

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

**Факультет інженерії**

**Кафедра електричної інженерії**

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

**до магістерського проекту  
освітньо-кваліфікаційного рівня магістр**

галузі знань 14 Електрична інженерія

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка

на тему Дослідження статичної і динамічної стійкості системи  
електропередачі

Виконав: студент групи ЕЕ–21зм

П'ятих Т.М......  
(прізвище, та ініціали) (підпис)

Керівник Мелконова І.В......  
(прізвище та ініціали) (підпис)

Завідувач кафедри Руднев Є.С......  
(прізвище та ініціали) (підпис)

Рецензент \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

**Київ 2022**

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

Факультет \_\_\_\_\_ інженерії \_\_\_\_\_  
 Кафедра \_\_\_\_\_ електричної інженерії \_\_\_\_\_  
 Освітньо-кваліфікаційний рівень \_\_\_\_\_ магістр \_\_\_\_\_  
 (бакалавр, спеціаліст, магістр)  
 Галузь знань \_\_\_\_\_ 14 Електрична інженерія \_\_\_\_\_  
 (шифр і назва)  
 Спеціальність \_\_\_\_\_ 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка \_\_\_\_\_  
 (шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри  
«Електрична інженерія»**

\_\_\_\_\_ Руднєв Є.С.  
 “ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2022 року

**З А В Д А Н Н Я  
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ**

\_\_\_\_\_ П'ятих Тетяна Миколаївна \_\_\_\_\_  
 (прізвище, ім'я, по батькові)

**1. Тема проекту (роботи)** Дослідження статичної і динамічної стійкості системи електропередачі

Керівник проекту (роботи) \_\_\_\_\_ Мелконова Інна Вікторівна, к.т.н., доц., \_\_\_\_\_  
 (прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від № 27/15.23-С від 12.10.2022

**2. Строк подання студентом проекту (роботи)** \_\_\_\_\_ 20.11.2022 \_\_\_\_\_

**3. Вихідні дані до проекту (роботи)** Вихідні дані визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі

**4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)** Аналіз умов виникнення, причин і наслідків електромеханічних перехідних процесів. Огляд методів розрахунку статичної і динамічної стійкості електроенергетичної системи. Аналіз завдання на магістерську роботу та постановка задач дослідження. Визначення запасу статичної стійкості системи. Аналіз динамічної стійкості електроенергетичної системи. Визначення граничного кута і граничного часу відключення КЗ в заданій системі електропередачі. Зіставлення і аналіз отриманих розрахункових величин.

**5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників)**  
Плакати, що пояснюють суть магістерської роботи, в кількості 4 шт.

## 6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Розділи 1-4</i>	<i>доц. Мелконова І.В.</i>		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проектування	Строк виконання етапів	Примітка
1.	Аналіз умов виникнення, причин і наслідків електромеханічних перехідних процесів.	01.09.2022	
2.	Огляд методів розрахунку статичної і динамічної стійкості електроенергетичної системи.	10.09.2022	
3.	Аналіз завдання на магістерську роботу та постановка задач дослідження.	20.09.2022	
4.	Визначення запасу статичної стійкості системи	30.09.2022	
5.	Аналіз динамічної стійкості електроенергетичної системи	10.10.2022	
6.	Визначення граничного кута і граничного часу відключення КЗ в заданій системі електропередачі	20.11.2022	
7.	Оформлення графічного матеріалу.	25.10.2022	
8.	Оформлення розрахунково-пояснювальної записки	15.11. 2022	
9.	Захист магістерської роботи	25.11. 2022	

Студент \_\_\_\_\_ П'ятих Т.М.  
( підпис ) (прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) \_\_\_\_\_ Мелконова І.В.  
( підпис ) (прізвище та ініціали)

Примітки:

1. Форму призначено для видачі завдання студенту на виконання дипломного проекту (роботи) і контролю за ходом роботи з боку кафедри
2. Розробляється керівником дипломного проекту (роботи). Видається кафедрою.

## ЗМІСТ

Вступ.....	8
1. Огляд і аналіз режимів роботи електроенергетичної системи.....	11
1.1. Нормальний режим роботи електроенергетичної системи .....	11
1.2. Електромеханічні перехідні процеси .....	13
1.3. Статична стійкість електроенергетичної системи.....	15
1.4. Динамічна стійкість електроенергетичної системи.....	19
1.5. Практичні критерії і методи розрахунку стійкості систем електропостачання.....	25
1.5.1. Аналіз статичної стійкості.....	27
1.5.2. Наближені методи аналізу динамічної стійкості.....	31
2. Аналіз завдання на магістерську роботу і постановка завдань дослідження.....	38
3. Визначення запасу статичної стійкості системи.....	41
3.1. Складання схеми заміщення системи електропередачі та визначення її параметрів.....	41
3.2. Визначення запасу статичної стійкості системи з генераторами без АРЗ.....	44
3.3. Визначення запасу статичної стійкості заданої системи з генераторами без АРЗ з урахуванням явнополюсності гідрогенераторів.....	46
3.4. Визначення запасу статичної стійкості системи при установці на генераторах АРЗ пропорційного типу.....	51
3.5. Визначення запасу статичної стійкості системи при установці на генераторах АРЗ сильної дії .....	54
3.6. Визначення запасу статичної стійкості системи з урахуванням регулюючого ефекту навантаження (з урахуванням явнополюсності гідрогенераторів).....	57

4. Аналіз динамічної стійкості електроенергетичної системи.....	62
4.1 Розрахунок і побудова кутових характеристик потужності нормального, аварійного і післяаварійного режимів.....	62
4.1.1 Нормальний режим.....	62
4.1.2 Післяаварійний режим.....	62
4.1.3 Аварійний режим.....	63
4.2 Визначення граничного кута і граничного часу відключення КЗ в заданій системі електропередачі.....	66
Висновок.....	72
Список літературних джерел.....	74

## ВСТУП

Електроенергетична система (ЕЕС) є складним електротехнічним комплексом, що включає виробництво, розподіл і використання електричної енергії. Вона об'єднує велику кількість електростанцій, споживачів внутрісистемних і міжсистемних зв'язків.

Об'єднання автономно працюючих електростанцій і навантажень в електроенергетичну систему знадобилося у зв'язку з необхідністю надійного електропостачання споживачів. Крім того, паралельна робота різних типів електростанцій (наприклад, ТЕС і ГЕС) дозволила ввести економічні режими роботи, як електростанцій, так і системи в цілому.

Аналіз режимів роботи таких систем, що включають велике число складових її елементів (працюючі паралельно електричні машини, передавальні і розподільні мережі значної протяжності, різні нелінійні і різко змінні навантаження) ускладнився. З'явилася необхідність розрахунку і аналізу не лише електромагнітних перехідних процесів, що характеризують початкову стадію перехідного процесу, але і електромеханічних процесів, що розвиваються услід за ними.

Електроенергетична система, що забезпечує своїм нормальним функціонуванням роботу промисловості, транспорту, сільського господарства, побутових споживачів, повинна працювати надійно. Однією з основних умов надійної роботи є її стійкість, тобто здатність зберігати початковий режим після якого-небудь обурення цього режиму. Порушення стійкості вважається одним з видів відмов нормального функціонування енергосистеми.

Розрахунки стійкості зазвичай проводяться при аналізі схем розвитку систем і вузлів навантаження, а також виборі заходів по забезпеченню їх стійкої роботи. Розрахунки статичної стійкості полягають у визначенні запасів стійкості систем і вузлів навантаження, а також у виборі параметрів налаштування регулюючих облаштувань генераторів і синхронних двигунів.

Оцінка динамічної стійкості проводиться в режимах, які виникають внаслідок коротких замикань в мережі і їх подальших відключень, пуску і самозапуску потужних електродвигунів і так далі.

**Актуальність роботи.** Якщо врахувати, що потужності сучасних ЕЕС і об'єднань досягають десятків і сотень МВт, а порушення стійкої роботи призводить до втрати значної частини генеруючих потужностей електростанцій, то важливість розрахунку і оцінки статичної і динамічної стійкості, обґрунтованого вибору заходів по усуненню можливих нестійких режимів очевидна.

Так порушення стійкості паралельної роботи електричних станцій в електроенергетичній системі може привести до системної аварії: розділенню об'єднаної системи на ізолювано працюючі частини, порушенню електропостачання великого числа споживачів, а в деяких випадках до повного порушення роботи частин системи і порушення електропостачання цілих промислових районів.

**Об'єкт дослідження** – електромеханічні перехідні процеси.

**Предмет дослідження** – статична та динамічна стійкість електроенергетичних систем.

**Мета роботи:** дослідження та розрахунок статичної та динамічної стійкості системи електропередачі.

Для цього необхідно вирішити такі **завдання:**

- розглянути основні види стійкості електричної системи і причини, які можуть привести до її порушення;
- провести аналіз методів визначення стійкості систем електропередачі з електростанціями як без автоматичного регулювання збудження (АРЗ) так і з АРЗ різних типів
- для схеми електропередачі визначити запас статичної стійкості як по ідеальній, так і по дійсній межі потужності при передачі від еквівалентного генератора в систему заданої потужності;

- виконати розрахунок динамічної стійкості при трифазному короткому замиканні (КЗ) і двофазному КЗ на землю на заданій лінії за наявності АРЗ пропорційного типу на генераторах;
- зробити чисельні розрахунки динамічних переходів і вчислити граничний час відключення для обох видів КЗ;

**Методи дослідження** - теоретичний аналіз і систематизація науково-теоретичних і методичних джерел; математичні методи; емпіричні методи (стандартизовані методики); методи обробки даних.

Структура роботи складається зі вступу, чотирьох розділів, висновку та списку джерел посилання.



# 1. АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ.

## 1.1. Нормальний режим роботи електроенергетичної системи

Електроенергетична система (ЕЕС) є сукупністю взаємодіючих елементів, які функціонально пов'язані єдністю генерування, передачі і споживання електричної енергії. Одним з найважливіших показників якості електропостачання споживачів є його надійність як в режимах роботи ЕЕС, що встановилися, так і в перехідних процесах. Необхідність виконання умов, що забезпечують стійку паралельну роботу генераторів ЕЕС, диктується вимогами надійного, безперебійного електропостачання.

Режим роботи електроенергетичної системи, що встановився, характеризується незмінними параметрами. Повільні зміни режиму, пов'язані зі зміною споживання і генерації електроенергії протягом доби, роботою облаштувань регулювання частоти і активної потужності, розглядаються як послідовність режимів, що встановилися.

В нормальному робочому стані, або в нормальному режимі, система повинна надійно забезпечити споживача електричною енергією нормованої, досить постійної якості. *Нормальний режим* - режим електроенергетичної системи, при якому усі споживачі забезпечуються електричною енергією належної якості відповідно до договорів і диспетчерських графіків, а значення технічних параметрів режиму системи і устаткування знаходяться в межах допустимих значень; є нормативні оперативні резерви потужності.

Проте, в електроенергетичній системі завжди мають місце зміни режиму, викликані різними причинами. У зв'язку з виконанням заданого графіку навантаження відбуваються синхронізація і включення в мережу генераторів електричних станцій, включення і відключення електроприймачів споживачів; включення і відключення трансформаторів; оперативні перемикання на підстанціях.

Такі операції викликають невеликі дискретні зміни режиму (струму, потужності і т. д.). Ці зміни відбуваються в нормальних режимах роботи системи і їх називають "малими" обуреннями режиму.

Але в системі можливі і сильніші обурення:

- короткі замикання в елементах електричної системи і подальші відключення пошкодженого електроустаткування;
- скидання навантаження із-за ушкоджень механічного устаткування;
- короточасні перерви електропостачання споживачів при коротких замиканнях в живлячій мережі з подальшими відключенням і роботою автоматичних облаштувань повторного включення і резервування;
- груповий самозапуск двигунів після короточасної перерви живлення і т. п.

Такі зміни - переходи від одного режиму до іншого під час нормальної роботи системи - називаються нормальними перехідними режимами. Вказані обурення мають випадковий характер і в основному проявляються в аварійних режимах, і їх називають "великими". Зміни режиму призводять до порушення балансу моментів на валах генераторів і електродвигунів. Як наслідок вони викликають зміни взаємних положень роторів синхронних машин і ковзань асинхронних двигунів, т. е. починається перехідний електромеханічний процес.

Такі зміни - переходи від одного режиму до іншого під час нормальної роботи системи - називаються *нормальними перехідними режимами*.

Вказані обурення мають випадковий характер і в основному проявляються в *аварійних режимах*, і їх називають "великими". Зміни режиму призводять до порушення балансу моментів на валах генераторів і електродвигунів. Як наслідок вони викликають зміни взаємних положень роторів синхронних машин і ковзань асинхронних двигунів, т. е. починається перехідний електромеханічний процес.

## 1.2. Електроmechanічні перехідні процеси.

Під електроmechanічними перехідними процесами в електроенергетичних системах розуміють процеси руху роторів генераторів і двигунів один відносно одного під впливом механічних і електромагнітних моментів, що діють на їх валах. При русі роторів машин одночасно відбуваються зміни електричних величин, що характеризують режим електроенергетичної системи (струмів, напруги, потужностей та ін.).

Знання ходу електроmechanічних процесів важливе для визначення характеру кінцевого режиму електроенергетичної системи (стійкий, нестійкий), а також для знаходження електричних параметрів при пуску, включенні в мережу і зупинці електричних машин.

Одне з найважливіших завдань при вивченні електроmechanічних перехідних процесів - це завдання забезпечення стійкої роботи електроенергетичної системи. Тут під терміном "*стійка робота системи*" мається на увазі здатність системи зберігати постійність встановленого диспетчером режиму в процесі свого функціонування.

Перераховані обурення за певних умов можуть викликати порушення синхронної роботи генераторів електростанцій і (чи) "перекидання" (випадання з синхронізму синхронних двигунів і гальмування асинхронних) двигунів вузлів навантаження. Порушення роботи енергосистем, що мають безповоротний характер, називають *порушеннями стійкості електричної системи*. У загальному випадку під *стійкістю системи* розуміють її здатність повертатися після обурення в початковий режим або близький до нього.

Порушення стійкості паралельної роботи електричних станцій в електроенергетичній системі може привести до системної аварії: розділенню об'єднаної системи на ізольовано працюючі частини, порушенню електропостачання великого числа споживачів, а в деяких випадках до повного порушення роботи частин системи і порушення електропостачання цілих промислових районів.

Порушення стійкості можуть мати і локальний характер. Так, при зниженнях напруги у вузлах навантаження в післяаварійних режимах розподільної мережі, при коротких замиканнях в мережі електропостачання окремих підприємств можливе випадання з синхронізму синхронної (синхронних двигунів) і гальмування асинхронного (асинхронних двигунів) навантаження. Гальмування двигунів і їх зупинка негативно позначаються на ході технологічного процесу підприємства, яке в результаті терпить істотний матеріальний збиток.

Стійкість електричної системи, передусім, залежить від поведінки електромеханічних перетворювачів енергії: генераторів і двигунів. Саме їх властивості і режим роботи визначають хід електромеханічного процесу: рух роторів електричних машин і пов'язані з ним зміни електричних величин.

Перехідні процеси в електричній системі виникають завжди, коли порушується баланс електричних і механічних сил, що діють в системі. Тому, щоб мати уявлення про те, як поведуться електричні машини при обуренні, необхідно знати, як при цьому змінюються механічні і електромагнітні моменти, що діють на валах цих машин.

При розгляді фізичних процесів, що відбуваються в енергосистемі під час перехідних процесів важливо простежити зміни ЕРС, струмів, напруги, потужностей, кутових швидкостей роторів і механічних моментів машин, що обертаються. Розрахунки, що дозволяють проаналізувати зміну цих величин при детальному обліку усіх елементів електричної системи, дуже складні. Тому вводять певні допущення, які дозволяють значно спростити аналіз.

Основні спрощуючі допущення, що приймаються при аналізі електромеханічних перехідних процесів, наступні:

- передбачається, що зміни кутових швидкостей малі, тобто у відносних одиницях момент дорівнює потужності, тобто  $M^* = P^*$ ;
- приймається, що зміна активної електричної потужності відбувається миттєво, що означає відмову від обліку аперіодичних складових струму і напруги в усіх елементах електричної системи;

- не враховується насичення стали генераторів і трансформаторів;
- синхронна машина (генератор, двигун) представляється в розрахунках схемою заміщення у виді ЕРС  $E$  і індуктивного опору  $X$  (спрощене представлення, але допустиме при наближених розрахунках і при розгляді фізичних процесів руху роторів електричних машин, що показано далі).

Перевагами прийнятого спрощеного математичного опису є не лише простота обчислювальних операцій, але і наочність, що полегшує розуміння явищ, що відбуваються.

### 1.3. Статична стійкість електроенергетичної системи

*Статична стійкість* системи електропостачання (СЕР) - це стійкість при малих обуреннях режиму. Для забезпечення стійкості системи істотне значення має запас її статичної стійкості, який характеризується кутами зрушення роторів генераторів і напругою у вузлових точках системи.

Велике значення має запас статичної стійкості в післяаварійному режимі - по потужності електричної передачі він повинен складати 5 - 10 %, в нормальному ж режимі 15 - 20 %. Проте ці цифри строго не лімітуються.

Щоб перевірити статичну стійкість системи, необхідно скласти диференціальні рівняння малих коливань для усіх його елементів і регулюючих пристроїв, а потім досліджувати корені характеристичного рівняння на стійкість. Оскільки строге рішення такої задачі дуже складне, в інженерних розрахунках застосовуються наближені методи дослідження стійкості, які ґрунтуються на використанні практичних критеріїв стійкості.

У простій схемі електричної передачі генератор працює через трансформатор і лінію на шини незмінної напруги, тобто на шини системи, потужність якої настільки велика в порівнянні з потужністю даної електричної передачі, що напруга на її шинах можна вважати незмінним по амплітуді і фазі при будь-яких режимах (рис.1.1).

При дослідженні характеру перехідного процесу зручно користуватися кутовою характеристикою  $P = f(\delta)$ , де  $P$  - електромагнітна потужність

генератора;  $\delta$  - кут зрушення по фазі між синхронною ЕРС генератора  $E_q$  і напругою на шинах приймальної системи  $U_c$ .

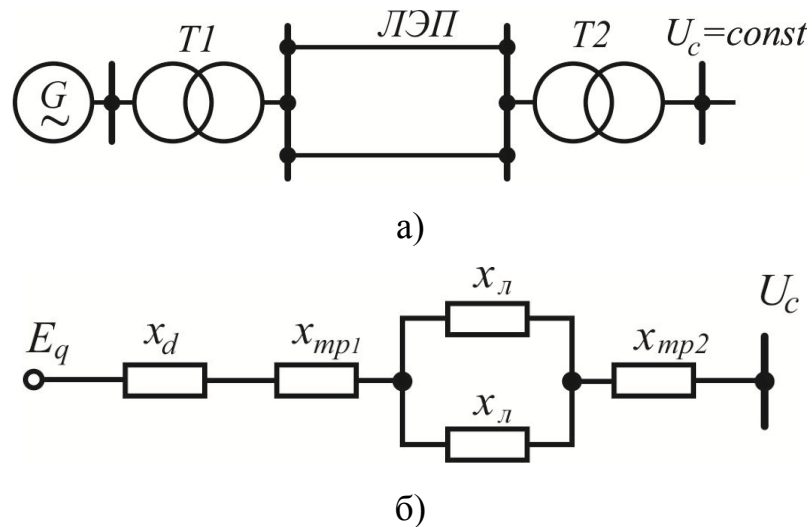


Рис.1.1. Схема електропередачі (а) і схема її заміщення (б)

З схеми заміщення даної передачі (рис.1.1,б) виходить, що результуючий опір

$$x_{d\Sigma} = x_d + x_{mp1} + \frac{x_l}{2} + x_{mp2} \quad (1.1)$$

де  $x_{d\Sigma}$  — сумарний індуктивний опір системи

Векторна діаграма для нормального режиму роботи цієї електропередачі має вигляд, приведений на рис.1.2.

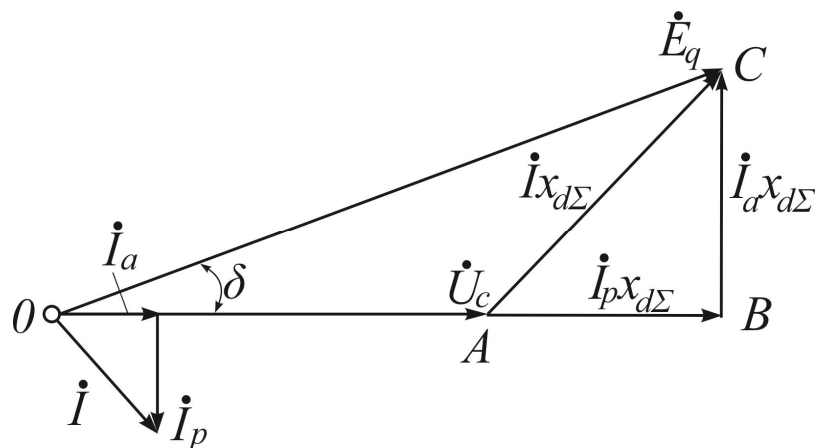


Рис. 1.2. Векторна діаграма для нормального режиму роботи системи електропередачі

З векторної діаграми виходить

$$E_q \sin \delta = I_a x_{d\Sigma} \quad (1.2)$$

Помноживши обидві частини рівності (1.2) на  $\frac{U_c}{x_{d\Sigma}}$ , отримаємо активну потужність, що передається приймальній системі:

$$P = \frac{E_q U_c}{x_{d\Sigma}} \sin \delta \quad (1.3)$$

З виразу (1.3) слідує що при постійності ЕРС генераторів  $E_q$  і напрузі на шинах приймальної системи  $U_c$ , зміна передаваної потужності залежить лише від зміни кута  $\delta$ .

Графічна залежність активної потужності  $P$  від кута  $\delta$  показана на рис.1.3.

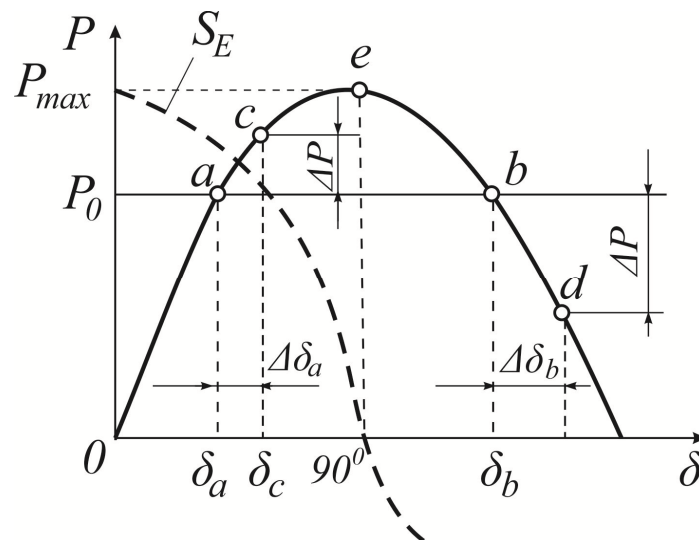


Рис.1.3. Кутова характеристика генератора

У режимі, що встановився, потужність турбіни  $P_0$  дорівнює потужності генератора  $P$ , тобто між незмінною потужністю первинного двигуна і потужністю генератора існує рівновага. При цьому кожному значенню потужності турбіни  $P_0$  відповідають дві точки рівноваги на кутівій характеристиці потужності генератора (див. рис. 1.3) і, отже, два значення кута ( $\delta_a$  і  $\delta_b$ ). Проте стійкий режим роботи можливий лише в точці

$a$ , що легко показати, розглянувши характер руху ротора генератора при невеликому відхиленні від точок рівноваги.

Оскільки залежність  $P = f(\delta)$  носить синусоїдальний характер, зі збільшенням кута  $\delta$  потужність  $P$  спочатку зростає, а потім, досягнувши максимального значення, починає падати. Найбільша потужність, яка може бути передана в приймальну систему, називається *ідеальною межею передаваної потужності*  $P_{np} = P_{\max}$  (при  $\delta = 90^\circ$ ). У нашому випадку при постійності ЕРС еквівалентного генератора межа передаваної потужності:

$$P_{np} = \frac{E_q U_c}{x_{d\Sigma}} \quad (1.4)$$

Припустимо, що внаслідок невеликого обурення кут  $\delta_a$  збільшився на  $\Delta\delta_a$ . Цьому випадку відповідають перехід робочої точки на кутовій характеристиці з  $a$  в  $c$  і збільшення потужності генератора на  $\Delta P$ , тобто позитивному приросту кута відповідає позитивний приріст потужності.

В результаті збільшення потужності генератора при незмінній потужності турбіни рівновага того, що обертає і гальмує моментів турбіни і генератора порушується, і на валу машини виникає гальмівний момент. Під його впливом ротор генератора починає сповільнюватися, що обумовлює переміщення пов'язаного з ротором вектору ЕРС генератора  $E_q$  у бік зменшення кута  $\delta$ . Зі зменшенням кута  $\delta$  знову відновлюється початковий режим в точці  $a$ . Отже, цей режим системи є стійким. До цього ж виведення можна прийти і при негативному прирості кута  $\Delta\delta$  в точці  $a$ .

У точці  $b$  на рис. 1.3 позитивний приріст кута  $\Delta\delta$  супроводжується негативною зміною потужності генератора  $\Delta P$ . Зменшення потужності генератора викликає появу прискорюючого моменту, під впливом якого кут  $\delta$  не зменшується, а зростає. Зі збільшенням кута  $\delta$  потужність генератора продовжує падати, що обумовлює подальше збільшення кута  $\delta$  і т. д. Процес



протікає прогресивно, і генератор випадає з синхронізму, т. е. режим роботи в точці **b** статично нестійкий.

Таким чином, стан генератора, що відповідає точці а і будь-якій іншій точці на зростаючій частині синусоїдальної характеристики потужності, статично стійко. Звідси витікає наступний критерій статичної стійкості системи :

$$\frac{\Delta P}{\Delta \delta} > 0 \text{ або } \frac{dP}{d\delta} > 0 \quad (1.5)$$

З (1.5) витікає, що статична стійкість системи забезпечується, якщо прирости кута  $\delta$  і потужності генератора  $P$  мають один і той же знак.

Похідну  $\frac{dP}{d\delta} = S_E$  прийнято називати *синхронізуючою потужністю*. Ця потужність характеризує реакцію генератора на збільшення кута зрушення ротора. Позитивний знак її є критерієм статичної стійкості. Якщо автоматичне регулювання збудження (АРЗ) відсутнє, то синхронізуюча потужність визначається вираженням

$$S_E = \left. \frac{dP}{d\delta} \right|_{E=const} = \frac{E_q U_c}{x_{d\Sigma}} \cos \delta \quad (1.6)$$

При  $\delta < 90^\circ$  синхронізуюча потужність позитивна і забезпечуються стаціонарні режими роботи схеми (рис.1.3). Кількісна статична стійкість характеризується *коефіцієнтом запасу*

$$K_z = \frac{P_{\max} - P_0}{P_0} \quad (1.7)$$

де  $P_{\max}$  и  $P_0$  - максимальна і номінальна потужності системи.

#### 1.4. Динамічна стійкість електроенергетичної системи

Електроенергетична система динамічно стійка, якщо при якому-небудь сильному обуренні зберігається синхронна робота усіх її елементів. При дослідженні стійкості необхідно визначити, як поведеться система в екстремальних умовах і які заходи слід прийняти, щоб уникнути небажаних

наслідків. Для з'ясування принципів положень динамічної стійкості розглянемо явища, що відбуваються при раптовому відключенні одного з двох паралельних ланцюгів лінії електропередачі (ЛЕП) (рис. 1.4, а).

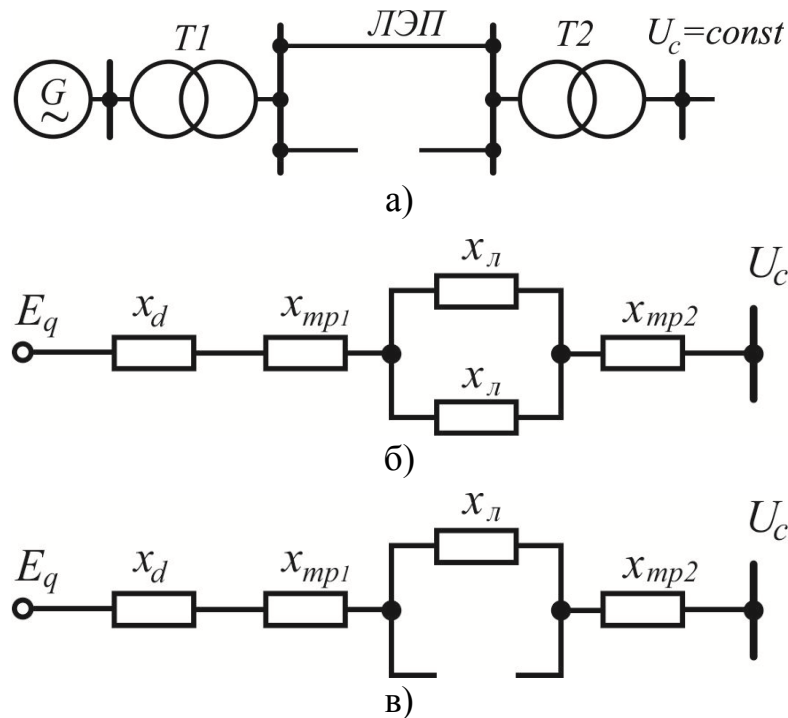


Рис. 1.4. Схема електропередачі (а) і схеми її заміщення (б, в)

Результуючий опір в нормальному режимі визначається вираженням

$$x_{d\Sigma 1} = x_d + x_{mp1} + \frac{x_l}{2} + x_{mp2}, \quad (1.8)$$

а після відключення одного з ланцюгів

$$x_{d\Sigma 2} = x_d + x_{mp1} + x_l + x_{mp2}, \quad (1.9)$$

Так як  $x_{d\Sigma 1} > x_{d\Sigma 2}$ , то справедливе відношення

$$P_{\max 2} = \frac{E_q U_c}{x_{d\Sigma 2}} < P_{\max 1} = \frac{E_q U_c}{x_{d\Sigma 1}}, \quad (1.10)$$

З (1.10) витікає, що при незмінних  $E_q$ ,  $U_c$ , і зміні  $x_{d\Sigma}$  максимальне значення передаваної потужності міняється. При раптовому відключенні одного з ланцюгів ЛЕП ротор не устигає із-за інерції миттєво змінити кут  $\delta$ . Тому режим характеризуватиметься точкою **b** на іншій кутовій характеристиці генератора - характеристиці **2** на рис. 1.5. Після зменшення

його потужності виникає надмірний прискорюючий момент, під дією якого кутова швидкість ротора, а отже, і кут  $\delta$  збільшуються. Зі збільшенням кута потужність генератора зростає за характеристикою 2.

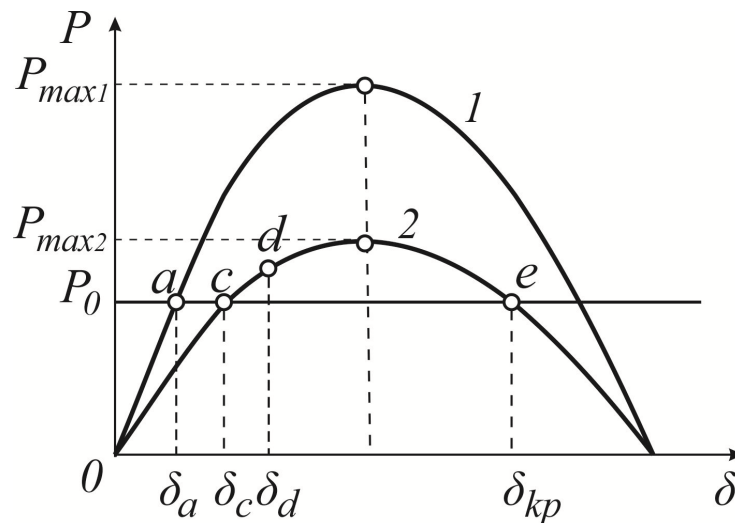


Рис. 1.5. Кутові характеристики потужності генератора при відключенні одного ланцюга ЛЕП.

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

Отже, про стійкість системи можна судити по зміні кута  $\delta$  в часі. Зміна  $\delta$ , показана на рис.1.6,а відповідає стійкій роботі системи. При зміні  $\delta$  по кривій, зображеній на рис.1.6,б, система нестійка.

Розглянемо перехідний процес при КЗ одному з ланцюгів ЛЕП з подальшим її відключенням (рис.1.7, а). Схеми заміщення електропередачі для нормального і післяаварійного режимів показані відповідно на рис.1.7, б і рис.1.7, в.

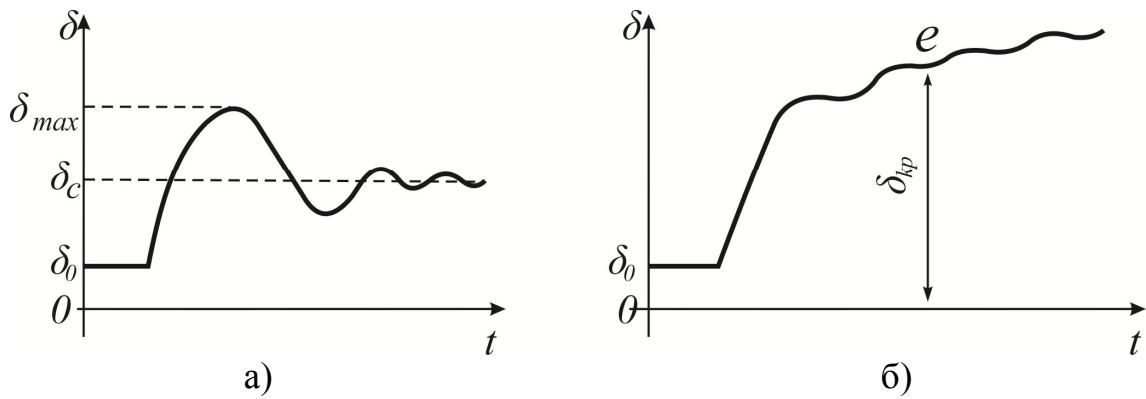


Рис. 1.6. Стійкий (а) та нестійкий (б) режими роботи системи

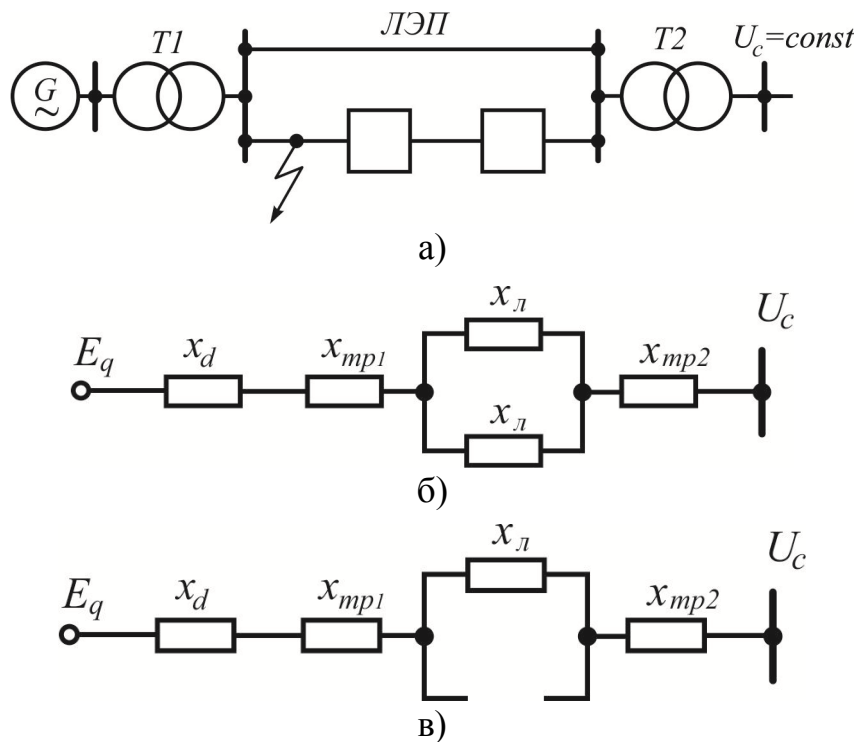


Рис. 1.7. Схема електропередачі (а) і схеми її заміщення для нормального (б) і аварійного (в) режимів

Кутова характеристика потужності генератора для нормального режиму визначається виразом

$$P_I = \frac{E_q U_c}{x_I} \sin \delta, \quad (1.11)$$

де  $x_I = x_{d\Sigma 1} = x_d + x_{mp1} + \frac{x_l}{2} + x_{mp2}$

а для післяаварійного режиму - вираженням

$$P_{III} = \frac{E_q U_c}{x_{III}} \sin \delta, \quad (1.12)$$

де  $x_{III} = x_{d\Sigma 2} = x_d + x_{mp1} + x_l + x_{mp2}$

Схему заміщення електропередачі для аварійного режиму можна отримати, якщо в точку КЗ включити шунтуючий опір  $x_k$  (рис. 1.8, а), значення якого залежить від виду КЗ:  $x_k = 0$  при трифазному КЗ;  $x_k = x_2 + x_0$  при однофазному КЗ і  $x_k = x_2 x_0 / (x_2 + x_0)$  при двофазному КЗ на землю, де  $x_0$  і  $x_2$  - сумарні опори схем нульової і зворотної послідовностей відносно точки КЗ.

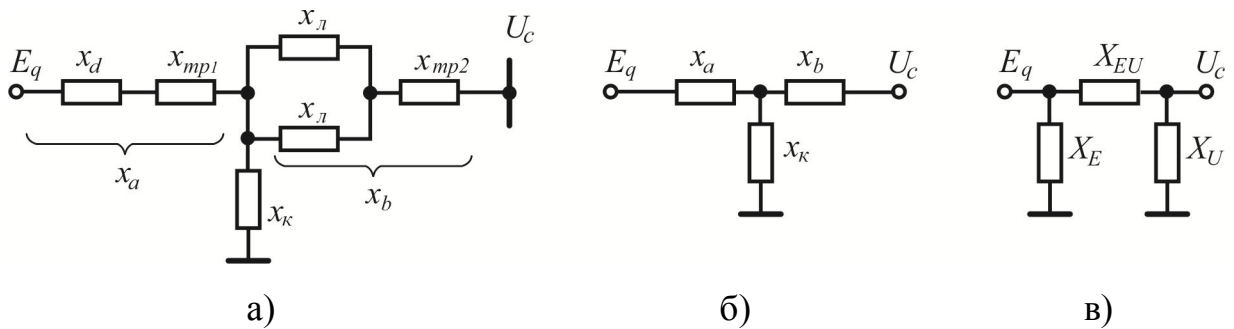


Рис. 1.8. Схема заміщення електропередачі для аварійного режиму (а) та її перетворення (б, в)

Схему заміщення, показану на рис. 1.8, а, можна послідовно перетворити із зірки (рис.1.8, б) в трикутник (рис.1.8, в), в якому

$$\begin{aligned} x_E &= x_a + x_k + x_a x_k / x_b \\ x_U &= x_b + x_k + x_b x_k / x_a, \\ x_{EU} &= x_a + x_b + x_a x_b / x_k \end{aligned} \quad (1.13)$$

Опори і, підключені безпосередньо до ЕРС  $E_q$  і до напруги  $U_c$ , на активну потужність генератора в аварійному режимі істотно не впливають і можуть не враховуватися. При цьому уся активна потужність генератора передається через опір  $X_{EU} = x_{II}$ , що зв'язує ЕРС генератора  $E_q$  з напругою приймальної системи  $U_c$ , а кутова характеристика потужності генератора

визначається вираженням

$$P_{II} = \frac{E_q U_c}{x_{II}} \sin \delta, \quad (1.14)$$

Амплітуда кутової характеристики потужності для аварійного режиму залежить від опору  $X_{EU}$ . Цей опір є взаємним опором між ЕРС  $E_q$  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  $X_{EU}$  нескінченно 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  $P_I(\delta)$ , аварійного  $P_{II}(\delta)$  і післяаварійного  $P_{III}(\delta)$  режимів показані на рис.1.9. Потужність, що віддається генератором, і кут між ЕРС  $E_q$  і напругою  $U_c$  в нормальному режимі позначені відповідно  $P_0$  і  $\delta_0$ . У початковий момент КЗ із-за інерції ротора генератора кут  $\delta$  миттєво зміниться не може. Це призводить до раптового зменшення потужності від точки **a** на характеристиці  $P_I(\delta)$  до точки **b** на характеристиці  $P_{II}(\delta)$ . В результаті на валу генератора виникає деякий надмірний прискорюючий момент, обумовлений різницею потужностей первинного двигуна і генератора, під впливом якого ротор генератора починає переміщатися відносно вектору напруги приймальної системи (кут  $\delta$  збільшується). Цьому переміщенню відповідає збільшення потужності за характеристикою  $P_{II}(\delta)$ .

Якщо уся кінетична енергія буде витрачена до досягнення генератором кута  $\delta_{кр}$  (точка **f** на характеристиці  $P_{III}(\delta)$ ), то під дією надмірного гальмівного моменту ротор починає переміщатися у зворотному напрямі за характеристикою  $P_{III}(\delta)$  і після декількох коливань перейде в новий режим, що встановився, з кутом  $\delta_y$ . Якщо ротор пройде кут  $\delta_{кр}$ , то надмірний

момент знову стане прискорюючим. Зі збільшенням кута  $\delta$  прискорюючий момент ротора прогресивно зростатиме, і генератор вийде з синхронізму. Таким чином, в першому випадку система динамічно стійка, а в другому нестійка.

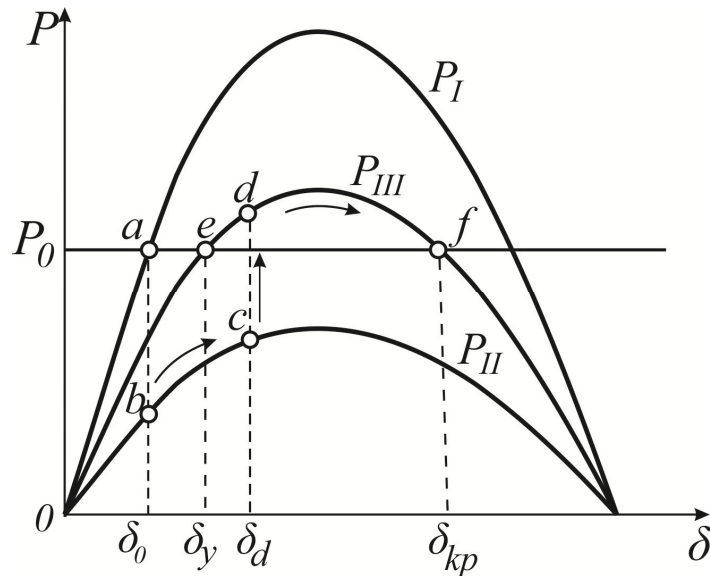


Рис. 1.9. Кутові характеристики потужності генератора для різних режимів

Результуюча стійкість характеризує здатність системи мимоволі відновлювати синхронну роботу після короткочасного порушення стійкості. Якщо система, що випала з синхронізму, після усунення причини порушення стійкості знову втягується в синхронізм, то вважають, що система з підключеними до неї генераторами має результуючу стійкість.

1.5. Практичні критерії і методи розрахунку стійкості систем електропостачання.

Аналіз стійкості режимів реальних СЕС зводиться до дослідження стійкості рішенням систем диференціальних рівнянь. Для оцінки стійкості застосовують лінеаризацію систем диференціальних рівнянь і пониження їх порядку з метою отримання простих універсальних методів і алгоритмів розрахунку. У лінійних системах рівнянь і системах з несуттєвою нелінійністю стійкість аналізується методом малих коливань. Для великих

обурень при аналізі стійкості використовується другий метод Ляпунова або чисельна інтеграція. Пониження порядку систем рівнянь, що описують досліджувані процеси, може бути досягнуте їх спрощенням:

- розділенням процесів на швидкі і повільні з відособленим їх розглядом;
- заміною груп джерел або двигунів одним еквівалентним;
- представленням навантаження узагальненими характеристиками;
- лінеаризацією характеристик елементів СЕС;
- розділенням складної системи на прості підсистеми, які можна розглядати незалежно.

Спрощене рівняння руху синхронної машини (генератора, компенсатора) може використовуватися у виді

$$P_T - P_{EL} = T_j \frac{d\omega}{dt},$$

де  $P_T$  - потужність турбіни, що визначає початковий режим системи, що встановився ( $P_T = P_0$ );

$P_{EL}$  - електромагнітна потужність генератора;

$\omega$  - кутова швидкість ротора;

$T_j$  - постійна часу системи турбіна - ротор.

Для електричної системи, яка містить не одну машину, при визначенні внутрішньої потужності необхідно враховувати вплив інших машин через їх ЕРС і взаємні кути положення роторів:

$$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$$

Системи електропостачання підприємств зазвичай підключаються до шин центрів живлення, що знаходяться під напругою  $U$ . Рівняння внутрішніх активної і реактивної потужностей синхронного генератора в цьому випадку мають вигляд



$$P = E_q^2 y \sin \alpha + E_q U y \sin(\delta - \alpha);$$

$$Q = E_q^2 y \cos \alpha - E_q U y \cos(\delta - \alpha).$$

де  $y$  - модуль провідності між джерелом і шинами СЕС;

$$\alpha = \frac{\pi}{2} - \operatorname{arctg} \frac{x}{r} \quad - \text{ кут, що характеризує співвідношення між}$$

складовими повних власних і взаємних опорів електричної мережі.

Рівняння руху синхронного двигуна при  $E' = \text{const}$  співпадає по складових з рівнянням руху генератора

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} + M_{\text{мх}} = M,$$

де  $M_{\text{мх}}$  - момент опору робочого механізму.

Розрахункова ЕРС  $E'$  включена за перехідним опором  $x'_d$  і визначається вираженням

$$E' = \sqrt{U^4 - 2U^2 Q x'_d + (P^2 + Q^2) \frac{x'_d}{U}}, \quad (1.15)$$

де активна і реактивна потужності рівні:

$$P = E' U \frac{\sin \delta}{x'_d}; \quad Q = \frac{U^2 - E' U \cos \delta}{x'_d}.$$

### 1.5.1. Аналіз статичної стійкості

Аналіз статичної стійкості по його зростаючій складності можна розбити на декілька етапів. Спочатку слід встановити факт наявності стійкості або нестійкості режиму, що встановився, а потім по виду кривої або іншим ознакам розрізнити характер перехідного процесу (аперіодичний або коливальний). Наявність стійкості або нестійкості режиму, що встановився, при відносно малих поточних змінах його параметрів можна визначити за допомогою практичних критеріїв статичної стійкості. Практичні критерії виявляють тільки можливу плинність режиму (сповзання), або, як називають

інакше, аперіодичну нестійкість, не виявляючи тієї нестійкості, яка може з'явитися у вигляді коливань - коливальної нестійкості (саморозгойдування).

Приймаючи на основі практичних міркувань ряд подальших обмежень, приймаючи постійними ті або інші параметри режиму, виведені часткові критерії, тобто критерії, що діють при тих або інших обмеженнях, які і називають практичними критеріями стійкості.

Оцінка статичної стійкості за практичними критеріями дозволяє встановити граничний режим і межу стійкості при вибраному способі впливу на СЕС.

Задана схема електропостачання може бути приведена до різних розрахункових схем, з яких розглянь наступні:

1. еквівалентний генератор - ЛЕП - шини незмінної напруги;
2. двостороннє живлення навантаження з постійним опором.

Схема електропостачання "еквівалентний генератор - ЛЕП - шини незмінної напруги" приведена на рис.1.10.

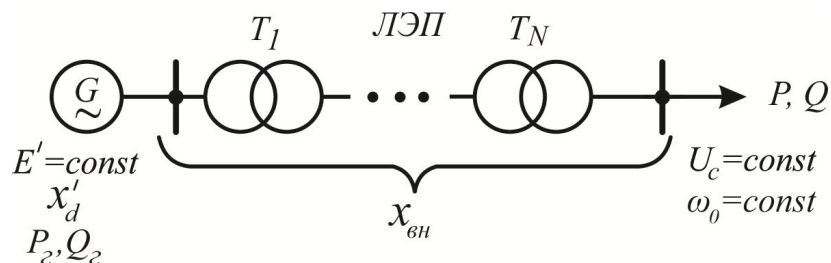


Рис.1.10. Схема електропостачання "еквівалентний генератор - ЛЕП - шини незмінної напруги"

У режимі, що встановився, механічний момент турбіни і електромагнітний момент генератора урівноважені, тобто

$$M_T - M = 0$$

де електромагнітний момент

$$M = E'U \frac{\sin \delta}{\omega_0 (x'_d + x_{вн})}$$

має тільки одну істотну змінну  $\delta$ , оскільки інші параметри (ЕРС генератора, напруга системи і кутова частота обертання ротора) по умові незмінні. Механічний момент турбіни не залежить від кута навантаження генератора  $\delta$ .

Вважаючи частоту системи незмінною і виражаючи її параметри у відносних одиницях, можна прийняти  $M \sim P$  і представити рівняння в наступному виді:

$$P_T - P = 0$$

Графік залежності  $P(\delta)$  (рис.1.3) показує, що існують дві точки рівноваги режиму системи. Порушення рівності потужностей є ознакою зміни її енергетичного балансу і появи надмірної енергії в системі. В цьому випадку енергетичний критерій можна записати так:

$$\frac{d(P_T - P)}{d\delta} < 0$$

Так як  $P_T(\delta) = const$ , критерій стійкості приймає вигляд

$$\frac{dP}{d\delta} < 0.$$

Схема з двостороннім живленням навантаження, що має постійний опір навантаження (рис.1.11) енергетичний критерій ( $\frac{dW_\Sigma}{d\Pi} < 0$ ) можна побічно характеризувати змінній режиму, - активною потужністю. Якщо генераторні гілки мають однакове навантаження ( $P_1 - P_2 = P$ ), то режим, що встановився, можна описати наступною системою рівнянь :

$$P - P_T = 0;$$

$$P = E_{q1}^2 \frac{\sin \alpha_{11}}{Z_{11}} + E_{q1} E_{q2} \frac{\sin(\delta_{12} - \alpha_{12})}{Z_{12}};$$

$$P_1 = P_2 - \frac{U_H^2}{R_H},$$

де  $Z_{11}$  - модуль власного еквівалентного опору;

$Z_{12}$  - модуль взаємного еквівалентного опору між джерелами.

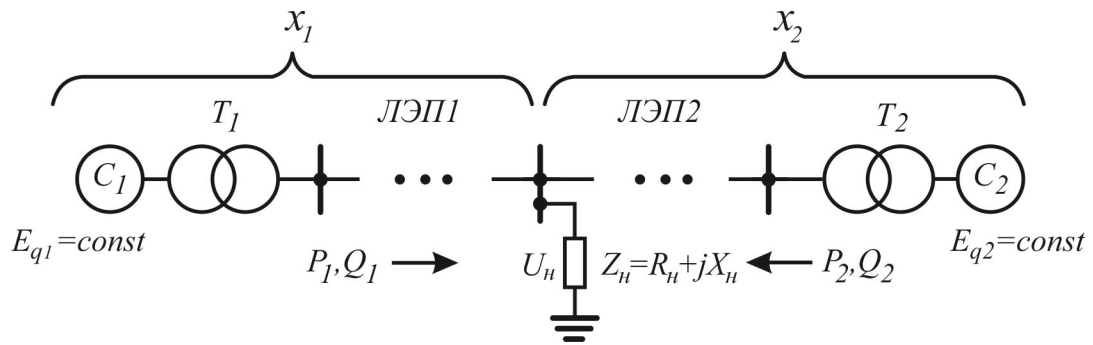


Рис. 1.11. Схема двостороннього живлення навантаження

В якості практичного критерію статичної стійкості можна використати вираження

$$\frac{dP}{d\delta_{12}} < 0.$$

Граничний по збереженню стійкості режим відповідає умові

$$\frac{dP}{d\delta_{12}} = E_{q1} E_{q2} \frac{\cos(\delta_{12} - \alpha_{12})}{Z_{12}},$$

звідки

$$\delta_{12кр} = \frac{\pi}{2} + \arctg \frac{X_{12}}{R_{12}}$$

Підставивши останнє рівняння в рівняння активної потужності генераторної станції, критичне значення змінної режиму для кутової характеристики потужності:

$$P_{\max} = E_{q1}^2 \frac{\sin \alpha_{11}}{Z_{11}} + \frac{E_{q1} E_{q2}}{Z_{12}}$$

Тут  $\alpha_{11} = 90^\circ - \varphi_{11}$ .

Коефіцієнт запасу статичної стійкості визначається вираженням:

$$K_{зст} = \frac{P_{\max} - P_H}{P_H}.$$

### 1.5.2. Наближені методи аналізу динамічної стійкості

Завданнями аналізу динамічної стійкості СЕС являються оцінка характеру перехідного процесу при сильних обуреннях, встановлення критичних параметрів при зміні режиму, а також розрахунок істотних параметрів режиму при переході з одного стану в інший. Для вирішення цих завдань використовуються наближені методи, оскільки точна оцінка динамічної стійкості при обліку усіх перехідних процесів і змін в СЕС, пов'язаних з сильними обуреннями, дуже складна.

Основними *спрощеними методами* аналізу динамічної стійкості СЕС є:

- метод площ, використовуваний для визначення граничних значень кута і часу відключення КЗ;
- чисельне рішення нелінійних диференціальних рівнянь методом послідовних інтервалів, вживане для якісної оцінки характеру перехідного процесу по зміні кута навантаження в часі.

*Визначення граничного кута відключення пошкодженої ділянки електричної мережі.* Граничний кут відключення КЗ можна знайти, не встановлюючи характер перехідного процесу зміни режимів. Для цього користуються методом площ, що дозволяє оцінити зміну енергії в різних фазах процесу зміни режимів роботи СЕС.

*Метод площ.* Розглянемо як приклад перехід з нормального в аварійний і післяаварійний режими простої системи, яка містить генератор, працюючий через трансформатор і двохланцюгову ЛЕП на шини нескінченної потужності (рис. 1.12).

Зміна станів даної системи представлена на малюнку через кутові характеристики активної потужності.

Робоча точка в нормальному режимі, що встановився, відповідає координатам  $(P_0, \delta_0)$ , що відбивають рівність потужності, що розвивається первинним двигуном генератора, і потужності  $P = P_m \sin \delta_0$ , передаваної генератором в мережу із зрушенням на кут  $\delta_0$  між ЕРС і напругою  $U$ .

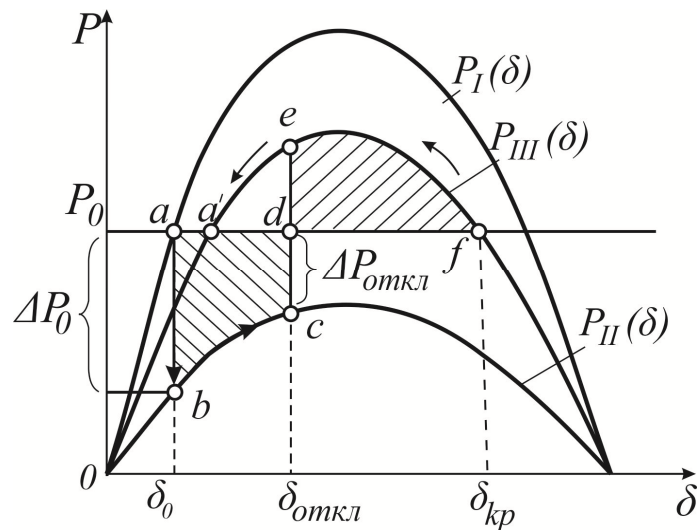


Рис. 1.12. Кутові характеристики потужності для нормального, аварійного і післяаварійного режимів роботи системи.

При появі КЗ відбувається скидання передаваної потужності з  $P_0(\delta_0)$  до  $P_b(\delta_0)$  ( на малюнку робочий режим переходить з точки  $a$  в точку  $b$ ), внаслідок чого з'являється надмірна потужність  $\Delta P_{ab} = P_0 - P_b$ , яка викликає прискорення ротора генератора. Під дією цієї надмірної потужності робоча точка режиму переміщається за кутковою характеристикою  $P_{ab}$  у напрямі збільшення кута  $\delta$ . На рис. 1.12 доаварійна, аварійна і післяаварійна потужності позначені відповідно  $P_I$ ,  $P_{II}$ ,  $P_{III}$ . Якщо відключенню пошкодженого ланцюга відповідає кут  $\delta_{откл}$ , те ротор генератора під час прискорення запасе кінетичну енергію

$$A_{уск} = \int \Delta P_{ab}(\delta) dt = F_{abcd},$$

яка відповідає заштрихованою на рис.1.12 майданчику  $F_{abcd}$  званою *площею прискорення*.

Відключення пошкодженої ділянки ланцюга електропередачі призводить до зростання передаваної в мережу потужності з  $P_c$  до  $P_e$ . Оскільки  $P_e > P_c$ , то з'являється гальмівний момент на роторі генератора, що відповідає потужності  $\Delta P_{n.ab}(\delta) = P_{n.ab} - P_0$ , де  $\delta > \delta_{откл}$ . Проте кут  $\delta$

продовжує збільшуватися до тих пір, поки не буде витрачена запасена під час прискорення кінетична енергія ротора генератора.

Граничне значення енергії для зміни кута  $\delta$ , рівного  $\delta_{\text{откл}} - \delta_{\text{кр}}$ , визначається вираженням

$$A_{\text{торм}} = \int \Delta P_{n.ab}(\delta) dt = F_{\text{def}}.$$

Заштрихована на малюнку площа  $F_{\text{def}}$ , називається *площею гальмування*, відповідає кінетичній і енергії, яка може бути витрачена ротором, що обертається, під час гальмування.

Якщо робоча точка режиму повернеться в точку **a**, то говорять, що система динамічно стійка. Це можливо, якщо енергія прискорення менше (рівна) енергії гальмування :

$$A_{\text{уск}} \leq A_{\text{торм}},$$

що витікає з порівняння площі  $F_{abcd}$  прискорення і площі гальмування  $F_{\text{def}}$ .

*Граничний кут відключення і граничний час відключення.*

Математично вираження рівності площ прискорення і гальмування записується таким чином:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{\text{откл}}} (P_0 - P_2) d\delta - \int_{\delta_{\text{откл}}}^{\delta_{\text{кр}}} (P_3 - P_0) d\delta = 0. \quad (1.16)$$

З рівності (1.16) можна знайти граничне по умові збереження динамічної стійкості значення кута відключення пошкодженої ділянки ланцюга ЛЕП:

$$\delta_{\text{откл.пред}} = \arccos \frac{P_0(\delta_{\text{кр}} - \delta_0) + P_{\text{max}1} \cos \delta_{\text{кр}} - P_{\text{max}2} \cos \delta_0}{P_{\text{max}3} - P_{\text{max}2}}. \quad (1.17)$$

Граничний час відключення КЗ  $t_{\text{откл.пред}}$  відповідає отриманому вище рівнянню по граничному куту відключення. Для довільного моменту часу зв'язок цих величин відбивається рівнянням руху

$$P_T - P_{\text{эл}} = T_j \frac{d\omega}{dt} = T_j \alpha,$$

$$P_T - P_{эл} = T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2},$$

де  $\omega$  - кутова частота обертання ротора;

$\alpha$  - кутове прискорення мас, що обертаються.

Аналітичне рішення його можливо тільки для окремого випадку, а саме повного розриву зв'язку генератора з шинами приймальної системи, коли  $P = P_{ab}(\delta) = 0$ , що відбувається при трифазному КЗ на одному з ланцюгів ЛЕП. При цьому рівняння руху спрощується і приймає вид

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0.$$

Рішення цього рівняння методом послідовної інтеграції при постійних  $C_1 = \left( \frac{d\delta}{dt} \right)_{t=0}$  і  $C_2 = \delta_0$  дозволяє отримати вираження

$$\delta = \frac{P_0}{2T_j t^2} + \delta_0, \quad (1.18)$$

звідки можна знайти значення граничного часу відключення трифазного КЗ :

$$t_{откл.пред} = \sqrt{\frac{2T_j (\delta_{откл.пред} - \delta_0)}{P_0}}. \quad (1.19)$$

*Чисельні методи рішення диференціальних нелінійних рівнянь. Метод послідовних інтервалів.* Якісну оцінку перехідного процесу зміни режимів при великих обуреннях (до яких відноситься і КЗ) можна виконати по залежності  $\Delta = f(t)$ , яку можна отримати чисельним рішенням системи нелінійних диференціальних рівнянь. Існує немало методів рішень таких рівнянь (методи рішення за допомогою рядів Тейлора, метод Ейлера, метод Рунге-Кутта та ін.) Ці методи знаходять широке застосування при аналізі перехідних процесів в електричних системах. Існує більше за просту, але що в той же час дає досить точні результати при дослідженні перехідних процесів СЕС, який носить назву методу послідовних інтервалів. Цей метод



дозволяє врахувати вплив дій, що управляють, на характер перехідного процесу від регулювання елемента, АРЗ та ін.

Перехідний процес описується рівнянням

$$P_T - P_{эл} = T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \alpha T_j,$$

$$\text{де } \alpha = \frac{d^2 \delta}{dt^2}.$$

Вважаючи, що залежності, що підлягають визначенню побудовані, розіб'ємо увесь процес на малі інтервали часу  $\Delta t$  і розглядатимемо його послідовно від інтервалу до інтервалу. Вибираючи однакові інтервали за часом, очевидно, матимемо неоднакові інтервали по куту. Кожен інтервал може характеризуватися деякими початковими і кінцевими значеннями кута, швидкості, прискорення, що діють в цьому інтервалі. Початкові значення цих величин в подальших інтервалах будуть рівні кінцевим в попередніх. Виберемо інтервал настільки малим, щоб упродовж його прискорення можна було вважати незмінним. Практично при розрахунках сучасних потужних систем вибирається інтервал  $\Delta t = 0,02 \div 0,05$  с. Найбільш точні результати виходять, зрозуміло, при меншому інтервалі, який повинен вибиратися тим менше, чим менше постійна часу. При меншому інтервалі погрішність розрахунку на кожному інтервалі буде менше, але при цьому збільшиться тривалість розрахунку.

У першому інтервалі початкова швидкість дорівнює нулю і при постійному прискоренні  $\alpha_0$  (рис.1.13). Зміна кута відбуватиметься згідно із законом рівномірно прискореного руху. Приріст кута до кінця інтервалу складе

$$\Delta \delta_1 = 0,5 \alpha_{(0)} \Delta t^2 = \frac{\Delta t^2 \Delta P_0}{2 T_j}; \quad \delta_1 = \delta_0 + \Delta \delta_1.$$

У другому інтервалі часу ротор генератора рухається під дією надлишку потужності  $\Delta P_1 = P_0 - P_{\max ab} \sin \delta_1$  і деякої початкової швидкості, придбаної в першому інтервалі :

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)_1 = \frac{P_0 + \Delta P_1}{2T_j} \Delta t. \quad (1.20)$$

Вирішивши рівняння (1.20) відносно приросту в другому інтервалі часу, отримаємо

$$\Delta\delta_2 = \frac{\Delta t^2 \Delta P_1}{2T_j} + \Delta t \left(\frac{d\delta}{dt}\right)_1. \quad (1.21)$$

Після перетворення цього рівняння знайдемо

$$\Delta\delta_2 = \Delta\delta_1 + \frac{\Delta t^2 \Delta P_1}{T_j}.$$

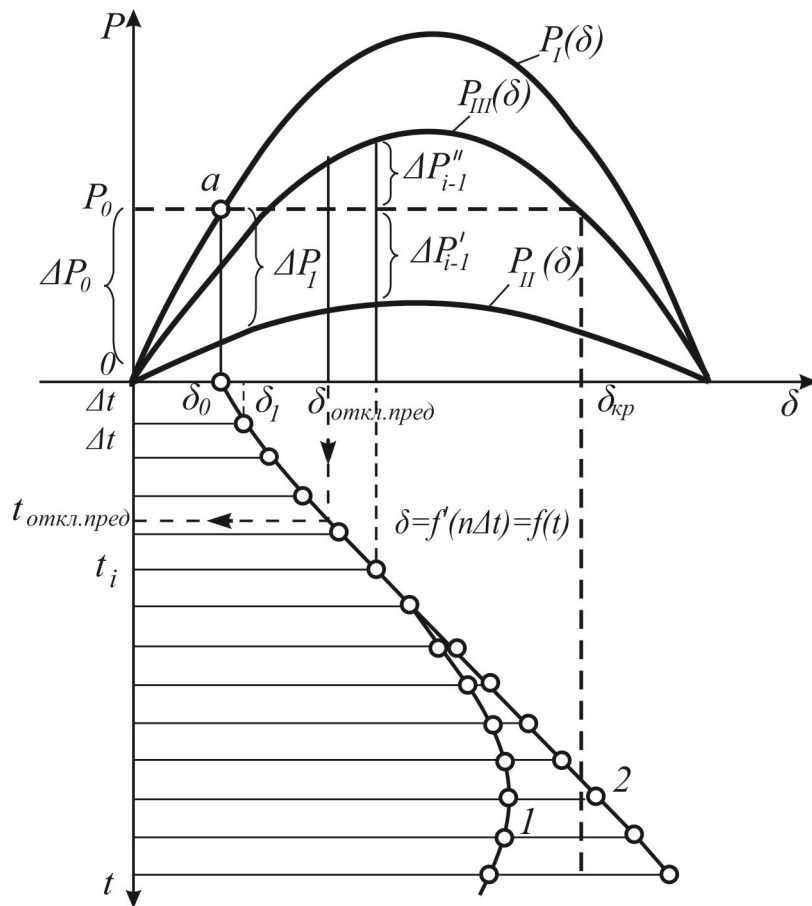


Рис.1.13. Метод послідовних інтервалів

Якщо постійну інерції  $T_j$  і час  $\Delta t$  виразити в секундах, кути  $\Delta\delta$  - в градусах і ввести постійну

$$K = 18000 \frac{\Delta t^2}{T_j},$$

то вираження (1.21) буде мати вигляд

$$\Delta\delta_2 = \Delta\delta_1 + K\Delta P_1.$$

Для  $n$ -го інтервалу часу

$$\Delta\delta_2 = \Delta\delta_1 + K\Delta P_{n-1}.$$

Якщо в  $i$ -му інтервалі часу відбувається зміна режиму з переходом з однієї кутової характеристики потужності на іншу, то приріст кута визначається

$$\Delta\delta_1 = \Delta\delta_{i-1} + 0,5K(\Delta P'_{i-1} + \Delta P''_{i-1}).$$

Розрахунок точок кривої  $\delta = f'(n\Delta t)$  слід виконувати до тих пір, поки кут  $\delta$  не почне зменшуватися по кривій 1, що відповідає збереженню стійкості, або доки не буде встановлено, що кут  $\delta$  продовжує зростати по кривій 2, що відповідає порушенню стійкості. По кривій  $\delta = f(t)$  можна визначити також граничний час відключення КЗ, використовуючи вичислене по (1.17) значення граничного кута відключення пошкодженого ланцюга ЛЕП.

## 2. АНАЛІЗ ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ І ПОСТАНОВКА ЗАВДАНЬ ДОСЛІДЖЕННЯ

Електрична схема і параметри заданої системи електропостачання приведені на рисунку 2.1 і в таблицях 2.1÷2.4 відповідно.

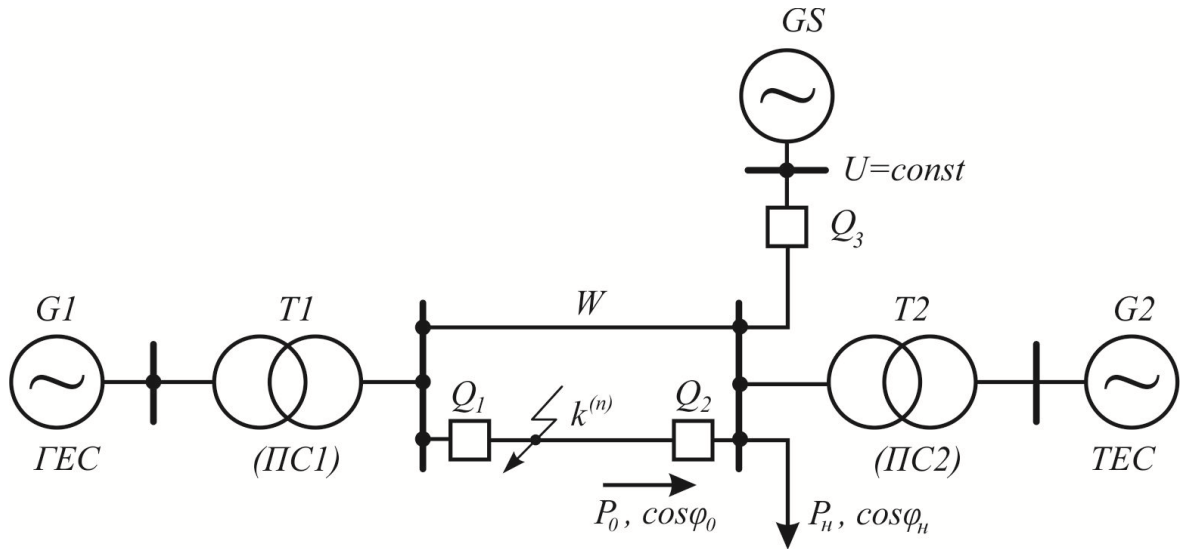


Рис. 2.1. Електрична схема системи електропостачання

Таблиця 2.1.

### Параметри електростанцій

Електро-станція	Кіль-кість генераторів, $n$	Номі-нальна потужність генератора, $S_{\text{ном}}, \text{MVA}$	Коефі-цієнт потужності, $\cos \varphi$	Номі-нальна напруга, $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Опори, відносних одиниць			Пос-тійна часу, $T_j, \text{с}$
					$x'_d$	$x_d$	$x_2$	
G1	3	68,75	0,85	13,8	0,32	0,77	0,3	7
G2	6	353	0,85	20	0,3	2,22	0,238	6,3

Таблиця 2.2.

### Параметри підстанцій

Підстанція	Кількість трансформаторів, $n$	Номінальна потужність трансформатора, $S_{\text{ном}}, \text{MVA}$	Номінальна напруга, $\frac{U_{\text{H VH}}}{U_{\text{H HH}}}, \frac{\text{кВ}}{\text{кВ}}$	Напруга короткого замикання, $u_k, \%$
ПС1	3	80	242/13,8	11
ПС2	6	400	235/20	10,7

Таблиця 2.3.

## Параметри лінії електропередачі

Передавана потужність, $P_0, MВт$	Коефіцієнт потужності, $\cos \varphi_0$	Номинальна напруга, $U_{ном}, кВ$	Довжина, км	Питомий опір $x_0, Ом/км$
145	0,96	220	250	0,39

Таблиця 2.4.

## Параметри навантаження

Активна потужність, $P_n, MВт$	Коефіцієнт потужності, $\cos \varphi_n$
1700	0,91

Відповідно до завдання на магістерську роботу необхідно виконати наступне:

1. Для заданої схеми електропередачі визначити запас статичної стійкості по ідеальній межі потужності при передачі від еквівалентного генератора G1 в систему GS потужності  $S_0$ .

1.1. Генератори не забезпечені автоматичними регуляторами збудження (АРЗ), явнополюсність гідрогенераторів не враховується.

1.2. Генератори не мають АРЗ (з урахуванням явнополюсності гідрогенераторів).

1.3. Генератори забезпечені АРЗ пропорційного типу (з урахуванням явнополюсності гідрогенераторів).

1.4. Генератори мають АРЗ сильної дії (з урахуванням явнополюсності гідрогенераторів).

2. Визначити запас статичної стійкості по дійсній межі передаваної потужності з урахуванням навантаження і без АРЗ на генераторах (з урахуванням явнополюсності гідрогенераторів).

3. Виконати розрахунок динамічної стійкості при трьохфазному короткому замиканні (КЗ) і двохфазному КЗ на землю на заданій лінії при наявності АРЗ пропорційного типу на генераторах.

3.1. Розрахувати і побудувати кутові характеристики потужності нормального, аварійного і післяаварійного режимів в заданій схемі електропередачі.

3.2. Визначити граничні кути відключення при коротких замиканнях графічно і аналітично.

3.3. Зробити чисельні розрахунки динамічних переходів і побудувати залежності зміни кута  $\delta'(t)$  для обох видів КЗ.

3.4. Вичислити граничний час відключення КЗ.

### 3. ВИЗНАЧЕННЯ ЗАПАСУ СТАТИЧНОЇ СТІЙКОСТІ СИСТЕМИ

3.1. Складання схеми заміщення системи електропередачі та визначення її параметрів.

При виконанні розрахунків стійкості необхідно скласти розрахункову схему заміщення електропередачі, яка складається з схем заміщення окремих елементів. Елементи електропередачі представляються індуктивними опорами. Навантаження представляється в комплексному вигляді. Елементи схеми заміщення і параметри режиму визначаються у відносних одиницях (в.о.). При цьому за базисні величини будемо приймати номінальну потужність генератора і напругу на шинах навантаження. Ряд величин залишаємо в іменованих одиницях: час  $t$  (с), постійні інерції  $T$  (с), кути  $\varphi$  (град). Цим визначається форма запису рівнянь руху, приведені далі. При визначенні параметрів використовуватимемо наближене приведення по середніх коефіцієнтах трансформації. Активними опорами нехтуємо.

При дослідженнях статичної стійкості за допомогою практичних критеріїв не враховуємо нелінійність характеристик намагнічування генераторів і трансформаторів, нехтуємо їх струмами намагнічування. Крім того, приймаємо спрощуюче допущення про постійність ЕРС генераторів в досліджуваних режимах, що встановилися. У основі цього допущення лежить еквівалентне представлення синхронного генератора у вигляді постійної ЕРС, прикладеної за відповідним індуктивним опором.

За базисну напругу приймаємо напругу на шинах еквівалентної системи  $GS$  нескінченній потужності (яка має нескінченний регулюючий ефект навантаження, що призводить до незмінності напруги на шинах еквівалентної системи)  $U_{61} = 220 \text{ кВ}$ . Базисну потужність приймаємо рівною  $S_6 = 1000 \text{ МВА}$ .

Визначимо базисну напругу інших ступенів

$$U_{\delta 2} = U_{\delta 1} \cdot k_{T1} = 220 \cdot \frac{13,8}{242} = 12,55 \text{ кВ};$$

$$U_{\delta 3} = U_{\delta 1} \cdot k_{T2} = 220 \cdot \frac{20}{235} = 18,72 \text{ кВ}.$$

Визначимо опори елементів системи.

Для станції ГЕС *G1* маємо:

$$x_1 = x_d \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}} \cdot n_1} \cdot \left( \frac{U_{\text{НОМ}}}{U_{\delta 2}} \right)^2 = 0,77 \cdot \frac{1000}{68,75 \cdot 3} \cdot \left( \frac{13,8}{12,55} \right)^2 = 4,514,$$

де  $x_d$  – синхронна реактивність генератора по подовжній осі у відносних одиницях;

$S_{\text{НОМ}}$  – номінальна потужність генератора, МВА;

$U_{\text{НОМ}}$  – номінальна напруга генератора, кВ;

$n_1$  – кількість генераторів станції.

Станція ТЕС *G2*:

$$x_2 = x_d \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}} \cdot n_2} \cdot \left( \frac{U_{\text{НОМ}}}{U_{\delta 3}} \right)^2 = 2,22 \cdot \frac{1000}{353 \cdot 6} \cdot \left( \frac{20}{18,72} \right)^2 = 1,196;$$

Підстанція *T1*:

$$x_3 = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}} \cdot n_1} \cdot \left( \frac{U_{\text{н вн}}}{U_{\delta 1}} \right)^2 = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{80 \cdot 3} \cdot \left( \frac{242}{220} \right)^2 = 0,555,$$

де  $u_k$  – напруга короткого замикання трансформатора, %;

$S_{\text{НОМ}}$  – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$U_{\text{н вн}}$  – номінальна напруга трансформатора, кВ;

$n_1$  – кількість трансформаторів підстанції.

Підстанція *T2*:

$$x_4 = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}} \cdot n_2} \cdot \left( \frac{U_{\text{н вн}}}{U_{\delta 1}} \right)^2 = \frac{10,7}{100} \cdot \frac{1000}{400 \cdot 6} \cdot \left( \frac{235}{220} \right)^2 = 0,051.$$



Лінія електропередачі  $W$ :

$$x_5 = x_6 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0,39 \cdot 250 \cdot \frac{1000}{220^2} = 2,014,$$

де  $x_0$  – питомий опір лінії, Ом/км;

$l$  – довжина лінії, км.

Представимо номінальну повну потужність навантаження і потужність, що підтікає до шин незмінної напруги, у вигляді суми активної і реактивної складових, виражених у відносних одиницях

$$\underline{S}_H = P_H + jQ_H = \frac{P_H + jP_H \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_H)}{S_6} = \frac{1700 + j1700 \cdot \operatorname{tg}[\arccos(0,91)]}{1000} = 1,7 + j0,774$$

$$\underline{S}_0 = P_0 + jQ_0 = \frac{P_0 + jP_0 \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_H)}{S_6} = \frac{145 + j145 \cdot \operatorname{tg}[\arccos(0,96)]}{1000} = 0,145 + j0,042$$

Перерахуємо напругу основного ступеня у відносні одиниці:

$$U_{\text{но}} = \frac{U_{\text{ном}}}{U_{61}} = \frac{220}{220} = 1,0$$

Схема заміщення матиме вигляд, представлений на рис. 3.1.

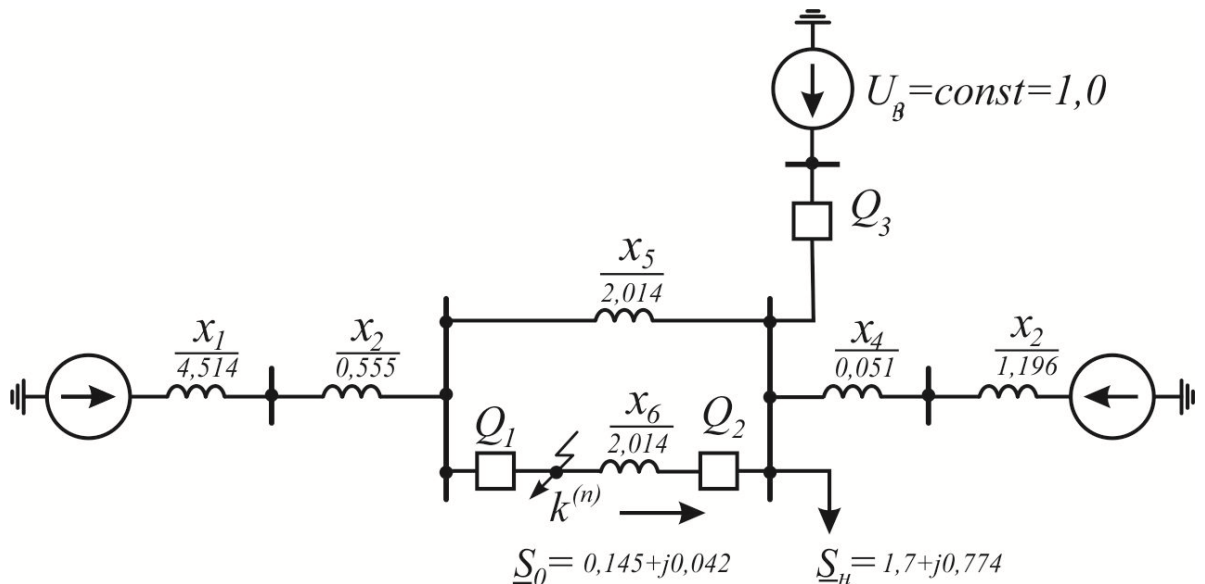


Рис. 3.1. Розрахункова схема заміщення

### 3.2. Визначення запасу статичної стійкості системи з генераторами без АРЗ

В схемі заміщення вимикачі в лінії  $Q1$  і  $Q2$  і вимикач системи нескінченної потужності  $Q3$  включені. Система  $GS$  має нескінченний регулюючий ефект навантаження, що призводить до незмінності напруги на шинах еквівалентної системи, а тому при змінах режиму напруга  $U_H = 1,0$  буде постійною.

Оскільки в даному випадку йдеться про неявнополіусний еквівалентний генератор, тобто про синхронну машину з симетричним ротором, то має місце рівність синхронних індуктивних опорів по подовжній і поперечній осям  $x_d = x_q$ , а також постійність синхронної ЕРС  $E_q = const$ , яка пропорційна струму збудження  $i_f$ . Визначимо опір системи (сумарний опір електричної мережі між шинами еквівалентного генератора  $G1$  і шинами незмінної напруги)

$$x_c = x_7 = x_3 + \frac{x_5 \cdot x_6}{x_5 + x_6} = x_3 + \frac{x_5}{2} = 0,555 + \frac{2,014}{2} = 1,562$$

Сумарна реактивність

$$x_{d\Sigma} = x_d + x_c = x_1 + x_7 = 4,514 + 1,562 = 6,076$$

Визначаємо синхронну ЕРС (холостого ходу) генеруючої станції

$$\begin{aligned} \underline{E}_q &= U_H + \frac{Q_0 \cdot x_{d\Sigma}}{U_H} + j \frac{P_0 \cdot x_{d\Sigma}}{U_H} = 1,0 + \frac{0,042 \cdot 6,076}{1,0} + j \frac{0,145 \cdot 6,076}{1,0} = \\ &= 1,255 + j0,881 = 1,534 e^{35,06^\circ} \end{aligned}$$

Для перевірки початкового режиму скористаємося вираженням, що визначає передавану потужність

$$P_0 = \frac{E_q \cdot U_H}{x_{d\Sigma}} \sin \delta_0 = \frac{1,534 \cdot 1,0}{6,076} \sin 35,06^\circ = 0,145$$

Визначаємо ідеальну межу передаваної потужності

$$P_{np} = \frac{E_q \cdot U_n}{x_{d\Sigma}} \sin \delta_{np} = \frac{1,534 \cdot 1,0}{6,076} \sin 90^\circ = 0,253$$

Будуємо кутову характеристику потужності відповідно до вираження

$$P = P_{np} \sin \delta = 0,253 \sin \delta$$

Кутову характеристику потужності будуємо за розрахунковими даними, що зведені у таблицю 3.1.

Таблиця 3.1.

Результати розрахунків для побудови кутової характеристики потужності неявнополюсного генератора без АРЗ

$\delta$ , град.	$P = 0,253 \sin \delta$
0	0
10	0,0439
20	0,0865
30	0,126
40	0,163
50	0,194
60	0,219
70	0,238
80	0,249
90	0,253
100	0,249
110	0,238
120	0,219
130	0,194
140	0,163
150	0,126
160	0,0865
170	0,0439
180	0

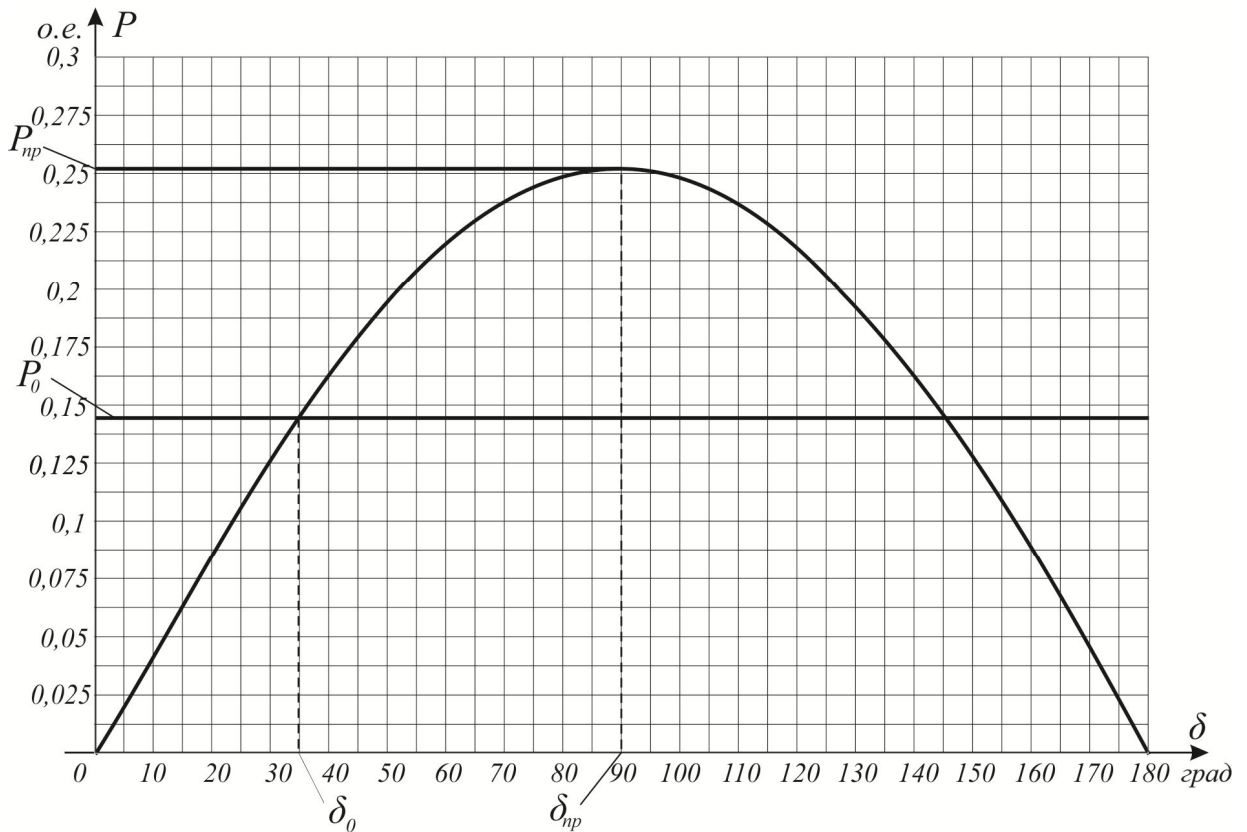


Рис. 3.2. Кутова характеристика потужності неявнополісного генератора без АРЗ

Розраховуємо коефіцієнт запасу статичної стійкості по ідеальній межі передаваної потужності і по куту %,

$$k_{3P} = \frac{P_{np} - P_0}{P_0} = \frac{0,253 - 0,145}{0,145} \cdot 100\% = 74,48\%,$$

$$k_{3\delta} = \frac{\delta_{np} - \delta_0}{\delta_0} \cdot 100\% = \frac{90^0 - 35,06^0}{35,06^0} \cdot 100\% = 156,7\%$$

Аналізуючи значення отриманих коефіцієнтів запасу статичної стійкості по потужності і куту, можна зробити висновок про те, що система є слабо завантаженою, працюючою з великим запасом по статичній стійкості.

3.3. Визначення запасу статичної стійкості заданої системи з генераторами без АРЗ з урахуванням явнополісності гідрогенераторів

Гідрогенератор з урахуванням явнополісності представляємо в розрахунках синхронною реактивністю по поперечній осі і фіктивною

розрахунковою ЕРС, яка залежить від режиму і розраховується по формулі:

$$\underline{E}_Q = U_H + \frac{Q_0 \cdot x_{q\Sigma}}{U_H} + j \frac{P_0 \cdot x_{q\Sigma}}{U_H}.$$

Опір гідрогенератора G1 з урахуванням явнополюсності

$$\begin{aligned} x_q &= x_q^* \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}} \cdot n_1} \cdot \left( \frac{U_{\text{НОМ}}}{U_{\delta 2}} \right)^2 = (0,6 \div 0,65) x_d^* \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}} \cdot n_1} \cdot \left( \frac{U_{\text{НОМ}}}{U_{\delta 2}} \right)^2 = \\ &= 0,6 \cdot 0,77 \cdot \frac{1000}{68,75 \cdot 3} \cdot \left( \frac{13,8}{12,55} \right)^2 = 2,708 \end{aligned}$$

Сумарна реактивність

$$x_{q\Sigma} = x_q + x_c = 2,708 + 1,562 = 4,27$$

Тоді розрахункова ЕРС  $E_Q$

$$\begin{aligned} \underline{E}_Q &= U_H + \frac{Q_0 \cdot x_{q\Sigma}}{U_H} + j \frac{P_0 \cdot x_{q\Sigma}}{U_H} = 1,0 + \frac{0,042 \cdot 4,27}{1,0} + j \frac{0,145 \cdot 4,27}{1,0} = \\ &= 1,179 + j0,619 = 1,332 e^{j27,7^\circ} \end{aligned}$$

З векторної діаграми (рис. 3.3) для явнополюсної синхронної машини слідує

$$E_q = E_Q + I_d \cdot (x_d - x_q)$$

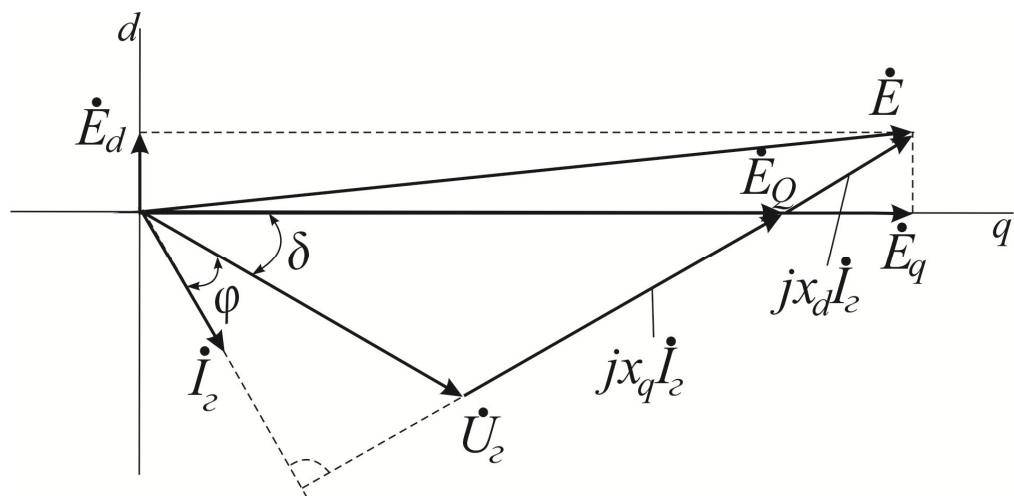


Рис. 3.3. Векторна діаграма явнополюсної синхронної машини

Після підстановки замість подовжньої складової струму його значення

$$I_q = \frac{E_Q - U_q}{x_{q\Sigma}} = \frac{E_Q - U_n \cdot \cos \delta_0}{x_{q\Sigma}} = \frac{1,332 - 1,0 \cdot \cos 27,7^\circ}{4,27} = 0,105$$

Визначаємо значення синхронної ЕРС

$$E_q = E_Q + I_d \cdot (x_d - x_q) = 1,332 + 0,105 \cdot (4,514 - 2,708) = 1,521$$

При визначенні потужності явнополюсного генератора доводиться розглядати складнішу залежність потужності від кута  $\delta$  внаслідок несиметрії ротора  $x_d \neq x_q$

$$P_{E_q} = \frac{E_q \cdot U_n}{x_{d\Sigma}} \sin \delta + \frac{U_n^2}{2} \cdot \frac{(x_d - x_q)}{x_{d\Sigma} \cdot x_{q\Sigma}} \sin 2\delta = \frac{1,521 \cdot 1,0}{6,076} \sin \delta + \frac{1,0^2}{2} \cdot \frac{(4,514 - 2,708)}{6,076 \cdot 4,27} \sin 2\delta = 0,250 \sin \delta + 0,0348 \sin 2\delta$$

Для визначення граничної величини активної потужності в цьому випадку треба знайти кут, що забезпечує максимальне значення останнього вираження. Як відомо, екстремум функції визначається при рівності нулю її похідної. Прирівнюємо похідну активної потужності по куту до 0, отримаємо квадратне рівняння і вирішуємо його відносно  $\cos \delta$ .

$$\frac{dP_{E_q}}{d\delta} = \frac{d(0,250 \sin \delta + 0,0348 \sin 2\delta)}{d\delta} = 0,250 \cos \delta_{np} + 2 \cdot 0,0348 \cos 2\delta_{np} = 0;$$

$$0,250 \cos \delta_{np} + 2 \cdot 0,0348 (2 \cos^2 \delta_{np} - 1) = 0,139 \cos^2 \delta_{np} + 0,250 \cos \delta_{np} - 0,0696 = 0;$$

Дискримінант отриманого квадратного рівняння

$$D = b^2 - 4ac = 0,250^2 - 4 \cdot 0,139 \cdot (-0,0696) = 0,101.$$

Відповідно корні квадратного рівняння

$$\cos \delta_{np1} = \frac{-b + \sqrt{D}}{2a} = \frac{-0,250 + \sqrt{0,101}}{2 \cdot 0,139} = 0,245, \text{ звідки } \delta_{np1} = 75,82^\circ.$$

$$\cos \delta_{np2} = \frac{-b - \sqrt{D}}{2a} = \frac{-0,250 - \sqrt{0,101}}{2 \cdot 0,139} = -2,04$$

Оскільки функція косинус не може бути більший ніж  $\pm 1$ , то кут  $\delta_{np2}$  не існує.

Визначимо межу передаваної потужності

$$P_{np} = 0,250 \sin \delta_{np} + 0,0348 \sin 2\delta_{np} = 0,250 \sin 75,82^0 + 0,0348 \sin 2 \cdot 75,82^0 = 0,259$$

Будуємо кутову характеристику потужності відповідно до вираження

$$P = 0,250 \sin \delta + 0,0348 \sin 2\delta$$

Таблиця 3.2

Результати розрахунків для побудови кутової характеристики потужності явнополюсного генератора без АРЗ

$\delta$ , град.	$0,250 \sin \delta$	$0,0348 \sin 2\delta$	$P = 0,250 \sin \delta + 0,0348 \sin 2\delta$
0	0	0	0
10	0,043	0,012	0,055
20	0,086	0,022	0,108
30	0,125	0,030	0,155
40	0,161	0,034	0,195
50	0,192	0,034	0,226
60	0,217	0,030	0,247
70	0,235	0,022	0,257
80	0,246	0,012	0,258
90	0,250	0	0,250
100	0,246	-0,012	0,234
110	0,235	-0,022	0,213
120	0,217	-0,030	0,187
130	0,192	-0,034	0,158
140	0,161	-0,034	0,127
150	0,125	-0,030	0,095
160	0,086	-0,022	0,064
170	0,043	-0,012	0,031
180	0	0	0

Отримана кутова характеристика потужності явнополюсного генератора без АРЗ приведена на рис. 3.4.

Характеристика потужності явнополюсного генератора окрім основної синусоїдальної складової містить другу складову - синусоїду подвійної частоти, амплітуда якої пропорційна різниці індуктивних опорів  $x_d$  і  $x_q$ . Складову подвійної частоти зміщує максимум характеристики потужності у

б'ік менших кутів. Амплітуда характеристики потужності зростає в порівнянні з характеристикою, що не враховує явнополюсності машини.

Перевірка:

$$P_{E_q} = 0,250 \sin \delta_0 + 0,0348 \sin 2\delta_0 = 0,250 \sin 27,70^\circ + 0,0348 \sin 2 \cdot 27,70^\circ = 0,145 = P_0$$

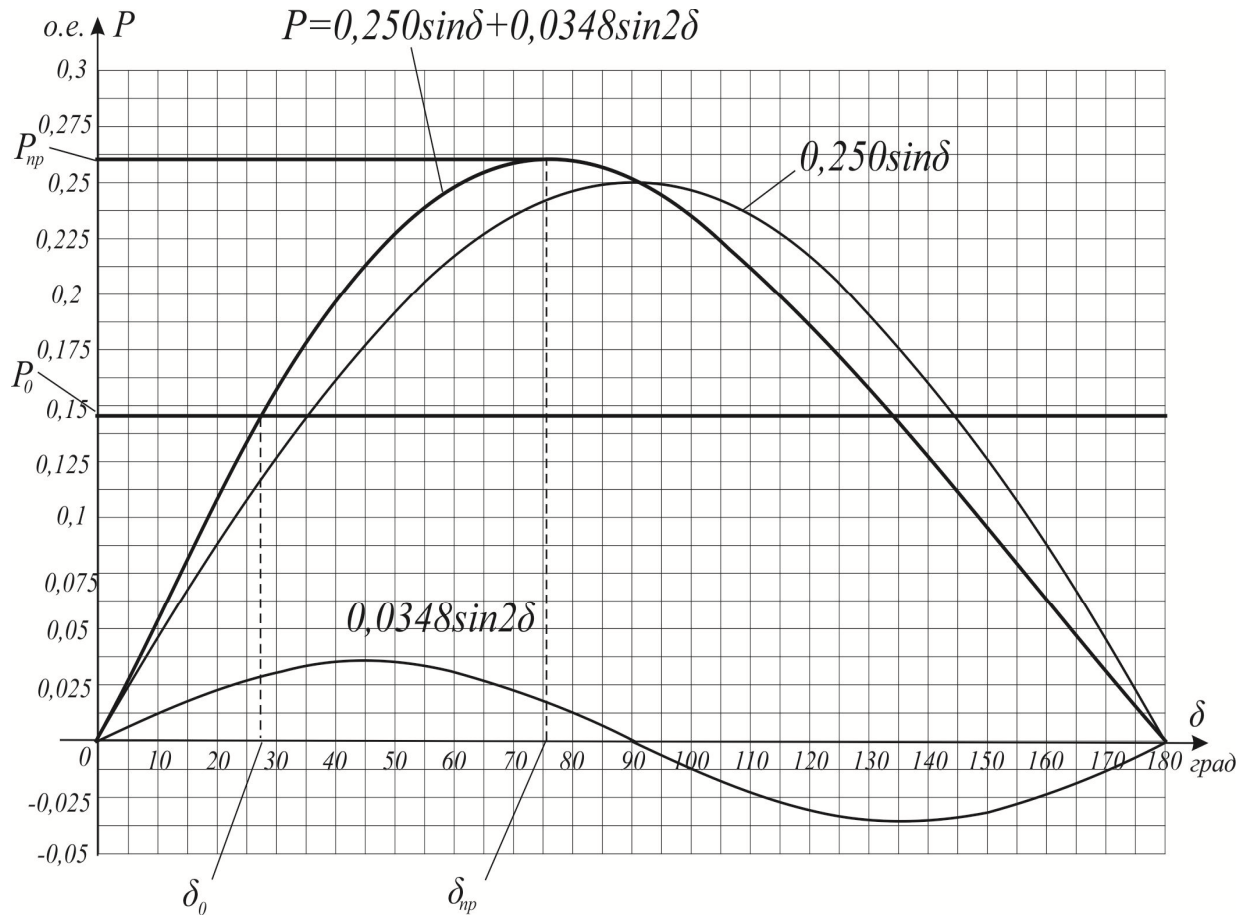


Рис. 3.4. Кутова характеристика потужності явнополюсного генератора без АРЗ

Розраховуємо коефіцієнт запасу по потужності і по куту %,

$$k_{3P} = \frac{P_{np} - P_0}{P_0} = \frac{0,259 - 0,145}{0,145} \cdot 100\% = 78,62\%,$$

$$k_{3\delta} = \frac{\delta_{np} - \delta_0}{\delta_0} \cdot 100\% = \frac{75,82^\circ - 27,70^\circ}{27,70^\circ} \cdot 100\% = 173,7\%.$$



3.4. Визначення запасу статичної стійкості системи при установці на генераторах АРЗ пропорційного типу

Якщо генератор має АРЗ, то збільшення передаваної потужності і пов'язане з ним збільшення кута  $\delta$  призводять до зміни ЕРС генератора. Із зростанням кута  $\delta$  ЕРС генератора і межа передаваної потужності підвищується, характеризуючись зміщенням в зону кутів  $\delta > \frac{\pi}{2}$ . Таким чином, АРЗ впливає на межу передаваної потужності і, отже, на стійкість СЕС. Автоматичні регулятори пропорційного типу реагують на відхилення одного або декількох параметрів режиму від контрольних значень.

При установці на генераторах АРЗ пропорційної дії в якості найпростішої математичної моделі генератора  $GI$  приймаємо незмінною поперечну складову перехідної ЕРС ( $E'_q = const$ ) за перехідним опором  $x'_d$ :

$$x'_d = x_d^* \cdot \frac{S_\delta}{S_{ном} \cdot n_1} \cdot \left( \frac{U_{ном}}{U_{\delta 2}} \right)^2 = 0,32 \cdot \frac{1000}{68,75 \cdot 3} \cdot \left( \frac{13,8}{12,55} \right)^2 = 1,876$$

Сумарна реактивність

$$x'_{d\Sigma} = x'_d + x_c = 1,876 + 1,562 = 3,438$$

Визначаємо перехідну ЕРС

$$\begin{aligned} \underline{E}' &= U_n + \frac{Q_0 \cdot x'_{d\Sigma}}{U_n} + j \frac{P_0 \cdot x'_{d\Sigma}}{U_n} = 1,0 + \frac{0,042 \cdot 3,438}{1,0} + j \frac{0,145 \cdot 3,348}{1,0} = \\ &= 1,144 + j0,498 = 1,248 e^{j23,54^\circ} \end{aligned}$$

Визначаємо поперечну складову перехідної ЕРС

$$E'_q = E' \cdot \cos(\delta_0 - \delta'_0) = 1,248 \cos(27,70^\circ - 23,54^\circ) = 1,245$$

Визначаємо передавану потужність

$$P_{E_q'} = \frac{E_q' \cdot U_H}{x_{d\Sigma}'} \sin \delta - \frac{U_H^2}{2} \cdot \frac{(x_q - x_d')}{x_{q\Sigma} \cdot x_{d\Sigma}'} \sin 2\delta = \frac{1,245 \cdot 1,0}{3,438} \sin \delta - \frac{1,0^2}{2} \cdot \frac{(2,708 - 1,876)}{4,27 \cdot 3,438} \sin 2\delta = 0,362 \sin \delta - 0,0283 \sin 2\delta$$

Визначимо граничну величину активної потужності.

$$\frac{dP_{E_q'}}{d\delta} = \frac{d(0,362 \sin \delta - 0,0283 \sin 2\delta)}{d\delta} = 0,362 \cos \delta_{np} - 2 \cdot 0,0283 \cos 2\delta_{np} = 0;$$

$$0,362 \cos \delta_{np} - 2 \cdot 0,0283 \cdot (2 \cos^2 \delta_{np} - 1) = -(0,113 \cos^2 \delta_{np} - 0,362 \cos \delta_{np} - 0,0566) = 0$$

Дискримінант рівняння

$$D = b^2 - 4ac = (-0,362)^2 - 4 \cdot 0,113 \cdot (-0,0566) = 0,157.$$

Корні квадратного рівняння

$$\cos \delta_{np1} = \frac{-b + \sqrt{D}}{2a} = \frac{0,362 + \sqrt{0,157}}{2 \cdot 0,113} = 3,35,$$

отже  $\delta_{np1}$  не існує.

$$\cos \delta_{np2} = \frac{-b - \sqrt{D}}{2a} = \frac{0,362 - \sqrt{0,157}}{2 \cdot 0,113} = -0,149,$$

Звідки  $\delta_{np2} = 98,59^\circ$ .

Визначаємо межу передаваної потужності

$$P_{np} = 0,362 \sin \delta_{np} - 0,0283 \sin 2\delta_{np} = 0,362 \sin 98,59^\circ - 0,0283 \sin 2 \cdot 98,59^\circ = 0,366$$

Перевірка:

$$P_{E_q'} = 0,362 \sin 27,70^\circ - 0,0283 \sin 2 \cdot 27,70^\circ = 0,145 = P_0.$$

Будуємо кутову характеристику потужності згідно з виразом

$$P = 0,362 \sin \delta - 0,0283 \sin 2\delta$$

Для якісної побудови характеристики заповнимо таблицю 3.3.

Результуюча кутова характеристика та її складові приведені на рис. 3.5.

Таблиця 3.3

Результати розрахунків для побудови кутової характеристики потужності явноплюсного генератора з АРЗ пропорційного типу

$\delta$ , град.	$0,362 \sin \delta$	$-0,0283 \sin 2\delta$	$P = 0,362 \sin \delta - 0,0283 \sin 2\delta$
0	0	0	0
10	0,063	-0,010	0,052
20	0,124	-0,018	0,106
30	0,181	-0,024	0,157
40	0,233	-0,028	0,205
50	0,277	-0,028	0,249
60	0,314	-0,024	0,290
70	0,340	-0,018	0,322
80	0,356	-0,010	0,346
90	0,362	0	0,362
100	0,356	0,010	0,366
110	0,340	0,018	0,358
120	0,314	0,024	0,338
130	0,277	0,028	0,305
140	0,233	0,028	0,261
150	0,181	0,024	0,205
160	0,124	0,018	0,142
170	0,063	0,010	0,073
180	0	0	0

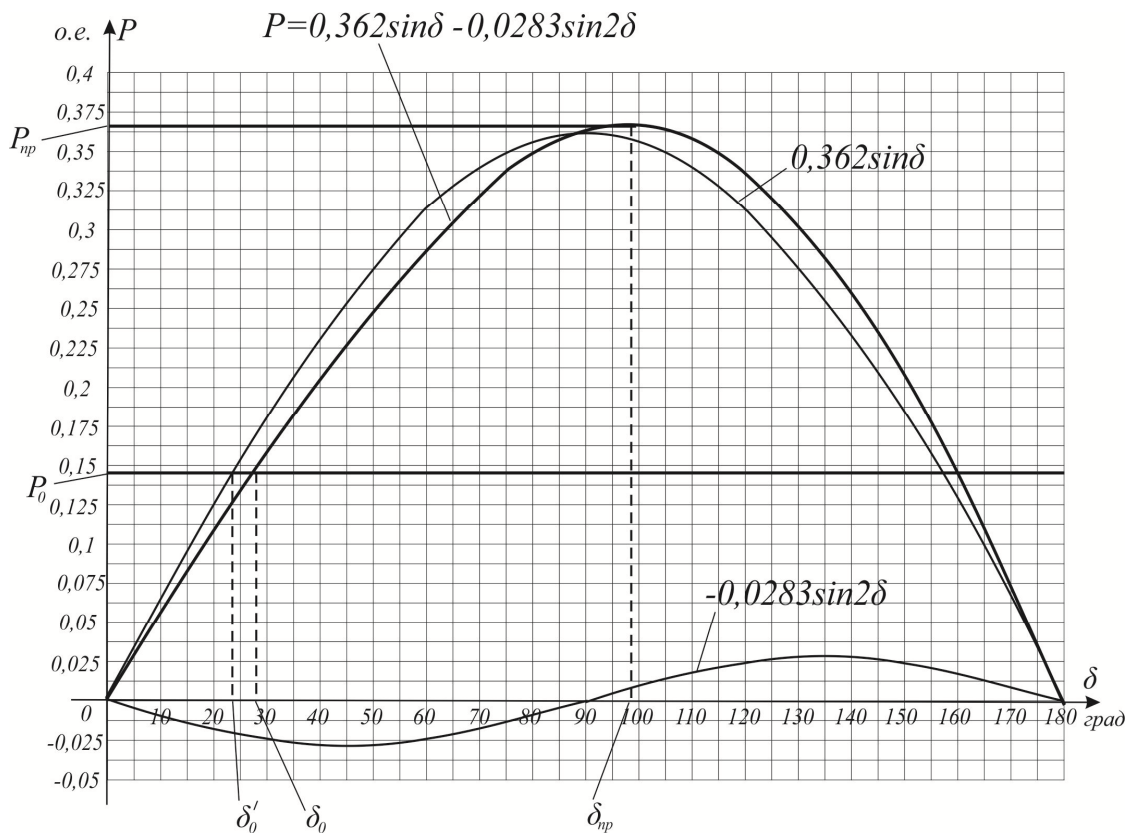


Рис.3.5. Кутова характеристика потужності генератора з АРЗ пропорційного типу

Розраховуємо коефіцієнт запасу по потужності і по куту %,

$$k_{3P} = \frac{P_{np} - P_0}{P_0} = \frac{0,366 - 0,145}{0,145} \cdot 100\% = 152,4\%,$$

$$k_{3\delta} = \frac{\delta_{np} - \delta_0}{\delta_0} \cdot 100\% = \frac{98,59^\circ - 27,70^\circ}{27,70^\circ} \cdot 100\% = 255,9\%.$$

У генераторів, забезпечених АРЗ пропорційного типу, збільшується межа передаваної потужності. Це відбувається із-за регулювання струму збудження.

3.5. Визначення запасу статичної стійкості системи при установці на генераторах АРЗ сильної дії

Автоматичні регулятори сильної дії реагують як відхилення одного або декількох параметрів режиму від контрольних значень та додатково реагують на швидкості і прискорення зміни параметрів режиму. При установці на генераторах АРЗ сильної дії в якості простої математичної моделі генератора приймається незмінною поперечна складова напруги генератора, тобто реактивність самого генератора приймається рівною нулю.

$$\begin{aligned} \underline{U}_G &= U_n + \frac{Q_0 \cdot x_c}{U_n} + j \frac{P_0 \cdot x_c}{U_n} = 1,0 + \frac{0,042 \cdot 1,562}{1,0} + j \frac{0,145 \cdot 1,562}{1,0} = \\ &= 1,066 + j0,226 = 1,089 e^{j12,0^\circ} \end{aligned}$$

Визначаємо поперечну складову напруги генератора

$$U_{Gq} = U_G \cdot \cos(\delta_0 - \delta_c) = 1,089 \cos(27,70^\circ - 12,0^\circ) = 1,048$$

Визначаємо передавану потужність

$$\begin{aligned} P_{U_{Gq}} &= \frac{U_{Gq} \cdot U_n}{x_c} \sin \delta - \frac{U_n^2}{2} \cdot \frac{x_q}{x_{q\Sigma} \cdot x_c} \sin 2\delta = \frac{1,048 \cdot 1,0}{1,562} \sin \delta - \\ &= \frac{1,0^2}{2} \cdot \frac{2,708}{4,27 \cdot 1,562} \sin 2\delta = 0,671 \sin \delta - 0,203 \sin 2\delta \end{aligned}$$

Визначаємо граничну величину активної потужності.

$$\frac{dP_{U_{Гq}}}{d\delta} = \frac{d(0,671 \sin \delta - 0,203 \sin 2\delta)}{d\delta} = 0,671 \cos \delta_{np} - 2 \cdot 0,203 \cos 2\delta_{np} = 0 ;$$

$$0,671 \cos \delta_{np} - 2 \cdot 0,203 \cdot (2 \cos^2 \delta_{np} - 1) = -(0,812 \cos^2 \delta_{np} - 0,671 \cos \delta_{np} - 0,406) = 0 ;$$

Дискримінант рівняння

$$D = b^2 - 4ac = (-0,671)^2 - 4 \cdot 0,812 \cdot (-0,406) = 1,769 ;$$

Корні рівняння

$$\cos \delta_{np1} = \frac{-b + \sqrt{D}}{2a} = \frac{0,671 + \sqrt{1,769}}{2 \cdot 0,812} = 1,23 ,$$

отже  $\delta_{np1}$  не існує бо  $\cos \delta_{np1} = 1,23 > 1$ .

$$\cos \delta_{np2} = \frac{-b - \sqrt{D}}{2a} = \frac{0,671 - \sqrt{1,769}}{2 \cdot 0,812} = -0,406$$

Звідки  $\delta_{np2} = 113,94^{\circ}$ .

Визначаємо межу передаваної потужності

$$P_{np} = 0,671 \sin \delta_{np} - 0,203 \sin 2\delta_{np} =$$

$$= 0,671 \sin 113,94^{\circ} - 0,203 \sin 2 \cdot 113,94^{\circ} = 0,764$$

Перевірка:

$$U_{Гq} = 0,671 \sin 27,70^{\circ} - 0,203 \sin 2 \cdot 27,70^{\circ} = 0,145 = P_0 .$$

Будуємо кутову характеристику потужності згідно з виразом:

$$P = 0,671 \sin \delta - 0,203 \sin 2\delta$$

Для побудови кутової характеристики потужності в даному випадку заповнимо таблицю 2.

Розраховуємо коефіцієнт запасу по потужності і по куту %,

$$k_{3P} = \frac{P_{np} - P_0}{P_0} = \frac{0,764 - 0,145}{0,145} \cdot 100\% = 426,9\% ,$$

$$k_{3\delta} = \frac{\delta_{np} - \delta_0}{\delta_0} \cdot 100\% = \frac{113,94^{\circ} - 27,70^{\circ}}{27,70^{\circ}} \cdot 100\% = 311,3\% .$$

Результати розрахунків для побудови кутової характеристики потужності  
явнополюсного генератора з АРЗ сильної дії

$\delta$ , град.	$0,671 \sin \delta$	$-0,203 \sin 2\delta$	$P = 0,671 \sin \delta - 0,203 \sin 2\delta$
0	0	0	0
10	0,117	-0,069	0,048
20	0,229	-0,130	0,099
30	0,336	-0,176	0,160
40	0,431	-0,2	0,231
50	0,514	-0,2	0,314
60	0,581	-0,176	0,405
70	0,631	-0,130	0,501
80	0,661	-0,069	0,592
90	0,671	0	0,671
100	0,661	0,069	0,730
110	0,631	0,130	0,761
120	0,581	0,176	0,757
130	0,514	0,2	0,714
140	0,431	0,2	0,631
150	0,336	0,176	0,512
160	0,229	0,130	0,359
170	0,117	0,069	0,186
180	0	0	0

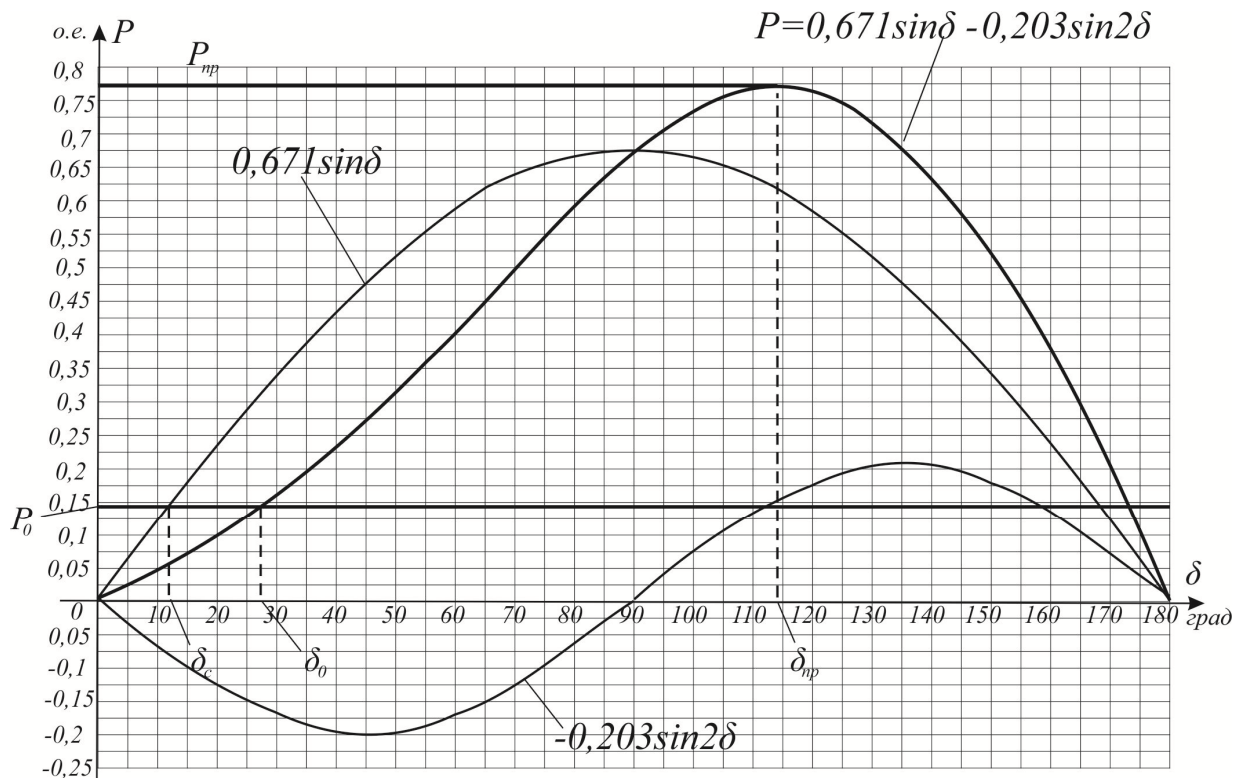


Рис.3.6. Кутова характеристика потужності явнополюсного генератора з АРЗ сильної дії

Аналізуючи кутові характеристики потужності генераторів з АРЗ і без АРЗ, можна зробити висновок, що застосування облаштувань АРЗ значно збільшує межу передаваної потужності за рахунок регулювання струму збудження синхронної машини. Збільшення запасу по потужності збільшує здатність електричної системи зберегти стійкість при малих обуреннях.

3.6. Визначення запасу статичної стійкості системи з урахуванням регулюючого ефекту навантаження (з урахуванням явнополюсности гідрогенераторів)

Дійсну межу передаваної активної потужності визначимо, представляючи генератори обох станцій незмінними синхронними ЕРС і опорами, при обліку регулюючого ефекту навантаження. У цьому розділі вимикач системи нескінченної потужності  $Q3$  відключений і зв'язку з системою немає, а тому при змінах режиму напруга  $U_n$  не буде постійною, оскільки комплексне навантаження на шинах приймальної системи, сумірна по потужності з еквівалентним генератором, не має нескінченного регулюючого ефекту. Отже, стійкість передачі зміниться.

Визначимо параметри схеми заміщення.

Для першої станції с гідрогенератором  $G1$  (див. підрозділ 3.3)

$$x_{q1\Sigma} = 4,27, \quad E_{Q1} = 1,332e^{j27,70^\circ}$$

Для другої станції з турбогенератором  $G2$  (див. рисунок 3.1) маємо

$$x_{d2\Sigma} = x_{d2} + x_{c2} = x_2 + x_4 = 1,196 + 0,051 = 1,247$$

Визначимо значення передаваної потужності від другої станції

$$\underline{S}_{02} = \underline{S}_n - \underline{S}_0 = 1,7 + j0,774 - 0,145 - j0,042 = 1,555 + j0,732$$

Вичислимо значення ЕРС

$$\begin{aligned}\underline{E}_{q2} &= U_H + \frac{Q_{02} \cdot x_{q2\Sigma}}{U_H} + j \frac{P_{02} \cdot x_{q2\Sigma}}{U_H} = 1,0 + \frac{0,732 \cdot 1,247}{1,0} + j \frac{1,555 \cdot 1,247}{1,0} = \\ &= 1,913 + j1,939 = 2,724e^{j45,39^\circ}\end{aligned}$$

Визначимо опір сумарного навантаження по формулі

$$\underline{Z}_H = \frac{U_H^2}{\underline{S}_H} = \frac{1,0^2}{1,7 - j0,774} = 0,535e^{j24,48^\circ} = 0,487 + j0,222$$

Отримана схема заміщення приведена на рис. 3.7.

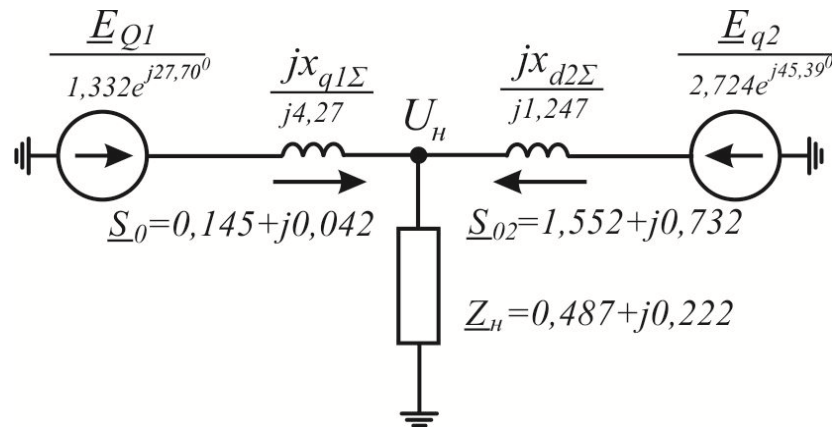


Рис.3.7. Розрахункова схема заміщення

Визначимо власні і взаємні опори

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{11} &= jx_{q1\Sigma} + \frac{jx_{d2\Sigma} \cdot (R_H + jx_H)}{jx_{d2\Sigma} + R_H + jx_H} = j4,27 + \frac{j1,247 \cdot (0,487 + j0,222)}{j1,247 + 0,487 + j0,222} = \\ &= 0,316 + j4,563 = 4,574e^{j86,04^\circ}\end{aligned}$$

$$\alpha_{11} = 90^\circ - 86,04^\circ = 3,96^\circ.$$

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{12} &= jx_{q1\Sigma} + jx_{d2\Sigma} - \frac{x_{q1\Sigma} \cdot x_{d2\Sigma}}{R_H + jx_H} = j4,27 + j1,247 - \frac{4,27 \cdot 1,247}{0,487 + j0,222} = \\ &= -9,058 + j9,641 = 13,229e^{j133,21^\circ}\end{aligned}$$

$$\alpha_{12} = 90^\circ - 113,21^\circ = -43,21^\circ.$$

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{22} &= jx_{d2\Sigma} + \frac{jx_{q1\Sigma} \cdot (R_H + jx_H)}{jx_{q1\Sigma} + R_H + jx_H} = j1,247 + \frac{j4,27 \cdot (0,487 + j0,222)}{j4,27 + 0,487 + j0,222} = \\ &= 0,435 + j1,505 = 1,567e^{j73,88^\circ}\end{aligned}$$

$$\alpha_{22} = 90^\circ - 73,88^\circ = 16,12^\circ.$$



Взаємний кут між роторами генераторів двох станцій:

$$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2 = 27,70^\circ - 45,39^\circ = -17,69^\circ$$

Активна потужність, що видається першою і другою станцією:

$$\begin{aligned} P_{01} &= \frac{E_{Q1}^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_{Q1} \cdot E_{Q2}}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) = \\ &= \frac{1,332^2}{4,547} \sin 3,96^\circ + \frac{1,332 \cdot 2,724}{13,229} \sin(-17,69^\circ + 43,21^\circ) = \\ &= 0,0268 + 0,274 \sin(-17,69^\circ + 43,21^\circ) = 0,145 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{02} &= \frac{E_{Q2}^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_{Q1} \cdot E_{Q2}}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) = \\ &= \frac{1,332^2}{4,547} \sin 3,96^\circ + \frac{1,332 \cdot 2,724}{13,229} \sin(-17,69^\circ + 43,21^\circ) = \\ &= 1,315 - 0,274 \sin(-17,69^\circ - 43,21^\circ) = 1,555 \end{aligned}$$

Визначимо величини максимуму характеристик активних потужностей :

$$P_{1\max} = 0,0268 + 0,274 = 0,301 \quad \text{при} \quad \delta_{12\max} = 90^\circ - 43,21^\circ = 46,79^\circ ;$$

$$P_{1\max} = 1,315 + 0,274 = 1,589 \quad \text{при} \quad \delta_{12\max} = -90^\circ + 43,21^\circ = -46,79^\circ .$$

Вираження для побудови кутових характеристик потужності::

$$P_1 = 0,0268 + 0,274 \sin(\delta_{12} + 43,21^\circ);$$

$$P_2 = 1,315 - 0,274 \sin(\delta_{12} - 43,21^\circ).$$

Розраховуємо коефіцієнти запасу по потужності для першої і другої станцій %,

$$k_{3P1} = \frac{P_{np1} - P_{01}}{P_{01}} = \frac{0,301 - 0,145}{0,145} \cdot 100\% = 107,6\% ;$$

$$k_{3P2} = \frac{P_{np2} - P_{02}}{P_{02}} = \frac{1,589 - 1,555}{1,555} \cdot 100\% = 2,19\% .$$

Кутові характеристики будують відповідно до розрахункових даних, зведених в таблицю 3.1.

Результати розрахунків для побудови кутових характеристик потужності з урахуванням навантаження

$\delta$ , град.	$P_1 = 0,0268 + 0,274 \sin(\delta_{12} + 43,21^\circ)$	$P_2 = 1,315 - 0,274 \sin(\delta_{12} - 43,21^\circ)$
-180	-0,161	1,127
-160	-0,218	1,207
-140	-0,245	1,300
-120	-0,240	1,394
-100	-0,202	1,479
-80	-0,137	1,544
-60	-0,052	1,582
-40	0,042	1,587
-20	0,135	1,560
0	0,214	1,503
20	0,271	1,423
40	0,299	1,330
60	0,294	1,236
80	0,256	1,151
100	0,191	1,086
120	0,106	1,048
140	0,011	1,042
160	-0,081	1,070
180	-0,161	1,127

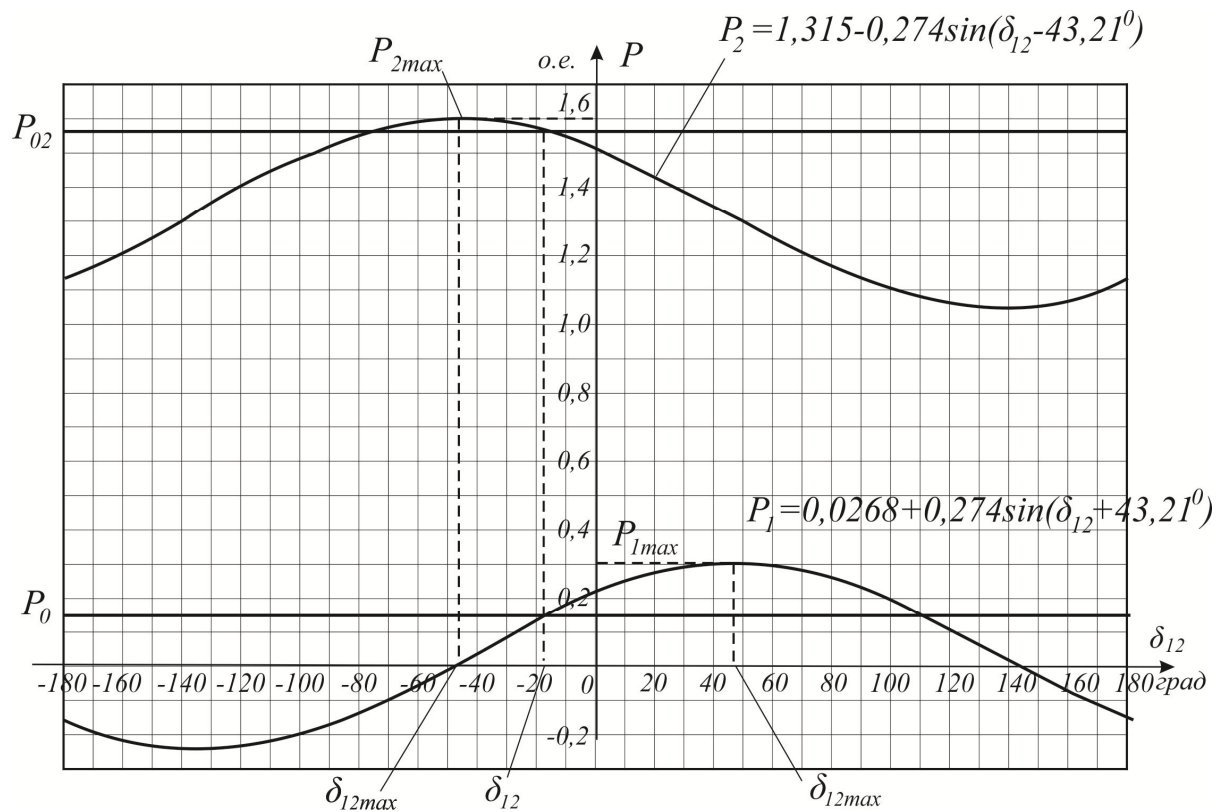


Рис. 3.8. Кутова характеристика потужності з урахуванням навантаження

Таким чином, при обліку навантаження і підключенні другої станції, межа передаваної потужності збільшується. Графік зміщується як по осі абсцис, так і по осі ординат.

## 4. АНАЛІЗ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

Дослідимо динамічну стійкість СЕС, розглянувши її як систему консервативну, що не має втрат енергії, залежних від швидкості. При включеному вимикачі системи нескінченної потужності  $Q3$  схема заміщення в нормальному режимі буде аналогічна схемі заміщення простої системи (мал. 3.1). Усі розрахунки виконуються для трифазного і двофазного КЗ на землю. КЗ відбувається на початку ланцюга лінії  $W$ . Якісний аналіз стійкості СЕС проведемо за наявності на еквівалентному генераторі регуляторів збудження пропорційної дії, приймаючи ЕРС  $E'$ , що змінюється у момент комутації за постійну величину  $E' = const$ . Роботу облаштувань автоматики повторного включення (АПВ) розглядати не будемо.

4.1 Розрахунок і побудова кутових характеристик потужності нормального, аварійного і післяаварійного режимів.

### 4.1.1 Нормальний режим

Для нормального режиму роботи усі параметри беремо з пункту 3.4. Характеристика потужності має наступний вигляд

$$P_E' = \frac{E' \cdot U}{x_{d\Sigma}'} \cdot \sin \delta' = \frac{1,248 \cdot 1,0}{3,438} \cdot \sin \delta' = 0,363 \sin \delta' ;$$

$$\delta_0' = 23,54^\circ .$$

### 4.1.2 Післяаварійний режим

В післяаварійному режимі (режим II) відбувається відключення ланцюга лінії  $W$ , на якій сталося коротке замикання. Тоді опір системи складе

$$x_c'' = x_3 + x_5 = 0,555 + 2,014 = 2,569 .$$

Знаходимо взаємний опір

$$x_{d\Sigma}'' = x_d' + x_c'' = 1,876 + 2,569 = 4,445$$

Характеристика потужності в післяаварійному режимі прийме наступний вид:

$$P_E'' = \frac{E' \cdot U}{x_{d\Sigma}''} \cdot \sin \delta' = \frac{1,248 \cdot 1,0}{4,445} \cdot \sin \delta' = 0,281 \sin \delta'.$$

#### 4.1.3 Аварійний режим

В аварійному режимі розглядається 2 види КЗ: трифазне і двофазне на землю. У місці аварії вводиться шунт з опором  $x_\Delta$ . Для трифазного режиму  $x_\Delta = 0$ , для двофазного на землю  $x_\Delta = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{02\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{02\Sigma}}$ . Визначимо результуючі опори схем зворотній і нульовій послідовностей. У схемі заміщення зворотної послідовності опору трансформатора  $T1$  і лінії  $W$  залишаються незмінними (див. розділ 3.1), а опір генератора  $G1$  перераховується. ЕРС джерел дорівнюють нулю.

Опори генератора  $G1$  зворотної послідовності :

$$x_1 = x_{2*} \frac{S_6}{S_{ном} \cdot n_1} \cdot \left( \frac{U_{ном}}{U_{62}} \right)^2 = 0,3 \cdot \frac{1000}{68,75 \cdot 3} \cdot \left( \frac{13,8}{12,55} \right)^2 = 1,759,$$

де  $x_{2*}$  – опір генератора струмам зворотної послідовності (відносних одиниць).

Перетворимо схему заміщення зворотної послідовності.

$$x_7 = x_1 + x_3 = 1,759 + 0,555 = 2,314;$$

$$x_8 = \frac{x_5 \cdot x_6}{x_5 + x_6} = \frac{x_5}{2} = \frac{2,014}{2} = 1,007, \text{ так как } x_5 = x_6 = 2,014.$$

$$x_{2\Sigma} = \frac{x_7 \cdot x_8}{x_7 + x_8} = \frac{2,314 \cdot 1,007}{2,314 + 1,007} = 0,702$$

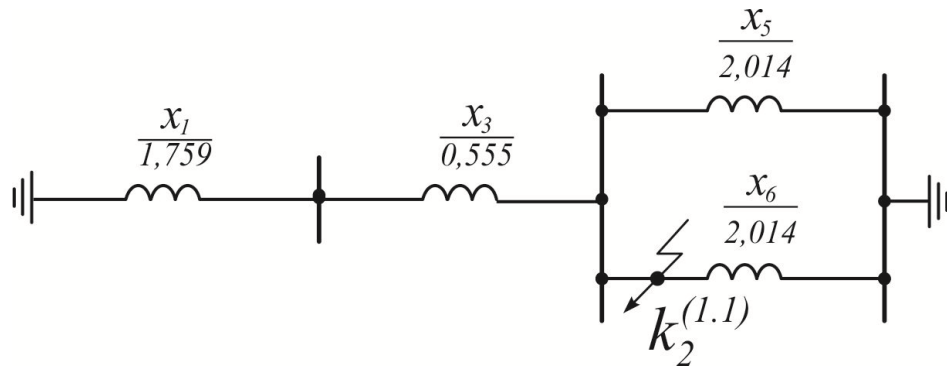


Рис. 4.1. Схема заміщення зворотної послідовності

В схемі заміщення нульової послідовності опір двохланцюгової лінії  $W$  збільшується в 5 разів.

$$x_{05} = x_{06} = x_W^{(0)} = 5 \cdot x_5^{(1)} = 5 \cdot 2,014 = 10,07.$$

Опір трансформатора Т1 не змінюється і рівний

$$x_{03} = x_3 = 0,555.$$

Генератор  $G1$  в схемі заміщення нульової послідовності брати участь не буде, оскільки знаходиться за обмоткою трансформатора  $T1$ , сполученою в трикутник.

$$x_{07} = \frac{x_{05} \cdot x_{06}}{x_{05} + x_{06}} = \frac{x_{05}}{2} = \frac{10,07}{2} = 5,035;$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_{03} \cdot x_{07}}{x_{03} + x_{07}} = \frac{0,555 \cdot 5,035}{0,555 + 5,035} = 0,50.$$

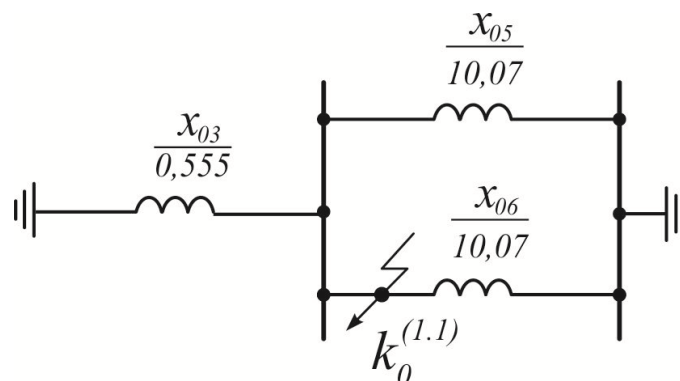


Рис. 4.2 . Схема заміщення нульової послідовності

Визначимо опір шунта при двофазному КЗ на землю

$$x_{\Delta}'' = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = \frac{0,702 \cdot 0,5}{0,702 + 0,5} = 0,292.$$

Перетворимо схему до розрахункового виду.

$$x_7 = x_1 + x_3 = 1,876 + 0,555 = 2,431;$$

$$x_8 = \frac{x_5 \cdot x_6}{x_5 + x_6} = \frac{x_5}{2} = \frac{2,014}{2} = 1,007.$$

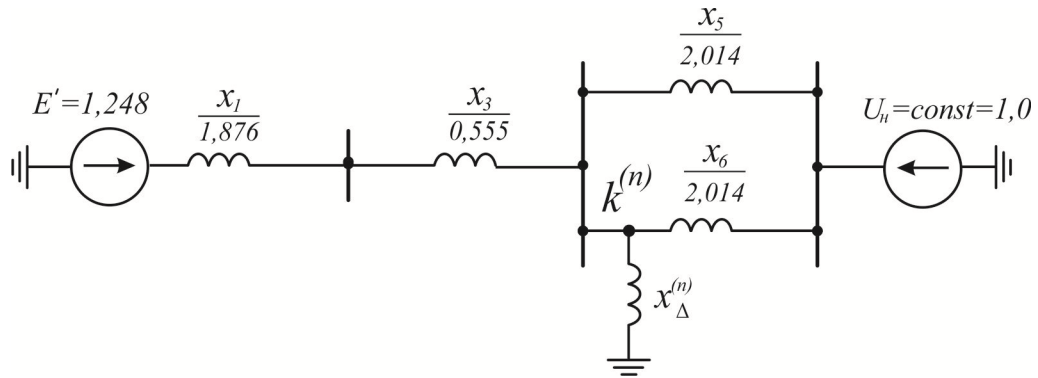


Рис. 4.3. Схема заміщення аварійного режиму

Перетворена схема заміщення матиме вигляд, представлений на рис.4.4.

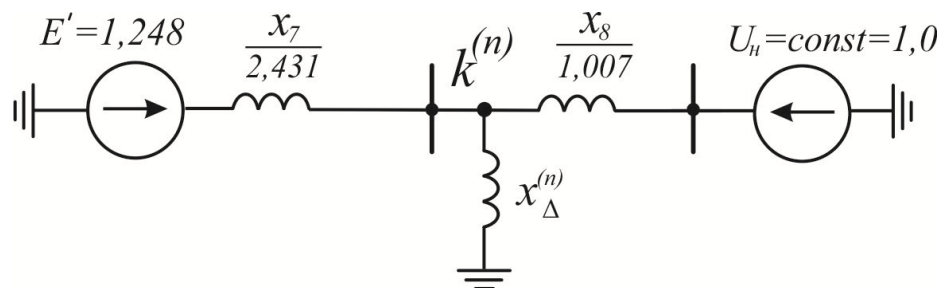


Рис. 4.4. Перетворена схема заміщення

Трьохфазне КЗ

$$x_{\Sigma}''' = x_7 + x_8 + \frac{x_7 \cdot x_8}{x_{\Delta}^{(3)}} = 2,431 + 1,007 + \frac{2,431 \cdot 1,007}{0} = \infty;$$

$$P_E''' = \frac{E' \cdot U}{x_{\Sigma}'''} \cdot \sin \delta' = \frac{1,248 \cdot 1,0}{\infty} \cdot \sin \delta' = 0.$$

При трифазному КЗ передача потужності в приймальну систему неможлива.

### Двофазне КЗ на землю

$$x_{\Sigma}''' = x_7 + x_8 + \frac{x_7 \cdot x_8}{x_{\Delta}^{(II)}} = 2,431 + 1,007 + \frac{2,431 \cdot 1,007}{0,292} = 11,82;$$

$$P_E''' = \frac{E' \cdot U}{x_{\Sigma}'''} \cdot \sin \delta' = \frac{1,248 \cdot 1,0}{11,82} \cdot \sin \delta' = 0,106 \sin \delta'.$$

4.2. Визначення граничного кута і граничного часу відключення КЗ в заданій системі електропередачі.

Побудуємо залежності зміни кута  $\delta'(t)$  і визначимо граничний кут  $\delta'_{\text{откл.пр}}$  і граничний час відключення  $t_{\text{откл.пр}}$  КЗ.

Для визначення граничного кута відключення користуються критерієм динамічної стійкості. Площа майданчика прискорення має дорівнювати площі майданчика можливого гальмування. Граничний кут і визначає рівність площ цих майданчиків.

Вираження для визначення граничного кута відключення:

$$\cos \delta'_{\text{откл.пр}} = \frac{P_0(\delta'_{kp} - \delta'_0) \cdot \frac{\pi}{180} + P_m'' \cdot \cos \delta'_{kp} - P_m''' \cdot \cos \delta'_0}{P_m'' - P_m'''},$$

де  $P_m''$  – максимальна потужність генератора в післяаварійному режимі;

$P_m'''$  – максимальна потужність генератора в аварійному режимі;

$P_0$  – максимальна потужність генератора в нормальному режимі;

$\delta'_{kp}$  – критичний кут, рівний

$$\delta'_{kp} = 180^\circ - \arcsin \frac{P_0}{P_m''} = 180^\circ - \arcsin \frac{0,145}{0,281} = 180^\circ - 31,06^\circ = 148,94^\circ.$$

### Трифазне КЗ

$$\cos \delta'_{\text{откл.пр}} = \frac{0,145(148,94^\circ - 23,54^\circ) \cdot \frac{\pi}{180} + 0,281 \cdot \cos 148,94^\circ - 0 \cdot \cos 23,54^\circ}{0,281 - 0} = 0,273;$$



Отже,  $\delta'_{\text{откл.пр}} = \arccos 0,273 = 74,17^\circ$ .

Двохфазне КЗ на землю

$$\cos \delta'_{\text{откл.пр}} = \frac{0,145(148,94^\circ - 23,54) \cdot \frac{\pi}{180} + 0,281 \cdot \cos 148,94^\circ - 0,106 \cdot \cos 23,54^\circ}{0,281 - 0,106} = -0,117$$

$\delta'_{\text{откл.пр}} = \arccos -0,117 = 96,74^\circ$ .

З отриманих результатів видно, що система нестійка при обох видах КЗ і вимагає відключення по умові збереження динамічної стійкості.

Характер зміни кута  $\delta'(t)$ , по якому можна знайти граничний час відключення КЗ  $t_{\text{откл.пр}}$  або час  $t_{\text{max}}$  досягнення кутом величини  $\delta'_{\text{max}}$  при виниклих гойданнях ротора еквівалентного генератора, визначиться рішенням диференціального рівняння відносно руху ротора еквівалентного генератора

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_m^{\text{III}} \cdot \sin \delta,$$

де  $T_j$  – постійна інерції генератора.

Постійна інерції еквівалентного генератора  $G1$  дорівнює

$$T_{j\text{экв}} = nT_{jG1} = 3 \cdot 7 = 21 \text{ с}$$

Вирішимо диференціальне рівняння методом послідовних інтервалів. Приймаємо крок інтеграції  $\Delta t = 0,05$  с. При цьому коефіцієнт  $k$  (у електричних градусах) буде рівний

$$k = \frac{360 \cdot 50 \cdot \Delta t^2}{T_{j\text{экв}}} = \frac{360 \cdot 50 \cdot 0,05^2}{21} = 2,14$$

Приріст кута на першому інтервалі складе

$$\Delta \delta_1 = 0,5 \cdot k \cdot \Delta P_{(0)},$$

де надлишок потужності на початку інтервалу рівний

$$\Delta P_{(0)} = P_0 - P_m''' \cdot \sin \delta'_0$$

Величина кута до кінця першого інтервалу

$$\delta'_{(1)} = \delta'_0 + \Delta \delta'_{(1)}$$

Приріст кута за будь-який подальший  $i$  - ий інтервал часу визначимо за виразом

$$\Delta \delta'_{(i)} = \Delta \delta'_{(i-1)} + k \cdot \Delta P_{(i-1)}.$$

Додавши до значення кута на попередньому інтервалі його приріст на цьому інтервалі, визначимо кут до кінця  $i$  - го інтервалу:

$$\delta'_{(i)} = \delta'_{(i-1)} + \Delta \delta'_{(i)}.$$

При трифазному КЗ і двофазному КЗ на землю розрахунок ведемо до граничного кута відключення КЗ. Розрахунок проводимо в табличній формі для трифазного (таблиця 4.1) і двофазного КЗ на землю (таблиця 4.2).

Таблиця 4.1

Зміна кута  $\delta'(t)$  при трифазному КЗ

$t, c$	$\delta'$	$\Delta P_{(i-1)}$	$\Delta \delta'$
0	23,54	0,145	0
0,05	23,54	0,145	0,31
0,10	23,85	0,145	0,62
0,15	24,47	0,145	0,93
0,20	25,40	0,145	1,24
0,25	26,64	0,145	1,55
0,30	28,16	0,145	1,86
0,35	30,02	0,145	2,17
0,40	32,19	0,145	2,48
0,45	34,67	0,145	2,79
0,50	37,46	0,145	3,10
0,55	40,56	0,145	3,41
0,60	43,97	0,145	3,72
0,65	47,69	0,145	4,03
0,70	51,72	0,145	4,34
0,75	56,06	0,145	4,65
0,80	60,71	0,145	4,96

Продовження таблиці 4.1			
$t, \text{с}$	$\delta'$	$\Delta P_{(i-1)}$	$\Delta \delta'$
0,85	65,67	0,145	5,27
0,90	70,94	0,145	5,58
0,95	76,52		

Таблиця 4.2

Зміна кута  $\delta'(t)$  при двофазному КЗ

$t, \text{с}$	$\delta'$	$\Delta P_{(i-1)}$	$\Delta \delta'$
0	23,54	0,103	0,11
0,05	23,65	0,102	0,33
0,10	23,98	0,102	0,55
0,15	24,53	0,101	0,77
0,20	25,30	0,100	0,98
0,25	26,28	0,098	1,19
0,30	27,47	0,096	1,40
0,35	28,87	0,094	1,60
0,40	30,47	0,091	1,80
0,45	32,27	0,088	1,99
0,50	34,26	0,085	2,17
0,55	36,43	0,082	2,35
0,60	38,78	0,079	2,52
0,65	41,30	0,075	2,68
0,70	43,98	0,071	2,83
0,75	46,81	0,068	2,98
0,80	49,79	0,064	3,12
0,85	52,91	0,060	3,25
0,90	56,16	0,057	3,37
0,95	59,53	0,054	3,48
1,00	63,01	0,050	3,59
1,05	66,60	0,048	3,69
1,10	70,29	0,045	3,79
1,15	74,08	0,043	3,88
1,20	77,96	0,041	3,97

По рис. 4.5 визначимо графічно граничний час відключення для забезпечення стійкості системи. Граничний час відключення трифазного КЗ складає 0,93 с, двофазного КЗ на землю - 1,43 с. По отриманих залежностях потужності побудуємо кутові характеристики потужності відповідних режимів.

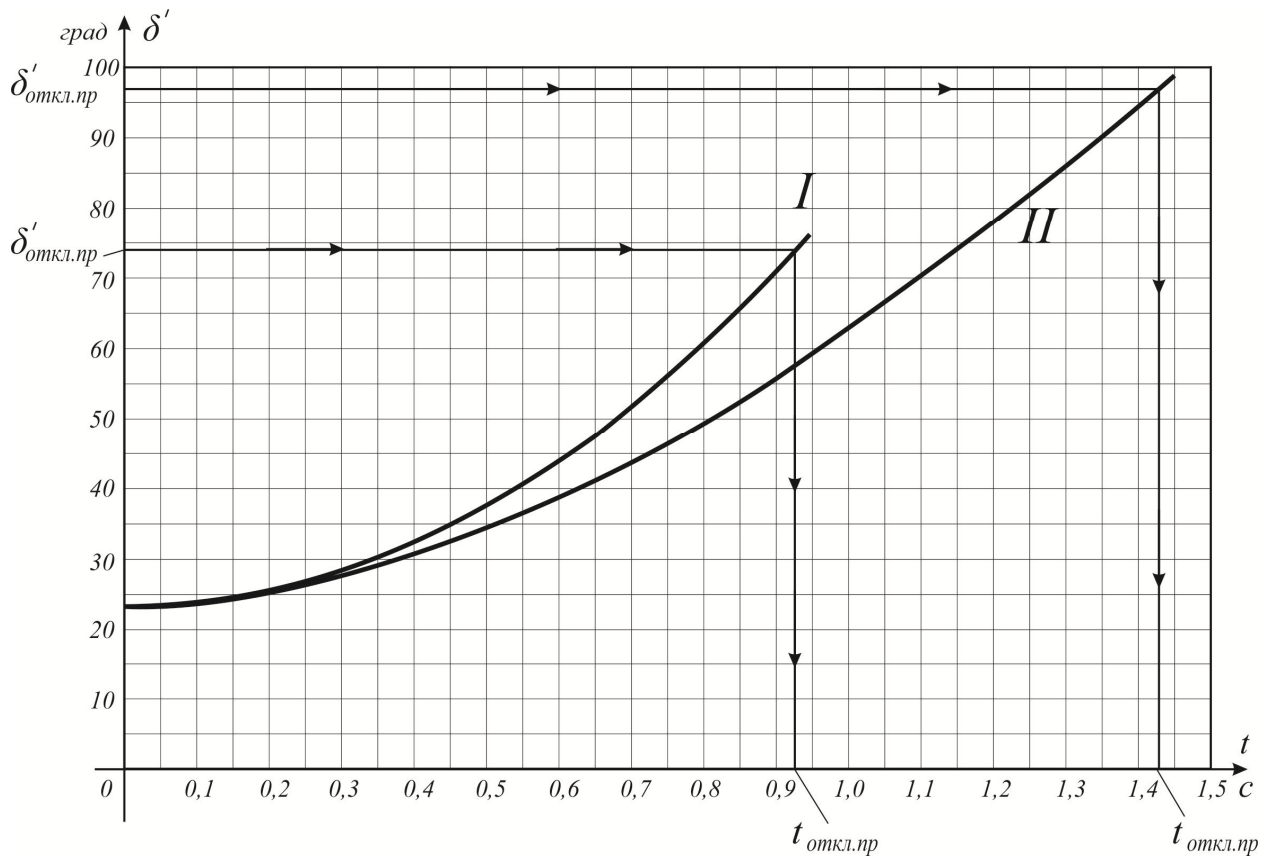


Рис.4.5 - Залежність зміни кута:

а) I - залежність для трифазного КЗ;

б) II - залежність для двофазного КЗ на землю

Таблиця 4.3

Результати розрахунків для побудови кутових характеристик  
потужності при аналізі динамічної стійкості

$\delta$ , град.	$P'_E = 0,363 \sin \delta'$	$P''_E = 0,281 \sin \delta'$	$P'''_E = 0$	$P''''_E = 0,106 \sin \delta'$
0	0	0		0
10	0,063	0,049		0,018
20	0,124	0,096		0,036
30	0,182	0,141		0,053
40	0,233	0,181		0,068
50	0,278	0,215		0,081
60	0,314	0,243		0,092
70	0,341	0,264		0,100
80	0,358	0,277		0,104
90	0,363	0,281		0,106

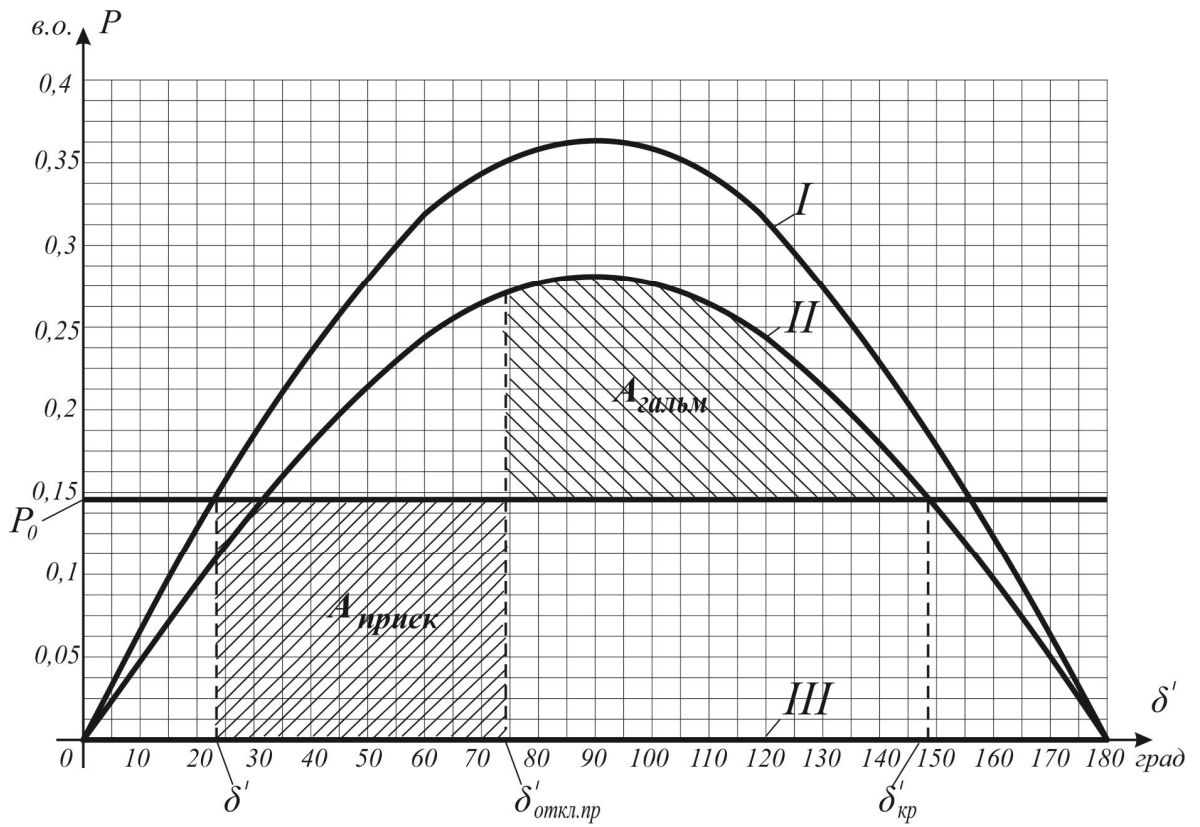


Рис. 4.6. Кутові характеристики потужності при відключенні трифазного КЗ

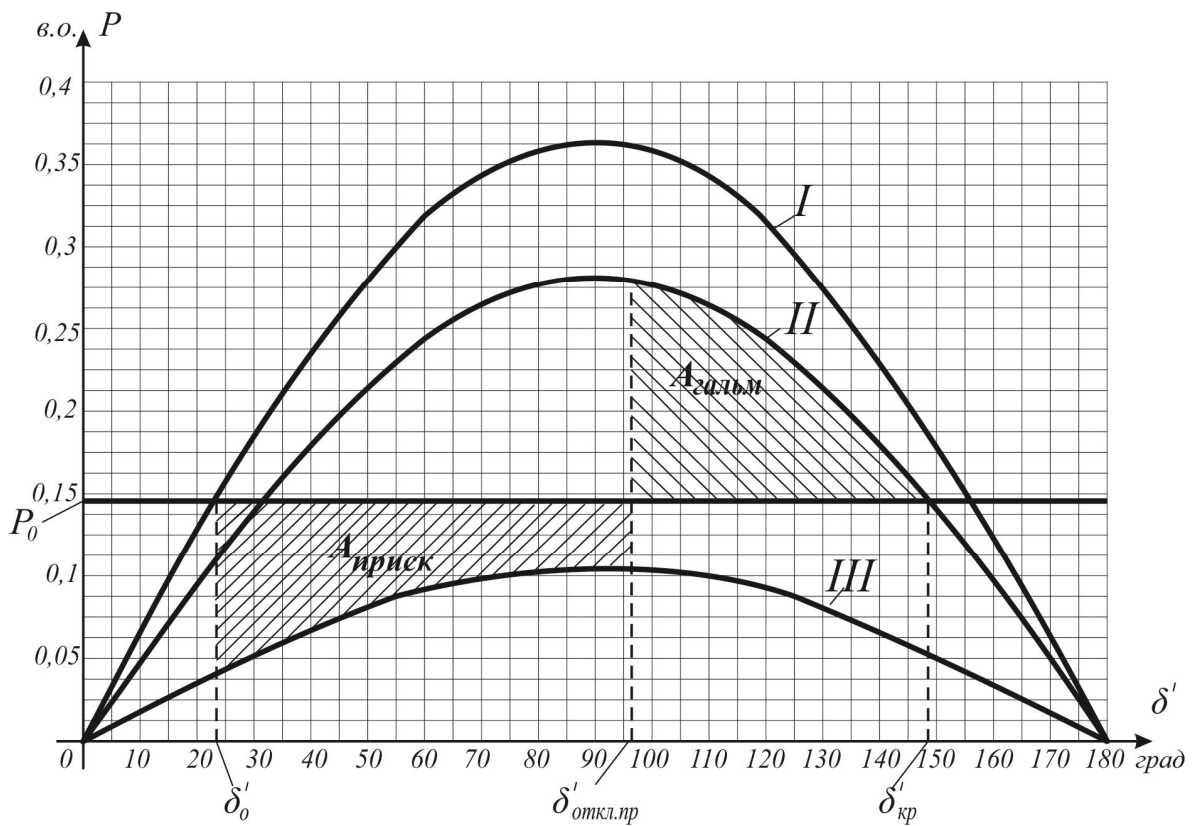


Рис. 4.7. Кутові характеристики потужності при відключенні двофазного КЗ

## ВИСНОВОК

Аналіз статичної стійкості по його зростаючій складності можна розбити на декілька етапів. Спочатку слід встановити факт наявності стійкості або нестійкості сталого режиму, а потім по вигляду кривої або іншим ознакам розрізнити характер перехідного процесу (аперіодичний або такий, що коливає). Наявність стійкості або нестійкості сталого режиму при відносно малих поточних змінах його параметрів можна визначити за допомогою практичних критеріїв статичної стійкості.

Практичні критерії виявляють лише можливу текучість режиму (сповзання), або, як називають інакше, аперіодичну нестійкість, не виявляючи тієї нестійкості, яка може з'явитися у вигляді коливань - коливальної нестійкості (саморозгойдування).

При статичній стійкості в процесі появи обурень потужність генератора міняється по одній і тій же кутовій характеристиці, а після їх зникнення параметри системи залишаються такими ж, як і до появи обурень.

Розрахунок коефіцієнта запасу статичної стійкості для режиму максимальних навантажень без АРЗ показав, що коефіцієнт запасу в даному випадку більше допустимого граничного значення 20%. Таким чином цю мережу можна вважати стійкою.

Виконавши розрахунки з різними системами збудження генератора, переконалися в тому, що із збільшенням швидкості регулювання збудження, зростає межа передаваної потужності, а значить і коефіцієнт запасу статичної стійкості, тобто АРЗ сильної дії забезпечують стійкість режиму у великому діапазоні зміни кута  $\delta$  і передаваної потужності  $P$  в порівнянні з АРЗ пропорційного типу.

При динамічній стійкості система переходить на іншу кутову характеристику, причому після зникнення обурень її параметри відрізняються від первинних, але залишається в допустимих межах.

З отриманих результатів видно, що система нестійка при обох видах КЗ і вимагає відключення по умові збереження динамічної стійкості.

Якщо за час  $t_{\text{откл.пр}}$  (0,93с для трифазного КЗ і 1,43с для двофазного КЗ на землю) коротке замикання не буде відключено, то можлива втрата стійкості і випадання генераторів станції з синхронізму.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высш. шк., 1985. - 536с.
2. Переходные процессы в системах электроснабжения: Учебник / В.Н. Винославский, Г.Г. Пивняк, Л.И. Несен и др.: под ред. В.Н. Винославского. К.: Высш. шк. Головное изд-во, 1989. - 422с.
3. Устойчивость нагрузки в электрических системах / Ю.И. Гуревич, Л.Е. Лебова, Э.А. Хачатрян. М.: Энергоиздат 1981. - 208с.
4. Рюденберг Р. Эксплуатационные режимы электроэнергетических систем и установок. Л.: Энергия 1981. - 576с.
5. Жданов П. С. Вопросы устойчивости электрических систем. - М.: Энергия, 1979. - 456 с.
6. Перехідні процеси в системах електропостачання: Підручник для вузів. Вид. 2-е, доправ. та доп. / Г.Г. Півняк, В.М. Вінославський, А.Я. Рибалко, Л.І. Несен /За ред.. академіка НАН України Г.Г. Півняка. — Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2002. — 597 с.
7. Хрущев Ю.В., Заповодников К.И., Юшков А.Ю. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие / Ю.В. Хрущев, К.И. Заповодников, А.Ю. Юшков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. - 160 с.
8. Шабад В.К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие для студ. учреждений высш. проф. Образования / В.К. Шабад. – М.: Издательский центр «Академия», 2013. – 192 с.
9. Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е., Окан А. А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.



10. Переходные процессы в электроэнергетических системах. / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев, В.М. Пираторов; под ред. И.П. Крючкова. М.: Издательский дом МЭИ, 2008. — 416 с.
11. Куликов Ю.А. Переходные процессы в электрических системах. Учебное пособие. – Новосибирск: НГТУ, М.: Мир: ООО «Издательство АСТ», 2003. — 283 с.
12. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей / Под ред. Л.Г. Мамякянца. М.: Энергоатомиздат 1985. - 216с.
13. Гамазин СИ., Ставцев В. А., Цырук С.А. Переходные процессы в системах промышленного электроснабжения, обусловленные электродвигательной нагрузкой.- М.: Изд-во МЭИ, 1997.-424 с.
14. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. — 4-е изд., перераб. и дополненное. – М.: Энергоатомиздат, 1989. — 608 с.: ил. Крючков И.П., Кувшинский Н.Н., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Под ред. Б.Н. Неклепаева.- М.: Энергия, 1978.-456 с.
15. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат, 1990.-576 с.
16. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро.- М.:Энергия,1977.
17. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. В.Н. Круповича и др. М.: Энергия 1980. 456с.
18. Электротехнический справочник: В 3-х т. Т.3. Кн.1. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. Ред. В.Г. Герасимова и др.-6-е изд. испр. и доп.- М.:Энергоиздат, 1982.-656 с.
19. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Учебник для вузов. – 2-е изд. перераб. И доп., М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.