

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

О.В. Остапчук, Є.І. Бардик, Ю.П. Матесенко, Р.В. Вожаков

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

**БАКАЛАВРСЬКА
КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА:
організація, порядок виконання, вимоги до
змісту та структури**

Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського як навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» за освітньою програмою «Електричні станції»

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2022

Бакалаврська кваліфікаційна робота: організація, порядок виконання, вимоги до змісту та структури [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Електричні станції» /уклад.: О. В. Остапчук, Є.І. Бардик, Ю.П. Матеєнко, Р.В. Вожаков – Електронні текстові дані (1 файл: 1,758 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 119 с.

Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол № 6 від 24 червня 2022 р.) за поданням Вченої ради факультету електроенерготехніки та автоматики (протокол № 9 від 17 травня 2022 р.)

Електронне мережне навчальне видання

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА: організація, порядок виконання, вимоги до змісту та структури

Укладачі *Остапчук Олександр Володимирович*, докт. техн. наук, доц., професор кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА
Бардик Євген Іванович, канд. техн. наук, доц., доцент кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА
Матеєнко Юрій Петрович, канд. техн. наук, доц., доцент кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА
Вожаков Роман Вікторович, асистент кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА

Відповідальний редактор *Будько В. І.*, докт. техн. наук, доцент, завідувач кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА

Рецензент *Кацадзе Т.Л.*, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри електричних мереж та систем

Наведено основні вимоги до змісту, структури, тематики, порядку виконання та захисту кваліфікаційних робіт бакалаврів, згідно освітньої програми підготовки «Електричні станції» за спеціальністю: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

ЗМІСТ

	стор.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ.....	6
ПЕРЕДМОВА.....	7
1. ВИДИ КВАЛІФІКАЦІЙНИХ РОБІТ ТА ЕТАПИ ЇХ ВИКОНАННЯ.	9
1.1 Загальні положення.....	9
1.2 Завдання та види кваліфікаційних робіт.....	9
1.3 Організація процесу виконання кваліфікаційних робіт.....	12
2. ДИПЛОМНЕ ПРОЄКТУВАННЯ.....	13
2.1 Мета та завдання дипломного проєктування.....	13
2.2 Завдання на дипломний проєкт.....	14
2.3 Вимоги до тематики дипломних проєктів.....	15
2.4 Структура дипломного проєкту.....	16
2.5 Складання загального плану змісту.....	18
2.6 Період дипломного проєктування та захисту.....	19
3. ВИМОГИ ДО СТРУКТУРНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ.....	25
3.1 Основні вимоги до структурних частин дипломного проєкту..	25
3.2 Вимоги до об'єму та змісту структурних елементів дипломного проєкту.....	26
3.3 Вимоги до загальної структури дипломного проєкту.....	27
3.3.1 Вимоги до загальної структури.....	27
3.3.2 Вимоги до реферату.....	27
3.3.3 Вимоги до вступу.....	28
3.3.4 Вимоги до змісту.....	28
3.3.5 Вимоги до переліку умовних скорочень.....	29
3.3.6 Вимоги до розділів пояснювальної записки.....	29
3.3.7 Вимоги до елементів розділів.....	30
3.3.8 Вимоги до висновків та рекомендацій.....	32
3.3.9 Вимоги до переліку посилань.....	32

3.3.10	Вимоги до додатків.....	33
3.3.11	Вимоги до нумерації сторінок ПЗ.....	33
3.3.12	Вимоги до графічного (ілюстративного) матеріалу.....	34
4	ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗДІЛІВ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ.....	35
4.1	Розділ 1. Техніко-економічне обґрунтування вибору структурної схеми електростанції.....	35
4.1.1	Визначення критерію оптимізації.....	35
4.1.2	Складання варіантів структурної схеми.....	38
4.1.3	Вибір основних елементів структурної схеми	45
4.2	Розділ 2. Розрахунок струму короткого замикання і заходи зі зниження його наслідків. Вибір і перевірка комутаційної апаратури	54
4.2.1	Призначення та порядок виконання розрахунків.....	54
4.2.2	Розрахункова та заступна схеми.....	55
4.2.3	Приведення опорів елементів схеми до базисних умов...	56
4.2.4	Перетворення заступної схеми до найпростішого виду...	60
4.2.5	Визначення початкового значення періодичної складової струму короткого замикання.....	63
4.2.6	Розрахунок періодичної складової струму КЗ в довільний момент часу. Метод типових кривих.....	65
4.2.7	Розрахунок аперіодичної складової та ударного струму КЗ.....	70
4.2.8	Методи обмеження струму КЗ.....	72
4.2.9	Умови вибору високовольтних вимикачів.....	76
4.3	Приблизний перелік тем спеціальних питань.....	78
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	81
	ДОДАТКИ.....	84
	Додаток 1 – Зразки оформлення елементів дипломного проєкту.....	85
	Д1 Завдання на ДП.....	85
	Д1 Приклад заповнення завдання.....	87

Д1 Титульний аркушу ДП.....	89
Д1 Приклад заповнення титульного аркушу ДП.....	90
Д1. Система шифрування ДП бакалавра та заповнення штампу	91
Д1. Зразок оформлення сторінку змісту.....	92
Д1. Зразок оформлення першої сторінку кожного розділу.....	93
Д1. Загальні вимоги до ДП бакалавра.....	94
Д1. Загальні вимоги до відгуку керівника ДП.....	95
Д1. Загальні вимоги до рецензії на ДП.....	96
Додаток 2 – Приклад розрахунку для ЕС потужністю 280 МВт.	97
Додаток 3 Номінальні дані окремих видів електрообладнання електричних станцій.....	112
Д3– Номінальні дані генераторів	112
Д3 – Номінальні дані трансформаторів	114
Д3 – Номінальні дані струмообмежувальних реакторів	116
Д3 – Номінальні дані генераторних вимикачів	118

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

АЕС – атомна електрична станція
АТБ – автотрансформатор блоку
АТЗ – автотрансформатор зв'язку
ВГ – вимикач генераторний
ВН – висока напруга
ВП – власні потреби
ГАЕС – гідроакумуюча електростанція
ГГ – гідрогенератор
ГЕС – гідроелектростанція
ГРУ – генераторна розподільча установка
ДП – дипломний проєкт;
ЕЕС – електроенергетична система
ЕОМ – електронно-обчислювальна машина
КЕС – конденсаційна електростанція
КЗ – коротке замикання
КР – кваліфікаційна робота
КРУ – комплектна розподільча установка
ЛЕП – лінія електропередач
МТК – метод типових кривих
НН – низька напруга
ПЗ – пояснювальна записка
ПЛ – повітряна лінія
ПРТВП – пускорезервний трансформатор власних потреб
РУ – розподільча установка
РПН – регулювання під напругою
СГ – синхронний генератор
СД – синхронний двигун
СК – синхронний компенсатор
СКЗ – струм короткого замикання
СН – середня напруга
СР – секційний реактор
Т – трансформатор
ТВП – трансформатор власних потреб
ТГ – турбогенератор
ТЕС – теплова електрична станція
ТЕЦ – теплоелектроцентрально
ШЗВ – шиноз'єднувальний вимикач

ПЕРЕДМОВА

Бакалаврська робота – заключний етап підготовки майбутніх бакалаврів. Структура бакалаврської роботи включає наступні розділи:

1. Вибір основного електроустаткування і техніко-економічне обґрунтування вибору принципової (структурної) схеми електричних з'єднань проєктованої електростанції.

2. Складання заступної схеми і розрахунок струмів короткого замикання.

3. Спеціальний розділ. У цьому розділі виносяться питання зв'язані з експлуатацією електроустаткування підсистем електростанції.

Графічна частина включає: головну схему електростанції, два листи спеціального розділу.

У процесі виконання бакалаврської роботи студенти закріплюють і поглиблюють отримані знання з основних теоретичних дисциплін.

Одним з розділів проєктування електричної частини електростанції є техніко-економічне обґрунтування вибору схем електричних з'єднань. Ефективність капіталовкладень при спорудженні електростанції закладається на стадії її проєктування і забезпечується тим, що кожне проєктне рішення повинне мати техніко-економічне обґрунтування. Останнє означає, що прийняте рішення повинне впливати з порівняльної оцінки економічної ефективності капіталовкладень, тобто з техніко-економічного порівняння варіантів, що відповідають сучасному рівню розвитку техніки в електроенергетичній галузі, з метою вибору оптимального. Оптимальність технічного рішення означає, що заданий виробничий ефект (наявна потужність, відпустка енергії, рівень надійності) одержують з мінімально можливими витратами матеріальних і трудових ресурсів. Визначення оптимального варіанта структурної схеми станції і складає основний зміст першого розділу роботи.

При експлуатації електростанцій і інших електроустановок у них досить часто виникають короткі замикання, що є одним з основних факторів

порушення нормального режиму роботи електроустановки й енергосистеми в цілому. Струми КЗ з урахуванням дії пристроїв релейного захисту звичайно існують незначний час ($0,05 < t < 5\text{с}$), але їхній потрібно ретельно розраховувати, оскільки через їхню термічну і динамічну дію можливі серйозні ушкодження електроустаткування і провідників. Струми КЗ розраховуються з метою вибору електричних апаратів і перевірки їх на динамічну і термічну стійкість, перевірки комутаційної здатності апаратів на здатність, а також для вибору уставок релейного захисту і пристроїв автоматики. Розрахунок струмів КЗ і вибір електричних апаратів складає основний зміст другого і третього розділів роботи.

Навчальний посібник складається з 4 розділів та додатків: 1 та 2 розділ присвячені призначенню кваліфікаційних робіт та процесу організації дипломного проектування; 3 розділ описує основні вимоги до структурних елементів дипломних проєктів бакалаврів; в 4-му розділі наведено основні теоретичні відомості, щодо виконання та розрахунку спеціальної частини дипломного проєкту. В додатках наведена інформація щодо оформлення окремих елементів дипломного проєкту, приклад розрахунку окремих питань та довідникова інформація по основному електричному обладнанню електричних станцій.

1. ВИДИ КВАЛІФІКАЦІЙНИХ РОБІТ ТА ЕТАПИ ЇХ ВИКОНАННЯ

1.1 Загальні положення

Розроблено у відповідності до вимог [1-2] та урахуванням загальної специфіки спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» і особливостей освітньої програми «Електричні станції».

Після завершення навчання за певним рівнем вищої освіти (РВО) – здійснюється випускна атестація студента. Випускна атестація студентів – це встановлення відповідності засвоєних здобувачами вищої освіти рівня та обсягу знань, умінь, інших компетентностей вимогам діючих стандартів вищої освіти (освітня програма (ОП), навчальний план).

Державна атестація студентів, що отримують відповідний РВО, здійснюється екзаменаційною комісією (ЕК) у вигляді публічного захисту відповідної кваліфікаційної роботи.

Кваліфікаційна робота (КР) певного рівня вищої освіти – це розроблений студентом у відповідності до вимог стандартів вищої освіти, комплект документації, який передбачає текстову та графічну (ілюстративну) частини. На підставі її публічного захисту, рішенням ЕК, надається диплом про здобуття вищої освіти та присвоєння відповідної кваліфікації.

Відповідно до діючих нормативних документів – першому РВО відповідає освітній ступінь бакалавр.

Кваліфікація – рівень підготовки випускника та здатність його виконувати завдання і обов'язки відповідно галузевих стандартів вищої освіти.

1.2. Завдання та види кваліфікаційних робіт

Основні завдання:

- систематизація, закріплення і розширення теоретичних знань, отриманих у процесі навчання за програмою підготовки фахівця певного РВО, та їх практичне використання при вирішенні конкретних інженерних, наукових, економіко-соціальних і виробничих питань у певній галузі професійної діяльності;

- розвиток досвіду самостійної роботи, оволодіння методикою досліджень та експериментування, фізичного або математичного моделювання,

використання сучасних інформаційних технологій у процесі розв'язання завдань, які передбачені завданням на КР;

– визначення відповідності рівня підготовки студента-випускника вимогам відповідного Стандарту вищої освіти, його готовності та спроможності до самостійної роботи в умовах ринкової економіки, сучасного виробництва, прогресу науки, техніки та культури.

КР бакалавра спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціалізації «Електричні станції» є дипломний проєкт (ДП).

Дипломний проєкт призначений для об'єктивного контролю ступеню сформованості умінь вирішувати типові завдання діяльності, які віднесені до інженерних виробничих функцій. Він є завершеною інженерною розробкою об'єкта проєктування (технологічного процесу, системи, установки, пристрою тощо) і передбачає його синтез, який відповідає вимогам завдання. Виконання ДП передбачає докладну розробку певної функціональної частини (елемента, вузла, підсистеми, технологічної операції тощо) з урахуванням сучасного рівня розвитку електроенергетики, досягнень науки і техніки, економічних, екологічних і експлуатаційних вимог.

ДП можуть бути класифіковані:

за практичною спрямованістю:

– академічний (навчальний) ДП – передбачає розв'язання студентом навчальних завдань, рішення яких потребує від нього певних компетентностей, знань та професійних умінь згідно з освітньою програмою фахівця даного РВО;

– реальний ДП – такий, що відповідає хоча б одній з таких умов:

- тема ДП пов'язана з конкретною науково-дослідною роботою кафедри або виконана на замовлення і в інтересах зовнішніх організацій (установ, підприємств, НДІ тощо), підтвердженням чого є наявність відповідно оформленого технічного завдання;
- результати роботи доведені до стану, що дозволяє їх використовувати для розробки науково-технічної, проєктної та технологічної документації, а також впровадження в сучасне виробництво. Підтве-

рдженням цього є наявність або акту про впровадження результатів, підписаного членами повноважної комісії і завіреного печаткою підприємства (організації, науково-дослідні інститути тощо), або запиту підприємства на передачу (на підставі акту про передачу) відповідних матеріалів;

- за матеріалами роботи автором отримані патенти (заявки на патент, прийняті до розгляду), опубліковані статті, отримані зразки матеріалів (виробів), виготовлені діючі макети обладнання тощо.

за змістом та галузевою приналежністю:

– конструкторські – передбачають конструювання та розрахунок нових технічних пристроїв та систем або модернізацію існуючих з метою покращення їх характеристик;

– технологічні – передбачають розробку нових виробництв, технологічних процесів, реконструкцію або технічне переоснащення існуючих підприємств, впровадження технологічних процесів тощо;

– інженерно-економічні – передбачають розробку економічно ефективних виробництв, процесів, систем та заходів щодо управління якістю продукції, управління проектами тощо;

за характером виконання:

– індивідуальний ДП – є найпоширенішим видом і передбачає самостійну роботу студента над темою роботи під керівництвом науково-педагогічного працівника;

– комплексний ДП – виконується, коли його тема за обсягом та (або) змістом потребує залучення групи студентів однієї спеціальностей. У всіх випадках вони повинні мати логічно завершені та не дубльовані за змістом частини, які виконуються за індивідуальним завданням кожним студентом, та загальну частину, що зв'язує окремі частини до єдиного ДП і визначає його комплексність.

Зміст та структура ДП має забезпечити діагностику ступеня сформованості компетентностей вирішувати типові завдання діяльності згідно з вимогами стандартів вищої освіти та відповідати часу, виділеному навчальним планом, встановленими вимогами до виконання КР, поставленому завданню.

1.3. Організація процесу виконання кваліфікаційних робіт

Організаційно процес виконання КР складається з наступних етапів:

– підготовчого, який починається з вибору студентом теми та отримання індивідуального завдання від керівника щодо питань, які необхідно вирішити під час переддипломної практики за обраною темою (ознайомлення зі станом проблеми, збирання фактичних матеріалів, проведення необхідних спостережень, експериментів, досліджень тощо), включає освоєння програми переддипломної практики і завершується складанням та захистом звіту про її проходження;

– основного, який починається одразу після захисту звіту про практику й завершується орієнтовно за два тижні до захисту КР на засіданні ЕК. На цьому етапі робота має бути повністю виконаною, перевіреною керівником та консультантами;

– заключного, який включає отримання відгуку керівника та рецензії. Виконані КР з відгуком керівника подаються студентами на кафедру не пізніше ніж одного тижня до дня захисту у ЕК.

Для керівництва студентами, які мають підготувати КР, призначаються науково-педагогічні працівники випускової кафедри, а також провідні співробітники наукових підрозділів кафедри. За викладачами, які здійснюють керівництво студентами вперше, можуть за рішенням кафедри закріплюватися консультанти – досвідчені науково-педагогічні працівники кафедри із зазначенням часу, який вони витрачають.

За рішенням кафедри або на прохання керівника можуть призначатися консультанти:

- зі специфічних виробничих та технічних питань;
- техніко-економічного обґрунтування прийнятих рішень та розрахунків економічного ефекту;
- питань екології, безпеки життєдіяльності тощо.

2. ДИПЛОМНЕ ПРОЄКТУВАННЯ

2.1 Мета та завдання дипломного проєктування

Виконання ДП на здобуття РВО бакалавр має на меті показати наступне:

- загальнокультурну підготовку випускника;
- фундаментальну підготовку випускника;
- спеціальні професійно-орієнтовані знання;
- уміння вирішувати типові задачі виконавчої діяльності;
- ступінь володіння різними аспектами професійної діяльності з урахуванням світового досвіду.

ДП бакалавра передбачає, в основному, проєктування (або модернізацію) окремих елементів обладнання (комплексів, систем, приладів тощо) з метою забезпечення або покращення їх технічних чи експлуатаційних характеристик. Система у вигляді опису та сукупності її характеристик або конкретний тип обладнання визначається вихідними даними завдання на дипломне проєктування. Розробка вимог до системи в цілому або до будь-якої її підсистеми (тобто розробка технічного завдання) в ДП бакалавра є обов'язковою.

В основу тематики ДП студентів покладена навчальна розробка електричної частини електростанції з аналізом, розробкою або дослідженням спеціальної задачі в сфері експлуатації, управління, діагностики, контролю тощо електроенергетичних об'єктів електростанції або електроенергетичної системи.

Виробничі задачі бакалавра передбачають переважно діяльність за заданим алгоритмом, що містить процедуру часткового конструювання відповідних рішень (на технологічному/операційному рівні). Таким чином, завдання на ДП бакалаврів має орієнтувати студента на розв'язання в основному технологічних задач, що потребує не тільки вибору відомих методів рішень, а й перетворення їх для нових умов.

ДП студента є самостійною творчою роботою, в якій автор відповідає за прийняті рішення, правильність виконаних розрахунків і літературне викладення пояснювальної записки, тому керівник проєкту не повинен вибира-

ти або підказувати технічні рішення. Керівник може ознайомити виконавця з можливими варіантами рішень, методами розрахунку та досліджень тощо. При цьому студент повинен бути в курсі як відомих розробок, так і, при відповідному обґрунтуванні, відступати від них, пропонуючи нові технічно обґрунтовані рішення. Особлива увага повинна приділятися техніко-економічному аналізу прийнятих рішень з урахуванням вимог екології, безпеки, надійності тощо.

2.2 Завдання на дипломний проєкт

Завдання на виконання ДП затверджується завідувачем випускової кафедри і видається студенту-здобувачу РВО бакалавр – не пізніше одного місяця після початку 8-го семестру.

Перед початком переддипломної практики, керівник повинен видати студенту завдання стосовно питань КР. Конкретизація теми роботи, визначення мети та завдань студент виконує разом з керівником в двотижневий термін після закінчення переддипломної практики. Мета роботи має бути чітко сформульована у вигляді одного речення і відображати напрям та очікувані результати відповідно до обраної теми. Завдання, які відповідають поставленій меті, повинні забезпечувати повноту вирішення певної виробничої задачі за обраним напрямом. Не слід перевантажувати роботу великою кількістю завдань, (достатньо 3-4), які можуть бути ґрунтовно вирішені й розкриті в тексті пояснювальної записки та висновках.

У завданні зазначаються:

- *тема кваліфікаційної роботи та наказ по університету*, яким вона затверджена (вписується після отримання наказу деканатом);
- *термін здачі студентом закінченої роботи*, який встановлюється рішенням випускової кафедри з урахуванням часу, необхідного для отримання відгуку керівника, візи завідувача випускової кафедри про допуск до захисту, рецензії та подання секретарю ЕК не пізніше ніж за тиждень до захисту;
- *вихідні дані до ДП*. Зазначаються лише кількісні або (та) якісні показники (характеристики) об'єкта розробки, яким він повинен відповідати після розробки в даній КР; умови, в яких він повинен функціонувати (часові, прос-

торові, кліматичні, енергетичні, навантажувальні, екологічні, ергономічні); припустимі відхилення від нормативних значень показників або похибки (максимальні, мінімальні, середньоквадратичні) тощо.;

– *перелік завдань, які потрібно розробити.* Зазначаються конкретні завдання з окремих частин КР (основної, спеціальної, економічної, охорони праці та навколишнього середовища та інших (за необхідності)), послідовність та зміст яких визначають фактично програму дій студента та структуру КР. Формулювання цих завдань з кожної частини проекту роботи має бути в наказовому способі, тобто починатися зі слів: «Розробити...», «Обґрунтувати...», «Оптимізувати...», «Провести аналіз...», «Розрахувати...» тощо;

– *перелік графічного (ілюстративного) матеріалу.* Визначає креслення, діаграми, гістограми, плакати тощо, які є обов'язковими для виконання у даній роботі. Кількість обов'язкових креслень (ілюстрацій) та їх формати визначаються вимогами випускової кафедри;

– *консультанти з окремих питань (або частин) ДП.* Зазначаються назви питань (наприклад, з питань економічного обґрунтування проекту або просто з економічних питань, з технологічної частини, інших спеціальних питань) та вчене звання, прізвище, ініціали й посада консультанта з цих питань;

– дата видачі завдання;

– календарний план виконання ДП.

Завдання підписується керівником ДП, який несе відповідальність за реальність її виконання і збалансованість відносно зазначеного обсягу за часом, а також студентом, який своїм підписом засвідчує дату отримання завдання для виконання. Завдання є необхідною складовою роботи. Загальний вигляд завдання та приклад його заповнення, наведені в додатку 1.

2.3 Вимоги до тематики дипломних проєктів

Вибір теми здійснюється за заявою студента за довільною формою на ім'я завідувача випускової кафедри та узгодженою з керівником роботи. Тематики проєктів мають бути актуальними, відповідати сучасному рівню науки і

техніки в галузі електроенергетики, містити нові, економічно обґрунтовані професійні рішення при дотриманні відповідних вимог техніки безпеки.

Назва теми повинна бути, за можливості, короткою, чітко і конкретно відображати мету та основний зміст роботи і бути однаковою в наказі ректора про закріплення тем і керівників за студентами, завданні на кваліфікаційну роботу, титульному аркуші, кресленнях, документах ЕК та в додатку до диплома. Як правило, вона повинна починатися з назви загального об'єкта розробки (системи, процесу), а закінчуватися назвою його складової (вузла, елемента, технологічної операції), яка докладно розробляється у спеціальному питанні ДП. Необхідно, за можливості, уникати початку формулювання назви теми ДП зі слів «Розробка...», «Проект...», «Проектування...» тому, що саме це передбачає їх визначення. У назві мають бути відсутні також будь-які кількісні дані, вони повинні зазначатися у завданні.

2.4 Структура дипломного проєкту

Після узгодження теми необхідно скласти текст завдання та план виконання роботи. Особливістю підготовки загального плану є визначення структури, виходячи з цілей і завдань роботи, а також загального порядку побудови роботи. При цьому структура розташування розділів виглядає наступним чином:

1) Вибір головної схеми електричних з'єднань станції. В цьому розділі рекомендується розробити такі питання: а) вибрати схему приєднання електростанції до енергосистеми; б) на основі техніко-економічного порівняння альтернативних варіантів вибрати структурну схему електричної частини електростанції, в тому числі вибрати генератори і трансформатори; в) вибрати способи обмеження струмів короткого замикання; г) вибрати схеми електричних з'єднань розподільчих установок (РУ) на всіх основних напругах; д) вибрати схему електропостачання та трансформатори власних потреб електростанції; е) сформулювати однолінійну головну схему електричних з'єднань станції.

2) Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) та вибір електричних апаратів. В цьому розділі рекомендується розробити такі питання: а)

сформувати розрахункову схему та визначити вихідну інформацію для розрахунку струмів КЗ; б) виконати розрахунок струмів КЗ на ПЕОМ; в) вибрати комутаційні апарати, реактори та вимірювальні трансформатори в головній схемі електричних з'єднань станції за умовами нормального режиму та перевірити їх за результатами розрахунку струмів КЗ.

3) Спеціальний розділ. В цьому розділі необхідно провести розробку, розрахунок, аналіз або дослідження певної функціональної частини електростанції або певної задачі в сфері експлуатації, управління, діагностики, оптимізації, надійності, контролю тощо електроенергетичних об'єктів електростанції або електроенергетичної системи, в складі якої знаходиться проєктована електростанція. Основою теми спеціального розділу є наукова та інженерна тематика, яка відповідає освітній програмі "Електричні станції". Розробка теми повинна включати аналіз умов вирішення поставленої задачі, оцінку та порівняння альтернативних варіантів, прийняття необхідних рішень на основі необхідних розрахунків, або (та) експериментальних (модельних) досліджень.

Розділи діляться на глави, які в свою чергу, розділяються на параграфи і підпараграфи, у змісті яких розкриваються відокремлені за своєю суттю питання або найбільш суттєві складові окремого питання. Між структурними частинами роботи повинен простежуватися чіткий логічний зв'язок, тобто розділи мають бути пов'язані між собою. У рамках параграфа розглядається одна з теоретичних складових освітлюваної проблеми (наприклад, одна з теорій) або один із шляхів її практичного рішення (наприклад, один варіант технології) тощо. Перший абзац служить для введення в проблематику відповідного параграфа, а останній – підсумовує його розгляд, виконуючи логічний зв'язок до наступної частини роботи. Як правило, параграф складається від двох до шести підпараграфів.

Рішення, прийняті в ДП, повинні відповідати сучасним вимогам нормативної документації [4-7] в електроенергетичній галузі.

Якщо в процесі роботи на текстовою частиною КР виникає необхідність змінити затверджену структуру плану, це цілком можливо – за наявності відповідного обґрунтування та погодженням з керівником. Особливістю

підготовки ДП є: залучення доцільної кількості джерел, (не менше 15-20 найменувань), які обговорюються з керівником; застосування аналізу та узагальнень (у формі висновків, пропозицій) у розділах роботи; широке використання ілюстративного матеріалу (з внесенням його в додатки).

2.5 Складання загального плану змісту

Функціональне призначення загального плану полягає у визначенні попередньої структурної побудови і логічної послідовності викладу змісту ДП, крім того, план служить прообразом змісту. Типовий загальний план змісту пояснювальної записки ДП включає:

- реферат;
- список термінів, список умовних позначень, список скорочень (за необхідністю);
- вступ;
- зміст;
- назва частин (розділів, глав, параграфів) основного тексту;
- висновок;
- перелік посилань;
- додатки.

При складанні загального плану бажано отримати детальну інструкцію від керівника роботи. Як правило, уточненню підлягають:

- ступінь дослідження теми в цілому і рівень опрацювання її окремих питань;
- загальна послідовність викладання змісту роботи;
- вимоги до стилю викладання основного тексту;
- особливість викладення теоретичних основ висвітлюваної проблеми;
- особливість викладення існуючих практичних шляхів її вирішення та пропозицій щодо вдосконалення цих шляхів;
- особливість підготовки вступної та заключної частин ПЗ;
- кількість і склад додатків;
- зміст інших складових частин (у тому числі переліку посилань, реферату, змісту тощо).

2.6 Період дипломного проєктування та захисту

Період дипломного проєктування характеризується обов'язковою наявністю консультацій (не менше однієї на тиждень) студентів з своїм керівником. Графік консультацій затверджується на кафедрі та розміщується на її сайті. На початку дипломного проєктування завданням консультацій є визначення питань змісту роботи, а наприкінці – питання її оформлення та остаточного вигляду.

Основні етапи виконання КР поділяються на наступні складові.

Складові підготовчого етапу:

- визначення загальної тематики і мети роботи;
- формулювання робочих назв найбільш бажаних варіантів теми КР;
- узгодження та затвердження теми;
- отримання завдання на виконання КР;
- складання загального плану змісту.

Складові основного етапу:

а) робота з джерелами інформації:

- визначення основних джерел інформації;
- пошук інформації в різних групах джерел за затвердженою темою;
- обробка джерел інформації (ведення робочих записів).

б) складання чорнового варіанту тексту КР:

- систематизація та аналіз записів;
- доповнення, уточнення та узгодження робочих записів у загальний текст;

– рубрикація тексту;

– складання розгорнутого плану (змісту) КР.

в) обробка та редагування чорнового варіанту тексту:

- редагування основного тексту;
- доповнення змісту частинами, що не ввійшли в основний текст;
- корекція тексту.

г) оформлення КР:

- оформлення текстової частини, ілюстративного матеріалу та додатків.

Складові заключного етапу:

- підготовка до захисту та рецензій на проект, який захищається;
- передзахист (виступ).

Після останніх виправлень варіант роботи передається керівникові для попереднього ознайомлення, який повинен вказати на наявні в роботі недоліки та розробити порядок їх усунення. Після чого в зміст роботи вносяться необхідні зміни, сторінки нумеруються, брошуруються в обкладинку, робота підписується виконавцем та у встановлений термін передається керівникові. КР обов'язково підлягає перевірці на академічний плагіат. Керівник виконує перевірку, виставляє оцінку і схваливши роботу, підписує її та надає відгук. До повністю виконаного ДП надається рецензія відповідним фахівцем з кафедр факультету. Після отримання відгука керівника та рецензії, робота передається на перевірку нормоконтролеру, який передає її завідувачу кафедри у термін не пізніше ніж одного тижня до дня захисту у ЕК [3].

До захисту в ЕК допускаються КР, теми яких затверджені наказом ректора університету, а структура, зміст та якість викладення матеріалу та оформлення відповідають вимогам методичних рекомендацій та стандартів затверджених кафедрою, що підтверджено підписами керівника та консультантів КР, а також за наявності відгуку керівника.

Негативна рецензія або відгук керівника не є підставою для недопущення студента до захисту. КР, в якій виявлені принципові недоліки у прийнятих рішеннях, обґрунтуваннях, розрахунках та висновках, суттєві відхилення від вимог стандартів, до захисту в ЕК не допускаються. Рішення про це приймається на засіданні кафедри, витяг з протоколу якого разом зі службовою запискою завідувача кафедри подаються декану факультету для підготовки матеріалів до наказу ректора про відрахування студента. КР, допущена до захисту в ЕК, направляється завідувачем кафедри на рецензування.

Підготовка до захисту передбачає:

- з'ясування часу й місця проведення захисту;
- підготовку тексту виступу за результатами виконаної роботи;
- підготовку наочних приладь та устаткування для демонстрації в процесі захисту;

– передзахист, що є генеральною репетицією захисту ДП та виконується безпосередньо перед нею (або на базі засідань секцій студентської науки).

Передзахист проводиться комісією із трьох кваліфікованих співробітників кафедри з метою визначення можливості допуску роботи до офіційного захисту. Завідувач кафедри за результатами передзахисту та співбесіди зі студентом, приймає рішення про допуск до захисту та ставить візу на титульній сторінці кваліфікаційної роботи і направляє її на рецензію. Рецензія надається співробітником іншої кафедри або організації, який має науковий ступінь та відповідну кваліфікацію, що співпадає з об'єктом досліджень за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, містить відгук за основною частиною роботи й рекомендовану оцінку.

На одному засіданні ЕК плануються, як правило, захисти не більше десяти ДП. Тривалість захисту однієї КР складає не більше 0,5 години, загальна тривалість захисту не повинна перевищувати шести годин на день.

Регламент захисту КР включає:

– оголошення секретарем ЕК інформації про кваліфікаційну роботу, що представлена до захисту, а саме: прізвища, імені та по батькові студента, теми кваліфікаційної роботи та здобутків студента (наукових, творчих, рекомендації випускової кафедри);

– доповідь студента (10-15 хвилин) у довільній формі про сутність кваліфікаційної роботи, основні технічні (наукові) рішення, отримані результати та ступінь виконання завдання. При цьому можуть використовуватися різні форми візуалізації доповіді (обов'язковий графічний матеріал проекту, визначений завданням на дипломне проектування) та технічні засоби (слайди, мультимедійні проектори, аудіо-, відеоапаратура тощо). Доповідь слід ретельно готувати та доповідати за відповідними принципами. Спочатку проголошується тема та об'єкт, до якого вона має відношення. Потім викладається актуальність теми, мета та завдання для її досягнення. Далі окреслюються окремі задачі, аргументуються обрані методи вирішення завдань, наводяться данні про кількісні та якісні результати. Закінчується доповідь поданням загальних висновків;

– демонстрація експерименту (1-2 хвилини). Залежно від часу, який необхідний для демонстрації експерименту в повному обсязі, або можливості розміщення експериментального обладнання, макетів, зразків тощо, демонстрація може проводитися або безпосередньо на засіданні ЕК, або напередодні захисту в лабораторії, де знаходиться експериментальний зразок, за присутності членів екзаменаційної комісії, яким головою комісії доручено ознайомлення з експериментальною частиною КР. Електронні та натурні демонстраційні матеріали не замінюють доповідь. Показ відеофайлу (-ів), мультимедіа, презентації супроводжується коментарями та поясненнями студента;

– відповіді на запитання членів комісії;

– оголошення секретарем ЕК відгуку керівника або виступ керівника зі стислою характеристикою роботи студента в процесі підготовки роботи (до двох хвилин);

– оголошення секретарем ЕК рецензії на кваліфікаційну роботу;

– відповіді студента на зауваження керівника та рецензента (3-5 хвилин);

– оголошення голови ЕК про закінчення захисту.

Оцінка роботи виконується комплексно, враховуючи такі моменти:

– знання з фаху та зокрема з предмету розроблення;

– оцінка керівника;

– оцінка рецензента;

– оцінка відповідей на поставлені запитання;

– якість оформлення пояснювальної записки та демонстраційних матеріалів.

Умовами, за якими ЕК може прийняти рішення про видачу студентові диплома з відзнакою, є:

– студент входить до 10 % кращих (визначене число округлюється до найближчого більшого цілого числа) за середнім балом з усіх кредитних модулів (у тому числі курсових проектів, курсових робіт та практик, крім поза-кредитних навчальних дисциплін) серед допущених до випускної атестації за відповідною освітньою програмою в інституті/на факультеті.

- не менше ніж 75% підсумкових оцінок «відмінно» та «дуже добре» з усіх кредитних модулів, курсових проектів, курсових робіт та практик;
- з інших кредитних модулів, курсових проектів, курсових робіт та практик студентом отримані підсумкові оцінки «добре»;
- студент захистив кваліфікаційну роботу та/або склав випускні екзамени з оцінкою «відмінно».

Рішення про допуск до захисту КР іноземною (західноєвропейською) мовою до початку роботи ЕК приймає Вчена рада факультету за заявою студента за умови наявності реферату, виконаного іноземною мовою обсягом 10-15 сторінок зі стислим викладенням основних положень КР. Голова ЕК, залежно від рівня володіння відповідною мовою членами ЕК, визначає необхідність присутності на захисті перекладача. Перекладачем можуть бути викладачі випускової кафедри або студенти старших курсів факультету лінгвістики університету, яких призначає декан цього факультету на прохання завідувача випускової кафедри. Студент-перекладач має бути заздалегідь ознайомлений з основними поняттями та термінологією за тематикою КР. Запитання членів комісії можуть бути будь-якою мовою (українською або іноземною), а відповіді студента, якщо не буде іншого прохання членів комісії, – іноземною мовою. Оголошення відгуку керівника та рецензії здійснюються мовою оригіналів цих документів, а оформлення протоколу засідання ЕК – українською мовою із зазначенням у ньому мови захисту.

Якщо студент не з'явився на засідання ЕК, то в протоколі комісії зазначається, що він є не атестований у зв'язку з неявкою на захист. Якщо результати захисту КР студента не відповідають вимогам стандартів вищої освіти і встановленим критеріям, тоді йому за рішенням ЕК, виставляється оцінка «незадовільно». Якщо захист КР визнається незадовільним, ЕК встановлює, чи може студент подати на повторний захист ту саму роботу з доопрацюванням, чи він повинен опрацювати нову тему, визначену випусковою кафедрою.

Студентам, які були допущені деканом факультету до випускної атестації, але з поважної, документально підтвердженої причини не змогли пройти її своєчасно, за поданням декана та згодою голови ЕК і керівництва уніве-

рситету, може бути визначена дата проведення додаткового засідання з захисту КР.

Студентам, які не були допущені до випускної атестації, оскільки з поважних причин, підтверджених документально, не мали можливості підготуватися до неї, ректором за поданням декана факультету може бути продовжено строк навчання до наступної випускної атестації, але не більше ніж на один рік.

Після захисту ДП передається на зберігання до архіву (термін до п'яти років).

3. ВИМОГИ ДО СТРУКТУРНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

3.1 Основні вимоги до структурних частин дипломного проєкту

Основними вимогами до структурних частин ДП є:

- ґрунтовне висвітлення теоретичних аспектів досліджуваної теми;
- повний і об'єктивний аналіз найбільш відомих джерел за темою роботи;
- точний опис апробації, умов проведення експериментів (дослідів, випробувань, тестів тощо), а також їх результатів;
- аргументованість висновків, обґрунтованість пропозицій і рекомендацій;
- використання (якщо потрібно) актуальних статистичних даних;
- використання необхідних таблиць, графіків, діаграм, схем і тощо;
- відповідність структури основного тексту остаточному варіанту плану змісту;
- логічний і лаконічний виклад змісту всередині всіх частин (розділів, параграфів);
- використання відповідної уніфікованої термінології, скорочень тощо.

При написанні роботи слід приділяти увагу стилістиці викладання. Найбільш поширеним для такого виду робіт є науковий стиль. Основою наукового стилю є формально-логічний спосіб викладання матеріалу, згідно з яким текст-міркування поступово розвиває думку виконавця роботи від вихідного посилення (назви теми) до систематизації, доведення (спростування) тощо. Найбільш характерними стилістичними особливостями тексту роботи, викладеної науковим стилем, є:

- чітка послідовність викладання (відповідно до плану і змістом);
- повна узгодженість між собою суміжних пропозицій, особливо розташованих в різних абзацах;
- неприпустимість подвійного тлумачення текста;
- передача ключових думок в безособовій формі.

Текст ДП характеризується тим, що до його змісту включаються тільки найбільш точні дані і формулювання (досягається за рахунок використання

наукових термінів). Крім того, в роботі повинні бути дотримані орфографічна, пунктуаційна і синтаксична грамотність.

3.2 Вимоги до об'єму та змісту структурних елементів дипломного проєкту

Орієнтовний обсяг ДП бакалавра повинен складати 50-70 сторінок пояснювальної записки та обов'язковий графічний (ілюстративний) матеріал (креслень, які містять схеми, діаграми, графіки залежностей, таблиці, рисунки тощо). Об'єм графічного матеріалу – не менше 3-4 креслень формату А1, або у вигляді презентації з обов'язковим наданням окремого екземпляру слайдів кожному члену ЕК (аркуші формату А4 або А3). ДП необхідно оформлювати згідно з вимогами відповідних галузевих стандартів до проєктно-конструкторської та проєктно-технологічної документації. Приклад формування шифру студента в штампі ДП (додаток 1).

Пояснювальна записка ДП повинна бути складена ясно, чітко, технічно і стилістично грамотно та виключати можливість суб'єктивного тлумачення. Структура ПЗ повинна розкривати творчий задум роботи, містити методики та результати розрахунків, опис проведених експериментів, аналіз їх результатів і відповідні висновки; необхідні ілюстрації, ескізи, графіки, діаграми, таблиці, схеми, рисунки тощо. В ній мають бути відсутні загальновідомі положення, зайві описи, виведення складних формул тощо. Скорочення слів в тексті і підписах під рисунками не допускається, крім загальноприйнятих. Недопустимо також вживання технічного жаргону; довгих та заплутаних фраз. Дозволяється акцентування уваги на певних термінах, формулах, теоремах тощо, використовуючи різні нарис шрифту [10].

Текст записки подається в друкованому вигляді на аркушах формату А4 з рамками і розмірами полів: ліве – 30мм, праве – 15мм, верхнє і нижнє – по 20мм, шрифтом Times New Roman 14 пунктів, міжрядковий інтервал 1,5 Lines. Розміщення тексту, рисунків і таблиць відбувається з одного боку аркуша. Рисунки та таблиці бажано розміщувати на аркушах після тих сторінок тексту, на яких вони вперше згадуються.

3.3 Вимоги до елементів структури дипломних проєктів

3.3.1 Вимоги до загальної структури

Загальна структура умовно поділяється на вступну та основну частину і додатки.

Вступна частина:

- титульний аркуш – перша сторінка (додаток 1);
- завдання на ДП – друга та третя сторінки (додаток 1);
- відомість ДП – четверта сторінка;
- реферат (анотація) українською та іноземною мовами ДП – п'ята та шоста сторінка;
- зміст – сьома сторінка (виконується на форматі А4 з великим штампом) та якщо необхідно восьма сторінка(звичайний штамп);
- перелік скорочень, умовних позначень, термінів – сторінка (–и) за змістом;
- вступ – після переліку скорочень та умовних позначень.

Основна частина:

- розділи (глави), які розкривають основний зміст, відповідно до переліку питань, наданих у завданні;
- кожний розділ (глава) має закінчуватися висновками;
- закінчення (загальні висновки);
- перелік посилань.

Додатки.

3.3.2 Вимоги до реферату

Реферат (анотація) обсягом 0,5-1 сторінки державною та іноземною (яку вивчав студент) мовами повинен стисло відображати загальну характеристику та основний зміст КР і містити:

- відомості про обсяг текстової частини, кількість ілюстрацій, таблиць, креслеників, додатків і бібліографічних найменувань за переліком посилань;
- мету КР, використані методи та отримані результати (характеристика об'єкта проектування, нові якісні та кількісні показники, економічний ефект тощо);

- рекомендації щодо використання або (та) результати впровадження розробок або досліджень (отримані патенти, прийняті заявки на патент, публікація в наукових журналах, акти про впровадження тощо);

- перелік ключових слів (від 5 до 15).

Послідовність викладення реферату:

- об'єкт дослідження або розробки;

- мета кваліфікаційної роботи;

- методи дослідження та апаратна реалізація;

- результати та їх новизна;

- основні конструктивні, технологічні й техніко-експлуатаційні характеристики та показники;

- галузь застосування;

- економічна ефективність;

- значення роботи, висновки та рекомендації, а також результати впровадження розробок або досліджень (отримані патенти, прийняті заявки на патент, публікація в наукових журналах, акти про впровадження тощо).

3.3.3 Вимоги до вступу

Вступ має відображати актуальність і новизну проекту (роботи) та містити:

- обґрунтування необхідності нової розробки або удосконалення (модернізації) існуючого об'єкта проектування на основі аналізу сучасного стану проблеми за даними вітчизняної та зарубіжної науково-технічної літератури та періодичних видань, патентного пошуку та досвіду роботи підприємств, установ, провідних фірм у відповідній галузі виробництва, економіки або науки;

- обґрунтування основних проектних рішень або напрямків досліджень;

- можливі галузі застосування результатів проекту (роботи).

3.3.4 Вимоги до змісту

До змісту включають назви: вступ; послідовно перелічені розділи, підрозділи; висновки; перелік посилань; додатки і номери сторінок, на яких знаходяться початки матеріалу. Зміст має відбивати конкретний поетапний план

реалізації роботи, її структуру. Зміст містить найменування та номери початкових сторінок усіх розділів, підрозділів і пунктів (якщо вони мають заголовок).

3.3.5 Вимоги до переліку умовних скорочень

Перелік умовних скорочень складається зі специфічних та загальноприйнятих для відповідної галузі знань скорочень (аббревіатур, символів тощо). Перелік треба друкувати двома колонками, у яких ліворуч за абеткою наводять, скорочення, праворуч – їх детальну розшифровку. Пояснення до скорочень подають у тексті одразу після першого згадування, якщо у тексті зустрічається менше трьох скорочень, перелік не складають.

3.3.6 Вимоги до розділів пояснювальної записки

Матеріал поділяють на розділи згідно із завданням. Суть розділів пояснювальної записки – викладання відомостей про об'єкт розробки або дослідження, які необхідні і достатні для розкриття сутності даної КР. До них належать:

- розробка вимог до характеристик об'єкта проєктування;
- вибір і обґрунтування оптимальних технічних рішень або теоретичних та експериментальних методів досліджень поставлених задач;
- вибір та обґрунтування можливих варіантів технічної реалізації та методів розрахунків параметрів елементів (електричних схем, механічних елементів на міцність та ін.);
- експериментальні дослідження, розробка методики досліджень, опис експериментального обладнання, аналіз результатів експерименту;
- техніко-економічне обґрунтування КР, розрахунок економічного ефекту;
- загальні висновки щодо відповідності отриманих результатів завданню на дипломне проєктування та висунутим вимогам, можливість впровадження або застосування результатів.

Суть розділів пояснювальної записки – викладання відомостей про об'єкт розробки або дослідження, які необхідні і достатні для розкриття сутності даної КР та її результатів, які за складністю відповідають вимогам РВО бакалавра.

Особлива увага приділяється новизні результатів у відношенні аналогів, питанням сумісності, взаємозамінності, надійності, безпеки, екології, ресурсозбереження. Розділи пояснювальної записки повинні бути об'єднані загальною метою, органічно пов'язані між собою та з графічною частиною і відповідними посиланнями. Структура розділів КР, повинна відповідати вимогам чинних стандартів, які ставляться до текстових документів.

Узагальненими вимогами до розділів основної частини ПЗ є наступні:

- заголовки розділів основної частини пояснювальної записки слід розміщувати в середині строки без крапки в кінці і друкувати прописними буквами без підкреслення;
- заголовки підрозділів і пунктів слід починати з абзацу і друкувати прописними буквами без підкреслення і без крапки в кінці. Пункти и підпункти слід починати з абзацу. Якщо заголовок включає декілька речень, їх розділяють крапками. Переноси слів в заголовках не допускаються;
- відстань між заголовками розділів, підрозділів і текстом повинна бути не меншою ніж два інтервали;
- кожний розділ ПЗ необхідно починати з нової сторінки, перша сторінка розділу повинна мати великий штамп (додаток 1).

3.3.7 Вимоги до елементів розділів

Ілюстрації. Ілюстрації (креслення, графіки, схеми, діаграми, фотографії) слід розміщати безпосередньо після тексту, в якому вони згадуються вперше, або на наступній сторінці. На всі ілюстрації повинні бути посилання. Креслення, графіки, схеми, які розміщуються в ПЗ, повинні відповідати вимогам державних стандартів ЄБКД. Ілюстрації повинні мати назву, яка розміщується під нею. Позначається словом «Рис.», яке розміщують перед назвою. При необхідності під назвою розміщують пояснення (підписуночний текст).

Ілюстрації слід нумерувати подвійними арабськими цифрами через крапку, де перша цифра є номером розділу, до якого належить ілюстрація, друга – порядковий номер рисунку даного розділу, наприклад Рис.1.1., Рис.1.2.. Ілюстрацію слід виконувати на одній сторінці, якщо вона не вміщується на одній сторінці, можна переносити її на другі сторінки, при цьому

«Рис.», назва ілюстрації та пояснюючі дані розміщується на першій сторінці, а «Рис. , лист» розміщують на кожній наступній сторінці.

Таблиці. Цифровий матеріал повинен оформлятися у вигляді таблиць. Таблицю слід розміщати в ПЗ безпосередньо після тексту, в якому вона згадується вперше, або на наступній сторінці, на всі таблиці повинні бути відповідні посилання. Нумерувати таблиці слід подвійними арабськими цифрами через крапку порядковою нумерацією в межах кожного розділу, де перша цифра є номером розділу, до якого належить таблиця, друга – порядковий номер таблиці в даному розділі. Номер таблиці розміщується в правому верхньому куті над заголовком таблиці після слова «Таблиця», наприклад Таблиця 1.1, Таблиця 3.2

Перерахування і примітки. Перерахування, при необхідності, можуть бути приведені всередині пунктів або підпунктів. Перерахування слід нумерувати порядковою нумерацією арабськими цифрами з дужкою, наприклад 1), 2), 3) тощо, і друкувати малими буквами з абзацу. В межах одного пункту або підпункту не допускається більше однієї групи перерахування. Примітки слід розміщувати в тексті при необхідності пояснення змісту тексту, таблиці або рисунку. Примітки розміщують безпосередньо після пункту, підпункту, таблиці, рисунку, до яких вони відносяться, і друкують з прописної букви з абзацу.

Формули і рівняння. Пояснення значень символів і числових коефіцієнтів слід приводити безпосередньо під формулою в тій же послідовності, в якій вони приведені в формулі. Значення кожного символу і числового коефіцієнта слід давати з нового рядка. Перший рядок пояснення починають зі слова «де» без двокрапки. Рівняння і формули слід виділяти з тексту в окремий рядок. Вище і нижче кожної формули або рівняння повинно бути залишено не менше одного вільного рядка. Якщо рівняння не вміщується в один рядок, його треба перенести після знаку рівняння (=) або після знаку плюс (+), мінус (-), множення (x), ділення (:) та інших математичних знаків.

Формули в ПЗ слід нумерувати подвійними арабськими цифрами через крапку (в круглих дужках в крайньому правому положенні в рядку) порядковою нумерацією в межах кожного розділу, де перша цифра є номером розді-

лу, до якого належить формула, друга – порядковий номер формули в даному розділі.

Посилання. Посилання на літературні джерела слід вказувати порядковим номером по списку джерел, виділеним двома квадратними дужками, наприклад, ... [15]. Посилання на розділи, підрозділи, пункти, підпункти, ілюстрації, таблиці, формули, рівняння, перерахування, додатки слід вказувати їх порядковим номером, наприклад: «... в розд. 4», «... по п. 3.3.4», «... в підпункті 2.3.4.1, перерахування 3», «... по формулі (3.5)», «... в рівнянні (2.3)», «... на рис. 1.8», «... в додатку 6».

3.3.8 Вимоги до висновків та рекомендацій

Висновки та рекомендації розташовують після викладання основного тексту КР. У висновках та рекомендаціях наводять оцінку одержаних результатів відносно аналогів, висвітлюють досягнуту ступінь новизни, практичне, наукове значення результатів, прогностні припущення про подальший розвиток об'єкту дослідження або розробки, необхідно акцентувати увагу на якісних і кількісних показниках здобутих результатів, обґрунтувати їх достовірність. Висновки краще подати у вигляді послідовно пронумерованих абзаців. Причому кожен абзац має містити окремий логічно завершений висновок чи рекомендацію.

3.3.9 Вимоги до переліку посилань

Перелік джерел, на які є посилання в основній частині, наводять з нової сторінки [11-12]. У перелік посилань включаються всі літературні джерела, використані у КР. Бібліографічний опис джерел складають відповідно до чинних стандартів із бібліотечної та видавничої справи. Бібліографічні описи в переліку посилань подають у порядку, за яким вони вперше згадуються в тексті пояснювальної записки. Порядкові номери описів у переліку є посиланнями в тексті (номерні посилання). Кожне джерело, що включено до переліку, має бути відбито в тексті роботи. За необхідності джерела, на які є посилання тільки в додатку, наводять в окремому переліку посилань в кінці додатку.

3.3.10 Вимоги до додатків

У додатках подають матеріал, який є необхідним для повноти пояснювальної записки і не може бути послідовно розміщений в основній частині через великий обсяг або спосіб відтворення.

Типи додатків:

- додаткові ілюстрації або таблиці;
- проміжні математичні докази, формули, розрахунки;
- методики і протоколи випробувань;
- результати патентного дослідження;
- опис алгоритмів і лістинги програм, що розроблені в процесі виконання КР;
- опис нової апаратури й приладів, що використовуються під час проведення експерименту, інструкції й методики;
- копії документів, окремі витяги з положень (інструкцій) тощо.
- акти про впровадження у виробництво та копії патентів, отриманих виконавцем.

Додатки подаються в порядку посилань на них в тексті КР.

3.3.11 Вимоги до нумерації сторінок ПЗ

Нумерація сторінок повинна бути наскрізною: першою сторінкою є титульний лист, другою – перша сторінка завдання тощо. Сторінки з рисунками та таблицями включаються в загальну нумерацію. Порядкові номери сторінок проставляються в правому верхньому куті.

Текст ПЗ ділиться на розділи(частини), підрозділи, пункти і підпункти, які нумеруються арабськими цифрами:

- розділи повинні мати порядкову нумерацію в межах основної частини пояснювальної записки і позначатися арабськими цифрами з крапкою, наприклад, 1., 2., 3. тощо.
- підрозділи нумеруються подвійними арабськими цифрами через крапку: перша цифра є номером розділу, до якої належить даний підрозділ, друга – порядковий номер підрозділу даного розділу, наприклад 1.1., 1.2. Підрозділи також повинні мати заголовок. В кінці заголовка крапка не проставляється.

- пункти повинні мати порядкову нумерацію в межах кожного розділу або підрозділу. Номер пункту включає номер розділу і порядковий номер підрозділу або пункту, розділені крапкою, наприклад 1.1., 1.2., 1.3. або 1.1.1., 1.1.2., 1.1.3 тощо.

- номер підпункту включає номер розділу, підрозділу, пункту і порядковий номер підпункту, розділені крапкою, наприклад 1.1.1.1., 1.1.1.2., 1.1.1.3. і т. д. Якщо розділ або підрозділ має тільки один пункт або пункт має один підпункт, то нумерувати пункт (підпункт) не потрібно.

Заголовки розділів слід розміщати в середині строчки без крапки в кінці і друкувати прописними буквами без підкреслення.

3.3.12 Вимоги до графічного (ілюстративного) матеріалу

Креслення повинні бути виконані у відповідності до правил, встановлених стандартами ЄСКД і давати повне уявлення про об'єкти, які на них відображені. Кожне креслення повинно мати кутовий штамп відповідно до стандарту [13-15].

Крім конструктивних або технологічних креслень для захисту виконуються демонстраційні плакати. Зміст плакатів може бути різноманітним і включати, наприклад, таблиці з результатами розрахунків, порівняльні таблиці, різного виду графіки та діаграми, ілюстраційні ескізи, схеми, формули тощо. Для більшої наочності плакати можна виконувати кольоровими. Додатково демонстраційний матеріал в графічному (на папері, плівках), електронному (відеоматеріали, мультимедіа, презентації тощо) або натурному (моделі, макети, зразки виробів тощо) вигляді.

4 ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗДІЛІВ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

4.1 Розділ 1. Техніко-економічне обґрунтування вибору структурної схеми електростанції.

4.1.1 Визначення критерію оптимізації

Одним із розділів проектування електричної частини електростанції є техніко-економічне обґрунтування вибору схем електричних з'єднань. Ефективність капіталовкладень при спорудженні електростанції закладається на стадії її проектування і забезпечується тим, що кожне проектне рішення повинно мати техніко-економічне обґрунтування. Останнє означає, що прийняте рішення має витікати з порівняльної оцінки економічної ефективності капіталовкладень, тобто із техніко-економічного порівняння ряду варіантів, що відповідають сучасному рівню розвитку техніки, з метою вибору оптимального.

Оптимальність технічного рішення, обраного під час проектування або експлуатації електричної станції означає, що заданий виробничий ефект (наявна потужність, відпускна енергія, рівень надійності та якості) отримують з мінімально можливими втратами матеріальних і трудових ресурсів. Це рішення має бути одержане при комплексному розгляді об'єкта в цілому з урахуванням взаємозв'язків між його частинами. Проте ця задача дуже складна. Якщо взаємозв'язки між окремими частинами об'єкта відносно слабкі, то можлива локальна оптимізація, тобто пошук оптимального рішення окремо для кожної частини об'єкта. Крім того, локальна оптимізація дозволяв швидше виявити різницю в кількісних показниках порівняльних варіантів проектних рішень.

Проектування головної схеми включає вибір генераторів і їх систем збудження; вибір принципової (структурної) схеми трансформаторних з'єднань між генераторами і розподільчими установками основного класу напруги; розрахунок струмів короткого замикання та вибір засобів щодо їх обмеження; вибір схеми електричних з'єднань розподільчих установок; вибір електричних апаратів і провідників.

Головна електрична схема у значній мірі визначає основні властивості електричної частини станції, а також якість електростанції у цілому: надій-

ність, економічність, ремонтоздатність, безпека обслуговування, зручність експлуатації, зручність розміщення електрообладнання, можливість подальшого розвитку. Виходячи з огляду перерахованих властивостей, можна зробити висновок, що багато з них не мають кількісних (натуральних) показників і це безумовно стає перешкодою розв'язання задачі оптимізації.

Якщо оцінку необхідних властивостей нового об'єкта здійснюють за одним критерієм ефективності – екстремальним значенням однієї цільової функції, що відповідає однокритеріальній оптимізації. Якщо для пошуку оптимального розв'язку необхідно ввести кілька критеріїв ефективності, то виникає значно складніша проблема багатокритеріальної оптимізації. Одержання оптимального розв'язку при проєктуванні електроустановки вимагає введення кількох критеріїв, тобто відноситься до розряду задач багатокритеріальної оптимізації. Проте відсутність математичного виразу для ряду критеріїв ефективності, а також складність розв'язання самої задачі багатокритеріальної оптимізації обумовили те, що при проєктуванні енергетичних об'єктів використовують метод однокритеріальної оптимізації.

Цільова функція при однокритеріальній оптимізації повинна, по-перше, кількісно відображати найвагоміші властивості об'єкта, що проєктується, і, по-друге, мати математичну альтернативу, тобто мати екстремальне значення.

У наш час розрахунок ведуть за мінімумом зведених витрат B грн/рік, які містять в собі три важливі показники нового об'єкта: капіталовкладення K , грн; річні витрати ΔB грн/рік і математичне сподівання (МС) збитку $M(3)$ грн/рік:

$$B = E_n K + \Delta B + M(3) , \quad (4.1)$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності (для розрахунків в енергетиці $E_n = 0,12$), що відповідає нормативному терміну окупності $T_n = 8$ років.

Вираз (4.1) відповідає ситуації коли будівництво та пуск в експлуатацію здійснюються протягом року. Якщо об'єкт будується протягом T років:

$$B = \sum_{t=1}^T E_n K_t (1 + E_{n.з.})^{\tau-t} + \Delta B + M(3), \quad (4.2)$$

де $E_{H.3}$ – нормативний коефіцієнт зведення різночасових витрат (в енергетиці $E_{H.3} = 0,08$); K_t – капіталовкладення витрат в t -му році; τ – рік зведення витрат, який може бути різним, але однаковим для всіх порівнюваних варіантів (найчастіше зводять витрати до першого року періоду T , але можливо зведення їх і до року закінчення будівництва і навіть до більш віддаленого строку).

Якщо у період багатострокового будівництва частково експлуатуються щойно створені основні фонди, а це відбувається при розширенні енергетичного об'єкта, то

$$B = \sum_{t=1}^T (E_H K_t + \Delta B_t) (1 + E_{H.3.})^{\tau-t} + \Delta B + M(3), \quad (4.3)$$

де ΔB_t – приріст витрат у році t порівняно з роком $t-1$. Оптимальним варіантом вважається той, в якого зведені витрати, визначені за (5.1-5.3) – мінімальні.

Річні витрати виробництва (річні експлуатаційні витрати) мають три складові:

$$\Delta B = \Delta B_a + \Delta B_0 + \Delta B_{em} \quad (4.4)$$

де $\Delta B = aK$ – амортизаційні відрахування (відрахування на реновацію і капітальний ремонт); a – норма амортизаційних відрахувань, для силового електротехнічного обладнання $a = 6,4\%$; $\Delta B_0 = \epsilon K$ – витрати на обслуговування електроустановки (на поточний ремонт і зарплату персоналу); ϵ – норма відрахування на обслуговування, для електротехнічного обладнання і розподільних установок при $U_H < 150$ кВ – $\epsilon = 3\%$, при $U_H \geq 220$ кВ – $\epsilon = 2\%$; $\Delta B_T = \beta \Delta W_{BT}$ – витрати, що зумовлені втратами енергії у варіантах певної установки, β – питомі витрати на відшкодування втрат, ΔW_{BT} – річні втрати енергії.

Збиток у загальному вигляді може бути поданий як добуток питомого збитку Co грн/кВт-год і MC недовідпуску електроенергії з ненадійності електроустановки ΔW_{BT} , кВт-год/рік.

Підставивши в (5.1) вирази для окремих складових зведених витрат:

$$\begin{aligned}
 B &= E_n K + aK + eK + \beta \Delta W_{em} + C_0 M(\Delta W) = \\
 &= (E_n + a + e)K + \beta \Delta W_{em} + C_0 M(\Delta W)
 \end{aligned}
 \tag{4.5}$$

З виразу (5.5) випливає, що до цільової функції з відповідними ваговими коефіцієнтами увійшли капіталовкладення, річні втрати енергії і MC річного недовідпуску електроенергії через ненадійність електроустановки.

Оскільки цільова функція не відображає усіх якостей майбутнього об'єкта, рішення, що одержане згідно з критерієм мінімуму зведених витрат, неможливо вважати цілком оптимальним. Рекомендується такий порядок вибору найкращого проєктного рішення:

- планують ряд варіантів рішень, що відповідають технічним вимогам сучасного рівня розвитку енергосистем;
- для кожного варіанта обчислюють цільову функцію (зведені витрати);
- добирають варіанти, що входять у зону найменших витрат (конкурентоздатні варіанти, в яких зведені витрати відрізняються від мінімальних не більш як на 5%);
- додатково порівнюють конкурентоздатні варіанти за іншими властивостями, не відображеними у цільовій функції.

Таким чином, вибір найкращого проєктного рішення здійснюють у два етапи: на першому застосовують метод однокритеріальної оптимізації, на другому – якісний аналіз (спрощений метод експертних оцінок).

4.1.2. Складання варіантів структурної схеми

Вимоги до електричної схеми станції сформульовані в нормах технологічного проєктування (НТП) та зводяться до наступного:

- відповідність електричної схеми умовам роботи станції в енергосистемі, очікуваним режимам, а також її технологічній схемі;
- зручність експлуатації, тобто простота і наочність схеми, мінімальний обсяг перемикань, пов'язаних зі зміною режиму, доступність електрообладнання для ремонту;
- зручність спорудження електричної частини з урахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів, ліній;

- можливість її автоматизації в економічно доцільному обсязі;
- достатня економічно виправдана ступінь надійності.

Якщо задано прості вихідні умови, структурна схема визначається однозначно і її проєктування зводиться до вибору необхідних силових трансформаторів. У більшості випадків вибір структурної схеми базується не техніко-економічних варіантних розрахунках. Порядок вибору структурної схеми, коли необхідне техніко-економічне обґрунтування, наступний:

- а) визначають ряд технічно можливих варіантів структурної схеми;
- б) поваріантно обирають трансформатори, автотрансформатори й електричні апарати;
- в) для кожного варіанта розраховують техніко-економічні показники і цільову функцію (зведені витрати);
- г) на основі результатів розрахунків, а також властивостей, що увійшли до цільової функції, обирають оптимальне рішення.

При складанні структурної схеми станції в розподільчих установках враховують лише вимикачі трансформаторних зв'язків, причому умовно приймають один вимикач на з'єднання. На цій стадії розрахунок струмів КЗ не виконують і типи вимикачів обирають відповідно до класів номінальної напруги і максимальних робочих струмів.

Структурні схеми ТЕЦ залежать від одиничної та сумарної потужності агрегатів, а також від співвідношення сумарної генераторної потужності і мінімальної потужності місцевого навантаження. Якщо потужність місцевого навантаження є відносно великою і складає не менш як 50% сумарної потужності генераторів ТЕЦ, номінальна напруга яких збігається з номінальною напругою розподільної мережі, то в цьому випадку доцільне спорудження розподільної установки генераторної напруги (ГРУ 6...10 кВ). До ГРУ під'єднують генератори і кабельні лінії мережі місцевого навантаження (рис. 4.1а). Така структурна схема характерна для ТЕЦ з генераторами одиничної потужності до 60 МВт. Зв'язок ТЕЦ з іншими станціями системи виконують через трансформатори відповідної потужності при напрузі 110...220кВ. При паралельному вмиканні на збірні шини кількох генераторів вказаної потужності з напругою 6...10 кВ струм КЗ значний. Виникає необхідність в його

обмеженні до значень, що відповідають вимикальній здатності серійних вимикачів. З цією метою збірні шини поділяють на секції через секційні реактори та вимикачі. Кількість секцій залежить від числа генераторів, їх потужності та напруги.

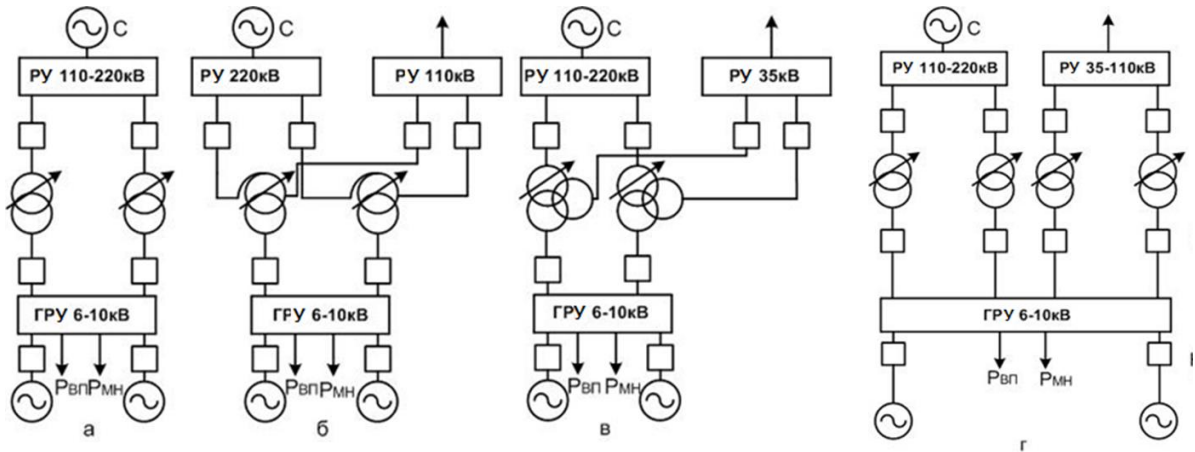


Рис 4.1 Варіанти структурних схем ТЕЦ з ГРУ

Кількість секцій знаходиться в межах від двох до чотирьох. Обмеження струму в кабельній розподільній мережі до економічно доцільних значень досягається з допомогою лінійних реакторів. При наявності місцевої потужності не тільки на генераторній, але й на середній напрузі (35 або 110 кВ), структурна схема має такі варіанти: з триобмотковими автотрансформаторами (рис. 4.1б), з триобмотковими трансформаторами (рис. 4.1в) і двообмотковими трансформаторами (рис. 4.1г).

Якщо потужність місцевого навантаження відносно мала і складає не більш як 30% сумарної потужності генераторів ТЕЦ, то структурну схему ТЕЦ рекомендують будувати за блочним принципом, а живлення місцевої потужності і власних потреб (ВП), здійснювати відгалуженням від генераторів з установкою реакторів або знижувальних трансформаторів. Виходячи з вимог надійності теплопостачання споживачів застосовують одиничні блоки: відмова елементів об'єднаного або укрупненого блока призвела б до втрати двох теплофікаційних блоків і можливого обмеженню теплопостачання споживачів. Ця умова справедлива для сучасних потужних ТЕЦ а агрегатами 100 і 250 МВт, які споруджують для тепло- й електропостачання великих міст і великих промислових підприємств. Значну роль відіграє та обставина, що сучасні ТЕЦ споруджують за межами міста або промислового об'єкта. Слід

ще враховувати й те, що номінальна напруга потужних генераторів ($P_H > 100$ МВт) відповідає класу напруги 13,8...18 кВ, що суттєво перевищує клас напруги розподільних кабельних мереж (6...10 кВ).

Живлення місцевих районів навантаження може бути здійснене відгалуженням від генераторів кількох блоків через реактори (у разі застосування генераторної напруги 10,5 кВ) або з допомогою знижувальних трансформаторів (у разі застосування генераторної напруги понад 10,5 кВ) (рис.4.2а). Відгалуження виконують між генераторним вимикачем і блочним трансформатором.

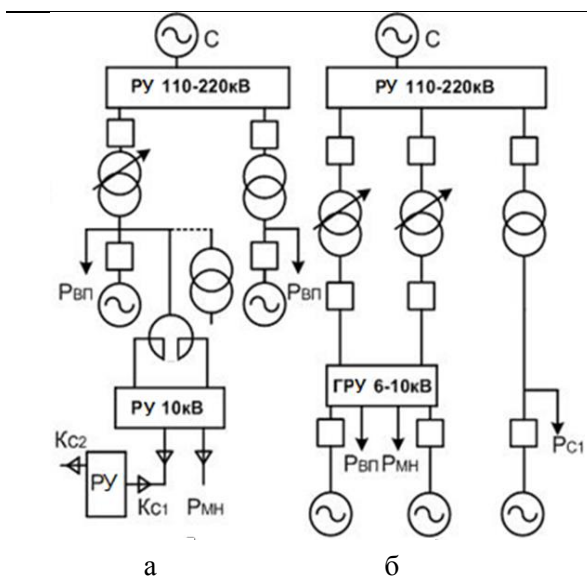


Рис. 4.2 Структурні схеми ТЕЦ блочного виконання

Це підвищує надійність електропостачання місцевих споживачів, тому що при найбільш імовірних пошкодженнях в технологічній частині блока відмикається генераторний вимикач, а живлення місцевого навантаження зберігається через блочний трансформатор. Можливим є приєднання двох (трьох) генераторів з $P_H = 100$ МВт до ГРУ 10 кВ, до якої підмикають кабельні лінії місцевого району навантаження (рис. 4.2б).

На КЕС навантаження на генераторній напрузі відсутнє і в основу побудови схеми закладено блочний принцип: агрегати потужністю 300, 500, 800 і 1200 МВт виконують з переліку автономних частин-блоків. Існує кілька варіантів побудови блоків:

- одиничний блок генератор-трансформатор без генераторного вимикача (рис. 4.3а);
- одиничний блок генератор-трансформатор з генераторним вимикачем (рис. 4.3б);
- об'єднаний блок (рис. 4.3в);
- укрупнений блок (рис. 4.3г).

Одиничні й об'єднані блоки знаходять застосування на теплових і атомних електростанціях, укрупнені – на гідроелектростанціях. Потужність блока не повинна перевершувати допустимого значення $\Delta P_{Г, доп}$ згідно з системними вимогами.

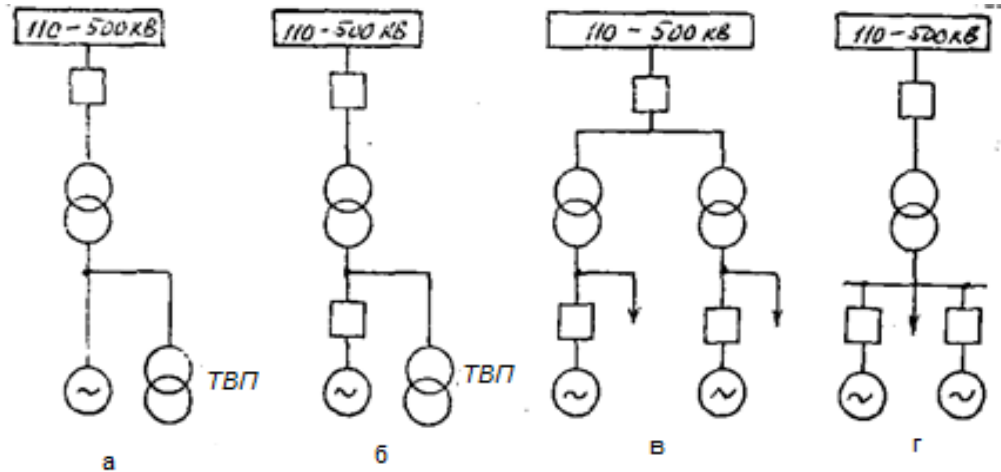


Рис. 4.3 Структурні схеми КЕС і ГЕС

Відповідно до цього на ГЕС іноді є змога об'єднати усі генератори в один блок. При цьому додатково перевіряються умови роботи гідротехнічного обладнання. У схемах, в яких генератор поєднаний з підвищувальним трансформатором безпосередньо (рис.4.3а), передбачають відгалуження для відбору частини потужності в систему ВП блоку через знижувальний трансформатор. Останній підключають також без вимикача на відгалуженні, щоб не знижувати надійність блока встановленням додаткового апарата. Вимикачі передбачають тільки з боку вищої напруги підвищувального трансформатора і з боку нижчої напруги трансформатора ВП. Щоб ввести блок у роботу, необхідно забезпечити електроенергією систему ВП через пусковорезервний трансформатор, приєднаний до збірних шин вищої або середньої напруги. Недолік наведеної схеми полягає у необхідності перемикання системи ВП в процесі пуску і зупинки блока. У випадку пошкодження в тепломеханічній частині блоку, він повинен бути вимкненим вимикачами вищої напруги, що небажано в розподільних установках кільцевого типу, оскільки нормальна робота установки при цьому порушується. Вказані недоліки можуть бути усунені, якщо передбачити вимикач у колі генератора.

Схема з вимикачем у колі генератора (рис. 4.3б) зручніша в експлуатації, оскільки в процесі пуску блока система ВП забезпечується енергією від збірних шин станції через головний трансформатор і робочий трансформатор ВП при вимкненому вимикачу блока. Проте генераторний вимикач є додатковим елементом у колі енергоблоку, тому надійність останнього знижується. Остаточне рішення відносно доцільності установки генераторних вимикачів повинно прийматися припрацюванням всієї схеми електричних з'єднань з урахуванням схеми розподільчих установок і схеми електропостачання ВП. Треба додати, що в об'єднаних і укрупнених блоках (рис. 4.3в, г), а також у блоках з автотрансформаторами – генераторні вимикачі передбачаються завжди. В одиничних блоках генераторні вимикачі рекомендується встановлювати на станціях, що працюють у піковому режимі і в тих випадках, коли з відімкненням блока з боку вищої напруги змінюється схема підімкнення інших приєднань, які залишаються в роботі (схеми багатокутників, з трьома вимикачами на два приєднання).

Якщо потужність станції, що проектується, видається не одній підвищеній напрузі, то всі блоки приєднуються до розподільної установки цієї напруги. Вирішується питання про вид виконання блоків (рис.4.4а), де умовно показано одиничні блоки без генераторних вимикачів. Якщо на станції передбачається дві підвищені напруги, причому мережі обох класів напруги ефективно заземлені, то можливі такі варіанти побудови структурної схеми: з окремими автотрансформаторами зв'язку між розподільною установкою вищої напруги і розподільною установкою середньої напруги (рис. 4.4б); використання для одного або двох генераторів блочних підвищувальних автотрансформаторів, які одночасно забезпечують зв'язок між розподільними установками обох класів напруги (рис. 4.4в), з двома двообмотковими трансформаторами різної потужності в блоці (рис.4.4г). Така схема доцільна лише при малому навантаженні на середній напрузі, не більш як 15% номінальної потужності генератора. У схемі з окремими автотрансформаторами зв'язку сумарна потужність блоків, приєднаних до розподільчої установки середньої напруги, має відповідати максимальній потужності, що видається в мережу середньої напруги. Схему з підвищувальними блочними автотрансформато-

рами складають так, щоб з боку середньої напруги був деякий надлишок генеруючої потужності. Ця рекомендація обумовлена обставиною, що підвищувальний автотрансформатор за умовою завантаження загальної обмотки (при номінальному навантаженні третинної обмотки) допускає передавання додаткової потужності з СН на ВН, а не в зворотному напрямку.

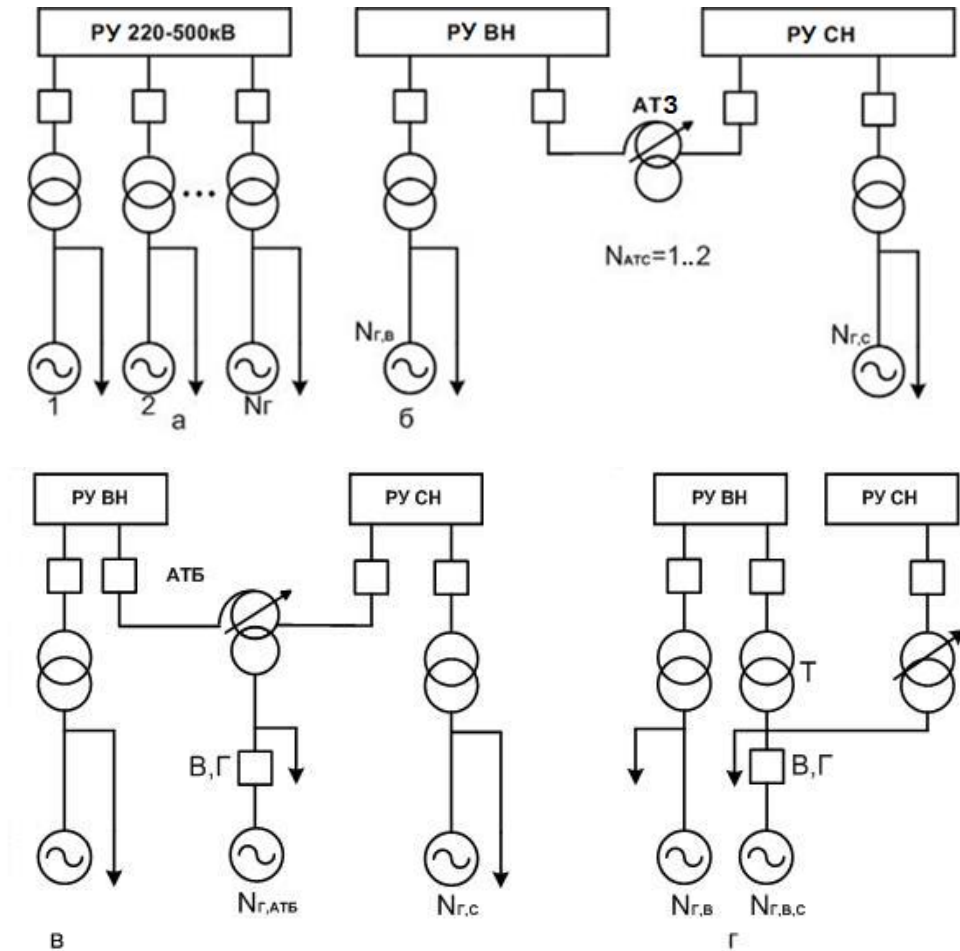


Рис. 4.4 Структурні схеми електростанцій районного типу

У випадку, коли мережа СН незаземлена або компенсована, замість автотрансформаторів передбачають триобмоткові трансформатори.

Схеми АЕС ненабагато відрізняються від схем КЕС. З урахуванням значної одиничної потужності блоків (до 1000 і 1500 МВт). Норми технологічного проектування не рекомендують застосування об'єднаних блоків. Кожен блок має бути приєднаний до збірних шин станції через окремі підвищувальні трансформатори й окремі вимикачі. Мають бути прийняті також необхідні заходи щодо підвищення надійності розподільних пристроїв і надійності електропостачання системи ВП АЕС.

4.1.3. Вибір основних елементів структурної схеми

Генератори. Згідно з частотою змінного струму 50 Гц промисловість виготовляє в основному дво полюсні турбогенератори з номінальною частотою обертання 3000 об/хв. Для АЕС через низькі параметри пари доцільно застосування тихохідних чотириполюсних турбогенераторів з номінальною частотою обертання 1500 об/хв. Останнім часом на АЕС з блоками потужності 1000 МВт з'явилася змога створення швидкісних турбін з частотою обертання 3000 об/хв і відповідно застосування дво полюсних турбогенераторів. Ця обставина дозволила ввести стандартну шкалу номінальної потужності турбогенераторів, МВт: 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000; 1200; 1600; 2000.

Повна номінальна потужність генератора, МВА:

$$S_{H.Г} = \frac{P_{H.Г}}{\cos \varphi_{H.Г}}, \quad (4.6)$$

де $P_{H.Г}$ – номінальна активна потужність генератора, МВт; $\cos \varphi_{H.Г}$ – номінальний коефіцієнт потужності.

Кількість і номінальна потужність генераторів задаються у завданні на проектування, і в процесі проектування можуть уточнюватися номінальна напруга, виконання систем охолодження та збудження.

Номінальна напруга генераторів відповідно до їх потужності наступні:

- до 50 МВт – 6,3; 10 кВ;
- до 160 МВт – 10,5; 15,75; 18 кВ;
- 220...500 МВт – 20; 21; 24 кВ;
- 600...1000 МВт – 24; 27 кВ;
- 1200 МВт – 24 кВ.

Трансформатори. Вибір трансформаторів включає визначення кількості, типу та їх номінальної потужності у структурній схемі станції, що проектується. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори. У випадку неможливості виготовлення заводами трифазних трансформаторів необхідної потужності або при наявності транспортних обмежень допускається застосування груп з двох трифазних або трьох однофазних трансформаторів. Усі триобмоткові й автоматичні трансформатори, а також двообмоткові трансфо-

рматори станцій і підстанцій (крім підімкнених до генераторів у блоки), повинні мати вбудовані пристрої для регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Вибір номінальної потужності трансформатора здійснюють з урахуванням його навантажувальної спроможності. У загальному випадку умова вибору потужності трансформатора має вигляд:

$$S_{розр} \leq S_H K_{П}, \quad (4.7)$$

де $S_{розр}$ – розрахункова потужність; S_H – номінальна потужність трансформатора; $K_{П}$ – припустимий коефіцієнт перевантаження.

При визначенні $S_{розр}$ необхідно враховувати витрати електроенергії в системі ВП. Потужність та енергія, яку споживає система ВП, залежить від типу електростанції, виду пального, типу та потужності турбін, типу ядерного реактора тощо. В таблиці 4.1 наведено узагальнені дані максимальних навантажень системи ВП електростанцій різних типів у відсотках від встановленої потужності.

Таблиця 4.1 – Витрата електричної енергії на власні потреби

Тип установки	$P_{ВП\max} / P_{вст}, \%$
ТЕЦ – пилувугільна	8-14
газотрутна	5-7
КЕС – пилувугільна	6-8
газотрутна	3-5
АЕС – з газовим теплоносієм	5-14
з водяним теплоносієм	5-8
ГЕС – малої і середньої потужності	2-3
великої потужності	1-0,5

Вибір трансформаторів зв'язку. Вказані трансформатори з'єднують розподільні установки генераторної та підвищеної напруги електростанції. Такий зв'язок необхідний для видачі надлишкової потужності в енергосистемі у нормальному режимі роботи, коли працюють усі генератори, а також для резервування живлення місцевих електроспоживачів на напрузі 6...10 кВ при плановому чи аварійному відокремленні одного з генераторів. Тобто трансформатори зв'язку можуть працювати у реверсивному режимі роботи.

Потужність, яка передається через трансформатори зв'язку, у загальному випадку /з різних значень коефіцієнтів потужності генераторів, місцевого навантаження і власних потреб/:

$$S_T = \sqrt{(P_{\Sigma G} - P_{M.H} - P_{ВП})^2 + (Q_{\Sigma G} - Q_{M.H} - Q_{ВП})^2}, \quad (4.8)$$

де $P_{\Sigma G}$, $Q_{\Sigma G}$ – сумарні активна й реактивна потужності генераторів, приєднаних до розподільної установки генераторної напруги; $P_{M.H}$, $Q_{M.H}$ – активна й реактивна потужності місцевого навантаження; $P_{В.П.}$, $Q_{В.П.}$ – активна й реактивна складові витрат потужності ВП.

Керуючись вимогами надійності тепло- і електропостачання місцевого споживача, на ТЕЦ, як правило, передбачають два трансформатори зв'язку із системою. Один трансформатор зв'язку можна встановлювати лише тоді, коли порушення зв'язку ТЕЦ з системою, що супроводжується переходом генераторів на роботу за графіком місцевого електричного навантаження, не викликає обмеження теплового споживання. Проте і при наявності умов, що визначають принципову можливість вибору одного трансформатора зв'язку, за вимогами зменшення перетоків потужності між секціями звичайно встановлюють два трансформатори. При виборі їх номінальної потужності визначається режим, який характеризується розрахунковою (найбільшою) потужністю. Передана через трансформатори зв'язку потужність змінюється залежно від режиму роботи генераторів і графіка навантаження споживачів. Цю потужність можна визначити на основі добового графіка потужності генераторів і графіків навантаження місцевих споживачів і системи ВП ТЕЦ. З цією метою складають і аналізують можливі графіки навантаження трансформаторів зв'язку:

- а) у нормальному режимі (взимку та влітку);
- б) при вимкненні одного з працюючих генераторів;
- в) у разі необхідності мобілізації обертаючого резерву, коли генератори ТЕЦ збільшують потужність до номінального значення.

У разі відсутності таких графіків потужність, що передається через трансформатори зв'язку, визначають у трьох режимах:

- в режимі мінімальних навантажень, підставляючи $P_{M.H.min}$, $Q_{M.H.min}$. В (4.8), знаходять $S_{розр1}$,

- в режимі максимальних навантажень, підставляючи $P_{M.H.max}$, $Q_{M.H.max}$ в (4.8), знаходять $S_{розр2}$;

- в аварійному режимі при вимкненні найпотужнішого генератора ТЕЦ, змінюючи значення $P_{\Sigma Г}$, $Q_{\Sigma Г}$ знаходять $S_{розр3}$.

За найбільшим розрахунковим навантаженням визначають потужність кожного з двох трансформаторів зв'язку:

$$S_{HT} \geq S_{розр.max} / K_{П.АВ},$$

де $S_{H.T.}$ – номінальна потужність трансформатора; $S_{розр.max}$ – максимальне із значень $S_{розр1}$, $S_{розр2}$, $S_{розр3}$; $K_{П.АВ}$ – коефіцієнт аварійно допустимого перевантаження трансформатора.

При проєктуванні приймають $K_{П.АВ} = 1,4$. Таке перевантаження допустиме протягом 6 год за умови, що коефіцієнт початкового навантаження трансформатора не перевищує 0,9 $S_{H.T.}$ (при температурі охолоджуючого повітря не більш як 20°C).

Трансформатори зв'язку можуть бути триобмотковими, якщо на ТЕЦ крім споживачів на 6..10 кВ є клас напруги 35 кВ. Зв'язок з енергосистемою здійснюється з допомогою розподільної установки ВН. Потужність триобмоткових трансформаторів обирається за навантаженням обмоток НН (генераторної напруги), яка визначається в трьох згаданих режимах.

На ТЕЦ, побудованих за блочним принципом, коли на відгалуженні до блока приєднане тільки навантаження ВП, потужність блочного трансформатора вибирають за співвідношенням

$$S_{HT} \geq S_{розр.}, \quad (4.9)$$

$$S_{розр} = \sqrt{(P_{HГ} - P_{ВП})^2 + (Q_{HГ} - Q_{ВП})^2} \approx \frac{P_{HГ} - P_{ВП}}{\cos \varphi_{HГ}}. \quad (4.10)$$

Якщо від енергоблоку живиться і місцеве навантаження, то

$$S_{розр} = \sqrt{(P_{HГ} - P_{M.H} - P_{ВП})^2 + (Q_{HГ} - Q_{M.H} - Q_{ВП})^2}. \quad (4.11)$$

Електростанції типу *КЕС*, *АЕС* і *ГЕС* будуються за блочним принципом і вибір блочних трансформаторів здійснюється за [16]. Розглянуті станції у

більшості випадків вироблену енергію видають в мережі двох класів напруги – 330-750 кВ та 110-220 кВ. Електростанції з трьома напругами зустрічаються набагато рідше.

Найбільшого поширення дістала схема, в якій збірні шини вищої та середньої напруги пов'язані через автотрансформатори. У таких схемах блоки повинні бути розподілені між розподільними установками вищої і середньої напруги так, щоб перетікання потужності були мінімальні.

Номінальна потужність автотрансформаторів повинна відповідати максимальній, що передається у тому чи іншому напрямі за найважчих умов. Розрахунковим режимом може бути передача потужності з розподільної установки СН до ВН. Якщо такий режим навантаження виявляється неприпустимим, то змінюють або число блоків, приєднаних до розподільної установки СН, або число автотрансформаторів.

Застосування набули такі варіанти зв'язку:

- а) з одним трифазним автотрансформатором на повну потужність;
- б) з двома автотрансформаторами, кожний з яких розрахований на половину переданої потужності.

Число автотрансформаторів зв'язку визначається схемою району енергосистеми. При наявності додаткових зв'язків в енергосистемі між ступенями ВН і СН на станції може бути встановлений один автотрансформатор. У разі відсутності додаткових зв'язків в прилеглому районі системи на станції встановлюють два автотрансформатори.

Переток потужності через автотрансформатор визначається за формулою

$$S_{розр} = \sqrt{\left(P_{\Sigma Г, СН} - P_{С.Н} - P_{ВП}\right)^2 + \left(Q_{\Sigma Г, СН} - Q_{С.Н} - Q_{ВП}\right)^2} \quad (4.12)$$

$P_{\Sigma Г, СН}$, $Q_{\Sigma Г, СН}$ – активна і реактивна складові потужності генераторів, приєднаних до розподільних установок СН; $P_{В.Н.}$, $Q_{В.Н.}$ – активне і реактивне навантаження ВП цих блоків; $P_{СН}$, $Q_{СН}$ – навантаження на шинах розподільного пристрою СН.

Розрахункову потужність $S_{розр}$ визначають у трьох режимах:

- а) максимальне навантаження на стороні СН;
- б) мінімальне навантаження на стороні СН;
- в) відключення блока, приєднаного до шин СН, при максимальному навантаженні з боку СН.

За найбільшим значенням $S_{розр}$ обирають номінальну потужність автотрансформатора з урахуванням допустимого перевантаження.

На деяких електростанціях з блоками 200 і 300 МВт для перших двох блоків підвищувальними трансформаторами є автотрансформатори, які використовують також для зв'язку розподільних установок ВН і СН. У таких схемах номінальна потужність автотрансформатора має вибиратися так, щоб потужність обмотки НН $S_{Н,НОМ}$ відповідала потужності генератора, МВА:

$$S_{Н,НОМ} = \frac{S_{розр}}{K_{min}} = \frac{\sqrt{(P_{ГНОМ} - P_{ВП})^2 + (Q_{ГНОМ} - Q_{ВП})^2}}{K_{min}} \approx \frac{(P_{ГНОМ} - P_{ВП})}{\cos \phi \cdot K_{min}}, \quad (4.13)$$

де $K_{min} = \frac{(U_{ВН} - U_{СН})}{U_{ВН}} = \frac{S_{min}}{S_{НОМ}}$ – коефіцієнт типової потужності автотрансформатора; $U_{ВН}$, $U_{СН}$ – номінальні значення ВН і СН; S_{min} – типова потужність автотрансформатора.

Оскільки коефіцієнт типової потужності $K_{тип}$ менший від одиниці, номінальна потужність автотрансформатора перевищує потужність генератора.

4.1.4 Визначення техніко-економічних показників

Для кожного варіанта структурної схеми електростанції, що проєктується, визначають капіталовкладення в ту частину майбутнього об'єкта, яка пов'язана з варійованими приєднаннями структурної схеми; втрати енергії у трансформаторах за розрахунковий рік; математичне очікування недовідпущеної генераторами в енергосистему енергії з приводу відказів елементів структурної схеми і збиток. Потім на основі цих основних показників обчислюють значення цільової функції зведених витрат, яка дає комплексну кількісну оцінку економічності та надійності порівнюваних варіантів структурної схеми.

Капіталовкладення мають дві складові:

$$K = K_T + K_B \quad (4.14)$$

де K_T – сумарна розрахункова вартість трансформаторів; K_B – сумарна розрахункова вартість камер вимикачів, необхідних для приєднання трансформаторів до розподільних установок.

Розрахункова вартість трансформатора характеризує повні капітальні витрати, ця вартість визначається як добуток заводської вартості трансформатора на коефіцієнт додаткових витрат на його доставку, будівельну частину і монтаж. Значення цього коефіцієнта знаходиться у межах від 1,3 до 2,0 і залежить від рівня вищої напруги, потужності та виконання трансформатора. У розрахункову вартість камер входять не тільки вартість електричних апаратів приєднання (вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму, шин тощо), але й вартість будівельно-монтажних робіт. Розрахункова вартість камер вимикачів визначається як добуток заводської вартості камер на укрупнений показник вартості камер. Значення цього показника залежить від номінальної напруги і типу вимикача.

Річні втрати енергії у трансформаторах визначаються згідно а передбачуваним нормальним режимом їх роботи. Для ТЕС, АЕС і підстанцій бажано будувати добові графіки навантаження, характерні для зимового і літнього періодів року. Для ГЕС додатково креслять графіки навантаження для паводку. Тоді, коли добові графіки невідомі, втрати енергії визначають за часом максимальних втрат, що зазвичай має місце у проєктній практиці. Втрати енергії у трансформаторах складаються із втрат холостого ходу (постійних) і втрат короткого замикання (змінних). Втрати холостого ходу (втрати у сталі) в усіх трансформаторах і автотрансформаторах залежать від властивостей сталі магнітопровода та робочої напруги і не залежать від навантаження. Втрати короткого замикання (втрати в міді) складаються з електричних втрат в обмотках і елементах конструкції трансформаторів, визначаються напруженістю магнітного поля розсівання і залежать від величини струму.

Згідно з методом замикаючих оцінок вартості електроенергії, втрати енергії в електроустановці, що проєктується, розглядають як додатковий споживач електроенергії в системі. У покритті цього додаткового навантаження беруть участь як базові, так і пікові електростанції. Витрати на відш-

кодування втрат енергії у майбутньому об'єкті включають до складу щорічних витрат і визначають за формулою

$$\Delta B_{BT} = \beta_1 \Delta W_{BT1} + \beta_2 \Delta W_{BT2} \quad (4.15)$$

де $\beta_1 \Delta W_{BT1}$ – вартість 1 кВт*год і річні втрати енергії, що залежать від навантаження (змінні), $\beta_2 \Delta W_{BT2}$ – вартість 1 кВт*год і річні втрати енергії, що не залежать від навантаження (постійні).

Вартість 1 кВт*год втраченої енергії розраховують як питомі витрати на базових і пікових електростанціях даної енергосистеми на відшкодування втрат енергії:

$$\beta = \frac{\alpha_{\max}}{\tau} (\Delta B_{BT\text{ баз}} \gamma_{\text{баз}} T_{\text{баз}} + \Delta B_{BT\text{ пік}} \gamma_{\text{пik}} T_{\text{пik}}) \quad (4.16)$$

де $\alpha_{\max}$ – коефіцієнт улучення в максимум енергосистеми (для електростанцій $\alpha_{\max}=1$); T – час максимальних втрат; $\Delta B_{BT\text{ баз}}, \Delta B_{BT\text{ пік}}$ – витрати на 1 кВт*год, відпущену відповідно на базовій і піковій електростанціях; $\gamma_{\text{баз}}, \gamma_{\text{пik}}$ – питома участь за потужністю базових і пікових електростанцій у відшкодуванні втрат; $T_{\text{баз}}, T_{\text{пik}}$ – число годин використання встановленої потужності відповідно на базових і пікових електростанціях.

Річні втрати енергії у двообмотковому трансформаторі, який працює за багатоступінчатим графіком:

$$\Delta W_{BT} = 24 P_x (N_z + N_l) + P_k N_z \sum_{i=1}^n \left(\frac{S_i}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \Delta t_i + P_k N_l \sum_{j=1}^n \left(\frac{S_j}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \Delta t_j \quad (4.17)$$

P_x, P_k – втрати холостого ходу і короткого замикання трансформатора, кВт; N_z, N_l – число робочих діб у зимовому та літньому сезонах року; S_i, S_j – навантаження i -ї та j -ї ступенів, відповідно зимового та літнього графіків навантаження, кВт; $\Delta t_i, \Delta t_j$ – тривалість ступенів, год; m, n – кількість ступенів у зимовому та літньому графіках.

Для триобмоткових трансформаторів будують характерні добові графіки навантаження для кожної обмотки і за ними розраховують втрати окремо для кожної обмотки:

$$\begin{aligned} \Delta W_{BT} = & P_x 24(N_3 + N_L) + P_{\kappa, \epsilon} \left[N_3 \sum_{i=1}^n \left(\frac{S_{\epsilon, i}}{S_{ном}} \right)^2 \Delta t_i + N_L \sum_{j=1}^m \left(\frac{S_{\epsilon, j}}{S_{ном}} \right)^2 \Delta t_j \right] + \\ & + P_{\kappa, c} \left[N_3 \sum_{i=1}^n \left(\frac{S_{c, i}}{S_{ном}} \right)^2 \Delta t_i + N_L \sum_{j=1}^m \left(\frac{S_{c, j}}{S_{ном}} \right)^2 \Delta t_j \right] + \\ & + P_{\kappa, h} \left[N_3 \sum_{i=1}^n \left(\frac{S_{h, i}}{S_{ном}} \right)^2 \Delta t_i + N_L \sum_{j=1}^m \left(\frac{S_{h, j}}{S_{ном}} \right)^2 \Delta t_j \right] \end{aligned} \quad (4.18)$$

де S_{ϵ} , S_c , S_h – навантаження обмоток вищої, середньої та нижчої напруги, кВт; $P_{\kappa, \epsilon}$, $P_{\kappa, c}$, $P_{\kappa, h}$ – втрати короткого замикання в обмотках вищої, середньої та нижчої напруг, кВт:

$$\begin{aligned} P_{\kappa, B} &= 0,5(P_{\kappa, B-C} + P_{\kappa, B-H} - P_{\kappa, C-H}), \\ P_{\kappa, C} &= 0,5(P_{\kappa, C-H} + P_{\kappa, B-C} - P_{\kappa, B-H}), \\ P_{\kappa, H} &= 0,5(P_{\kappa, B-H} + P_{\kappa, C-H} - P_{\kappa, B-C}) \end{aligned} \quad (4.19)$$

де $P_{\kappa, \epsilon-c}$, $P_{\kappa, \epsilon-h}$, $P_{\kappa, c-h}$ – втрати обмотках триобмоткового трансформатора, одержані з дослідів короткого замикання з попарною участю обмоток вищої, середньої та нижчої напруги.

Якщо у триобмоткового автотрансформатора коефіцієнти потужності трьох обмоток однакові, то для розрахунку втрат енергії можна скористатися виразами (5.18-5.19). У виразі (5.18), втрати $P_{\kappa, \epsilon-h}$, $P_{\kappa, c-h}$ мають бути зведені до номінальної потужності автотрансформатора:

$$\begin{aligned} P_{\kappa, B-H} &= P'_{\kappa, B-H} / \alpha^2 K_{min}^2, \\ P_{\kappa, C-H} &= P'_{\kappa, C-H} / \alpha^2 K_{min}^2, \end{aligned} \quad (4.20)$$

де $P'_{\kappa, \epsilon-h}$, $P'_{\kappa, c-h}$ – втрати короткого замикання, віднесені до номінальної потужності третинної обмотки $S_{н.ном}$, задаються заводом,

$\alpha = S_{н.ном} / S_{min}$, $K_{min} = S_{min} / S_{н.ном}$ – коефіцієнт типової потужності.

Якщо коефіцієнти потужності навантажень сторін автотрансформатора значно різняться між собою, то розрахунок змінних втрат необхідно вести окремо для послідовної, загальної і третинної обмоток.

На стадії проектування докладні характеристики споживачів звичайно відсутні і у вихідних даних наводять тільки максимальні навантаження S_{max}

і число годин їх використання T_{max} . Тоді розрахунок втрат енергії ведуть приблизно через час максимальних втрат τ :

$$\Delta W_{BT} = P_x (8760 - T_p) + P_k \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \tau, \quad (4.21)$$

де T_p – тривалість простою трансформатора з приводу планового ремонту, год/рік.

При невизначеності показників надійності зведені витрати B (4.1) обчислюють спрощено, без третьої складової $M(3)$.

4.2 Розділ 2. Розрахунок струму короткого замикання і заходи зі зниження його наслідків. Вибір і перевірка комутаційної апаратури

4.2.1 Призначення та порядок виконання розрахунків.

При виборі електрообладнання та визначенні параметрів струмовідних частин елементів на електричній станції (ЕС), виникає необхідність розрахунку струму аварійного режиму. У більшості випадків достатньо визначити струм трифазного КЗ у місці пошкодження, а у деяких випадках – розподілення струму у гілках схеми, що безпосередньо примикає до цього місця.

Основною метою розрахунку є визначення періодичної складової струму короткого замикання (СКЗ), для найбільш складного режиму роботи мережу. Урахування аперіодичної складової є наближеним, виходячи з умови, що вона має максимальне значення в певний проміжок часу [17].

Для більшості практичних завдань розрахунок виконується з наступними припущеннями:

- а) фази ЕРС синхронних генераторів (СГ) не змінюються в продовж усього процесу КЗ, а саме відсутнє качання генераторів;
- б) не враховується насичення магнітних систем, таким чином індуктивні опори елементів мережі не залежать від струму та є незмінними;
- в) струмом намагнічування трансформаторів можна знехтувати;
- г) трифазна система є симетричною;

д) якщо співвідношення індуктивної складової опору елемента до активної складає $x/r > 3$, тоді активною складовою у схемі, можна знехтувати. Це припущення збільшує СКЗ не більш, чим на 10-15 %, що є припустимим.

Розрахунок струму⁸, виконують у наступній послідовності:

- для установки, що розглядається, складають розрахункову схему;
- за розрахунковою схемою, складається заступна схема;
- параметри елементів заступної схеми, приводяться до обраних базисних умов;
- шляхом поступового перетворення, заступну схему призводять до такого найбільш простого вигляду, щоб кожне джерело живлення або група джерел з результируючою ЕРС – $E_{рез}$, були пов'язані з точкою КЗ одним результируючим опором $X_{рез}$;
- знаючи $E_{рез}$ та $X_{рез}$, відповідно до закону Ома, для кожної гілки визначають початкове значення періодичної складової СКЗ I_{n0} , аперіодичну складову $i_{ат}$ для моменту τ , ударний струм i_y , а потім отримані значення додають;
- за необхідністю визначають складову періодичного струму I_{nt} для заданого моменту часу τ , для чого попередньо визнається струморозподіл в генеруючих гілках схеми.

4.2.2 Розрахункова та заступна схеми.

Розрахункова схема – це однолінійна схема електроустановки, в яку вводять елементи, що впливають на значення СКЗ. На цій схемі відмічають розрахункові точки КЗ – таким чином, щоб електроапарати та струмовідні елементи потрапляли в найбільш складні умови. Виключення складають апарати на приєднаннях з реактором, які обираються за значенням струму КЗ за реактором. На розрахунковій схемі, вказуються номінальні параметри елементів (генераторів, трансформаторів, реакторів). Їх опір, наведений у довідниках у відносних одиницях (або відсотках), які приведені до номінальних умов відповідного елемента. Опором шин, перемичок, вимикачів, роз'єднувачів у мережі напругою вище 1000 В, не враховується через їх незначний вплив. Для ЛЕП частіше всього, вказується довжина та погонний індуктивний опір x_0 (Ом/км). В певних випадках вказуються параметри навантаження, що підключене до шин підстанції.

Для кожної наміченої точки КЗ, складаються заступна схема, в якій електромагнітні зв'язки замінюються електричними. Джерела мають вигляд ЕРС з відповідними опорами, інші елементи – у вигляді опорів.

В установках напругою вище 1000 В розрахунок СКЗ виконують у відносних одиницях, для цього усі опори заступної схеми приводять до єдиних базисних умов.

4.2.3 Приведення опорів елементів схеми до базисних умов.

Задаються системою базисних величин: S_{δ} , U_{δ} , I_{δ} , X_{δ} при цьому

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}}; X_{\delta} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3}I_{\delta}}.$$

Базисні умови обирають виходячи з міркувань зручності виконання розрахунків. Для базисної потужності обирають число – 100, 1000, 10000 МВА або будь-яке значення, що часто повторюється.

Базисною напругою є середня експлуатаційна напруга $U_{\delta} = U_{сер}$ у точці КЗ, відповідно до шкали середньої напруги: 0,4; 3,15; 6,3; 10,5; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770 кВ.

Таким чином, кожній точці КЗ будуть відповідати свої базисні напруга і струм. Нижче наведені формули для визначення опорів елементів заступної схеми у відносних одиницях при базисних умовах.

Для СГ та СК

$$\underline{x}_{*Г} = x_d'' \frac{S_{\delta}}{S_{НГ}},$$

де x_d'' – відносний надперехідний індуктивний опір за поздовжньою віссю;
 $S_{НГ}$ – номінальна потужність генератора.

Для двообмоткових трансформаторів

$$\underline{x}_{*Т} = \frac{U_K \%}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{НТ}},$$

де U_K – напруга КЗ (%); $S_{НТ}$ – номінальна потужність трансформатора;

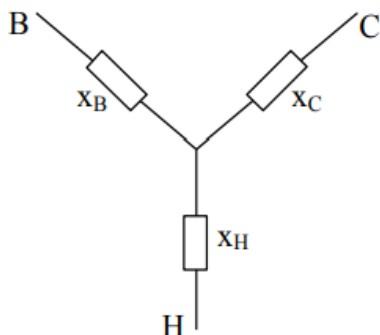


Рис. 4.5 Заступна схема для триобмоткових трансформаторів

значаються за формулами

$$\underline{x}_{*B} = \frac{1}{200} (U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H},$$

$$\underline{x}_{*C} = \frac{1}{200} (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H},$$

$$\underline{x}_{*H} = \frac{1}{200} (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H}.$$

Для трифазного трансформатора з розчепленими обмотками НН:

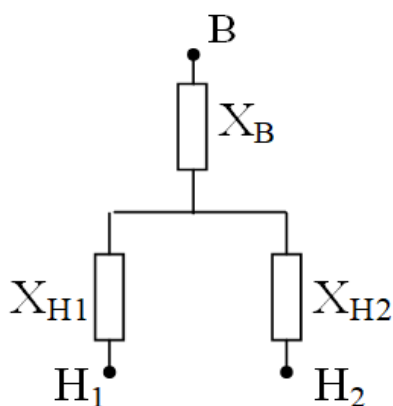


Рис. 4.6 Заступна схема для трансформаторів з розчепленою обмоткою НН

якщо відома тільки напруга U_{KB-H} , тоді відносні опори променів (рис.4.6) при базисних умовах, визначаються за формулою

$$\underline{x}_{*H1} = \underline{x}_{*H2} = 1,75 \frac{U_{KB-H}}{100} \frac{S_{\delta}}{S_H},$$

$$\underline{x}_{*B} = 0,125 \frac{U_{KB-H}}{100} \frac{S_{\delta}}{S_H},$$

якщо у каталозі задані напруга (останнє значення віднесене до номінальної потужності обмотки НН), тоді

$$\underline{x}_{*B} = \left(\frac{U_{KB-H}}{100} - \frac{U'_{KH1-H2}}{200} \right) \frac{S_{\delta}}{S_H},$$

$$\underline{x}_{*H1} = \underline{x}_{*H2} = \frac{U_{KB-H}}{100} \frac{S_{\delta}}{S_H}.$$

Для групи із трьох однофазних трансформаторів з обмоткою низької напруги, що розчеплена на дві гілки

$$\underline{x}_{*B} = 0; \quad \underline{x}_{*H1} = \underline{x}_{*H2} = 2 \frac{U_{KB-H}}{100} \frac{S_{\delta}}{S_H},$$

де S_H – номінальна потужність трьох фаз.

ЛЕП з номінальною напругою до 220 кВ включно та 330-750 кВ довжиною до 150 км, вносять у заступну схему у вигляді індуктивного опору

$$\underline{x}_{*л} = x_0 l \frac{S_{\delta}}{U_{сер}^2}$$

де питомий (погонний) опір x_0 (з табл. 5.2), l – довжина лінії, км; $U_{сер}$ – визначають за шкалою середньої напруги, кВ.

Таблиця 4.2 – Дані щодо питомого опору окремих елементів мережі

Тип ЛЕП	x_0 , Ом/км.
Одноланцюгова повітряна лінія:	0,40
6-220 кВ	
220-500 кВ при розчепленні на два проводи у фазі	0,32
500 кВ при розчепленні на три проводи у фазі	0,28 (0,30)
750 кВ при розчепленні на чотири проводи у фазі	0,28
Трижильний кабель:	
6-10 кВ	0,08
35 кВ	0,12
Одножильний маслонаповнений кабель 110 кВ	0,18

Реактори. Для одинарних реакторів у каталогах указують номінальну напругу та струм U_{HP} , I_{HP} , а також індуктивний опір в омах x_p , або відсотках. Відносний опір реактора при базисних умовах визначається наступним чином

$$*_p = x_p \frac{S_{\delta}}{U_{HP}^2} = \frac{x_p \% S_{\delta}}{100 S_{HP}} \cdot \left(\frac{U_{HP}}{U_{нуст}} \right)^2 \approx \frac{x_p \% I_{\delta}}{100 I_{HP}}.$$

Для здвоєних реакторів у каталогах вказується індуктивний опір однієї гілки та коефіцієнт $K_{ЗВ}$, що враховує взаємоіндукцію між гілками. Якщо дже-

рело живлення увімкнене до середнього виводу, а КЗ виникло на приєднанні будь-якої гілки реактора, то відносний опір гілки при базисних умовах визначають аналогічно одинарному реактору.

Для СГ, СК та СД необхідно задати значення надперехідної ЕРС, яке можна визначити за параметрами режиму, що передував КЗ

$$E'' = U / \sqrt{3} + I \cdot x_d'' \cdot \sin \varphi.$$

Умовно вважають, що усі синхронні машини працювали до КЗ з номінальними параметрами, облаштовані АРЗ та пристроями форсування збудження. Отримані при цьому середні відносні значення ЕРС джерел E_d'' наведені нижче.

	E_d''
Турбогенератор потужністю до 100 МВт	1,08
Турбогенератор потужністю більш 100 МВт	1,13
Гідрогенератор із заспокійливими обмотками	1,13
Гідрогенератор без заспокійливих обмоток	1,18
Синхронний компенсатор	1,20

Безпосереднє урахування навантаження враховується тільки при КЗ на шинах навантаження, яке надається у вигляді узагальненого джерела з $E_{*H}'' = 0,85$; $x_{*H}'' = 0,35$.

Часто навантаження враховують опосередковано, коректуючи відповідним чином ЕРС генераторів. Так навантаження, що підключене до шин РУ генераторного напруги та є співрозмірним з потужністю генераторів, враховується шляхом корекції ЕРС генераторів до середньої номінальної напруги, а саме до значення $E_*'' = 1$, яке є середнім між фактичною ЕРС генераторів і ЕРС узагальненого навантаження.

Система може бути задана декількома способами:

а) загальною потужністю системи S_{HC} з приведеним до неї її результируючим опором x_{*c} у точці, до якої приєднана установка, що розраховуються. Відносний опір системи при базисних умовах дорівнює

$$\underline{x}_{*c} = x_{*c} \frac{S_{\delta}}{S_{HC}},$$

б) діючим значенням періодичної складової СКЗ від системи $I_{ПС}$ [кА] або потужністю КЗ S_C'' [МВА]. В цьому випадку

$$\underline{x}_{*c} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{I_{ПС}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_C''}.$$

в) Типом вимикача, що встановлений в даному вузлу енергосистеми. Вважають, що струм трифазного КЗ за цим вимикачем дорівнює номінальному струму відмикання вимикача $I_{відм}$. Тоді з умови граничного використання вимикача

$$\underline{x}_c = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3}I_{відм}U_{сер}}.$$

г) У деяких випадках вузол підключення до системи вважають «шинами нескінченної потужності». В цьому випадку $x_c=0$ і значення струму у місці КЗ від джерел системи, визначається тільки опором лінії зв'язку з системою.

ЕРС системи у всіх випадках приймають такою, що дорівнює заданій або середній експлуатаційній напрузі у вузлі приєднання; частіше усього $E_{*c}=1,0$.

Отримані значення опорів разом з номером, який зберігається за елементом до кінця розрахунку, наносяться на заступну схему у вигляді дробу: в чисельнику розміщений порядковий номер елемента, а в знаменнику – значення відносного індуктивного опору.

4.2.4 Перетворення заступної схеми до найпростішого вигляду.

Для отримання результуючого еквівалентного опору $x_{PEЗ}$ короткозамкненого кола для даної точки КЗ, використовуються наступні перетворення схеми:

- заміна декількох опорів, з'єднаних послідовно, еквівалентним:

$$x_* = x_{*1} + \dots + x_{*n};$$

- заміна декількох опорів, з'єднаних паралельно, еквівалентним:

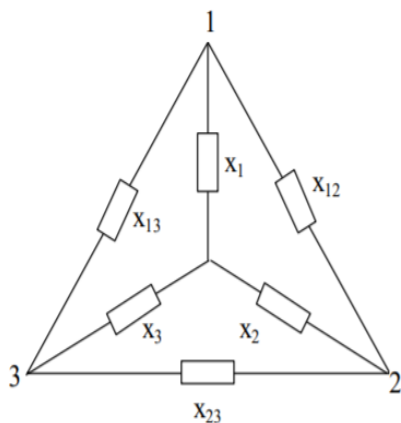


Рис. 4.7 Заступна схема для розуміння варіант з'єднання опорів зіркою та трикутником

$$\frac{1}{x_*} = \frac{1}{x_{*1}} + \dots + \frac{1}{x_{*n}};$$

якщо на паралельну роботу вмикають джерела з різними ЕРС, то результуюча ЕРС, знаходиться за формулою:

$$E_* = \frac{\sum (E_{*i} / x_{*i})}{\sum (1 / x_{*i})},$$

З'єднання зіркою зі значеннями опорів

x_{*1}, x_{*2}, x_{*3} у (рис.4.7) можна замінити екві-

валентним трикутником зі сторонами $x_{*12}, x_{*13}, x_{*23}$ за формулою

$$x_{13} = x_1 + x_3 + \frac{x_1 x_3}{x_2}; \quad x_{12} = x_1 + x_2 + \frac{x_1 x_2}{x_3}; \quad x_{23} = x_2 + x_3 + \frac{x_2 x_3}{x_1}.$$

Для заміни трикутника еквівалентною зіркою, використовується формула

$$x_1 = \frac{x_{12} x_{13}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}; \quad x_2 = \frac{x_{12} x_{23}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}; \quad x_3 = \frac{x_{13} x_{23}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}.$$

Суттєве спрощення схем досягається суміщенням точок однакового потенціалу. Так, якщо у схемі (рис.4.8а) ЕРС джерел (E_1 та E_2) і відповідні опори (x_1 та x_3 , x_4 та x_5 , x_6 та x_7) – однакові, то рівнопотенціальні точки «а» та «в» можна сумістити. При цьому опори однойменних (однакових) елементів додають, як паралельні (рис.4.8б).

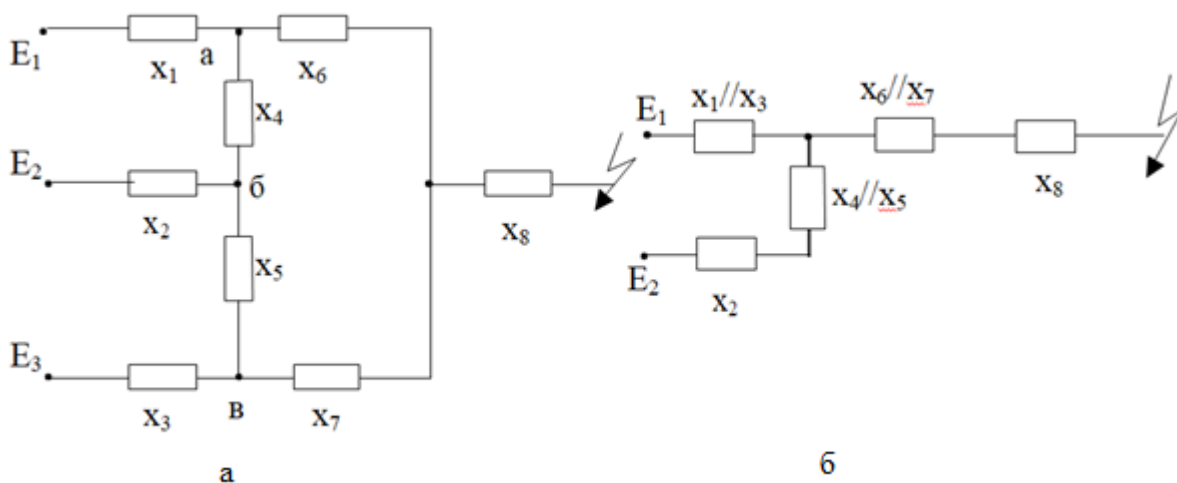


Рис. 4.8 Етапи перетворення складних схем

В результаті перетворень схема приводиться до одного з видів (рис.4.9 а-г), які є зручними для розрахунків СКЗ з урахуванням індивідуальної зміни струму у певному промені.

Необхідно звести схему до двох-трьох (максимум чотирьох) променів, що зв'язують джерела з точкою КЗ. В окремі промені виділяються різнотипні генератори; однотипні генератори з різною віддаленістю відносно точки КЗ (генератори однієї станції, що підключені до РУ різної напруги); генератор, на шинях якого виникає КЗ; система. На рис. 4.9а-б, наведені найпростіші випадки, коли джерела зв'язані з точкою КЗ безпосередньо, тому струм КЗ, можна визначити окремо від кожного джерела. Струм у точці КЗ дорівнює сумі струмів від джерел.

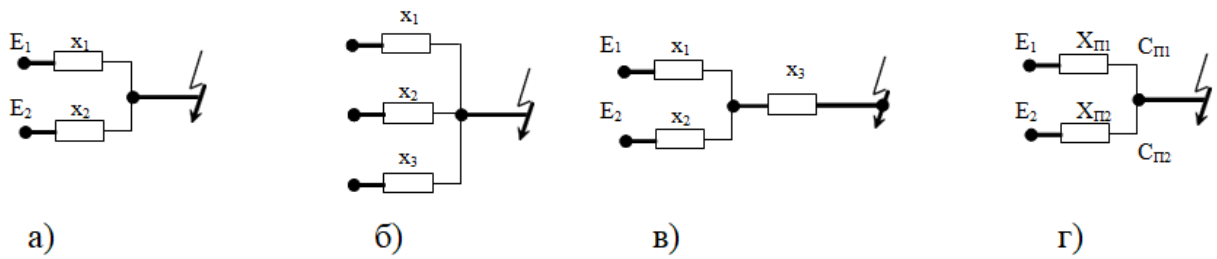


Рис. 4.9 Варіанти зв'язку джерел живлення з точкою КЗ

Для схеми, яка подібна наведеній на рис.4.9в, неможна розраховувати СКЗ від кожного джерела окремо, так як струм протікає місце пошкодження в місце пошкодження через загальний опір x_3 . Таку схему можна перетворити в еквівалентну n -променеву (за кількістю джерел) таким чином, щоб результуючий опір та струмозподіл в променях залишився незмінним. С цією метою спочатку знаходять коефіцієнти струмозподілу за променями: для умов рис. 4.9б, виходять з того, що струм є обернено пропорційним опору

$$C_{II1} = \frac{x_2}{x_1 + x_2} = \frac{x_{E12}}{x_1};$$

$$C_{II2} = \frac{x_1}{x_1 + x_2} = \frac{x_{E12}}{x_2};$$

$$x_{E12} = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2};$$

а потім визначають результуючий опір променів, рис. 4.9г

$$x_{П1} = \frac{x_{рез}}{C_{Л1}}, x_{П2} = \frac{x_{рез}}{C_{Л2}}.$$

Результуючий опір $x_{рез}$, для схеми (рис.4.9в), визначається за формулою

$$x_{рез} = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2} + x_3.$$

Якщо при розрахунку індивідуальної зміни струму в гілках генераторів використовується метод типових кривих, то схему, що наведена на рис. 4.9б, перетворювати в n -променеву не потрібно.

4.2.5 Визначення початкового значення періодичної складової СКЗ

Якщо необхідно визначити тільки початкове значення результуючого СКЗ, заступну схему прямої послідовності приводять до найпростішого вигляду (рис.4.15а), а діюче значення шуканого струму знаходять за законом Ома, кА

$$I_{ПО} = I_{*ПО} I_{\delta} = \frac{E_{*рез}''}{x_{*рез}} I_{\delta},$$

де $I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}}, U_{\delta} = U_{сер}$ у точці КЗ.

Результуюча розрахункова заступна схема (рис.4.10а-в) залежить від віддаленості та характеру зв'язку СКЗ з джерелом.

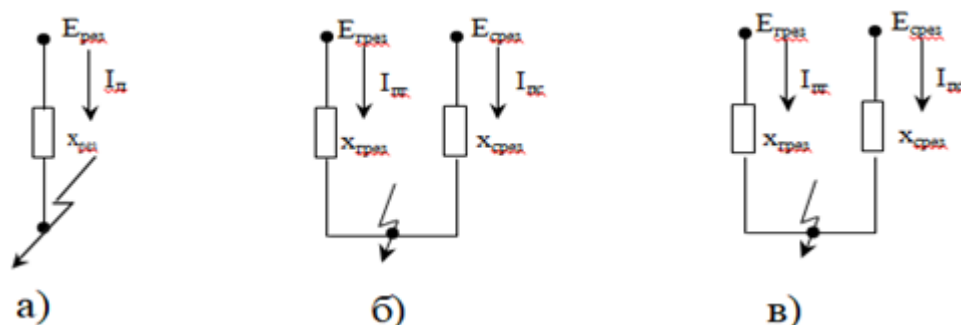


Рис. 4.10 Варіанти вигляду результуючої заступної схеми

При її отриманні можна виділити три основних випадки:

а) Точка КЗ значно віддалена від усіх джерел енергії: генераторів, СК, секцій енергосистеми и системи ВН з потужними двигунами. Наприклад, КЗ за третинною обмоткою автотрансформатора зв'язку, за лінійним реактором,

на приймальному кінці тупикової ЛЕП 35...220 кВ. В цьому випадку шляхом згортання заступну схему перетворюють до найпростішого вигляду, визначаючи результуючу ЕРС $E_{рез}''$, та результуючий опір схеми $x_{рез}^*$. Після цього шукане значення періодичної складової струму в початковий момент КЗ знаходиться за формулою, що наведена вище.

б) Точка КЗ знаходиться поблизу одних джерел та віддалена від інших. Наприклад, КЗ на затискачах генератора або СК, на шинах РУ у місці підключення блоків «генератор-трансформатор». В цьому випадку заступну схему перетворюють таким чином, щоб ці результуючими ЕРС і опором. Цю гілку зазвичай називають «генератором». Інші джерела виділяють в окрему гілку, яку називають «системою» з результуючими ЕРС $E_{Грез}^*$ і опором $x_{Грез}^*$ (рис. 4.10б). В такій заступній схемі «генератор» и «система» безпосередньо підключені до точки КЗ, і періодичні складові струмів $I_{г0}$ і $I_{пс}$ для кожної гілки окремо можна знайти за формулою визначення струму КЗ. Результуючий струм у місці КЗ дорівнює сумі струмів у виділених гілках $I_{по} = I_{г0} + I_{пс}$.

в) Точка КЗ знаходиться поблизу групи асинхронних двигунів, які за потужністю є співрозмірними з потужністю трансформатора живлення. Наприклад, КЗ на секції ВП. В такому випадку заступну схему перетворюють таким чином, щоб двигуни, поблизу яких знаходиться точка КЗ, були виділені в окрему гілку з результуючою ЕРС $E_{Дрез}^*$ та опором $x_{Дрез}^*$, рис.4.10в.

Таку гілку зазвичай називають еквівалентним двигуном. Еквівалентні параметри групи двигунів ВП на секції 6 кВ блоків ТЕС і АЕС, наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Еквівалентні параметри групи двигунів ВП

Енергоблок	K_1	$K_{ув}$	$x_{ДЕ(Н)}$	$E_{ДЕ(Н)}$	$T_{пед,с}$	$T_{аед,с}$	$K_{удд}$
ТЭС	6,1	1,06	0,173	0,91	0,07	0,04	1,65
ВВЭР-1000	6,6	1,17	0,171	0,94	0,1	0,067	1,77

Приведення $x_{Дрез}^*$ до базисних умов, виконується за формулою

$$\underline{x}_{Дрез}^* = x_{Дрез}^* \frac{S_6}{S_{н\Sigma}} = x_{Дрез}^* \frac{I_6}{I_{н\Sigma}}$$

де загальна потужність S_{Σ} або струм I_{Σ} , знаходиться шляхом додавання потужності (струму) усіх двигунів

$$S_{\Sigma} = \sum_i \frac{P_{ni}}{\cos \varphi_{ni}} = \sum_i S_{ni}, \quad I_{\Sigma} = \sum_i I_{ni}$$

Якщо склад навантаження на секціях ВП є невідомим, тоді при організації живлення від робочого трансформатора ВП прийняти $S_{ni} = 1,2 S_{ni.tcn}$, а при живленні від пускорезервного $S_{ni} \approx \pi 1,5 S_{npr.tcn}$, де $S_{npr.tcn}, S_{ntcn}$ – номінальні потужності відповідних трансформаторів. Для трансформаторів з розчепленою обмоткою низької напруги, для визначення S_n , використовується потужність однієї гілки НН.

Джерела енергії, які здійснюють підживлення місця КЗ через трансформатор (робочий ТВП або ПРТВП) виділяють в гілку «системи» з еквівалентними параметрами $E_{*Cрез}, X_{*Cрез}$. Періодичні складові струмів $I_{пдо}, I_{пс}$ для кожної гілки (рис.4.10в) знаходяться за формулою знаходження СКЗ.

Результуючий струм у точці КЗ

$$I_{п0} = I_{пдо} + I_{пс}$$

4.2.6 Розрахунок періодичної складової СКЗ в довільний момент часу. Метод типових кривих.

При розрахунку періодичної складової СКЗ в складних схемах до моменту часу $t \leq 0,5$ с, рекомендується використовувати метод типових кривих (МТК). Він ґрунтується на використанні кривих зміни в часі співвідношення I_{ct}/I_{c0} , що побудовані при різній віддаленості точки КЗ, де I_{ct}, I_{c0} – періодичні складові СКЗ від генератора в довільний та початковий моменти КЗ. В величиною, що характеризує віддаленість точки КЗ від генератора, є співвідношення струму I_{c0} до номінального струму генератора:

$$I_{*Г0} = I_{Г0} / I_{НОМ},$$

де $I_{НОМ}$ – номінальний струм генератора, приведений до того рівня напруги, де знаходиться точка КЗ; цей струм можна знайти за формулою:

$$I_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot \cos \varphi_{НОМ}},$$

де $P_{НОМ}$ [МВт] та $\cos \varphi_{НОМ}$ – номінальні значення потужності та коефіцієнта потужності генератора; $U_{ср}$ [кВ] – середня напруга того рівня, на якій знаходиться точка КЗ. При виконанні розрахунків СКЗ у відносних одиницях, приведених до базисних умов, електричну віддаленість доцільно визначати за формулою

$$I_{*Г0} = \underline{I}_{*Г0} \frac{S_{\delta}}{S_{H\Sigma}},$$

де $\underline{I}_{*Г0}$ – відносний струм від генератора в момент $t=0$, приведений до базисних умов. Електрична віддаленість тем менша, чим більше значення $I_{*Г0}$.

При прийнятому способі оцінювання віддаленості КЗ, криві I_{ct}/I_{c0} мало залежать від параметрів генератора, від їх навантаження та способу підключення, тому МТК з достатньою для практики точністю дозволяє визначити СКЗ від усіх сучасних синхронних машин (ТГ от 12 до 1000 МВт, ГГ и СК) при різних схемах електричних з'єднань електростанцій (як при наявності місцевого навантаження, так и без нього). Типові криві для визначення зміни у часі СКЗ, наведені на рис.4.11.

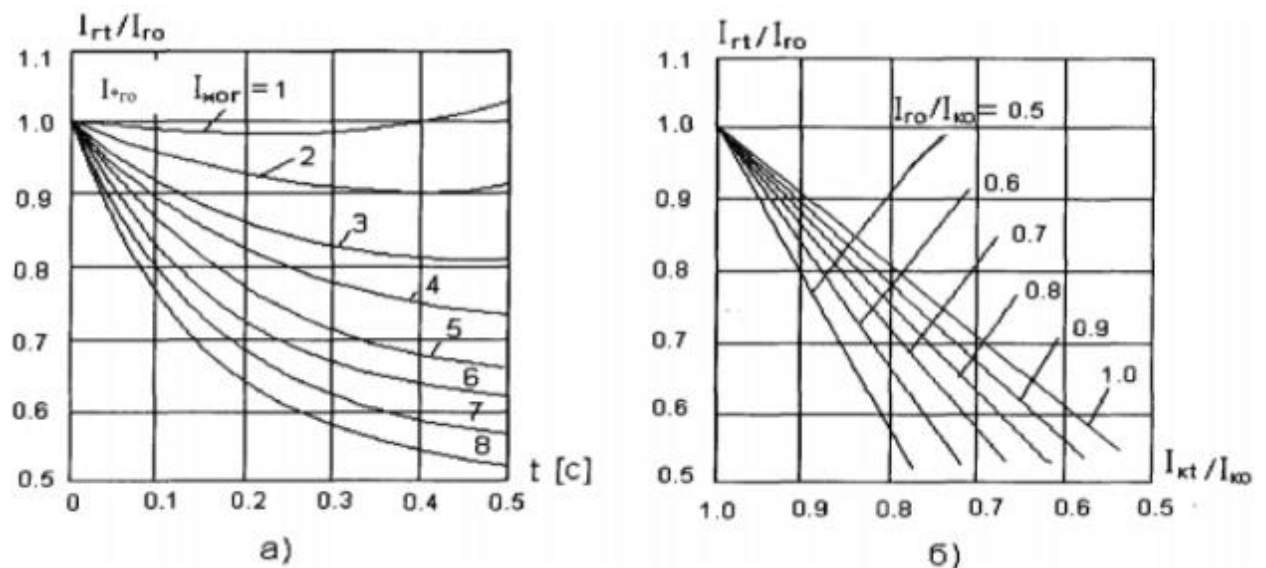


Рис.4.11 Типові криві

Якщо в розрахунковій схемі можна виділити один або декілька одноти-

пних генераторів, які знаходяться в рівних умовах у відношенні до точки КЗ, тоді вона буде мати вигляд, наведений на рис. 4.10а, і розрахунок СКЗ в довільний момент часу виконується за допомогою типових кривих 4.11 в наступному порядку:

1) Визначити початкове значення періодичної складової СКЗ від генератора (або групи генераторів) за формулою

$$I_{Г0} = \frac{E_{*Г}}{x_{*Г}} I_{\delta} = I_{*Г0} I_{\delta}.$$

2) визначити електричну віддаленість $I_{*Г0}$ (при групі однотипних генераторів замість $P_{ном}$ необхідно підставити сумарну номінальну потужність групи генераторів, а замість $S_{ном}$ – суму повної потужності генераторів). Якщо відносний струм $I_{*Г0}$ матиме не ціле значення, то його округлюють до найближчого цілого або інтерполюють криві;

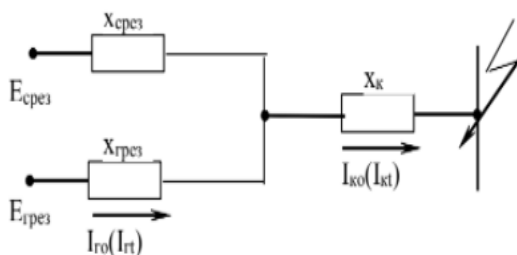
3) за кривою I_{ct}/I_{co} , яка відповідає знайденому значенню I_{ct}/I_{co} , для потрібного моменту часу t , необхідно знайти співвідношення струмів $I_{ct}/I_{co} = \gamma$;

4) за знайденими в п.1 та п.3 значенням I_{co} та γ , визначається діюче значення періодичної складової СКЗ від генератора (групи) в момент t :

$$I_{Гi} = \gamma I_{Г0}.$$

Якщо у схемі (рис. 4.9а) декілька гілок з різнотипними генераторами (групами), тоді для кожної гілки СКЗ в момент t визначаються окремо, а потім додаються.

Метод типових кривих доцільно використовувати у випадку порівняно



4.12 Заступна схема зі спільним опором для генератора і системи

невеликої віддаленості точки КЗ від генератора (у генераторів, за трансформаторами зв'язку станції з ЕЕС), а саме, коли відносний струм $I_{*Г0} > 1,5$. При $I_{*Г0} \leq 1,5$ струм від синхронної машини практично не змінюється у часі, тому таку та ще

більш віддалені машини можна об'єднати з ЕЕС, від якої періодична складова СКЗ приймається незмінною у часі $I_{ct} = I_{c0} = const$.

У випадку, коли точка КЗ знаходиться за опором x_k , який є спільним для генератора і системи (рис. 4.12), а віддаленість цієї точки от генератора є такою, що $I_{*Γ0} > 1,5$, тоді необхідно враховувати зміну у часі діючих значень періодичних складових струмів від генератора I_{ct} та у місці КЗ I_{kt} . При цьому крім типових кривих (рис. 4.11а), необхідно також використовувати криві

(рис. 4.11б), для яких побудовані залежності $\frac{I_{Γt}}{I_{Γ0}} = f\left(\frac{I_{kt}}{I_{k0}}\right)$ для різних

співвідношень $\frac{I_{Γ0}}{I_{k0}}$ у межах от 1 до 0,5. При $\frac{I_{Γ0}}{I_{k0}} < 0,5$ зміною у часі діючого

значення періодичної складової струму в місці КЗ можна знехтувати.

Порядок розрахунку струму I_{kt} у місці КЗ, з використанням типових кривих, якщо еквівалентна розрахункова схема має вигляд, що наведений на рис. 4.16, виконується в наступній послідовності:

- 1) знайти X_{*pez} і E_{*pez} та визначити I_{k0} , кА:

$$I_{k0} = \frac{E_{*pez}}{X_{*pez}} I_{\delta} = I_{*k0} I_{\delta},$$

- 2) визначити початкове значення струму генераторної гілки, кА:

$$I_{Γ0} = \frac{E_{*rpe} - I_{*k0} X_{*κ}}{X_{*pez}} I_{\delta} = I_{*Γ0} I_{\delta}$$

і співвідношення $I_{Γ0}/I_{k0}$;

- 3) знайти електричну віддаленість $I_{*Γ0}$, та вибрати на рис. 4.11а, відповідну криву і за її характером, для заданого моменту t , визначити $I_{Γt}/I_{Γ0}$;

- 4) за знайденим значенням $I_{Γt}/I_{Γ0}$ та співвідношенням $I_{Γ0}/I_{k0}$ за кривими на рис. 4.11б, визначити співвідношення $I_{kt}/I_{k0} = \beta$;

- 5) за знайденим значеннями I_{k0} и β визначити шукане діюче значення періодичної складової струму у місці КЗ в розрахунковий момент t , кА:

$$I_{kt} = \beta I_{k0}.$$

При розрахунку СКЗ виділяють три характерних випадки.

1. При віддаленому КЗ

$$I_{kt} = I_{k0}.$$

2. При КЗ поблизу синхронної машини

$$I_{kt} = \sum I_{rt} + I_c,$$

де $\sum I_{rt}$ – сумарний періодичний струм КЗ від генераторів для моменту t , що визначається методом типових кривих; I_c – СКЗ від системи, що залишається незмінним в процесі КЗ.

3. При КЗ біля вузла навантаження двигунів

$$I_{kt} = I_{Dt} + I_c,$$

де I_{Dt} – періодичний струм КЗ від двигунів у момент t , що суттєво затухає в процесі КЗ.

Спрощений вираз цієї складової для АД, має вигляд:

$$I_{Dt} = I_{D0} e^{-\frac{t}{T_{пед}}},$$

де $T_{пед}$ – обирається за табл. 4.2.

При виконанні розрахунку СКЗ в мережі ВП, двигуни, що підключені до однієї секції, замінюють еквівалентним двигуном або групами еквівалентних двигунів, якщо у мережі ВП мають місце асинхронні та синхронні двигуни. Для цих груп вираз для визначення періодичної складової СКЗ в момент t має вигляд

$$I_{Dt} = \gamma_{A.Д}(t) \cdot I_{A.Д0} + \gamma_{С.Д}(t) \cdot I_{С.Д0},$$

де $\gamma_{AD}(t), \gamma_{CD}(t)$ – коефіцієнти затухання періодичної складової струму від асинхронного та синхронного двигунів у часі; $I_{A.Д0}, I_{C.Д0}$ – початкові значення періодичних струмів від АД та СД.

В момент $t = 0,1$ с (час спрацювання вимикачів у мережі ВП станцій) для ТЕС з генераторами потужністю 60-150 МВт $\gamma_{A.Д}=0,2$; $\gamma_{C.Д}=0,6$; для ТЕС з

блоками 200-1000 МВт $\gamma_{A,Д} = 0,25$; $\gamma_{C,Д} = 0,6$. Аперіодична складова СКЗ від двигунів для моменту часу $t = 0,1$ є близькою до нуля.

4.2.7 Розрахунок аперіодичної складової та ударного струму КЗ.

Прикладом розрахунку використовуємо випадок, коли початкове значення СКЗ дорівнює абсолютному значенню за амплітудою періодичній складовій струму в момент КЗ

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}.$$

Методика розрахунку аперіодичної складової СКЗ в момент t також визначається віддаленістю місця КЗ від джерела.

1. При віддаленому КЗ (рис. 4.9а) приймають, що аперіодична складова СКЗ затухає за експоненціальним законом з еквівалентною сталою часу:

$$i_{at} = \sqrt{2} I_{n0} e^{-\frac{t}{T_{ae}}},$$

$$T_{ae} = \frac{x_{pez(r=0)}}{\omega r_{pez(x=0)}},$$

де $x_{pez(r=0)}$, $r_{pez(x=0)}$ – результуючий опір заступної схеми, в якій всі елементи представлені або тільки індуктивним або тільки активним опором; при визначенні x_{pez} , СМ у схемі представлені у вигляді індуктивного опору зворотної послідовності x_2 .

Ударний струм КЗ визначається через ударний коефіцієнт $k_{y\partial}$:

$$i_{y\partial} = k_{y\partial} \sqrt{2} I_{n0}, \quad k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ae}}}$$

При відсутності необхідних даних щодо активного опору елементів або для скорочення обчислень значень T_{ae} і $k_{y\partial}$ для даного та наступних розрахункових випадків, можна визначити безпосередньо для характерних елементів і частин енергосистеми за табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Значення T_{ae} и $k_{y\partial}$ для елементів и частин енергосистеми

Елементи або частини електричної системи	$T_a, \text{с}$	K_y
Турбогенератори потужністю, МВт:		
12-60	0,16-0,25	1,940-1,955
100-1000	0,4-0,54	1,975-1,980
Блок турбогенератор (60 МВт) - трансформатор при номінальній потужності генератора, кВ:		
6,3	0,20	1,95
10,5	0,15	1,936
Блок турбогенератор - підвищувальний трансформатор при потужності генератора, МВт:		
100-200	0,26	1,965
300	0,32	1,977
500	0,35	1,983
800	0,30	1,967
Система, яка з'єднана зі збірними шинами, де розглядається КЗ, повітряними лініями напруги, кВ:		
35	0,02	1,61
110-150	0,02-0,03	1,61-1,72
220-330	0,03-0,04	1,72-1,78
Система, яка з'єднана зі збірними шинами 6-10 кВ, де розглядається КЗ, через трансформатори одиничної потужності, МВА:		
80 і більше	0,06-0,15	1,85-1,935
32-80	0,05-0,1	1,82-1,90
32 і менше	0,04-0,07	1,80-1,85
Гілки, які захищені реактором з номінальним струмом, А:		
1000 і більше	0,23	1,956
630 і менше	0,10	1,90
РУ 6-10 кВ	0,01	1,37

2. При КЗ поблизу генераторів, СК або блоків «генератор – трансформатор» (рис.4.9,б) для кожної гілки знаходять еквівалентні сталі часу $T_{ae,z}$, $T_{ae,c}$ та ударні коефіцієнти $k_{y\partial,z}$, $k_{y\partial,c}$. При цьому значення струмів

$$i_{at} = i_{at,z} + i_{at,c} = \sqrt{2} \cdot I_{nzo} e^{-\frac{t}{T_{ae,z}}} + \sqrt{2} \cdot I_{nc} e^{-\frac{t}{T_{ae,c}}};$$

$$i_{y\partial} = i_{y\partial,z} + i_{y\partial,c} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial,z} \cdot I_{nzo} + \sqrt{2} \cdot k_{y\partial,c} \cdot I_{nc}.$$

3. При КЗ поблизу групи двигунів (рис.4.14,в) для кожної з гілок знаходять еквівалентні сталі часу $T_{ae,d}$, $T_{ae,c}$ та ударні коефіцієнти $k_{y\partial,d}$, $k_{y\partial,c}$ (табл. 4.2, 4.3). Тоді значення струмів

$$i_{at} = i_{at,\partial} + i_{at,c} = \sqrt{2} \cdot I_{n\partial o} e^{-\frac{t}{T_{ae,\partial}}} + \sqrt{2} \cdot I_{nc} e^{-\frac{t}{T_{ae,c}}};$$

$$i_{y\partial} = i_{y\partial,\partial} + i_{y\partial,c} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial,\partial} \cdot I_{n\partial o} + \sqrt{2} \cdot k_{y\partial,c} \cdot I_{nc};$$

$$k_{y\partial,\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ae,\partial}}} + e^{-\frac{0,01}{T_{ne,\partial}}}.$$

Значення $k_{y\partial,\partial}$ для еквівалентного навантаження блоків ТЕС та АЕС, наведені в табл. 4.3.

Оскільки для АД $T_{ae,\partial} < T_{ne,\partial}$, тоді аперіодична складова струму підживлення $i_{at,\partial}$ затухає значно швидше періодичної складової $I_{nt,\partial}$. Тому можна знехтувати значенням $i_{at,\partial}$ при $t > 0,1$ с, якщо двигун з'єднаний з місцем КЗ через реактор або трансформатор, по якому протікає також струм від системи.

Для кожного з розглянутих випадків визначається відсоток складової аперіодичного струму:

$$\beta\% = \frac{i_{at}}{\sqrt{2} \cdot I_{nt}} \cdot 100.$$

В деяких випадках значення β необхідно визначати для гілок генератора та системи (рис.4.9,б). Параметри I_{nt} , i_{at} , β зазвичай розраховують для моменту τ , що дорівнює сумі мінімального часу спрацювання захисту ($t_{p.з.min} = 0,01$ с) та власному часі відмикання вимикачів $t_{в.в.}$: $\tau = t_{p.з.min} + t_{в.в.}$. Ці параметри використовуються при виконанні перевірки вимикачів на відмикальну здатність.

4.2.8 Методи обмеження СКЗ

При проектуванні електричної частини електростанцій необхідно вирішувати питання обмеження струмів КЗ в РУ та мережі генераторної напруги, на збірках генераторної напруги укрупнених блоків, в системі ВП, РУ та мережах підвищених напруг потужних районних електростанцій.

В даний час у вітчизняних електроустановках застосовують такі основні

способи обмеження струмів КЗ:

- а) розділення мережі (наприклад, шляхом роздільної роботи РУ високої напруги на електростанціях і секціонування збірних шин генераторних РУ);
- б) встановлення струмообмежувальних реакторів в мережі 6-10 кВ;
- в) застосування трансформаторів з розчепленими обмотками низької напруги;
- г) часткове розземлення нейтралей трансформаторів (для обмеження струму однофазного замикання на землю).

Вибір струмообмежувальних засобів на генераторній напрузі ТЕЦ. При виборі струмообмежувальних засобів необхідно знизити до допустимого рівня струми КЗ як на ТЕЦ, так і у споживачів місцевого навантаження. Електропостачання РУ місцевого навантаження забезпечується за допомогою кабельної мережі. Припустимий струм КЗ визначається параметрами високовольтних вимикачів, а також термічною стійкістю головних ділянок кабельної мережі живлення. Для споживачів потрібно більш глибоке обмеження струмів КЗ, яке визначається термічною стійкістю кабелів розподільчих мереж і номінальним струмом вимикання $I_{\text{вимк}}$ вимикачів, встановлених на РУ. Струм $I_{\text{вимк}}$ повинен бути узгоджений з початковим значенням періодичної складової струму КЗ $I_{\text{по}}$.

На блочних ТЕЦ з генераторною напругою 6-10 кВ зазвичай встановлюються групові реактори для кабельних ліній місцевого навантаження (рис. 4.13а). Ці групові реактори обмежують струм КЗ як в ГРУ 6-10 кВ ТЕЦ, так і в споживача. На ТЕЦ з поперечними зв'язками генераторної напруги для обмеження струмів КЗ в ГРУ (за наявності двох трансформаторів зв'язку) застосовують секційні реактори (СР) (рис. 4.13б,в). В особливих випадках допускається окрема робота секцій, якщо встановлений один трансформатор зв'язку із системою. При цьому для обмеження струмів КЗ застосовують розчеплення обмоток НН (рис. 4.13г) або встановлюють у колі здвоєний реактор Р (рис. 4.13д). В двох останніх схемах секційні вимикачі повинні бути норма-

льно вимкнені і оснащені блокуванням, що забороняє їх вмикання при увімкнених вимикачах введів трансформатора або реактора.

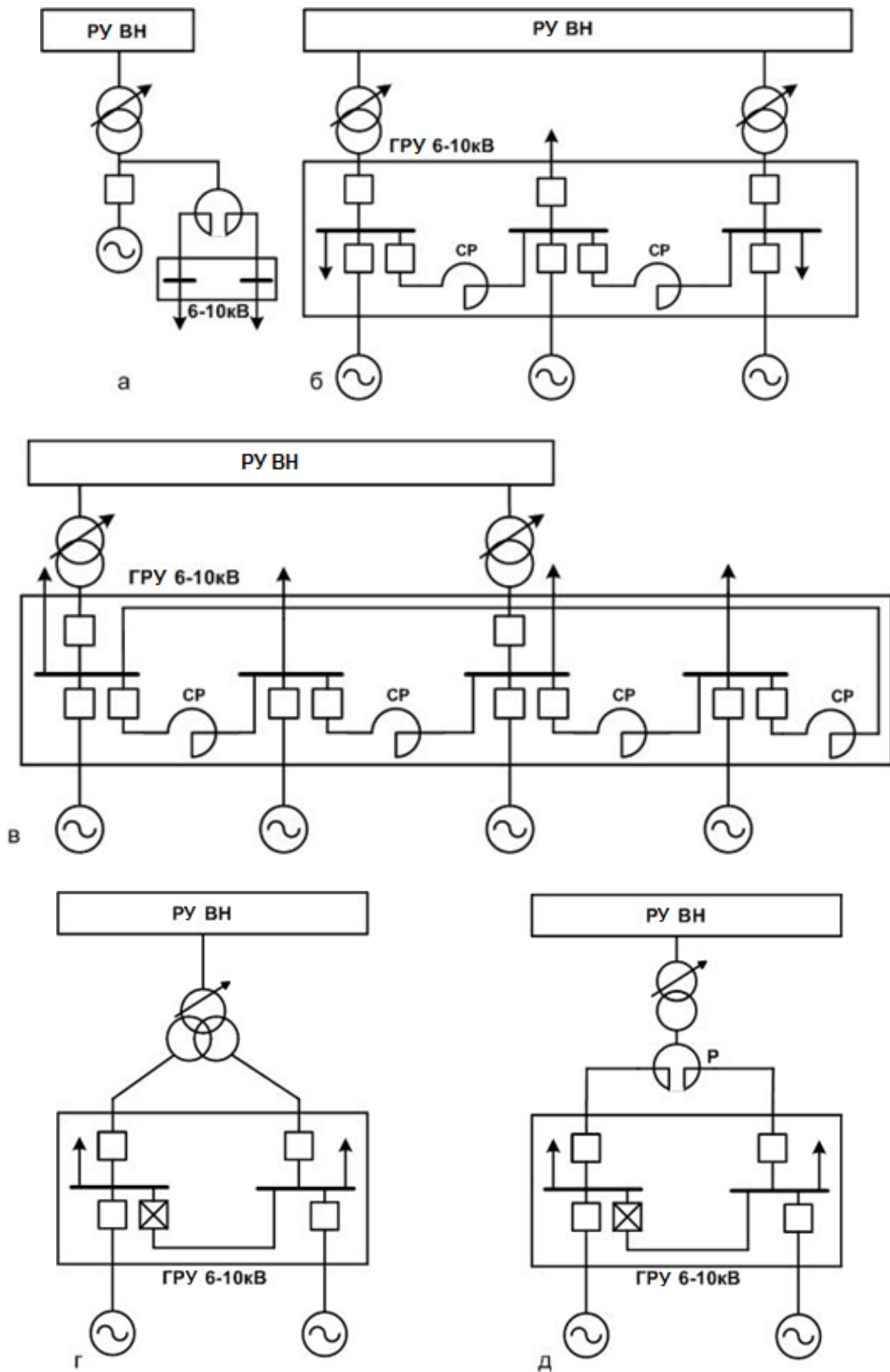


Рис. 4.4. Схеми обмеження струмів КЗ на ТЕЦ.

Для досягнення необхідного струмообмежувального ефекту у споживача, зазвичай необхідно встановлювати лінійні групові реактори, які знижують струми КЗ як у споживача, так і в кабельній мережі живлення.

Вибір секційних реакторів має передувати вибору лінійних реакторів. Рекомендується обирати СР в такій послідовності.

1. Визначити число секцій ГРУ.
2. У відповідності до числа секцій ГРУ вибрати схему увімкнення секційних реакторів: розімкнену при числі секцій дві-три або кільцеву при числі секцій три-чотири.
3. Визначити номінальний струм реактора $I_{p,ном}$ за значенням максимального перетікання потужності через реактор на основі аналізу перетоків потужності між секціями при різних варіантах вимикання генераторів і трансформаторів зв'язку.
4. Задавши опір реактора, розрахувати струм КЗ $I_{по}$ на шинах ГРУ. Якщо струм КЗ $I_{по}$ виявиться більше струму $I_{вимк}$ вимикачів, що розраховані на дану напругу (6-10кВ), треба збільшити опір реактора і повторити розрахунок.
5. Визначити втрати напруги в реакторах ΔU_p при найбільшому перетіканні потужності між секціями (у відсотках U_n)

$$\Delta U_p = \frac{\sqrt{3}x_p I_{пер} \sin \varphi}{U_n} 100\%,$$

де $I_{пер}$ – струм через реактор, який відповідає режиму найбільшого перетікання потужності між секціями.

Ці втрати не повинні перевищувати 5...6% U_n . В іншому випадку необхідно передбачити вимикачі або роз'єднувачі, які шунтуватимуть реактор при великих перетоках між секціями. Можливість шунтування слід перевірити за значенням струмів КЗ в неповній схемі, коли частина джерел відключена, а секційний реактор зашунтований. Струми КЗ у неповній схемі не повинні

перевищувати струми $I_{\text{вимк}}$ вибраних вимикачів. Параметри одинарних та здвоєних ректорів наведені у додатку 5.

4.2.9 Умови вибору високовольтних вимикачів

В загальному випадку при виборі комутаційних апаратів необхідно врахувати 12 різних параметрів, але оскільки заводами-виробниками гарантується певна залежність параметрів, наприклад $I_{\text{вимк.ном.}} \geq I_{\text{відм.ном.}}$ та $i_{\text{вимк.ном.}} \geq 1,8\sqrt{2}I_{\text{відм.ном.}}$, тому вибір електричних апаратів здійснюється відповідно до розрахункових умов тривалих і короткочасних режимів [18-21].

Нижче наведено умови вибору і перевірки комутаційних апаратів.

Умовою вибору вимикачів є

1. Вибір за значенням номінальної напруги:

$$U_{\text{н.в.}} \geq U_{\text{н.уст}}$$

де $U_{\text{н.уст}}$ – номінальна напруга електроустановки, кВ; $U_{\text{н.в.}}$ – номінальна напруга вимикача, кВ;

2. Вибір за значенням тривалого струму:

$$I_{\text{вим.ном.}} \geq I_{\text{трив.розр.}}; k_{\pi\tau} I_{\text{вим.ном.}} \geq I_{\text{гран.розр.}}$$

де $I_{\text{вим.ном.}}$ – номінальний струм вимикача, А; $I_{\text{трив.розр.}}$, $I_{\text{гран.розр.}}$ – тривалий та граничний струм у колі вимикача, А; $k_{\pi\tau}$ – коефіцієнт перевантаження вимикача (1,3-1,4).

Перевірку вимикачів слід виконувати за відмикальною здатністю, виходячи з умови:

$$I_{\text{відм.ном.}} \geq I_{\pi\tau}$$

з обов'язковою перевіркою вимикання аперіодичної складової струму КЗ

$$i_{\alpha.\text{ном.}} = \frac{\sqrt{2}\beta_{\text{норм}}I_{\text{відм.ном.}}}{100} \geq i_{\alpha\tau}$$

де $i_{\alpha.\text{ном.}}$ – номінальне допустиме значення аперіодичної складової у струмі, що вимикається, для часу τ ; $\beta_{\text{норм}}$ – нормоване значення вмісту аперіодичної

складової струму, що вимикається, % (за каталогами); $i_{a.\tau}$ – аперіодична складова струму КЗ у момент розходження контактів τ ; τ – найменший час від початку КЗ до моменту розходження дугогасних контактів

$$\tau = t_{з\text{ min}} + t_{в.в.},$$

де $t_{з\text{ min}} = 0,01$ с – мінімальний час спрацьовування релейного захисту; $t_{в.в.}$ – власний час спрацьовування вимикача.

Якщо умова $I_{\pi\tau} \leq I_{відм.ном.}$ виконується, а $i_{a\tau} \geq i_{a.ном.}$, тоді є припустимим здійснювати перевірку за відмикальною здатністю, з використанням значення повного струму КЗ:

$$\sqrt{2}I_{відм.ном.} \left(\frac{1 + \beta_{норм}}{100} \right) \geq \sqrt{2}I_{\pi 0} + i_{a\tau}.$$

За *вмикальною здатністю* перевірка проводиться за умовою

$$i_{вмик.} \geq i_{уд}; I_{вмик.} \geq I_{\pi 0};$$

де $i_{вмик.}$ – найбільший пік струму вмикання (за каталогом); $i_{уд}$ – ударний струм КЗ у колі вимикача; $I_{вмик.}$ – номінальний струм вмикання (діюче значення періодичної складової); $I_{\pi 0}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ у колі вимикача.

На *електродинамічну стійкість* вимикач перевіряється за граничними наскрізними струмами КЗ:

$$i_{гр.нас.} \geq i_{уд}; I_{гр.нас.} \geq I_{\pi 0};$$

де $i_{гр.нас.}$ – найбільший піковий (наскрізний) струм (струм електродинамічної стійкості) за каталогом; $I_{гр.нас.}$ – чинне значення періодичної складової граничного наскрізного струму КЗ (за каталогом).

На *термічну стійкість* вимикач перевіряється за тепловим імпульсом струму КЗ:

$$I_{тер.}^2 t_{тер.} \geq B_K,$$

де $I_{тер}$ – струм термічної стійкості за даними каталогу; $t_{тер}$ – тривалість протікання струму термічної стійкості за каталогом, с; B_K – тепловий імпульс струму КЗ (інтеграл Джоуля) з розрахунку, якщо $t_{відм.} \leq t_{тер}$. тоді перевірка здійснюється за умовою:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{відм.} \geq B_K.$$

Параметри високовольтних вимикачів, наведені у додатку 3.

4.3 Приблизний перелік тем спеціальних питань.

1. Дослідження електромагнітних перехідних процесів у системі ВП електростанції.
2. Дослідження електромеханічних перехідних процесів у системі ВП електростанції.
3. Аналіз роботи АЧР в енергосистемі.
4. Математичне моделювання силових елементів електростанції.
5. Розробка баз знань для експертних систем.
6. Моделювання системи АРВ СГ пропорційного типу і вибір її параметрів.
7. Визначення і перевірка високовольтних вимикачів за умовою відновлення напруги.
8. Система автоматичного регулювання напруги установки постійного струму і вибір її параметрів.
9. Засоби автоматичної синхронізації СГ і їх порівняльний аналіз.
10. Уведення сильного регулювання в систему АРВ пропорційного типу і його налаштування.
11. Методи і засоби обмеження струмів КЗ і їхній порівняльний аналіз.
12. Контроль технічного стану вимикачів і РУ 6-10 кВ.
13. Контроль комутаційного ресурсу високовольтних вимикачів.
14. Автоматизований облік електроенергії на електростанціях і в енергосистемі.

15. Оперативне керування електричним навантаженням в енергосистемах.
16. Режимне регулювання електростанції.
17. Керування частотою й активної потужності у нормальних режимах.
18. АВР трансформаторів власних потреб.
19. Релейний захист блоку.
20. Релейний захист трансформаторів власних потреб.
21. Система збудження синхронного генератора.
22. АГП генератора.
23. Обслуговування і ремонт високовольтних вимикачів.
24. Експлуатація КРУ.
25. Обслуговування джерел і мережі оперативного струму.
26. Аналіз спостережливості енергосистеми за даними телевимірювань (ТВ).
27. Підвищення якості ТВ за допомогою фільтра: ковзне середнє.
28. Підвищення якості ТВ за допомогою фільтра: експоненційний 1-го порядку.
29. Підвищення якості ТВ за допомогою фільтра: експоненційний 2-го порядку.
30. Підвищення якості ТВ за допомогою регресійних статистичних моделей.
31. Робота установок ВП електростанцій при асинхронному режимі генератора без порушення.
32. Робота електродвигунів і механізмів системи ВП електростанцій при відхиленні напруги і частоти на шинах ВП від номінальних.
33. Нормальні і допустимі режими роботи генераторів електростанцій.
34. Допустимі навантаження турбогенераторів електростанцій при відхиленні його параметрів від номінальних.
35. Контроль стану й обслуговування систем охолодження генераторів.
36. Системи збудження генераторів.
37. Способи пуску і самозапуску електродвигунів ВП.
38. Експлуатація силових трансформаторів.

39. Джерела постійного струму ЕС.
40. Організація оперативних переключень на ВРУ.
41. Характерні аварії й ушкодження, їхнє усунення.
42. Експертна система для оцінки несправності асинхронного двигуна.
43. Метод і алгоритм визначення несправності трансформаторів.
44. Визначення виду і місця ушкодження в енергосистемі.
45. Неповнофазні режими без урахування ємності ліній.
46. Неповнофазні режими з урахуванням ємності ліній.
47. КЗ з одночасним обривом фаз на лініях із двобічним живленням.
48. КЗ з одночасним обривом фаз на лініях з однобічним живленням.
49. Подвійні замикання на землю.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

Розділ 1.

1. Про вищу освіту: Закон України від 01.07.2014 р. № 1556-VII. Дата оновлення: 28.09.2017. Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1556-18> (дата звернення: 26.05.2022).

2. Положення про випускну атестацію студентів КПІ ім. Ігоря Сікорського, затверджене Вченою радою (протокол № 2 від 12.02.2018 р.).

Розділ 2.

3. Положення про екзаменаційну комісію та атестацію здобувачів вищої освіти в КПІ ім. Ігоря Сікорського: наказ НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського» від 01.10.2020 р. N 7-178. Київ: НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського», 2020. 22 с.

4. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Зміни. [Чинний від 15-02-2017]. Режим доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=75577 (дата звернення: 26.05.2022).

5. Галузеві будівельні норми. Теплові електростанції. Норми проектування – Київ, Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2012. Режим доступу: <https://tovlk.com.ua/zakonodatelstvo-4/> (дата звернення: 26.05.2022).

6. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) – Офіц. вид. – К. :Форт : Мінпаливенерго України. 2017. 759 с.

7. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. –ЗАТВЕРДЖЕНО наказом Міністерства палива та енергетики України від 13.06.2003 № 296. Режим доступу: <https://industry.kh.ua/p530632046-gkd-3420507-2003.html> (дата звернення: 26.05.2022).

8. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів Міністерство палива та енергетики України (Мінпаливенерго України) № 258 від 25.07.2006. Реєстрація в Мін'юст України від 25.10.2006 № 1143/13017. Ре-

жим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1143-06#Text> (дата звернення: 26.05.2022).

9. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (2029). Наказ Держнаглядохоронпраці від 09.01.98 № 4. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 10. 02. 98 за № 93/2533. [Чинний від 20-02-1998]. Режим доступу: https://dnaop.com/html/2029/doc-%D0%9D%D0%9F%D0%90%D0%9E%D0%9F_40.1-1.21-98 (дата звернення: 26.05.2022).

Розділ 3.

10. ДСТУ 3008:2015 Звіти у сфері науки і техніки. Структура та правила оформлювання. [Чинний від 2015-06-22]. Вид. офіц. Київ, 2015. 31 с. (Інформація та документація).

11. ДСТУ 8302:2015 Бібліографічне посилання. Загальні вимоги та правила складання. [Чинний від 2016-07-01]. Вид. офіц. Київ, 2016. 20 с. (Інформація та документація).

12. ДСТУ 3582:2013 Бібліографічний опис. Скорочення слів і словосполучень українською мовою. Загальні вимоги та правила. [Чинний від 2013-08-22]. Вид. офіц. Київ, 2014. 17 с. (Інформація та документація).

13. ДСТУ 3321:2003. Система конструкторської документації. Терміни та визначення основних понять. [Чинний від 2003-12-08]. Вид. офіц. Київ, 2005. 55 с.

14. ДСТУ ГОСТ 2.104:2006. Єдина система конструкторської документації. Основні написи. [Чинний від 2006-12-26]. Вид. офіц. Київ, 2005. 23 с.

15. ДСТУ ГОСТ 2.702:2013 Єдина система конструкторської документації. Правила виконання електричних схем. [Чинний від 2014-09-01]. Вид. офіц. Київ, 2014. 29 с

Розділ 4.

16. Електрична частина станцій та підстанцій: виконання та оформлення курсового проекту: навчальний посібник для студентів всіх форм навчання спеціальності 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка за освітньою програмою «Електричні станції», П.Л.Денисюк,

Ю.П. Матеєнко, Р.В. Вожаков, Є.І. Бардик. Національний технічний університет України “КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2021 р., 70 с.

17. Перехідні електромагнітні процеси в електроенергетичних системах: Курсова робота: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Електричні станції»/ Є. І. Бардик, М. П. Болотний. – КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 53 с.

18. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання/Є.І. Бардик, М.П. Лукаш – К.: "Політехніка" НТУУ "КПІ" 2012. 250 с.

19. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посіб. /В.С. Костишин, М.Й. Федорів, Я.В. Бацала. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017. - 243 с.

20. MCDONALD, John D. Electric power substations engineering. CRC press, 2016.

21. DRBAL, Larry; WESTRA, Kayla; BOSTON, Pat (ed.). Power plant engineering. Springer Science & Business Media, 2012.

ДОДАТКИ

Додаток 1 – Зразки оформлення елементів ДП
Д1 Завдання на ДП

Національний технічний університет України
“КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ
ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО”

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра відновлюваних джерел енергії

Освітній рівень бакалавр

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(прізвище ініціали)

(підпис)

“ ____ ” _____ 202_р.

З А В Д А Н Н Я
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ СТУДЕНТУ

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи _____

керівник роботи _____,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від “ ____ ” _____ 202_ року № ____

2. Строк подання студентом роботи _____

3. Вихідні дані до роботи _____

4. Перелік питань, які потрібно розробити _____

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Строк виконання етапів роботи	Примітка

Студент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Освітня програма Електричні станції

202_p.

87

трансформатори; вибрати схеми електричних з'єднань розподільчих установок; вибрати трансформатори та схему електропостачання власних потреб електростанції; 2) розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) на ПЕОМ та вибір комутаційних апаратів: виконати розрахунок струмів к.з. на ПЕОМ; вибрати комутаційні апарати за умовами нормального режиму та перевірити їх за результатами розрахунку струмів КЗ; 3) спеціальний розділ: оцінка комутаційного ресурсу високовольтних викивачів (формується індивідуально на основі отриманої теми роботи);

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу :

- 1) однолінійна головна схема електричних з'єднань електростанції;
2) (лист зі спеціальної частини – назва формується індивідуально);
3) (лист зі спеціальної частини – назва формується індивідуально).

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділи 1,2,3	Остапчук О.В., професор		

7. Дата видачі завдання 4 лютого 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Техніко-економічне обґрунтування структурної схеми станції	18.02.22р.	
2.	Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв	4.03.22р.	
4.	Вибір трансформаторів та схеми електропостачання власних потреб	18.03.22р.	
5.	Розрахунок струмів КЗ на ПЕОМ та вибір комутаційних апаратів		
6.	Розрахунок струмів КЗ на ПЕОМ	15.04.22р.	
7.	Вибір комутаційних апаратів	29.04.22р.	
8.	Спеціальний розділ	28.05.22р.	
9.	Представлення закінченої та оформленої роботи керівнику	7.06.22р.	

Студент

_____ (підпис)

Котляревський Б. І.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник

_____ (підпис)

Остапчук О. Г.

_____ (прізвище та ініціали)

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

До захисту допущено
Завідувач кафедри

(підпис) (ініціали, прізвище)
“ ____ ” _____ 202__р.

Дипломний проєкт

освітнього рівня «бакалавр»

зі спеціальності 141-Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
за ОП «Електричні станції»

на тему _____

Виконав: студент ____ курсу, групи _____

(прізвище, ім'я, по батькові) (підпис)

Керівник _____
(посада, науковий ступінь вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Рецензент _____
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

Київ - 202__ року

Д1 Приклад заповнення титульного аркушу ДП

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

До захисту допущено
Завідувач кафедри

_____ В.І. Будько

“ ____ ” _____ 2022 р.

Дипломний проєкт освітнього рівня «бакалавр»

зі спеціальності 141-Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
за ОП «Електричні станції»

на тему ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ ПОТУЖ-
НІСТЮ 240 МВт ТА ОЦІНКА КОМУТАЦІЙНОГО РЕСУРСУ ВИСОКО-
ВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

Виконав: студент 4-го курсу, групи ЕТ-81
Котляревський Богдан Іванович

(підпис)

Керівник професор, д.т.н. Остапчук О. В.

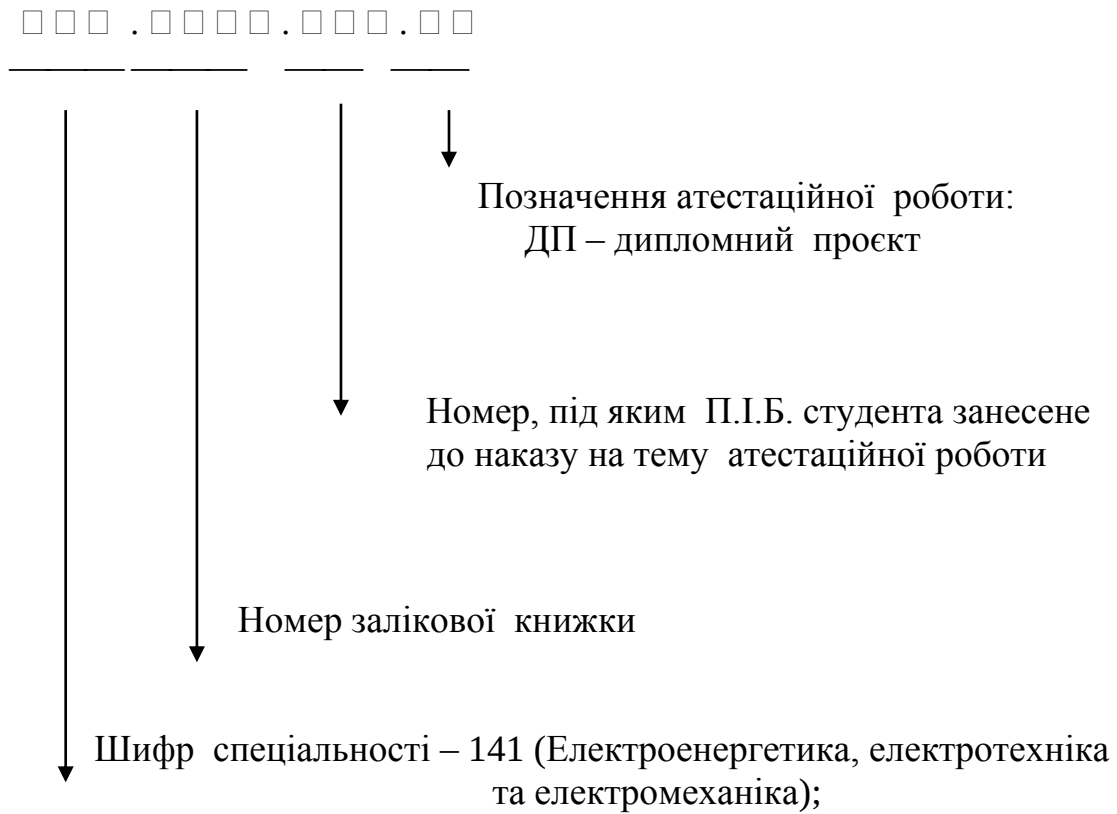
(підпис)

Рецензент доцент, к.т.н. Шевченко О. Т.

(підпис)

Київ - 2022 року

Д1. Система шифрування ДП бакалавра та заповнення штампу



Приклад шифрування дипломного проєкту бакалавра: 141.1109.016.ДП

З М І С Т

стор

Вступ	7
1. Вибір головної схеми електричних з'єднань станції	8
1.1. Вибір схеми приєднання електростанції до енергосистеми	
1.2. Техніко - економічне обґрунтування вибору структурної схеми станції, вибір генераторів та трансформаторів	
1.3. Вибір способів обмеження струмів короткого замикання	
1.4. Вибір схем електричних з'єднань розподільчих установок	
1.5. Вибір схеми електропостачання власних потреб	
1.6. Характеристика головної схеми електричних з'єднань станції	
Висновки	
2. Розрахунок струмів КЗ та вибір комутаційних апаратів	
2.1. Розрахункова схема	
2.2. Вихідні дані та результати розрахунку струмів КЗ	
2.3. Вибір та перевірка комутаційних апаратів	
Висновки	
3. Спеціальний розділ: аналізом комутаційного ресурсу (повна назва)	
3.1. Огляд існуючих методів	
3.2.	
Висновки	
Загальні висновки (закінчення)	
Перелік посилань (література)	

					141.1109.016.ДП			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Іванов В.В.				Електрична частина електричної станції потужністю 240 МВт з аналізом комутаційного ресурсу вимикачів Зміст	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.	Остапчук О.В.						2	70
Норм контр.								
Затверд.						КПІ імені Ігоря Сікорського		

Д1. Зразок оформлення першої сторінки кожного розділу

1. ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ СТАНЦІЇ

1.1. Вибір схеми приєднання електростанції до енергосистеми

.....

.....

.....

					141.1109.016.ДП			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Електрична частина електричної станції потужністю 240 МВт з аналізом комутаційного ресурсу вимикачів. Вибір головної схеми електричних з'єднань станції	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Іванов В. В.						
Перевір.		Остапчук О.В.					11	70
						КПІ імені Ігоря Сікорського		
Норм Контр.								
Затверд.								

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

до дипломного проєкту

Обсяг	60 – 70 сторінок друкованого тексту через 1,5 інтервал (шрифт Times New Roman 14) без додатків
Форма	Зшита у папку
Мова	Українська, англійська
Структура	Вступ Технічні розділи Висновки та рекомендації Список використаної літератури (вітчизняної та закордонної) Додатки Реферат на українській та іноземній мові
Список літератури	Не менше 20-25 джерел
Обов'язкова наявність	таблиць, схем, графіків, діаграм, формул
Обов'язкове використання	Комп'ютерних програм при розрахунках і оформленні роботи

Для допуску до захисту необхідно:

1. Зовнішня рецензія на роботу
2. Відгук керівника.
3. Оформлений і підписаний керівником дипломний проєкт
4. Графічний матеріал – 3-4 аркуші

Д1. Загальні вимоги до відгуку керівника ДП

ВІДГУК

керівника дипломного проекту

першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

виконаного на тему:

студентом (кою) _____

(ім'я ПРИЗВИЩЕ)

(складається у довільній формі із зазначенням: головної цілі дипломного проекту, в інтересах або на замовлення якої організації він виконаний (в рамках науково-дослідної роботи кафедри, підприємства, НДІ тощо); відповідності виконаного проекту завданню; ступеня самостійності при виконанні проекту; рівня підготовленості дипломника до прийняття сучасних рішень; умінь аналізувати необхідні літературні джерела, приймати правильні (інженерні, наукові) рішення, застосовувати сучасні системні та інформаційні технології, проводити фізичне або математичне моделювання, обробляти та аналізувати результати експерименту; найбільш важливих теоретичних і практичних результатів, апробації їх (участь у конференціях, семінарах, оформлення патентів, публікація в наукових журналах тощо); загальної оцінки виконаного проекту, відповідності якості підготовки дипломника вимогам освітньої програми і можливості присвоєння йому відповідної кваліфікації; інші питання, які характеризують професійні якості дипломника).

Обов'язково зазначається інформація щодо дотримання правил академічної доброчесності та політики антиплагіату.

Керівник

дипломного проекту

(посада, науковий ступінь, вчене звання)

(підпис)

(ім'я ПРИЗВИЩЕ)

РЕЦЕНЗІЯ

на дипломний проєкт

першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

виконаний на тему: _____

студентом (кою) _____

(ім'я ПРИЗВИЩЕ)

(складається у довільній формі із зазначенням: відповідності проєкту затвердженій темі та завданню на дипломне проєктування; актуальності теми; реальності проєкту (його виконання на замовлення підприємств, організацій, за науковою тематикою кафедри, НДІ тощо); глибину техніко-економічного обґрунтування прийняття рішень; ступеня використання сучасних досягнень науки, техніки, виробництва, інформаційних та інженерних технологій; оригінальності прийнятих рішень та отриманих результатів; правильності проведених розрахунків і конструкторсько-технологічних рішень; наявності і повноти експериментального (фізичного або математичного) підтвердження прийнятих рішень; якості виконання пояснювальної записки, відповідності креслень вимогам ДСТУ, ЄСКД; можливості впровадження результатів проєкту; недоліків проєкту; оцінки проєкту за національною шкалою і можливості присвоєння дипломнику відповідної кваліфікації (формулювання згідно з навчальним планом).

Рецензент _____

(посада, науковий ступінь, вчене звання)

«____» _____ 20 ____ р. _____ (підпис)

Додаток 2 – Приклад розрахунку для ЕС потужністю 280 МВт.

Для електростанції потужністю $3 \times 60 + 1 \times 100$ МВт вибрати принципову схему електричних з'єднань. Вихідні дані проекрованої електростанції:

1. Генераторна напруга 10.5 кВ.
2. Напруга системи 110 кВ.
3. Потужність, передана по розрахунковому відгалуженню від шин генераторної напруги 2,7 МВт.
4. Кількість відгалужень від шин генераторної напруги $n=36$.
5. Потужність, що розподіляється на генераторній напрузі 80 МВт.

4.3.1 Техніко-економічне обґрунтування вибору принципової схеми електричних з'єднань

Вимоги до електричної схеми станції:

1. Відповідність електричної схеми умовам роботи станції в енергосистемі, очікуваним режимам, а також відповідність технологічній схемі.
2. Зручність експлуатації, а саме: простота і наочність схеми; мінімальний обсяг переключень, пов'язаний зі зміною режиму; приступність електричного устаткування для ремонту без порушення режиму установки.
3. Зручність спорудження електричної частини з урахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів, ліній.
4. Можливість автоматизації установки в економічно доцільному обсязі.
5. Достатня, економічно виправдана ступінь надійності.
6. Кожен варіант структурної схеми є єдиним технічно можливим рішенням, для якого вибираються трансформатори і оцінюються приведені витрати. Варіант з найменшими приведеними витратами приймається для подальшої розробки.

Розглянемо наступні варіанти схем (рис. Д2.1).

Вибір трансформаторів зв'язку полягає у визначенні їхнього числа, типу і номінальної потужності. Керуючись вимогами надійності тепло- і електропостачання місцевого споживача, на ТЕЦ як правило, передбачають два трансформатори зв'язку з системою. Визначаються потужності, що передаються через трансформатори зв'язку в різних режимах.

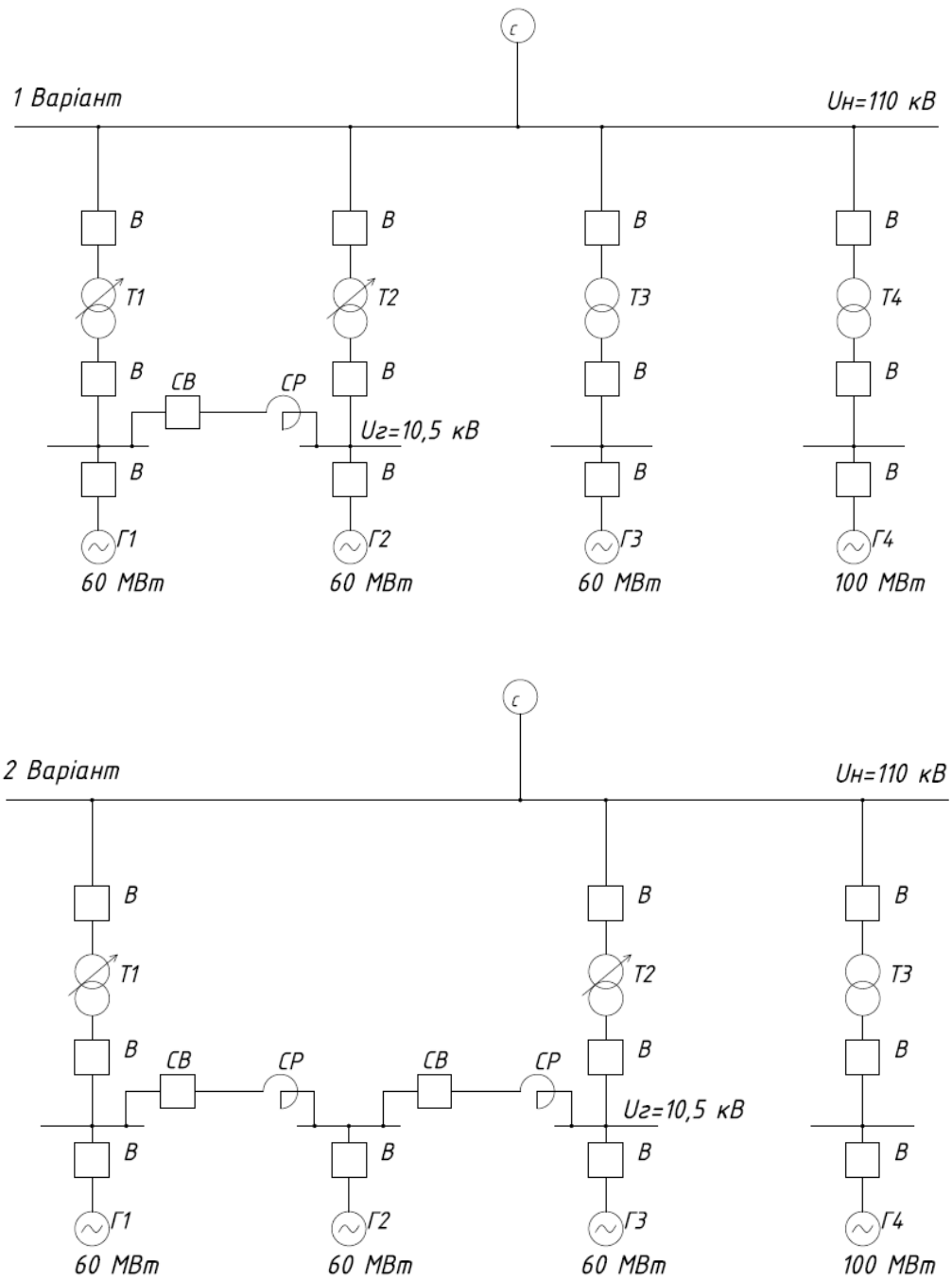


Рис. Д2.1 Варіанти однолінійних схем ТЕЦ

I ВАРІАНТ.

$$S_{розр}^{\max} = \sqrt{\left(P_{\Sigma\Gamma} - P_{B\Pi} - P_{MH}^{\max}\right)^2 + \left(Q_{\Sigma\Gamma} - Q_{B\Pi} - Q_{MH}^{\max}\right)^2} = ;$$

$$= \sqrt{(120 - 12 - 80)^2 + (90 - 9 - 60)^2} = 35 \text{ МВА}$$

$$Q_{\Sigma\Gamma} = P_{\Sigma\Gamma} \sin \varphi = 120 \frac{\sqrt{1-0,8^2}}{0,8} = 120 \cdot 0,75 = 90 \text{ MBap} \quad P_{\Sigma\Gamma} = 60 + 60 = 120 \text{ MBm}$$

$$Q_{B\Pi} = 12 \cdot 0,75 = 9 \text{ MBap} \quad ; P_{B\Pi} = 0,1 P_{\Sigma\Gamma} = 12 \text{ MBm} ;$$

$$Q_{\text{MH}}^{\max} = 80 \cdot 0,75 = 60 \text{ MBap} \quad P_{\text{MH}}^{\max} = 80 \text{ MBm}$$

$$S_{\text{розр}}^{\min} = \sqrt{\left(P_{\Sigma\Gamma} - P_{B\Pi} - P_{\text{MH}}^{\min x}\right)^2 + \left(Q_{\Sigma\Gamma} - Q_{B\Pi} - Q_{\text{MH}}^{\min x}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{(120 - 12 - 60)^2 + (90 - 9 - 45)^2} = 60 \text{ MBA}$$

$$Q_{\text{MH}}^{\min} = 0,75 \cdot 60 = 45 \text{ MBap} ; P_{\text{MH}}^{\min} = 0,75 P_{\text{MH}}^{\max} = 0,75 \cdot 80 = 60 \text{ MBm} ;$$

$$S_{\text{розр}}^{a\phi} = \sqrt{\left(P_{\Sigma\Gamma}^{a\phi} - P_{B\Pi}^{a\phi} - P_{\text{MH}}^{\max}\right)^2 + \left(Q_{\Sigma\Gamma}^{a\phi} - Q_{B\Pi}^{a\phi} - Q_{\text{MH}}^{\max}\right)^2} = ;$$

$$= \sqrt{(60 - 6 - 80)^2 + (45 - 4,5 - 60)^2} = 32,5 \text{ MBA}$$

$$P_{\Sigma\Gamma}^{a\phi} = (n-1)P_{\Sigma\Gamma} = 60 \text{ MBm} \quad Q_{\Sigma\Gamma}^{a\phi} = 60 \cdot 0,75 = 45 \text{ MBap}$$

$$P_{B\Pi}^{a\phi} = 0,1 \cdot 60 = 6 \text{ MBm} \quad ; \quad Q_{B\Pi}^{a\phi} = 6 \cdot 0,75 = 4,5 \text{ MBap}$$

$$P_{\text{MH}}^{\max} = 80 \text{ MBm} \quad Q_{\text{MH}}^{\max} = 60 \text{ MBap}$$

Потужність трансформатора обирається за значенням найбільшої потужності, що передається в систему, тобто у режимі мінімальних навантажень

$$S_{\text{нт}} = \frac{S_{\text{розр}}^{\min}}{K_{n,a\phi}} = \frac{60}{1,4} = 42,8 \text{ MBA}$$

Для встановлення обираються два трансформатори типу ТДН - 40000/110 з наступними параметрами: $\Delta P_{\text{xx}}=52 \text{ кВт}$; $U_{\text{к}}=10,5\%$; $U_{\text{нн}}=10,5 \text{ кВ}$, $\Delta P_{\text{кз}}=175 \text{ кВт}$; $U_{\text{вн}}=115 \text{ кВ}$; $\text{Ц}=52 \text{ т. (у.е.)}$

Вибір блокових трансформаторів відбувається у наступній послідовності

$$S_{\text{розр}}^{60} = \sqrt{(P_{\Gamma} - P_{B\Pi})^2 + (Q_{\Gamma} - Q_{B\Pi})^2} \approx \frac{P_{\Gamma} - P_{B\Pi}}{\cos \varphi} = \frac{60 - 6}{0,8} = 67,5 \text{ MBA}$$

До встановлення обирається трансформатор типу ТДЦ-70000/110 з параметрами: $\Delta P_{\text{xx}}=135 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\text{кз}}=390 \text{ кВт}$; $\text{Ц}=95 \text{ т. (у.е.)}$

$$S_{розр}^{100} = \frac{100 - 10}{0,8} = 112,5 \text{ MVar}$$

До встановлення обирається трансформатор типу ТДЦ-125000/110 з параметрами: $\Delta P_{xx}=120$ кВт; $\Delta P_{кз}=400$ кВт; $\Pi=140$ т. (у.е.)

II ВАРІАНТ.

$$S_{розр}^{\max} = \sqrt{\left(P_{\Sigma\Gamma} - P_{BH} - P_{MH}^{\max}\right)^2 + \left(Q_{\Sigma\Gamma} - Q_{BH} - Q_{MH}^{\max}\right)^2} = \\ = \sqrt{(180 - 18 - 80)^2 + (135 - 13,5 - 60)^2} = 102,5 \text{ MVA}$$

$$P_{\Sigma\Gamma} = 60 \cdot 3 = 180 \text{ MBm} \quad Q_{\Sigma\Gamma} = P_{\Sigma\Gamma} \cdot \sin \varphi = 180 \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} = 180 \cdot 0,75 = 135 \text{ MVar}$$

$$P_{B\Pi} = 10\% P_{\Sigma\Gamma} = 18 \text{ MBm};$$

$$Q_{B\Pi} = 18 \cdot 0,75 = 13,5 \text{ MVar}$$

$$P_{MH}^{\max} = 80 \text{ MBm}$$

$$Q_{MH}^{\max} = 80 \cdot 0,75 = 60 \text{ MVar}$$

$$S_{розр}^{\min} = \sqrt{\left(P_{\Sigma\Gamma} - P_{B\Pi} - P_{MH}^{\min}\right)^2 + \left(Q_{\Sigma\Gamma} - Q_{B\Pi} - Q_{MH}^{\min}\right)^2} = \\ = \sqrt{(180 - 18 - 60)^2 + (135 - 13,5 - 45)^2} = 127,5 \text{ MVA}$$

$$Q_{MH}^{\min} = 0,75 \cdot 60 = 45 \text{ MVar}; \quad P_{MH}^{\min} = 0,75 \cdot P_{MH}^{\max} = 0,75 \cdot 80 = 60 \text{ MBm}.$$

$$S_{розр}^{a6} = \sqrt{\left(P_{\Sigma\Gamma}^{a6} - P_{B\Pi}^{a6} - P_{MH}^{\max}\right)^2 + \left(Q_{\Sigma\Gamma}^{a6} - Q_{B\Pi}^{a6} - Q_{MH}^{\max}\right)^2} = \\ = \sqrt{(120 - 12 - 80)^2 + (90 - 9 - 60)^2} = 35 \text{ MVA}$$

$$P_{\Sigma\Gamma}^{a6} = (n - 1) \cdot P_{\Sigma\Gamma} = 120 \text{ MBm};$$

$$Q_{\Sigma\Gamma}^{a6} = 120 \cdot 0,75 = 90 \text{ MVar};$$

$$P_{B\Pi}^{a6} = 60 \cdot 0,1 = 12 \text{ MBm};$$

$$Q_{B\Pi}^{a6} = 12 \cdot 0,75 = 9 \text{ MVar}.$$

Потужність трансформатора обирається за значенням найбільшої потужності, що передається в систему, тобто у режимі мінімальних навантажень:

$$S_{нт} = \frac{S_{розр}^{\min}}{K_{n,a6}} = \frac{127,5}{1,4} = 91,071 \text{ MVA}$$

Для встановлення обираються два трансформатори типу ТДЦН 125000/110, з номінальними параметрами $\Delta P_{xx}=100$ кВт; $U_k=10,5\%$; $U_{нн}=10,5$ кВ, $\Delta P_{кз}=400$ кВт; $U_{вн}=115$ кВ; $\Pi=140$ т. (у.е.)

Вибір блокового трансформатора здійснюється аналогічно I варіанту.

Показники потужності за варіантами, наведені в таблиці Д2.1

Таблиця Д2.1 – Баланс потужностей по варіантах.

	Перший варіант			Другий варіант		
	max	min	аварійн.	max	min	аварійн.
Сумарна потужність генераторів S, приєднаних до шин 10,5 кВ	150	150	75	225	225	150
Витрата на ВП	15	15	7,5	22,5	22,5	15
Навантаження на шинах 10,5 кВ	100	75	100	100	75	100
Потужність, що видається у систему	35	60	-	102,5	127,5	35
Додаткова потужність із системи	-	-	32,5			

2. Вибір секційних реакторів

$$I_{HP} = 0,6 I_{HG,c} = 0,6 \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 2474 A$$

де $I_{HG,c}$ – номінальний струм генераторів, підключених до секцій.

Для встановлення обирається реактор типу РБА-10-2500; Ц=8,71 т.у.е.

3. Вибір лінійних реакторів:

$$I_P = \frac{P_c}{n \sqrt{3} U_n \cos \varphi} = \frac{60}{36 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 0,114 \text{ кА} = 114 A$$

$$I_{lp} = S \cdot I_P = 3 \cdot 114 = 343,6 A$$

де n – кількість відгалужень, $n=36$.

Для встановлення обираються лінійні реактори типу РБУ-10-400, Ц=1,135 т.у.е.

4. Вибір вимикачів.

Вибір вимикача здійснюється за значенням струму обтяженого режиму

$$I_{HB} = 1,05 \cdot I_{HG} = 1,05 \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4,33 \text{ кА}$$

Обирається до встановлення МГГ-10-5000-63-У3 Ц=1,945 т.у.е.

5. З боку високої напруги, встановлюється камера РУ-110 кВ, із вимикачами ВВБ-110 (Ц=31 т.у.е.)

Втрати енергії за розрахунковими варіантами:

$$T_{max} = 6000 \text{ год/рік і } \cos \varphi = 0,8$$

Час максимальних втрат

$$\tau = (0,124 + T 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6000 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4591,7 \text{ год/рік}$$

Вартість устаткування за варіантами зведена в таблицю Д2.2

Таблиця Д2.2 – Розрахунок вартості устаткування по варіантах

Найменування елементів	Перший варіант			Другий варіант		
	Кіл-ть оди-ниць	Вартість од. (тис. у.о.)	Сум. варті-сть, (тис. у.о.)	Кіл-ть оди-ниць	Вартість од. (тис. у.е.)	Сум. варт. (тис. у.о.)
Установка з трансформатором ТДН 40000/110	2	52	104	-	-	-
Установка з трансформатором ТДЦН 125000/110	1	140	140	3	140	420
Установка з трансформатором ТДЦ 70000/110	1	95	95	-	-	-
Камера РУ-110 з ВВБ-110	2	31	62	1	31	31
Камера з РБУ-10-400	12	3,53	42,36	12	3,53	42,36
Камера з РБА-10-2500-0,14	1	8,71	8,71	2	8,71	17,42
Камера вимикача МГГ-10-5000-45УЗ	2	1,3	2,6	3	1,3	3,9
Разом			454,67			514,68

І варіант:

Для ТДН 40000, ТДЦ 125000, ТДЦ 70 000 – $\Delta A'_1$, $\Delta A'_2$, $\Delta A'_3$ відповідно.

$$\Delta A'_1 = n P_{xx} T + \frac{1}{n} P_{кз} \left(\frac{S_{\max}}{S_{ном}} \right)^2 =$$

$$= 2 \cdot 52 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 175 \cdot \left(\frac{42,8}{40} \right) \cdot 4591,7 = 1371038,8 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

$$\Delta A'_2 = 120 \cdot 8760 + 400 \cdot \left(\frac{91,071}{125} \right) \cdot 4591,7 = 206147,5 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік};$$

$$\Delta A'_3 = 135 \cdot 8760 + 390 \cdot \left(\frac{67,5}{70} \right) \cdot 4591,7 = 1704795,6 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Для групових реакторів

$$\Delta A'_4 = n \tau \left(\frac{3 I_P}{I_{ном}} \right)^2 \Delta P_{\phi} = 12 \cdot 4591,7 \cdot \left(\frac{3 \cdot 114}{400} \right)^2 \cdot 1,9 \cdot 3 = 229598,6 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Сумарні втрати

$$\begin{aligned} \Delta A' &= \Delta A'_1 + \Delta A'_2 + \Delta A'_3 + \Delta A'_4 = \\ &= 1371038,8 + 206147,5 + 1704795,6 + 229598,6 = \\ &= 5331580,5 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік} \end{aligned}$$

II варіант

Для ТДЦН 125000 і ТДЦ 125000

$$\Delta A'_1 = 3 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 400 \cdot \left(\frac{91,071}{125} \right) \cdot 4591,78$$

$$= 3478582,5 = 34,7810 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Втрати в секційних реакторах РБА-10-2500-0,25У3

$$\Delta A'_2 = n3\Delta P_\phi \left(\frac{S_{\text{пер}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{\text{ном}}} \right)^2 \tau =$$

$$= 2 \cdot (3 \cdot 20,5) \cdot \left(\frac{8,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2,5} \right) \cdot 4591,7 = 20918,109 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

$$S_{\text{пер}} = \frac{S_\Gamma - \frac{S_{\text{нав}}}{3} - S_{\text{ВП}}}{2} = \frac{75 - \frac{100}{3} - 7,5}{2} = 8,75 \text{ МВА}$$

Втрати в групових реакторах ті ж, що й у I варіанті,

$$\Delta A'_3 = 229598,6 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Загальні втрати енергії

$$\Delta A' = \Delta A'_1 + \Delta A'_2 + \Delta A'_3 =$$

$$= 3478582,5 + 20918,109 + 229598,6 =$$

$$3729099,2 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Найбільш вигідним варіантом за показником втрат є II варіант. Остаточне рішення щодо вибору варіанта приймається після визначення річних експлуатаційних витрат.

Питомі приведені витрати на відшкодування втрат потужності і електричної енергії в коп/кВт*год, визначається за значенням вартості тарифів з послуг розподілу (розміщені на сайті енергопостачальної компанії), для прикладу встановлено $Z_E = 1,4$ коп/кВт год.

На підставі цих даних, річні експлуатаційні витрати за розрахованими варіантами (таблиця Д2.3):

Таблиця Д2.3 – Річні експлуатаційні втрати за вказаними варіантами

Найменування	I варіант	II варіант
Відрахування з амортизації й обслуговування складають 9,3% від суми капіталовкладень	$454,67 \cdot 0,093 = 42,284$	47,865

Вартість втрат енергії $З_E=1,4$ коп/кВт*ГОД	$53,315 \cdot 10^5 \cdot 0,014 \cdot 10^{-3} =$ $=74,642$	$37,29 \cdot 10^5 \cdot 0,014 \cdot 10^{-3} =$ $=52,206$
Разом	116,926	100,071

Розрахункові витрати:

I варіант $З_{розр} = 116,926 + 454,67/8 = 173,759$ тис.у.е.

II варіант $З_{розр} = 100,071 + 514,68/8 = 164,406$ тис.у.е.

За економічними показниками найбільш вигідний II варіант.

4.3.2 Розрахунок струму КЗ.

На розрахунковій схемі (рис. 4.6), відмічається розрахункова точка КЗ – K_1 . За наведеною схемою розробляється заступна схема (рис. 4.7). На заступній схемі елементи мають позначення: в чисельнику – порядковий номер, в знаменнику – значення опору. Порядок розрахунку виконаний за методикою, що наведена нижче. Розрахунок виконується у відносних одиницях; за базисну потужність приймається $S_6 = 100$ МВА, за базисну напругу – середня напруга місця КЗ, а саме $U_6 = U_{сер} = 11$ кВ.

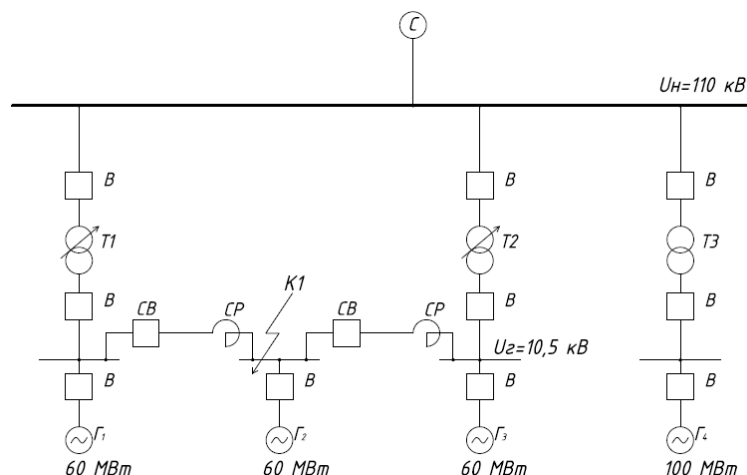


Рис. Д2.2. Розрахункова схема

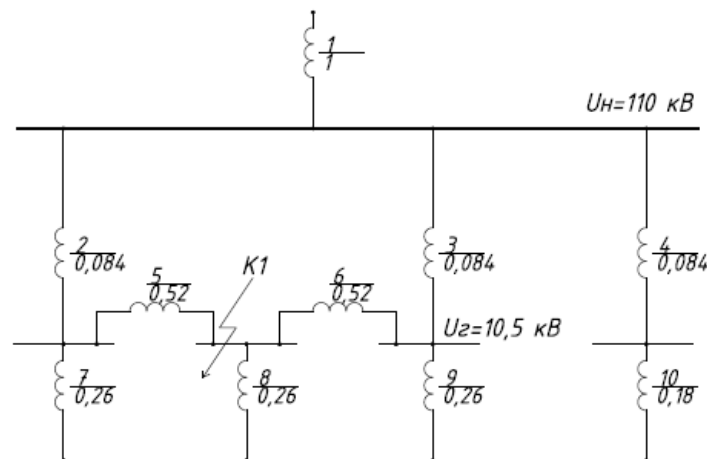


Рис. Д2.3. Заступна схема

Відповідно базисний струм, для даної напруги, кА

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 11} = 5,25.$$

Параметри елементів заступної схеми приводяться до базисних умов (для спрощення запису «зірочку» в індексі та риску над буквеним позначенням параметрів опускаємо).

Для генераторів

$$x_7 = x_8 = x_9 = x_{d1-3}'' \frac{S_{\delta} \cos \varphi}{P_{HГ1-3}} = 0,18 \frac{100}{60 / 0,85} = 0,26;$$

$$x_{10} = x_{d4}'' \frac{S_{\delta} \cos \varphi}{P_{HГ4}} = 0,21 \frac{100}{100 / 0,85} = 0,18.$$

Для блочних трансформаторів

$$x_2 = x_3 = x_4 = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нт}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,084;$$

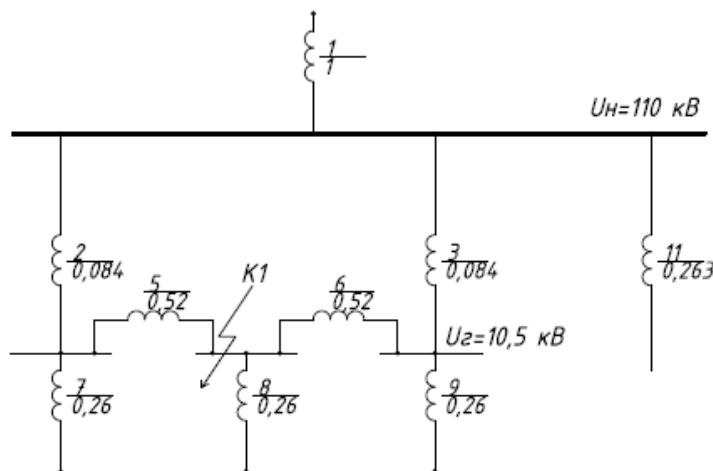
Для струмообмежувальних реакторів

$$x_5 = x_6 = \frac{x_p \%}{100} \cdot \frac{I_{\delta}}{I_{нр}} = \frac{25}{100} \cdot \frac{5,18}{2,5} = 0,52$$

Для системи

$$x_1 = \frac{S_{\delta}}{S_c} = \frac{100}{100} = 1$$

Перетворення заступної схеми до найпростішого виду.



Першим кроком для спрощення заступної схеми є об'єднання послідовно підключених опорів (рис. Д2.4)

$$x_{11} = x_4 + x_{10} = 0,084 + 0,18 = 0,263$$

Рис. Д2.4 Спрощена заступна схема

Наступним кроком є перетворення паралельно підключених опорів x_1 та x_{11} і перетворення еквівалентного трикутника опорів x_6, x_8, x_9 у зірку. Схема матиме вигляд, що зображений на рис. Д2.5.

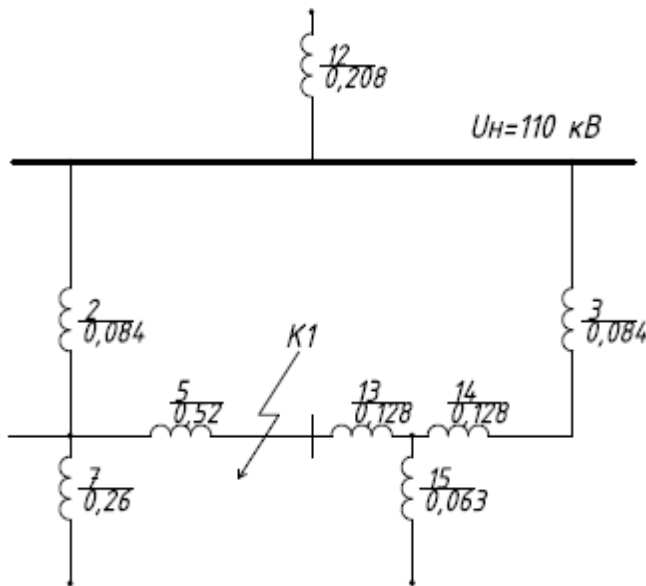


Рис. Д2.5 Спрощена заступна схема

$$x_{12} = \frac{x_1 x_{11}}{x_1 + x_{11}} = \frac{1 \cdot 0,263}{1 + 0,263} = 0,208$$

$$x_{13} = x_{14} = \frac{x_8 x_6}{x_8 + x_6 + x_{11}} = \frac{0,26 \cdot 0,52}{0,26 + 0,52 + 0,263} = 0,128$$

$$x_{15} = \frac{x_8 x_9}{x_8 + x_6 + x_9} = \frac{0,13 \cdot 0,13}{0,13 + 0,52 + 0,13} = 0,063$$

Наступні перетворення послідовних елементів x_5 та x_{13} , а також x_{14} та x_3 , дозволяють отримати заступну схему, що наведена на рисунку Д2.6.

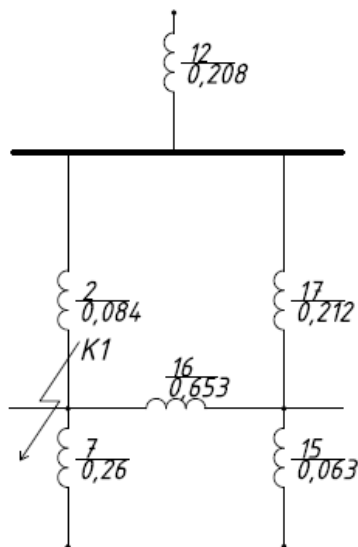


Рис. Д2.6 Спрощена заступна схема

$$x_{16} = x_5 + x_{13} = 0,52 + 0,128 = 0,653$$

$$x_{17} = x_3 + x_{14} = 0,084 + 0,128 = 0,212$$

Перетворення еквівалентного трикутника опорів x_2, x_{16}, x_{17} , дозволяють отримати заступну схему, що наведена на рисунку Д2.7.

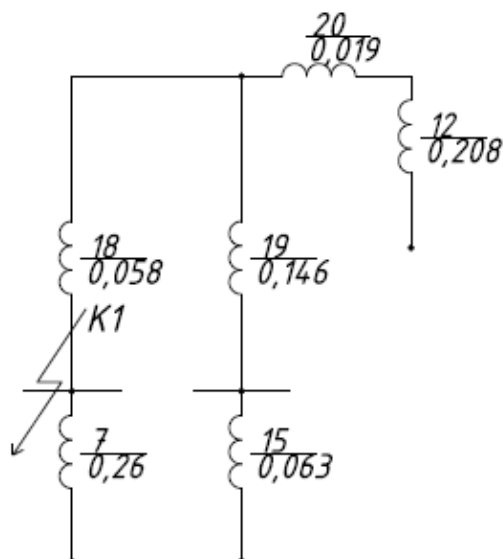


Рис. Д2.7 Спрощена заступна схема

$$x_{18} = \frac{x_2 x_{16}}{x_2 + x_{16} + x_{17}} = \frac{0,084 \cdot 0,653}{0,084 + 0,653 + 0,212} = 0,058$$

$$x_{19} = \frac{x_{16} x_{17}}{x_2 + x_{16} + x_{17}} = \frac{0,653 \cdot 0,212}{0,084 + 0,653 + 0,212} = 0,146$$

$$x_{20} = \frac{x_2 x_{17}}{x_2 + x_{16} + x_{17}} = \frac{0,084 \cdot 0,212}{0,084 + 0,653 + 0,212} = 0,019$$

Наступними перетвореннями схеми є об'єднання послідовних з'єднань x_{19} , x_{15} і x_{20} , x_{12} , а також паралельних – x_{21} та x_{22} .

$$x_{21} = x_{19} + x_{15} = 0,146 + 0,063 = 0,209;$$

$$x_{22} = x_{20} + x_{12} = 0,019 + 0,208 = 0,227;$$

$$x_{23} = \frac{x_{21} x_{22}}{x_{21} + x_{22}} = \frac{0,209 \cdot 0,227}{0,209 + 0,227} = 0,109.$$

Останніми перетвореннями схеми до найпростішого виду є об'єднання послідовних з'єднань x_{18} , x_{23} (рис. Д2.8), а також паралельних – x_{24} та x_7 (рис. Д2.9).

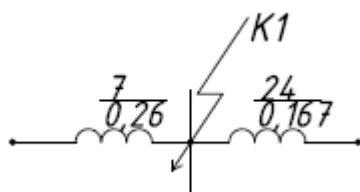


Рис. Д2.8 Спрощена заступна схема

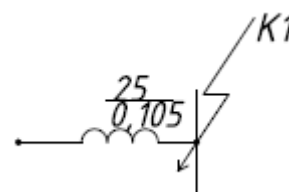


Рис. Д2.9 Еквівалентна схема

$$x_{24} = x_{18} + x_{23} = 0,058 + 0,109 = 0,167;$$

$$x_{25} = \frac{x_{24} x_7}{x_{24} + x_7} = \frac{0,167 \cdot 0,26}{0,167 + 0,26} = 0,101.$$

У підсумку отримана схема, що наведена на рис. Д2.9. Складові СКЗ у гілках в момент $t = 0$, кА:

$$I_{II.C0} = \frac{E_c}{x_{25}} I_\delta = \frac{1}{0,101} 5,25 = 52,1;$$

$$I_{III_1 0} = \frac{E_{Г1}}{x''_{dГ1}} I_\delta = \frac{1,11}{0,18} 5,25 = 32,3.$$

де $E_{Г1}$ – ЕРС від генератора, що визначається за спрощеним виразом

$$E_1 = E_2 = E_3 = E_4 = U + I_H x''_d \sin \varphi = 1 + 1 \cdot 0,18 \cdot 0,6 = 1,11$$

Загальний струм

$$I_{кп0} = I_{II.C0} + I_{III_1 0} = 52,1 + 32,3 = 84,4 \text{ кА.}$$

Номінальний струм генератора, кА:

$$I_{нГ} = \frac{P_{НГ}}{\sqrt{3} U_H \cos \varphi_{НГ}} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4,1.$$

Відношення періодичної складової струму КЗ від генератора для початкового моменту часу відносно номінального струму:

$$\frac{I_{III_1 0}}{I_{нГ}} = \frac{32,3}{4,1} = 7,83.$$

По типовим кривим для визначеного часу $t_{роз} = \tau = 0,12 + 0,05 = 0,17 \text{ с}$,

$$\text{знаходиться } \gamma_t = \frac{I_{III.t}}{I_{III.0}} = 0,65.$$

Періодична складова струму генератора на той же проміжок часу, кА

$$I_{III.t} = I_{III_1 0} \gamma_t = 32,3 \cdot 0,65 = 21.$$

Вибір вимикача в колі генератора.

Порядок вибору вимикача в колі генератора, виконується за наступною методикою:

1. Розраховується максимальний струм нормального режиму генератора в умовах, коли напруга зменшилась на 5 %.

$$I_{нГ} = \frac{P_{НГ}}{\sqrt{3} U_H \cos \varphi_{НГ}} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4,1 \text{ кА.}$$

2. За даними довідника, обирається вимикач типу МГГ-10-5000-63УЗ з наступними параметрами: $I_{\text{вим.ном}}=64 \text{ кА}$, $i_{\text{нб.вим}}=170 \text{ кА}$, $I_m=64 \text{ кА}$, $t_T=4 \text{ с}$, $\beta_{\text{ном}}=15 \%$, $T_a=0,06 \text{ с}$.

- перевірка за даними напруги електроустановки:

$$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном вим}} = 10 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном вим}}$$

- перевірка за даними максимального струму:

$$I_{\text{max}} = 4790 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А};$$

$$I_{\text{max}} < I_{\text{ном}}$$

3. За результатами розрахунку СКЗ, встановлюється найбільший струм КЗ, що проходить через вимикач (струм КЗ від генератора, чи струм КЗ від інших генераторів і систем).

$I_{\text{ПГ}10}$ – періодична складова в початковий момент часу;

$I_{\text{ПГ}t}$ – періодична складова до моменту вимикання;

$$I_{\text{ПГ}10} = 32,3 \text{ кА}; \quad I_{\text{ПГ}t} = 21 \text{ кА}.$$

4. Визначаються інші складові струму КЗ:

$i_{a,t}$ – аперіодична складова струму КЗ та $i_{y\partial}$ – ударний струм

Для обраного типу вимикача час спрацювання $\Delta t_{\text{с.в.}} = 0,12 \text{ с}$, враховуючи, що $T_{a.c.} = 0,06 \text{ с}$, аперіодична складова струму КЗ від системи:

$$i_{a,C,t} = \sqrt{2} I_{\text{П}C0} e^{-\frac{\tau}{T_{a.c.}}} = \sqrt{2} \cdot 52,2 \cdot e^{-\frac{0,17}{0,06}} = 4,32.$$

Повний струм з боку системи для визначеного періоду часу, кА:

$$i_{\Sigma C} = i_{a,C,t} + \sqrt{2} I_{\text{П}C0} = 4,32 + \sqrt{2} \cdot 52,2 = 77,8.$$

Ударний струм від системи з урахуванням того, що для даної точки КЗ $k_{y.C.} = 1,9$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} k_{y.C.} I_{\text{П}C0} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 52,2 = 169,6.$$

У відповідності до таблиці величин $T_{a.G.}$ і $k_{y.G.}$ для генераторів $T_{a.G.} = 0,222 \text{ с}$, аперіодична складова струму КЗ від генератора, кА:

$$i_{a,\Gamma,t} = \sqrt{2} I_{II\Gamma t} e^{-\frac{\tau}{T_{a,\Gamma}}} = \sqrt{2} \cdot 21 \cdot e^{-\frac{0,17}{0,222}} = 13,77.$$

Повний струм КЗ від генератора, кА:

$$i_{\Sigma C} = i_{a,\Gamma,t} + \sqrt{2} I_{III\Gamma t} = 13,77 + \sqrt{2} \cdot 21 = 43,38.$$

Ударний струм КЗ від генератора, кА:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} k_{y\Gamma} I_{III0} = \sqrt{2} \cdot 1,955 \cdot 32,3 = 90,1$$

де у відповідності до таблиці величин для генераторів $k_{y,\Gamma} = 1,995$.

5. Далі проводяться перевірки вимикача:

- на симетричний струм вимикання

$$I_{n\tau} = 47,27 \text{ кА}$$

$$I_{вим ном} = 64 \text{ кА};$$

$$I_{n\tau} < I_{вим ном}$$

- на здатність вимикання аперіодичної складової

$$i_{a\tau} = 13,77 \text{ кА};$$

$$i_{a ном} = \sqrt{2} \cdot 0,15 \cdot 64 = 13,8 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau} < i_{a ном}$$

Якщо перша умова не виконується, то далі перевірку за вимикальною здатністю, допускається проводити за значенням повного струму КЗ:

$$\sqrt{2} I_{вим.ном} (1 + \beta_{ном}) \geq \sqrt{2} I_{II\tau} + i_{a\tau};$$

- перевірки по повному струму КЗ у цьому випадку проводити не потрібно, тому що умови вимикання симетричного та аперіодичної складової струму КЗ виконуються;

- на електродинамічну стійкість:

$$i_{\max} = 170 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} = 90 \text{ кА};$$

$$i_{нб \max} = i_{\max} > i_{y\partial}$$

- на термічну стійкість:

$$B_K = 32,3^2 \cdot (4 + 0,06) = 4235 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_T \cdot t_T = 64^2 \cdot 4 = 16384 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_K < I_T \cdot t_T$$

- на вмикальну здатність:

$$I_{вмк} = 64 \text{ кА}; \quad i_{нб \text{ влк}} = 170 \text{ кА};$$

$$I_{ПО} = 32,3 \text{ кА}; \quad i_{уд} = 128,86 \text{ кА};$$

$$I_{вмк} > I_{ПО}. \quad i_{нб \text{ влк}} > i_{уд}.$$

- перевірка на відновлену напругу обумовлюється додатково.

Для кращої наочності процесу вибору вимикача, параметри заносяться в таблицю Д2.4

Таблиця Д2.4 – Каталожні дані та етапи перевірки вимикача у колі генератора

п/п	Величини	Умови порівняння	Параметри вимикача	
			паспортні	розраховані
1	Тип	МГГ-10		
2	Номинальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	10	10
3	Номинальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	5000	4100
4	Струм вимикання	$I_{н.відкл} \geq I_{п.с}$	64	47
5	Струм електродинамічної стійкості, кА	$i_{уд, макс} > i_{уд}$	170	90
6	Термічна стійкість, кА с	$B_k^{доп.} \geq B_k^{розр.}$	16384	4235
7	Вмикальна здатність	$I_{вмк} > I_{ПО}$	64	32,3
		$i_{нб \text{ влк}} > i_{уд}$	170	128
8	Час відключення, с	$\Delta t_{від}$	0,12	

Додаток 3 Номінальні дані окремих видів електрообладнання електричних станцій
ДЗ– Номінальні дані генераторів

Тип турбогенератора	Частота обертання, об/хв	Потужність		Номінальна напруга, кВ	Схема з'єднання обмоток	Опір, в.о.		
		Активна, МВт	Повна МВА			x_d''	x_d'	x_d
1	2	3	4	5	7	8	9	10
ТК-2,5-2У3	3000	2,5	3,125	6,3/10,5	Δ/Y	0,103	0,156	1,49
Т-4-2РУ3		4,0	5,0	6,3/10,5	Δ/Y	0,11	-	-
Т-6-2РУ3		6,0	7,5	6,3/10,5	Δ/Y	0,12	-	-
ТА-6-2У3		6,0	7,5	6,3/10,5	Δ/Y	0,12	0,17	1,65
Т-12-2У3		12,0	15,0	6,3/10,5	Δ/Y	0,129	-	-
ТА-12-2КУ3		12,0	15,0	6,3/10,5	Δ/Y	0,114	0,18	1,9
ТА-15-2/6, 6Т		15,0	18,75	6,3/10,5	Δ/Y	0,13	-	-
ТФП-18-2Т3		18,0	22,5	6,3/10,5/11	Δ/Y	0,135	-	-
Т-20-2У3		20,0	25,0	6,3/10,5	Δ/Y	0,121	0,181	2,02
Т-25-2У3		25,0	31,25	6,3/10,5	Δ/Y	0,131	-	-
ТАП-25-2У3		25,0	31,25	6,3/10,5	Δ/Y	0,145	-	-
ТС-32-2В3		32,0	40,0	6,3/10,5	Δ/Y	0,14	-	-
Т-32-2В3		32,0	40,0	6,3/10,5	Δ/Y	0,143	-	-
ТФ-36-2У3		36,0	45,0	10,5	Y	0,15		
ТФП-40-2У3		40,0	50,0	6,3/10,5	Δ/Y	0,14	0,19	1,73
ТФ-60-2У3		60,0	70,59	10,5	Y	0,18	0,277	2,3
ТС-63-2В3-Г(П)		63,0	78,75	6,3/10,5	Δ/Y	0,18	0,277	2,3
ТТК-25-2У3-П(Г)		25,0	31,25	6,3/10,5	Δ/Y	0,13	-	-
ТТК-40-2У3-П(Г)		40,0	50,0	6,3/10,5	Δ/Y	0,14	-	-
ТТК-50-2У3-П(Г)		50,0	62,5	10,5	Y	0,155	-	-
ТТК-63-2У3-П(Г)		63,0	78,75	10,5	Y	0,176	-	-
ТТК-70-2У3-П(Г)		70,0	87,5	10,5	Y	0,198	-	-
ТТК-80-2У3-П(Г)		80,0	100,0	10,5	Y	0,201	-	-
ТФ-90-2		90,0	100,0	6,3/10,5	$\Delta\Delta/Y/Y$	0,15	0,18	2,4
ТТК-110-2У3-П(Г)		110,0	137,5	10,5	Y	0,21	-	-

продовження таблиці Д3

ТФГ(П)-110-2У3		110,0	137,5	10,5	YY	0,187	0,26	2,73
ТВФ-120-2У3		120,0	125,0	10,5	YY	0,205	-	-
1	2	3	4	5	7	8	9	10
ТФГ(П)-160-2У3	3000	160,0	200,0	15,75	YY	0,153	0,223	2,53
ТЗФ-200-2У3		200,0	235,3	15,75	YY	0,21	-	-
ТЗФ-220-2ЕУ3		220,0	259,0	15,75	YY	0,1976	0,29	2,34
ТВВ-320-2ЕКУ3		320,0	376,0	20,0	YY	0,173	0,258	1,698
ТВВ-350-2У3		350,0	411,8	20,0	YY	0,18	-	-
ТВВ-500-2ЕКУ3		500,0	588,2	20,0	YY	0,242	0,355	2,56
ТВВ-660-2У3		660,0	825,0	24,0	YY	0,243	-	-
ТВВ-800-2ЕКУ3		800,0	889,0	24,0	YY	0,219	0,307	2,33
ТВВ-1000-2У3		1000,0	1111,0	24,0	YY	0,272	0,33	2,82
ТЗФ-63-2У3		63,0	78,75	6,3/10,5	YY	0,153	0,224	1,199
ТЗФ-110-2У3		110,0	137,5	10,5	YY	0,19	-	-
ТЗФ-220-2У3		220,0	258,8	15,75	YY	0,1906	-	-
ТЗФ-320-2У3		320,0	376,5	20,0	YY	0,175	-	-
ТЗФ-800-2У3		800,0	888,9	24,0	YY	0,27	-	-
ТЗФ-1000-2У3		1000,0	1111,0	24,0	YY	0,265	-	-
ТЗФ-1200-2У3		1200,0	1330,0	24,0	YYYY	0,48	0,358	2,418

ДЗ – Номінальні дані трансформаторів

Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	Номінальна напруга обмотки, кВ		Втрати холостого ходу та короткого замикання, кВт		Напруга короткого замикання U _{кз} , %		Струм XX, %
		ВН	СН, НН	P _{хх}	P _{кз}	ВН-НН	НН-НН	I _{хх}
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТД – 10000/110	10	121	6,3; 10,5	...	...		...	...
ТД – 16000/110	16	121	6,3; 10,5	...	...		...	...
ТД – 25000/110	25	121	6,3; 10,5	...	...		...	...
ТД – 32000/110	32	121	6,3; 10,5	...	...		...	...
ТД – 40000/110	40	121	6,3; 10,5	...	...		...	...
ТДЦ – 80000/110	80	121	6,3; 10,5; 13,8	...	...		...	...
ТДЦ – 125000/110	125	121	10,5; 13,8	85	310	11	–	0,6
ТДЦ – 200000/110	200	121	13,8; 15,75	120	400	10,5	–	0,55
ТДЦ – 250000/110	250	121	15,75	170	550	10,5	–	0,5
ТДЦ – 400000/110	400	121	20	320	900	10,5	–	0,45
ТМН – 2500/110	2,5	110	6,6; 11	5,5	22	10,5	–	1,5
ТМН – 6300/110	6,3	115	6,6; 11; 16,5	10	44	10,5	–	1,0
ТДН – 10000/110	10	115	6,6; 11; 16,5; 22; 24,5	14	58	10,5	–	0,9
ТДН – 16000/110	16	115	6,6; 11; 16,5; 22; 24,5	18	85	10,5	–	0,7
ТДН – 25000/110	25	115	38,5	25	120	10,5	–	0,65
ТДН – 40000/110	40	115	38,5	34	170	10,5	–	0,55
ТДН – 63000/110	63	115	38,5	50	245	10,5	–	0,5
ТРДН – 25000/110	25	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	25	120	10,5	30	0,65
ТРДН – 40000/110	40	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	34	170	10,5	30	0,55
ТРДН – 63000/110	63	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	50	245	10,5	30	0,5
ТРДН – 80000/110	80	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	58	310	10,5	30	0,45
ТРДЦН – 40000/110	40	115	6,6-6,6; 11-11	25	307	16,8	48	0,41
ТРДЦН – 125000/110	125	115	10,5-10,5	105	400	11	30	0,55
ТРДЦНК – 63000/110	63	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	50	245	10,5	30	0,5

Продовження таблиці Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТРДЦНК – 80000/110	80	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	58	310	10,5	30	0,45
ТД-25000/220	25	230	6,3; 11	25	130	11	–	0,3
ТД-25000/220	25	230	6,3; 11	25	130	11	–	0,3
ТД-40000/220	40	230	6,3; 11	40	170	11	–	0,3
ТДЦ-80000/220	80	242	6,3; 10,5; 13,8	70	265	11	–	0,45
ТДЦ-125000/220	125	242	10,5; 13,8	90	380	11	–	0,55
ТЦ-160000/220	160	242	11,0-11,0	102	340	12,5	–	0,65
ТДЦ-200000/220	200	242	13,8; 15,75; 18	83,9	580,5	11	–	0,4
ТДЦ-250000/220	250	242	15,75	207	600	11	–	0,5
ТДЦ-400000/220	400	242	21	315	850	11	–	0,5
ТДН-25000/220	25	230	6,6; 11	22	120	11,5	–	0,2
ТРДН-25000/220	25	230	6,6-6,6; 11,0-11,0	24	140	11,5	–	0,65
ТРДН-32000/220	32	230	6,6-6,6; 11,0-11,0	45	150	11,5	–	0,65
ТРДН-40000/220	40	230	6,3-6,3; 6,6-6,6; 11,0- 11,0; 11,0-6,6	50	170	11,5	–	0,6
ТРДН-63000/220	63	230	6,3-6,3; 6,6-6,6; 11,0- 11,0; 11,0-6,6	62	260	11,5	–	0,5
ТРДЦН-100000/220	100	230	11,0-11,0	102	340	12,5	–	0,65

ДЗ – Номінальні дані струмообмежувальних реакторів

Реактори одинарні

Тип реактора	Номінальна напруга, кВ	Тривало припустимий струм за умови природнього охолодження, А	Номінальний індуктивний опір, Ом	Номінальні втрати на фазу, кВт	Струм електродинамічної стійкості, кА	Струм термічної стійкості, кА	Припустимий час дії струму КЗ, с
1	2	3	4	5	6	7	8
РБ10-400-0,35У3	10	400	0,35	1,6	25	9,83	8
РБ10-400-0,45У3			0,45	1,9			
РБ10-630-0,25У3		630	0,25	2,5	40	15,75	
РБ10-630-0,4У3			0,4	3,2	32	12,6	
РБ10-630-0,56У3			0,56	4,0	24	9,45	
РБ10-1000-0,14У3		1000	0,14	3,5	63	24,8	
РБ10-1000-0,22У3			0,22	4,4	49	19,3	
РБ10-1000-0,28У3			0,28	5,2	45	17,75	
РБ10-1000-0,35У3			0,35	5,9	37	14,6	
РБ10-1000-0,45У3			0,45	6,6	29	11,4	
РБ10-1000-0,56У3			0,56	7,8	24	9,45	
РБ10-1600-0,14У3		1600	0,14	6,1	66	26	
РБ10-1600-0,20У3			0,20	7,5	52	20,5	
РБ10-1600-0,25У3			0,25	8,3	49	19,3	
РБ10-1600-0,35У3			0,35	11	37	14,6	
РБД10-2500-0,14У3		2500	0,14	11	66	26	
РБГ10-2500-0,20У3			0,2	14	52	20,5	
РБДГ10-2500-0,25У3			0,25	16,1	49	19,3	
РБДГ10-2500-0,35У3			0,35	20,5	37	14,6	
РБДГ10-4000-0,105У3		3750	0,105	18,5	97	38,2	
РБДГ10-4000-0,18У3			0,18	27,7	65	25,6	
РБНГ10-1000-0,25У3		1000	0,25	9,8	49	19,3	
РБНГ10-1000-0,45У3			0,45	7,2	29	11,4	
РБНГ10-1000-0,56У3			0,56	8,2	24	9,45	
РБНГ10-1600-0,35У3		1600	0,35	12,8	37	14,6	

продовження таблиці ДЗ

1	2	3	4	5	6	7	8
РБД10-2500-0,14УЗ	10	2500	0,14	13,5	79	31,1	8
РБГ10-2500-0,20УЗ			0,2	16,8	60	23,6	
РБДГ10-2500-0,25УЗ			0,25	19,7	49	19,3	
РБДГ10-2500-0,35УЗ			0,35	23,9	37	14,6	

Реактори здвоєні

Тип реактора	Номинальна напру- га, кВ	Тривало припусти- мий струм при при- родньому охоло- дженні, А	Індуктивний опір, Ом			Номинальний кое- фіцієнт зв'язку	Номинальні втрати на фазу, кВт	Струм електроди- намичної стійкості, кА	Струм термічної стійкості, кА	Припустимий час дії струму КЗ, с
			Номинальний	Двох гілок при послідов- ному їх з'єднанні	Однієї гілки при зустріч- ному струмі					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
РБС 10-2*630-0,25УЗ	10	2*630	0,35	0,73	0,135	0,46	4,8	40	15,75	8
РБС 10-2*630-0,4УЗ			0,4	1,2	0,2	0,5	6,3	32	12,6	
РБС 10-2*630-0,56УЗ			0,56	1,71	0,263	0,53	7,8	24	9,45	
РБС 10-2*1000-0,14УЗ		2*1000	0,14	0,417	0,071	0,49	6,4	63	24,8	
РБС 10-2*1000-0,22УЗ			0,22	0,673	0,103	0,53	7,8	24	19,3	
РБС 10-2*1000-0,28УЗ			0,28	0,856	0,132	0,53	10	45	17,75	
РБСД 10-2*1000-0,35УЗ			0,35	1,08	0,159	0,55	11,5	37	14,6	
РБСД 10-2*1000-0,45УЗ			0,45	1,34	0,23	0,49	13,1	29	14,4	
РБСД 10-2*1000-0,56УЗ			0,56	1,68	0,28	0,5	15,7	24	9,45	
РБС 10-2*1600-0,14УЗ		2*1600	0,14	0,436	0,062	0,56	11,5	66	26	
РБСД 10-2*1600-0,2УЗ		2*1420	0,2	0,6	0,098	0,51	14,3	52	20,5	
РБСД 10-2*1600-0,25УЗ		2*1350	0,4	1,2	0,2	0,5	6,3	32	12,6	
РБСДГ 10-2*1600-0,35УЗ		2*1470	0,35	1,07	0,197	0,46	22	37	14,6	
РБСДГ 10-2*2500-0,14УЗ		2*2100	0,14	0,43	0,067	0,52	22,5	79	31,1	
РБСДГ 10-2*2500-0,2УЗ		2*1800	0,2	0,58	0,109	0,46	32,1	60	23,6	

ДЗ – Номінальні дані генераторних вимикачів

Тип вимикача	Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм, А	Номінальний струм відмикан- ня, кА	Частка аперіодич- ної складової у струмі замикання, %	Граничний наскрізний струм КЗ, кА	Номіналь- ний струм вмикання, кА	Струм терміч- ної стійкості, кА/с
1	2	3	4	5	6	7	8
НЕС1	12	7200	63	75	160	63	63/1
НЕС1		8500					
НЕС3	18	7700					
НЕС3/4	24	12000	100	75	300	300	100/1
НЕС5/6		13000	120	75	360	360	120/1
НЕС4/6 генер. компл.		13000/24000 з примус. охол					
НЕС7/8 генер. компл.	36	24000/38000 з примус. охол	160/1200	75	360	360	160/1 200/1
FKG 1	27,5	24000	120	75	300	120	120/1
FKG 2	24	9500	63	76	160	63	63/1
PKG	36	17000/50000 з примус. охол	275	75	500	275	275/1
МГГ - 10	10	3200, 4000, 5000	45	10	120	45	45/3
МГУ - 20	20	6300, 9500 з примус. охол	90	10	300	90	105/3
ВГМ - 15	15	11200	90	-	320	90	105/3
ВГГ – 10	10	4000, 5000	63	-	160	63	63/3
МГТ - 10	10	3150, 4000, 5600	90	-	160	90	90/3

Навчальне видання

Остапчук Олександр Володимирович

Бардик Євген Іванович

Матєєнко Юрій Петрович

Вожаков Роман Вікторович

**БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА: організація, порядок
виконання, вимоги до змісту та структури**

Для здобувачів ступеня бакалавра спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» за освітньою програмою «Електричні станції»

(електронне видання)

Редактор:

Комп'ютерна верстка:

Дизайн обкладинки: