

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

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

«_____» _____ 20____

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня «магістра»

**ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ БАЛАНСУ
РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЯХ**

08-13.МКР.005.00. ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОППІ магістр,
групи ЕС-18м
галузь знань 14 «Електрична інженерія»
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
освітня програма «Електричні станції»
Дорош Є. М. _____

Керівник: д.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Комар В.О. _____
«_____» _____ 20____ р.

Рецензент: _____
«_____» _____ 20____ р.

Вінниця – 2019 року

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

« ____ » _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

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

Магістр групи ЕС-18м Дорош Євгеній Миколайович
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Дослідження засобів регулювання балансу реактивної потужності на електричних станціях»

Вихідні дані: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів, параметри генератора, трансформатора, автотрансформатора.

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: _____ плакати

2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1. Загальна характеристика об'єкта дослідження. 2. Автоматичний розподіл реактивної потужності між генераторами електричної станції. 3. Експлуатаційні характеристики і їх застосування для розрахунку режимів електростанції. 4. Види і режими роботи систем збудження генератора 5. Економічна частина. 6. Охорона праці та безпека життєдіяльності в над-звичайних ситуаціях. Висновки. Література.

6. Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

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

“ ____ ” _____ 20__ р.

В.О. Комар
ініціали та прізвище

Економічна частина

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

“ ____ ” _____ 20__ р.

В. В. Нетребський
ініціали та прізвищеОхорона праці та безпека
в надзвичайних ситуаціях_____
(підпис)д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

Є. А. Бондаренко
ініціали та прізвище

Дата попереднього захисту роботи “ ____ ” _____ грудня 2019 р.

Рецензент

(підпис)_____
(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

(ініціали та прізвище)

Завдання видав

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

“ ____ ” _____ 20__ р.

В.О. Комар

Завдання отримав магістрант

(підпис)Є.М. Дорош
(ініціали та прізвище)

“ ____ ” _____ 20__ р.

АНОТАЦІЯ

В магістерській роботі на тему "Дослідження засобів регулювання балансу реактивної потужності на електричних станціях" розглядаються такі розділи, як реактивна потужність в електричних мережах, автоматичне регулювання напруги і реактивної потужності електричної станції, експлуатаційні характеристики і їх застосування для розрахунку режимів електростанції, види і режими роботи систем збудження генератора. В першому розділі розглядаються основні теоретичні відомості і природу реактивної потужності. В другому розділі автоматичне регулювання напруги і реактивної потужності електричної станції подаються взаємозв'язки напруги і реактивної потужності в графічному і аналітичному вигляді. В третьому розділі експлуатаційні характеристики і їх застосування для розрахунку режимів електростанції розроблена методика розрахунку електричної станції по напрузі і реактивній потужності. В четвертому розділі види і режими роботи систем збудження генератора охарактеризовуються системи збудження різного типу і визначається найбільш вдалий варіант. В розділі охорони праці розглядаються такі питання, як аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів. В техніко-економічній частині проекту визначається собівартість виробленої електроенергії з урахуванням амортизаційних відрахувань, заробітної плати та інших витрат.

Магістерська робота містить:

- пояснювальна записка - 1 примірник;
- рисунків - 25 шт.;
- таблиць - 4.

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ І НАПРУГА В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	11
1.1 Вплив реактивної потужності на систему	11
1.2 Засоби компенсації реактивної потужності	12
1.3 Джерела реактивної потужності	13
1.4 Постановка задач для дослідження	13
1.5 Висновки.....	15
2 Автоматичне регулювання напруги і реактивної потужності електричної станції	17
2.1 АВТОМАТИЧНИЙ РОЗПОДІЛ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ МІЖ ГЕНЕРАТОРАМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ.....	17
2.2 Керування реактивною потужністю синхронного генератора шляхом зміни уставки АРЗ	24
2.3 Керування напругою і реактивною потужністю електричної станції з генераторами, оснащеними АРЗ	28
2.4 Групове керування збудженням синхронних генераторів.....	31
2.5 Висновки	40
3 ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТА ЇХ ЗАСТОСУВАННЯ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ.....	41
3.1 Загальні відомості	41
3.2 Розрахункова інтерпретація регулювання коефіцієнта трансформації силового трансформатора.....	45
3.3 Графо-аналітичний метод розрахунку ефекту регулювання коефіцієнта трансформації	47
3.4 Побудова розрахункової схеми заміщення і аналітичний розрахунок режиму станції за напругою	52
3.4.1 Визначення опорів розрахункової схеми.....	53
3.4.2 Алгоритм методу розрахунку	54
3.5. Графічний розрахунок процесу регулювання напруги на шинах станції	57
3.6 Приклад розрахунку режиму станції за напругою	60
3.7 Висновки	67
4 МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ СИСТЕМ ЗБУДЖЕННЯ РІЗНИХ ТИПІВ	70
4.1 Звичайна система збудження.....	71
4.2 Структура ідеальної системи збудження.....	73

4.3 Структура класичної системи збудження з допомогою регулятора H_{∞}	73
4.4 Математичне моделювання в середовищі Matlab.....	75
4.5 Висновки	80
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	81
5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС	81
5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	83
5.3 Аналіз отриманих результатів	88
5.4 Висновки	88
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	89
6.1 Задачі розділу	89
6.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням на диспетчерському пункті	90
6.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт на диспетчерському пункті в діючих електроустановках	91
6.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	92
6.4.1 Мікроклімат	92
6.4.2 Склад повітря робочої зони.....	93
6.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення.....	93
6.4.4 Штучне освітлення.....	94
6.4.5 Виробничий шум.....	94
6.4.6 Виробнича вібрація	95
6.5 Розрахунок захисного заземлення із перевіркою по допустимій напрузі дотику	96
6.6 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС 100 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	100
6.6.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	101
6.6.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС 100 МВт в умовах дії ЕМІ	102
6.7 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ГЕС у НС	104
6.8 Висновки	106
ВИСНОВКИ.....	107
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	109
Додаток А Технічне завдання	111

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АРЗ – автоматичне регулювання збудження;

ВЕ – виконавчий елемент;

ВП – вимірювальний перетворювач;

ГЕС – гідроелектрична станція.

ГКЗ – групове керування збудження;

ГРНРП – групове регулювання напруги і реактивної потужності;

П - підсилювач

ПРРН - пристрій розподілу реактивних навантажень;

СГ – синхронний генератор;

УП - установчий пристрій;

ЦРН – центральний регулятор напруги;

ВСТУП

Актуальність теми. Реактивна потужність в електричних мережах багато в чому визначає значення їх техніко-економічних показників. Сьогодні проблему реактивної потужності особливо гостро обговорюють як енергетики, так і споживачі електроенергії. Опубліковано багато наукових статей і нормативних документів щодо цієї проблеми. Проте спостерігається певна односторонність у розгляді місця й ролі реактивної потужності в електричних мережах. Серед задач, які виникають із генеруванням, передачею і споживанням реактивної потужності, найбільше приділяють увагу впливу її на втрати активної потужності (електроенергії) в електричних мережах. Наприклад, методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії, іншими словами, компенсації реактивної потужності, розробляють, виходячи практично з урахування тільки цього чинника. Разом із тим реактивна потужність суттєво впливає й на інші параметри режимів та параметри електричних мереж. Причому цей вплив може бути вагомішим і в технічному, і в економічному сенсі ніж збільшення втрат електроенергії, зумовлене перетіканням реактивної потужності.

Необхідність передачі реактивної потужності від електростанцій до споживачів впливає на конструктивні параметри електричної мережі, оскільки призводить до збільшення струму i , відповідно, до збільшення перерізу проводів, здорожчення опор повітряних ЛЕП і т. д. У випадку, коли лінії вже в експлуатації, компенсація реактивної потужності дозволяє збільшити ними на відповідну величину передачу активної потужності.

Передбачивши встановлення компенсувальних установок (КУ) в електричних мережах на стадії їхнього проектування, можна зменшити витрати, зменшивши переріз проводів і потужність трансформаторів на частину, необхідну для передачі реактивної потужності.

Передача реактивної потужності елементами електричної мережі викликає додаткові втрати активної потужності (електроенергії) та спади напруги.

Для покриття додаткових втрат електроенергії повинна бути передбачена додаткова установка потужності та повинні бути передбачені додаткові засоби регулювання напруги. Це, очевидно, вимагає додаткових капіталовкладень.

Витрати на покриття впливу реактивної потужності на режими електричної мережі можна виділити точні та передбачувані. Точні витрати визначаються параметрами мережі й можуть бути розраховані на підставі законів електротехніки. Це витрати на компенсацію втрат активної потужності (електроенергії) в електричній мережі. Точні витрати складаються з капіталовкладень, сталих та змінних видатків, які пов'язані з впливом реактивної потужності на втрати електроенергії та обслуговуванням засобів компенсації реактивної енергії.

Керування процесом відшкодування витрат в електричній мережі, зумовлених утратами електроенергії, електростанціях, а для підтримання напруги в допустимому діапазоні в електричних мережах.

Під час створення ринку послуг з регулювання реактивної потужності і напруги постають перед неоднозначним розумінням того, що саме є послугою, яку надають і яку отримують, хто повинен бути її продавцем або покупцем. Це зумовлено як специфікою фізичної суті реактивної потужності, так і особливостями її генерування та споживання й можливостями локального регулювання рівнів напруги в мережі. При цьому недостатня оснащеність засобами компенсації реактивної потужності призводить до труднощів у регулюванні напруги в окремих вузлах ЕЕС. Незадовільний стан засобів компенсації реактивної потужності в окремих вузлах електричної мережі призводить до того, що генератори електростанцій стають фактично єдиним ефективним засобом підтримки припустимих рівнів напруги в цих вузлах і прилеглих до них ділянок мережі. Будучи основним джерелом реактивної потужності в ЕЕС, генератори електростанцій водночас є важливим засобом регулювання напруги. У ринкових умовах регулювання напруги й реактивної потужності складають суть послуг, які надають для

створення нормальних умов електропостачання. Їх поділяють на системні і допоміжні.

Системні послуги призначені для забезпечення сталої роботи ЕЕС, надійності функціонування системи передачі електроенергії, якості та надійності постачання електроенергії від виробників споживачам у процесі оперативно-диспетчерського керування. Системні послуги надаються системним оператором усім користувачам ЕЕС на підставі договору про приєднання й використання електричних мереж. Системний оператор є єдиним постачальником системних послуг, які надаються користувачам ЕЕС.

Допоміжні послуги (ДП) – це ідентифікований, персоніфікований, вимірюваний або визначений з відповідними витратами продукт, який надається суб'єктом електроенергетики або кваліфікованим споживачем електричної енергії та споживається безперервно, у режимі реального часу або у визначені фіксовані проміжки часу для забезпечення оптимально збалансованої та сталої роботи ЕЕС на підставі договору із системним оператором про надання послуги.

ДП щодо регулювання реактивної потужності виробниками – обов'язкові. Обов'язкові – це ті, надання яких може вимагатися від окремих суб'єктів ринку, а комерційні – це ті, які надаються суб'єктами ринку послуг на добровільних засадах. Обов'язкові ДП використовують для підтримки напруги й регулювання реактивної потужності виробниками.

Це обов'язковий мінімум, який надається всіма ліцензіатами з виробництва. Інші ДП можуть залучатися для підтримки напруги й регулювання реактивної потужності понад обов'язковий мінімум. Комерційні ДП використовують для резервування можливостей засобів підтримки напруги й регулювання реактивної потужності виробниками і споживачами понад обов'язковий мінімум.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є вдосконалення методів прийняття рішень в задачах планування режимів електричних станцій за напругою.

Відповідно до поставленої мети в роботі розв'язуються такі задачі:

- аналіз проблеми в цілому;
- аналіз методів та засобів регулювання напруги на електричних станціях;
- вдосконалення існуючих методів визначення можливостей конкретної електричної станції в забезпеченні графіка зміни напруги на її затискачах;
- перевірка можливості використання розроблених моделей шляхом моделювання роботи систем збудження генераторів в середовищі Matlab.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є процеси у електроенергетичних системах пов'язані з виробітком, передачею і споживанням реактивної потужності, а **предметом дослідження** – методи та засоби забезпечення балансу реактивної потужності в електроенергетичній системі.

Методи проектування. У роботі використовувалися графо-аналітичний, і аналітичний методи, методи математичного моделювання на основі диференційних рівнянь.

Наукова новизна одержаних результатів.

- Набув подальшого розвитку графо-аналітичний метод за рахунок врахування характеристик систем збудження синхронних генераторів, що дозволило розраховувати можливості регулювання напруги на електричній станції за рахунок впливу на баланс реактивної потужності в електроенергетичній системі.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що:

- проведене в роботі математичне моделювання дозволило обґрунтувати можливість застосування лінеаризованих моделей систем збудження синхронних генераторів, які можна врахувати в графо-аналітичному методі і отримати відносно не складний апарат для аналізу можливостей електричних станцій в задачі регулювання напруги в електроенергетичній системі.

1 РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ І НАПРУГА В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

1.1 Вплив реактивної потужності на систему

Експлуатація великих електричних мереж стає все більш складним процесом через збільшення їх розміру, наявність дуже довгих з'єднувальних ліній, впровадження нових технологій.

Ці фактори вимагають від операторів таких мереж працювати з якомога більшою стабільністю і безпекою. Ситуація в країнах з високими темпами зростання споживання також збільшує ризик виникнення аварії [1].

Управління мережами здійснюється не тільки для того, щоб оптимізувати перетоки потужності кожної частини мережі. Слід також стежити за декількома технічними параметрами, реактивною потужністю і рівнем напруги: напруга має бути в межах допустимого значення в будь-якій точці мережі у всіх виробничих ситуаціях. Дійсно, напруга може локально деградувати, при більшому споживанні електроенергії перетоки потужності через мережу є важливим фактором, який викликає падіння напруги в лінії.

Як і всі генератори електричних станцій, електричні мережі забезпечують живлення пристроїв споживачів, підтримуючи допустиму напругу на контактах. Зрозуміло, що якість напруги має стати стратегічним питанням з ряду причин, пов'язаних з експлуатацією енергетичних систем [2].

Залежність реактивної потужності навантаження від напруги, прийнято називати регулюючим ефектом реактивної потужності навантаження по напрузі. Сенс цього терміну можна пояснити наступним чином.

Якщо в якому-небудь вузлі електроенергетичної системи, наприклад на шині електричної станції, порушується баланс генеруючої і споживаної реактивної потужності в бік переважання споживаної, то напруга у вузлі почне знижуватися. Проте з зниженням напруги, якщо вона залишається близькою до номінального значення, буде знижуватися і споживана реактивна потужність, зменшуючи небаланс і, отже, стримуючи зниження

напруги. Іншими словами, споживачі шляхом зміни реактивного навантаження як би прагнуть стабілізувати (регулювати) напругу у вузлі. Аналогічне явище спостерігається і при підвищенні напруги, викликаному переважанням реактивної потужності.

Регулюючий ефект реактивної потужності навантаження прийнято оцінювати кількісно так званим коефіцієнтом регулюючого ефекту навантаження.

Перетік реактивної потужності на великі відстані має ряд недоліків, таких як значне падіння напруги, втрати в лінії і меншу здатність транспортувати активну потужність.

Крім цього реактивна потужність може зіграти велику роль в інших динамічних аспектах, таких як коливання напруги, зміни навантаження [3].

В даний час мережі, беручи участь у виробництві реактивної енергії стало недостатнім. Вони створюють в основному існуючі засоби компенсації для ліній електропередачі.

Для забезпечення високої якості енергії, яка необхідна для дотримання балансу реактивної потужності, виконати ряд технічних обмежень.

1.2 Засоби компенсації реактивної потужності

Загальний баланс реактивної потужності виробленої і споживаної всієї електричної системи повинен бути збалансованим. Тим не менш, локальна рівновага не є природньою. Однак ці перетоки викликають падіння напруги і втрати. Слід, таким чином, уникнути цих переходів через виробництво реактивної потужності, наскільки це можливо.

Зміни напруги мережі тісно пов'язані з реактивною потужністю в системі виробництва і передачі. Це тому, що реактивна потужність суттєво втручається в процес падіння напруги. Аналіз зміни споживання реактивної потужності показує, що проблема адаптації споживання та виробництва – є аспектами, які вимагають використання пристроїв з дуже різними характеристиками:

- Перше, слідувати періодичним коливанням. Велика частина регулювання може бути виконана з використанням засобів, дія яких з відносно довгим часом відгуку. Ця категорія включає в себе конденсатор і котушку індуктивності, які встановлені в мережах [4].

- Друга полягає в реагуванні на раптові і випадкові зміни. Це означає, що час реагування дуже короткий. Ця категорія включає в себе синхронні компенсатори [5].

1.3 Джерела реактивної потужності

Сама мережа є важливим джерелом реактивної потужності. Таким чином, крім виробництва реактивної потужності генераторам, мережа повинна використовувати інші джерела або, скоріше, інші засоби компенсації, які в кінцевому рахунку, принаймні, як багато споживачів в якості постачальників реактивної потужності [6].

1.4 Постановка задач для дослідження

За наявності на електричній станції декількох паралельно працюючих СГ виникає необхідність у вирішенні таких задач:

- Автоматичний розподіл реактивної потужності станції між паралельно працюючими СГ;

- Керування реактивною потужністю електричної станції по умовам режимів роботи електроенергетичної системи;

- Автоматичне регулювання напруги на шинах електричної станції [7].

Автоматичний розподіл змін реактивної потужності станції між паралельно працюючими СГ є однією з функцій АРЗ. Ця функція забезпечується природним чином, якщо зовнішні характеристики генераторів, забезпечених АРЗ, являються статичними. Причому чим більший статизм регулювання напруги на шинах станції, тим стійкіше (більш чітко) розподіляються всі зміни реактивної потужності станції між

генераторами. Однак при цьому має місце статична помилка регулювання напруги [8].

При розгляді питання розподілу змін реактивної потужності між СГ станції необхідно враховувати так званий регулюючий ефект реактивної потужності навантаження по нарузі. Суть його полягає в тому, що в загальному випадку при зміні напруги змінюється (за інших рівних умов) і споживана реактивна потужність, причому в напрямку, що перешкоджає вимірюванню напруги. Іншими словами, залежність споживаної реактивної потужності від напруги сприяє його стабілізації.

Характер розподілу змін реактивної потужності станції між СГ залежить від головної схеми електричних з'єднань станції.

Якщо СГ працюють безпосередньо на шини генераторної напруги станції, то зазначений розподіл визначається коефіцієнтами статизму зовнішніх характеристик генераторів з АРЗ.

При блочній схемі, коли на загальні шини станції працюють блоки генератор-трансформатор, розподіл реактивної потужності між блоками залежить від опорів підвищуючих трансформаторів блоків.

У тому й іншому випадках при зміні реактивної потужності станції напруга на її шинах не залишається постійною, тобто має місце позитивний статизм регулювання напруги на шинах станції. При блочній схемі цей статизм зазвичай виявляється занадто великим через втрату напруги в опорах підвищуючих трансформаторів. Для зменшення позитивного статизму регулювання напруги на шинах станції в цьому випадку застосовують пристрій струмової компенсації, що забезпечує негативний статизм регулювання напруги на затискачах генератора.

При постійному значенні реактивного навантаження станції зміна повного значення реактивної потужності окремого СГ здійснюється шляхом впливу на уставку вимірювального органу напруги АРЗ. При цьому якщо змінити уставку АРЗ одного СГ, то це приведе в основному до зміни його реактивної потужності і деякій зміні реактивних навантажень інших СГ

станції. Напруга на шинах станції може при цьому змінюватися незначно. Якщо ж змінити в одному напрямку уставки АРЗ всіх або більшості СГ, то це приведе до помітної зміни напруги на шинах станції [9].

Як вже вказувалося, за рахунок статизму АРЗ СГ напруга на шинах станції буде змінюватися і при зміні загального реактивного навантаження (споживаної потужності). Для підтримки його на заданому рівні також необхідно впливати на уставки АРЗ СГ.

Вплив на уставки АРЗ з метою управління режимом роботи станції по реактивній потужності або регулювання напруги на шинах електричної станції може здійснюватися вручну або автоматично, наприклад, за допомогою так званої системи групового керування збудженням (ГКЗ).

Система ГКЗ дозволяє керувати електричною станцією по нарузі і реактивною потужністю як одним агрегатом. По відношенню до АРЗ ГКЗ є системою більш високого ієрархічного рівня автоматичного управління збудженням СГ, яку іноді називають системою вторинного регулювання.

Останнім часом системами ГКЗ стали оснащуватись не тільки СГ електричних станцій, а й синхронні і асинхронізовані компенсатори підстанцій. Це визначило появу ще одної назви цих систем – групове регулювання напруги і реактивної потужності (ГРНРП).

ГКЗ (ГРНРП) може реалізуватися у вигляді комплексу спеціальних технічних засобів або бути однією з функцій АСКТП електричної станції або підстанції.

Їх динамічні характеристики дозволяють їм реагувати на раптові зміни споживання. Однак вони можуть лише частково компенсувати реактивне навантаження, за рахунок значного падіння напруги створюється перетік реактивної потужності в мережі.

1.5 Висновки

В данному розділі було розглянуто загальні відомості про реактивну потужність, охарактеризовано її вплив на електричну мережу і електричну станцію. При розгляді питання розподілу змін реактивної потужності між СГ станції необхідно враховувати так званий регулюючий ефект реактивної потужності навантаження по напрузі. Характер розподілу змін реактивної потужності станції між СГ залежить від головної схеми електричних з'єднань станції. При постійному значенні реактивного навантаження станції зміна повного значення реактивної потужності окремого СГ здійснюється шляхом впливу на уставку вимірювального органу напруги АРЗ.

Тому необхідно розв'язати такі задачі:

- аналіз можливостей електричних станцій в регулюванні балансу реактивної потужності ЕЕС;
- аналіз систем автоматичного регулювання збудження з огляду на розв'язання задачі підтримання балансу реактивної потужності;
- розроблення методу оцінювання можливості генераторів електричних станцій в забезпеченні балансу реактивної потужності.

2 АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ І РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

2.1 Автоматичний розподіл реактивної потужності між генераторами електричної станції

Однією з функцій АРЗ є автоматичний розподіл змін реактивної потужності між паралельно працюючими СГ. Розглянемо, як може бути реалізована ця функція.

Нехай, наприклад, на електричній станції є два генератора $G1, G2$, забезпечені АРЗ і працюючі на загальні шини (рис.2.1). Припустимо, що зовнішні характеристики (рис.2.2,а) генераторів статичні (з метою спрощення будемо вважати їх лінійними), з коефіцієнтами статизму по реактивній потужності відповідно K_{c1} і K_{c2} . Тоді характеристика всієї станції також буде статичною (рис.2.2, б) з деяким коефіцієнтом статизму K_{cc} .

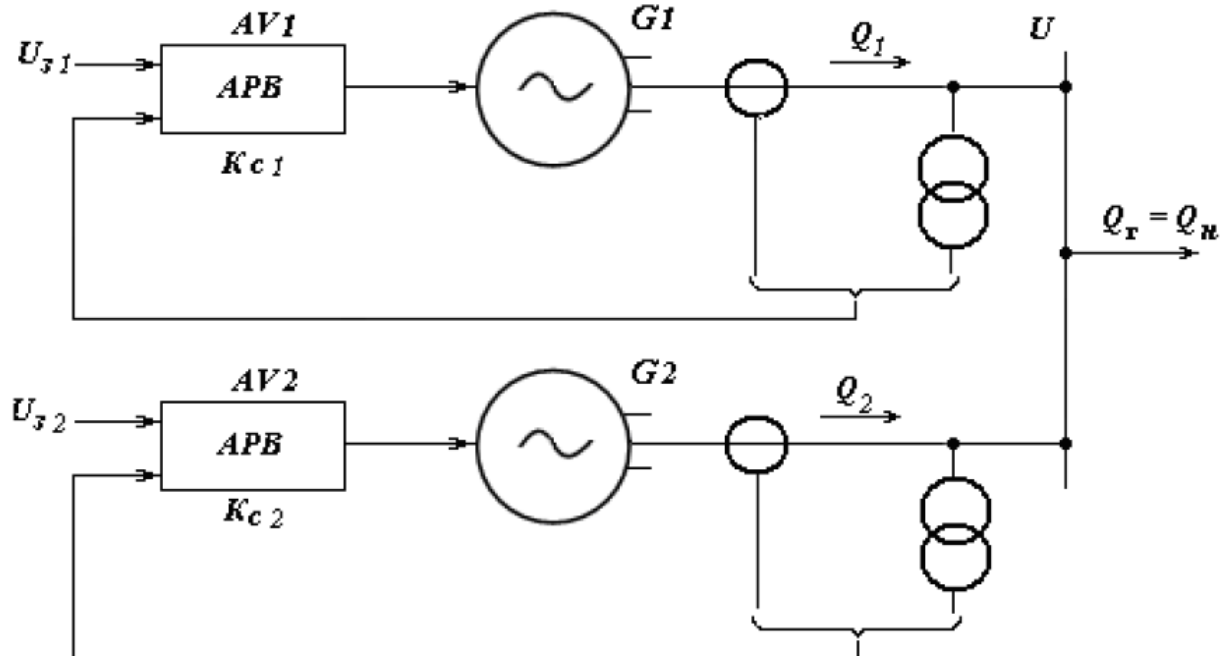


Рисунок 2.1 Схема електричної станції з генераторами, що працюють на загальні шини

При роботі станції на ізолювану від електроенергетичної системи навантаження необхідно враховувати залежність споживаної реактивної потужності від напруги статичною характеристикою навантаження Q_H , представленій на рис. 2.2,б. З метою спрощення будемо вважати її лінійною [10].

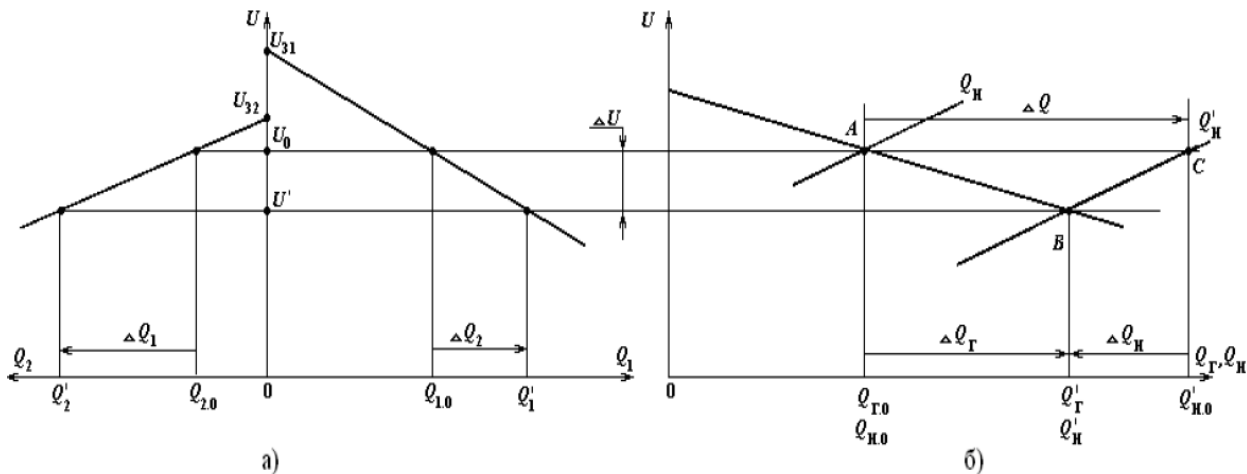


Рисунок 2.2 Статична характеристика генераторів (а) і станції з навантаженням (б)

Точка А перетин статичних характеристик станції Q_G і навантаження Q_L відповідає балансу генеруючої і споживаної реактивної потужності:

$$Q_{Г.0} = Q_{H.0}.$$

Цій умові відповідає напруга U_0 на шинах станції і, отже, на затискачах СГ. У відповідності зі статичними характеристиками СГ (рис.2.2, а), при нарузі U_0 кожен з СГ має певну реактивну потужність, $Q_{1.0}$ і $Q_{2.0}$ відповідно. При цьому

$$Q_{1.0} + Q_{2.0} = Q_{Г.0} = Q_{H.0}. \quad (2.1)$$

Якщо, наприклад, за рахунок підключення споживачів споживання реактивної потужності зросте на ΔQ , то на рис. 2.2, б цьому буде відповідати зсув статичної характеристики навантаження Q_H на ΔQ (характеристика Q_H')

уздовж осі потужності. Це викличе порушення балансу з переважанням споживаної потужності $Q'_{H.0} \succ Q_{Г.0}$ і, як наслідок, зниження напруги на затискачах СГ і шинах станції.

За рахунок дії АРЗ, що реагують на зниження напруги і збільшують струм збудження СГ, збільшуватиметься реактивна потужність генераторів і, відповідно, станції $Q_{Г}$. Одночасно за рахунок регулюючого ефекту буде зменшуватися реактивна потужність навантаження $Q_{н}$. Процес буде продовжуватися до тих пір, поки знову не настане баланс реактивної потужності (рис. 2.2, б, точка В)

$$Q'_{Г} = Q'_{н},$$

відповідний напрузі $U' \prec U_0$. При цьому реактивна потужність СГ та станції зростає відповідно на ΔQ_1 , ΔQ_2 і $\Delta Q_{Г} = \Delta Q_1 + \Delta Q_2$. Причому, відповідно до визначення поняття коефіцієнта статизму,

$$\Delta Q_1 = \frac{\Delta U Q_{1.ном}}{U_{ном} K_{c1}}; \Delta Q_2 = \frac{\Delta U Q_{2.ном}}{U_{ном} K_{c2}}, \quad (2.2)$$

де $U = U_0 - U'$ - відхилення напруги;

$Q_{1.ном}, Q_{2.ном}$ - значення реактивної потужності СГ в номінальному режимі;

$U_{ном}$ - номінальна напруга СГ.

З (2.2) випливає, що

$$\frac{\Delta Q_1 / Q_{1.ном}}{\Delta Q_2 / Q_{2.ном}} = \frac{K_{c1}}{K_{c2}}, \quad (2.3)$$

тобто відносні зміни реактивної потужності автоматично розподіляються між паралельно працюючими СГ обернено пропорційно коефіцієнтам статизму статичних характеристик.

Співвідношення (2.2) і (2.3) справедливі при будь-якому числі паралельно працюючих генераторів.

За наявності на станції n генераторів відповідно до (2.2) можна записати

$$\Delta Q_1 = \frac{\Delta U Q_{1.ном}}{U_{ном} K_{c1}}; \Delta Q_2 = \frac{\Delta U Q_{2.ном}}{U_{ном} K_{c2}}; \dots \Delta Q_n = \frac{\Delta U Q_{n.ном}}{U_{ном} K_{cn}}$$

Повна зміна потужності, що генерується станцією при цьому складе

$$\Delta Q_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n \Delta Q_i = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \left(\frac{Q_{1.ном}}{K_{c1}} + \frac{Q_{2.ном}}{K_{c2}} + \dots + \frac{Q_{n.ном}}{K_{cn}} \right).$$

Часткова участь i -го генератора в загальній зміні реактивної потужності станції складе

$$\frac{\Delta Q_i}{\Delta Q_{\Gamma}} = \frac{Q_{i.ном}}{K_{ci} \sum_{i=1}^n \frac{Q_{i.ном}}{K_{ci}}}.$$

Згідно (2.3), якщо прийняти $K_{c1} = 0$ і $K_{c2} = 0$ (Астатичне регулювання напруги СГ), то розподіл змін реактивної потужності між СГ буде невизначеним. Це означає, що при астатичному регулюванні напруги АРЗ не виконує функцію розподілу реактивної потужності. У цьому випадку розподіл реактивної потужності має бути організовано примусово за допомогою додаткових до АРЗ спеціальних пристроїв, що не завжди бажано.

Для забезпечення стійкості розподілу реактивної потужності СГ (без застосування пристрою примусового розподілу) на практиці рекомендується встановлювати статизм регулювання напруги, здійснюваного АРЗ, в межах $K_c = 0,04 - 0,06$.

Використовуючи (2.2) та враховуючи, що $\Delta Q_{\Gamma} = \Delta Q_1 + \Delta Q_2$ можна отримати коефіцієнт статизму статичної характеристики електричної станції:

$$K_{cc} = \frac{\Delta U / Q_{\Gamma.ном}}{U_{ном} / \Delta Q_{\Gamma}} = \frac{Q_{1.ном} + Q_{2.ном}}{\frac{Q_{1.ном}}{K_{c1}} + \frac{Q_{2.ном}}{K_{c2}}},$$

де $Q_{\Gamma.ном} = Q_{1.ном} + Q_{2.ном}$.

У загальному випадку якщо паралельно на загальні шини працюють n генераторів, то

$$K_{cc} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta Q_{i.НОМ}}{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta Q_{i.НОМ}}{K_{ci}}} \quad (2.4)$$

Згідно (2.4), чим більша номінальна потужність якого-небудь з генераторів станції, тим більший вплив статизм його статичної характеристики впливає на статизм характеристики станції.

З (2.4) також випливає, що якщо один з паралельно працюючих СГ забезпечити астатичним АРЗ ($K_{ci} = 0$), то отримаємо $K_{cc} = 0$. Це означає, що в цьому випадку напруга на шинах станції буде підтримуватися постійною.

Для двогенераторної станції (рис.2.1) цьому випадку відповідають статичні характеристики, представлені на рис.2.3.

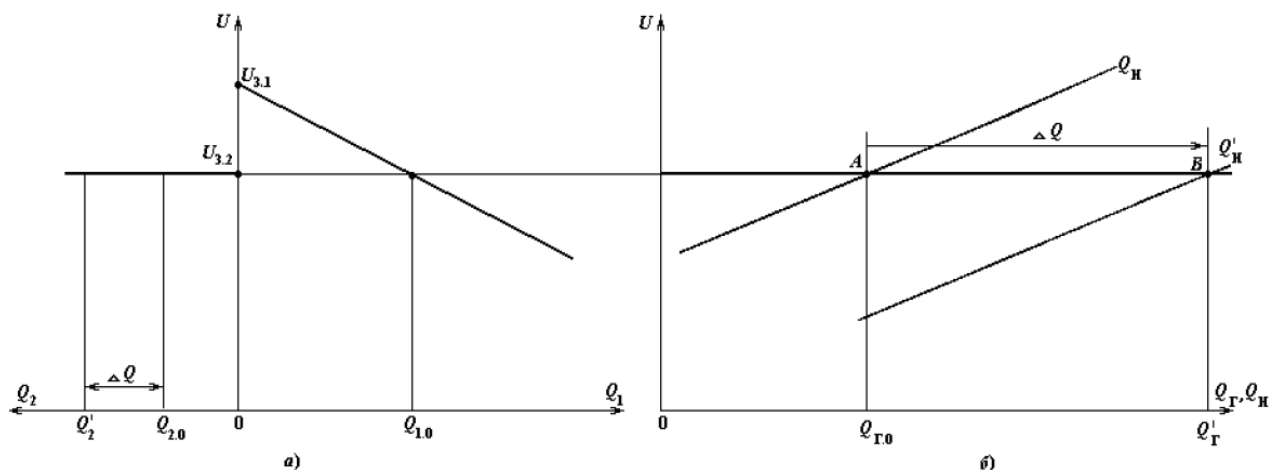


Рисунок 2.3 Статична характеристика генераторів (а) і станції (б) при астатчному налаштуванні одного з АРЗ

Якщо споживана реактивна потужність зміниться на ΔQ , то на ΔQ зміниться генеруюча потужність СГ з астатичним АРЗ (Q_2 на рис.2.3), а потужність решти СГ, які мають статичні АРЗ, залишиться незмінною (у розглянутому випадку $Q_{1,0}$). Це підтверджується і виразом (2.3), з якого при $K_{c2} = 0$ слід $\Delta Q_1 = 0$.

Аналогічні процеси розподілу змін реактивної потужності будуть відбуватися і у випадках порушення балансу за рахунок генеруючої потужності. Відмінність полягатиме лише у знаках змін напруги та потужності.

Особливого розгляду вимагає випадок, коли генератори працюють на загальні шини через підвищувальні трансформатори (рис.2.4).

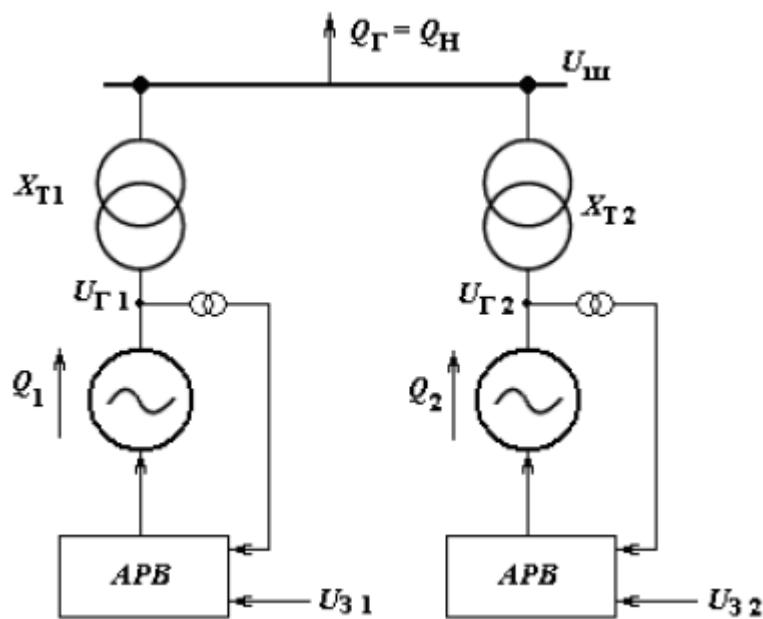


Рисунок 2.4. Схема електричної станції з генераторами, що працюють на загальні шини через підвищувальні трансформатори

Нехай кожен з трансформаторів має опір X_{T1} і X_{T2} відповідно. У цих опорах буде мати місце падіння напруги, яка пропорційна струмам навантаження СГ.

З метою спрощення зробимо такі припущення:

- СГ мають чисто реактивну навантаження ($\cos \gamma = 0$);
- Коефіцієнти статизму АРЗ генераторів дорівнюють нулю, тобто $U_{G1} = const$ і $U_{G2} = const$ при будь-якому навантаженні (Астатичне регулювання);
- Уставки АРЗ генераторів по напрузі рівні, тобто $U_{G1} = U_{G2}$.

Напруга U_{III} на загальних шинах відрізняється від напруг на затискачах СГ на величину втрат напруги у відповідному трансформаторі (передбачається, що всі напруги та опори трансформаторів виражені в в. о.):

$$U_{III} = U_{Г1} - \Delta U_1 = U_{Г2} - \Delta U_2.$$

З урахуванням зазначених вище припущень отримаємо

$$\Delta U_1 = \Delta U_2,$$

$$\text{де } \Delta U_1 = \frac{Q_1}{Q_{1.ном}} X_{T1}; \Delta U_2 = \frac{Q_2}{Q_{2.ном}} X_{T2}; \text{ - відносний спад напруги в опорах}$$

трансформаторів від реактивних струмів відповідних СГ.

З цього випливає

$$\frac{Q_1}{Q_{1.ном}} X_{T1} = \frac{Q_2}{Q_{2.ном}} X_{T2},$$

або

$$\frac{Q_1/Q_{1.ном}}{Q_2/Q_{2.ном}} = \frac{X_{T1}}{X_{T2}}. \quad (2.5)$$

Вираз (2.5) буде справедливим і для відносних вимірів реактивної потужності, тобто

$$\frac{\Delta Q_1/Q_{1.ном}}{\Delta Q_2/Q_{2.ном}} = \frac{X_{T1}}{X_{T2}}. \quad (2.6)$$

Таким чином, при роботі СГ на загальні шини через підвищувальні трансформатори відносні зміни реактивної потужності розподіляються між ними обернено пропорційно опорам трансформаторів.

Легко помітити подібність виразів (2.6) і (2.3). Це пояснюється тим, що за рахунок спаду напруги в опорі кожного трансформатора навіть при постійній нарузі на затискачах СГ при зміні реактивного навантаження напруга на шинах станції буде змінюватися по статичному закону. При цьому коефіцієнт статизму статичної характеристики блоку генератор-трансформатор дорівнює відносному опору відповідного трансформатора.

Враховуючи, що відносний опір трансформаторів може становити 0,1 -

0,12, на стільки ж буде змінюватися напруга на шинах станції при зміні реактивного навантаження від нуля до номінальної. Це вище допустимих значень. Тому для часткової компенсації втрат напруги в опорі трансформатора зазвичай доводиться регулювати напругу на затискачах СГ з від'ємним статизмом по реактивній потужності, використовуючи пристрій струмової компенсації. Тоді (2.6) перетворюється у вираз

$$\frac{\Delta Q_1 / Q_{1.ном}}{\Delta Q_2 / Q_{2.ном}} = \frac{X_{T1} - K_{c2}}{X_{T2} - K_{c1}}. \quad (2.7)$$

2.2 Керування реактивною потужністю синхронного генератора шляхом зміни уставки АРЗ

Зіставлення статичних характеристик станції і навантаження (рис.2.2) показує, що при збільшенні споживання реактивної потужності на величину ΔQ напруга на шинах станції і, таким чином, на затискачах генераторів, що працюють на ці шини (рис.2.1), знижується на величину

$$\Delta U = U_0 - U'.$$

При зменшенні споживання напруга буде відповідно підвищуватися. Аналогічно відбувається і при порушенні балансу за рахунок зміни генеруючої потужності на ΔQ .

Зниження напруги на зажимах СГ за рахунок дії АРЗ викликає збільшення потужності, що генерується СГ на ΔQ_1 і ΔQ_2 станції, відповідно, на

$$\Delta Q_G = \Delta Q_1 + \Delta Q_2.$$

Одночасно за рахунок регулюючого ефекту навантаження споживання реактивної потужності зменшується на ΔQ_H .

Для нового стану балансу (рис.2.2, точка B) характерно

$$\Delta Q = \Delta Q_G + \Delta Q_H. \quad (2.8)$$

При цьому $\Delta Q_G \prec \Delta Q$ і $\Delta Q_H \prec \Delta Q$.

Відновити напругу до колишнього рівня (рис.2.2, точка *A*) можна або шляхом збільшення генерації на $\Delta Q_G \prec \Delta Q$, або шляхом зменшення споживання (наприклад, за рахунок часткового відключення споживачів) на ту ж величину. Кращим є перший шлях. Другий шлях слід вважати вимушеним, якщо немає можливості збільшення ΔQ_G , а зниження напруги перевищує допустимі межі.

Якщо забезпечити $\Delta Q_G = \Delta Q$ тобто весь початковий небаланс, який виник необхідно компенсувати за рахунок збільшення генерації, то, в відповідності з (2.8), $\Delta Q_H = 0$. Це означає, що напруга буде мати значення, рівне вихідного (до появи небалансу), якщо СГ візьмуть на себе додаткову реактивну потужність (крім указаних вище значень ΔQ_1 і ΔQ_2), в сукупності компенсуючи регулюючий ефект навантаження. При цьому з точки зору відновлення напруги до колишнього рівня немає значення, за рахунок одного або декількох генераторів станції слід додатково збільшити генеруючу реактивну потужність.

При збільшенні споживаної реактивної потужності на ΔQ напруга матиме попереднє значення U_0 , якщо статична характеристика станції Q_G буде перетинати статичну характеристику навантаження Q'_H в точці *C* (рис.2.2). Для цього вона повинна бути зміщена вздовж осі напруги на величину ΔU .

Зсув статичної характеристики станції може бути забезпечено, наприклад, за рахунок зміщення статичної характеристики генератора *G2* (рис.2.1) настільки, щоб його реактивна потужність при напрузі U_0 збільшилася на $\Delta Q_2 = \Delta Q$ (рис.2.5). Для цього слід збільшити уставку U_{32} АРЗ генератора *G2* до значення U'_{32} щоб статична характеристика цього СГ при напрузі U_0 (вихідний режим) відповідала значенню реактивної потужності

$$Q_2' = Q_{2.0} + \Delta Q_2 = Q_{2.0} + \Delta Q,$$

де $Q_{2.0}$ - початкове значення реактивної потужності G_2 (до порушення балансу).

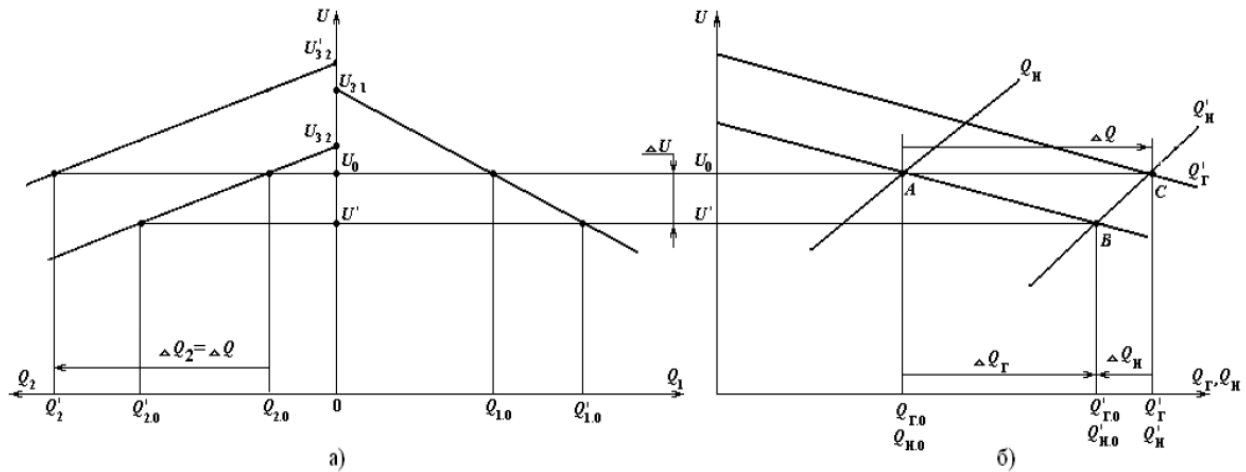


Рисунок 2.5 Статичні характеристики генераторів (а) і станції з навантаженням (б) до і після зміни уставки АРЗ одного з генераторів

Необхідна зміна уставки АРЗ G_2 може бути отримано з виразу, відповідного визначення поняття коефіцієнта статизму

$$\Delta U_{32} = U_{32}' - U_{32} = \frac{\Delta Q_2 U_{ном} K_{c2}}{Q_{2.ном}} = \frac{\Delta Q U_{ном} K_{c2}}{Q_{2.ном}}.$$

Відновлення напруги на шинах станції до U_0 викличе зменшення реактивної потужності генератора G_1 від значення $Q_{1.0}'$, відповідної напрузі U' , до значення вихідного режиму $Q_{1.0}$ (рис.2.5).

Аналогічні міркування будуть справедливі, якщо відновлення напруги на шинах станції здійснювати збільшенням уставки генератора G_1 на величину

$$\Delta U_{31} = \frac{\Delta Q_1 U_{ном} K_{c1}}{Q_{1.ном}} = \frac{\Delta Q U_{ном} K_{c1}}{Q_{1.ном}}.$$

Можна також одночасно змінювати уставки АРЗ двох генераторів станції (рис.2.1), а в загальному випадку - кількох. При цьому необхідно, щоб виконувалася умова

$$\Delta Q_1 + Q_2 = \Delta Q,$$

тобто

$$\frac{\Delta U_{31} Q_{1.ном}}{U_{ном} K_{c1}} = \frac{\Delta U_{32} Q_{2.ном}}{U_{ном} K_{c2}} = \Delta Q.$$

якщо виявиться, що

$$\Delta Q_1 + Q_2 > \Delta Q,$$

то це викличе збільшення напруги на шинах станції по відношенню до U_0 , а при $\Delta Q_1 + Q_2 < \Delta Q$, - зменшення.

Таким чином, шляхом впливу на уставки вимірювальних органів напруги АРЗ можна керувати реактивною потужністю СГ і напругою на шинах станції.

Нехай, наприклад, на двогенераторній станції (рис.2.1) СГ працюють при напрузі на шинах U_0 і мають реактивні потужності $Q_{1,0}$ і $Q_{2,0}$ відповідно (рис.2.6, а). при цьому

$$Q_{Г.0} = Q_{1,0} + Q_{2,0} = Q_{Н.0}.$$

Якщо збільшити уставку АРЗ, наприклад, $G2$ на ΔU_{32} то це буде відповідати виникненню небалансу реактивної потужності на шинах станції на величину

$$\Delta Q = \Delta Q_2 = \frac{\Delta U_{32} Q_{2.ном}}{U_{ном} K_{c2}},$$

що викличе зміщення статичної характеристики станції на ΔQ уздовж

осі Q_G (рис.2.6, б) і підвищення напруги на ΔU .

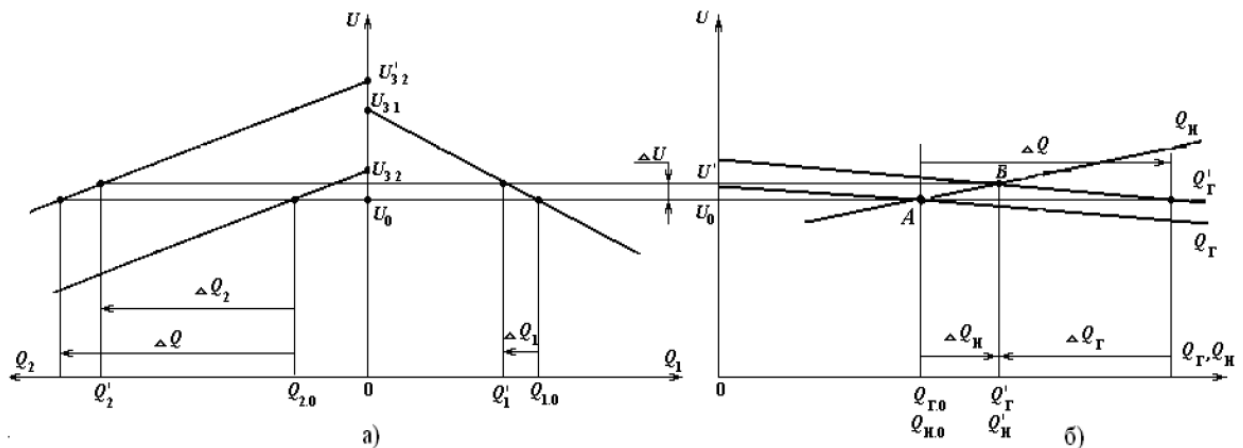


Рисунок 2.6 Зміна реактивної потужності і напруги генераторів (а) і станції (б) шляхом зміни уставки АРЗ одного з генераторів

Підвищення напруги в свою чергу викличе збільшення споживання реактивної потужності на величину ΔQ_H за рахунок регулюючого ефекту навантаження (рис.2.6, б) і розвантаження по реактивній потужності генератора $G1$ за рахунок дії його АРЗ на величину

$$\Delta Q_1 = Q_{1.0} - Q'_1 = \frac{\Delta U Q_{1.ном}}{U_{ном} K_{c1}}$$

У новому сталому режимі, відповідному балансу реактивної потужності (рис.2.6, б, точка B), реактивна потужність генератора $G2$ збільшиться в підсумку на величину (рис.2.7,а)

$$\Delta Q_2 = Q'_2 - Q_{2.0} = \frac{(\Delta U_{32} - \Delta U)}{U_{ном} K_{c2}} \triangleleft \Delta Q. \quad (2.9)$$

Таким чином, небаланс реактивної потужності, викликаний, наприклад, збільшенням уставки АРЗ одного з паралельно працюючих СГ, компенсується збільшенням споживаної реактивної потужності за рахунок регулюючого ефекту навантаження і зменшенням генеруючої потужності (по відношенню до ΔQ) за рахунок дії АРЗ. Напруга на шинах станції при цьому дещо збільшується. При зменшенні уставки АРЗ все відбувається аналогічно,

але у зворотному напрямку.

Для перерозподілу реактивної потужності між паралельно працюючими СГ необхідно змінювати уставки їх АРЗ в такому ступені і в таких напрямках, щоб генеруюча реактивна потужність станції при цьому не змінювалася. Це забезпечить незмінність напруги на шинах станції (передбачається, що споживання реактивної потужності при цьому також не змінюється) [11].

Наприклад, для повного розвантаження генератора $G2$ (рис.2.1) за реактивною потужністю (при збереженні значення напруги на шинах) необхідно змінити уставку його АРЗ на величину

$$\Delta U_{32} = \frac{Q_{2.0} U_{ном}}{Q_{2.ном}} K_{C2},$$

і одночасно змінити уставку АРЗ $G1$ на величину

$$\Delta U_{31} = \frac{Q_{2.0} U_{ном}}{Q_{1.ном}} K_{C1},$$

де $Q_{2.0}$ - реактивна потужність $G2$ у вихідному режимі;

знак «-» вказує на зменшення, а «+» - на збільшення уставки АРЗ.

При $Q_{1.ном} \neq Q_{2.ном}$ і (або) $K_{C1} \neq K_{C2}$ буде $\Delta U_{31} \neq \Delta U_{32}$.

Якщо при зміні уставок АРЗ генераторів баланс реактивної потужності не збережеться, то це призведе або до підвищення напруги на шинах (при $\Delta Q > 0$), або до його зниження.

2.3 Керування напругою і реактивною потужністю електричної станції з генераторами, оснащеними АРЗ

Вище було показано, що у разі порушення балансу реактивної потужності на величину ΔQ напруга на шинах електричної станції змінюється на ΔU . Причому при $\Delta Q > 0$ (надлишок генеруючої потужності) - $\Delta U > 0$ (підвищення напруги), а при $\Delta Q < 0$ (недовідпуск генеруючої

потужності) - $\Delta U < 0$. Постає інтерес встановлення кількісних співвідношень між значеннями ΔQ і ΔU .

Припустимо, що на шинах електричної станції за рахунок підключення нових споживачів виник негативний небаланс реактивної потужності ($\Delta Q < 0$), що викликало зниження напруги на ΔU . За рахунок дії АРЗ генераторів генеруюча потужність станції збільшується на величину

$$\Delta Q_{\Gamma} = \frac{\Delta U Q_{\Gamma.ном}}{U_{ном} K_{cc}}.$$

За рахунок регулюючого ефекту навантаження зниження напруги на ΔU викликає зменшення споживаної потужності по відношенню з (2.1) на величину

$$\Delta Q_{н} = \frac{\Delta U Q_{н.ном}}{U_{ном}} K_{н}.$$

З урахуванням (2.8) отримаємо

$$\Delta Q = \frac{\Delta U Q_{\Gamma.ном}}{U_{ном} K_{cc}} + \frac{\Delta U Q_{н.ном}}{U_{ном}} K_{н},$$

$$\Delta U = \frac{\Delta Q U_{ном}}{\frac{Q_{\Gamma.ном}}{K_{cc}} + Q_{н.ном} K_{н}}. \quad (2.10)$$

Вираз (2.10) показує наступне:

- Знак відхилення напруги на шинах станції відповідає знаку небалансу реактивної потужності;

- Відхилення напруги ΔU тим більше, чим більший небаланс реактивної потужності ΔQ ;

- Відхилення напруги ΔU тим більше, чим більший коефіцієнт статизму станції K_{cc} і, отже, чим більший коефіцієнт статизму АРЗ генераторів;

- Відхилення напруги ΔU тим менше, чим більший коефіцієнт регулюючого ефекту навантаження $K_{н}$;

- Відхилення напруги ΔU тим менше, чим потужніші генератори.

Як вказувалося в 2.4, небаланс реактивної потужності ΔQ може бути обумовлений зміною уставки вимірювального органу АРЗ одного або декількох СГ, що працюють на загальні шини.

Наприклад, при збільшенні уставки АРЗ i -го СГ на величину ΔU_{3i} позитивний небаланс ΔQ складе

$$\Delta Q = \frac{\Delta U_{3i} Q_{i,ном}}{U_{ном} K_{cc}}.$$

При загальному числі паралельно працюючих генераторів n це викличе, відповідно до (2.10), збільшення напруги на шинах на величину

$$\Delta U = \frac{\Delta U_{3i} Q_{i,ном}}{K_{ci} \left(\frac{Q_{Г,ном}}{K_{cc}} + Q_{н,ном} K_n \right)}, \quad (2.11)$$

$$\text{де } Q_{Г,ном} = \sum_{i=1}^n Q_{i,ном}.$$

Якщо представити, що $Q_{Г,ном} \approx Q_{н,ном}$, то з (2.11) отримаємо

$$\Delta U = \frac{\Delta U_{3i} Q_{i,ном}}{K_{ci} Q_{Г,ном} \left(\frac{1}{K_{cc}} + K_n \right)}. \quad (2.12)$$

З (2.12) випливає, що якщо для багатоагрегатної станції $Q_{i,ном} \ll Q_{Г,ном}$, то зміна уставки АРЗ i -го генератора на величину ΔU_{3i} викличе відхилення напруги на шинах $\Delta U \ll \Delta U_{3i}$.

У розглянутому випадку в основному збільшиться реактивна потужність i -го СГ на величину

$$\Delta Q_i = \frac{(\Delta U_{3i} - \Delta U) Q_{i,ном}}{U_{ном} K_{Ci}} \approx \frac{\Delta U_{3i} Q_{i,ном}}{U_{ном} K_{Ci}}. \quad (2.13)$$

Реактивна потужність кожного з інших генераторів станції, відповідно, незначно зменшується на величину

$$\Delta Q_{Hk} = \frac{\Delta U Q_{k.ном}}{U_{ном} K_{Ci}}, \quad (2.14)$$

де $k \neq i$

Таким чином, зміна уставки АРЗ одного з СГ багатоагрегатної електричної станції призводить до зміни в основному його реактивної потужності. Для помітної зміни напруги на шинах станції необхідно змінювати уставки АРЗ декількох або всіх СГ.

Слід також мати на увазі, що при роботі електричної станції в електроенергетичній системі напруга на її шинах залежить в певній мірі від режиму роботи генераторів інших станцій, особливо близько розташованих до розглянутої.

Згідно (2.13), якщо напруга на шинах станції підтримується постійним ($\Delta U \approx 0$), то « небезпечно» мати мале значення коефіцієнта статизму АРЗ окремого генератора, тому що при малому вимірюванні уставки можливі або надмірне перевантаження, або повне розвантаження СГ по реактивній потужності.

Розглянуте справедливо і для випадку, коли СГ працюють на загальні шини через підвищувальні трансформатори. Відмінність полягає лише в тому, що K_{Ci} визначається як залишковий статизм від часткової компенсації втрати напруги в опорі трансформатора за рахунок дії пристрою струмової компенсації [12].

2.4 Групове керування збудженням синхронних генераторів

Дві основних вимоги, що пред'являються до АРЗ СГ, а саме: підтримання на заданому рівні напруги на шинах електростанції та забезпечення розподілу реактивного навантаження електричної станції між паралельно працюючими СГ, - по суті суперечливі [13].

Відповідно з першою вимогою, АРЗ повинні забезпечувати астатичне регулювання напруги, а з другою - статичне.

При зміні режиму роботи електроенергетичної системи, викликаному збільшенням або зменшенням навантаження, зміною генеруючої потужності і іншими причинами, напруга на шинах електричної станції змінюється за рахунок статизму АРЗ. Якщо відхилення напруги перевищує допустимі межі, то виникає необхідність в корекції режиму електростанцій по напрузі і реактивній потужності. Вручну ця корекція здійснюється черговим персоналом за вказівкою диспетчера або відповідно за інструкціями шляхом зміни уставок АРЗ всіх або декількох СГ електричної станції.

Для багатоагрегатних електричних станцій корекція режиму роботи по напрузі і реактивній потужності стає важким завданням для чергового персоналу. Тому виникла необхідність у розробці системи, що дозволяє керувати напругою і реактивною потужністю електричної станції як єдиним об'єднаним агрегатом. Така система називається груповим керуванням збудження (ГКЗ).

Вперше необхідність у ГКЗ виникла на ГАЕС. Проте в даний час ГКЗ застосовують і на теплових електростанціях.

На ГКЗ в основному покладаються дві функції:

- регулювання напруги на шинах електростанції;
- розподіл реактивної потужності між генераторами.

В даний час розроблено і впроваджено в експлуатацію ряд схем ГКЗ, що розрізняються за способами регулювання напруги та розподілу навантажень між генераторами, а також за своїми характеристиками.

За способом регулювання напруги системи ГКЗ можна розділити на два види:

- системи, в яких автоматичне регулювання напруги СГ проводиться індивідуальними для кожного СГ пристроями АРЗ, а центральний пристрій здійснює лише автоматичну зміну уставок індивідуальних регуляторів;

- системи, в яких автоматичне регулювання збудження СГ здійснюється центральним регулятором напруги (ЦРН) при відсутності індивідуальних АРЗ або при використанні тільки підсилювальних та виконавчих органів цих АРЗ в якості виконавчих блоків, що реалізують регулюючі дії ЦРН.

При першому способі для рівномірного розподілу реактивного навантаження між однотипними СГ електричної станції необхідні:

- однотипність характеристик СГ і систем збудження;
- однакове положення пристроїв зміни уставок АРЗ;
- однаковий статизм АРЗ.

Внаслідок нестабільності елементів системи регулювання, а також внаслідок зміни температурного режиму СГ системи ГКЗ зазначеного типу, як правило, не забезпечують досить точного розподілу реактивного навантаження між генераторами. При режимах роботи СГ, близьких до граничних за струмами статора і ротора, можливе перевантаження окремих генераторів, в той час як інші генератори будуть завантажені неповністю.

Для підвищення точності розподілу реактивного навантаження системи ГКЗ з індивідуальними АРЗ, як правило, доповнюються пристроями примусового розподілу реактивної потужності, працюючими, наприклад, за принципом зрівнювання.

У системах ГКЗ, функціонуючих за другим способом, на ЦРН покладається функція підтримки напруги на шинах електричної станції на заданому рівні. Для цієї мети вимірювальний орган ЦРН підключається до трансформатора напруги, встановленому на шинах, і забезпечується центральним встановлюваним пристроєм для задання уставки по напрузі. ЦРН впливає на зміну збудження СГ через виконавчі блоки. При зміні напруги на шинах електростанції одночасно змінюється збудження всіх генераторів.

Розподіл реактивного навантаження між СГ проводиться спеціальним пристроєм примусового розподілу.

Системи ГКЗ з індивідуальними АРЗ володіють більшою надійністю, ніж з ЦРН. При виході з роботи одного з регуляторів збудження всі інші регулятори залишаються в роботі. До того ж, наявність індивідуальних АРЗ дозволяє вводити в закон регулювання додаткові стабілізуючі впливу за параметрами режиму роботи СГ (наприклад, використовувати АРЗ СД). Тому на потужних електричних станціях, де потрібно за умовами статичної та динамічної стійкості особливо надійна і швидкодіюча система збудження, використовуються ГКЗ з індивідуальними АРЗ. У ГКЗ з індивідуальними АРЗ не виключається можливість застосування ЦРН для корекції напруги на шинах станції шляхом впливу на індивідуальні АРЗ.

Системи ГКЗ з ЦРН (без індивідуальних АРЗ) знаходять застосування в основному на гідроелектростанціях відносно невеликої потужності.

У ГКЗ першого типу кожен СГ електричної станції отримує від спеціального пристрою розподілу реактивних навантажень (ПРН) індивідуальне завдання по реактивній потужності. Причому це завдання може формуватися з урахуванням індивідуальних особливостей СГ, що важливо для станцій з різнотипними СГ.

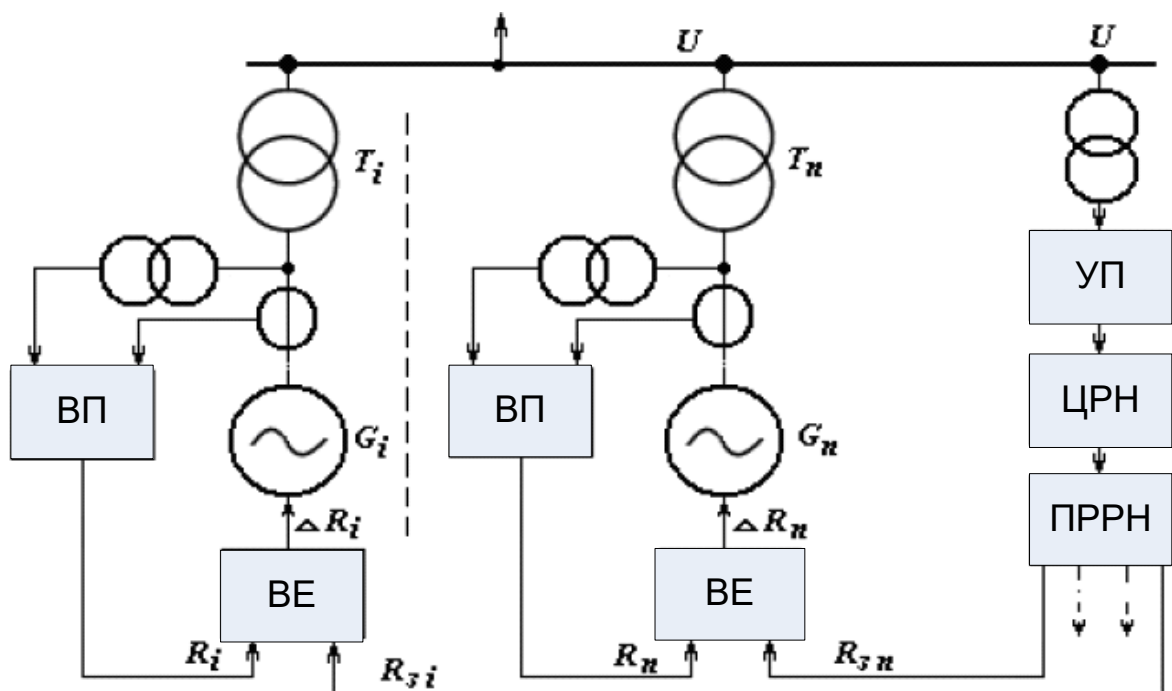


Рисунок 2.7 Функціональна схема ГКЗ з ЦРН: ВП - вимірювальний перетворювач; ВЕ – виконавчий елемент; УП - установчий пристрій; ЦРН - центральний регулятор напруги; ПРРН - пристрій розподілу реактивних навантажень

ЦРН реагує на відхилення напруги на шинах і через ПРРН формує сигнали R_{zi} , відповідні запропонованим значенням реактивних навантажень генераторів. Значення R_{zi} в виконавчих елементах ВЕ систем збудження генераторів порівнюються,

відповідно, з сигналами R_i на виходах вимірювальних перетворювачів ВЕ, несуть інформацію про дійсні значення реактивних навантажень генераторів.

При i $R_i \neq R_{z,i}$ на виходах ВЕ виробляються сигнали

$$\Delta R_i = R_{z,i} - R_i$$

впливаючи на зміну збудження відповідних генераторів.

Процес регулювання закінчується при відновленні напруги на шинах і при рівності дійсної реактивної потужності кожного генератора запропонованому значенням, що задаються ПРРН залежно від відхилення напруги.

Сигнал R_i ідентифікується з так званим параметром розподілу, в якості якого можуть виступати:

- Реактивна потужність;
- Реактивний струм статора;
- Струм збудження (струм ротора);
- Напруга збудження.

Залежно від наявності або відсутності в ВЕ інтегруючих елементів, автоматичне регулювання напруги на шинах і розподіл реактивної потужності між генераторами може бути астатичним або статичним.

Розглянутий метод розподілу реактивної потужності в системі ГКЗ може бути використаний і при наявності індивідуальних АРЗ. У цьому випадку КРРН впливає на зміну уставок АРЗ всіх генераторів через спеціальні пристрої. Розподіл реактивних навантажень при цьому виходить астатичним, тобто у точній відповідності з заданими значеннями, без статичної помилки.

За наявності на станції однотипних СГ реактивна потужність розподіляється між ними порівну (Урівнюється).

Функціональна схема ГКЗ з ЦРН і урівнянням реактивних навантажень зображена на (рис.2.9).

При відхиленні напруги на шинах від заданого значення ЦРН через підсилювач П і індивідуальні виконавчі елементи ВЕ викликає зміну збудження генераторів. П схему зрівняння СЗ через вимірювальні перетворювачі ВЕ надходить інформація про фактичну реактивну потужність кожного генератора, яка порівнюється з деяким середнім для всіх генераторів значенням. При відхиленні фактичного реактивного навантаження від середнього для всіх генераторів значення виробляються регулюючі дії відповідних знаків, які через ВЕ викликають зміну збудження генераторів. Процес регулювання закінчиться, коли напруга на шинах відновиться і реактивна потужність кожного генератора буде дорівнювати середньому значенню.

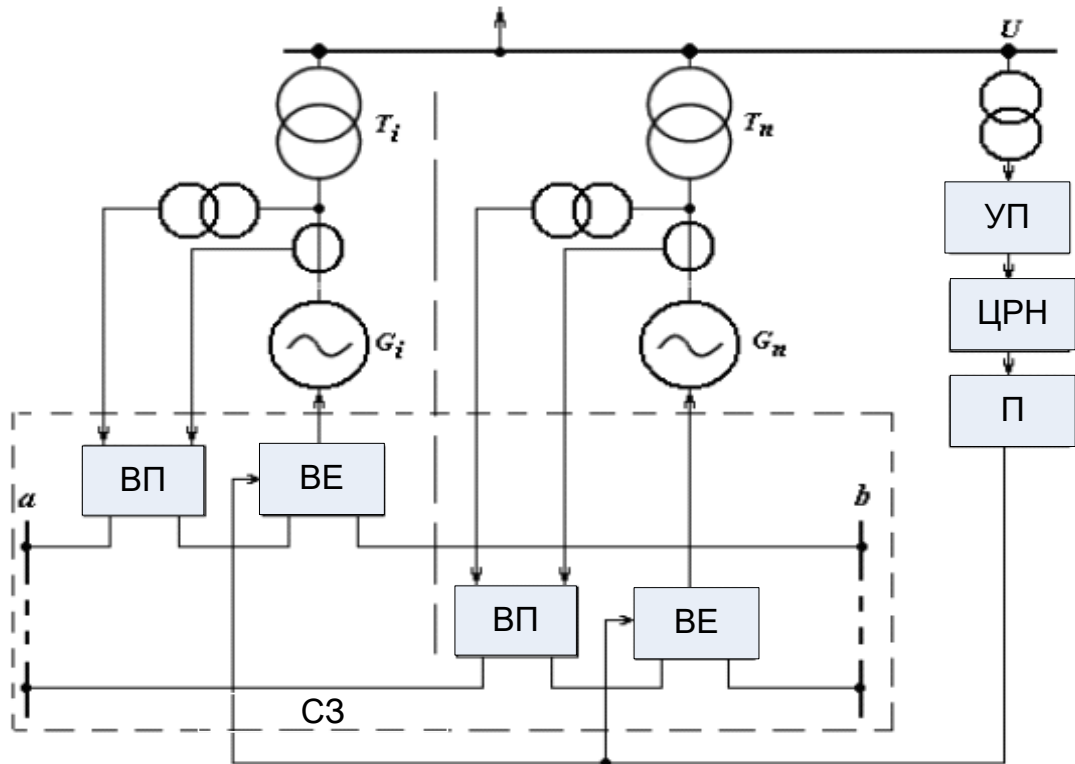


Рисунок 2.8 Функціональна схема ГКЗ з ЦРН і урівнянням реактивних навантажень: ВП - вимірювальний перетворювач; ВЕ - виконавчий елемент; УП - установчий пристрій; ЦРН - центральний регулятор напруги; П - підсилювач; СЗ - схема зрівнювання

Схема зрівнювання працює за принципом багатопроменевої зірки, в кожному промені в якій діє деяка ЕРС, пропорційна фактичній реактивній потужності відповідного генератора, і включена провідність вхідного ланцюга відповідного виконавчого елемента ВЕ. Струми в променях зірки, що виступають в ролі регулюючих впливів, відсутні, якщо ЕРС всіх променів рівні між собою.

Як параметр розподілу реактивної потужності між генераторами можуть використовуватися:

- реактивна потужність;
- реактивна складова струму статора;

- струм збудження (струм ротора);
- напруга збудження.

Залежно від прийнятого параметра розподілу вимірювальний перетворювач ВП має відповідне виконання.

За допомогою встановленого пристрою УП можна змінювати задане значення напруги на шинах і реактивну потужність всієї станції як єдиного генератора.

Залежно від наявності або відсутності в ВЕ інтегруючих елементів, регулювання напруги на шинах і розподіл реактивної потужності між агрегатами може бути астатичним або статичним.

Принцип багатопроменевої зірки, використовуваний в ГКЗ з зрівнянням реактивних навантажень, пояснює рис.2.10.

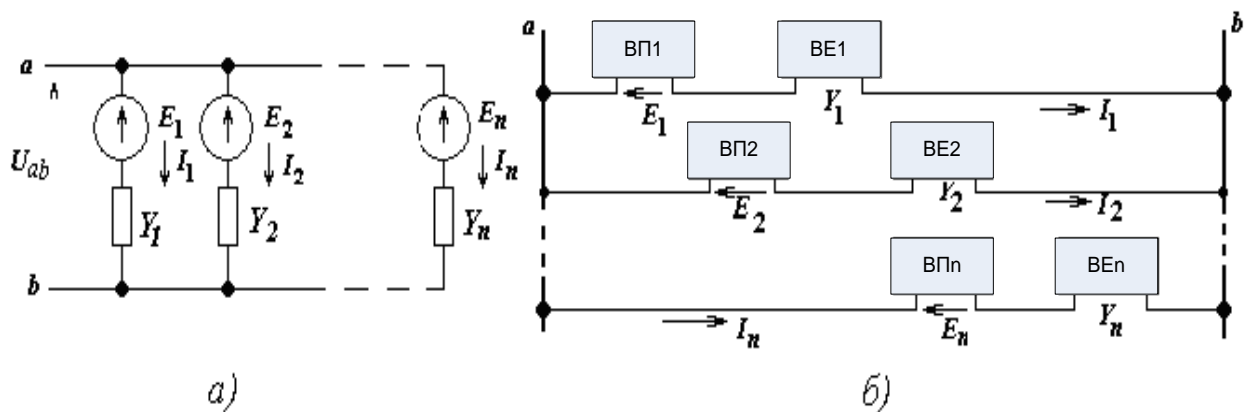


Рисунок 2.9 Ілюстрація принципу багатопроменевої зірки: а - схема зірки; б - фрагмент схеми зрівнювання

Напруга між вершинами a і b багатопроменевої зірки визначається виразом

$$U_{ab} = \frac{\sum_{i=1}^n E_i Y_i}{\sum_{i=1}^n E_i},$$

де n - число променів (гілок) зірки;

$E_i, i Y_i$, - ЕРС і провідність в i - тому промені.

Якщо прийняти $Y_1 = Y_2 = \dots = Y_n$, то, $U_{ab} = \frac{\sum_{i=1}^n E_i}{n}$, тобто напруга U_{ab} при

цьому буде дорівнювати середньому значенню ЕРС всіх гілок.

Струми в променях зірки визначаються виразом

$$I_i = (U_{ab} - E_i)Y_i.$$

Якщо $E_1 = E_2 = \dots = E_n$, то $U_{ab} = E_i$ і струми в променях відсутні.

Якщо ЕРС в променях не рівні між собою, то у всіх променях протікають струми, сума яких у вузлах a і b за першим законом Кірхгофа дорівнює нулю. Значення і напрямки струмів в променях при рівних значеннях провідності і Y_i визначаються співвідношенням між ЕРС променя і напругою U_{ab} .

У схемі зрівнювання (рис.2.9, б) напруга на виході вимірювального перетворювача ВП пропорційна фактичній реактивній потужності (реактивному струму, струму або напрузі збудження) СГ, відповідної деякій ЕРС і E_i в i -тій гілці. Вхідна провідність виконавчого елемента ВЕ може розглядатися як провідність Y_i променя зірки.

Якщо реактивні навантаження всіх СГ рівні між собою, то рівні і ЕРС гілок схеми (променів зірки) і струми в гілках відсутні. При цьому відсутні сигнали на виходах виконавчих елементів ВЕ і збудження СГ не зміниться [14].

При порушенні рівності реактивних навантажень ЕРС в гілках, відповідних СГ з навантаженням більше середнього значення, струми мають напрямок, що викликає зменшення реактивної потужності СГ. Навпаки, в гілках, відповідних СГ з навантаженням менше середнього, струми мають напрямок, при якому реактивна потужність цих СГ збільшується. Процес перерозподілу продовжується до тих пір, поки струми в усіх гілках не

стануть рівними нулю, тобто поки реактивні навантаження всіх СГ не стануть рівними середньому значенню і, отже, між собою.

Систему ГКЗ з вирівнюванням реактивних навантажень відають перевагу використанню на електричних станціях з однотипними СГ. Однак можливе застосування її і на станціях з різнотипними СГ, якщо відповідним чином підібрати коефіцієнти передачі вимірювальних перетворювачів ВП.

Порівняння реактивних навантажень може здійснюватися безпосередньо по реактивній потужності, по реактивній складовій струмів статора СГ, по напругах або струмах роторів з використанням відповідних вимірювальних перетворювачів (датчиків).

Схеми порівняння виконуються так, щоб при обриві якої-небудь гілки відповідний СГ зберігав те значення реактивного навантаження, яке він мав до обриву. Однак при цьому цей СГ випадає з процесу регулювання напруги та реактивної потужності станції.

При відключенні СГ від мережі відповідна гілка схеми порівняння також вимикається.

Схема ГКЗ з вирівнюванням реактивних навантажень вимагає менше апаратури, ніж аналогічна схема з радіальним завданням. Недоліком цієї схеми є можливість зменшення збудження всіх генераторів станції при замиканні між собою шинок a і b схеми порівняння (рис.2.8). Однак при правильному виборі співвідношення коефіцієнтів передачі ЦРН (або індивідуальних АРЗ) і системи порівняння зміни збудження можуть бути зведені до мінімуму.

Найбільш часто системи ГКЗ виконуються з вирівнюванням навантажень або по напрузі, або по струму ротора.

Залежно від типу збудника та автоматичного регулятора збудження, в даний час на електричних станціях використовуються системи ГКЗ переважно двох типів:

- із статичним ЦРН і статичним пристроєм зрівнювання реактивних навантажень;

- з астатичним ЦРН і астатичним пристроєм зрівнювання реактивних навантажень.

Системи ГКЗ першого типу в основному застосовуються на генераторах з електромашинними збудниками і регуляторами збудження пропорційної дії, область використання яких у даний час скорочується.

Системи ГКЗ другого типу застосовуються на генераторах з тиристорними збудниками та індивідуальними регуляторами збудження сильної дії.

Інерційні астатичні ЦРН і астатичні пристрої зрівнювання не заважають роботі швидкодіючих індивідуальних АРЗ в перехідних режимах. Вони виконують свої функції регулювання напруги на шинах станції і розподілу реактивних навантажень вже після завершення перехідних процесів шляхом коригувальних змін уставок індивідуальних регуляторів. Останнім часом у зв'язку з впровадженням на електричних станціях мікропроцесорних АРЗ переважаючим стає рішення розглянутих вище завдань ГКЗ не схемним шляхом, а програмним, з використанням АСУТП електричної станції.

2.5 Висновки

В даному розділі було розглянуто автоматичний розподіл реактивної потужності між генераторами ЕС генераторами електричної станції, керування реактивною потужністю синхронного генератора шляхом зміни уставки АРЗ, керування напругою і реактивною потужністю електричної станції з генераторами, оснащеними АРЗ, групове керування збудженням синхронних генераторів. Показані переваги і недоліки систем ГКЗ при впливі на зміну напруги і реактивної потужності. Були охарактеризовані параметри розподілу реактивної потужності між генераторами. Переглянуті схеми за допомогою яких здійснюється ГКЗ. Оглянувши розділ роблю таке узагальнення: за рахунок дії АРЗ, що реагують на зниження напруги і збільшують струм збудження СГ, збільшуватиметься реактивна потужність генераторів і, відповідно, станції. Одночасно за рахунок регулюючого ефекту буде зменшуватися реактивна потужність навантаження. Процес буде продовжуватися до тих пір, поки знову не настане баланс реактивної потужності.

3 ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ І ЇХ ЗАСТОСУВАННЯ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

3.1 Загальні відомості

Ефект регулювання напруги для конкретного об'єкта визначається умовами роботи електростанції, її схемою, налаштуваннями системи регулювання збудження генераторів, характеристиками мережі. Два останніх фактора найбільш просто враховуються в розрахунковій схемі за допомогою

зовнішніх і навантажувальних характеристик, які можуть бути зняті експериментально, розраховані чи задані [15].

Зовнішня характеристика регулювання на шинах станції представляє собою залежність реактивної потужності генератора Q_G (чи сумарну потужність групи генераторів, працюючих на загальні шини) від напруги U_{III} на шинах станції, $Q_G = f(U_{III})$ (рис. 3.1).

Для кожного об'єкта регулювання зовнішня характеристика може бути різною в залежності від налаштування системи регулювання збудження.

В лінійному приближенні зовнішня характеристика може бути виражена залежністю

$$\Delta Q_G = \frac{\Delta U_{III}}{\delta_\epsilon}, \quad (3.1)$$

де ΔU_{III} - приріст напруги на шинах станції;

ΔQ_G - приріст реактивної потужності генератора (чи групи генераторів) при примусовій зміні напруги на шинах на величину ΔU_{III}

δ_ϵ - коефіцієнт статизму, графічно представлений як тангенс кута нахилу ($tg\alpha$) характеристики до осі Q_G .

Фізично коефіцієнт статизму може бути представлено в вигляді опору доданого до шин станції, відносно яких знята зовнішня характеристика.

Регулювання напруги на шинах станції при роботі генератора з АРЗ зводиться до підтримання незмінної напруги $U_s = const$ в деякій точці за еквівалентним опором X_ϵ .

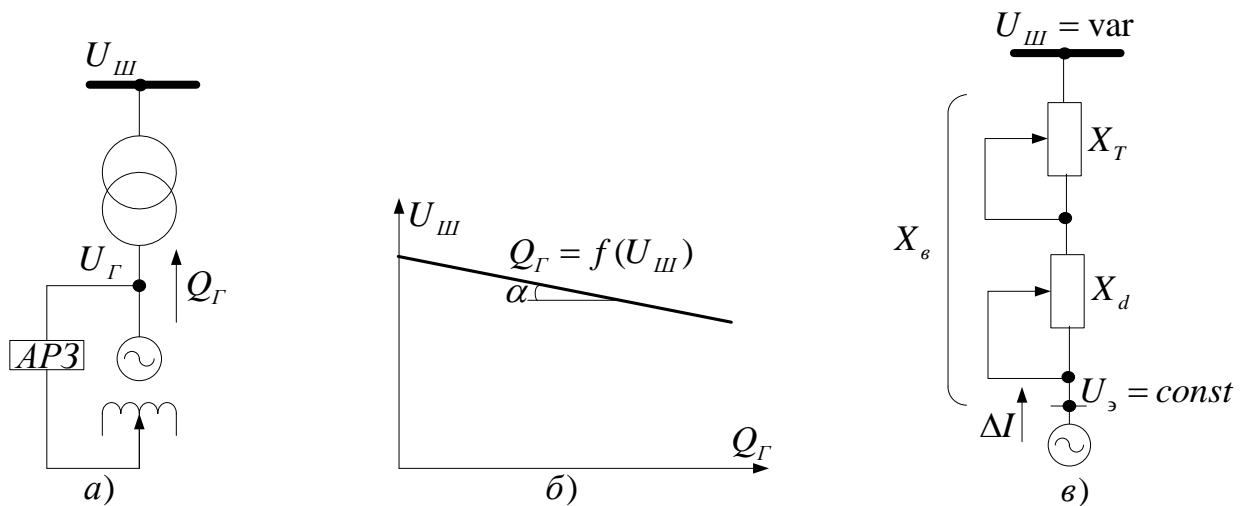


Рисунок 3.1 Регулювання напруги на шинах станції генератором з АРЗ:
 а – структурна схема регулювання; б – зовнішня характеристика регулювання відносно шин станції; в – схема заміщення

Приріст напруги на шинах станції в процесі регулювання може бути представлено як спад напруги від приросту реактивного струму ΔI на опорі X_e , ввімкненому між шинами і точкою прикладення напруги U_3 , $\Delta U_{III} = \Delta I X_e$.

Враховуючи, що $\Delta I = \frac{\Delta Q_G}{\varphi_G}$, а $U_G = 1,0^*$, отримуємо:

$$X_e \approx \delta_e. \quad (3.2)$$

Аналогічно з розглянутим випадком робота генератора при вимкненому АРЗ характеризується незмінністю ЕРС генератора при зміні інших параметрів мережі чи станції, що в розрахунковій схемі відповідають підтриманню незмінної напруги за синхронним реактивним опором генератора X_d . Для схеми на рис. 3.1 це зводиться до зміни опору X_e між шинами станції і точкою незмінної напруги до величини $X_d + X_T$, де X_T - реактивний опір трансформатора.

Навантажувальна характеристика мережі відносно шин станції представляє собою залежність напруги на шинах від сумарної реактивної

потужності Q_{Σ} , яка видається з шин в мережу при незмінній частоті, активному навантаженню і опору мережі, $U_{III} = f(Q_{\Sigma})$ (рис. 3.2).

Навантажувальна характеристика, як правило, не стабільна і змінюється в залежності від схеми мережі (числа і довжини ліній, які відходять від шин станції, кількості трансформаторів, характеристик АРЗ найближчих станцій).

Аналогічно з виразу (1) навантажувальна характеристика визначається залежністю

$$\Delta U_{III} = \delta_H \Delta Q_{\Sigma} \quad (3.3)$$

де δ_H - коефіцієнт статизму, який характеризується величиною тангенса кута нахилу ($tg\beta$) навантажувальної характеристики до осі Q .

Фізично коефіцієнт статизму представляє собою еквівалентний опір навантаження на шинах станції X_H , в чому легко переконатися з нижче сказаного.

Як відомо, опір навантаження визначається відношенням приростів напруги на шинах і реактивного струму, який видається в навантаження з шин станції.

$$X_H = \frac{\Delta U_{III}}{\Delta I} \quad (3.4)$$

Приріст потужності в ланцюзі навантаження в відповідності з рис. 2, в складає

$$\Delta Q = I_1 U_{III.m} - I_0 U_{III.0} = I_0 \Delta U_{III} + U_{III.n} \Delta I.$$

Враховуючи, що $\Delta U_{III} \ll \Delta I$, а I_0 і $U_{III.n}$ - одного порядку, нехтуємо величиною $I_0 \Delta U_{III}$ і отримуємо наближений вираз

$$\Delta Q = U_{III.n} \Delta I \quad (3.5)$$

Підставляючи значення ΔI з (3.5) в (3.4), отримуємо

$$X_H = \frac{\Delta U_{III}}{\Delta Q} U_{III.n} = \delta_H U_{III.n}.$$

Оскільки максимальна величина напруги на шинах станції $U_{Ш.м}$ (в відносних одиницях) відрізняється від 1,0 не більш ніж на 10%, можна вважати справедливим наближену рівність

$$X_H \approx \delta_H. \tag{3.6}$$

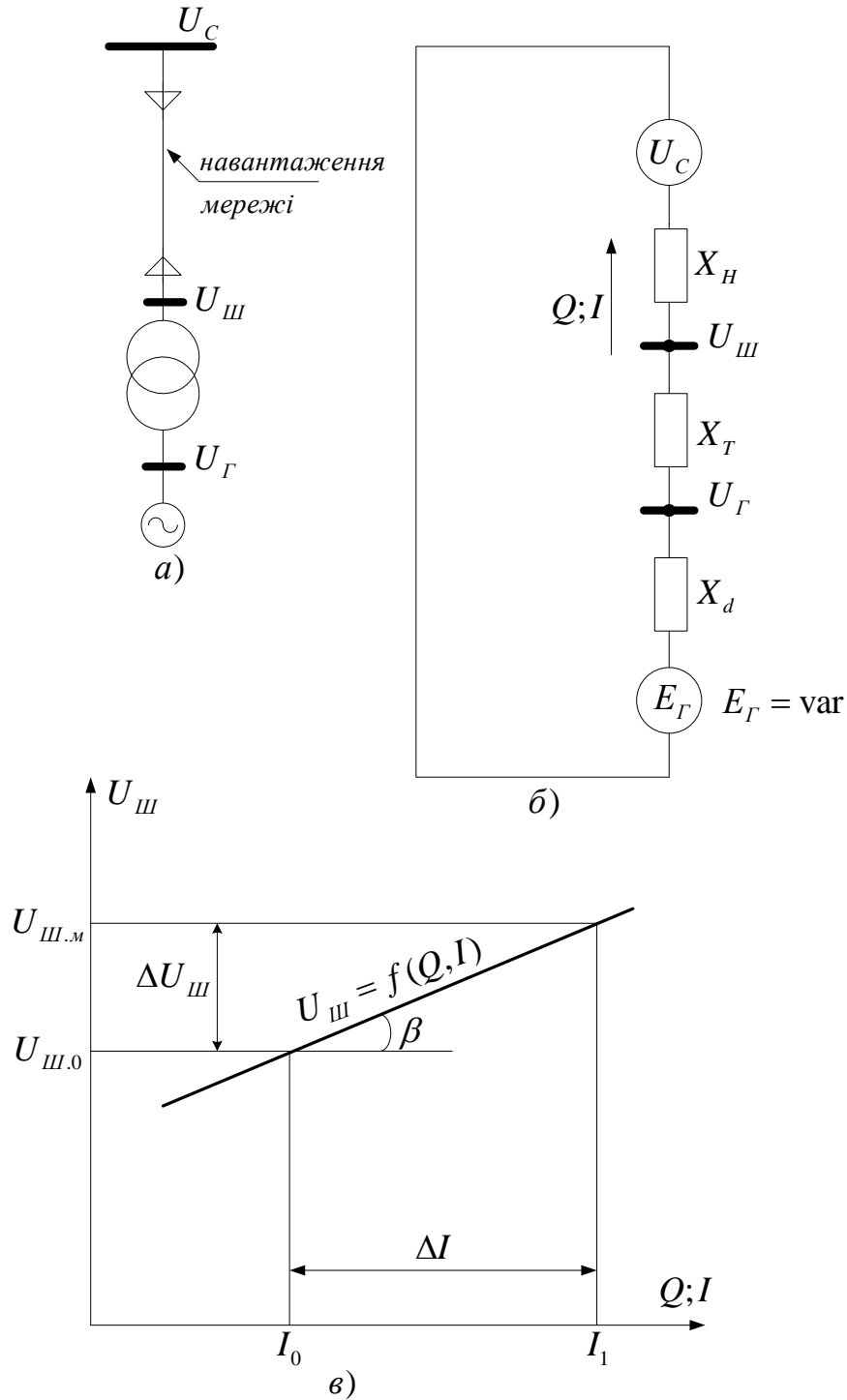


Рисунок 3.2 Навантажувальна характеристика на шинах станції:

а – структурна схема; б – схема заміщення станції і мережі; в – графічне зображення навантажувальної характеристики

3.2 Розрахункова інтерпретація регулювання коефіцієнта трансформації силового трансформатора

Регулювання коефіцієнта трансформації можна представити в розрахунковій схемі як послідовне ввімкнення додаткової регулювальної ЕРС в ту обмотку трансформатора, в якій проводиться регулювання (рис. 3.3).

Приріст напруг в різних точках розрахункової схеми визначається як вироблення приростів струмів в вітках розрахункової схеми на відповідні величини опорів [16].

Регулювальні ЕРС вводяться в розрахункову схему заміщення в якості генеруючого джерела і визначаються по наведеним нижче формулам:

Для трансформатора

$$\Delta E_T = n \Delta U_{cm} U_1 \cdot 10^{-2}; \quad (3.7)$$

Для автотрансформатора

$$\Delta E_{AT} = \left(1 - \frac{1}{k_{AT}}\right) n \Delta U_{cm} U_1 \cdot 10^{-2}, \quad (3.8)$$

де ΔU_{cm} - величина ступеню перемикача РПН, % ;

n - число ступенів перемикача РПН;

k_{AT} - коефіцієнт трансформації між вищою і середньою напругами автотрансформатора;

U_1 - первинна живляча напруга трансформатора (чи автотрансформатора).

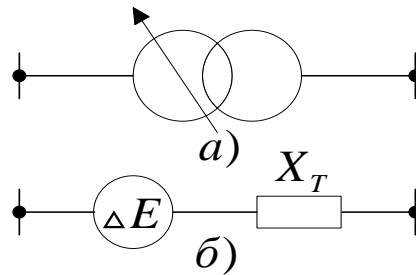


Рис. 3.3 Трансформатор з регулюючим коефіцієнтом трансформації;

а) пояснююча схема

б) Розрахункова схема заміщення

Електрорушійні сили генераторів в мережі, які визначають величини регулюючих параметрів в вихідному режимі, в відповідності з загальновідомими правилами розрахунку електричних кіл методом накладання прирівнюються до нуля і в розрахунку приростів не враховуються.

Приріст струмів при роботі трансформатора чи автотрансформатора на навантаження X_H визначається як частка від ділення регулювальних ЕРС на відповідні опори навантажень [17].

$$\Delta I_T = \frac{\Delta E_T}{X_H}; \quad (3.9)$$

$$\Delta I_{AT} = \frac{\Delta E_{AT}}{X_H}. \quad (3.10)$$

Прирости напруг визначаються як утворення приростів струмів на відповідні опори схеми заміщення.

В ряді випадків при розрахунку приростів по формулах (3.7), (3.8), (3.9) і (3.10) бажано враховувати навантажувальну характеристику на стороні живлячої напруги. Так, наприклад, якщо живляча напруга в процесі регулювання змінюється, то в формули повинна бути внесена поправка. В виведених формулах живляча напруга U_1 передбачається незмінною. Однак це справедливо лише для режиму холостого ходу або при умові астатичного

регулювання напруги U_1 за допомогою додаткових генеруючих джерел

$$U_1 = const$$

$$U_1 = U_{10} + \Delta I X_{H1}^*$$

де U_{10} - живляча напруга в вихідному режимі;

ΔI - приріст струму в результаті регулювання коефіцієнта трансформації;

X_H - опір навантаження.

Розрахункова ЕРС для автотрансформатора з урахуванням навантажувальної характеристики визначається в відповідності з виразом (3.8) шляхом послідовного наближення. Спочатку розраховується вихідний струм приросту ΔI_0 при умові $U_1 = const = U_{10}$

$$\Delta I_0 = \left(1 - \frac{1}{k_{AT}}\right) \frac{U_{10} n \Delta U_{CT}}{100 X_H}.$$

Після цього в формулу (3.8) вводиться поправка на зміну живлячої напруги в процесі регулювання, виходячи із середнього значення напруги.

$$U_1' = \frac{U_{10} + (U_{10} + \Delta I_0 X_H)}{2} = U_{10} + \frac{\Delta I_0 X_H}{2} \quad (3.11)$$

Скориговане значення приросту ЕРС для автотрансформатора виходить рівним

$$\Delta E'_{AT} = \left(1 - \frac{1}{k_{AT}}\right) U_1' n \Delta U_{CT} \cdot 10^{-2} \quad (3.12)$$

і відповідно із (3.10)

$$\Delta I'_{AT} = \frac{\Delta E'_{AT}}{X_H}. \quad (3.13)$$

де U_1' - середнє значення напруги живлення в процесі регулювання.

Якщо одного циклу наближення виявляється недостатньо, операція повторюється з застосуванням тих розрахункових формул (3.11), (3.12) і (3.13).

При розрахунку приростів в схемі з регулюючим трансформатором аналогічні поправки вводяться в формули (3.7) і (3.9).

3.3 Графо-аналітичний метод розрахунку ефекту регулювання коефіцієнта трансформації

Щоб усвідомити сутність процесу регулювання коефіцієнта трансформації, розглянемо в якості прикладу схему станції з двома системами шин, зв'язаними між собою трансформатором T . Станція має дві групи генераторів $G1$ і $G2$, працюючих відповідно на високовольтні шини $Ш1$ і $Ш2$ (рис. 3.4).

Генератори оснащені автоматичними регуляторами збудження (АРЗ), налаштованими з статизмом δ_{e1} і δ_{e2} відносно шин станції $Ш1$ і $Ш2$ [17].

Навантаження на шинах станції X_{H1} і X_{H2} в процесі регулювання залишається незмінною визначає величину коефіцієнтів статизму навантажувальних характеристик δ_{H1} і δ_{H2} .

Для оцінки ефекту регулювання необхідно визначити приріст напруг на шинах станції, отриманих в результаті впливу на ті чи інші засоби регулювання напруги (в даному випадку – в результаті перемикання РПН трансформатора T).

Розглянемо уставлений режим до і після переключень РПН по прикладу схеми станції приведеної на рис. 3.4,а. В цілях кращої наочності обидва режими будемо розглядати в графічній формі на режимній діаграмі, використовуючи для аналізу, зовнішні і навантажувальні характеристики.

Для оцінки змін, які відбуваються в схемі станції в результаті переключення РПН (ефект регулювання), задаємо довільно вихідний режим, перед переключенням РПН.

В цілях спрощення міркувань приймаємо наступні вихідні умови: струм в колі трансформатора T в вихідному режимі не протікає, тобто

напруга на шинах $III1$ і $III2$ однакові, струми в колах генераторів і мережі в вихідному режимі відповідно рівні і позначаються з індексом « C ».

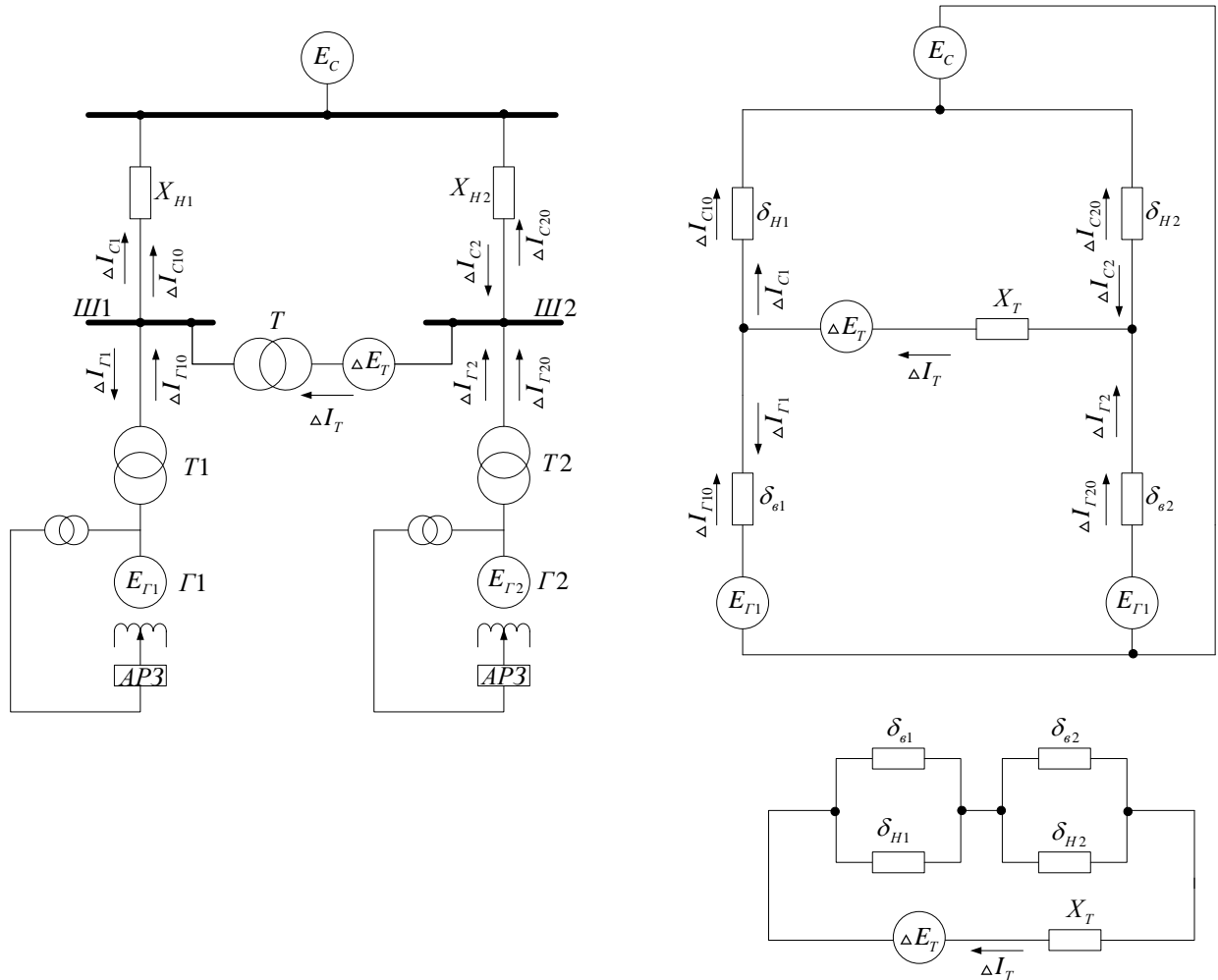


Рисунок 3.4 Приклад побудови розрахункової схеми:

а – принципова схема станції з урахуванням навантаження мережі; б – схема заміщення станції і мережі; в – розрахункова схема заміщення

Визначимо зміни режиму станції, зв'язані зі зміною коефіцієнта трансформації стосовно шини $III1$ по режимній діаграмі на рис. 3.5. Якщо в вихідному режимі струм в ланцюзі трансформатора T не протікав, то після переключення РПН під впливом регулюючої ЕРС в колах трансформатора, генератора і навантаження з'являються струми ΔI_T , ΔI_{G1} і ΔI_{C1} , а напруга на шинах $III1$ змінюється на величину ΔU_{III1} .

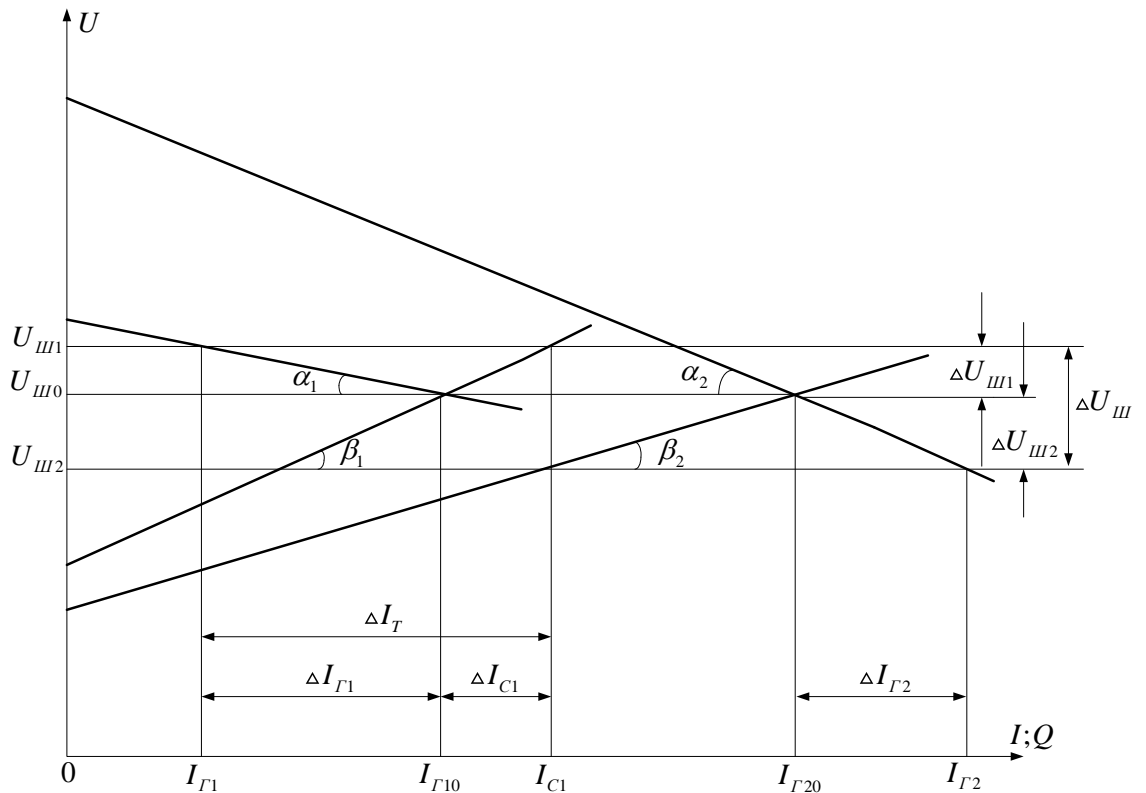


Рисунок 3.5 Режимна діаграма для графо - аналітичного розрахунку ефекту регулювання

Виразимо коефіцієнти статизму зовнішніх і навантажувальних характеристик, приведених на рис. 3.5, через тангенси їх кутів нахилу

$$\delta_{e1} = \operatorname{tg} \alpha_1; \delta_{e2} = \operatorname{tg} \alpha_2; \delta_{H1} = \operatorname{tg} \beta_1; \delta_{H2} = \operatorname{tg} \beta_2.$$

Очевидно, що приріст струмів ΔI_{G1} і ΔI_{C1} можуть бути виражені через приріст напруги і коефіцієнти статизму як

$$\Delta I_{G1} = \frac{\Delta U_{Ш1}}{\delta_{e1}}; \quad (3.14)$$

$$\Delta I_{C1} = \frac{\Delta U_{Ш1}}{\delta_{H1}}. \quad (3.15)$$

Враховуючи, що $\Delta I_T = \Delta I_{G1} + \Delta I_{C1}$ і підставляючи в праву частину цієї рівності значення приростів струмів із рівнянь (3.14) і (3.15), отримуємо

$$\Delta I_T = \Delta U_{Ш1} \left(\frac{1}{\delta_{e1}} + \frac{1}{\delta_{H1}} \right)$$

чи

$$\Delta U_{III1} = \frac{\Delta I_T}{\frac{1}{\delta_{\epsilon 1}} + \frac{1}{\delta_{H1}}} = \frac{\Delta I_T \delta_{\epsilon 1} \delta_{H1}}{\delta_{\epsilon 1} + \delta_{H1}} \quad (3.16)$$

і аналогічно для шин III2

$$\Delta U_{III2} = \frac{\Delta I_T \delta_{\epsilon 2} \delta_{H2}}{\delta_{\epsilon 2} + \delta_{H2}} \quad (3.17)$$

І в відповідності з рис.3.5 сумарний приріст напруги на шинах станції під впливом РПН рівний

$$\Delta U_{III} = U_{III1} - U_{III2} = |\Delta U_{III1}| + |\Delta U_{III2}|. \quad (3.18)$$

Підставляючи значення ΔU_{III1} і ΔU_{III2} із виразів (3.16) і (3.17) в вираз (3.18) і замінюючи коефіцієнти статизму згідно (3.2) і (3.6) відповідними значеннями опорів з тими ж індексами, отримуємо

$$\Delta U_{III} = \Delta I_T \left(\frac{X_{\epsilon 1} X_{H1}}{X_{\epsilon 1} + X_{H1}} + \frac{X_{\epsilon 2} X_{H2}}{X_{\epsilon 2} + X_{H2}} \right). \quad (3.19)$$

Тим часом приріст ΔU_{III} на рівняння Кірхгофа для контуру трансформатор-шини-навантаження мережі (рис. 3.4, б) рівний

$$\Delta U_{III} = \Delta E_T - \Delta I_T X_T. \quad (3.20)$$

Прирівнявши перші частини виразів (3.19) і (3.20), отримуємо

$$\Delta I_T = \frac{\Delta E_T}{X_T + \frac{X_{\epsilon 1} X_{H1}}{X_{\epsilon 1} + X_{H1}} + \frac{X_{\epsilon 2} X_{H2}}{X_{\epsilon 2} + X_{H2}}}. \quad (3.21)$$

Аналіз виразів (3.19) і (3.21) показує, що задача оцінки ефекту регулювання може бути зведена до розрахунку струморозподілу в достатньо простій схемі заміщення, приведеній на рис. 3.4,в. Зокрема при розрахунку ефекту регулювання коефіцієнта трансформації опори схеми заміщення прирівнюються до коефіцієнтів статизму зовнішніх і навантажувальних характеристик на шинах, примикаючих до трансформатора, за допомогою якого проводиться регулювання. Опір самого трансформатора вводиться в схему як внутрішній опір джерела.

3.4 Побудова розрахункової схеми заміщення і аналітичний розрахунок режиму станції за напругою

Із структури формул (3.16) – (3.21), отриманих в розділі 3 графо-аналітичним шляхом, очевидно, що задача визначення ефекту регулювання може бути зведена до аналітичного розрахунку приростів струмів і напруг в схемі заміщення. Побудова самої схеми заміщення проводиться загальновідомим способом, який застосовують при розрахунку струмів КЗ.

При цьому всі генеруючі джерела станції заміщуються в схемі відповідними ЕРС (генераторів, мережі, трансформаторів з РПН), будь-яка із яких може бути прийнята в якості регулювальної.

Розрахунок передбачає визначення приростів струмів і напруг в заданих точках розрахункової схеми при відповідному впливі на ті чи інші засоби регулювання в повному регулювальному діапазоні.

Процес регулювання імітується в розрахунковій схемі шляхом введення регулювальної ЕРС, місце включення якої залежить від місця розглянутого засобу регулювання в первинній схемі.

Розрахунок ведеться методом накладання. При цьому всі нерегульовані ЕРС в розрахунковій схемі прирівнюються до нуля і таким чином із розрахунку приростів виключається. Кінцевий установлений режим визначається шляхом складання приростів, отриманих в результаті розрахунку, з початковими значеннями регулювального параметру.

Для випадку визначення ефекту регулювання коефіцієнта трансформації регулювальна ЕРС визначається за формулами (3.7) чи (3.8). При визначенні ефекту регулювання збудження синхронної машини передбачається, що її регулювальний діапазон використовується повністю, в зв'язку з чим регулювальна ЕРС визначається як різниця ЕРС, в максимальному і мінімальному експлуатаційних режимах (зазвичай – в режимі номінального навантаження і холостого ходу). Сама синхронна

машина при цьому вводиться в схему заміщення реактивним опором X_d на відмінно від випадку розрахунку ефекту регулювання коефіцієнту трансформації, коли генераторна вітка в розрахунковій схемі заміщується опором X_e , так як генератор працює з регулятором збудження.

В інших для обох розглянутих випадків розрахунок ефекту регулювання виконується однаково, роздільно для кожного засобу регулювання, а спільний ефект визначається шляхом накладання.

Слід мати на увазі, що паралельно працюючі агрегати в ході розрахунку замінюються одним еквівалентним агрегатом. При роздільній роботі агрегатів ефект регулювання визначається для кожного агрегата індивідуально.

Опір схеми заміщення розраховується по загальновідомим формулам і по виразам (3.2), (3.4) і (3.6), які приведені в розділі 3.1.

При складанні схеми заміщення не враховується опір вітки намагнічування трансформаторів і активні складові опорів

Всі опори приймаються чисто реактивними і лінійними, незважаючи на нелінійних характер зовнішніх і навантажувальних характеристик.

Нижче приводяться формули для визначення опорів розрахункової схеми заміщення і викладається методика розрахунку.

3.4.1 Визначення опорів розрахункової схеми

Опір навантаження на шинах станції визначається за формулою (3.6) і приводиться до базисних умов у відповідності з [Л.2].

При заданні статизму навантажувальної характеристики в іменованих одиницях приведення до базисних умов виконується по формулі

$$X_{H*} = \delta_H U_{ШМ} \frac{S_\delta}{U_H^2}, \quad (3.22)$$

де S_δ - базисна потужність, *MVA*;

U_H - номінальна напруга на шинах, відносно яких знята навантажувальна характеристика, кВ ;

δ_H - коефіцієнт статизму навантажувальної характеристики, $\frac{\text{кВ}}{\text{МВАР}}$.

Опір генераторної вітки при роботі генератора з АРЗ визначається по формулі

$$X_{e*} = \delta_e \frac{S_\delta}{U_H}, \quad (3.23)$$

де δ_e - коефіцієнт статизму зовнішньої характеристики $\frac{\text{кВ}}{\text{МВАР}}$, чи при заданні

δ_e згідно виразу (3.2) в відносних одиницях – по загальновідомим формулам приведення опорів до базисних умов.

При відключеному АРЗ опір генераторної вітки, визначається із паспортних даних генератора по формулі

$$X_{Г*} = \frac{X_d S_\delta}{100 S_{Г.н}}, \quad (3.24)$$

де X_d - синхронні реактивні опори;

$S_{Г.н}$ - номінальна потужність генератора, МВА ;

Опори трансформаторів визначаються із паспортних даних по формулі

$$X_{Г*} = \frac{U_K S_\delta}{100 S_{Т.н}}, \quad (3.25)$$

де U_K - напруга короткого замикання, %;

$S_{Т.н}$ - номінальна потужність трансформатора, МВА .

3.4.2 Алгоритм методу розрахунку

Розрахунок виконується по схемі рис. 3.4, а, де реактивні опори навантаження мережі $X_{H1} = \delta_{H1}$, $X_{H2} = \delta_{H2}$, опри генераторних віток схеми $X_{\epsilon1} = \delta_{\epsilon1}$, $X_{\epsilon2} = \delta_{\epsilon2}$, опір трансформатора з РПН дорівнює X_T (без урахування опору самого РПН, який в розрахунку опускається). Регульовальна ЕРС трансформатора приймається рівною ΔE_T чи ΔE_{AT} .

Сумарний струм приросту визначається із умов, що ЕРС генераторів і мережі в процесі регулювання не змінюється. Відповідно з [4] розрахунковим методом накладання ці ЕРС прирівнюються до нуля і із схеми виключається. Схема приймає вигляд, приведений на рис. 3.4,в.

В відповідності з рис. 3.4,в струм приросту в вітках генераторів і мережі – по правилу розподілу струмів в паралельних опорах, а приріст напруг на шинах станції – як произведение струмів на відповідні еквівалентні опори навантажень відповідно до виразів (3.16) і (3.17).

Прирости потужності в загальному випадку визначаються за виразом

$$\Delta Q = UI - U_0 I_0 = (U_0 \pm \Delta U)(I_0 \pm \Delta I) = \pm(U_0 \pm \Delta U)\Delta I \pm \Delta U I_0.$$

Враховуючи, що $(U_0 \pm \Delta U)\Delta I \gg \Delta U I_0$, отримуємо

$$\Delta Q \approx \pm(U_0 \pm \Delta U)\Delta I. \quad (3.26)$$

В розглянутому прикладі приріст потужності в колі трансформатора будуть рівні:

$$\text{зі сторони III1 } \Delta Q_{III1} = (U_{III10} + U_{III1})\Delta I;$$

$$\text{зі сторони III2 } \Delta Q_{III2} = (U_{III20} + U_{III2})\Delta I.$$

Аналогічно можуть бути розраховані прирости потужності в будь-якій точці схем заміщення.

Для загальної оцінки цілком правомірним є прирівняння приростів потужності до приросту реактивного струму, виходячи із того, що $U_0 \pm \Delta U$ близьке до одиниці.

Виведенні формули (3.19) і (3.21) для розрахунку приростів застосовуються до будь-якої схеми станції. Це очевидно із аналізу схем

заміщення, приведених на рис. 6. Так, наприклад, для різних схем станції і підстанції схеми заміщення будуть різними. Однак легко показати, що всі вони узгодяться з основною розрахунковою формулою (3.21) для загального випадку схеми, яка представлена на рис.3.4.

Зокрема, відключення регулятора збудження АРЗ1 в схемі на рис 3.4,а імітується зміною опору δ_{e1} в розрахунковій схемі заміщення на рис. 3.4,в до величини $\delta'_{e1} = X_{d1} + X_{T1}$,

де X_{d1} - синхронний реактивний опір генератора Г1;

X_{T1} - опір трансформатора Т1.

Структура схеми заміщення в цьому випадку залишається незмінною, а сумарний опір змінюється.

Зміна налаштування регуляторів збудження в тій же схемі зв'язана лише зі зміною опорів δ_{e1} і δ_{e2} в розрахунковій схемі заміщення. Так, при астатичній характеристиці регулювання на шинах Ш1 і Ш2, тобто при $\delta_{e1} = 0$ і $\delta_{e2} = 0$ сумарний опір схеми заміщення на рис.4,в виходить рівним X_T , а відповідні прирости струму в колі трансформатора Т $\Delta I_T = \frac{\Delta E_T}{X_T}$.

Аналогічні висновки виходять і для будь-якої схеми,наприклад схеми, яка показана на рис.6,а, як при ввімкненому, так і при вимкненому генераторі. В даному випадку результати складання опорів розрахункових схем заміщення будуть докдественімі результатам, отриманим при підстановці в вираз (3.21) відповідних значень коефіцієнтів статизму від 0 до ∞ .

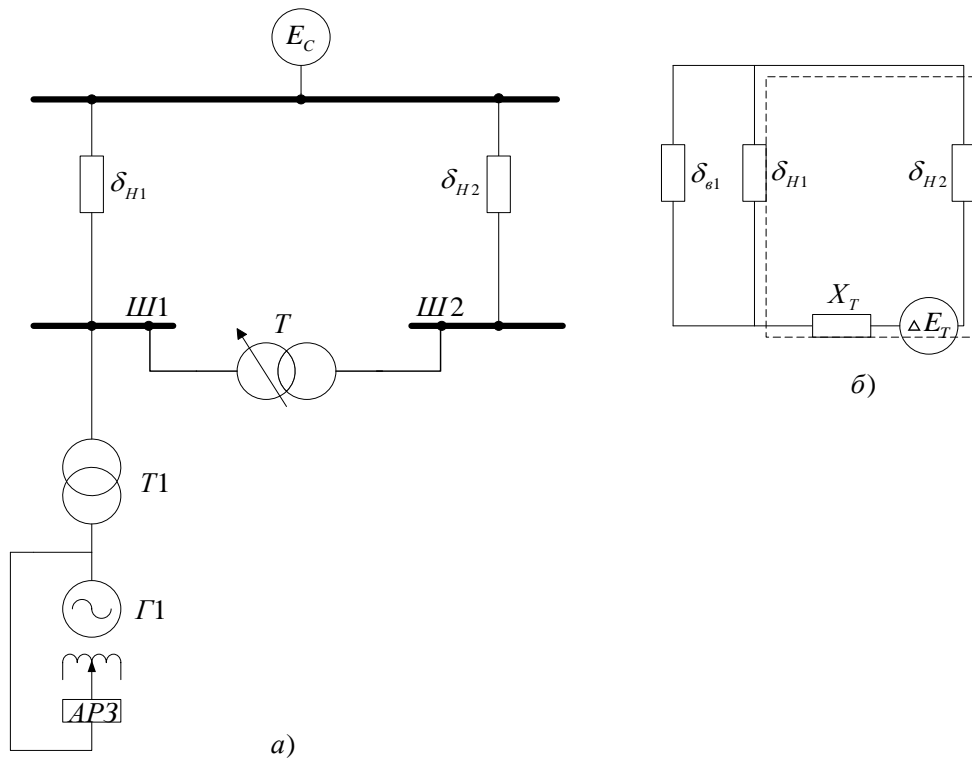


Рисунок 3.6. Побудова розрахункових схем заміщення для різних варіантів головних схем станцій: а – пояснювальна схема;

б – розрахункова схема заміщення (пунктиром наведена розрахункова схема заміщення для випадку, коли генератор відключений).

Із сказаного очевидно, що для будь – якого енергоб’єкта струм приросту в колі трансформатора з РПН можна визначити по формулі (3.21), яка в загальному випадку приводиться до виду

$$\Delta I_T = \frac{\Delta E_T}{X_T + X_s} \quad (3.27)$$

де X_T - опір трансформатора, за допомогою якого проводиться регулювання;

X_s - еквівалентний опір навантаження в схемі заміщення, який має для кожного варіанту схеми своє значення.

Результати викладеного наближеного методу розрахунку дають доволі близький збіг з досвідом. Останній дозволяє застосувати розглянутий метод в диспетчерських службах енергосистеми для прогнозу режимів і для корекції

заданих графіків, а також використовувати його в практиці проектування при побудові систем автоматичного регулювання напруги станцій. [19].

3.5. Графічний розрахунок процесу регулювання напруги на шинах станції

Аналіз усталеного режиму, приведений в розділі 3.4, дозволяє звести процес регулювання коефіцієнта трансформації до простої і наглядної графічної побудови.

Для з'ясування істини питання повернемося до вихідної схеми на рис. 3.4, а для загального випадку регулювання коефіцієнта трансформації станційного трансформатора і розглянемо режим який встановився на шинах *Ш1* до і після перемикавання РПН. [20].

Вихідний режим (до переключення), який характеризується струморозподілом приведеним на рис. 3.4, а, в графічній формі (рис. 3.7) відповідає точці 1, яка знаходиться на навантажувальній характеристиці *H*.

Із виразу (3.6) маємо $\delta_H = tg \beta = X_H$.

Вихідні значення регулювальних параметрів – реактивного навантаження і напруги на шинах – визначаються координатами точки 1 і відповідно рівні $I_{Г10}$ і $U_{Г10}$.

Після перемикавання РПН в колах генератора і навантаження з'являються точки ΔI_G і ΔI_C (дивитись схему заміщення на рис. 3.4, б), спричиняють зміни напруги на шинах *Ш1* на величину

$$\Delta U_{Ш1} = \Delta I_{Г1} X_{e1} = \Delta I_{C1} X_{H1}.$$

В відповідності з струморозподілом, який показано на рис. 3.4,б, усталеного значення струму в колі генератора після переключення буде рівним

$$I_{Г1} = I_{Г10} - \Delta I_{Г1}.$$

Відповідно напруга на шинах *Ш1*

$$U_{Ш1} = U_{Ш10} + \Delta U_{Ш1} = U_{Ш10} + \Delta I_{Г1} X_{e1}$$

Графічно усталений режим після переключення визначиться на рис. 3.7 координатними точками 2, які при прийнятих на рис.4,б напрямках струмів відповідатимуть значенням $I_{Г1}$ і $U_{Ш1}$.

Зрозуміло, що нова навантажувальна характеристика $H1$, яка визначає режим після переключення, повинна проходити через точку 2. Причому із умови $X_{C1} = const$ статизм характеристики $H1$ залишається таким же, як і для характеристики H .

Відповідно на рис. 3.7 $tg\beta_1 = tg\beta$, тобто характеристики H і $H1$ паралельні.

Таким чином, регулювання коефіцієнта трансформації може бути інтерпретовано в графічній формі паралельним переміщенням навантажувальної характеристики на режимній діаграмі по осі $U_{Ш}$ на величину розрахункової регулюючої ЕРС ΔE_T .

В відповідності з викладеним графічний розрахунок ефекту регулювання коефіцієнта трансформації на шинах станції може бути зведений до режимної діаграми аналогічного розрахунку процесу регулювання збудження.

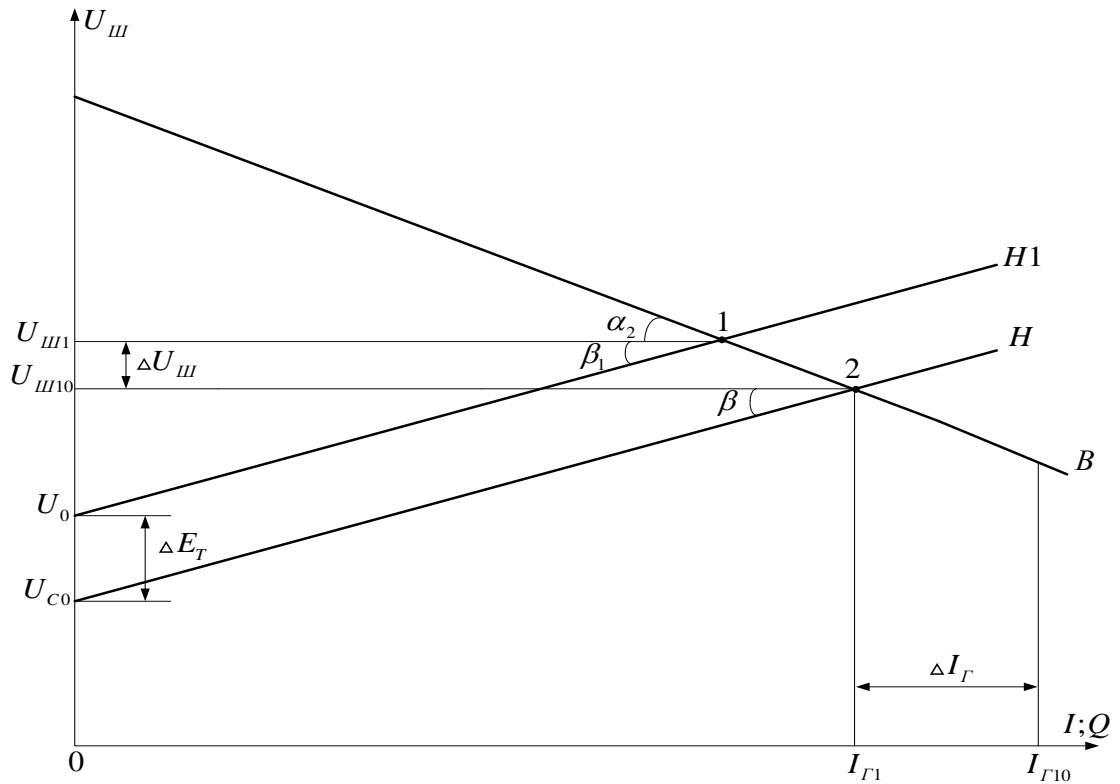


Рисунок 3.7. Графічний розрахунок ефекту регулювання напруги на шинах станції трансформаторами з РПН

Режимна діаграма для розглянутого випадку приведена на рис. 3.7, на якому вихідна навантажувальна характеристика N має статизм $\delta_N = \operatorname{tg} \beta$; зовнішня характеристика має статизм $\delta_g = \operatorname{tg} \alpha$, який визначається налаштуванням системи регулювання; вихідний режим характеризується координатами точки перетину характеристик B і N (точка 1), рівними $U_{ш10}$ і $I_{Г10}^*$.

Регулювання коефіцієнта трансформації приводить до паралельного зміщення навантажувальної характеристики, і режим після переключення характеризується точкою перетину характеристик B і $N1$ (точка 2 на рис. 3.7) і новими значеннями регулювальних параметрів $U_{ш10}$ і $I_{Г10}$.

Відповідно, зміна режиму станції при впливі на уставку системи регулювання збудження визначається аналогічно шляхом паралельного зміщення зовнішньої характеристики. Це дозволяє легко оцінити результат

спільної дії на різні засоби регулювання, що може бути потрібним при вирішенні комплексної задачі ведення режиму станції. [21].

3.6 Приклад розрахунку режиму станції за напругою

Розрахунок проводиться для станції, первинна схема і розрахункові схеми заміщення якої представлені на рис. 3.8.

Задачею розрахунку являється виявлення необхідного об'єму засобів регулювання напруги на електростанції і визначення ступеня їх участі в системі автоматичного регулювання.

В результаті розрахунку визначаються прирости напруг і потоків реактивних потужностей в визначальних точках схеми (на шинах станції, відходящих лініях, трансформаторах зв'язку і т.п.) при використанні всього регульовального діапазону засобів регулювання розглянутої станції. Це дозволяє оцінити доцільність застосування тих або інших засобів регулювання для ведення режиму станції, виявити необхідність встановлення додаткових засобів регулювання, вибрати найбільш раціональну структурну схему автоматики, оцінити можливість підтримання оптимального графіка напруги на шинах станції. [22].

В табл. 3.1 приводяться вихідні дані для розрахунку, в табл. 3.2 – значення опорів розрахункової схеми заміщення, в табл. 3.3 – результати розрахунку.

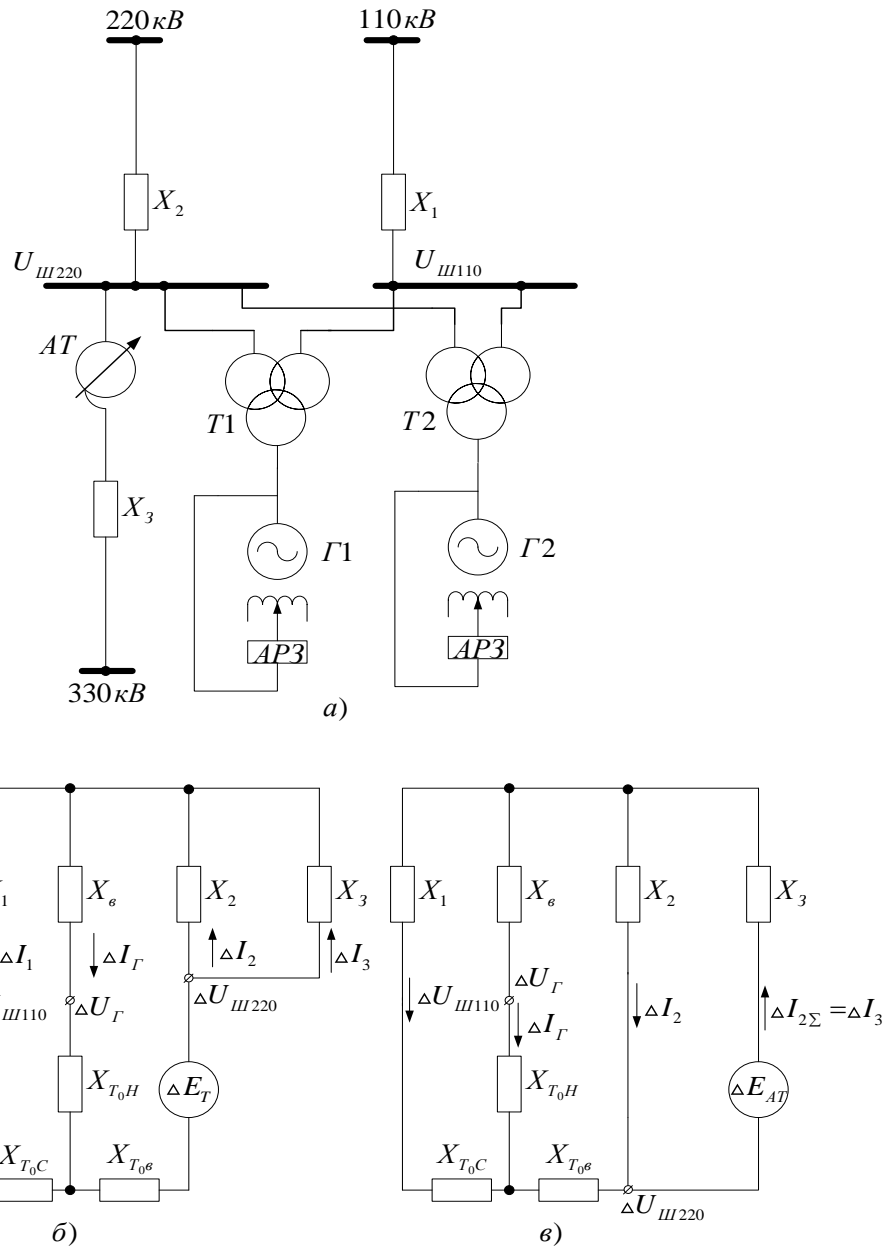


Рисунок 3.8 Схема для розрахунку системи регулювання напруги:

а – первинна схема; б – розрахункова схема заміщення для випадку регулювання коефіцієнта трансформації трансформаторів T_1 і T_2 ; в – розрахункова схема заміщення для випадку регулювання коефіцієнта трансформації автотрансформатора AT ; X_1, X_2, X_3 - опір навантаження на шинах станції; $X_{T.B}, X_{X_{T.C}}, X_{X_{T.H}}$ - опір плеч еквівалентної зірки трансформаторів T_1 і T_2 .

Таблиця 3.1 - Вихідні дані для розрахунку ефекту регулювання

Найменування параметра	Трансформатор T	Автотрансформатор AT	Генератор G
Потужність S , МВА	120	240	50
Напруга U , кВ	242/121/10,5	242/330	10,5
Напруга короткого замикання U_K , %	14(ВН) 8(СН) 0(НН)	7,18	-
Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$	-	-	0,8
Синхронний реактивний опір X_d , %	-	-	140
Величина ступеня РПН ΔU_{CT} , %	1,25	1,25	-
Число ступенів РПН n	20	20	-
Регульовальна ЕРС ΔE , відн.од.	0,25	0,066	-

Таблиця 3.2 - Параметри розрахункової схеми заміщення

Параметри		Позначення	Величина	
Коефіцієнт статизму навантажувальної характеристики (кВ/МВАр) на шинах 110 кВ 220 кВ 330 кВ		δ_{H110} δ_{H220} δ_{H330}	0,06 1,4 0,62	
Коефіцієнт статизму зовнішньої характеристики відносно шин 110 кВ, кВ/МВАр		δ_e	0,005	
Опір розрахункової схеми заміщення, відн. од.	Коло навантаження мережі, кВ	110	X_1	0,13
		220	X_2	1,45
		330	X_3	0,45
	Коло генератора Г1(Г2)	АРЗ увімкнено	X'_e	0,12
		АРЗ вимкнено	X''_e	3,35
	Коло трансформатора Т1(Т2)	ВН	$X_{T.e}$	0,28
		СН	$X_{T.C}$	0,16
		НН	$X_{T.H}$	0
	Коло автотрансформатора АТ	-	X_{AT}	0,07

Таблиця 3.3 - Результати розрахунку ефекту регулювання

Параметри		Засіб регулювання				
		Трансформатор		Автотрансформатор		
		АРЗ увімкнений	АРЗ вимкнений	АРЗ увімкнений	АРЗ вимкнений	
Розрахункові значення регулювальної ЕРС, відн.од.		0,25	0,25	6	0,06	0,066
Сумарний опір схеми заміщення, відн. од.		0,668	0,668	9	0,68	0,724
Приріст струму, відн. од.	В мережі: 110 кВ 220 кВ 330 кВ	0,16	0,35		0	0
		0,105	0,09	4	0,01	0,017
		0,34	0,285	4	0,10	0,091
	В колі генератора	0,265	0,025		0	0
Приріст реактивної потужності, МВАр	В мережі: 110 кВ 220 кВ 330 кВ	39	84		0	0
		25	21		3,4	4
		82	69		25	22
	В колі генератора	62	6		0	0
Приріст напруги на шинах, %	110 кВ	2,1	4,6		0	0
	220 кВ	15,3	13		2	2,5
	330 кВ	15	12,8		6	6

Рекомендована структурна схема автоматичного регулювання напруги приведена на рис.3.9.

Спеціальний дослід, проведений на Атарбежян ГЕС Армглавенерго, показали, що даний метод розрахунку дає досить близький збіг з експериментальними даними і може бути використаний для практичної оцінки ефекту регулювання. Всі зміни в процесі дослідів проводились по

команді приладами класу 0,5. Схема і режим мережі в ході дослідів залишались незмінними.

Результати дослідів і їх співставлення з розрахунковими даними приведені в табл. 3.4. Схему станції, на якій проводились досліди приведено на рис. 3.8.

Із табл. 3.4 видно, що розрахункові відхилення напруг отримуються того ж порядку, що і в експерименті, і помилка як правило не перевищує 10 – 30 %, що для цілей оцінки режимів, а також для вибору засобів регулювання напруги станції і структури системи регулювання цілком достатньо.

Точність розрахунку приростів реактивних потужностей також не виходить за межі 20%, це дозволяє розрахунковим шляхом однозначно вирішити питання про необхідність встановлення пристроїв обмеження перенавантажень, оцінити можливість використання реактивної потужності як параметра регулювання.

Таким чином, незважаючи на наближеність розрахунків, обумовлену лінеаризацією характеристик, приведенням схеми заміщення до чисто реактивних опорів, припускаємо, що всі параметри мережі стабільні, викладений метод може бути успішно застосований як для прогнозування режимів в ході експлуатації, так і для вибору структур і параметрів систем автоматичного регулювання напруги на шинах електричних станцій при проектуванні.

Проведений для Атарбекян ГЕС розрахунок ефекту регулювання був використаний при проектуванні системи регулювання напруг цієї станції. Розрахунок дозволить виявити можливості засобів регулювання напруги Атарбекян ГЕС і дати відповідні рекомендації як зокрема ведення режиму станції по напрузі, так і зокрема вибору найбільш раціональної структури систем автоматичного регулювання напруги для цього об'єкта.

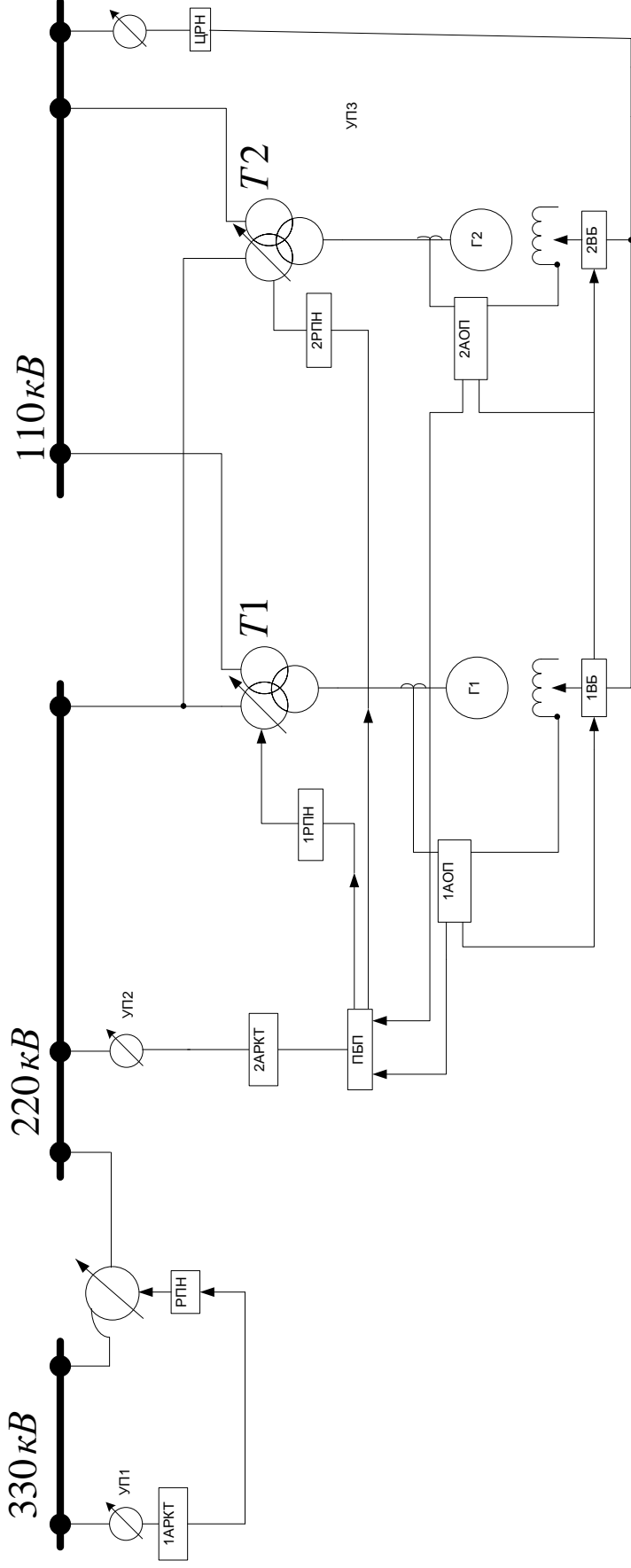


Рисунок 3.9 Структурна схема регулювання напруги електростанції:

РПН – перемикач для регулювання коефіцієнта трансформації під навантаженням; УП – установчий пристрій; ЦРЗ – вимірювальний елемент – центральний регулятор збудження; ВБ – виконавчий блок (силовий елемент регулювання збудження); АОП – автоматичний обмежувач перевантажень; ПБП – пристрій блокування переключень; АРКТ – автоматичний регулятор коефіцієнта трансформації

Таблиця 3.4 - Розрахунок і експериментальна перевірка ефекту регулювання коефіцієнта трансформації станційних трансформаторів Т1 і Т2 для Атарбежян ГЕС Армглавенерго

Умови дослідів	$\Delta Q_{110},$ МВАр		$\Delta U_{110},\%$		$\Delta Q_{220},$ МВАр		$\Delta U_{220},\%$		$\Delta Q_{330},$ МВАр		$\Delta U_{330},\%$		Примітка
	розр	досл	розр	досл	розр	досл	розр	досл	розр	досл	розр	досл	
Генератор Г1 вимкнений вимикачем на стороні генераторної напруги	53	48,5	3,5	3,5	24	20	13	11,2	32	40	1,9	1,4	Без АРЗ
	33	-	2,2	2,5	26	-	14	12,3	44	50	27	24	Без АРЗ
Нормальна схема станції	48	45,5	3,2	2,3	24	31	13	12	31	25,5	1,8	2,0	Без АРЗ
	22	26	1,5	2,7	29	32	15,6	13	37,6	35	22	17	3 АРЗ

3.7 Висновки

Результати розрахунку, представлено в табл. 3.3, дозволяють зробити такі висновки.

А) ведення режиму станції:

1. З точки зору підтримання напруги на шинах 110 кВ автоматичне регулювання збудження на генераторах неефективне внаслідок малого регульовального діапазону генераторів.

2. Напруга на шинах 220 кВ може ефективно підтримуватись в необхідних експлуатаційних межах за допомогою РПН станційних трансформаторів.

3. В цілях розширення регульовального діапазону на шинах 220 кВ на генераторах слідє зберегти АРЗ і вести режим збудження генераторів на шинах 110 кВ.

4. Ефект регулювання коефіцієнта трансформації автотрансформатора зв'язку визначаються умовами роботи мережі 330 кВ і не залежить від первинної схеми станції. Переключення РПН автотрансформатора практично не позначається на напрузі на шинах 220 кВ.

5. Використання РПН автотрансформатора для регулювання перетоку реактивної потужності в мережі 330 кВ недоцільно внаслідок малого регульовального діапазону.

6. Пристрій РПН автотрансформатора може бути використано для автономного ведення режиму по напрузі в точках мережі 330 кВ, які знаходяться близько від станції.

Б) побудова системи автоматичного регулювання напруги станції:

1. Напруга на шинах 110 кВ слідє підтримувати за допомогою генераторів. Тому генератори повинні бути оснащені системою групового керування збудження (ГКЗ), яка забезпечує централізоване керування уставками АРЗ.

2. Напруга на шинах 220 кВ може ефективно підтримуватись в необхідних експлуатаційних межах за допомогою РПН станційних трансформаторів. Тому на станційних трансформаторах слідє встановити систему автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації (АРКТ).

3. Наладка системи ГКЗ (статизм зовнішньої характеристики) впливає на діапазон регулювання станційних трансформаторів.

При відповідній наладці системи ГКЗ діапазон регулювання на шинах 220 кВ при інших умовах може бути розширеним.

4. При спільній роботі систем ГКЗ і АРКТ в процесі регулювання можливі як перевантаження, так і глибоке розбудження генераторів. Тому на генераторах повинно бути передбачено автоматичне обмеження по верхній і

нижній межах, а також блокування системи АРКТ трансформаторів в крайніх режимах по збудженню.

5. Регулювання коефіцієнта трансформації автотрансформатора не впливає на регульовальний діапазон іншого станційного устаткування. Тому системи АРКТ автотрансформатора виконуватись автономно, без спеціальних блокувань з другими елементами системи регулювання напруги станції.

В відповідності з приведеними висновками в схемі автоматичного регулювання напруги розглянутої станції повинно бути передбачено:

- а) регулювання збудження генераторів по напрузі на шинах 110 кВ за допомогою ГКЗ;
- б) атоматичне обмеження збудження генераторів по верхній і нижній межах;
- в) автоматичне групове регулювання коефіцієнта трансформації станційних трансформаторів по напрузі на шинах 220 кВ;
- г) автоматичне регулювання коефіцієнта трансформації автотрансформатора по напрузі 330 кВ;
- д) блокування системи АРКТ при досягнені генераторами крайніх режимів по збудженню.

4 МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ СИСТЕМ ЗБУДЖЕННЯ РІЗНИХ ТИПІВ

4.1 Звичайна система збудження

У цьому розділі, показана поведінка різних конструкцій систем збудження під час зміни реактивної потужності навантаження [26].

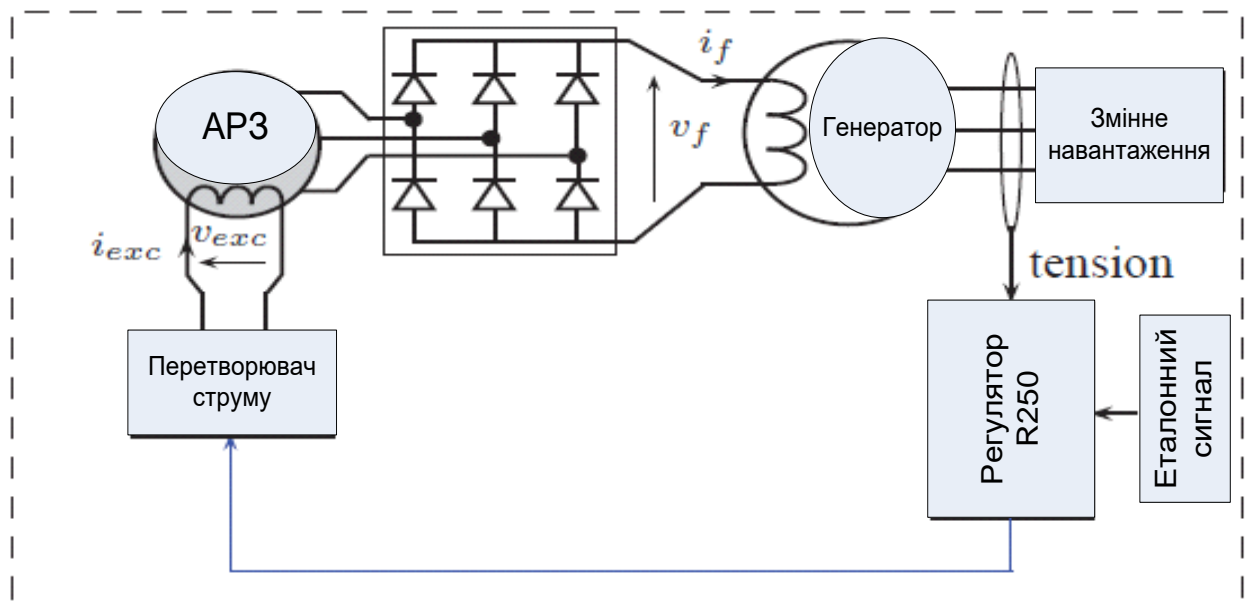


Рисунок 4.1 Схема звичайної системи збудження

В схемі використовується аналоговий контролер (R250), який не бере до уваги параметри системи. Зазначимо, що в структурі Legoу Somete, напруга системи збудження завжди позитивна (u_{exp} від 0 В до 150 В) [27]. Малюнок 4.2 показує напругу генератора і струм статора під час обмеження потужності навантаження. На цьому малюнку, струм, як очікувалося, збільшується при збільшенні навантаження в наслідок цього відбувається падіння напруги машини. Не дивлячись на регулятор напруги, це падіння є до 10% по відношенню до опорної напруги. Під час цього випробування,

система повертається до свого постійного режиму і номінальної напруги, що в часі перевищує 200 мілісекунд. Як тільки цей план досягнуто, обмеження навантаження є приводить систему в свій початковий стан. Потім ми бачимо падіння струму в процесі досліді і напруги по відношенню до уставки. Як і напруга АРЗ і напруга явнополюсного ротора завжди є позитивною і зростає до 15%.

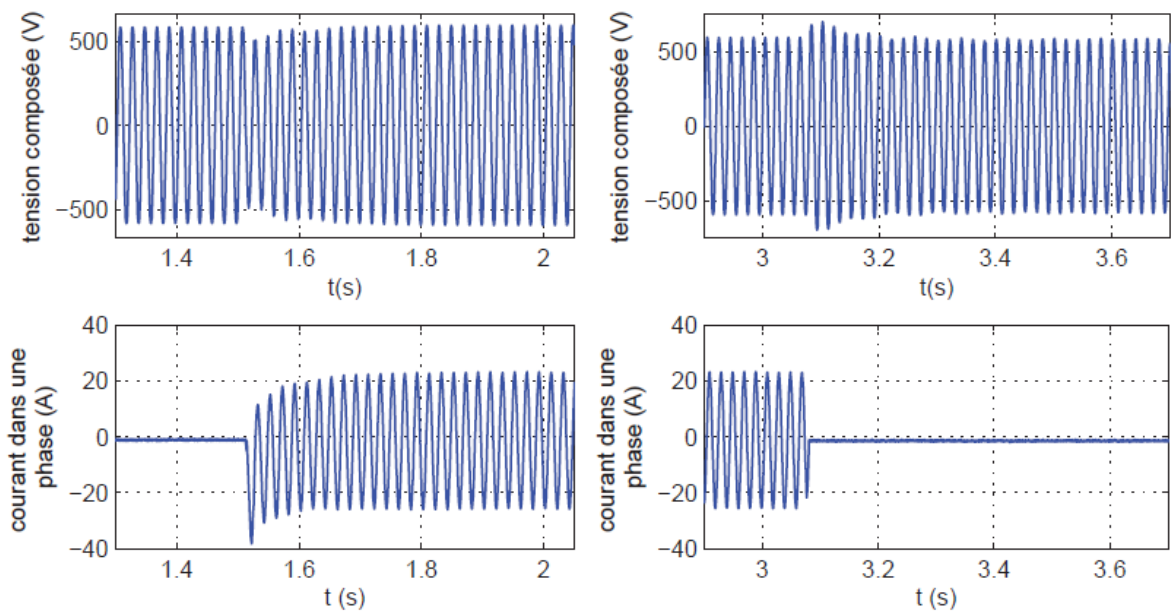


Рисунок 4.2 - напруга і струм статора генератора

Рисунок 4.3 показує струм АРЗ генератора (i_{exc}) і струм ротора цього досліді з попереднього малюнка.

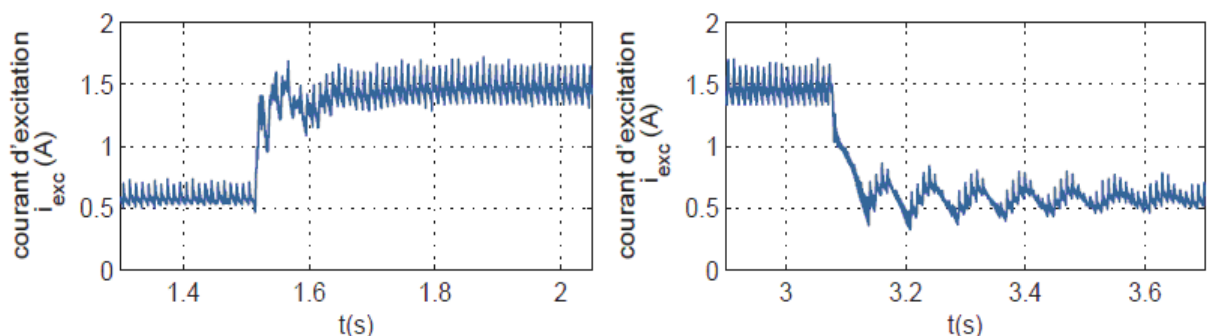


Рисунок 4.3 - індуктор струмів МЕ і ротора

4.2 Структура ідеальної системи збудження

За допомогою такої конструкції ротор керується безпосередньо через перетворювач струму від джерела постійної напруги (140 V). Ідеальна структура збудження являє собою структуру, яка є еталоном і дозволить нам оцінити роботу інших структур. [28].

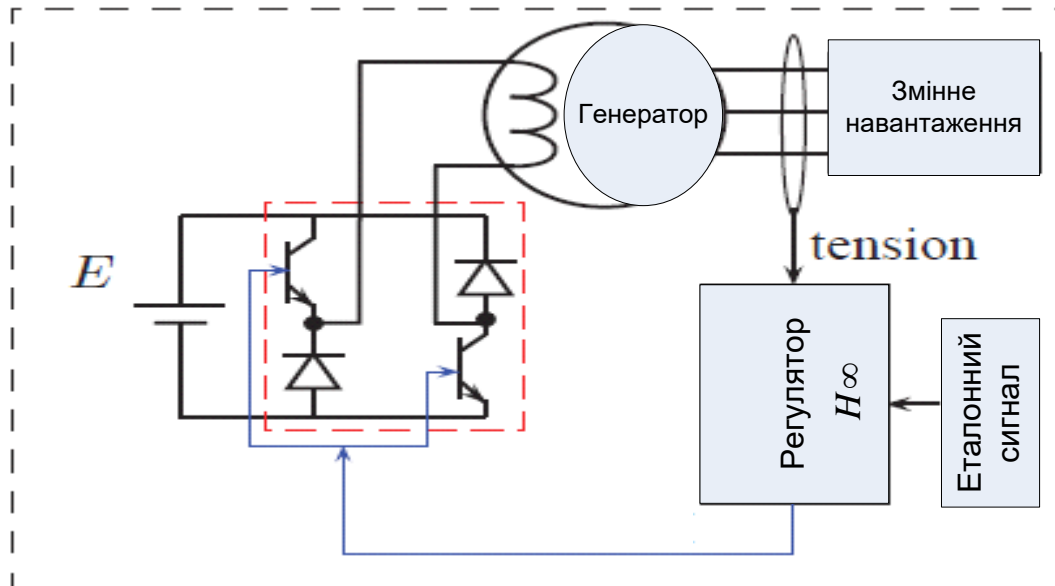


Рисунок 4.4 - Ідеальна структура збудження.

Рисунок 4.5 показує ефективність часу відгуку системи протягом тесту $100_{0.8}$ за допомогою контролера зовнішнього навантаження SISO. Також показує напругу статора і струм ротора. У цьому дослідженні було значне зменшення часу відгуку при обмеженні потужності. Крім того, падіння напруги є у межах норми. [29].

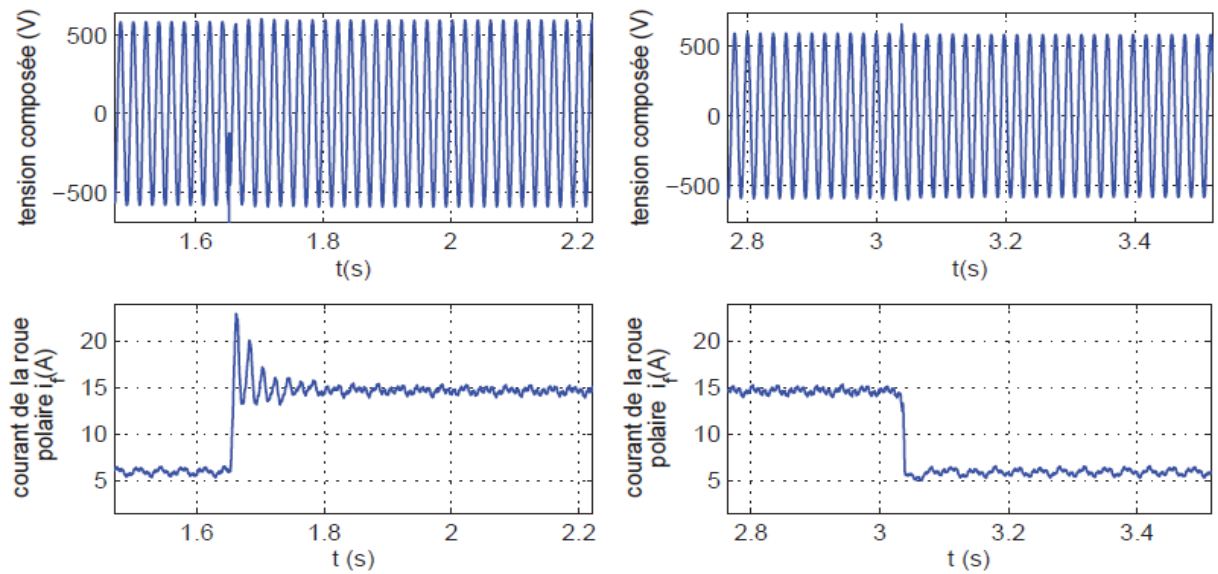


Рисунок 4.5 - Напряга статора і струм ротора.

4.3 Структура класичної системи збудження з допомогою регулятора H_∞

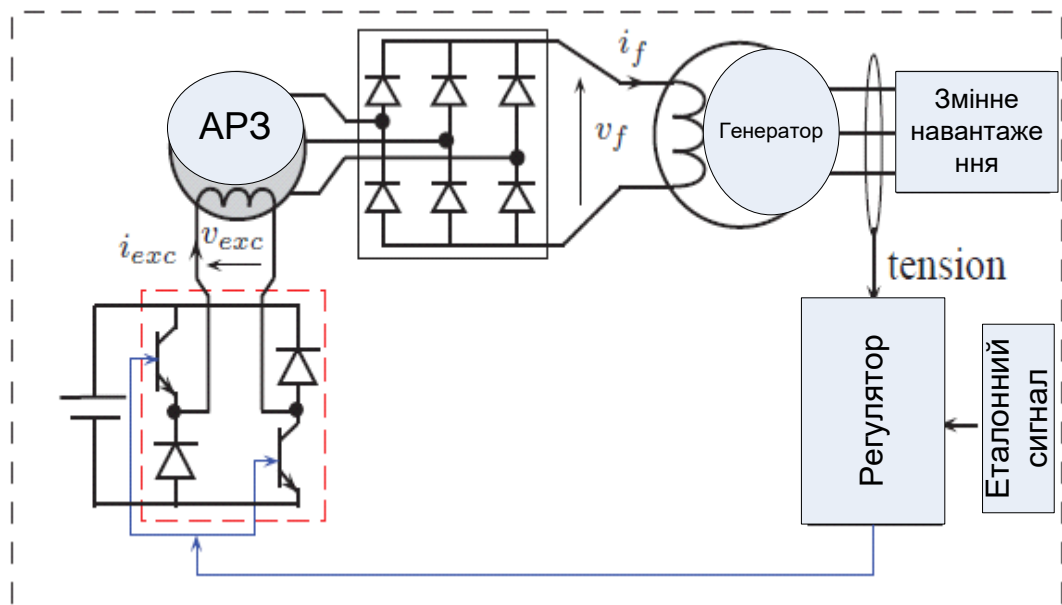


Рисунок 4.6 - Класична структура системи збудження з допомогою регулятора H_∞

Звичайний промисловий контролер замінюємо на регулятор H_∞ . Крім того, додамо можливість завантаження індуктора машини негативною напругою (u_{exp} від -150 V і 150 V), але i_{exp} струм завжди буде позитивний

або дорівнююватиме нулю. Рисунок 4.7 показує напругу і струм генератора. Порівнюючи цей рисунок з малюнком 4.2, помітно зниження часу відгуку і перевищення напруги. Рисунок 4.8 показує струми збудження і ротора. Після цього рисунку ми бачимо швидке зниження струму збудження під час обмеження потужності навантаження. Це зниження пов'язане з негативною напругою збудження і дозволяє обмежити перевищення напруги статора. До мінусів, незважаючи на швидке зниження струму збудження, напруга ротора не може приймати негативні значення, які обмежують динаміку системи протягом обмеження напруги навантаження. [30].

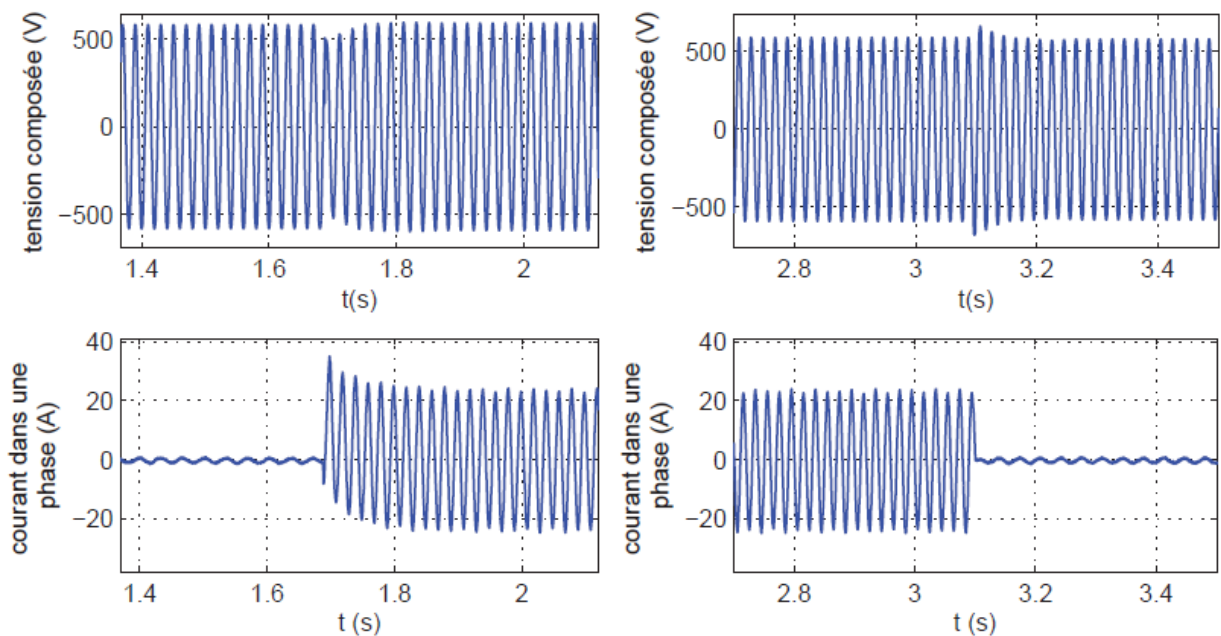


Рисунок 4.7 – Напруга і струм GP

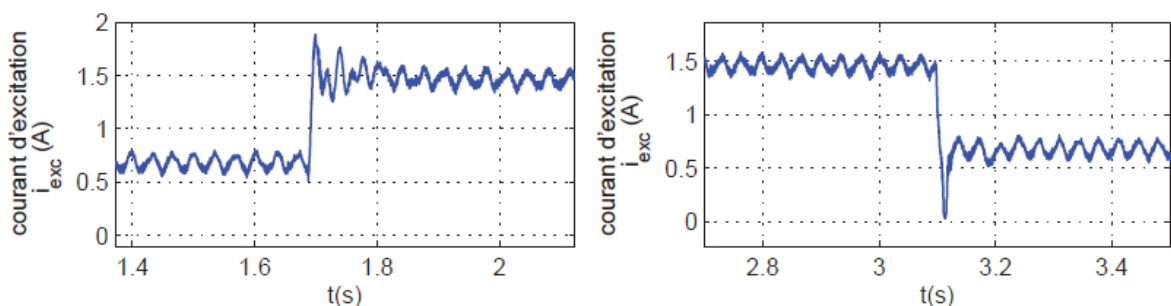
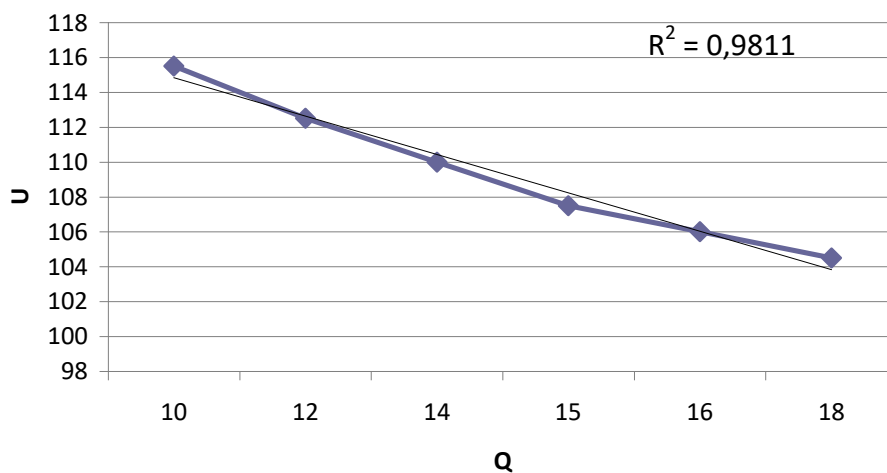


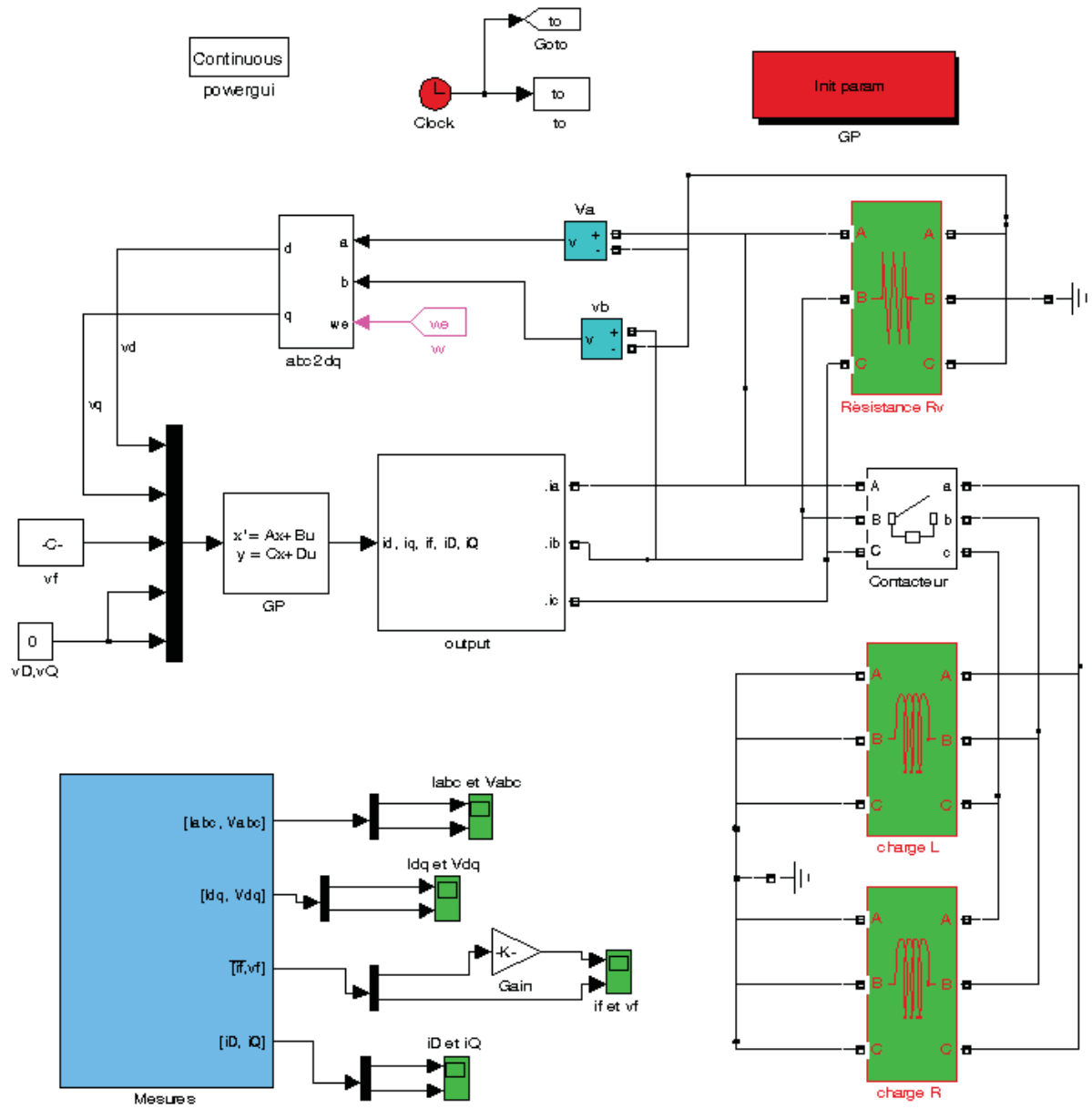
Рисунок 4.8 - система збудження з регулятором H_{∞}

Рисунок 4.9 - Результати моделювання в Matlab

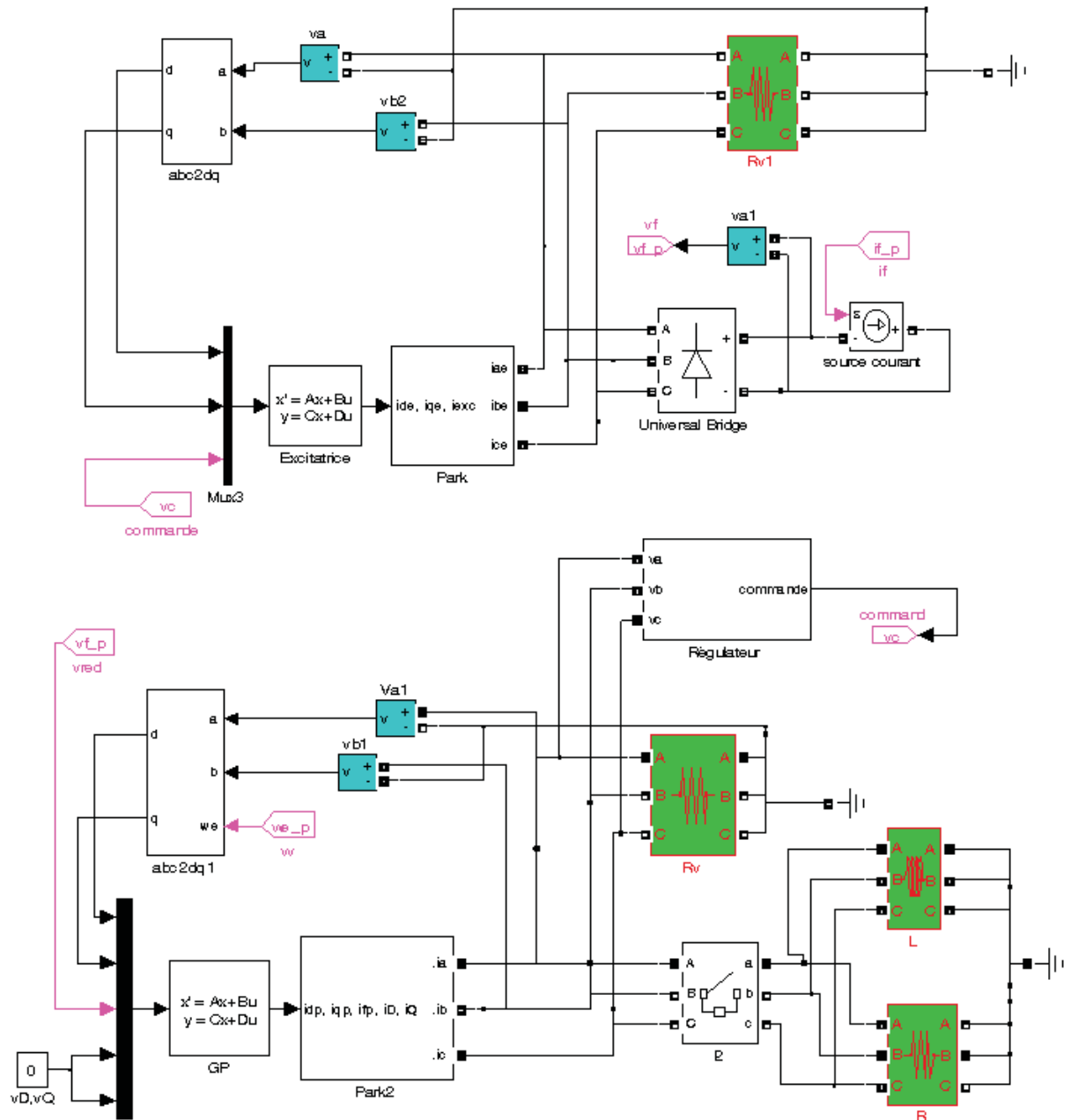


4.4 Математичне моделювання в середовищі Matlab

Побудована модель в середовищі Matlab, яка дозволила порівняти системи збудження з різними типами регуляторів, а саме R250 і $H\infty$: Регулятор $H\infty$ є ефективнішим за часом спрацювання (відгуку) і регулюванням напруги.



4.1 Імітаційна модель генератора



4.2 Нелінійні моделі системи в цілому

Визначення параметрів генератора (code MatLab)

```

clc ; clear all ;
p=2 ; we=p*1500*pi/30 ; kD=30 ; kQ=40 ; ks=0.305 ;
Rs=0.70737 ; Rf=2.06315 ;
Xd=19.98 ; Xdp=1.82 ; Xds=0.91 ; Xq=12.32 ;
Xqs=1.26 ; Tdop=0.337 ; Tdp=0.025 ;
Tds=2.5e-3 ; Tdos=(Xdp/Xds)*Tds ; Tqs=2.5e-3 ;
Rf=Rf*ks*ks ;
xad=sqrt (Tdop*Rf*we*(Xd-Xdp)) ;
xsigfd=Tdop*Rf*we-xad ;
xsigsd=Xd-xad ;
xsigD=((Xds-xsigsd)*xsigfd)/(xsigfd+xsigsd-Xds) ;
RD=(1/(Tdos*we))*(xsigD+(xsigfd*xad)/(xsigfd+xad))
;
RQ=1.7*RD*1.2 ;
Tqos=Xq/Xqs*Tqs ;
xaq=sqrt (Xq*RQ*we*(Tqos-Tqs)) ;
xsigsq=Xq-xaq ;
xsigQ=Tqos*RQ*we-xaq ;
xsigfD=0 ;
xd=xad+xsigsd ;
xsD=xad/kD ;
xsf=xad/ks ;
xq=xaq+xsigsq ;
xsQ=xaq/kQ ;
xf=xad/(ks*ks)+xsigfd/(ks*ks) ;
xfD=xad/(ks*kD) ;
xD=xsigD/(kD*kD)+xad/(kD*kD) ;

```

$xQ = x_{sigQ} / (kQ * kQ) + x_{aq} / (kQ * kQ) ;$
 $RD = RD / (kD * kD) ;$
 $RQ = RQ / (kQ * kQ) ;$
 $Rf = Rf / (ks * ks) ;$
 $Ld = xd / we ;$
 $Lq = xq / we ;$
 $MsD = xsD / we ;$
 $Msf = xsf / we ;$
 $MsQ = xsQ / we ;$
 $Lf = xf / we ;$
 $MfD = xfd / we ;$
 $LD = xD / we ;$
 $LQ = xQ / we ;$

Розробка алгоритму «Коректор зовнішніх втрат»

$R = [Re, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0 ;$
 $0, 0, C * wep, 1, 0, 0, 0, 0, 0 ;$
 $0, -C * wep, 0, 0, 1, 0, 0, 0, 0 ;$
 $0, -1, 0, -(Rs), Lq * wep, 0, 0, -wep * MsQ ;$
 $0, 0, -1, -Ld * wep, -(Rs), Msf * wep, pp * 157 * MsD, 0 ;$
 $-wee * k1 * Mse, 0, 0, 0, 0, k4 * Lde * wee + Rf, 0, 0 ;$
 $0, 0, 0, 0, 0, 0, RD, 0 ;$
 $0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, RQ] ;$
 $Ma = [Le, 0, 0, 0, 0, 0, -(k3 * ks) * Mse, 0, 0 ;$
 $0, -C, 0, 0, 0, 0, 0, 0 ;$
 $0, 0, -C, 0, 0, 0, 0, 0 ;$
 $0, 0, 0, -Ld, 0, Msf, MsD, 0 ;$
 $0, 0, 0, 0, -Lq, 0, 0, MsQ ;$
 $0, 0, 0, -Msf, 0, Lf, MfD, 0 ;$

```

0,0,0,-MsD, 0, MfD, LD, 0 ;
0,0,0, 0, -MsQ, 0, 0, LQ ] ;
% Filtres de pond´eration :
M=1.6 ;
wb=3*9 ;
e=0.0001 ;
W2=0.1 ;
R1=[[R,zeros(8,1)] ;[0,1,1,0,0,0,0,0, e]] ;
Ma1=[[Ma, zeros(8,1)] ; [0,0,1/(M*wb),0,0,0,0,0,
1/wb]]];
Bp=inv(Ma1) ;
Ap=-BB1*R1 ;
B2=Bp*[1 ;0 ;0 ;0 ;0 ;0 ;0 ;0 ;0] ;
B11=Bp*[0 ;1 ;0 ;0 ;0 ;0 ;0 ;0 ;0] ;
B12=Bp*[0 ;0 ;1 ;0 ;0 ;0 ;0 ;0 ;0] ;
B13=Bp*[0 ;0 ;0 ;0 ;0 ;0 ;0 ;0 ;1] ;
B1=[B11 B12 B13] ;
C1=[0 0 0 0 0 0 0 0 1;0 0 0 0 0 0 0 0 0] ;
D11=zeros(2,3) ;
D12=[0 ;W2] ;
C2=[0, 0, -1, 0,0,0,0,0,0] ;
D21=[0,0,1] ;
D22=0 ;
AA=Ap;
BB=[B1 B2] ;
CC=[C1 ;C2] ;
DD=[D11 D12 ;D21 D22] ;
P=ss(AA,BB,CC,DD) ; % syst`eme augment´e
[K, CL, GAM]=hinfsyn(P,1,1,'method','ric') ; % K
est le correcteur.

```

```
[Ac, Bc, Cc, Dc]=ssdata(K) ; % repr´esentation d´etat  
du correcteur
```

4.5 Висновки

В цьому розділі було розглянуті такі задачі:

Проведено аналіз роботи різних систем збудження синхронного генератора. Проведено моделювання в середовищі Matlab основних властивостей систем збудження та синхронного генератора, що дозволяють виконувати регулювання реактивної потужності.

За результатами моделювання зроблено висновок про можливість використання лінеаризації і експлуатації характеристик синхронного генератора, оскільки використання лінеаризованих моделей дозволяє отримати відносно не складний метод оцінювання регулювальних властивостей на електричну станцію в задачах забезпечення балансу реактивної потужності. Похибка між лінійною і нелінійною характеристикою складає приблизно 1%.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості проектованої ГЕС

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

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у таблиці 5.1. При складанні кошторису будівництва ГЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в таблиці 5.1. Для нашої роботи величину питомих капітальних вкладень приймемо 700 [31].

Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ГЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку рекомендується виконувати в табличній формі.

Таблиця 5.1 – Загальна сума капітальних вкладень

№	Розділ звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розд .2	В тому числі у відсотках по видах			Загальна вартість, тис. грн
			Будівельно-монтажні роботи	Обладнання	Інші затрати	
1	Підготовка території для будівництва	4%	1400	560	840	2800

Продовження таблиці 5.1

2	Об'єкти основного виробничого призначення	700	50750	18900	350	70000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення	2%	1120	280		1400
4	Об'єкти енергетичного господарства	1%	630	70		700
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5%	3325	175		3500
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	1%	665	35		700
7	Упорядкування території	15%	9500			9500
8	Тимчасові будівлі та споруди	9%	5040	630	630	6300
9	Інші роботи та затрати	10%			7000	7000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5%			350	350
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1%			70	70
12	Проектні і дослідні роботи	10%			7000	7000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	90%			63000	63000

Продовження таблиці 5.1

Всього по розділу А – промислове будівництво		72430	20650	79240	172320
В т.ч. поворотні суми		63000	0	0	63000
Всього		135430	20650	79240	235320

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

$$K_{пит} = \frac{K_{\Sigma}^{EC}}{N_{вст}}, \quad (5.1)$$

де K_{Σ}^{EC} – сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, тис. грн.;

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

$k_{пит} = 235320/100 = 2353,2$ (грн/кВт).

5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається за чотирма економічними елементами:

- амортизація основних фондів;
- заробітна плата;
- інші.

Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи Ф1, Ф2, Ф3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (Ф1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи (Ф2) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

До третьої групи (Ф3) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 60\% \cdot (\text{КБМР} - \text{КБМР5}); \quad (5.2)$$

$$\Phi 2 = \text{К5}; \quad (5.3)$$

$$\Phi 3 = 40\% \cdot (\text{КБМР} - \text{КБМР5}) + \text{Кобл} - \text{Кобл5} + \text{Кінш.} \quad (5.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 5.2 – Сума амортизаційних відрахувань ГАЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ, тис. грн.	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, тис. грн.
Ф1	65006,4	7	4550,5

Ф2	3500	28	980
Ф3	160766,4	20	32153,28
Разом	229272,8	–	37683,78

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

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

де $k_{\text{шт}}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово-виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності [5, табл. 4-2, ст.72];

$N_{\text{вст}}$ – встановлена потужність однотипних блоків, МВт;

$k_{\text{шт}}$ – для станції дорівнює 0,15.

$$P = 0,15 \cdot 100 = 15 \text{ чоловік.}$$

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії:

- робітники;
- інженерно-технічний персонал (ІТР);
- службовці;
- молодший обслуговуючий персонал (МОП).

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники	76%-88%
ІТР	10%-15%
Службовці	2%-3,5%
МОП	0,7%-0,9%

Підрахувавши значення, отримаємо:

Робітники	10 чол.
ІТР	2 чол.
Службовці	2 чол.
МОП	1 чол.

Річний фонд основної зарплати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зп} = (1,57 \cdot (\Sigma(S_{зп \text{ роб.} \cdot n_i \cdot 12) + \Sigma(S_{зп \text{ МОП} \cdot n_i \cdot 12))) + 1,8 \cdot (\Sigma(S_{зп \text{ сл.} \cdot n_i \cdot 12) + \Sigma(S_{зп \text{ ІТР} \cdot n_i \cdot 12)))) \cdot k_k \cdot k_v, \quad (5.7)$$

де $S_{зп}$ – зарплата, що відповідає категорії персоналу;

n_i – чисельність персоналу по категоріях;

k_k – коефіцієнт, що враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймаємо рівним 0,7);

k_v – коефіцієнт, який враховує відрахування з фонду заробітної плати на соціальні потреби (приймаємо рівним 1,375).

Таблиця 5.3 – Розмір нарахованої заробітної плати по ГЕС

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Нарахована заробітна плата тис. грн.
Робітники	5300	53
ІТР	9500	19
Службовці	6300	12,6
МОП	3700	3,7

Фонд заробітної плати підприємства

$$S_{зп} = (1,57 \cdot (\Sigma(53 \cdot 12) + \Sigma(19 \cdot 12))) + 1,8 \cdot (\Sigma(12,6 \cdot 12) +$$

$$+ \Sigma(3,7 \cdot 12)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 1601,19 \text{ (тис. грн.)}$$

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

$$S_{ін} = (S_a + S_{зп}) \cdot I_p, \quad (5.8)$$

де $I_p = 18\%$.

$$S_{ін} = (37683,78 + 1601,19) \cdot 0,18 = 7071,29 \text{ (тис. грн.)}$$

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{зп} + S_{ін}; \quad (5.9)$$

$$S = 37683,78 + 1601,19 + 7071,29 = 46359,26 \text{ (тис. грн.)}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відп}, \quad (5.10)$$

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

$$C = 46359,26 \cdot 100000 / 301102,393 \cdot 1000 = 15,4 \text{ коп/кВт·год.}$$

Таблиця 5.4 – Собівартість відпущеної енергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, тис. грн.	Собівартість енергії
-----------------	-------------------------------	----------------------

		%	коп/кВт·год
Амортизація	37683,78	81,3	12,52
Зарплата	1601,19	3,5	0,54
Інші	7071,29	15,2	2,34
Разом	46359,26	100	15,4

5.3 Аналіз отриманих результатів

Основні техніко-економічні показники ГЕС

Таблиця 5.5 – Основні техніко-економічні показники ГЕС

Потужність станції	100	МВт
Річний виробіток електроенергії	659984,882	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	1	%
Коефіцієнт обслуговування	0,15	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	45286,58	тис. грн.
Питомі капітальні вкладення	2353,2	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	15,4	коп/кВт·год

5.4 Висновки

В даному розділі було проведено розрахунок основних техніко-економічних показників роботи і їх аналіз з метою визначення ефективності капіталовкладень у спорудження проектованої станції, а саме: визначення кошторисної вартості проектованої ГЕС, розрахунок собівартості електроенергії на станції, і визначено, що на розглянутій ГЕС собівартість

виробленої електроенергії $C = 15,4$ коп/кВт·год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії не перевищує середні значення собівартості електроенергії на ГЕС

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

6.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці. Також за цим законом регулюються відносини між роботодавцем і працівником з питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота [28].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи, найголовнішим поняттям під час експлуатації ГЕС є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи

електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні даного обладнання черговим персоналом на енергооб'єкті:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт на пункті управління (диспетчерському пункті) за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на диспетчерському пункті. Провести розрахунок захисного заземлення.
- Дослідити роботу ГЕС в умовах дії загрозливих чинників та розробити превентивні заходи по підвищенню стійкості роботи ГЕС.

6.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням на диспетчерському пункті

Досліджуючи питання згідно теми магістерської роботи «Дослідження засобів регулювання балансу реактивної потужності на електричних станціях» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;

- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).
- підвищений рівень статичної електрики [19].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

6.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт на диспетчерському пункті в діючих електроустановках

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

- Закон України "Про охорону праці".
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж".
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ.
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок".
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів".
- Правила улаштування електроустановок.

Так як монтаж та налагодження пристроїв релейного захисту проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердження переліку робіт, які виконуються за нарядом, розпорядженням;
- призначення відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт за нарядом чи розпорядженням;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки [28].

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження

електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

6.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

6.4.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату, що нормуються: температура (1°C) і відносна вологість повітря (XV, %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань ($\text{Вт}/\text{м}^2$).

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Іб та період року) в таблиці 6.1

Таблиця 6.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, $^{\circ}\text{C}$ Допустима		Відносна вологість Допустима	Швидкість руху, X Допустима
		Верхня межа	Нижня межа		
Холодний	Іб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при 27°C	0,1-0,3

6.4.2 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в $\text{мг}/\text{м}^3$.

Таблиця 6.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, $\text{мг}/\text{м}^3$		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в $1/8''$

у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області [22].

6.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

Природне освітлення – освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройоми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [23]:

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (6.1)$$

де e_H – табличне значення КПО (природне – 1,5; суміщене – 0,9);

m_N – коефіцієнт світлового клімату ($m_N = 0,9$ при орієнтації вікон на північ);

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

природне: $e_N = 1,5 \cdot 0,9 = 1,35 \%$;

суміщене $e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,81 \%$.

6.4.4 Штучне освітлення

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне та комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місьцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, концентруючи світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Нормується величина освітленості E в люксах [23]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система

освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

Для забезпечення нормативного значення $e_{\text{мін}}$ передбачено: штучне освітлення в приміщенні ДП забезпечується люмінесцентними лампами ЛБ-40.

Для забезпечення евакуації працюючих в темний час доби при аварійному відключенні електроенергії в цеху передбачається аварійне освітлення, яке забезпечує освітленість не менше 5% нормальної освітленості. Очищення вікон і світильників має проводитись на менше 4 разів на рік.

6.4.5 Виробничий шум

Вплив шуму на людину може визвати різні подразнення, патологічні зміни, функціональні розлади і механічні пошкодження.

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі [24].

Таблиця 6.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

Робочі місця	Рівні звукового тиску, дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								Рівень звуку, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	79	70	63	58	55	52	50	49	60

6.4.6 Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16... 20 Гц і більше – одночасно як вібрація і як звук.

У приміщенні оперативного пункту управління знаходиться обладнання, яке є джерелом вібрації. Це в першу чергу пристрої релейного захисту та автоматики, вентиляційні установки. В залежності від дії на людину вібрація ділиться на загальну і локальну. Загальна вібрація передається через опорні поверхні на тіло сидячої або стоячої людини і викликає струс всього організму, локальна (місцева) – коливальні рухи лише окремих частин тіла (руки, ноги).

Наведемо в таблицю 6.4 допустимі рівні вібрації m постійних робочих місцях.

Таблиця 6.4 – Допустимі рівні вібрації m постійних робочих місць.

Вид вібрації	Октавні смуги з середньо геометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , в знаменнику –логарифмічні рівні вібрації, дБ.

6.5 Розрахунок захисного заземлення із перевіркою по допустимій напрузі дотику

Як зазначалось в розділі 12.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення як вторинних кіл трансформаторів струму та напруги

так і всіх металевих частин електроустановок та панелей. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_s \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику. Проведемо розрахунок захисного заземлення за напругою дотику. Початкові дані для розрахунку наведені в таблиці 6.5.

Таблиця 6.5 – Початкові дані для розрахунку захисного заземлення

Умовне позначення	Параметр, одиниці виміру,	Значення
I_B	Довжина вертикального заземлювача, м	3
L_T	Довжина горизонтального заземлювача, м	662
S	Площа заземлюючого пристрою, м ²	1206,5
ρ_1	Питомий опір ґрунту при температурі промерзання -5°C , Ом/м	800
ρ_2	Питомий опір ґрунту при вологості 20%, Ом/м	120
M	Параметр, що залежить від відношення ρ_1/ρ_2	0,78
$R_{ч}$	Опір тіла людини, Ом	1000
R_c	Опір, Ом	1200
$\tau_{рз}$	Час дії РЗ, с	0,12
$\tau_{вим}$	Час відключення вимикача, с	0,06
t	Глибина закладання полоси, м	0,5
h_1	Відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача, м	2
$I_{кз}$	Струм короткого замикання, А	2000

Дійсний план заземлюючого пристрою (рис. 6.1а) перетворюємо в розрахункову модель (рис. 6.1б) зі сторонами:

$$\sqrt{S} = 34,735 \text{ (м)}.$$

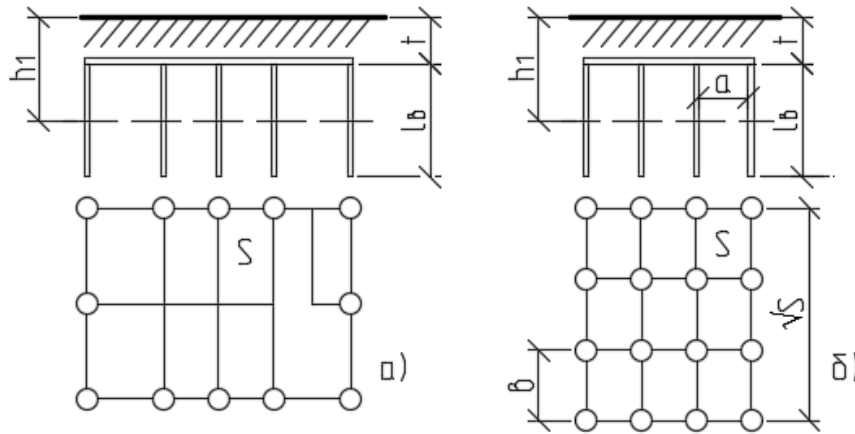


Рисунок 6.1 – Розрахунок складних заземлювачів
а) заземлюючий пристрій підстанції; б) розрахункова модель

Визначимо число комірок по стороні квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (6.2)$$

$$m = \frac{662}{2 \cdot \sqrt{1206,5}} - 1 = 8,53 \quad (\text{шт}).$$

Приймаємо $m = 9$.

Довжина полос в розрахунковій моделі (довжина горизонтального заземлювача):

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (6.3)$$

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1206,5} \cdot (9 + 1) = 694,69 \text{ (м)}.$$

Довжина сторін комірки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (6.4)$$

$$b = \frac{\sqrt{1206,5}}{9} = 3,86 \text{ (м)}.$$

Комірки мають квадратну форму, тому $b = a$.

Число вертикальних заземлювачів по периметру контуру заземлення:

$$b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\left(\frac{a}{l_B}\right) \cdot l_B}; \quad (6.5)$$

$$b = \frac{\sqrt{1206,5} \cdot 4}{\left(\frac{3,86}{3}\right) \cdot 3} = 36 \quad (\text{шт}).$$

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_B = l_B \cdot n_B; \quad (6.6)$$

$$L_B = l_B \cdot n_B = 3 \cdot 36 = 108 \quad (\text{м}).$$

Відносна глибина прокладання:

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}; \quad (6.7)$$

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{3 + 0,5}{\sqrt{1206,5}} = 0,36$$

По таблиці 7.6 [15] для відношення $\frac{h_1 - t}{l_B} = 0,5$ $\rho_e / \rho_2 = 1,4$, тому еквівалентний опір буде рівний:

$$\rho_e = 1,4 \cdot \rho_2; \quad (6.8)$$

$$\rho_e = 1,4 \cdot 120 = 168 \quad (\text{Ом/м}).$$

Загальний опір заземлювача:

$$R_3 = A_2 \cdot \frac{\rho_e}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_e}{L_{r1} + L_B}; \quad (6.9)$$

$$R_3 = 0,36 \cdot \frac{168}{\sqrt{1206,5}} + \frac{168}{694,69 + 108} = 1,95 \quad (\text{Ом}).$$

Для $\tau_b = \tau_{\text{вим}} + \tau_{\text{pz}} = 0,18$ згідно ПУЕ [18] напруга дотику U_d становить 420 (В).

Коефіцієнт дотику становитиме:

$$k_{\text{п}} = \frac{M \cdot \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}}{\left(\frac{l_{\text{в}} \cdot L_{\text{г}}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}; \quad (6.10)$$

$$k_{\text{п}} = \frac{0,78 \cdot \frac{1000}{1000 + 1200}}{\frac{3 \cdot 662}{(3,86 \cdot \sqrt{1206,5})^{0,45}}} = 0,105$$

Визначимо потенціал на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_d}{k_{\text{п}}}; \quad (6.11)$$

$$U_3 = \frac{420}{0,105} = 4000 \quad (\text{В}).$$

Потенціал на заземлювачі знаходиться в допустимих межах (менше 10 кВ).

Обчислимо допустимий опір заземлюючого пристрою:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{кз}}}; \quad (6.12)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{4000}{2000} = 2 \quad (\text{Ом}).$$

Так як виконується умова $R_3 < R_{з.доп}$, то заземлюючий пристрій задовільняє умові по опору заземлюючого пристрою [15].

Обрахуємо напругу дотику із використанням заземлюючого пристрою:

$$U_{пр} = k_{п} \cdot I_{кз} \cdot R_3; \quad (6.13)$$

$$U_{пр} = k_{п} \cdot I_{кз} \cdot R_3 = 0,105 \cdot 2000 \cdot 1,95 = 409,41 \text{ (В)}.$$

Отже, виконуються умови $R_3 < R_{з.доп}$ та $U_{пр} < U_{д}$, тому розрахунок заземлюючого пристрою виконано вірно.

6.6 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС 100 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Розроблена ГЕС може отримати впливи від надзвичайних ситуацій техногенного, природного, військового походження, яких в країні виникає тисячі. Вони наносять непоправну шкоду на об'єкти енергетичного господарства. Серед НС можна виділити найбільш небезпечні: вплив ЕМІ, ІВ.

Головну небезпеку для ГЕС становить землетрус, буревій, ударна хвиля, вторинні вражаючі.

Приймачами ЕМІ являються предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, конденсаторні батареї, кабельні лінії, системи релейного захисту. Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом може бути пошкоджена внаслідок ЕМІ.

Внаслідок проходження гамма-випромінювання через елементи електронної апаратури. Внаслідок переміщення вільних зарядів може виникнути імпульс який може призвести до хибного спрацювання пристроїв. Також наслідком такого опромінення є підвищення провідності матеріалів, збільшення протікання струму і зменшення опору, в газорозрядних приладах зменшується напруга запалення. Таким чином блоки ГЕС можуть раптово

втратити працездатність при певних рівнях радіації. Визначимо два фактори найнебезпечніших.

Отже існує актуальна проблема розрахунку і підвищення стійкості електричних станцій. Для цього на об'єкті завчасно на основі розрахунків планують і проводять відповідні організаційні й інженерно-технічні заходи. Досягнення науки і техніки дозволяють реалізувати такі рішення, при яких ГЕС буде стійка.

6.6.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах РЕА можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 6.7

Самий уразливий елемент БУ – фотодіоди блоку управління релейного захисту і автоматики

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_K} - \sqrt{t_P})}{K_{\text{посл}}}, \quad (6.3.1)$$

Таблиця 6.7 – Експозиційні дози

№	Підсистеми	Елементи електричної частини ГЕС	$D_{\text{грн і, (P)}}$	$D_{\text{гр, P}}$
1	Блок управління автоматизованими дільницями	Контролер SP 3,5 DC	10^6	10^3
		Діод Д151-50	10^4	
		Діод D0805-0.05 56	10^6	
		Перетворювач струму MC44603P	10^5	

		Нормативний перетворювач швидкості NSP1207	10^5
2	Система керування, РЗ та збудження	Магнітний пускач КМИ-57012	10^5
		Тумблер ASW-13-102	10^2
		Транзистори Т143-2	10^4
		Конденсатор К73-16-8,2 мкФ 250В	10^7
3	Мікропроцесорна система	Мікросхема П1 регулятор струму К140УД7	10^4
		Блок РЗ SPAC 800	10^5
		Тахогенератор AGMS VibrosystM	10^4

де $K_{носл}$ - коефіцієнт послаблення, 1

t_K - час початку опромінення, 1 год

t_{II} - максимальна тривалість роботи, 20 років

$$D_M = \frac{2 \cdot 3,6 (\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 3007(P) .$$

Визначаємо допустимий час роботи обладнання:

$$t_{дон} = \left(\frac{D_{ep} \cdot K_{носл} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2 t$$

$$t_{дон} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 3,6 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 3,6} \right)^2 = 19568,9 \text{ (год)} . \quad (6.3.2)$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{ep} = 10^3 (P) < D_M = 3007(P).$$

Отже, так як $D_{gp}=10^3 P < D_M=3007 P$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{носи}$ потрібно збільшити в 3 рази. Робота обладнання буде стійкою протягом 19568,9 годин.

6.6.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС 100 МВт в умовах дії ЕМІ

При оцінці впливу ЕМІ на струмопровідні елементи необхідно врахувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному $K_B=40$ дБ.

На об'єкті АЕС розподіляються на різні блоки:

1. Система живлення
2. Система керування
3. Мікропроцесорна система

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини:

$$l_{e1}=4 \text{ м}, l_{e2}=4,3 \text{ м}, l_{e3}=5,5 \text{ м}, l_{c1}=4,8 \text{ м}, l_{c2}=4,2 \text{ м}, l_{c3}=5,3 \text{ м}.$$

Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{\delta(e,z)} = 20 \lg \frac{U_{дон}}{U_{(e,z)}} \geq 40(\text{дБ}). \quad (6.3.3)$$

Якщо $E_e = 10,7 \text{ кВ}$, то горизонтальна складова:

$$E_z = E_e \cdot 10^{-3} = 0,0107(\text{кВ} / \text{м}). \quad (6.3.4)$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При $U_{\text{дон1}} = 12(B)$, $U_{\text{дон1}} = 13,8(B)$;

При $U_{\text{дон2}} = 380(B)$, $U_{\text{дон2}} = 399(B)$;

При $U_{\text{дон3}} = 127(B)$, $U_{\text{дон3}} = 132(B)$.

Результати розрахунків заносимо в таблицю 6.8

Таблиця 6.8 - Результати розрахунків

Елемент системи	l_g (м)	l_z (м)	U_g (В)	U_z (В)	K_g^z (дБ)	K_g^z (дБ)	Результат дії
Система живлення	4	4,8	42,8	51360	-11,04	-72,21	не стійкий
Система керування	4,3	4,2	46,01	44940	18,34	-41,03	не стійкий
Мікропроцесорна система	5,5	5,3	58,85	56710	6,98	-52,66	не стійкий

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, тобто потрібно проводити екранування.

6.7 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ГЕС у НС

Для забезпечення якомога швидшого відновлення виробництва на випадок виходу з ладу основних джерел енергоживлення повин бути створений резерв джерел енерго- і водопостачання (пересувні електростанції і насосні агрегати з автономними двигунами).

Стійкість систем електропостачання об'єкта підвищують, підключаючи його до декількох джерел живлення, віддалених одне від одного на відстань.

Для забезпечення надійного управління діяльністю об'єкта у надзвичайних ситуаціях мирного і воєнного часу в одному із сховищ обладнується пункт управління. Диспетчерські пункти і радіовузли розміщують по можливості у найміцніших спорудах і підвальних

приміщеннях. Повітряні лінії зв'язку до найважливіших виробничих ділянок переводять на підземно-кабельні. Стійкість засобів зв'язку можна підвищити прокладанням енергопостачальних фідерів на автоматичну телефонну станцію (АТС) та радіовузл об'єкта, підготовкою пересувних електростанцій для заряджання акумуляторів АТМ і для живлення радіовузла при відключенні основних джерел електропостачання. При розширенні мережі підземних кабельних ліній необхідно прокладати дводровові, захищені екранами від впливу ЕМІ.

Для цього проведемо розрахунок товщини стінки екрану. Вибираємо сталевий екран $K_e = 5,2$.

Система живлення:

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}; \quad (6.4)$$

$$t_1 = \frac{-72,21 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,176 \text{ (см)};$$

Система керування:

$$t_2 = \frac{-41,03 - 40}{5,2 \sqrt{15000}} = 0,127 \text{ (см)};$$

Мікропроцесорна система:

$$t_3 = \frac{-52,66 - 40}{5,2 \sqrt{15000}} = 0,145 \text{ (см)}.$$

Таким чином при екрануванні системи живлення з використанням екрану товщиною 0,176 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні схем релейного захисту використанням екрану товщиною 0,127 см з сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для схем постійного струму потрібен екран товщиною 0,145 см.[33].

6.8 Висновки

Цілі і завдання охорони праці – звести до мінімуму ймовірність нещасних випадків та професійних захворювань працюючих з одночасним забезпеченням нормальних умов праці при її максимальній продуктивності.

У розділі розглянуто питання охорони праці та забезпечення безпеки життєдіяльності інженера-електрика, який працює в лабораторії. Завданнями розділу було визначення умов праці, що можуть впливати на здоров'я робітника, висвітлення загальних вимог до виробничого приміщення, пожежної безпека, а саме її організаційних та технічних аспектів, а також особливостей правил безпеки при роботі з ВДТ .

Особлива увага розділу приділяється розробці заходів із забезпечення електробезпеки для приміщення.

Також в цьому розділі, іонізуючі випромінювання та електромагнітний імпульс є факторами, які найбільше впливають на роботу елементів станції, тому дослідження стійкості роботи ГЕС є необхідною.

Для безпечної роботи на ГЕС 100 МВт в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнті безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на здоров'я працюючих. Розрахунки показали, що в умовах дії електромагнітних випромінювань, безпечна робота електричного обладнання і автоматики електричної частини ГЕС при розрахованих значеннях горизонтальних і вертикальних складових напруженості електричного поля.

За умови застосування всіх розроблених заходів по підвищенню стійкості роботи ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій робота електричної станції буде стійкою, а виробничий процес не буде перериватись.

ВИСНОВКИ

Метою магістерської кваліфікаційної роботи було дослідження методу регулювання напруги на електричній станції керуючись реактивною потужністю. Доведена актуальність дослідження. Проаналізовано сучасні методи регулювання напруги на ЕЕС.

Відповідно до поставленої мети в роботі розв'язувалися такі задачі:

В першому розділі розглядалось: вплив реактивної потужності на систему, засоби компенсації реактивної потужності, засоби компенсації реактивної потужності, джерела реактивної потужності і були зроблені такі висновки: Для забезпечення високої якості енергії, яка необхідна для дотримання балансу реактивної потужності, виконати ряд технічних обмежень.

Експлуатація великих електричних мереж стає все більш складним процесом через збільшення їх розміру, наявність дуже довгих з'єднувальних ліній, впровадження нових технологій. Ці фактори вимагають від операторів таких мереж працювати з якомога більшою стабільністю і безпекою.

В другому розділі було розглянуто автоматичний розподіл реактивної потужності між генераторами ЕС генераторами електричної станції, керування реактивною потужністю синхронного генератора шляхом зміни уставки АРЗ, керування напругою і реактивною потужністю електричної станції з генераторами, оснащеними АРЗ, групове керування збудженням синхронних генераторів. Показані переваги і недоліки систем ГКЗ при впливі на зміну напруги і реактивної потужності. Були охарактеризовані параметри розподілу реактивної потужності між генераторами. Переглянуті схеми за допомогою яких здійснюється ГКЗ. Оглянувши розділ роблю таке узагальнення: за рахунок дії АРЗ, що реагують на зниження напруги і збільшують струм збудження СГ, збільшуватиметься реактивна потужність генераторів і, відповідно, станції. Одночасно за рахунок регулюючого ефекту буде зменшуватися реактивна потужність

навантаження. Процес буде продовжуватися до тих пір, поки знову не настане баланс реактивної потужності.

В третьому охарактеризований метод регулювання напруги на ЕС, який дозволив показати, що з точки зору підтримання напруги на шинах 110 кВ автоматичне регулювання збудження на генераторах неефективне внаслідок малого регульовального діапазону генераторів і в цілях розширення регульовального діапазону на шинах 220 кВ на генераторах слідує зберегти АРЗ і вести режим збудження генераторів на шинах 110 кВ.

В четвертому розділі проведено аналіз роботи різних систем збудження синхронного генератора. Проведено моделювання в середовищі Matlab основних властивостей систем збудження та синхронного генератора, що дозволяють виконувати регулювання реактивної потужності.

За результатами моделювання зроблено висновок про можливість використання лінеаризації і експлуатації характеристик синхронного генератора, оскільки використання лінеаризованих моделей дозволяє отримати відносно не складний метод оцінювання регульовальних властивостей на електричну станцію в задачах забезпечення балансу реактивної потужності.

В розділі охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях були забезпечені: безпечна експлуатація об'єкта, санітарія та гігієна праці, протипожежна безпека. Була проведена оцінка стійкості роботи ГАЕС а умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітного імпульсу.

Визначено, що на розглянутій ГЕС собівартість виробленої електроенергії $C = 15,04$ коп/кВт·год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії не перевищує середні значення собівартості електроенергії на ГЕС.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Henri Persoz, Gérard Santucci, Jean-Claude Lemoine, Paul Sapet « La planification des réseaux électriques » Editions EYROLLES 1984.
2. Michel Crappe « Commande et régulation des réseaux électriques » Traité EGEM sériégénie électrique, LAVOISIER 2003.
3. Hanene Kouara « Application d'un filtre actif série au contrôle de la tension d'un réseau basse tension » mémoire de magister, université de batna 28/02/2006.
4. De Vre R, Jacquet B « Perturbations dans les installations électriques et électroniques Problèmes et solutions» Note d'information.
5. Jacques .C, Guillaume de Preville, Jean-Louis Sanhet « Fluctuations de tension et flicker - Évaluation et atténuation (partie I et II) » Techniques de l'ingénieur D 4 315.
6. CHOKRI Ben Salah Belhadj Ahmed « Contribution à l'analyse de la stabilité statique de la tension » thèse de doctorat, Ecole Polytechnique de MONTRÉAL Juin 1996.
7. J.D. Glover, M. Sarma « Power System Analysis and Design » PWS Publisher Company, 1994.
8. Pierre Alexandre Bohême « Simulation of Power System Response To Reactive Power Compensation » thèse de Master, Université de Tennessee, Knoxville 2006.
9. Khiat Mounir « Répartition optimale des puissances réactives dans un réseau d'énergie électrique sous certaines contraintes de sécurité » Thèse de doctorat d'état Oran 2003.
10. Юрганов, А.А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов / А.А. Юрганов, В.А. Кожевников. – СПб.: Наука, 1996. – 138 с.

11. Лабунец, И.А. Асинхронизированные турбогенераторы как средство повышения устойчивости и регулирования напряжения в электрических сетях / И.А. Лабунец, П.В. Сокур, Н.Д. Пинчур [и др.] // Электрические станции. – 2004. – №8. – С. 26 – 32.
12. Поляк, Н.А. Современные крупные двухполюсные турбогенераторы / Н.А. Поляк. – М.: Энергия, 1972. – 472 с.
13. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций / С.В. Усов, В.В. Канстан, Е.Н. Кизевтер [и др.]. – Л.: Энергия, 1977. – 556 с.190
14. Шабад, В.К. Использование турбогенераторов в режиме потребления реактивной мощности / В.К. Шабад, Д.В. Саленик // Энергоснабжение и водоподготовка. – 2004. – №4. – С. 55 – 59.
15. Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия: ГОСТ 21558-2000. Введ. 2003-07-01. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 15 с.
16. Морозова, Ю.А. Параметры и характеристики систем возбуждения / Ю.А. Морозова. – М.: Энергия, 1976. – 152 с.
17. Соловьев, И.И. Автоматические регуляторы синхронных генераторов / И.И. Соловьев. – М.: Энергоиздат, 1981. – 248 с.
18. Бобров, В.М. Модернизация высокочастотных систем возбуждения турбогенераторов серии ТВВ / В.М. Бобров, С.Л. Иванов, В.В. Кичаев [и др.] // Электрические станции. – 1995. – №8. – С. 27 – 31.
19. Цгоев, Р.С. Расширение области устойчивости синхронной машины с тиристорной бесщеточной системой возбуждения / Р.С. Цгоев // Электро. – 2006. – №1. – С. 11 – 13.
20. Коротков, В.Ф. Основы линейной теории автоматического управления в задачах электроэнергетики / В.Ф. Коротков; Федеральное агентство по образованию, ГОУВПО Ивановский? государственный энергетический университет им. В.И. Ленина?. – Иваново, 1994. – 392 с.
21. Дроздов, А.Д. Автоматизация энергетических систем / А.Д. Дроздов, А.С. Засыпкин, А.А. Аллилуев [и др.]. – М.: Энергия, 1977. – 440 с.

22. Буртаков, В.С. Особенности разработки и внедрения систем группового регулирования напряжения и реактивной мощности на электростанциях / В.С. Буртаков // Электрические станции. – 2008. – №4. – С. 19 – 24.

23. Маркович, И.М. Режимы энергетических систем / И.М. Маркович. – М.: Энергия, 1969. – 352 с.

24. Росман, Л.В. Групповое управление возбуждением синхронных генераторов гидроэлектростанций / Л.В. Росман. – М.: Госэнергоиздат, 1962. – 168 с.

25. Кучкин, М.Д. Автоматическое управление и контроль режима работы гидроэлектростанций / М.Д. Кучкин. – М.: Энергия, 1967. – 240 с. __

26. Naibaoui ; Taybi « Etude Modélisation et Application des dispositifs – FACTS- dans les réseaux d'énergie électriques » Mémoire de fin d'étude 2006/2007

27. Lakdja Fatiha « Contrôle des transits de puissance par dispositif facts » Mémoire de magister en Commande des processus Oran 2005.

28. Allaoui Tayeb, « Réglage robuste de l'UPFC pour optimiser l'écoulement des Puissances dans un réseau électrique » , Thèse de magister USTO, avril 2002.

29. K.Beacheheb, « Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS engénéral, UPFC en particulier, pour le contrôle du transit de puissances dans un réseau de transport », Thèse de doctorat de l'université de HENR POINCARE NANCY I, 21 juin 2001.

30. Commission 'Electrotechnique Internationale. CEI 60034-4 Ed.3 : Machines relectriques tournantes - Partie 4 : Mrethodes pour la dretermination, `a partir d'essais, des grandeurs des machines synchrones. Bureau Central de la Commission 'Electrotechnique Internationale, 2008.

31. О. Я. Попов, Л. О. Попова «Визначення основних техніко-економічних показників роботи ЕС».– Вінниця, ВДТУ, 2001 – 16 с

32. Методичні вказівки щодо опрацювання розділу «Охорона праці» в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей/ Уклад. О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко – В.: ВНТУ – 2003. – 46 с.

33. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах/ В.Ф.Сакевич – Вінниця: ВДТУ. – 2001. – 109 с.