text{ (грн)}
 \end{aligned} \tag{3.11}$$

де I_n – процент інших витрат, що визначається по графіку.

3.2.5 Визначення собівартості відпущеної енергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проекті вона використовується як загальний показник економічної ефективності капіталовкладень. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції.

$$C = \frac{I}{E_{\text{відн}}}$$

$$C = \frac{16244294515,79 \cdot 10^2}{14337869,22 \cdot 10^3} = 113,29 (\text{конт} / \text{кВт.год})$$

$$E_{\text{відн}} = E_{\text{вир}} \cdot (1 - \alpha)$$

$$E_{\text{відн}} = 14781308,47 \cdot \left(1 - \frac{3}{100}\right) = 14337869,22 (\text{МВт})$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$I = I_a + I_{\text{зн}} + I_{\text{ін}} + I_n \quad (3.12)$$

$$I = 211576360,37 + 205617673 + 2538916300,24 + 13371691882,84 = 16327802215 (\text{грн})$$

Таблиця 3.8 – Собівартість відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат грн..	Собівартість енергії	
		Конт/кВт год	%
Амортизація	211576360,37	1,50	1,29
Заробітна плата	205617673	1,42	1,25
Паливо	13371691882,84	92,77	81,89
Інші витрати	2538916300,24	17,6	15,54
Разом	16327802215	113,29	100

4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ

Проведення робіт під напругою в мережах високої та НВН стало можливим завдяки створенню захисних екранувальних комплектів, які дали можливість людині перебувати тривалий час у сильному електромагнітному полі, розробці спеціальних технологій робіт, які забезпечили безпечний вихід людини безпосередньо на провід ПЛ, що знаходиться під напругою, а також завдяки науковим досягненням учених, спеціалістів і робочих Вінничаенерго, Донбасенерго, Київенерго, Львівенерго та інших енергооб'єднань України.

4.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням високовольтних ліній електропередачі та проведення робіт під напругою

Початкові данні для виконання робіт, пов'язаних з обслуговуванням високовольтних ліній електропередачі використовуємо з попередніх розділів та підрозділів магістерської кваліфікаційної роботи:

На електротехнічний персонал при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням високовольтних ліній електропередачі та проведення робіт під напругою за ГОСТ 12.0.003-74 такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- рухомі машини і механізми, незахищені рухомі елементи виробничого обладнання;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря у робочій зоні;
- недостатність природного освітлення;

- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень електромагнітних випромінювань;
- в) психофізіологічні:
 - фізичні перевантаження (динамічні)
 - нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

4.2 Організаційно-технічні рішення під час виконання робіт під напругою

Незалежно від виду робіт під напругою, в них можна виділити ряд однотипних операцій: підготовчі роботи, доставка електромонтера на потенціал проводу, виконання і завершення роботи.

Підготовчі роботи включають в себе визначення кліматичних умов на місці проведення робіт, підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та пристосувань, монтаж на опорі оснащення, перевірку ізоляції системи, що використовується, та окремих елементів, підготовка електромонтера до виходу на потенціал проводу.

Кліматичні умови визначаються шляхом вимірювання температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Ці показники не повинні виходити за межі установлених норм:

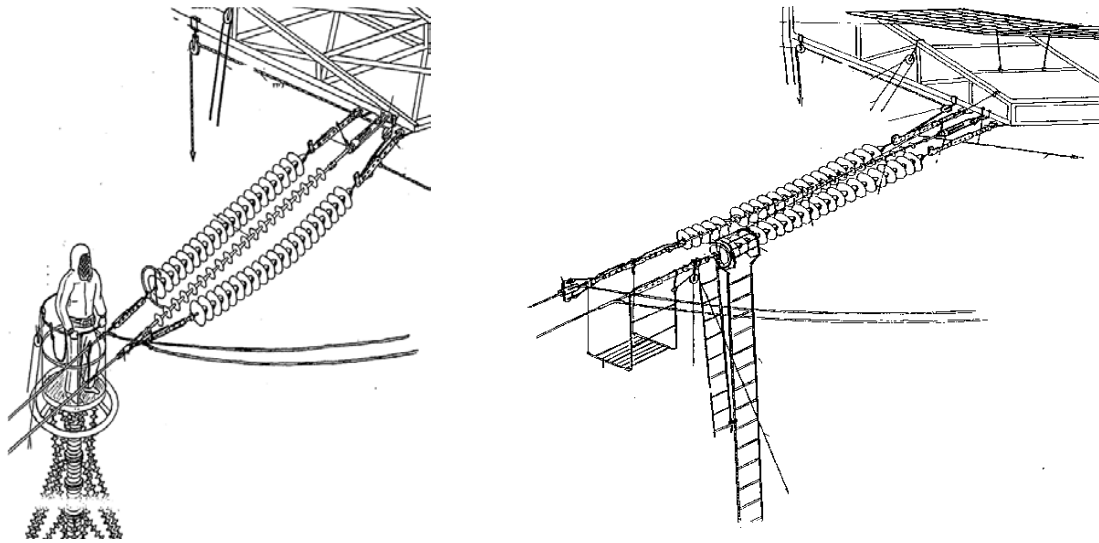
- температура повітря від мінус 10 °С до плюс 40 °С;
- швидкість вітру не більше 10 м/с;
- відносна вологість не більше 90 %, забороняється проведення робіт при опадах у вигляді дощу та снігу, тумані та інеї, зледенінні на опорах і проводах, наближенні грози.

Підготовка робочої площадки полягає в розчищенні місця, де розстилають брезент, на який в певному порядку розкладають приладдя і інструмент. Ретельно перевіряють їх цілісність і відсутність дефектів, терміни випробування і придатність ізолювальних засобів. Перевіряють і надягають екрануючі комплекти одягу, вимірявши їх опір постійному струму. Надягають захисні каски і запобіжні пояси. Відповідно до технологічної карти здійснюють монтаж приладь на опорі, подача всіх приладь і інструментів забезпечується за допомогою безконечного ізолювального канату.

За безпекою виконання всіх цих операцій стежить керівник робіт. Особлива увага приділяється забезпеченню ізоляційних відстаней. нескінченний канат не повинен наближатися на недопустимі відстані до струмоведучих частин. Забороняється скидати з опори будь-які предмети. Всі операції здійснюються лише за командою керівника і виконавця робіт. Для цих цілей керівник використовує бінокль і мегафон. В процесі робіт здійснюється постійний нагляд за всіма членами бригади. Керівник робіт не може безпосередньо брати участь в роботах і повинен знаходитися внизу під опорою, а виконавець може знаходитися на опорі.

Однією з відповідальних операцій при робіт на ПЛ НВН є піднімання на опору, до потенціалу проводу та переміщення по траверсі, оскільки роботи проводяться на значній висоті, що потребує виконання правил охорони праці при роботі на висоті.

З метою безпечної доставки електромонтера на потенціал проводу, впроваджені наступні основні способи: за допомогою телескопічної вишки (рис. 4.1а), ізолювальної драбини (рис. 4.1б), підвісної кабіни (4.2а) та поворотної консолі (рис. 4.2б).



а)

б)

Рисунок 4.1 – Схеми доставляння електромонтера до струмопровідних частин ПЛ із використанням телескопічної вишки (а) та за допомогою ізолювальної драбини (б)

Найбільш зручним способом підйому є використання вишок з ізолювальною вставкою. Проте, при проходженні електrolinій по сільськогосподарських угіддях і по пересіченій місцевості, використання вишок не завжди зручно, тому для підйому електромонтера як на траверсу опори або порталу, так і до проводів, більше застосування знайшли засоби малої механізації і приладдя

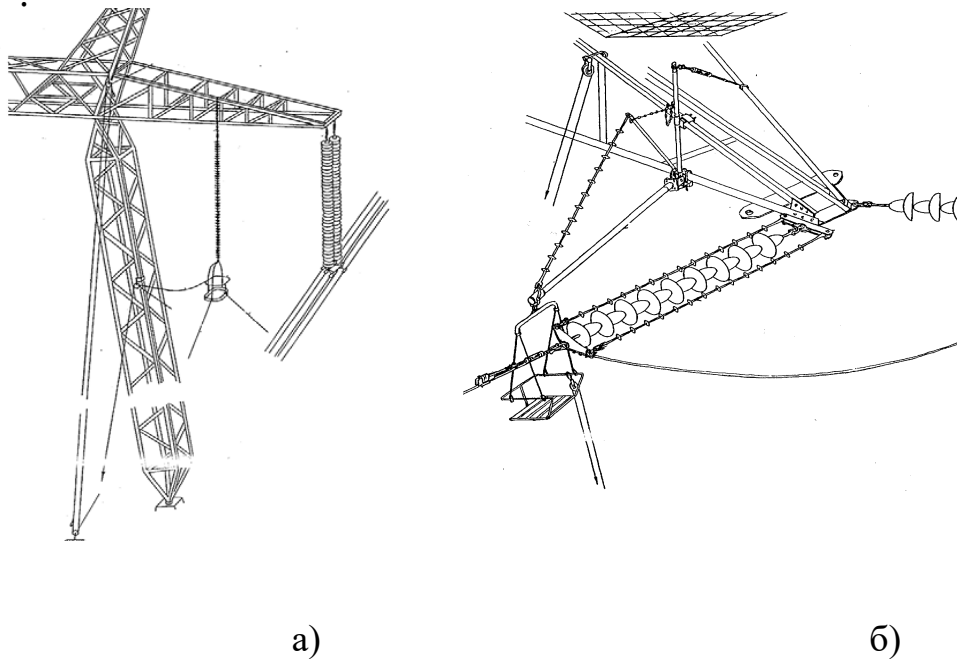


Рисунок 4.2 – Схеми доставки електромонтера до струмопровідних частин ПЛ у підвісному монтерському сидінні способом «маятника» (а) та за допомогою поворотної консолі (б)

Для підйому на залізобетонні циліндрові опори і конічні опори ліній електропередачі застосовують спеціальні монтерські лази. Принцип їх дії оснований на затисканні стояка опори між тросовою петлею і шипом упорів під «дією сили тяжіння монтера». Зручніше користуватися інвентарними переносними драбинами, які кріпляться до ствола опори. Драбина має сходи з дюралюмінієвих труб, які складаються з однієї нижньої і шести проміжних секцій, кожна завдовжки по 2 метри. Для підйому на висоту більше 14 м використовують секції від іншої драбини. На металеві опори повітряної лінії електромонтери можуть підніматися по стоп-болтах, які встановлені на поясних кутах. В цьому випадку особливу увагу слід звертати на жорсткість кріплення кожного стоп-болта.

Особливу увагу при виконанні робіт слід приділяти страхуванню людини при підйомі на опору і переміщенні по ній. Найбільш поширеним

способом страхування є використання поясу з одним або двома капроновими фалами. Крім того, можна використовувати способи страхування із застосуванням вертикальних і горизонтальних канатів для страхування.

В будь-якому випадку слід уникати зайвого наближення людини до проводів повітряної лінії, які знаходяться під напругою. При перевірці вживаних приладь робочою напругою необхідно щоб електромонтери, які знаходяться на опорі, при випробуванні переміщалися до стояка, а електромонтери, що знаходяться на поверхні землі, відійшли від опори на 8–10 м, або використовували діелектричні боти. При по-яві розрядів на поверхні ізолюючих пристосувань, пари, диму, роботи мають бути негайно припинені.

Забороняється знаходження членів бригади під вантажем, що піднімається, і приладдям, змонтованим на траверсі і проводах. Під час роботи з поліпропіленовими канатами не можна допускати їх забруднення і тертя об металеві частини, нижні кінці канатів повинні знаходитися в пластмасових бочках, на чистому брезенті або притримуватися руками. Забороняється передавати або отримувати інструмент або приладдя працівникам, що не знаходяться на тій же робочій площадці.

Підприємства, які займаються обслуговуванням лінії електропередачі напругою 330 кВ і вище, а також іншого устаткування надвисокої напруги, мають ряд специфічних особливостей. До них можна віднести такі:

- велика протяжність ліній електропередачі;
- відносно мала чисельність персоналу;
- підприємство має вузлову структуру, в якій вузлами є підстанції, а з'єднувальними елементами – ПЛ 330 кВ і вище;
- високовольтне устаткування і персонал, що обслуговує його, в основному, знаходяться на підстанціях;
- роботи ведуться головним чином в умовах відкритої виробничої площадки, що накладає певні обмеження при обслуговуванні устаткування в зимовий період.

Роботи із технічного обслуговування ПЛ виконуються електромонтерами із ремонту повітряних ліній електропередачі, за винятком вибіркового оглядів і оглядів ПЛ після капітального ремонту, які виконуються інженерно-технічними працівниками.

4.3 Розрахунок напруженості електричного поля

Визначити напруженість електричного поля ЛЕП 750 кВ і розподіл напруженості в точці максимального провисання проводу між опорами, по заданим даним про ЛЕП, які наводяться нижче.

$$h = 1,8\text{м}; d = 19\text{м}; x = -50\dots 50\text{м}; r = 0,21\text{м}; H_0 = 25\text{м}; u = 750/\sqrt{3}$$

де: h - середня висота людини ;

d - відстань між проводами ;

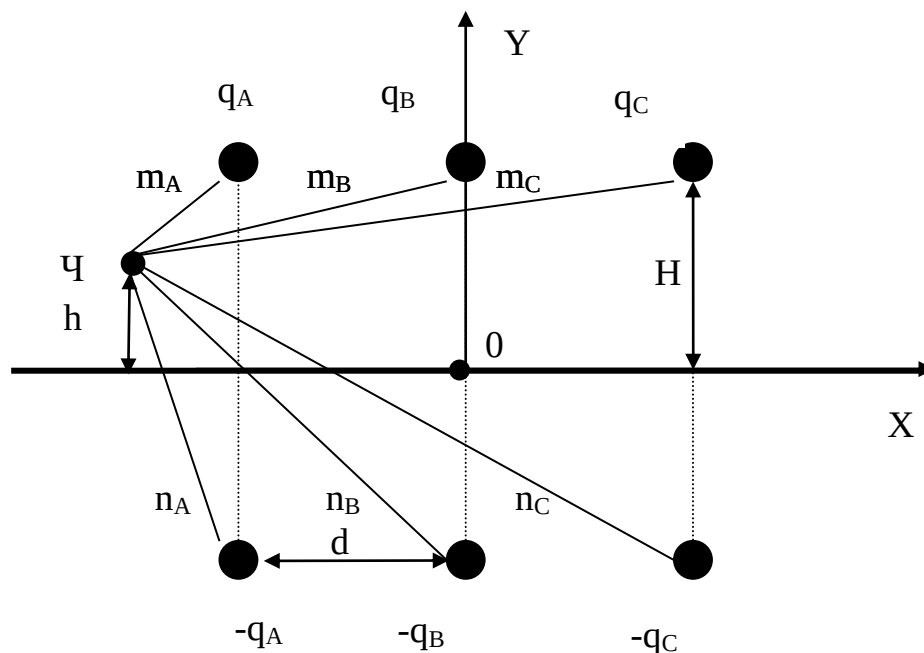
x - діапазон змінення відстаней на якій буде знаходитись людина ;

r - радіус розщепленого проводу ;

H_0 - відстань від проводу до землі в точці кріплення проводу ;

u - фазна напруга лінії ;

l - габарит лінії .



Розрахунок

Знайдемо довжину відрізків m і n :

m - найкоротша відстань від заданої точки до проводу відповідної фази;

n - найкоротша відстань від заданої точки до дзеркального зображення проводу відповідної фази.

$$m_A = \sqrt{(x+d)^2 + (1-h)^2}; \quad n_A = \sqrt{(x+d)^2 + (1+h)^2};$$

$$m_B = \sqrt{x^2 + (1-h)^2}; \quad n_B = \sqrt{x^2 + (1+h)^2};$$

$$m_C = \sqrt{(x-d)^2 + (1-h)^2}; \quad n_C = \sqrt{(x-d)^2 + (1+h)^2}.$$

Висота провисання проводу посередині прогону:

$$H_{cp} = \frac{H_0 + 2 \cdot l}{3}.$$

Знаходимо ємність фази відносно землі на одиницю довжини:

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon}{\ln \frac{2H_{cp}d}{r \sqrt[3]{(4H_{cp}^2 + d^2)} \sqrt{H_{cp}^2 + d^2}}}$$

Знаходимо розрахункові коефіцієнти:

$$k = \frac{1}{2\pi\epsilon\epsilon_0};$$

$$k1 = \left(\frac{x+d}{m_A^2} - \frac{x+d}{n_A^2} \right); \quad k2 = \left(\frac{1-h}{m_A^2} + \frac{1+h}{n_A^2} \right);$$

$$k3 = \left(\frac{x}{m_B^2} - \frac{x}{n_B^2} \right); \quad k4 = \left(\frac{1-h}{m_B^2} + \frac{1+h}{n_B^2} \right);$$

$$k_5 = \left(\frac{x-d}{m_C^2} - \frac{x-d}{n_C^2} \right); \quad k_6 = \left(\frac{l-h}{m_C^2} + \frac{l+h}{n_C^2} \right).$$

Результуюча напруженість ЕП в точці «Ч» ПЛЕП:

$$E = \frac{1}{2} c \cdot u \cdot k \cdot \sqrt{(2 \cdot k_1 - k_3 - k_5)^2 + 3(k_3 - k_5)^2 + (2 \cdot k_2 - k_4 - k_6)^2 + 3 \cdot (k_4 - k_6)^2}$$

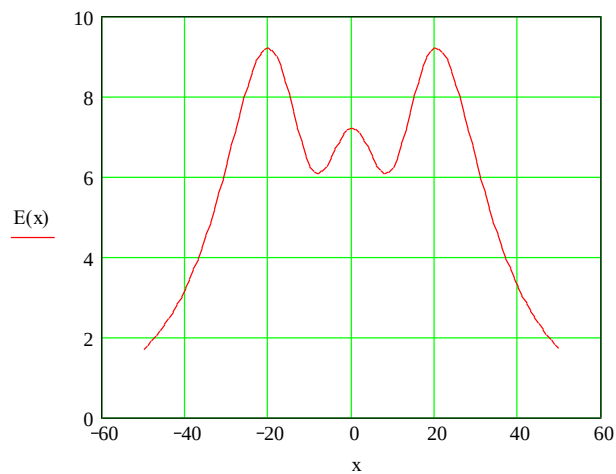
Змінюємо координату x в інтервалі від -50 до 50 метрів та повторюємо розрахунок.

Данні розрахунку наведені в додатку Г.

За одержаними даними будуюмо криву розподілу напруженості електричного поля вздовж осі x .

$x, \text{м}$	-50	-49	-48	-47	-46	...	46	47	48	49	50
$E, \text{кВ/м}$	1,89	2,04	2,20	2,39	2,59	...	2,59	2,39	2,20	2,04	1,89

Крива розподілу напруженості електричного поля



ВИСНОВКИ

У магістерській роботі розроблено електричну частину конденсаційної електричної станції (КЕС) потужністю 2800 МВт із дослідженням сучасних методів регулювання напруги. Робота охоплює аналіз основного електротехнічного обладнання станції, зокрема генераторів, трансформаторів, систем збудження, а також дослідження їх взаємодії з енергосистемою.

У процесі дослідження:

1. Виконано вибір оптимального обладнання для забезпечення ефективної та стабільної роботи КЕС.
2. Проведено аналіз режимів роботи станції з урахуванням вимог до якості електроенергії та стабільності напруги.
3. Досліджено основні методи регулювання напруги, включаючи автоматичне регулювання збудження генераторів, використання статичних компенсаторів реактивної потужності (СТАТКОМ), синхронних компенсаторів та впровадження FACTS-технологій.

Результати моделювання показали, що комбіноване використання цих методів дозволяє:

- Забезпечити стабільність напруги навіть за значних змін навантаження.
- Підвищити енергоефективність роботи станції за рахунок зниження втрат у мережі.
- Поліпшити стійкість енергосистеми до аварійних ситуацій.

Запропоновані рекомендації щодо впровадження сучасних технологій регулювання напруги сприяють підвищенню надійності енергопостачання, відповідності нормативним вимогам до якості електроенергії та оптимізації роботи КЕС у складі загальної енергосистеми.

Результати роботи можуть бути використані при проектуванні та модернізації електричних частин великих електростанцій, а також для

вдосконалення систем регулювання напруги у магістральних електромережах.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лежнюк П.Д., Зелінський В.Ц. Фізичні основи електричних апаратів: Навчальний посібник. –Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с.
2. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П.Д.Лежнюк, В.М.Лагутін, В.В.Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009 – 194 с.
3. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 102 с.
4. Визначення основних техніко-економічних показників роботи ЕС. Попов О. Я., Попова Л. О. – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 16с.
5. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посібник / Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
6. ДСТУ Б В.2.5-82:2016 Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. – [Чинний від 01.04.2017]. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=65395
7. ДСТУ EN 62305-1:2012 Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи (EN 62305-1:2011, IDT). – [Чинний від 01.08.2012]. URL: https://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=29300
8. ДСТУ IEC 62305-2:2012 Захист від блискавки. Частина 2. Керування ризиками (IEC 62305-2:2010, IDT). – [Чинний від 01.08.2012]. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=29301
11. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кв до 150 кв та ліній електропередавання напругою від 0,38 кв до 150 кв. норми», – СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016. – 42 с.

13. Охорона праці та навколишнього середовища - Вимикач високовольтний трьохполюсний. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://forca.com.ua/knigi/navchannya/vimikach-visokovoltinii-trohpolysnii_6.html
14. Вимикач високовольтний елегазовий LTB-145. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://forca.com.ua/info/oborudovanie/lbt-145.html>
15. ГОСТ 12.0.003-74* «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
16. Правила улаштування електроустановок. Глава 1.8 – Норми приймально-здавальних випробувань. Елегазові вимикачі. – 2017.
17. ДБН В.2.5-56:2014 «Системи протипожежного захисту» - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://zakon.gbb.com.ua/regulations/10637/478709/>
18. НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання

Додаток А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електричної станції
потужністю 2800 МВт з дослідженням методів регулювання напруги

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

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

Підрозділ Кафедра електричних станцій та
систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник к.т.н., доцент каф. ЕСС Собчук

Н.В. (прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	86%
Загальна схожість	14%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

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

Автор Баланюк О.Л.
 (підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку Вишневський С.Я.
 (підпис) (прізвище, ініціали)

Експерт
 (за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

(підпис)

" ____ " ____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю
2800 МВт з дослідженням методів регулювання напруги
08-23.МКР.016.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

(підпис) Собчук Н.В.

Магістр групи 2ЕС-23м

(підпис) Баланюк О.Л.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ТЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;

б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – Проектування електричної частини конденсаційної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.

2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження конденсаційної електричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: Проектування електричної частини конденсаційної електростанції 2800 МВт ($1 \times 800 + 4 \times 500$) з дослідженням вводів конденсаторного типу. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 610 км, потужність віддається по ЛЕП 220 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути

встановлено на ТЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують згідно прийнятої системи використання енергії водотоку (оригінальне рішення).

– показники технологічності: проектування КЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції.

– живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб ЕС виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.09.24	18.09.24	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	19.01.24	08.10.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	09.10.24	22.10.24	розділ 2
4	Дослідження методів регулювання напруги	23.10.24	27.10.24	розділ 3
5	Економічна частина	28.10.24	05.11.24	розділ 4
6	Оформлення пояснювальної записки	06.11.24	17.11.24	розділ 5
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	19.11.24	28.11.24	пояснювальна записка

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

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

Відсутні.

Додаток Г

Розрахунок напруженості електричного поля

Дано

$$h := 1.8 \quad d := 19 \quad x := -50 \quad r := 0.21 \quad H_0 := 25 \quad u := 750 \cdot \sqrt{3}$$

$$\varepsilon_{\text{вв}} := 1$$

$$\varepsilon_0 = 8.854 \times 10^{-12} \frac{\text{A}^2 \cdot \text{s}^4}{\text{m}^3 \cdot \text{kg}}$$

Розрахунок

$$m_A := \sqrt{(x+d)^2 + (1-h)^2} = 31.01 \quad n_A := \sqrt{(x+d)^2 + (1+h)^2} = 31.126$$

$$m_B := \sqrt{x^2 + (1-h)^2} = 50.006 \quad n_B := \sqrt{x^2 + (1+h)^2} = 50.078$$

$$m_C := \sqrt{(x-d)^2 + (1-h)^2} = 69.005 \quad n_C := \sqrt{(x-d)^2 + (1+h)^2} = 69.057$$

$$H_{\text{cp}} := \frac{(H_0 + 2 \cdot 1)}{3} = 9$$

$$C_{\text{вв}} := \frac{(2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon)}{\ln \left[\frac{2 \cdot H_{\text{cp}} \cdot d}{0.21 \cdot \sqrt{(4 \cdot H_{\text{cp}}^2 \cdot d)^2 \cdot \sqrt{H_{\text{cp}}^2 + d^2}}} \right]} = 9.874 \times 10^{-11} \frac{\text{A}^2 \cdot \text{s}^4}{\text{m}^3 \cdot \text{kg}}$$

$$k := \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot \varepsilon_0} = 1.798 \times 10^{10} \frac{\text{m}^3 \cdot \text{kg}}{\text{A}^2 \cdot \text{s}^4}$$

$$k_1 := \left(\frac{x+d}{m_A^2} - \frac{x+d}{n_A^2} \right) = -2.396 \times 10^{-4} \quad k_2 := \left(\frac{1-h}{m_A^2} - \frac{1+h}{n_A^2} \right) = -3.722 \times 10^{-3}$$

$$k_3 := \left(\frac{x}{m_B^2} - \frac{x}{n_B^2} \right) = -5.741 \times 10^{-5} \quad k_4 := \left(\frac{1-h}{m_B^2} - \frac{1+h}{n_B^2} \right) = -1.436 \times 10^{-3}$$

$$k_5 := \left(\frac{x-d}{m_C^2} - \frac{x-d}{n_C^2} \right) = -2.188 \times 10^{-5} \quad k_6 := \left(\frac{1-h}{m_C^2} - \frac{1+h}{n_C^2} \right) = -7.552 \times 10^{-4}$$

$$E := c \cdot u \cdot k \cdot \sqrt{(2 \cdot k_1 - k_5)^2 + 3(k_3 - k_5)^2 + (2 \cdot k_2 - k_4 - k_6)^2 + 3(k_4 - k_6)^2} \cdot \frac{1}{2} = 1.891 \times 10^{19} \frac{\text{m}^4 \cdot \text{kg}}{\text{A}^2 \cdot \text{s}^5}$$

