

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки та електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПРИ ЗОВНІШНІХ ЗБУРЕННЯХ

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 маг. курсу,
групи ДЕА-Е23мг-1

Спеціальності : 141 Електроенергетика
електротехніка та електромеханіка

(код і найменування спеціальності)

_____/ Олександр ЛУК'ЯНЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/ Анатолій ТАРАСЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/ _____
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль _____/ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/ Ігор КИРИСОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2024 рік

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА**

Навчально-науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки та електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Електричні станції, мережі та системи

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Артем ЧЕРНЮК

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

« ____ » _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

**на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти**

здобувачу вищої освіти Олександр ЛУК'ЯНЕНКО

1. Тема «Дослідження режимів роботи синхронного генератора електростанції при зовнішніх збуреннях»

затверджена наказом по академії № 4801-5/3345 від «12» жовтня 2024 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «10» грудня 2024 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Теоретичні та практичні розробки вітчизняних та зарубіжних авторів за темою роботи, що відображені у періодичних виданнях, наукових роботах, монографіях

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):

ВСТУП; РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ЗАГАЛЬНИХ ТЕНДЕЦІЙ РОЗВИТКУ ГЕНЕРАТОРОБУДУВАННЯ УКРАЇНИ, РОЗДІЛ 2. МЕТОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ, РОЗДІЛ 3. ВИЗНАЧЕННЯ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ ГЕНЕРАТОРІВ В ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД ЇХ МАСО-ГАБАРИТНИХ ПОКАЗНИКІВ ПРИ ЗОВНІШНІХ ЗБУРЕННЯХ ВИСНОВКИ

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

Слайди презентації

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Сторінок тексту – 72, рисунків – 18; таблиць - 9; літературних джерел – 63.

В роботі було проведено огляд можливих шляхів зменшення масогабаритних показників гідрогенераторів як засобу забезпечення їх конкурентоспроможності. Проведено поглиблений аналіз методики визначення динамічної стійкості синхронного генератору та визначено ступінь впливу на неї масогабаритних показників машини. Визначено основні параметри, що впливають на процес руху ротору синхронного генератора в нормальному режимі та режимі великих зовнішніх збурень. Визначено час зміни кута δ для синхронних генераторів з різним моментом інерції та побудовано відповідні характеристики, на підставі яких встановити час динамічної стійкої роботи генераторів. На підставі отриманих часових характеристик зміни кута δ сформульовані практичні рекомендації до застосування генераторів з різними моментами інерції ротора та рекомендації щодо роботи систем захисту елементів системи електропостачання. Досліджену методику визначення динамічної стійкості синхронного генератору в залежності від його масогабаритних показників реалізовано в навчальний процес у вигляді відповідного програмного забезпечення та методик проведення лабораторної роботи.

ГІДРОГЕНЕРАТОР, ДИНАМІЧНА СТІЙКІСТЬ, ГАБАРИТНІ ПОКАЗНИКИ, МАСОВІ ПОКАЗНИКИ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, ЗОВНІШНІ ЗБУРЕННЯ, ПЕРЕХІДНИЙ ПРОЦЕС.

ABSTRACT

Pages of text – 72; pictures – 18; tables – 9; literary sources – 63.

The paper reviews possible ways to reduce the weight and dimensions of hydrogenerators as a means of ensuring their competitiveness. An in-depth analysis of the methodology for determining the dynamic stability of a synchronous generator was carried out and the degree of influence of the machine's mass and dimensions on it was determined. The main parameters that affect the process of rotor movement of a synchronous generator in normal mode and in the mode of large external disturbances are determined. The time of change of the angle δ for synchronous generators with different moments of inertia is determined and the corresponding characteristics are constructed, on the basis of which the time of dynamic stable operation of generators is established. On the basis of the obtained time characteristics of the change in the angle δ , practical recommendations for the use of generators with different moments of rotor inertia and recommendations for the operation of protection systems for power supply system elements are formulated. The investigated methodology for determining the dynamic stability of a synchronous generator depending on its mass and dimensions has been implemented in the educational process in the form of appropriate software and methods for conducting laboratory work.

HYDROGENERATOR, DYNAMIC STABILITY, OVERALL DIMENSIONS,
MASS INDICATORS, SHORT CIRCUIT, EXTERNAL DISTURBANCES,
TRANSIENT PROCESS.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ЗАГАЛЬНИХ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ГЕНЕРАТОРОБУДУВАННЯ УКРАЇНИ

1.1. Розвиток енергетики в Україні та світі

1.1.1. Проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України та світу

1.1.2. Концептуальні питання та вимоги до сучасних гідрогенераторів

1.2. Аналіз впливу масо-габаритних характеристик на техніко- економічні показники гідрогенераторів

1.2.1. Аналіз масо-габаритних характеристик гідрогенераторів

1.2.2. Аналіз впливу масо-габаритних характеристик на економічні показники гідрогенераторів

Висновки до першого розділу

РОЗДІЛ 2. МЕТОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ

2.1. Поняття динамічної стійкості електричної системи

2.2. Вплив параметрів елементів електричної системи на її стійкість

2.2.1. Вплив поздовжнього індуктивного опору

2.2.2. Вплив активних опорів елементів

2.2.3. Вплив шунтуючого індуктивного опору

2.2.4. Вплив шунтуючого ємнісного опору

2.2.5. Вплив проміжного відбору потужності

2.3. Вплив регулювання збудження генератора на стійкість

2.3.1. Характеристика моменту (потужності) регульованого генератора

2.4. Вплив параметрів приймальної системи на стійкість

2.5. Вплив навантаження на стійкість

2.6. Вплив коефіцієнта потужності генератора на стійкість

2.7. Вплив режиму електропостачання в електричній системі на її стійкість

2.8. Вплив режиму короткого замикання в електричній системі на її стійкість

2.9. Аналіз впливу моменту інерції гідрогенератора на його динамічну стійкість та масо-габаритні показники

Висновки до другого розділу

РОЗДІЛ 3. ВИЗНАЧЕННЯ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ

ГЕНЕРАТОРІВ В ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД ЇХ МАСО-ГАБАРИТНИХ

ПОКАЗНИКІВ ПРИ ЗОВНІШНІХ ЗБУРЕННЯХ

3.1. Методика визначення динамічної стійкості генератору при великих зовнішніх збуреннях

3.2. Побудова характеристик часу зміни кута δ синхронних генераторів з різним моментом інерції під час великих зовнішніх збурень

Висновки до третього розділу

ВИСНОВКИ

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

АСГД – асинхронізований гідрогенератор-двигун

АСГДК – асинхронізований гідрогенератор-двигун контрроторного виконання

СГ – синхронний генератор

ГГ – гідрогенератор

ГЕС – гідравлічна електрична станція

ГАЕС – гідравлічна акумулююча електрична станція

ККД – коефіцієнт корисної дії

СГД – синхронний гідрогенератор-двигун

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування

КЗ – коротке замикання

ЛЕП – лінія електропередачі

ВСТУП

Конкурентоспроможність синхронних генераторів, окрім іншого, значною мірою залежить від витрат матеріалів, що відображається в їх масо-габаритних показниках. Тому зменшення останніх підвищує техніко-економічні показники виготовлених машин.

При цьому зміни масо-габаритних показників суттєво впливають на практично усі параметри режимів роботи машини, та обумовлюють необхідність визначення цих оновлених показників. Тому актуальність вибраної теми пов'язана з визначенням оптимальних значень моменту інерції та масогабаритних показників синхронних генераторів.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є дослідження оцінки впливу масо-габаритних показників гідрогенераторів на їх електродинамічну стійкість.

Для досягнення зазначеної мети поставлені наступні задачі:

- провести огляд можливих шляхів зменшення масогабаритних показників гідрогенераторів як засобу забезпечення їх конкурентоспроможності;
- провести поглиблений аналіз методики визначення динамічної стійкості синхронного генератора та визначити ступінь впливу на неї масо-габаритних показників машини;
- визначити основні параметри, що впливають на процес руху ротору синхронного генератора в нормальному режимі та режимі великих зовнішніх збурень;
- визначити час зміни кута δ для синхронних генераторів з різним моментом інерції та побудувати відповідні характеристики, на підставі яких встановити час динамічно стійкої роботи генераторів;
- на підставі отриманих часових характеристик зміни кута δ сформулювати практичні рекомендації до застосування генераторів з

різними моментами інерції ротора та рекомендації щодо роботи систем захисту елементів системи електропостачання;

- досліджену методику визначення динамічної стійкості синхронного генератору в залежності від його масогабаритних показників реалізувати в навчальний процес у вигляді відповідного програмного забезпечення та методик проведення лабораторної роботи.

Об'єкт: процес забезпечення динамічної стійкості гідрогенераторів.

Предмет: вплив масогабаритних показників гідрогенераторів на їх динамічну стійкість.

Наукова новизна отриманих результатів:

- вперше побудовані часові характеристики зміни кута δ при роботі синхронних гідрогенераторів контр роторного виконання в режимі великих зовнішніх збурень;
- знайшли подальший розвиток методи визначення динамічної стійкості синхронних генераторів при великих зовнішніх збуреннях в частині узагальнення сімейства часових характеристик зміни кута δ .

Практичне значення отриманих результатів для електроенергетичної галузі полягає у наступному:

- сформульовані практичні рекомендації по часу динамічної стійкої роботи синхронних генераторів з різними масогабаритними показниками при великих зовнішніх збуреннях;
- розроблена розрахункова програма визначення динамічної стійкості роботи синхронних генераторів;

Структура й обсяг роботи. Магістерська кваліфікаційна робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків, переліку використаних джерел. Загальний обсяг роботи становить 72 сторінки; 18 рисунків; 9 таблиць; списку використаних джерел з 63 найменувань на 6 сторінках.

В першому розділі було проведено аналіз впливу масогабаритних показників генераторів на їх вартість, розглянуті можливі шляхи їх

модернізації за рахунок використання нових матеріалів, а також використання синхронних генераторів неklasичної конструкції.

У другому розділі було проведено аналіз існуючих методів забезпечення динамічної стійкості синхронних генераторів та визначено, що суттєвим чинником її забезпечення є момент інерції машини, визначено вплив основних засобів забезпечення динамічної стійкості синхронних генераторів.

У третьому розділі були побудовані характеристики часу зміни кута δ синхронних генераторів з різним моментом інерції під час великих зовнішніх збурень, визначений час збереження машинами, що досліджувалися, динамічної стійкості.

РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ЗАГАЛЬНИХ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ГЕНЕРАТОРОБУДУВАННЯ УКРАЇНИ

1.1. Розвиток енергетики в Україні та світі

1.1.1. Проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України та світу

В теперішній час, крім проблеми великого ступеня моральної застарілості і фізичної зношеності електротехнічного обладнання, існує важлива проблема значних добових змін потужності в Об'єднаній енергосистемі України (ОЕСУ) [5, 7, 8, 14, 15]. Це маневреність по активній і реактивній потужностям, часті пуски і зупинки генераторів ГЕС і ТЕС, маневреність турбогенераторів атомних станцій по реактивній потужності [1, 2, 7—10, 14, 15].

Загальна встановлена потужність електростанцій ОЕСУ складає 55,1 млн. кВт, у тому числі: атомних станцій — 13,8, теплових станцій — 27,7, гідроелектростанцій — 5,8. З цього розподілу випливає, що частка потужності гідроелектростанцій і Київської ГАЕС (що є за технічних умов потужністю, придатною до маневреності) не перевищує 9,5 % сумарної потужності всіх електростанцій. Потужні енергоблоки ТЕС та АЕС були спроектовані і призначені для роботи в базисі навантажень при номінальних значеннях $\cos\varphi = 0,85 — 0,9$ [14, 15, 16].

У цій ситуації ГАЕС володіють максимальними маневровими перевагами. На відміну від інших типів маневрових електростанцій, які можуть покривати тільки пікові навантаження, ГАЕС можуть працювати і в насосному режимі в провали графіка електричного навантаження, забезпечуючи сприятливіший базисний режим теплових і атомних електростанцій. Додатково до основних функцій, ГАЕС притягуються до регулювання частоти і напруги в електричній мережі, а при необхідності і до несення функцій аварійного резерву, що швидко вводиться [18].



Рис. 1.1. Діаграма розподілу потужностей ОЕС України

У зв'язку з тим, що в Україні не передбачується будівництво нових великих гідровузлів в найближчий час, тому перший, найбільш реальний шлях вводу нових потужностей – це завершення будівництва гідроенергетичних об'єктів, закладених ще за радянських часів і в які вкладено значні кошти. До них відносяться Канівська ГАЕС і Ташликська ГАЕС.

Другим напрямком стратегічного розвитку гідроенергетики України є модернізація морально та фізично застарілого обладнання гідровузлів, які відпрацювали 40-50 років. Цей напрям в багатьох випадках розглядається як пріоритетний, оскільки дозволяє досягти добрих результатів при значно менших витратах (капітальні витрати в 2..3 рази менше, ніж при новому будівництві) [31].

Тому одним з напрямків підвищення ефективності використання енергоресурсів є вдосконалення гідрогенераторів при модернізації та проектуванні і будівництві нових енергооб'єктів.

1.1.2. Концептуальні питання та вимоги до сучасних гідрогенераторів

В основному гідросиловому устаткуванні ГЕС та ГАЕС, яке включає гідравлічну машину і електричну машину, можливі різні варіанти установки устаткування залежно від вибраної на підставі техніко-економічного порівняння схеми з'єднання гідравлічних і електричних машин [18].

Не дивлячись на різноманітність конструкції гідрогенераторів, до теперішнього часу відсутня їх класифікація, що пов'язано з труднощами виділення найважливіших ознак, що визначають основні виконання. Звичайно такі ознаки вказують кількість і розташування підшипників щодо ротора, а також системи охолодження і збудження [33].

Таким чином, після проведеного аналізу літератури [33-36] можливо класифікувати гідрогенератори наступним чином (рис. 1.2):

Переважає більшість гідрогенераторів виконується з вертикальним валом, що обумовлено специфікою приводу - гідравлічної турбіни, нерентабельністю, а у багатьох випадках і неможливістю створення гідрогенераторів великих розмірів у горизонтальному виконанні за умов забезпечення необхідних жорсткостей статора і ротора, а також виконання підшипників відповідної вантажопідйомності. Збірка, експлуатація і ремонт великих вертикальних машин здійснюються значно легше, ніж горизонтальних.

Проте вертикальне положення валопроводу призводить до появи у конструкції гідрогенератора опорних елементів - підп'ятника, і у багатьох випадках опорної хрестовини, які повинні бути розраховані на сприйняття зусиль від маси частин генератора і турбіни, що обертаються, а також від реакції води на її робоче колесо.

Для генераторів з низькими і середніми частотами обертання (до 200 хв-1) характерне переважно зонтичне виконання, хоча є приклади його реалізації при значно більш високих частотах обертання і відзначається

поступовий перехід до зонтичного виконання усе більш швидкохідних машин.



Рис. 1.2. Класифікація гідрогенераторів

Останні виготовляються, як правило, підвісного типу.

В зарубіжній практиці іноді розрізняють зонтичне і напівзонтичне виконання, розуміючи при цьому: під першим - виконання ротора у вигляді зрізаного конуса завдяки зігнутій формі спиць остову, чим досягається максимальне наближення площини тертя під'ятника до магнітної осі ротора, а під другим - звичайну конструкцію з прямолінійними спицями ротора [33].

Горизонтальне виконання, до недавнього часу, застосовувалося в основному для швидкохідних гідрогенераторів, які спарені, як правило, з однією або двома (по обидві сторони агрегату) ківшевими турбінами. Горизонтальні гідрогенератори при достатньо високих частотах обертання виявляються більш компактними і легкими у порівнянні з вертикальними.

До горизонтального розташування валу вдавалися також при створенні деяких типів невеликих прямоточних і пригребельних установок, що не отримали істотного розповсюдження і не мають великого енергетичного значення. Разом з цим розвиток робіт по прямоточним машинам привів до створення нового типу енергетичного устаткування - капсульного гідроагрегату, що складається з капсульного гідрогенератора і поворотно-лопатевої турбіни, суміщеної в одному корпусі і розташованих під водою.

Такі агрегати знайшли широке застосування для низьконапірних руслових, а також приливних ГЕС. Вони характеризуються відносно невеликими частотами обертання і штучно зменшеними у генераторів радіальними розмірами, що досягається використанням більш ефективних, примусових систем охолодження. Одинична потужність капсульних гідроагрегатів не перевищує 50 МВт, проте при необхідності вона може бути значно вища.

Кожному виконанню вертикальних гідрогенераторів відповідають свої модифікації капсульних машин: підвісному - конструктивна схема з розміщенням під'ятника і контрпід'ятника між турбіною і генератором, зонтичному - компоновка з розташуванням під'ятника і контрпід'ятника із сторони, протилежній турбіні.

Оборотні гідрогенератори можуть бути вертикальними і горизонтальними, зонтичними і підвісними.

Для вибору варіанту установки на ГАЕС генераторного устаткування необхідно ретельно проаналізувати усі варіанти та їх техніко-економічне порівняння.

Застосування одношвидкісного реверсивного генератора-двигуна вивчений достатньо повно та описано у багатьох літературних джерелах українських та зарубіжних авторів. Відомо, що вони встановлені на багатьох ГАЕС.

За умов використання на ГАЕС синхронного одношвидкісного генератора-двигуна він повинен бути виконаний із збільшеним діапазоном навантажень по реактивній потужності і повністю покривати потреби енергосистеми. Основні технічні характеристики цього генератора-двигуна повинні відповідати рекомендаціям МЕК і знаходитися на рівні аналогічних генераторів провідних зарубіжних фірм.

Застосування синхронних двохшвидкісних генераторів-двигунів з перемиканням числа полюсів менш поширено, в порівнянні з синхронними одношвидкісними генераторами-двигунами. Вказані машини дорожчі, ніж одношвидкісні, для зміни швидкості обертання шляхом перемикання кількості полюсів двохшвидкісні генератор-двигуни експлуатуватимуться з великим ККД, мають покращений діапазон генерації реактивної потужності в турбінному і насосному режимах, покращені можливості до утримання ККД, близькому до максимального в проектному діапазоні зміни напору і навантажень.

Застосування для ГАЕС гідроагрегатів із змінною частотою обертання ($n = \text{var}$) знаходить все більш широке розповсюдження в світі. Це пов'язано з отриманням істотних переваг — як в аспекті експлуатації самих агрегатів, так і в аспекті підвищення стійкості енергосистем:

- збільшення середнього ККД і підвищення експлуатаційної надійності або можливість зміни потужності при поточному значенні напору — в насосному режимі;
- збільшення середнього ККД і підвищення експлуатаційної надійності або розширення діапазону регулювання по потужності — в турбінному режимі;
- підвищення середнього ККД повного циклу;
- часткове завантаження в насосному режимі 60-100%;
- швидкодіюче регулювання частоти в енергосистемі (як у генераторному, так і руховому режимі);
- зниження вібрації і механічного зносу — можна вибрати при різному напорі і витраті води частоту обертання без вібрації гідроагрегату;
- високий рівень динамічної стійкості.

Проте при вказаних перевагах встановлення АСГД вимагає дещо більших, в порівнянні з СГД, капіталовкладень за рахунок значної вартості збудження [18].

Незважаючи на деяке ускладнення і збільшення вартості в порівнянні із звичайними синхронними машинами, асинхронізовані машини мають ряд істотних переваг. Вони вже знайшли практичне впровадження і мають подальшу перспективу застосування паралельно з синхронними генераторами [1, 5, 6].

Найважливішими перевагами АСГД стосовно ГАЕС є можливість регулювання потужності насоса і турбіни, більша участь в балансі реактивних потужностей і т.п.

Необхідно відзначити, що використання АСГД не повинне обмежуватися їх установкою тільки на ГАЕС. Як показують попередні опрацювання, застосування вказаних гідрогенераторів може бути ефективне також на ГЕС, особливо на об'єктах з коливаннями напору близько 30-50%. Використання АСГД може бути ефективне також на ГЕС, на яких проводиться реконструкція, при відповідному обґрунтуванні.

Необхідно розглядати кожен випадок застосування АСГД індивідуально, конкретно визначаючи доцільність використання варіанту устаткування [18].

Основні параметри

Значення номінальних напруг слід вибирати з наступного ряду: 0,4; 0,63; 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20 кВ.

Допускається за узгодженням виробника зі споживачем застосування інших напруг.

Значення номінального коефіцієнта потужності рекомендується встановити:

0,8 - для гідрогенераторів і генераторів-двигунів потужністю 125 МВА і нижче;

0,85 - для гідрогенераторів потужністю від 125 до 360 МВА;

0,9 - для гідрогенераторів потужністю понад 360 МВА;

0,95 - для капсульних гідрогенераторів потужністю 20 МВА і менше;

0,98 - для капсульних гідрогенераторів потужністю більше 20 МВА.

Номінальний коефіцієнт потужності генераторів-двигунів в руховому режимі слід встановлювати в технічному завданні або технічних умовах на оборотні машини конкретного типу.

Допускається за узгодженням виготовлювача зі споживачем виготовлення гідрогенераторів з номінальними коефіцієнтами потужності, відмінними від вищенаведених.

Генератори і генератори-двигуни повинні допускати підвищення активного навантаження аж до повної номінальної потужності за рахунок підвищення коефіцієнта потужності.

При роботі генератора і генератора-двигуна в режимі синхронного компенсатора з перезбудженням реактивну потужність слід визначати найбільшим тривало допустимим струмом ротора.

Допустимі реактивні потужності гідрогенератора і генератора-двигуна в режимах перезбудження і недозбудження в залежності від активного

навантаження та температур охолоджуючих середовищ (діаграми потужності) повинні бути оцінені при проектуванні, вказані в інструкції з експлуатації та уточнені за результатами випробувань головного зразка-машини.

Гідрогенератори повинні витримувати зовнішні вібраційні навантаження в діапазоні 1-100 Гц з максимальним прискоренням 1 g. За погодженням із замовником слід проводити розробку гідрогенераторів для роботи в сейсмічно небезпечних районах.

Режим роботи-S1 згідно ГОСТ 183.

Номінальні значення охолоджуючого середовища:

а) температура охолоджуючого повітря:

плюс 40 ° С - при розімкнутому циклі вентиляції;

плюс 35 ° С - при замкнутому циклі вентиляції;

б) температура води, що надходить для безпосереднього охолодження активних частин - не вище плюс 45 ° С;

в) температура води, що надходить в повітроохолоджувачі та теплообмінники, - не вище плюс 28 ° С.

Статична можливість перевантаження W_{Π} , о.е., гідрогенераторів в номінальному режимі встановлюють за погодженням між виробником і основним споживачем (замовником), але не нижче 1,5, і розраховують за формулою

$$W_{\Pi} = \frac{i_{f_{\text{НОМ}}}}{i_{fk} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}} - \left[1 + \frac{1}{6} \cdot \frac{i_{f0}}{i_{f_{\text{НОМ}}}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + 3/2 (i_{f_{\text{НОМ}}} / i_{f0})^2}} \right] \quad (1.1)$$

де $i_{f_{\text{НОМ}}}$ - струм збудження при номінальному навантаженні, А;

i_{fk} - струм збудження при сталому трифазному короткому замиканні і номінальному струмі статора, А;

i_{f0} - струм збудження при холостому ході і номінальному напрузі, А;

$\cos \varphi_{\text{НОМ}}$ - номінальний коефіцієнт потужності.

Статична можливість перевантаження капсульних генераторів повинна бути не менше:

1,5 для генераторів потужністю до 20 МВА включно;

1,35 для генераторів потужністю понад 20 МВА [37].

Технічні вимоги

Гідрогенератори і їх допоміжні системи повинні задовольняти вимогам цього стандарту, ГОСТ 183 і ГОСТ 21558.

Клас нагрівостійкості ізоляції обмоток статора і ротора повинен бути не нижче класу В згідно ГОСТ 8865.

Граничні значення температури вузлів і деталей в місцях зіткнення з ізоляцією при тривалій роботі з номінальним навантаженням повинні бути не вище температур, передбачених ГОСТ 8865. Граничні значення допустимих температур при застосуванні ізоляційних матеріалів класів нагрівостійкості В і F - по табл. 1.1.

Таблиця 1.1. Граничні значення допустимих температур при застосуванні ізоляційних матеріалів класів нагрівостійкості В і F

Вузли гідрогенератора або охолоджуюча середа	Вимірювання методом	Гранично допустимі значення температури, °С, не більше, при використанні ізоляційних матеріалів класів нагрівостійкості	
		В	F
1	2	3	4
1. Охолоджуюча вода, що виходить з обмоток статора, ротора і сердечника статора	Термометра	65	65
2. Обмотка статора при непрямому повітряному охолодженні	Термоперетворювачів опору	120	140
3. Обмотка ротора при непрямому повітряному і форсованому повітряному охолодженні	Опір	130	145
4. Активна сталь сердечника статора при непрямому повітряному і безпосередньому водяному охолодженні обмотки статора	Термоперетворювачів опору	120	140

Допускається тривала несиметрична навантаження гідрогенераторів з демпферної системою, якщо струми в фазах не перевищують номінального значення, а струм зворотної послідовності (або різниця струмів в фаз) у відсотках від номінального не перевищує відповідно:

а) при непрямому повітряному охолодженні обмотки статора:

14 (20) - для потужності до 125 МВА і менше;

10 (15) - для потужності понад 125 МВА;

б) при безпосередньому водяному охолодженні обмотки статора - 7 (10).

Примітка. За номінальний струм статора генераторів-двигунів слід приймати найбільший зі струмів в генераторному і руховому режимах.

Гідрогенератори повинні допускати короточасні перевантаження в аварійних умовах по струму статора при кратності струму щодо номінального його значення відповідно до табл. 2, при кількості перевантажень граничної тривалості не більше двох на рік.

Таблиця 1.2 Значення кратності струму статора при перевантаженнях

Кратність перевантажен ня	Тривалість перевантаження, хв	
	при непрямому повітряному охолодженні обмотки статора	при безпосередньому водяному охолодженні обмотки статора
1	2	3
1,1	60	
1,15	15	
1,2	6	
1,25	5	
1,3	4	
1,4	3	2
1,5	2	1
2,0	1	—

Термічна стійкість ротора з демпферною системою при короточасній роботі в несиметричних режимах повинна відповідати наступним значенням твори квадрата струму зворотної послідовності у відносних одиницях на допустимий час роботи в несиметричному режимі не більше:

40 с - при непрямому повітряному охолодженні обмоток;

20 с - при безпосередньому водяному або форсованому повітряному охолодженні обмоток або при масивних полюсах ротора.

Ротор гідрогенератора повинен допускати дворазовий номінальний струм збудження тривалістю не менше 50 с для гідрогенераторів з непрямым повітряним охолодженням і не менше 20 с для гідрогенераторів з форсованим повітряним або безпосереднім водяним охолодженням обмотки ротора. Допускається за узгодженням зі споживачем виготовлення гідрогенераторів з тривалістю дворазового номінального струму збудження, відмінній від вказаної.

Для генераторів-двигунів під номінальним струмом слід розуміти найбільший з його значень в генераторному і руховому режимах.

Для більш високих температур допустиме значення опору ізоляції знижується в 2 рази на кожні 20 °С різниці між температурою, при якій виконується вимір, і 30 °С.

У всіх випадках опір ізоляції обмоток не повинен бути менше 0,5 МОм.

Гідрогенератор повинен витримувати викрадення частоти обертання гідротурбіни (для поворотно-лопатевих гідравлічних турбін при збереженні комбінованого зв'язку). При цьому максимальні розрахункові напруження матеріалів обертових частин гідрогенератора не повинні перевищувати 2/3 межі текучості застосованих матеріалів, а деформація обода ротора повинна бути менше розміру повітряного зазору. Допускається за узгодженням виготовлювача з основним споживачем або замовником підвищення розрахункових напружень матеріалів обертових частин гідрогенератора, але не більше ніж до 95% межі текучості.

Генератори повинні допускати не менше 700 пусків на рік, а генератори-двигуни - не менше 1400 пусків на рік.

Спосіб пуску генераторів-двигунів в руховому режимі встановлюється за погодженням між виробником і основним споживачем (замовником).

Всі гідрогенератори повинні мати не менше шести виводів обмотки статора.

Підп'ятники і підшипники генераторів-двигунів з оборотним насос-турбіною повинні бути реверсивними.

Підп'ятники повинні бути оснащені еластичними металопластмасовими сегментами (ЕМП-сегментами).

Підп'ятники з ЕМП-сегментами повинні забезпечувати пуск гідрогенератора без попереднього підйому ротора на гальмах після стоянки тривалістю 2 міс.

Внутрішній діаметр сердечника статора повинен допускати виїмку кришки турбіни, а також нижньої хрестовини генератора при її наявності.

Значення показників надійності гідрогенераторів з допоміжними системами по ГОСТ 27.002 і ГОСТ 4.167 повинні встановлюватися в технічному завданні, але бути не менше:

Коефіцієнт готовності 0,996

Середнє напрацювання на відмову, год 27000

Ресурс між капітальними ремонтами, років 7

Термін служби, років 40.

Гідрогенератори повинні зберігати номінальну потужність при номінальному коефіцієнті потужності і граничному відхиленні напруги на висновках на $\pm 5\%$, а частоти на $\pm 2\%$ номінальних значень. При цьому при роботі з підвищеною напругою і зниженою частотою сума абсолютних значень відхилень напруги і частоти не повинна бути вище 5%.

Гідрогенератори повинні допускати тривалу роботу при граничному відхиленні напруги від номінального значення, не перевищує $\pm 10\%$. При відхиленнях напруги від ± 5 до $\pm 10\%$ допустимі навантаження гідрогенераторів повинні бути знижені.

Ізоляція обмоток статора повинна витримувати випробувальну напругу по ГОСТ 183.

Ізоляція обмотки ротора повинна витримувати випробувальну напругу:

- Десятикратне номінальну напругу збудження, але не менше 1500 В, - при номінальній напрузі збудження до 500 В;

- 4000 В плюс дворазове номінальну напругу збудження - при номінальній напрузі збудження понад 500 В.

В аварійних випадках гідрогенератор повинен допускати пуск і підйом напруги і включення в мережу при відсутності напруги в системі власних потреб змінного струму електростанції (оборотні машини - пуск для роботи в генераторному режимі) [38].

1.2. Аналіз впливу масо-габаритних характеристик на техніко-економічні показники гідрогенераторів

1.2.1. Аналіз масо-габаритних характеристик гідрогенераторів

Провівши аналіз довідкових матеріалів [42-44] по гідрогенераторам, а саме їх масо-габаритних показників, було виявлено розподіл маси між елементними частинами гідрогенератора в залежності від його типу та конструктивних особливостей. Таким чином були отримані наступні результати розподілу маси:

- у синхронних вертикальних гідрогенераторах з охолодженням статора і ротора повітрям, синхронних вертикальних гідрогенераторах з безпосереднім охолодженням обмотки статора водою та форсованим охолодженням обмотки ротора повітрям розподіл маси становить: ротор $50 \pm 3\%$, статор $28 \pm 5\%$, інші складові $22 \pm 6\%$;
- у синхронних вертикальних гідрогенераторах-двигунах ротор займає $55 \pm 3\%$ маси машини, статор $22 \pm 4\%$, інші складові $23 \pm 6\%$;
- у синхронних горизонтальних гідрогенераторах з охолодженням статора і ротора повітрям, синхронних горизонтальних капсульних гідрогенераторах та синхронних горизонтальних гідрогенераторах з безпосереднім охолодженням обмотки статора і ротора водою: ротор $40 \pm 3\%$, статор $28 \pm 5\%$, інші складові $32 \pm 6\%$;

Границі можливих розбіжностей в розподілі маси між елементами машини залежать від конструктивних особливостей та швидкості обертання машини.

Габарити гідрогенераторів мають велику розбіжність в залежності від швидкості обертання, системи охолодження та типу машини.

Достатньо суттєвий вплив на масо-габаритні характеристики оказує додержання високого значення моменту інерції гідрогенераторів, а саме на діаметр та масу ротора.

1.2.2. Аналіз впливу масо-габаритних характеристик на економічні показники гідрогенераторів

В умовах сучасних ринкових відносин вітчизняні гідрогенератори мають малу конкурентоспроможність із-за їхньої великої матеріалоемності, та, як наслідок, великих капітальних витрат на саме електрообладнання та на будівельні роботи та обладнання при будівництві гідроелектростанцій.

Це обумовлено недосконалістю проектування електричних машин та завищеними нормами моменту інерції гідрогенератора для забезпечення його динамічної стійкості в системі.

Виробники гідрогенераторів для визначення ефективності використання ресурсів (металу, енергоресурсів, працевитрат) обрали такий показник як питома матеріалоемність g , який показує скільки кілограмів готової продукції (гідрогенератора) приходить на 1 кВА його встановленої потужності. За допомогою цього показника можна визначити досконалість проектування генератора та можливі напрямки енерго- та ресурсозбереження при виробництві гідрогенераторів.

Нормативи максимально допустимого значення питомої матеріалоемності гідрогенераторів приведені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 Нормативи крайнього значення показника питомої матеріалоємності (кг/кВА) для гідрогенераторів та генераторів-двигунів випуску після 01.01.91 р.

Група	Потужність, S, МВА	Охолодження	$k=S/2p$ МВА	Питома матеріалоємність Не більше $g=G/S$, кг/кВА
1	2	3	4	5
1	100-250	повітряне	1,3-9,0	8,4-3,9
2	>250	повітряне	5,5-10,0	4,5-3,5
3	>250	водяне	9,0-20,0	2,5-2,1

Для машин випуску до 1991 року нормативи обмежень по g на 7% вище (група 1), на 13% (для групи 2) і на 12% (група 3)

Провівши аналіз гідрогенераторів вітчизняних та світових виробників («Електроважмаш», Україна; «Електросила», Росія; «Уралелектроважмаш», Росія; «Елсіб», Росія; «Альстом», Франція; «Сіменс», Німеччина) було отримано рівень питомої матеріалоємності гідрогенераторів, який приведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 Рівень питомої матеріалоємності гідрогенераторів вітчизняних та світових виробників

Група	Потужність, S, МВА	$k_{cp}=S/2p$ МВА/полюс (вітчизняні /світові /російські)	Питома матеріалоємність $g_{cp}=G/S$, кг/кВА (вітчизняні /світові/російські)
1	2	3	4
1	100<	2,29/2,3/-	7,31/4,82/-
2	100-250	4,61/7,57/4,68	5,54/4,5/5,59
3	>250	8,66/10/13,25	4,53/2,68/3,1

Графік розподілення питомої матеріалоємності гідрогенераторів відносно їхньої потужності та виробника представлено на рис. 1.1.

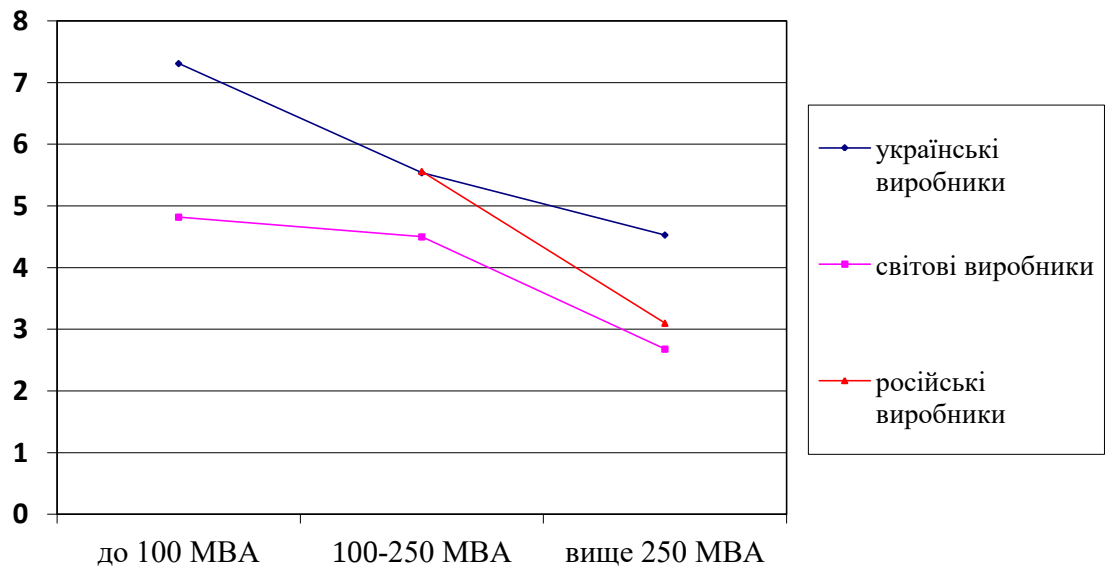


Рис. 1.3. Графік розподілення питомої матеріалоємності гідрогенераторів відносно їхньої потужності та виробника

Висновки до першого розділу

1. Зниження масо-габаритних показників генераторів суттєво впливає на їх конкурентоспроможність на світовому ринку.
2. Зменшення вказаних показників можливо за рахунок застосування нових ізоляційних матеріалів та нових конструктивних рішень, зокрема створення генераторів контр роторного виконання.
3. Вказані зміни конструкції генераторів обумовлюють необхідність оцінки параметрів режиму відповідно до нових вихідних даних.

РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ

2.1. Поняття динамічної стійкості електричної системи

Статична стійкість є необхідною умовою існування нормального режиму електричної системи, але не зумовлює її здатність продовжити роботу при різких порушеннях режиму. Ця сторона проблеми, як зазначалося вище, зачіпає коло питань, що відносяться до динамічної стійкості. Розширимо уявлення про останню з урахуванням проведених міркувань. В якості причини, що приводить до різкого порушення режиму електричної системи, розглянемо відключення одного ланцюга лінії Л. Схема заміщення електричної системи для цього випадку наведена на рис.2.1.

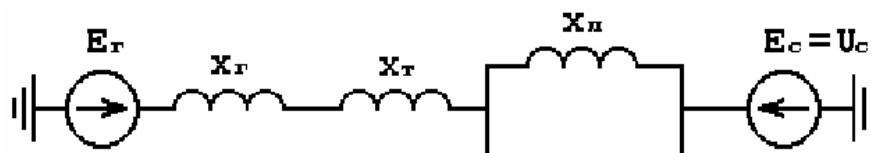


Рис. 2.1 Схема заміщення електричної системи

Відключення одного ланцюга лінії Л означає збільшення як її опору, так і результуючого опору X . Це зменшує можливі значення струму I_c , обумовленого їм індукції B_c магнітного поля і залежний від останнього електромагнітний момент генератора. Таке зниження можливостей генератора зі створення електромагнітного моменту відбивається характеристикою моменту M_{II} , розташованій нижче характеристики моменту M_I вихідного режиму (рис. 2.2). Припустимо, що у вихідному режимі (точка а) турбіна створює момент M_{01} (рис. 2.2). При відключенні ланцюга лінії Л кут δ через інерційність ротора генератора відразу не зміниться, а от електромагнітний момент миттєво знизиться до значення M_b , яке визначається точкою b на характеристиці моменту M_{II} і менше незмінного і обертового моменту турбіни $M_t = M_{01}$. Це викличе прискорення ротора

генератора, збільшення його швидкості, і як наслідок прогресуючий зростання кута δ (рис. 2.2).

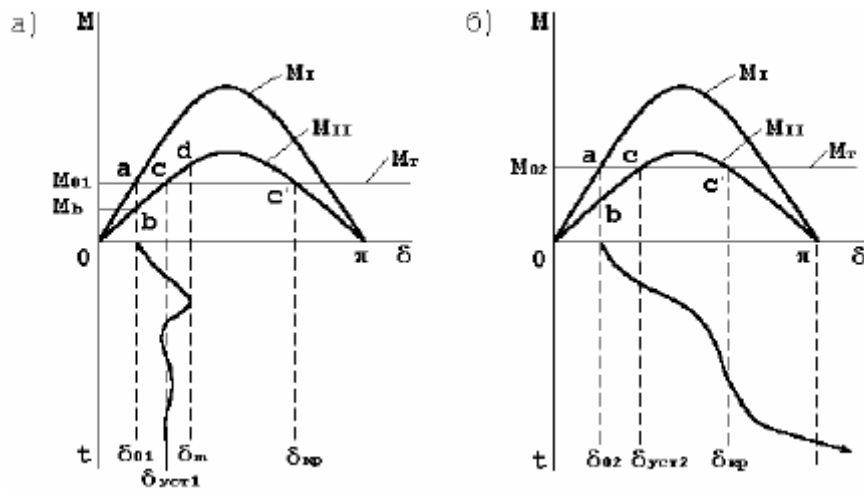


Рис. 2.2. Кутіві характеристики синхронного генератора

Процес збільшення швидкості ротора закінчиться в момент досягнення кутом δ значення $\delta_{уст}$, при якому відновлюється баланс обертового моменту турбіни і гальмуючого електромагнітного моменту генератора (точка c). Але збільшення кута δ після досягнення ним значення $\delta_{уст}$ буде продовжуватися, так як швидкість ротора генератора ω_f більше синхронної ω_s , але відбуватися воно буде менш інтенсивно внаслідок перевищення гальмуючого електромагнітного моменту генератора M_{II} над обертає турбіни M_T (рис. 2.2). Якщо швидкість ω_f ротора генератора знизиться до синхронної ω_s , то кут δ , досягши значення δ_m (точка d), почне зменшуватися, і подальше його зміна буде відбуватися, як правило, у формі затухаючих коливань навколо значення $\delta_{уст}$ (рис. 2.2). Коливання процесу пояснюється як механічною інерційністю ротора генератора, так і виникненням при нерівності $\delta \neq \delta_{уст}$ результуючого моменту на валу генератора, який прагне наблизити кут δ до значення $\delta_{уст}$. В результаті встановиться новий нормальний режим роботи генератора і системи в цілому. У цьому випадку можна говорити про володіння генератором і системою динамічної стійкості при відключенні ланцюга лінії Л.

Якщо ж швидкість ω_f ротора генератора при гальмуванні не встигне зрівнятися з синхронної ω_s , тобто кут δ досягне критичного значення $\delta_{кр}$, відповідного точці з перетину характеристик моменту турбіни та генератора (рис. 2.2), то з цього моменту режим зменшення швидкості генератора зміниться режимом її збільшення через переважання при $\delta > \delta_{кр}$ обертового моменту турбіни M_t над гальмуючим електромагнітним моментом M_{II} генератора. Це викличе прогресуюче зростання кута δ (рис. 6.2б) і подальше його безперервне збільшення, тобто провертання ротора генератора Γ щодо ротора генератора Γ_c приймальної системи, що означає порушення стійкості. Такий розвиток процесу можливе, наприклад, якщо в момент відключення лінії Л генератор розвивав велику активну потужність, тобто його турбіна створювала момент $M_{02} > M_{01}$, і на етапі гальмування ротора генератора (між точками с і з перетину характеристик моментів) діючий на нього результуючий момент був недостатній для зниження його швидкості до синхронної. У цьому випадку можна говорити про відсутність динамічної стійкості у генератора і системи в цілому при відключенні ланцюга лінії Л.

Розрахувати динамічну стійкість - це означає визначити умови, за яких вона забезпечується, зокрема, в розглянутому випадку для генератора Γ , це означає визначити, наприклад, ту граничну потужність, розвиваючи яку генератор збереже стійкість при відключенні одного ланцюга лінії Л.

2.2. Вплив параметрів елементів електричної системи на її стійкість

З проведених міркувань випливає, що генератор Γ і електрична система в цілому будуть більш стійкими при більшому значенні амплітуди M_m характеристики електромагнітного моменту генератора. Тому вплив кожного з параметрів системи на її стійкість будемо оцінювати через його вплив на цю характеристику і амплітуду M_m .

2.2.1. Вплив позовжнього індуктивного опору

Менший за величиною індуктивний опір x меншою мірою обмежує струм I_s , який створює в повітряному зазорі генератора магнітне поле з більшою індукцією B_s . Вплив останнього на обмотку збудження призводить до виникнення більшого електромагнітного моменту, в тому числі, і його максимального значення M_m , і благотворно позначається на стійкості генератора. На рис. 2.2 наведені характеристики моменту генератора для двох значень опору x .

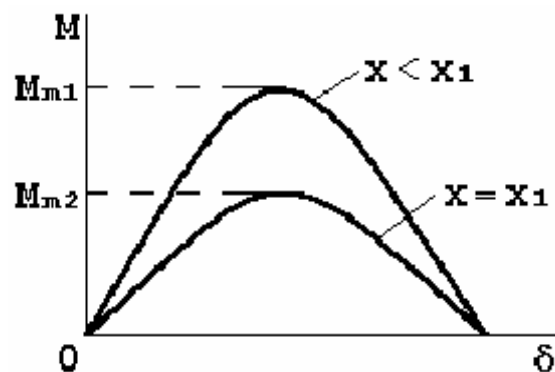


Рис. 2.2. Характеристики моменту генератора для двох значень опору x

На практиці зниження опору x зазвичай домагаються: збільшенням числа паралельних ланцюгів лінії електропередачі; збільшенням робочої напруги лінії електропередачі, що призводить до зниження її опору, приведенного до ступені генераторної напруги; включенням батареї конденсаторів у розтин лінії електропередачі, частково компенсує своїм ємнісним опором опір x .

2.2.2. Вплив активних опорів елементів

Знімемо раніше прийняте допущення про неврахування активних опорів елементів електричної системи. Тоді схеми заміщення приймуть вигляд, представлений відповідно на рис. 2.3, б, в. Облік активного опору r в схемах заміщення робить їх менш інерційними електричними ланцюгами в електромагнітному відношенні.

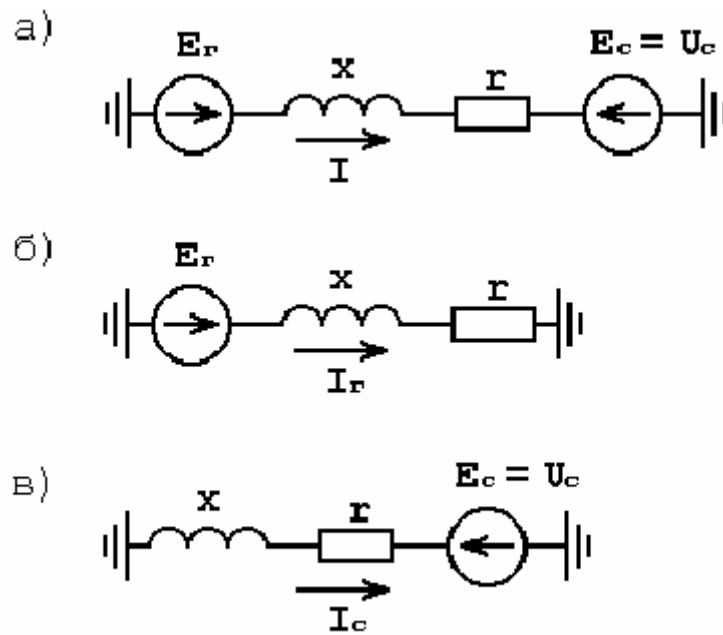


Рис. 2.3. Схеми заміщення систем з врахуванням активних опорів

Тому відставання по фазі струму I_r (I_c) породжує його ЕРС E_r (E_c) і становить кут вже менший $\pi/2$ на величину α , що залежить від відношення опорів x і r . Тому й магнітні поля з індукцією B_f і B_r (B_c) вже не протифазні (синфазні), а зміщені один щодо одного на кут $\pi - \alpha$ (рис. 2.4).

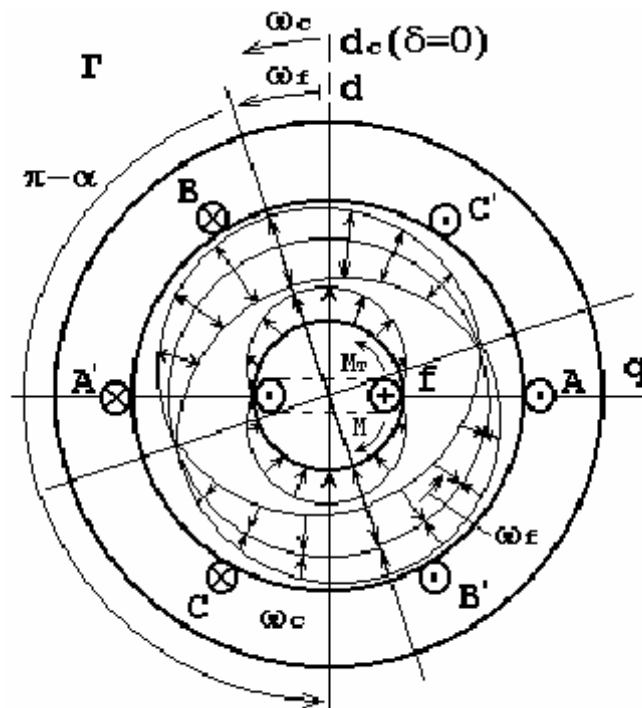


Рис. 2.4. Векторна діаграма магнітних полів синхронного генератора

В результаті з одного боку активні частини обмотки збудження генератора постійно знаходяться в зоні, де індукція B_r відмінна від нуля, і отже на них діє електромагнітна сила, а на ротор гальмуючий електромагнітний момент M , що не залежить від положення ротора в просторі (кута δ).

Причому цей момент тим більше, чим більше кут α , тобто менше відношення x/r . З іншого боку, активні частини обмотки збудження вже при куті $\delta = 0$ знаходяться в зоні, де індукція поля B_c відмінна від нуля, і отже на них діє електромагнітна сила, а на ротор прискорює електромагнітний момент M_c , як раніше було показано синусоїдально залежить від кута δ . Характеристики електромагнітного моменту генератора M і його складових M_r і M_c наведені на рис. 2.5.

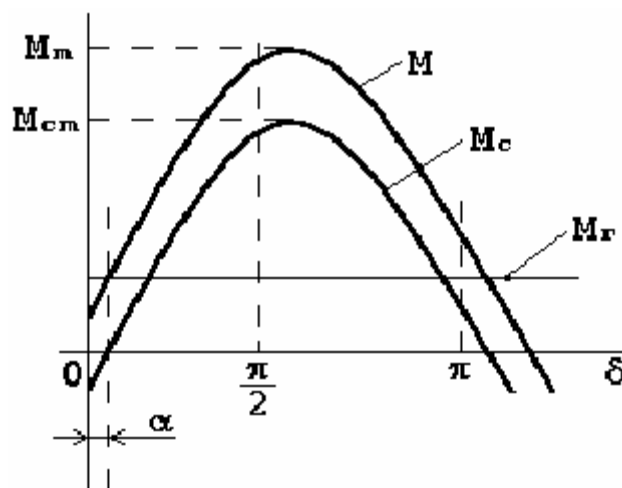


Рис. 2.5. Характеристики електромагнітного моменту генератора M і його складових M_r і M_c

У реальній електричній системі відношення $x/r > 5$, тому облік активного опору r призводить до дуже незначного збільшення повного опору кола $z = (x^2 + r^2)^{1/2}$ (рис. 2.3в), зменшенню струму I_c , індукції B_c і моменту M_c . Це зменшення моменту M_c з лишком компенсується появою додаткового моменту M_r . І в цілому результуючий момент M генератора при обліку активних опорів елементів буде більше, ніж при їх неврахування. Однак це перевищення буде не таким великим, щоб можна було говорити про

вирішальний вплив на збільшення стійкості системи. Скоріше це дозволяє практичні розрахунки стійкості проводити без урахування активних опорів елементів електричної системи

2.2.3. Вплив шунтуючого індуктивного опору

З метою компенсації надлишку реактивної потужності в електричній системі і пов'язаного з цим підвищення напруги може бути включений шунтуючий реактор P (рис. 2.6) з індуктивним опором X_p .

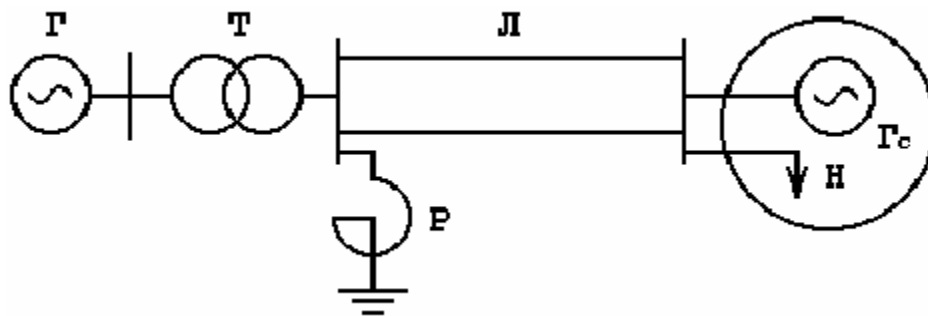


Рис. 2.6. Включення шунтуючого реактора в систему електропостачання

Включення реактора P трансформує і схему заміщення до виду, представленого на рис. 2.7.

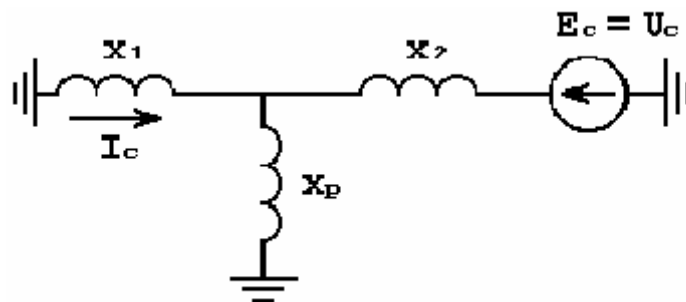


Рис. 2.7. Схема заміщення електричної системи з включеним реактором

Тут $x_1 = x_g + X_T$; $x_2 = X_L/2$.

Опір X_p шунтує опір x_1 і призводить до зниження струму I_c , індукції B_c магнітного поля в зазорі генератора і, як наслідок, до зменшення його електромагнітного моменту. Характеристики електромагнітного моменту

генератора при включеному ($X_p \neq 0$) і відключеному ($X_p = \infty$) реакторі наведені на рис. 2.8.

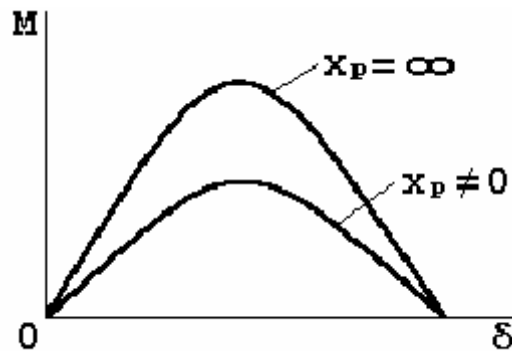


Рис. 2.8. Характеристики електромагнітного моменту генератора при включеному ($X_p \neq 0$) і відключеному ($X_p = \infty$) реакторі

Таким чином наявність шунтуючого опору знижує стійкість генератора та електричної системи в цілому.

2.2.4. Вплив шунтуючого ємнісного опору

В електричній системі з метою компенсації нестачі реактивної потужності і пов'язаного з цим зниження напруги в її вузлових точках може бути включено пристрій поперечної компенсації (ППК) реактивної потужності, наприклад, у вигляді батареї статичних конденсаторів (рис. 2.9) з ємнісним опором хк.

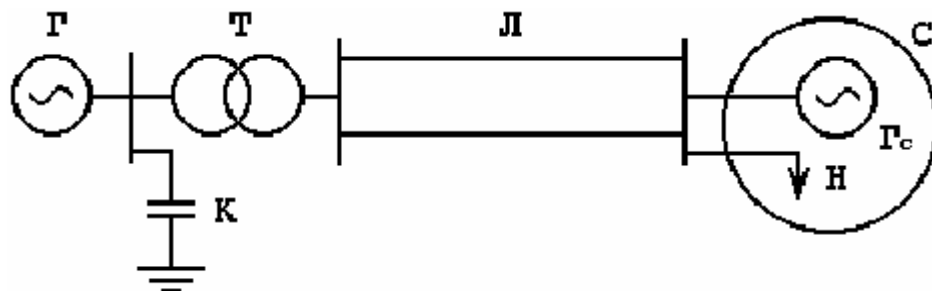


Рис. 2.9. Схема заміщення електричної системи з включеною батареєю конденсаторів

Включення батареї конденсаторів призводить схему заміщення до виду, представленому на рис. 2.10. Тут $x_1 = x_g$; $x_2 = X_T + X_L / 2$.

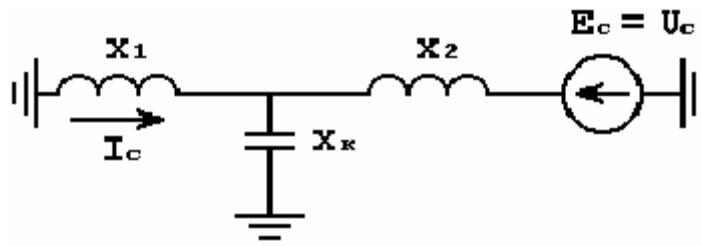


Рис. 2.10. Схема заміщення електричної системи з включеною батареєю конденсаторів

Включення конденсаторів К з опором великим резонансного $x_k > x_1 x_2 / (x_1 + x_2)$ за рахунок генерації в них додаткового реактивного струму призводить до збільшення струму I_c . Це, в свою чергу, призводить до збільшення індукції B_c магнітного поля в повітряному зазорі генератора, і, як наслідок, до збільшення його електромагнітного моменту. Характеристики електромагнітного моменту генератора при включеній ($x_k \neq 0$) і відключеній ($x_k = \infty$) батареї конденсаторів К наведені на рис. 2.11.

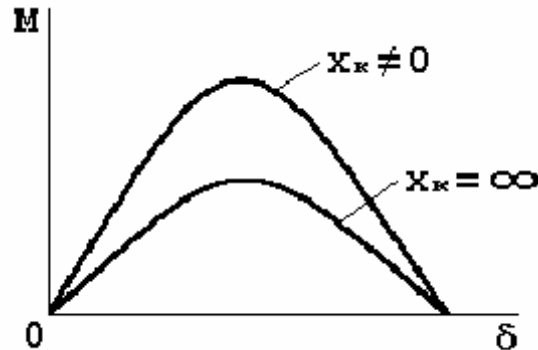


Рис. 2.11. Характеристики електромагнітного моменту генератора при включеній ($x_k \neq 0$) і відключеній ($x_k = \infty$) батареї конденсаторів

Таким чином, включення шунтуючого ємнісного опору благотворно позначається на стійкості генератора і системи в цілому.

2.2.5. Вплив проміжного відбору потужності

Розглянемо так звану складний зв'язок генератора Г з приймальною системою С, коли на шляху передачі потужності є її відбір, наприклад, для споживачів П, що живляться з генераторної напруги (рис. 2.12).



Рис. 2.12. Схема заміщення електричної системи із споживачами генераторної напруги

Будемо враховувати, що активні опори входять в систему елементів, навантаження споживачів Π вважати активно-індуктивним і враховувати його в схемі заміщення системи (рис. 2.13) постійним опором z_3 .

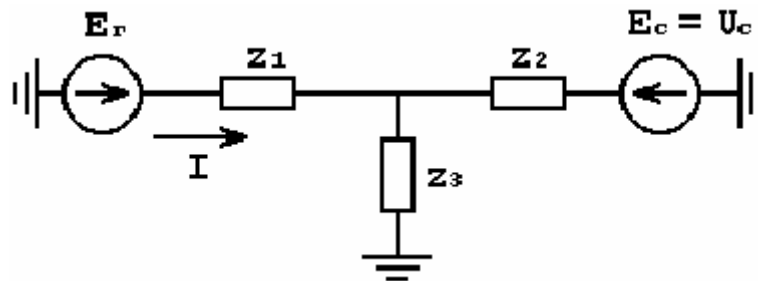


Рис. 2.13. Схема заміщення електричної системи із споживачами генераторної напруги

Тут $z_1 = r_1 + jx_1$ - опір генератора Γ ; $z_2 = r_2 + jx_2$ - сумарний опір трансформатора T і лінії L ; $z_3 = r_3 + jx_3$ - опір споживачів. При включенні споживачів їх опір z_3 шунтує опір z_1 і тим самим зменшує струм I в статорних обмотках генератора, а значить індукції B_r і B_c магнітних полів в його повітряному зазорі і залежний від останніх електромагнітний момент. Характеристики електромагнітного моменту генератора при включених ($z_3 \neq 0$) і відключених ($z_3 = \infty$) споживачах Π наведені на рис. 2.14.

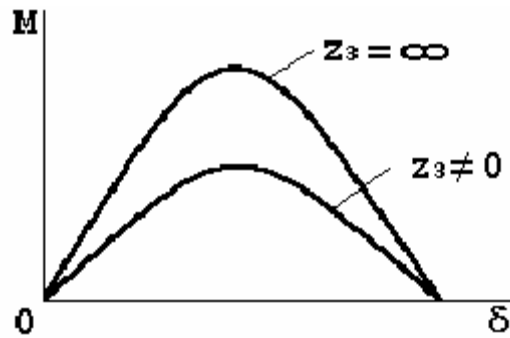


Рис. 2.14. Характеристики електромагнітного моменту генератора при включених ($z_3 \neq 0$) і відключених ($z_3 = \infty$) споживачах

З вищесказаного випливає висновок про негативний вплив на стійкість проміжного відбору потужності при її передачі від генератора до приймальної системи. Для якісної оцінки цього впливу зручно користуватися характеристикою потужності генератора в аналітичній формі, яку отримаємо з наступних міркувань.

Режим системи (рис. 2.12) розділимо на два. Перший - враховує дію тільки ЕРС E_g генератора. Схема заміщення для нього представлена на рис. 2.15.

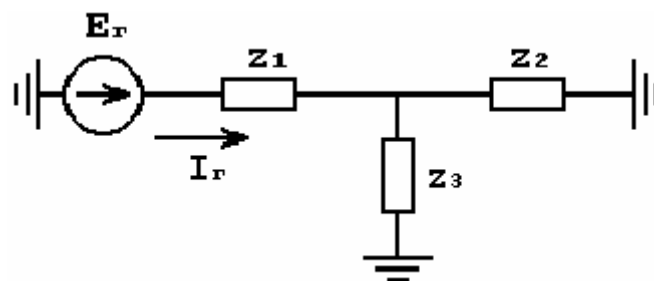


Рис. 2.15. Схема заміщення електричної системи для першого режиму

Активна потужність P_g , що розвивається генератором в цьому режимі, носить назву власної і згідно закону Ампера прямо пропорційна, з одного боку, току збудження, а значить і пропорційної йому ЕРС E_g генератора, з іншого боку, індукції B_g магнітного поля, в якому знаходяться активні частини обмотки збудження, а значить і струму I_g , що породжує це поле. Струм I_g визначається зі схеми заміщення (рис. 2.15) за висловом

$$I_g = (E_g / z_{11}) \sin \alpha_{11}, \quad (2.1)$$

де z_{11} - модуль власного опору першої гілки схеми (рис.2.15), що визначається за виразом

$$z_{11} = r_{11} + jx_{11} = z_1 + z_2 z_3 / (z_2 + z_3), \quad (2.2)$$

$$\alpha_{11} = \pi / 2 - \arctg (x_{11} / r_{11}) \quad (2.3)$$

- додатковий кут опору z_{11} , аналогічний за змістом кута α .

З урахуванням сказаного і поданих величин в системі СІ власна активна потужність генератора розраховується за висловом

$$P_2 = (E_2^2 / z_{11}) \sin \alpha_{11}, \text{ або} \quad (2.4)$$

$$P_2 = E_2^2 y_{11} \sin \alpha_{11}, \quad \text{де} \quad (2.5)$$

$$y_{11} = 1 / z_{11} \quad (2.6)$$

- власна провідність першої гілки.

Схема заміщення для другого режиму, що враховує дію тільки ЕРС $E_c = U_c$, наведена на рис. 2.16.

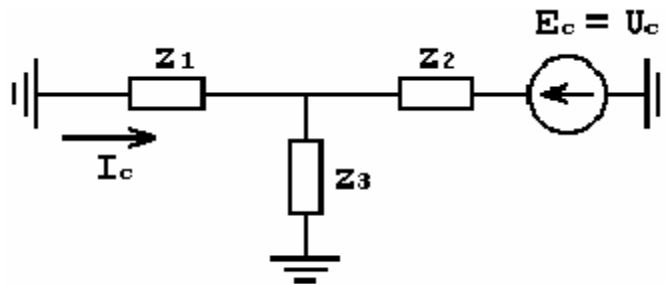


Рис. 2.16. Схема заміщення електричної системи для другого режиму, що враховує дію тільки ЕРС

Активна потужність P_c , що розвивається генератором в цьому режимі, носить назву взаємної і як і в першому режимі прямо пропорційна ЕРС E_c генератора і струму I_c . Струм I_c визначається зі схеми заміщення (рис. 2.16) за висловом

$$I_c = (U_c / z_{12}) \sin (\delta - \alpha_{12}), \quad (2.7)$$

де z_{12} - модуль взаємного опору між першою і другою гілками схеми (рис. 2.16), що визначається за висловом

$$z_{12} = r_{12} + jx_{12} = z_1 + z_2 + (z_1 z_2 / z_3), \quad (2.8)$$

$$\alpha_{12} = \pi / 2 - \arctg (x_{12} / r_{12}), \quad (2.9)$$

- додатковий кут опору z_{12} , аналогічний за змістом кутку α .

З урахуванням сказаного при поданих величинах в системі СІ взаємна активна потужність генератора розраховується за висловом

$$P_c = (E_2 U_c / z_{12}) \sin (\delta - \alpha_{12}) \quad \text{або} \quad (2.10)$$

$$P_c = E_2 U_c y_{12} \sin (\delta - \alpha_{12}), \quad \text{де} \quad (2.11)$$

$$y_{12} = 1 / z_{12}, \quad (2.12)$$

- взаємна провідність між першою і другою гілками.

Повна активна потужність генератора складається з потужностей P_2 і P_c першого і другого режиму і розраховується за висловом

$$P = P_2 + P_c = E_2^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + E_2 U_c y_{12} \sin (\delta - \alpha_{12}). \quad (2.13)$$

Цей вираз і являє шукану аналітичну форму характеристики потужності генератора. З її допомогою, зокрема, можна перевірити отримані вище висновки якісного аналізу впливу параметрів системи на її стійкість.

2.3. Вплив регулювання збудження генератора на стійкість

До цих пір передбачалося, що ЕРС E_g генератора G при зміні режиму залишається постійною. Подивимося, що відбувається з напругою U_g на шинах генератора при збільшенні розвивається їм активної потужності або

при збільшенні пов'язаного з цим кута δ . Значення напруги U_{Γ} можна отримати з векторної діаграми (рис. 2.17), що характеризує режим схеми заміщення.

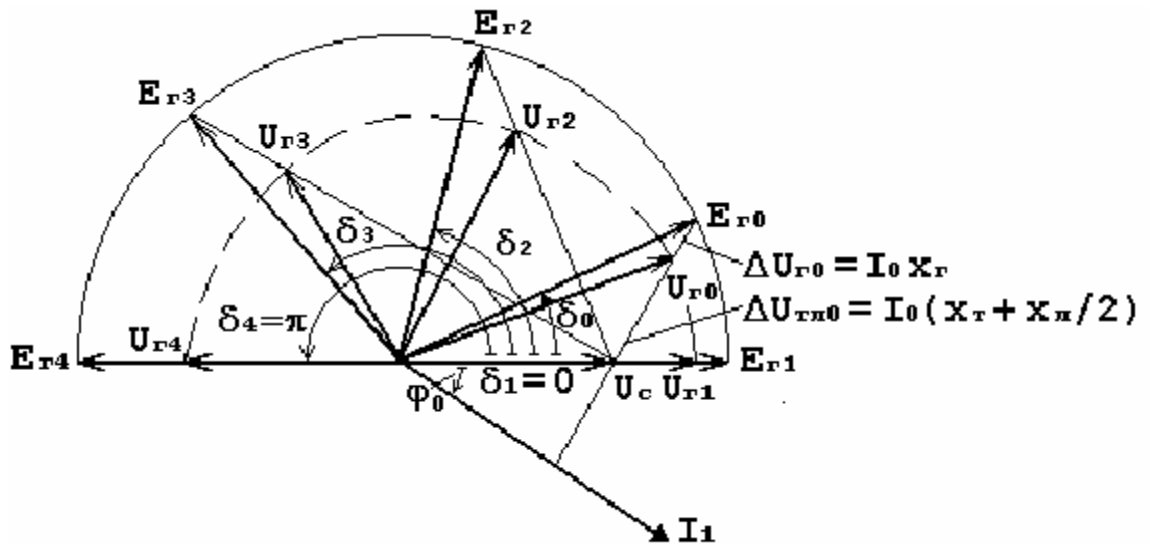


Рис. 2.17. Векторна діаграма визначення значення напруги U_{Γ}

Так у вихідному режимі при видачі генератором активної і реактивної потужностей і яке характеризується кутами φ і δ_0 , значення напруги U_{Γ} виходить додатком до вектора напруги U_c на шини приймальної системи C падіння напруги $\Delta U_{\Gamma 0}$ в сумарному опорі $(X_{\Gamma} + X_{\pi} / 2)$ трансформатора T і лінії L . Додаючи далі до вектора $U_{\Gamma 0}$ падіння напруги $\Delta U_{\Gamma 0}$ в індуктивному опорі X_{Γ} генератора знаходимо ЕРС $E_{\Gamma 0}$ у вихідному режимі. Характерно, що кінець вектора напруги $U_{\Gamma 0}$ ділить вектор повного падіння напруги $(\Delta U_{\Gamma 0} + \Delta U_{\Gamma \pi 0})$ на два відрізки: ΔU_{Γ} і $\Delta U_{\Gamma \pi}$ - щодо величин опорів X_{Γ} і $(X_{\Gamma} + X_{\pi} / 2)$, і це має місце в будь-якому режимі. В іншому режимі з меншою або більшою ніж у вихідному активною потужністю, яке характеризується відповідно кутом, наприклад, δ_1 або δ_2 (δ_3 , δ_4), вектор ЕРС E_{Γ} , не змінившись за величиною, займе нове положення. Нове положення займе і вектор U_{Γ} , але його величина зміниться. Причому зі збільшенням активного навантаження генератора (кута δ) напруга U_{Γ} знижується. Характер зміни напруги U_{Γ} від величини кута δ , що впливає з векторної діаграми (рис. 2.17), наведено на рис. 2.18.

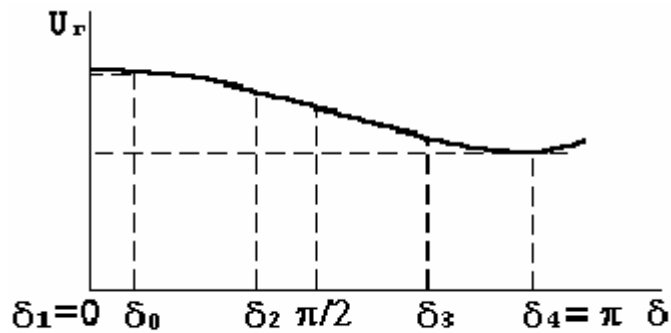


Рис. 2.18. Характер зміни напруги від величини кута δ

Слід зауважити, що швидкість зниження напруги U_g генератора із збільшенням його активного навантаження (кута δ) неоднакова і максимальна при куті $\delta = \pi/2$.

З метою недопущення коливання напруги генератора U_g при зміні активного навантаження, генератори забезпечуються автоматичними регуляторами збудження (АРЗ). АРЗ, реагуючи на відхилення напруги генератора U_g від необхідного значення, змінює струм збудження генератора, а з ним і його ЕРС E_g до тих пір, поки не відновиться це необхідне значення напруги. Значення ЕРС E_{g0} , яке буде у вихідному режимі при куті $\delta = \delta_0$ або будь-якому іншому, можна отримати з векторної діаграми (рис.2.19), що характеризує режим схеми заміщення і побудованої за тими ж правилами, що і діаграма на рис .2.17, але за умови сталості напруги U_g у вихідному режимі.

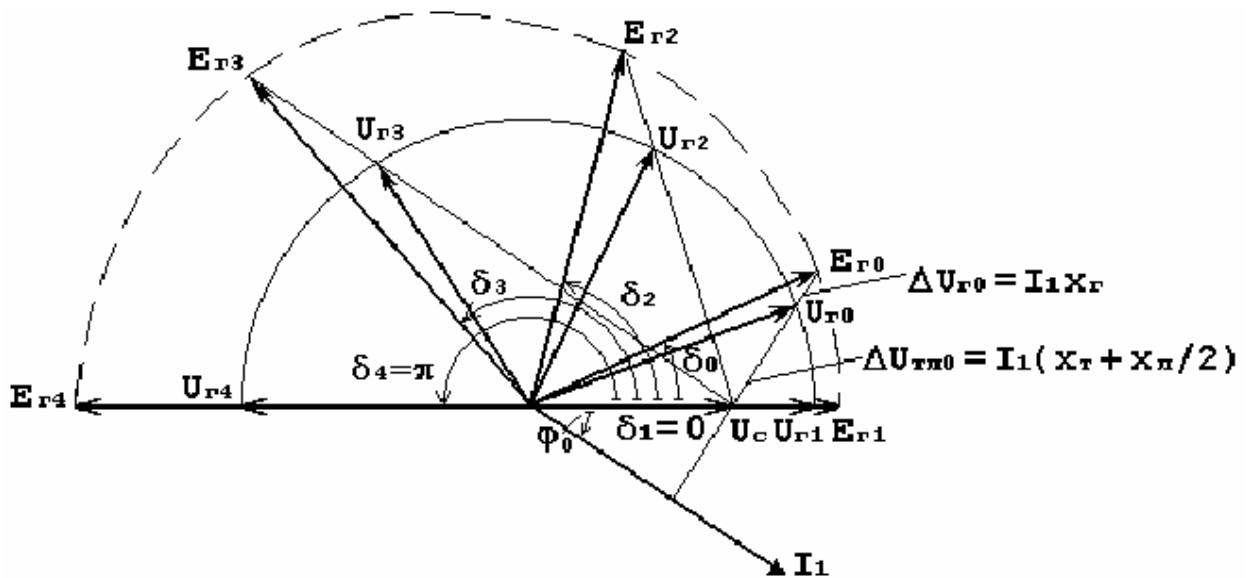


Рис. 2.19 Векторна діаграма визначення значення ЕРС

Характер зміни ЕРС E_g регульованого генератора від величини кута δ , що впливає з векторної діаграми (рис. 2.19), наведено на рис. 2.20.

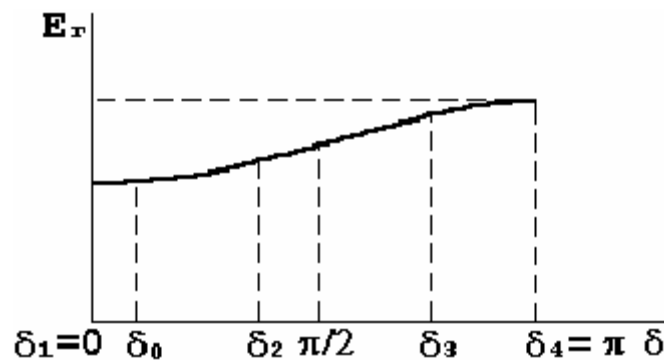


Рис. 2.20. Характер зміни ЕРС E_g регульованого генератора від величини кута δ

Слід зазначити найбільшу швидкість збільшення ЕРС генератора із збільшенням його активного навантаження (кута δ) при куті $\delta=\pi/2$.

2.3.1. Характеристика моменту (потужності) регульованого генератора

На відміну від характеристики моменту (потужності) нерегульованого генератора, що представляє собою синусоїду, характеристика моменту (потужності) генератора з АРЗ має більш складний характер, що відображає

безперервне зміна ЕРС E_g генератора. Отримаємо її (рис. 2.21) шляхом з'єднання точок на попередньо побудованих при різних значеннях ЕРС E_g характеристиках моменту (потужності) нерегульованого генератора, точок відповідних кутах δ , що впливають з векторної діаграми (рис. 2.19).

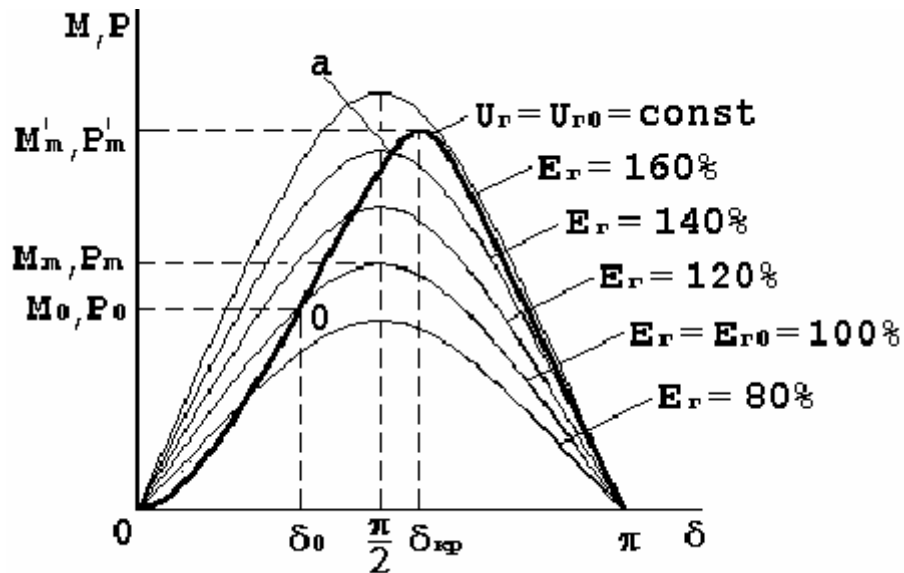


Рис. 2.21. Характеристика моменту (потужності) генератора з АРЗ

Характеристику моменту (потужності) регульованого генератора від нерегульованого з точки зору забезпечення стійкості вигідно відрізняє її значно більша амплітуда M_m' (P_m') в порівнянні з амплітудою M_m (P_m), що насамперед визначає більший коефіцієнт запасу статичної стійкості. Максимум характеристики досягається не при $\delta = \pi/2$ як у нерегульованого генератора, а при $\delta = \delta_{кр} > \pi/2$.

Це пояснюється тим, що при збільшенні кута δ від $\pi/2$ до $\delta_{кр}$ швидкість збільшення ЕРС E_g , а отже і струму збудження, переважає над швидкістю зменшення індукції B_s магнітного поля, в якому переміщається обмотка збудження (рис. 2.22), що і визначає збільшення електромагнітного моменту M .

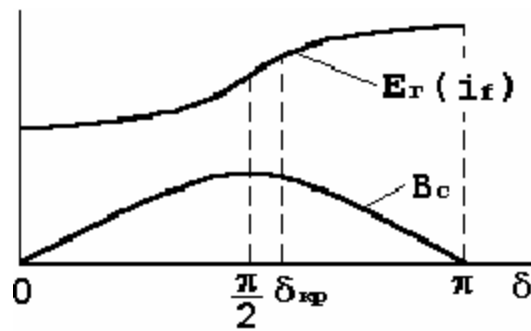


Рис. 2.22. Кутова характеристика генератора при зміні ЕРС та індукції

Якби АРЗ володіло абсолютною чутливістю і струм збудження генератора змінювався б без всякого запізнювання, то момент (потужність) генератора змінювався (змінювалася) б при будь-яких змінах кута δ відповідно до характеристики (рис. 2.21) при сталості напруги U_T на виводах генератора, і можна було б за граничний вважати режим, відповідний куту $\delta_{кр}$. Однак неминуче запізнювання в зміні струму збудження генератора, а також запізнювання в зміні струмів в ланцюгах самого АРЗ викликає зміна моменту (потужності) генератора по відмінному від характеристики (рис. 2.21) закону. Визначимо цей закон при невеликому збуренні вихідного режиму роботи генератора, що відповідає, наприклад, точці а на характеристиці моменту (рис. 2.21) при сталості напруги U_T .

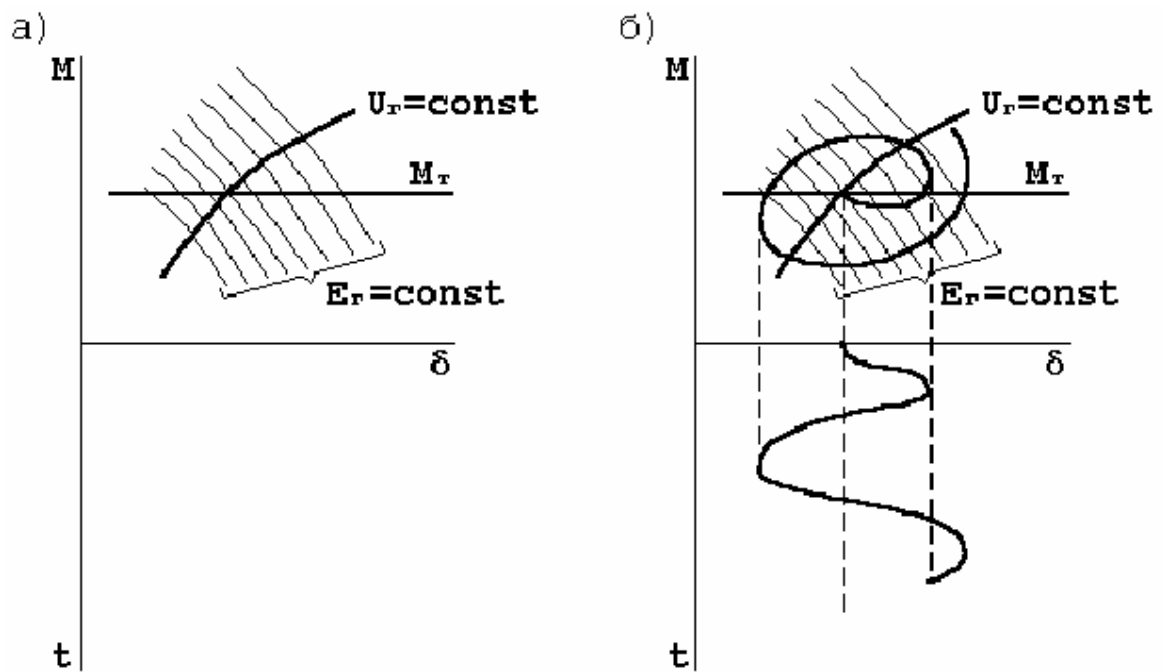


Рис. 2.23. Зміна електромагнітного моменту генератора при використанні АРЗ

Збільшення кута δ зумовлює зменшення напруги U_g на виводах генератора. АРЗ підвищує напругу на обмотці збудження генератора, але струм в ній зростає не відразу, а уповільнено, оскільки індуктивність обмотки збудження вельми велика. Тому зміна електромагнітного моменту генератора (рис. 2.23) в перший момент часу слід характеристиці моменту при сталості ЕРС E_g генератора, відповідній точці а. Момент генератора знижується, і під впливом надлишку моменту турбіни кут δ продовжує зростати. Однак струм збудження і ЕРС E_g генератора також починають зростати і режим переходить з однієї характеристики моменту на іншу, що не тільки сповільнює зниження моменту генератора, але надалі із зростанням кута δ призводить до його збільшення. У точці б надлишок моменту зникає, але інерція ротора обумовлює подальше збільшення кута δ , супроводжуване зростанням моменту генератора. Надлишок моменту генератора загальмовує ротор, і в точці в досягається максимальне значення кута δ , після чого він починає зменшуватися. Після того як буде пройдена точка д, що лежить на характеристиці моменту, знятої при сталості напруги U_g генератора, АРЗ

починає зменшувати напругу на обмотці збудження генератора і крива зміни моменту починає перетинати сімейство характеристик моменту, знятих при сталості ЕРС E_g генератора, у зворотному напрямку відповідно із зменшенням ЕРС E_g , досягаючи точки e на характеристиці моменту генератора, знятої при сталості напруги U_g . На цьому один цикл коливань завершується. Далі процес може йти двояко: після декількох циклів коливання затухають, і встановлюється первинний режим роботи в точці a (рис. 2.23а); розвиваються коливання з наростаючою амплітудою моменту генератора і кута δ , що призводять до втрати стійкості генератором (рис. 2.23б).

Піде процес тим чи іншим шляхом залежить від параметрів АРЗ, причому за певних їх значеннях генератор може бути статично нестійкий навіть при кутах δ .

2.4. Вплив параметрів приймальної системи на стійкість

До цих пір передбачалося, що в електричній системі приймальна система C нескінченно потужна (внутрішній опір X_c еквівалентного генератора G_c дорівнює нулю), тобто ЕРС E_c генератора G_c і напруга U_c на шинах приймальної системи рівні і незалежні від режиму (постійні). Таке припущення справедливо, якщо потужність генератора G_c значно (більш ніж у 10 разів) перевищує потужність генератора G . В іншому випадку, при обліку внутрішнього опору X_c генератора G_c , шини приймальної системи можна розглядати як проміжну крапку в електричній системі. У розділі ж 8 встановлено, що зміна режиму електричної системи, що приводить до зміни кута δ , тягне і зміна напруги в будь-якій її проміжній точці. Тому напруга U_c НЕ залишатиметься постійним при зміні режиму роботи електричної системи. У цьому зв'язку розглянемо вплив факту такої зміни напруги U_c на шинах приймальної системи на характеристику моменту і потужності генератора, що грають в питаннях стійкості чільну роль. При цьому будемо вважати $E_g = \text{const}$, $E_c = \text{const}$, але опір $X_c \neq 0$. На відміну від

характеристики моменту (потужності) генератора Г, отриманої в припущенні сталості напруги на шинах приймальної системи С ($U_c = \text{const}$) і представляє собою синусоїду, характеристика моменту (потужності) генератора Г з урахуванням зміни цієї напруги має більш складний характер. Отримаємо її (рис. 2.24) шляхом з'єднання точок, розташованих на попередньо побудованих при різних значеннях напруги U_c характеристиках моменту (потужності) генератора Г, точок відповідних кутах δ , що впливають із залежності (рис. 2.17), але побудованої для напруги U_c на шинах приймальної системи.

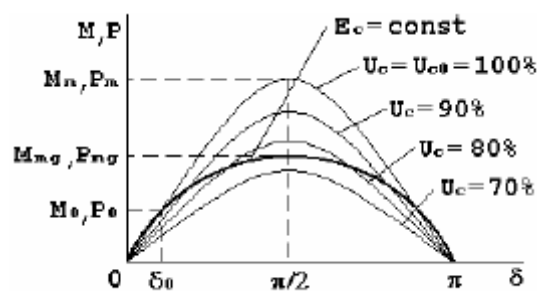


Рис. 2.24. Характеристика моменту (потужності) генератора Г з урахуванням зміни напруги

Як видно з малюнка максимум M_{mg} (P_{mg}) характеристики моменту (потужності) менше ідеального межі моменту M_m (потужності P_m) і носить назву дійсного межі моменту (потужності) генератора. Це пояснюється зменшенням індукції B_c поля через зниження напруги U_c на шинах приймальної системи, пов'язаного із збільшенням активної потужності генератора Г (кута δ), в якому розташовуються активні частини обмотки збудження, а отже і впливає на них електромагнітної сили, що створює електромагнітний момент. Очевидно, що, чим менше активна потужність приймальної системи С, тим більше опір X_c еквівалентного генератора G_c , тим більше на ньому падіння напруги, а отже при $E_c = \text{const}$ менше напруга U_c і дійсний межа моменту M_{mg} і потужності P_{mg} . Таким чином, обмеженість потужності приймальної системи С ($X_c \neq 0$) знижує стійкість генератора Г.

2.5. Вплив навантаження на стійкість

До шин приймальної системи С підключено навантаження Н. До цих пір передбачалося, що воно ніяк не впливає на стійкість генератора Г. Однак при зміні режиму системи і пов'язаного з цим, наприклад, збільшенням кута δ , як це було показано вище, знижується напруга U_c на шинах приймальної системи, а значить і на навантаженні Н. Зниження напруги супроводжується, як правило, зменшенням як активної, так і реактивної потужностей, споживаних навантаженням. Що відбувається при цьому зменшення потоків потужності в мережі, яка живить навантаження, зменшує падіння напруги на її елементах (генераторах, трансформаторах, лініях), що в деякій мірі підтримує напругу на навантаженні (шинах приймальної системи), що знижується при збільшенні кута δ . Значно більший вплив при цьому надає ступінь зміни реактивної потужності навантаження, а не активною, оскільки падіння напруги на індуктивних опорах елементів мережі визначаються насамперед реактивними струмами. Ефект впливу навантаження на напругу в точці її включення отримав назву регулюючого ефекту навантаження (РЕН). Так як вплив навантаження Н на напругу U_c на шинах приймальної системи має стабілізуючий характер, то з урахуванням регулюючого ефекту навантаження Н генератор Г матиме більшу дійсну межу моменту M'_{mg} (потужності P'_{mg}), що і проілюстровано на рис. 2.25.

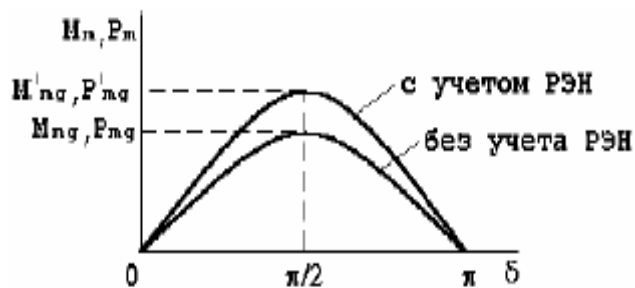


Рис. 2.25. Кутові характеристики генератора з урахуванням РЕН та без

Таким чином РЕН благотворно позначається на стійкості генератора Г. Однак не при будь-яких умовах РЕН проявляється через стабілізацію напруги

на навантаженні. Так, якщо в складі навантаження значна частка асинхронних двигунів, то при зниженні напруги на ній до певного значення, званого критичним, починається лавиноподібне зниження цієї напруги ("лавина напруги"), що приводить до порушення стійкості генератора Г. Пов'язано це зі збільшенням споживання асинхронними двигунами реактивної потужності після зниження напруги на них нижче критичного значення. Причини цьому будуть викладені нижче.

2.6. Вплив коефіцієнта потужності генератора на стійкість

Досі при розгляді змін режиму, що відбуваються в електричній системі, ніяк не обумовлювалося співвідношення між активною P і реактивною Q потужностями, що розвивається генератором, що представляється зазвичай у формі коефіцієнта потужності $\cos\varphi = \cos(\arctg Q/P)$. Розглянемо вплив коефіцієнта потужності генератора на характеристику його моменту і через неї на стійкість. Домовимося змінювати значення $\cos\varphi$ тільки шляхом зміни реактивної потужності Q , залишаючи активну потужність P незмінною. Якщо генератор видавав реактивну потужність Q в електричну систему, то для збільшення його відсталого коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ до одиниці необхідно знижувати реактивну потужність Q , чого можна досягти зменшенням ЕРС E_g генератора шляхом зменшення його струму збудження. Останнє, за інших рівних умов, знижує створюваний генератором електромагнітний момент M , так як згідно закону Ампера на провідник (обмотка збудження) з меншим струмом діє і менша електромагнітна сила. Для відновлення електромагнітного моменту генератора до колишнього значення, рівного незмінному моменту M_t турбіни, його обмотка збудження переміщується в більш сильне поле з індукцією B_c і ротор займає нове положення в просторі щодо ротора генератора G_c приймальної системи, що характеризується великим значенням кута δ . При цьому режим $\cos\varphi = 1 (Q = 0)$ існує завжди при куті $\delta < \pi/2$, що впливає з розгляду векторної діаграми режиму системи (рис. 2.26).

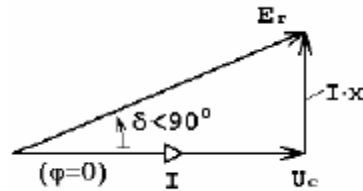


Рис. 2.26. Векторна діаграма режиму електричної системи

На рис. 2.27 а, б показані положення ротора генератора відповідно при відстаючому $\cos\varphi$ і $\cos\varphi = 1$.

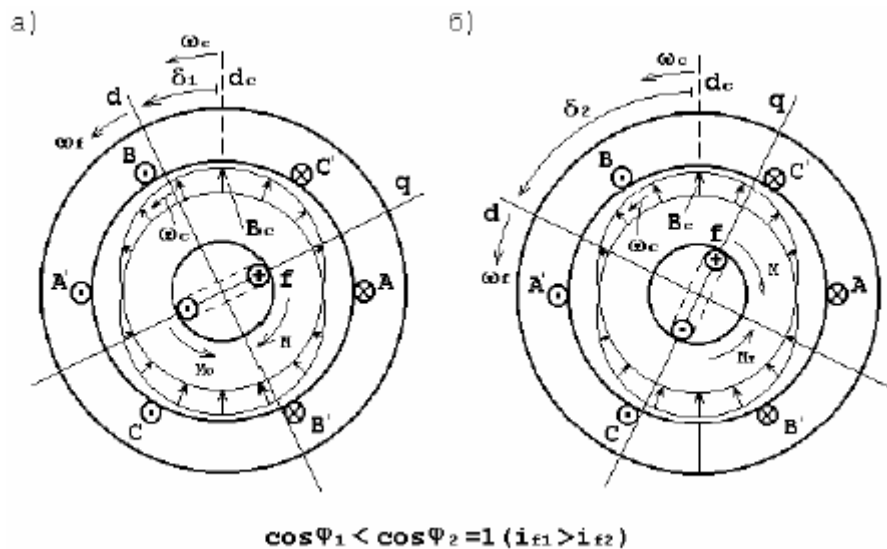


Рис. 2.27. Положення ротора генератора відповідно при (а) відстаючому $\cos\varphi$ і (б) $\cos\varphi = 1$.

Зниження струму збудження нижче значення, при якому $\cos\varphi=1$, призводить, з одного боку, до ще більшого зниження можливості генератора по створенню електромагнітного моменту і, з іншого, до збільшення споживання генератором реактивної потужності з приймальної системи, тобто зменшення випереджаючого $\cos\varphi$. При певному значенні випереджального $\cos\varphi$ кут δ досягає значення $\pi/2$ і генератор втрачає стійкість.

Сказане ілюструється рис. 2.28, на якому зображені характеристики моменту генератора при різних значеннях $\cos\varphi$.

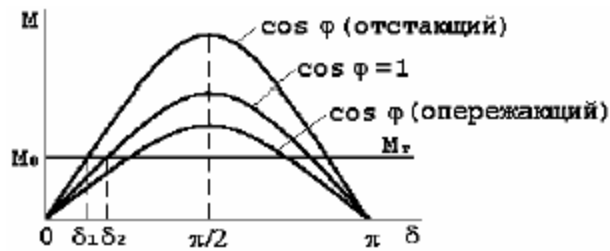


Рис. 2.28. Характеристики моменту генератора при різних значеннях $\cos \varphi$

Вищевикладене дозволяє зробити висновок про те, що з точки зору стійкості режими генератора з випереджаючим коефіцієнтом потужності $\cos \varphi$ є небажаними.

2.7. Вплив режиму електропостачання в електричній системі на її стійкість

Під режимом електропостачання в електричній системі розуміється такий її стан, коли регламентується сумарна номінальна активна потужність споживачів електричної енергії (навантаження), які можуть бути одночасно включені і працювати в ній. Кожному такому режиму, що характеризується меншим значенням активної потужності, присвоюється більший порядковий номер, починаючи з одиниці. Режим електропостачання в електричній системі планується на кожен день і його номер повідомляється по місцевому радіо. Виявимо раніше не враховане вплив режиму електропостачання на стійкість найпростішої електричної системи. Для цього скористаємося залежностями від її частоти f активних потужностей P і P_n , відповідно розвиваються генераторами G і G_s і споживаної навантаженням N в цій системі при різних режимах електропостачання (рис. 2.29).

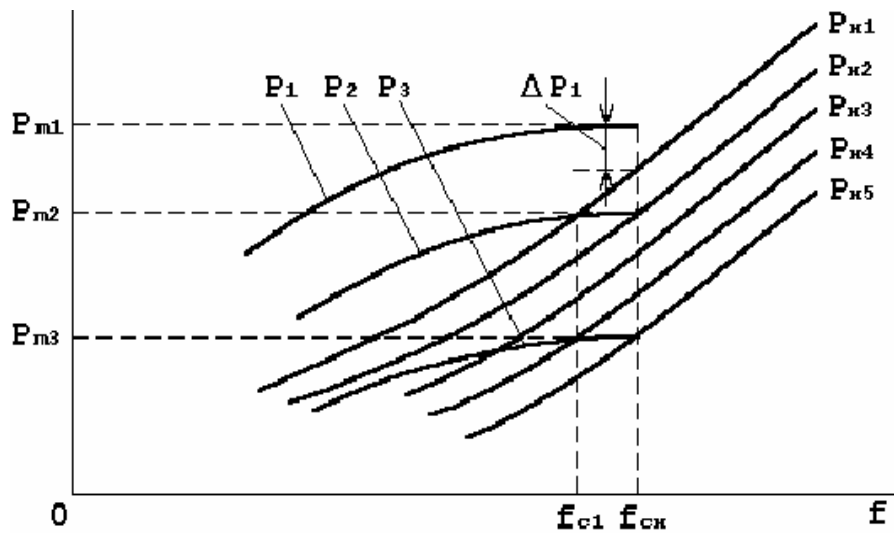


Рис. 2.29. Графіки залежностей активних потужностей P і P_n системи від її частоти f_c

Основну частину навантаження представляють асинхронні двигуни. Споживана ними активна потужність, з одного боку, пропорційна швидкості їх обертання, а значить і частоті f_c системи, і, з іншого боку, моменту опору на валу, який в більшості практичних випадків зростає із збільшенням швидкості обертання двигуна, а значить і частоти f_c системи. Тому залежно споживаної навантаженням активної потужності P_n мають прогресуючий зростаючий характер (рис. 2.29). Турбіни генераторів забезпечені регуляторами, що забезпечують стабільність їх швидкості обертання, а значить і частоти f_c системи при зміні живиться ними навантаження. Ця стабільність забезпечується шляхом регулювання впуску в турбіну енергоносія, наприклад, пара. При повному впуску енергоносія, тобто повному відкритті регулюючих пристроїв турбіни, наприклад, регулюючих клапанів в парових турбінах, турбіна, а отже і генератор розвивають максимальну активну потужність P_m . Тому характеристика активної потужності P генераторів при роботі регуляторів швидкості турбін має вигляд практично вертикальної прямої при номінальній частоті $f_{сн}$ системи. Якщо при повному відкритті регулюючих пристроїв турбін, тобто при повному впуску енергоносія, частота f_c знижується, то розвивається

турбіною, а отже і генератором активна потужність в середньому також знижується (рис. 2.29). Це обумовлено тим, що більша частина генераторів в електричній системі працює на теплових станціях, де енергоносієм є пар, що виробляється парогенераторами. Продуктивність парогенераторів визначається продуктивністю механізмів власних потреб, що забезпечують подачу в нього поживної води, палива, повітря. Більшість з цих механізмів (насоси, млини, транспортери, вентилятори) приводяться в дію синхронними і асинхронними двигунами. При зниженні частоти f_c системи пропорційно їй знижується і швидкість обертання цих двигунів, а отже і продуктивність наведених ними в дію механізмів власних потреб. В результаті знижується і продуктивність парогенератора, в турбіну надходить менше пара і тому турбіна і генератор розвивають меншу активну потужність. У нормальному режимі роботи електричної системи номінальна активна потужність працюючих генераторів становить P_{m1} і вони розвивають при номінальній частоті $f_{cн}$ системи споживану навантаженням активну потужність P_{n1} , відповідну першому режиму електропостачання, який не передбачає ніяких обмежень для споживачів електроенергії. При цьому мається запас по генерується потужності "гарячий резерв" ΔP_1 (рис. 2.29). У разі зменшення числа працюючих генераторів, зменшується і їх сумарна номінальна потужність, наприклад, до величини P_{m2} . Якщо режим електропостачання залишити колишній, то нормальна робота електричної системи буде здійснюватися вже при меншій частоті f_{c1} системи, так як тільки при ній буде існувати баланс, що розвивається генераторами і споживаним навантаженням активних потужностей. Робота електричної системи із зниженою частотою, як було показано, не завжди можлива з технічної точки зору. Крім того вона може бути недоцільна і з економічної точки зору, хоча б вже тому, що зниження частоти веде до пропорційного зменшення швидкостей обертання двигунів, а отже і продуктивності механізмів, наведених ними в дію, причому в масштабах економічного району, який обслуговує ця електрична система, тобто, практично всієї країни. Зберегти

роботу системи з колишньою номінальною частотою $f_{сн}$ можливо, якщо встановити другий, а краще третій (при ньому буде "гарячий резерв" потужності) режим електропостачання, відповідний характеристиці навантаження $P_{н2}$, $P_{н3}$, тобто ввести планові обмеження на споживання електроенергії. Такий механізм регулювання генерується і споживаної електричної енергії реалізується в ході планової експлуатації електричної системи. В аварійних же ситуаціях коли виникає дефіцит генеруючої потужності (відключається один або кілька потужних генераторів) і повністю задіяний "гарячий резерв" найбільш часто зберігають частоту системи шляхом автоматичного відключення відповідної частини навантаження, в першу чергу, невідповідальної, за допомогою пристрою автоматичної частотної розгрузки (АЧР). Однак у випадку неправильної налаштування пристрою АЧР може створитися ситуація, коли при раптовому аварійному зниженні генеруючої потужності, наприклад, до значення $P_{м3}$ пристрій АЧР відключить споживачів і зменшить навантаження до значень, що визначаються характеристикою потужності $P_{м2}$, що розташовується вище характеристики потужності генераторів P_3 . Це призведе до виникнення на валу генераторів надлишкового гальмівного моменту, під дією якого швидкість обертання генераторів буде зменшуватися, пропорційно їй буде зменшуватися і частота f_c . А так як ні при якій частоті f_c надлишковий момент не зникне, процес буде йти до повної зупинки турбогенераторів. Це явище порушення стійкості роботи електричної системи отримало назву "лавини частоти" і є важкою аварією, пов'язаною з повним порушенням електропостачання. Відновлення нормальної роботи електричної системи після такої аварії займає багато годин. Викладене дозволяє зробити висновок про вирішальний вплив режиму електропостачання на стійкість електричної системи.

2.8. Вплив режиму короткого замикання в електричній системі на її стійкість

Режим короткого замикання (к.з.) в електричній системі - режим при існуванні в ній к.з. Він характеризується, зокрема, видом к.з. і його тривалістю. Розрізняють чотири основні види к.з.: однофазне, двофазне, двофазне на землю і трифазне. Тривалість режиму к.з. характеризується часом, проходять з моменту виникнення к.з. до моменту відключення ділянки електричної мережі з к.з. Цей час називається часом відключення твдк к.з. Розглянемо режим найпростішої електричної системи при к.з. в точці К на початку однієї з ланцюгів її лінії електропередачі Л (рис. 2.30).

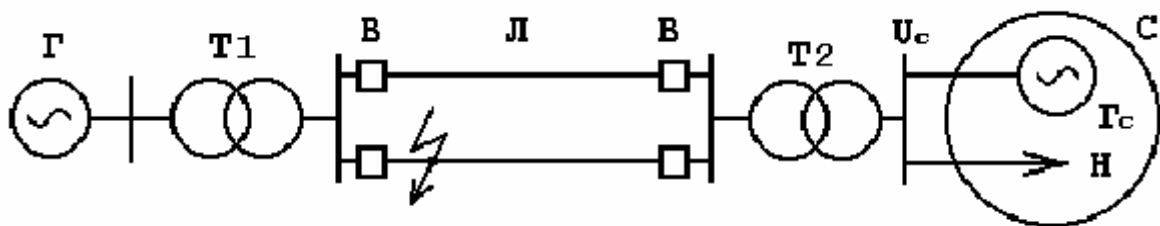


Рис.2.30. Схема найпростішої електричної системи при к.з. в точці К на початку однієї з ланцюгів її лінії електропередачі

При цьому будемо вважати: потужність приймальної системи С нескінченно велика ($U_c = \text{const}$); відключені АРЗ у генератора Г ($E_g = \text{const}$) і регулятор турбіни ($M_t = \text{const}$); дорівнюють нулю активні опори елементів електричної системи і зарядна потужність лінії Л. При виникненні к.з. в точці К залежно від його виду відбувається шунтування однієї, двох або трьох статорних обмоток генератора Г від ЕРС E_c фаз генератора Гс приймальної системи. Це зумовлює зменшення струмів статорних обмоток генератора і обумовленою ними індукції B_c магнітного поля, що, в свою чергу, відповідно до закону Ампера призводить до зменшення створюваного генератором електромагнітного моменту M , тобто до появи на валу турбоагрегату надлишкового прискорює моменту $\Delta M = M_t - M_{III}$, дія якого може призвести до порушення стійкості генератора, а значить і електричної системи в цілому. Зменшення електромагнітного моменту генератора відбувається при будь-якому куті δ , що обумовлює розташування характеристики моменту M_{III} генератора при к.з. (в аварійному

режимі) нижче аналогічної характеристики M_I до к.з. (у нормальному режимі). Очевидно, що при трифазному к.з. має місце повне шунтування статорних обмоток генератора від приймальної системи і тому генератор не створює ніякого електромагнітного моменту і його характеристика M_{II} (1) найменше відрізняється від характеристики моменту M_{II} нормального режиму (рис. 2.31).

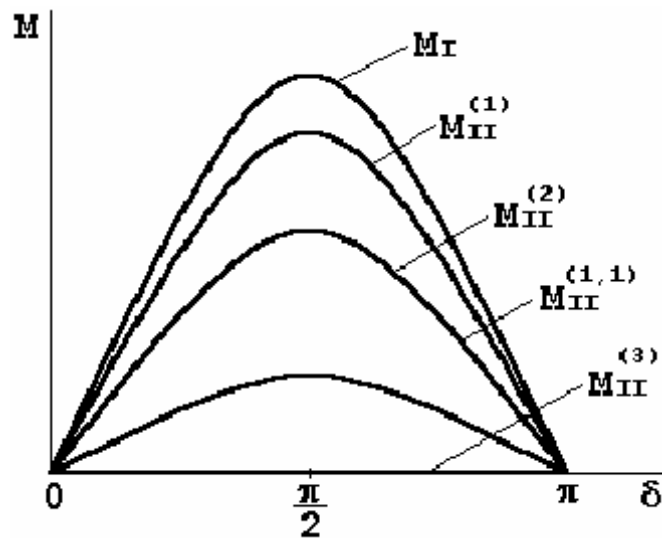


Рис. 2.31. Кутові характеристики моменту M_{II} генератора при різних видах к.з.

Характеристики моменту $M_{II}^{(2)}$ і $M_{II}^{(1,1)}$ генератора відповідно при двофазному і двофазном на землю к.з. займають проміжні положення (рис. 2.31).

Припустимо, що в нормальному режимі момент турбіни M_0 . Тоді викликаний к.з. перехідний процес в електричній системі буде аналогічний процесу в ній при відключенні одного ланцюга лінії електропередачі Л і мати два можливих наслідки. Перший - встановлення нового режиму з колишньою синхронною швидкістю обертання генератора, але з великим значенням кута δ_1 (рис. 2.32а), тобто збереження стійкості генератора. Другий - провертання ротора генератора щодо ротора генератора G_c приймальної системи (збільшення кута δ більш ніж на 2π), тобто порушення його стійкості (рис. 2.32б).

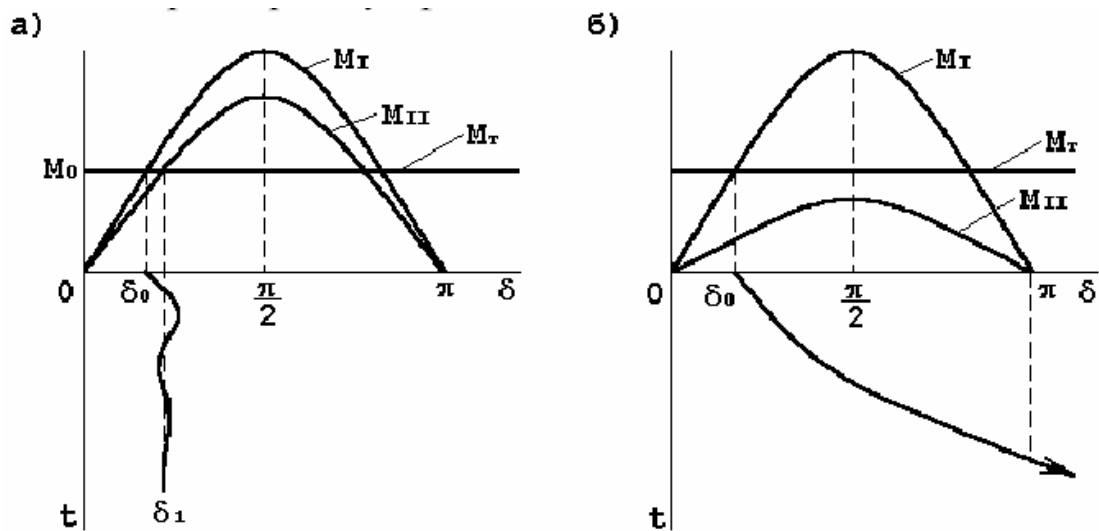


Рис. 2.32. Кутові характеристики генератора при виникненні к.з.

При цьому перший наслідок характерний для однофазного к.з., так як існуючі норми вимагають забезпечення стійкості електричної системи при однофазному к.з., а другий наслідок може мати місце при будь-якому іншому вигляді к.з., наприклад, двофазном. Викладені вище міркування проведені в припущенні, що час існування к.з. не обмежений. Насправді ж режим к.з. пов'язаний не тільки з можливістю втрати стійкості електричної системи, а й ще з рядом небажаних наслідків, наприклад, тепловою дією струмів к.з. Тому тривалість цього режиму, як правило, обмежують і роблять це шляхом відключення через час твдкл ділянки електричної мережі, де виникло к.з. У даному випадку відключають з двох сторін вимикачами У ланцюг лінії Л, на якій виникло к.з. (рис. 2.30). В результаті припиняється шунтуюча дія к.з. на статорні обмотки, але струми в них не відновлюються до значень, що мали місце у вихідному режимі, внаслідок обмеження їх великим індуктивним опором лінії електропередачі, рівним опору одного, а не двох паралельних ланцюгів, як це було у вихідному режимі. Тому характеристика потужності МПІ генератора в режимі з відключеним ланцюгом лінії електропередачі (в післяаварійному режимі) розташовується між характеристиками потужності МІ і МПІ генератора відповідно в нормальному та аварійному режимах (рис. 2.33).

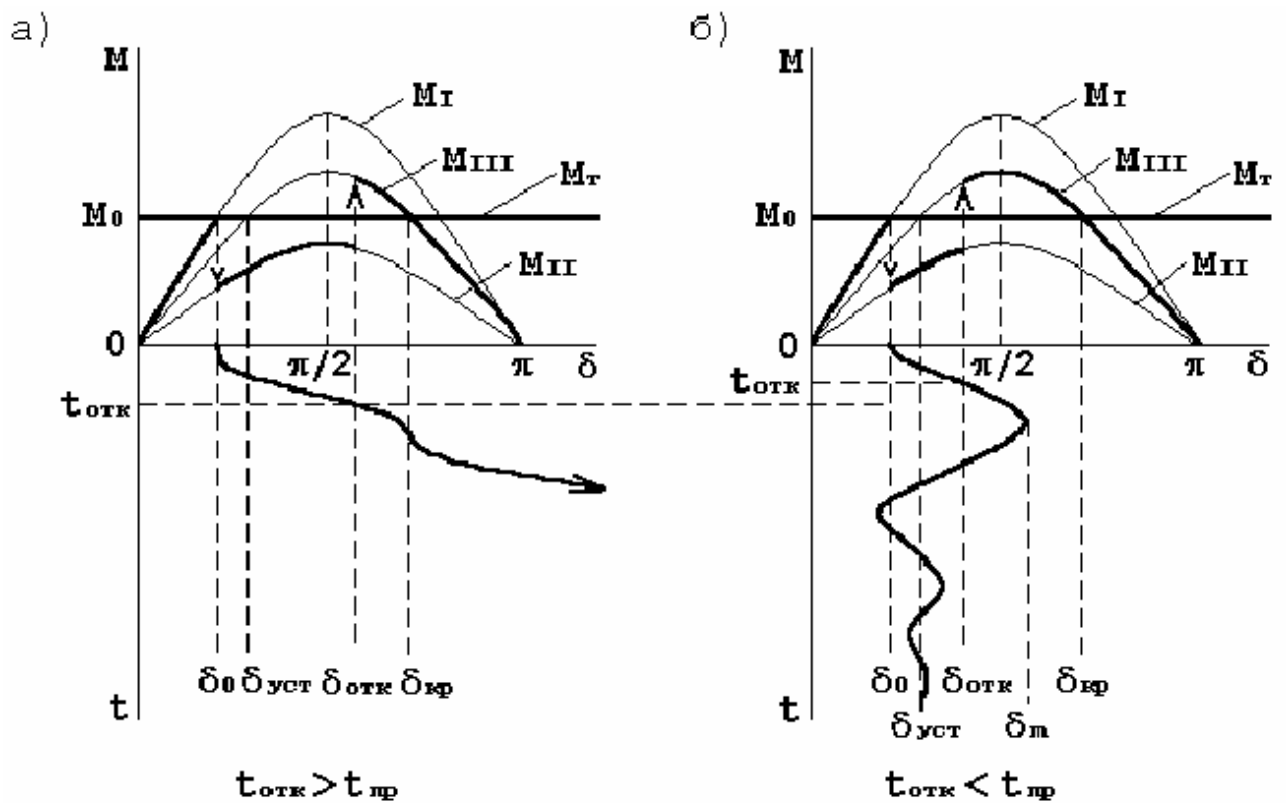


Рис. 2.33. Кутові характеристики генератора при виникненні к.з.

У даному випадку при наведеному на рис.16.4 взаємному розташуванні характеристик моментів $M_I, M_{II} < M_{III}$ генератора для різних режимів і моменту M_T турбіни в аварійному режимі (при к.з.) на валу турбоагрегату діє надлишковий момент $\Delta M = M_T - M_{II}$, під дією якого генератор прискорюється, що супроводжується прогресуючим збільшенням кута δ (рис. 2.33). У момент $t_{отк}$ (при $\delta = \delta_{отк}$) відключення к.з. аварійний режим змінюється на післяаварійний, в якому генератор відповідно до характеристики моменту M_{III} створює більший, ніж в аварійному режимі, електромагнітний момент і тому на валу турбоагрегату вже діє надлишковий момент $\Delta M = M_T - M_{III}$, під дією якого генератор гальмується, що супроводжується уповільненням збільшення кута δ . Якщо при гальмуванні кут δ , досягнувши критичного значення $\delta_{кр}$, дещо перевищить його, то характер надлишкового моменту зміниться на прискорюючий, що знову призведе до прогресуючого збільшення кута δ , перевищенню їм значення 2π , що означає проворот ротора генератора Γ щодо ротора генератора Γ_c приймальної системи, тобто до

втрати стійкості генератором Г (рис.2.33а). Якщо відключення к.з. здійснити швидше, тобто зменшити $t_{отк}$, то при подальшому гальмуванні генератора швидкість його обертання може знизитися до синхронної раніше, ніж кут δ досягне критичного значення $\delta_{кр}$. Тому кут δ , досягнувши максимального значення δ_m надалі буде змінюватися навколо усталеного значення $\delta_{уст}$ і по завершенні перехідного процесу стане рівним йому (рис.2.33б), тобто швидкість обертання генератора відновиться до синхронної, що означатиме збереження ним стійкості. Можливість забезпечення стійкості генератора шляхом зменшення часу відключення $t_{отк}$ к.з. зумовлена, з одного боку, зменшенням в результаті цього часу прискорення генератора, а тому і запасом у ньому при цьому додаткової кінетичної енергії і, з іншого боку, збільшенням можливого часу гальмування генератора (часу від моменту відключення к.з. до досягнення кутом δ критичного значення $\delta_{кр}$), протягом якого кінетична енергія генератора зменшується. Стійкість генератора зберігається у разі, коли запасена генератором при прискоренні додаткова кінетична енергія повністю виводиться з нього при гальмуванні. Ця умова здійснюється завжди, так як зменшуючи час відключення $t_{отк}$ к.з. можна інтервал прискорення генератора, а отже і додатково запасену їм кінетичну енергію зробити як завгодно малими. Тому завжди існує деякий граничний час $t_{пр}$ відключення к.з., - таке, що при відключенні к.з. раніше його ($t_{отк} < t_{пр}$) генератор стійкість зберігає (рис. 2.33б), а при відключенні пізніше ($t_{отк} > t_{пр}$) - втрачає (рис. 2.33а).

Граничний час $t_{пр}$ відключення к.з. є величиною, яка визначається при розрахунку динамічної стійкості електричної системи. Динамічної, тому, що к.з. призводить до великої обурення режиму цієї системи. Раніше було показано, що можливості генератора Г по створенню електромагнітного моменту МП в аварійному режимі залежать від виду к.з. Причому ці можливості при однофазному к.з. більше ніж при двофазному к.з., при двофазному к.з. більше ніж при двофазному на землю к.з., а при двофазному на землю к.з. більше ніж при трифазному к.з. (рис. 2.31). Тому швидше за все

генератор буде розганятися при трифазному к.з. і найповільніше - при однофазному к.з., так як у першому випадку прискорює момент M_t турбіни не буде ніякого протидії, а в другому випадку йому буде протидіяти найбільший електромагнітний момент. Більш швидкий розгін генератора означає і більш швидке збільшення його кінетичної енергії. Можливості ж зменшення цієї енергії після відключення к.з. будь-якого виду однакові. Тому при трифазному к.з. кінетична енергія генератора швидше досягне граничного рівня і щоб уникнути його перевищення, тобто втрати стійкості генератора, воно повинно бути відключене швидше ніж інші види к.з. Аналогічно міркуючи, приходимо до висновку, що двофазне на землю к.з. за критерієм стійкості генератора слід відключити раніше, ніж двофазне к.з., яке, в свою чергу, слід відключити раніше ніж однофазне к.з. Так як величина моменту M_t турбіни безпосередньо визначає прискорення генератора в аварійному режимі, тобто швидкість збільшення його кінетичної енергії, то очевидно, що збереження стійкості більш навантаженого активною потужністю генератора при к.з. в електричній системі, вимагає і більш швидкого відключення к.з. Виникнення к.з. в електричній системі (рис. 2.31) може призвести не тільки до втрати стійкості генератора Г, але також і навантаження Н. Дійсно, знімаючи допущення про сталість напруги U_c на шинах приймальної системи, а значить і навантаження Н, можна помітити, що при к. з. в точці К електричної системи знижуються рівні напруг в будь-яких її точках, в тому числі, і на навантаженні Н. Зниження ж напруги на навантаженні, як це було показано раніше, може призвести до перекидання входять до її складу асинхронних двигунів, тобто до втрати стійкості навантаження. Імовірність такої події зростає при ближчому до навантаження виникненні к.з., внаслідок більшої посадки напруги на ньому.

2.9 Аналіз впливу моменту інерції гідрогенератора на його динамічну стійкість та масо-габаритні показники

Як описано в [44] динамічна стійкість генератора оцінюється з точки зору збереження режиму видачі потужності в мережу (без порушення синхронізму) у разі раптових значних змін в ланцюзі електропередачі, наприклад, при відключенні лінії, короткому замиканні і т.д.

У генератора існує власна динамічна стійкість до зовнішніх збурень, але її, як правило, не достатньо для забезпечення надійної роботи. Тому існує ряд заходів та засобів для підвищення динамічної стійкості синхронного генератора, а саме [45]:

- застосування швидкодіючих вимикачів і правильне налаштування релейного захисту;
- застосування автоматичного повторного включення лінії електропередач (АПВ);
- підвищення рівня напруги на лініях електропередач;
- застосування гідрогенераторів із зменшеним значенням перехідного індуктивного опору x'_d ;
- застосування гідрогенераторів із збільшеним значенням моменту інерції.

Розглянемо останні два рішення, тому що вони безпосередньо пов'язані з конструкцією гідрогенераторів.

1. Застосування гідрогенераторів із зменшеним значенням перехідного індуктивного опору x'_d

Зменшення індуктивного опору x'_d призводить до збільшення амплітуди кутових характеристик нормального, аварійного та післяаварійного режимів у відповідності з залежністю

$$P = \frac{U_c \cdot E'_q}{x'_{d\Sigma}} \sin \theta + \frac{(x'_d - x_q) \cdot U_c^2}{2 \cdot x'_{d\Sigma} \cdot x_{q\Sigma}} \sin 2\theta$$

(2.14)

де x_q - синхронне індуктивний опір по поперечній вісі;

x'_d - перехідне індуктивний опір по поздовжній вісі;

E'_q - перехідна ЕРС по поперечній вісі;

U_c - напруга мережі;

θ - кут вильоту ротора.

в якій знаменники включають в себе величини

$$x'_{d\Sigma} = x'_d + x_\Sigma; \quad (2.15)$$

$$x_{q\Sigma} = x_q + x_\Sigma \quad (2.16)$$

де x_Σ - сумарний опір мережі.

На рис. 2.34 показані кутові характеристики гідрогенератора зі звичайним значенням індуктивного опору та з величиною, зменшеною у два рази.

Видно, що амплітуда кутових характеристики гідрогенератора (при тих же параметрах електропередачі) зростає і зміщується в бік більших значень кута θ , що підвищує динамічну стійкість за рахунок збільшення площі гальмування.

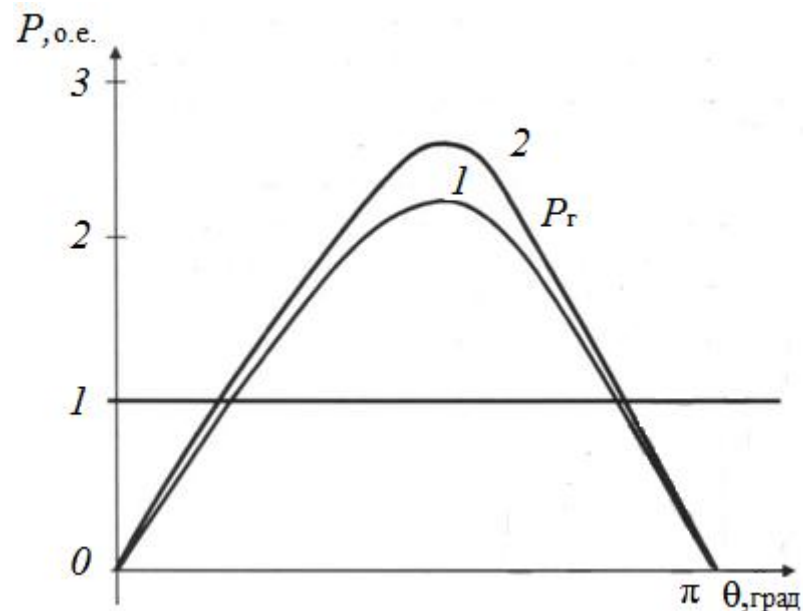


Рис. 2.34. Кутові характеристики гідрогенератора з індуктивним опором: 1 - $x'_d = 0,4$; 2 - $x'_d = 0,2$

Проте зменшення вдвічі перехідного опору збільшує вартість генератора більш ніж на 50% [45,46].

2. Застосування гідрогенераторів із збільшеним значенням моменту інерції

Рух ротора гідрогенератора при порушенні динамічної рівноваги підпорядковується рівнянню

$$J \frac{d^2\theta}{dt^2} = P_{гг} - P_{г} = \pm \Delta P \quad (2.17)$$

де J - динамічний момент інерції;

$P_{гг}$ - потужність гальмування генератора;

$P_{г}$ - потужність генератора;

ΔP - надлишкова потужність.

Прискорення ротора залежить від динамічного моменту інерції, тобто від діаметра ротора генератора: чим більше буде діаметр, тим повільніше буде розганятися гідрогенератор під дією надлишкової потужності ΔP

$$\frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{\Delta P}{J} = \frac{4g}{GD^2} \Delta P \quad (2.18)$$

де GD^2 - маховий момент обертових частин гідрогенератора

$$GD^2 = \frac{T_{эм} \cdot S}{2,74 \cdot n^2 \cdot 10^{-6}}, \quad (2.19)$$

$$J = \frac{GD^2}{4 \cdot g} \quad (2.20)$$

$T_{эм}$ - постійна інерції;

n - частота обертання ротора гідрогенератора;

S - повна потужність гідрогенератора;

g - прискорення вільного падіння;

Коефіцієнт демпферного моменту

$$D = 2 \cdot \alpha \cdot J$$

(2.21)

де α - постійна часу загасання коливань.

На рис. 2.35. показані два графіка руху роторів гідрогенераторів з різними величинами моментів інерції з відміткою граничного кута відключення короткого замикання по умові збереження динамічної стійкості.

Видно, що якщо є вимикач з часом відключення коротко замикання τ , то у першій машині буде порушена динамічна стійкість, так як при своєму русі її ротор перевершить граничний кут відключення $\theta_{\text{откл}}$. Другий же гідрогенератор матиме «запас по часу». Однак збільшення моменту інерції гідрогенератора в два рази збільшує вартість останнього на 20% [45,46].

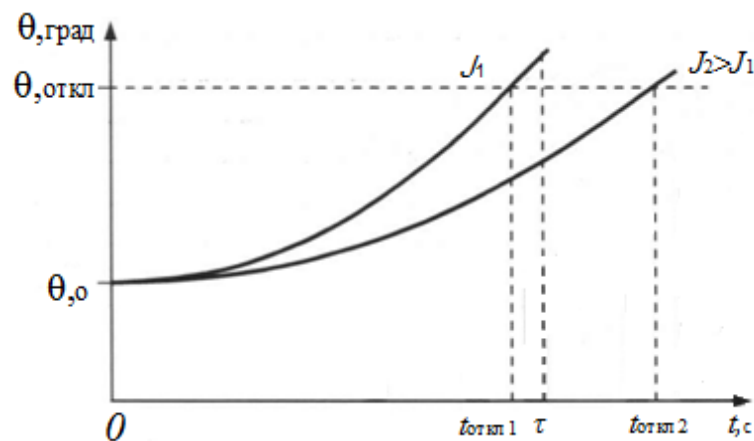


Рис. 2.35. Графіки руху роторів гідрогенераторів з різними моментами інерції

Дослідження [44] показує, що GD^2 має вплив на втрати і ефективність із загальною тенденцією до зниження рівня ефективності при збільшенні GD^2 .

Мінімально необхідне значення динамічного моменту інерції, як правило, зазначене в технічній специфікації проекту. Зазначена динамічного

моменту інерції виходить з оцінок впливу порушень роботи енергосистеми системи на новий гідрогенератор та гідравлічних умов проекту.

Вимога високого GD^2 по відношенню до «природного» GD^2 призводить до збільшення витрат на генератор.

Результати дослідження показують, що зміна вартості, яка відбувається через зміни GD^2 , близька до лінійної при номінальній швидкості і вона може бути охарактеризована

$$\Delta C = \frac{n}{2570} \cdot \Delta GD^2$$

(2.22)

де ΔC - зміна вартості [в. о.]

n - номінальна швидкість [хв⁻¹]

ΔGD^2 - зміна махового моменту гідрогенератора [в. о.]

Аналіз показує, що, коли у вас є надмірні вимоги по динамічному моменту інерції, це призводить до збільшення витрат, особливо якщо номінальна швидкість машини складає середній або високий рівень. Генератор - це обладнання, яке робить істотний вплив на вартість всієї системи, тому цю важливу деталь треба мати на увазі, коли справа доходить до проекту.

Різні дослідження моменту інерції генератора показали, що цей параметр є розрахунковим параметром з великим ступенем впливу на конструкцію, вартість і продуктивність гідрогенератора.

Висновки до другого розділу

1. Проведено аналіз існуючих методів забезпечення динамічної стійкості синхронних генераторів та визначено, що суттєвим чинником її забезпечення є момент інерції машини.
2. Визначено фактори забезпечення динамічної стійкості синхронних генераторів, які безпосередньо залежать від конструктивних особливостей машини.

РОЗДІЛ 3 ВИЗНАЧЕННЯ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ ГЕНЕРАТОРІВ В ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД ЇХ МАСО-ГАБАРИТНИХ ПОКАЗНИКІВ ПРИ ЗОВНІШНІХ ЗБУРЕННЯХ

3.1. Методика визначення динамічної стійкості генератору при великих зовнішніх збуреннях

Електроенергетична система динамічно стійка, якщо при будь-якому сильному збуренні зберігається синхронна робота всіх її елементів. При дослідженні стійкості необхідно визначити, як поведе себе система в екстремальних умовах і які заходи слід вжити, щоб уникнути небажаних наслідків.

Для з'ясування принципів положень динамічної стійкості розглянемо явища, що відбуваються при раптовому відключенні однієї з двох паралельних ланцюгів ЛЕП (рис. 3.1, а). Результуючий опір в нормальному режимі визначається виразом

$$x_{dpez1} = x_d + x_{mp1} + x_l/2 + x_{mp2}, \quad (3.1)$$

а після відключення одного з ланцюгів - виразом

$$x'_{dpez2} = x'_d + x_{mp1} + x_l + x_{mp2}. \quad (3.2)$$

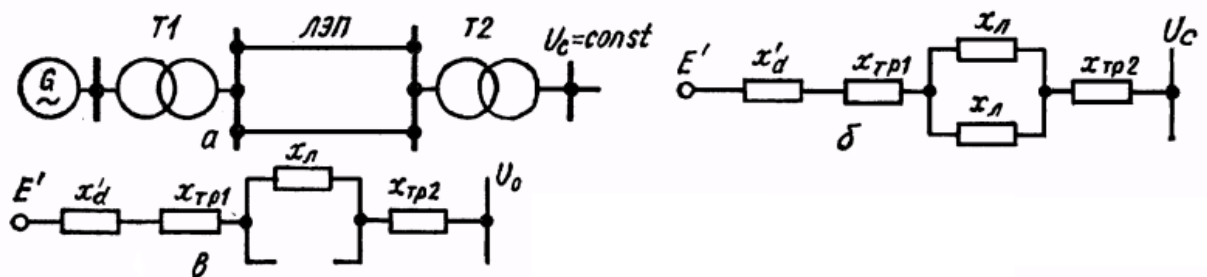


Рис. 3.1. Схема електропередачі (а) і схеми її заміщення (б, в)

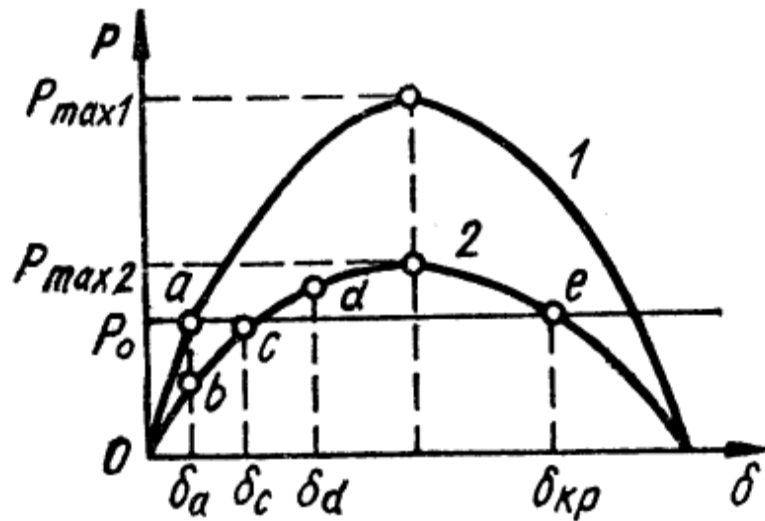


Рис. 3.2. Кутові характеристики потужності генератора при відключенні одного ланцюга ЛЕП

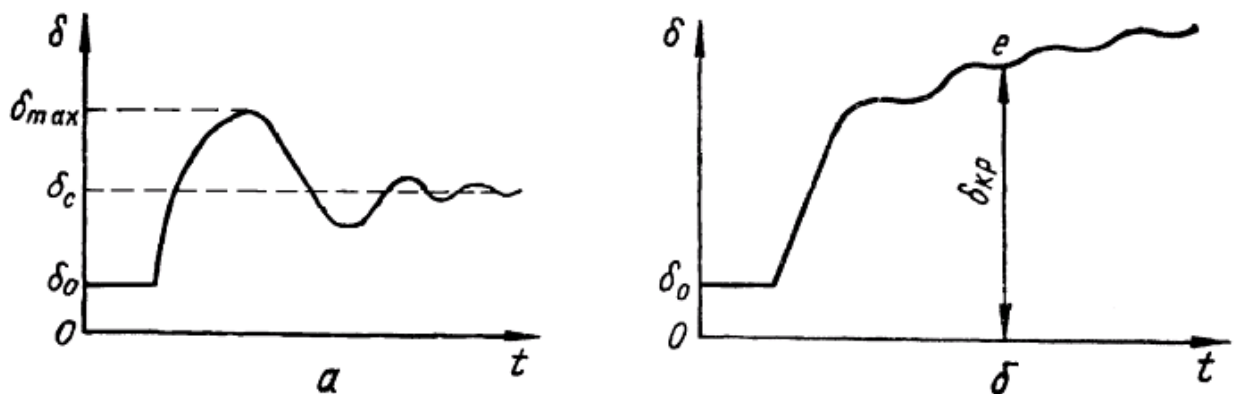


Рис. 3.3. Нестійкий (а) і стійкий (б) режими роботи системи

Так як $x'd_{pez2} > x'd_{pez1}$, то справедливо відношення

$$P_{max2} = E'U_c / x'd_{pez2} < P_{max1} = E'U_c / x'd_{pez1}. \quad (3.3)$$

З (3.3) випливає, що при незмінних E' , U_c і зміні $x'd_{pez}$ максимальне значення переданої потужності змінюється. При раптовому відключенні одного з ланцюгів ЛЕП ротор не встигає через інерцію миттєво змінити кут δ . Тому режим буде характеризуватися точкою b на іншій кутовій характеристиці генератора - характеристиці 2 на рис. 3.2. Після зменшення його потужності виникає надлишковий прискорюючий момент, під дією

якого кутова швидкість ротора, а отже, і кут δ збільшуються. Зі збільшенням кута потужність генератора зростає по характеристиці 2.

В процесі прискорення ротор генератора за інерцією проходить точку c , після якої його обертальний момент стає випереджаючим. Ротор починає загальмовуватися, і починаючи з точки d його кутова швидкість зменшується. При цьому виникають затухаючі коливання навколо нового усталеного режиму, відповідного точці c . Якщо кутова швидкість ротора зростає до значення, відповідного точці e або іншим точкам на спадаючій частині характеристики $P = f(\delta)$, то генератор випадає із синхронізму.

Отже, про стійкість системи можна судити по зміні кута δ в часі. Зміна δ , показана на а, рис. 3.3 відповідає стійкій роботі системи. При зміні δ по кривій, зображеної на рис. 3.3, б, система нестійка.

Розглянемо перехідний процес при КЗ одного з ланцюгів ЛЕП з подальшим його відключенням (рис. 3.4, а). Схеми заміщення електропередачі для нормального і післяаварійного режимів показані відповідно на рис. 3.4, б і в.

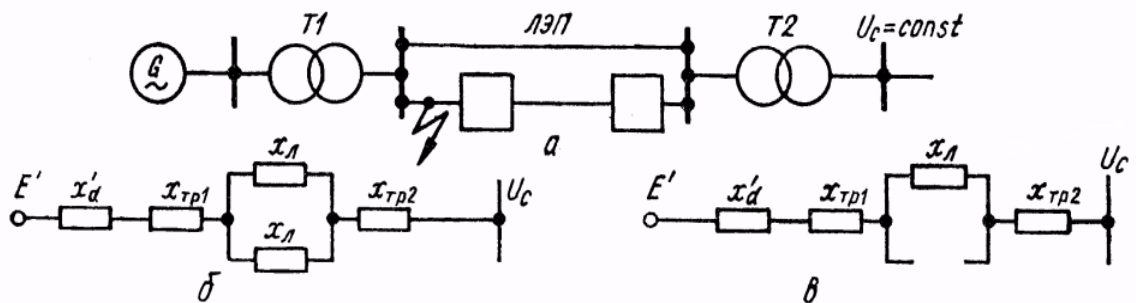


Рис. 3.4. Схема електропередачі (а) і схеми її заміщення для нормального (б) і післяаварійного режимів (в)

Кутова характеристика потужності генератора для нормального режиму визначається виразом

$$P_1 = E'U_c \sin \delta / x_1 \quad (3.4)$$

де

$$x_1 = x'_{дрез1} = x'_d + x_{tp1} + x_L/2 + x_{tp2}, \quad (3.5)$$

а для післяаварійного режиму – виразом

$$P_{III} = E' U_c \sin \delta / x_{III} \quad (3.6)$$

Де

$$x_{III} = x'_{dpe32} = x'_d + x_{mp1} + x_l + x_{mp2}. \quad (3.7)$$

Схему заміщення електропередачі для аварійного режиму можна отримати, якщо в точку КЗ включити шунтуючий опір x_k (рис. 3.5, а), значення якого залежить від виду КЗ: $x_k = 0$ при трьохфазному КЗ; $x_k = x_2 + x_0$ при однофазному КЗ і $x_k = x_2 x_0 / (x_2 + x_0)$ при двухфазному КЗ на землю, де x_0 і x_2 – сумарні опори схем нульової і зворотньої послідовностей щодо точки КЗ.

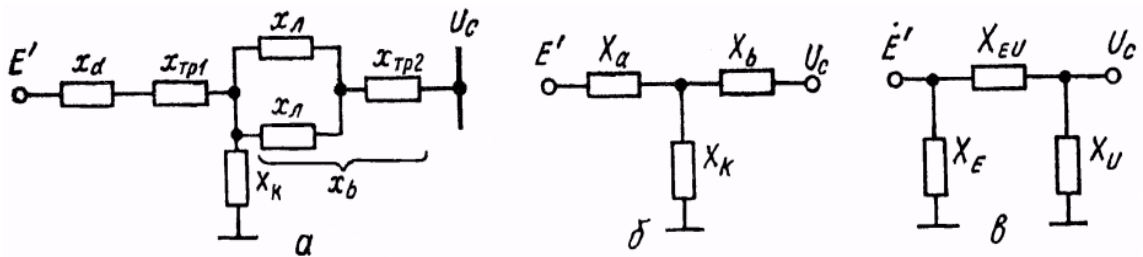


Рис. 3.5. Схема заміщення електропередачі для аварійного режиму (а) і її перетворення (б, в)

Схему заміщення, показану на рис. 3.5, а, можна послідовно перетворити з зірки (рис.3.5, б) в трикутник (рис.3.5, в), у якому

$$x_E = x_a + x_k + x_a x_k / x_b; \quad (3.8)$$

$$x_U = x_b + x_k + x_b x_k / x_a; \quad (3.9)$$

$$x_{EU} = x_a + x_b + x_a x_b / x_k.$$

(3.10)

Опори x_E і x_U , що підключені безпосередньо до ЕРС E' і до напруги U_c , на активну потужність генератора в аварійному режимі істотно не впливають

і можуть не враховуватися. При цьому вся активна потужність генератора передається через опір $x_{EU} = x_{11}$, що зв'язує ЕРС генератора E_c напругою приймальної системи U_c , а кутова характеристика потужності генератора визначається виразом

$$P_{11} = E'U_c \sin \delta / x_{11} \quad (3.11)$$

Амплітуда кутової характеристики потужності для аварійного режиму залежить від опору x_{EU} . Цей опір є взаємним опором між ЕРС E' і U_c . Зі зменшенням опору шунта опір x_{EU} збільшується, що призводить до зниження амплітуди кутової характеристики потужності. Найбільш важким буде аварійний режим при трифазному КЗ на початку ЛЕП, коли опір x_{EU} безкінечно великий, а амплітуда кутової характеристики потужності дорівнює нулю. Найлегший аварійний режим відповідає однофазному КЗ, при якому опір шунта КЗ буде максимальним.

Кутові характеристики потужності генератора для нормального $P_1(\delta)$, аварійного $P_{11}(\delta)$ і післяаварійного $P_{111}(\delta)$ режимів показані на рис.2.6. Потужність, що віддається генератором і кут між ЕРС E' і напругою U_c в нормальному режимі позначені відповідно P_0 і δ_0 . У початковий момент КЗ через інерцію ротора генератора кут δ миттєво змінитися не може. Це призводить до раптового зменшення потужності від точки a на характеристиці $P_1(\delta)$ до точки b на характеристиці $P_{11}(\delta)$. В результаті на валу генератора виникає деякий надлишковий прискорюючий момент, обумовлений різницею потужностей первинного двигуна і генератора, під впливом якого ротор генератора починає переміщатися щодо вектора напруги приймальної системи (кут δ збільшується). Цьому переміщенню відповідає збільшення потужності по характеристиці $P_{11}(\delta)$.

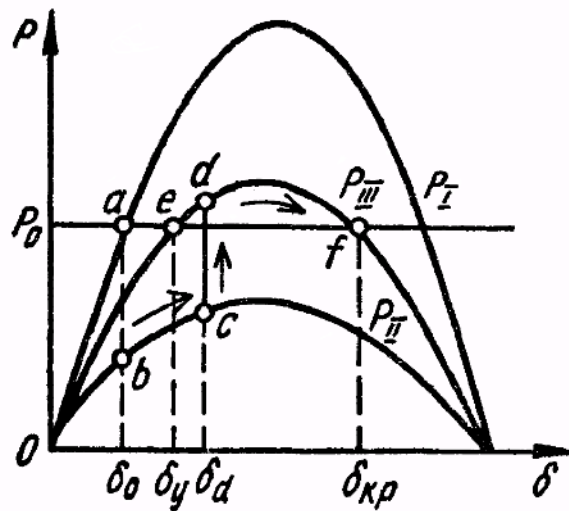


Рис. 3.6. Кутіві характеристики потужності генератора для різних режимів

Якщо вся кінетична енергія буде витрачена до досягнення генератором кута $\delta_{кр}$ (точка f на характеристиці $P_{III}(\delta)$), то під дією надлишкового гальмуючого моменту ротор починає переміщатися в зворотному напрямку по характеристиці $P_{III}(\delta)$ і після декількох коливань перейде в новий сталий режим з кутом δ_y . Якщо ротор пройде кут $\delta_{кр}$, то надлишковий момент знову стане прискорюючим. Зі збільшенням кута δ прискорюючий момент ротора буде прогресивно зростати, і генератор вийде з синхронізму. Таким чином, у першому випадку система динамічно стійка, а в другому нестійка [35].

3.2. Побудова характеристик часу зміни кута δ синхронних генераторів з різним моментом інерції під час великих зовнішніх збурень

В даній роботі був розглянутий режим роботи синхронного генератора, який втрачає динамічну стійкість внаслідок аварійного відключення однієї з паралельних ЛЕП мережі, що живиться від нього. Розрахункова схема заміщення енергосистеми представлена на рис. 3.7.

Логічна структура комп'ютерної програми (текст програми представлений в додатку А) для виконання лабораторної роботи з визначення часу зміни кута δ синхронних генераторів з різним моментом інерції під час великих зовнішніх збурень представлена на рис. 3.8.

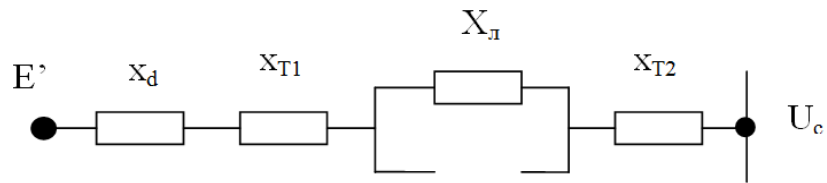


Рис. 3.7. Схема заміщення енергосистеми



Рис. 3.8. Логічна структура комп'ютерної програми для виконання лабораторної роботи з визначення часу зміни кута δ синхронних генераторів з різним моментом інерції під час великих зовнішніх збурень

Визначення залежностей швидкості зміни кута δ при зовнішніх збуреннях було здійснено відповідно до наступних параметрів системи, однакових для будь-якого значення T_j :

Активна потужність системи $P_o=0,90$ в.о.

Реактивна потужність системи $Q_o=0,200$ в.о.

Опір генератора $x_d=0,295$

Опір підвищувального трансформатора $x_{T1}=0,14$

Опір дволанцюгової ЛЕП $x_{\text{л}}=0,474$

Опір понижуючого трансформатора $x_{\text{T2}}=0,122$

Кут $\delta=37,5$ град

Максимальна потужність турбіни $P_{\text{max}}=1.48$ в.о.

Момент інерції ротора генератора був змінною величиною та задавався довільно.

Отримані характеристики представлені на рис. 3.9.

Відповідно до отриманого сімейства характеристик можемо зробити висновок, що при мінімальних значеннях моменту інерції машина та система в цілому не стійкі. Для забезпечення динамічної стійкості синхронного генератора при великих збуреннях в конкретному розглянутому випадку слід використовувати синхронний генератор з такими масо-габаритними показниками, щоб стала часу моменту інерції T_j була не нижчою за 21 с., але не варто приймати великі значення моменту інерції, бо вони обумовлені збільшеними масо-габаритними показниками, а це не раціонально.

Відповідно до масо-габаритних показників роботи синхронного генератора в режимі великих зовнішніх збурень можна характеризувати за трьома видами:

- швидка втрата синхронізму, яка за часом не дозволяє вжити будь-яких заходів щодо підтримання стійкої роботи машини шляхом її регулювання або шляхом усунення причин зовнішніх збурень;
- втрата синхронізму, яка за часом дозволяє утримати машину в режимі динамічно стійкої роботи за умов застосування додаткових заходів до її підтримання або швидкого усунення причин зовнішніх збурень;
- динамічно стійка робота машини, яка забезпечується за рахунок відповідних характеристик самої машини (моменту інерції зокрема) та роботи системи регулювання.

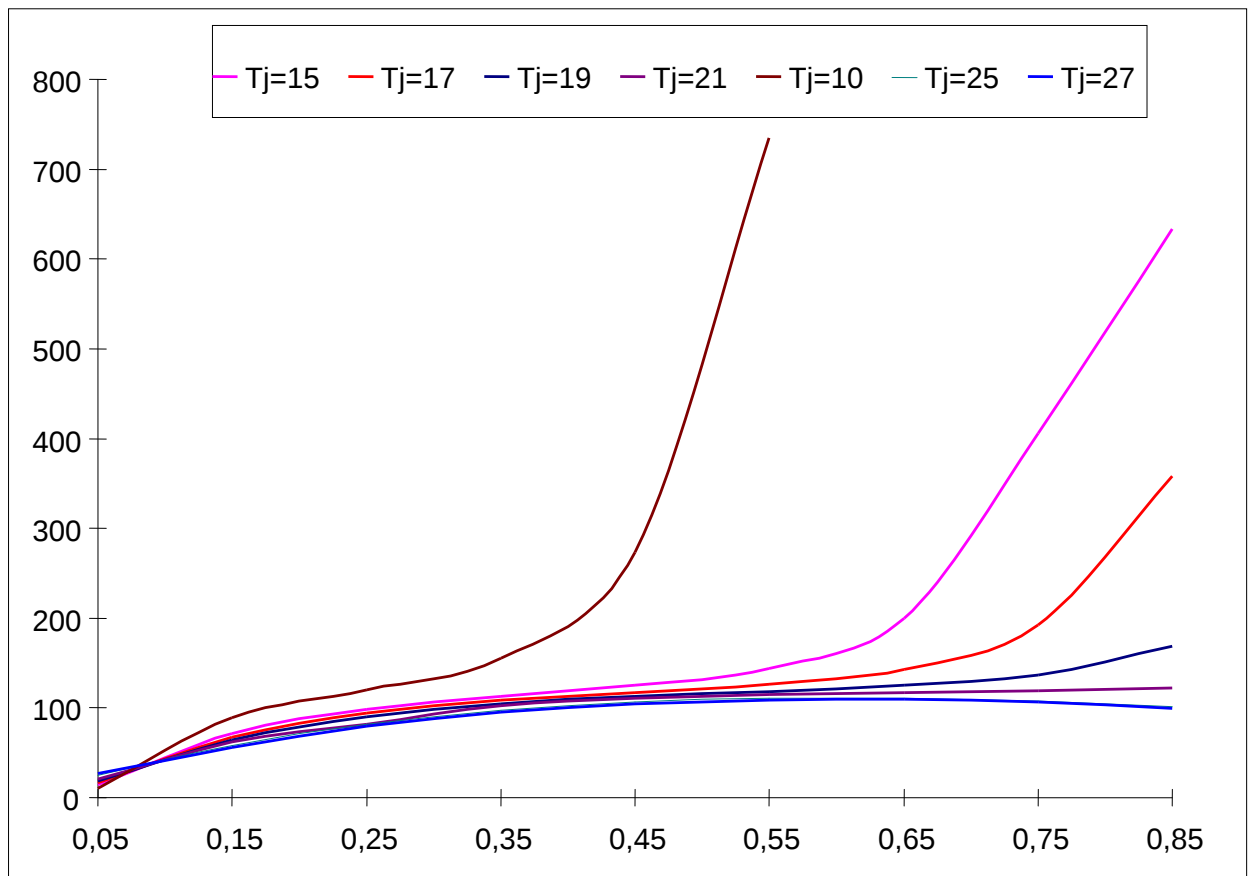


Рис. 3.9. Характеристики часу зміни кута δ синхронних генераторів з різним моментом інерції під час великих зовнішніх збурень

Висновки до третього розділу

1. Побудовані характеристики часу зміни кута δ синхронних генераторів з різним моментом інерції під час великих зовнішніх збурень.
2. Визначений час збереження машинами, що досліджувалися, динамічної стійкості.
3. Визначено загальну структуру розрахункової програми та розроблений її алгоритм, який базується на розглянутій в роботі методиці визначення динамічної стійкості синхронного генератора.
4. Складена розрахункова програма, яка дозволяє отримати дані про зміну параметрів режиму роботи синхронного генератору з характеристикою кута «дельта», різницею потужностей розгону та гальмування в залежності від часу перехідного процесу.
5. Отримано сімейство характеристик зміни кута δ в залежності від масо-габаритних показників синхронних генераторів.

ВИСНОВКИ

1. В роботі було проведено огляд можливих шляхів зменшення масогабаритних показників гідрогенераторів як засобу забезпечення їх конкурентоспроможності.
2. Проведено поглиблений аналіз методики визначення динамічної стійкості синхронного генератору та визначено ступінь впливу на неї масогабаритних показників машини.
3. Визначено основні параметри, що впливають на процес руху ротору синхронного генератора в нормальному режимі та режимі великих зовнішніх збурень.
4. Визначено час зміни кута δ для синхронних генераторів з різним моментом інерції та побудовано відповідні характеристики, на підставі яких встановити час динамічно стійкої роботи генераторів.
5. На підставі отриманих часових характеристик зміни кута δ сформульовані практичні рекомендації до застосування генераторів з різними моментами інерції ротора та рекомендації щодо роботи систем захисту елементів системи електропостачання.
6. Досліджену методику визначення динамічної стійкості синхронного генератору в залежності від його масо-габаритних показників реалізовано в навчальний процес у вигляді відповідного програмного забезпечення та методик проведення лабораторної роботи.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Алексеев БА., Мамиконянц Л.Г., Шакарян Ю.Г. Регулирование режимов работы электроэнергетических систем с помощью асинхронизированных синхронных машин//Электрические станции. - 1998. - № 12. - С. 48-56.
2. Васько П.Ф., Виговський В.І. Електромеханічне перетворення енергії за змінної частота обертання гідроагрегатів ГЕС та ГАЕС// Гідроенергетика України. -2004. - № 2. - С. 44 - 49.
3. Виговський В.І., Постніков В.І. Спосіб електромеханічного перетворення енергії гідроенергетичних ресурсів за змінної частоти обертання гідроагрегатів// Відновлювальна енергетика. - 2005. - № 1. - С. 60-65.
4. Гидроаккумулирующие электростанции. Строительство и эксплуатация Загорской ГАЭС/ Серебряников Н.И., Родионов В.Г., Кулешов А.П., Магрук В.И., Иванущенко В.С. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. - 368 с.
5. Кузьмін В.В. Розвиток гідроенергетичного потенціалу — ключ до вирішення проблеми дефіциту високоманеврених регулюючих потужностей у ОЕС України// Гідроенергетика України. - 2004. - № 4. - С. 21-24.
6. Мамиконянц Л.Г., Шакарян Ю.Г. Асинхронизированные синхронные генераторы: состояние, проблемы, перспективы //Электричество. - 1994. - №3. - С. 1-9.
7. Федоренко Г.М, Саратов ВА., Чевычелов В А., Канунникова Р.Е. Обеспечение безопасности эффективной работы АЭС в маневренных режимах по реактивной мощности//Новини енергетики. - 2003. - № 6. - С. 50-57.
8. Шидловский А.К., Федоренко Г.М. Макроэкономические и электротехнические тренды в электроэнергетике Украины 1900-2000+//Техническая электродинамика. Проблемы современной электротехники. Ч. 1. - 2002. - С. 3-12.
9. Шидловский А.К., Федоренко Г.М. Ключевые вопросы развития генераторостроения на Украине//Электротехника. - 2003. - № 3. - С. 6-12.

10. Шидловський А.К., Кулик М.М., Кириленко О.В. Наукове забезпечення розвитку паливно-енергетичної галузі //Енергетика и электрификация. - 2001. - С. 51-54.
11. Енергетичні ресурси та потоки. Київ: Українські енциклопедичні знання, 2003. - 472 с.
12. Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия. ГОСТ 5616-89 (с изменением № 1). Дата в введения в Украине 2004.01.01.
13. Dach G., Wegman U. Strategy of a Global Coal Company for Sustainable Development. 18 World Energy Congress, Buenos Aires, Argentina, 21—25 Oktober, 2001.
14. Федоренко Г.М., Кузьмін В.В., Виговський В.І., Саратов В.О. Підвищення надійності та ефективності гідрогенераторів ГЕС і ГАЕС при змінній частоті обертання//Гідроенергетика України. – 2005. - № 2. – С.41-46.
15. Плачков І. Енергетична стратегія України на період до 2030 року/Міністерство палива та енергетики України, - 2006.
16. Линник А.В. Современный уровень и основные направления развития гидротурбостроения в Украине/ А.В. Линник, В.Д. Хаитов //Проблеми машинобудування - 2010, Т.13. - №1. - С.11-18
17. Рассовский В. Л. Второй этап реконструкции ГЭС - основа развития гидроэнергетики Украины // Энерг. политика Украины. - 2005. - № 7-8. - С. 67-70
18. Абубакиров Ш.И. Опыт и перспективы использования асинхронизированных гидрогенераторов в проектах ОАО «ИНСТИТУТ ГИДРОПРОЕКТ»//гидроэнергетика. – 2010. - №2(19). – С. 6-11
19. Шевченко В.В. Повышение мощности гидрогенераторов при модернизации без изменения их габаритных размеров/В.В. Шевченко, Л.М. Омельченко, В.А. Назаров//Системи обробки інформації .-2008.- №5(72).- С. 136-142

20. Milojkovic Z., Ban D., Petrinic M., Studir J., Polak J. Application of magnetic wedges for stator slots of hydrogenerators // 2010 CIGRE SESSION, SCA1, A1-101, Croatia
21. Allison J., Brutsch R. Selection and Application of Insulating Materials // Their Importance in VPI Insulation for Rotating Machines, Coil Winding, Insulation & Electrical Manufacturing Conference in Berlin, 1998. - P. 137-144
22. Tari M., Yoshida K., Sekito S., Allison J., Brutsch R., Lutz A. A High Voltage Insulating System with Increased Thermal Conductivity for Turbo Generators // Coil Winding, Insulation and Electrical Manufacturing Conference, Berlin, 2001.
23. Miller M.L., Emery F.T. Thermal Conductivity of High Voltage Stator Coil Groundwall Insulation // EIC Conference in Chicago, 1997. - P. 619-622.
24. Stephan C.-E., Liptak G., Schuler R. An improved insulation system for the newest generation of stator windings of rotating machines // Cigre, Session-1994, Group 11, 11-101.
25. Шидловский А.К., Федоренко Г.М. Инновационно-технологические приоритеты модернизации в электроэнергетике // Электротехника. - 2004. - № 6. - С. 3-6.
26. Веремеенко И. С. Полвека поиска и созидания - итоги и перспективы развития отечественного гидротурбостроения // Пробл. машиностроения. - 2003. - № 2. - С. 4-25.
27. Бугаец А. А. Научные достижения гидротурбостроения и их внедрения в реконструкцию Днепровского каскада ГЭС / А. А. Бугаец, А. В. Линник // Гидроэнергетика Украины. - 2004. - № 2. - С. 15-20.
28. Субботин В. Г. Оборудование ОАО «Турбоатом» для гидроэлектростанций Украины: модернизация, реабилитация и перспективы создания новых типов / В. Г. Субботин, Е. В. Левченко, В. Н. Ефименко // Гидроэнергетика Украины. - 2009. - № 2. - С. 33-43.
29. Рассовский В. Л. Второй этап реконструкции ГЭС - основа развития гидроэнергетики Украины // Энерг. политика Украины. - 2005. - № 7-8. - С. 67-70.

30. Поташник С. И. Стратегия развития гидроэнергетики Украины на период до 2030 г. Концептуальные положения // Энерг. политика Украины. - 2005. - № 7-8. - С. 62-64.
31. А.В. Линник, В.Д. Хаитов Современный уровень и основные направления развития гидротурбостроения в Украине//Проблемы машиностроения. – 2010. – Т 13, № 1. – С. 11-18
32. Поташник С.І., Грубой А.П., Черемісов І.Я., Вовк В.І., Захожаєв В.М. Модернізація гідрогенераторів ГЕС Дніпровського каскаду (досвід та перспектива)//Гідроенергетика України. – 2005. - №2. – С.13-22.
33. Глебов И.А. Гидрогенераторы/ В.В. Домбровский, А.А. Дукштау и др. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. Отд-ние, 1982. – 386 с.
34. Абрамов А. И., Иванов-Смоленский А. В. Расчет и конструкция гидрогенераторов.— М.: Высшая школа, 1964. – 259 с.
35. Абрамов А.И. и др. Проектирование гидрогенераторов и синхронных компенсаторов 2-е изд, переработанное и дополненное М.: Высш. школа, 2001. 389 с.
36. Домбровский В.В., Иванов Н.П. и др. Проектирование гидрогенераторов (том 2) . – Л.: Энергия, 1967. – 363 с.
37. ГОСТ 5616-89. ГЕНЕРАТОРЫ И ГЕНЕРАТОРЫ-ДВИГАТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ГИДРОТУРБИННЫЕ
38. ГОСТ 183-74. МАШИНЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ВРАЩАЮЩИЕСЯ
39. ГОСТ 21558-2000. СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ, ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ И СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ
40. ГОСТ 8865-93. СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ИЗОЛЯЦИИ
41. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е узд., перераб. и дою. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

42. Piriz H. D., Cannatella A. R., Guerra E., Porcari D. A. Inertia of Hydro Generators. Influence on the Dimensioning, Cost, Efficiency and Performance of the Units // 2012 CIGRE SESSION, SCA1, A1-102, Argentina
43. Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистемы. Монография. Книга 1: СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006, - 369 с.
44. Жданов П.С. Устойчивость электрических систем. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1948. – 400 с.
45. Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистемы. Монография. Книга 1: СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006, - 369 с.
46. Винославский В.Н. Переходные процессы в системах электроснабжения. М.; Высшая школа, 1989. – 289 с.
47. «ДЕРЖАВНІ БУДІВЕЛЬНІ НОРМИ УКРАЇНИ» Інженерне обладнання будинків і споруд. ПРИРОДНЕ І ШТУЧНЕ ОСВІТЛЕННЯ ДБН В.2.5-28-2006 Видання офіційне Мінбуд України Київ 2006.
48. ДСН 3.3.6-042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
49. ДБН В.1.1-7-2002 Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва.
50. ДБН В.1.1-7-2002 Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва.
51. ДБН В.2.5-28-2006 Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення
52. ДБН В.2.5-13-98. Інженерне обладнання будинків і споруд. Пожежна автоматика будинків і споруд.
53. НАПБ А.01.001-2004 Правила пожежної безпеки в Україні
54. НАПБ Б.03.002-2007 Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою.

55. Москальова В.М. Основи охорони праці: Підручник. – К.: ВД «Професіонал», 2005. – 672 с.
56. Жидецький В.Ц., Джигирей В.С., Мельников О.В. Основи охорони праці. – Вид.2-е, стереотипне. – Львів: Афіша, 2000.-351 с.
57. Основи охорони праці: Навчальний посібник / За ред. проф. В.В. Березуцького. – Х.: Факт, 2005. – 480 с.
58. Основи охорони праці: Підручник /За ред. К.Н. Ткачука і М.О. Халімовського. – К.: Основа, 2003 – 472 с.
59. Довідник підприємця з питань пожежної безпеки у запитаннях та відповідях/ А. П. Рожков, О. В. Скобелєв. - 2-ге вид., доп. й перероб.. - К.: Пожінформтехніка, 2003. – 208с.
60. Розробка об'єкта інтелектуальної власності в дипломному проектуванні: Навчальний посібник / М.І. Лазарєв, В.В. Чапліна, П.Ю. Баранов, В.М. Тіманюк, О.М. Дубовець, В.В. Рубашка – Харків: УПА, 2009. – 110 с.
61. Бикова В.С. Вплив масо-габаритних показників гідрогенераторів на їх економічні показники/Збірка тез доповідей XLVIII студентської науково-практичної конференції. Частина 1. 17-20 грудня 2013 р., - Харків, 2013, - с. 7
62. Бикова В.С. Шляхи підвищення ефективності використання енергоресурсів та вдосконалення гідроагрегатів на ГЕС і ГАЕС/Збірка тез доповідей XLVII студентської науково-практичної конференції. Частина 1. 7-10 грудня 2012 р., - Харків, 2012, - с. 9
63. Artem M. Chernyuk, Oleksii B. Egorov, Pavlo F. Budanov, Viktoriya S. Buкова. Методика оцінки впливу масо-габаритних показників синхронних генераторів на їх динамічну стійкість при зовнішніх збуреннях/ Журнал «Енергетика, енергосбережение, энергоаудит» №2, 2015г.