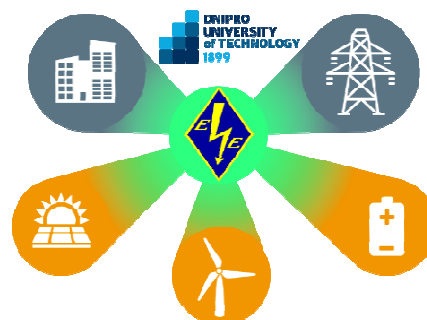


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
з дисципліни "Перехідні процеси в системах електропостачання"

для студентів спеціальності
141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Частина 2
ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ

Дніпро
НТУ «ДП»
2020

Конспект лекцій з дисципліни "Перехідні процеси в системах електропостачання" для студентів спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : у 2 ч. Ч. 2. Електромеханічні перехідні процеси / Уклад.: Г.Г. Півняк, Ю.А. Папаїка ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 116 с.

Укладачі:

Г.Г. Півняк, академік НАН України, ректор;

Ю.А. Папаїка, д-р техн. наук, доцент.

Затверджено методичною комісією за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (протокол № 19/20-06 від 29.06.2020) за поданням кафедри електроенергетики (протокол № 10 від 04.06.2020).

Конспект лекцій включає в себе питання статичної, динамічної та результуючої стійкості енергосистем.

Розглянуто поведінку синхронних генераторів при слабких та сильних збуреннях. Матеріал сформовано у максимально зручному для студентів вигляді, наведено глосарій до кожної теми та основні визначення, що допоможе опанувати спеціальну термінологію.

Відповідальний за випуск в.о. завідувача кафедри електроенергетики М.В. Рогоза, канд. техн. наук, проф.

ЗМІСТ

1.	ТЕМА 1. ЗАВДАННЯ АНАЛІЗУ ТА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНИХ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ.....	4
2.	ТЕМА 2. СТАТИЧНА СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	13
3.	ТЕМА 3. ДИНАМІЧНА СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	22
4.	ТЕМА 4. РЕЗУЛЬТУЮЧА СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	34
5.	ТЕМА 5. МЕТОДИ АНАЛІЗУ І РОЗРАХУНКУ СТАТИЧНОЇ СТІЙКОСТІ.....	40
6.	ТЕМА 6. СТАТИЧНА СТІЙКІСТЬ РЕГУЛЬОВАНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ	50
7.	ТЕМА 7. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ РЕЖИМУ	63
8.	ТЕМА 8. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ РЕЗУЛЬТУЮЧОЇ СТІЙКОСТІ РЕЖИМУ	78
9.	ТЕМА 9. СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ВУЗЛІВ НАВАНТАЖЕННЯ ПРИ СИЛЬНИХ ЗБУРЕННЯХ	94
10.	ТЕМА 10. СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ВУЗЛІВ НАВАНТАЖЕННЯ ПРИ СЛАБКИХ ЗБУРЕННЯХ	103
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	115

ТЕМА 1

ЗАВДАННЯ АНАЛІЗУ ТА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНИХ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ

Новий розділ нашого курсу «Перехідні процеси в системах електропостачання» – «Електромеханічні перехідні процеси». Цей курс дозволяє вивчити фізичні процеси, що виникають в енергосистемі, методи їх розрахунку. Що, у свою чергу, дає можливість чіткіше уявити, як створюється структура систем електропостачання підприємства, вибір її елементів, як працює система управління, які засоби захисту застосовуються, як передбачати розвиток аварійних режимів в енергосистемі. Це базова частина курсу загальної підготовки для всіх, хто навчається за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

Зрозумівши фізичну сутність процесів, Ви зможете вирішувати складні завдання, з творчим інтересом звернутися до нашого підручника «**Перехідні процеси в системах електропостачання**», автори якого стали лауреатами Державної премії України в галузі науки і техніки.

Загальні положення

Дотримання необхідного режиму систем електропостачання – це обмежити зміни його параметрів з боку електроенергетичної системи та у вузлових точках споживання в таких обсягах, за яких **зберігається стійкість режиму**. Остання визначається здатністю енергосистеми відновлювати потрібний або близький до нього режим після будь-якого порушення під впливом різних збурень.

Для зміни режиму системи електропостачання заданого напрямку, в тому числі при аварійному стані елементів, треба **передбачати** характер перехідного процесу, **вибирати** способи управління та засоби протиаварійної автоматики. Наявність стійкості режиму системи електропостачання визначається аналізом і розрахунком перехідних електромеханічних процесів, беручи до уваги нормальний та післяаварійний усталений режими. При цьому враховують суттєві зміни режиму, характер і дію збурювальних впливів на стійкість режиму.

При аналізі і розрахунках перехідних процесів нерозривність виробництва, розподілу та споживання електроенергії вимагає зважати на причини та можливі наслідки розвитку аварійних режимів у взаємозв'язку електроенергетичної системи та системи електропостачання. Проблему стійкості режимів системи електропостачання слід вирішувати з урахуванням виникнення перехідних процесів у цій системі, які можуть стати джерелом небезпечних збурень під час нормальної роботи енергосистеми.

До збурювальних впливів на електроенергетичну систему, що виникають у системах електропостачання, належать короткі замикання у живильних лініях 110–220 кВ, розподільних мережах і електрообладнанні, раптові скиди навантаження при вимиканні потужних споживачів та накид реактивного навантаження після порушення стійкості роботи електродвигунів. У цих

випадках з'являються великі та різкі зміни споживаної потужності, що можуть порушувати стійкість роботи енергосистеми.

В електроенергетичній системі існують три види перехідних процесів.

Хвильові перехідні процеси обумовлені різними комунікаціями (як внутрішніми, так і зовнішніми), вмиканнями і перемикуваннями різних ліній, елементів систем електропостачання. Усе, що пов'язано з внутрішніми і зовнішніми перенапруженнями, описується хвильовими процесами. Ці процеси Ви вивчатимете в самостійному курсі.

Електромагнітні перехідні процеси Ви детально вивчали в першій частині курсу. Нагадаю, що електромагнітні перехідні процеси виникають внаслідок зміни запасів електромагнітної енергії в різних елементах системи передачі, розподілу та перетворення електричної енергії на шляху від джерела живлення (генератора або системи) до відповідного споживача. Усі ці елементи запасають електромагнітну енергію, якщо виникають нештатні процеси (збурення), що спричиняють появу електромагнітних перехідних процесів.

Ми детально розглянули ці процеси при накиді навантаження, пуску та самозапуску двигунів. Вивчили процеси при коротких замиканнях, форсуванні та знятті збудження. Знаємо, як і чому ці процеси виникають, коли йде підживлення аварійних елементів від систем різної потужності, у тому числі від синхронних і асинхронних двигунів або комплексного навантаження. Отримали необхідні навички вирішувати складні задачі по першій частині курсу.

Електромеханічні перехідні процеси виникають в результаті зміни запасів електромагнітної і механічної енергії в електроенергетичній системі при різних збуреннях (коротке замикання, переключення потужних приймачів). Ці процеси визначаються зміною швидкості та потужності генератора. Вказані параметри є визначальними для оцінки цих процесів. **Тривалість процесів перевершує в часі поширення в просторі фізичних параметрів, що описують ці процеси.** Йдеться про такі параметри, як напруга та струм. Тому вважають: **електромеханічні перехідні процеси протікають у системах із зосередженими параметрами.** Це є важливе припущення при аналізі електромеханічних перехідних процесів.

Електромеханічні процеси виникають при різних збуреннях в енергосистемі. Головні вимоги до електромеханічних процесів – це **здійсненність, стійкість і надійність.** Що це означає?

Якщо відбувається зміна параметрів системи та їх складових у різних межах, істотною є відповідь на питання: **буде стійким режим чи не буде при нових параметрах?** А також – чи можливий **новий усталений режим?** Для цього необхідно мати відповідний баланс потужності генератора, що має активну і реактивну складові, де існують активне та реактивне навантаження, втрати енергії (залежності **1.1-1.4**).

Баланс потужності генератора

$$P_G = P_n + \Delta P \quad (1.1)$$

$$Q_G = Q_n + \Delta Q \quad (1.2)$$

$$S_G = \sqrt{P_G^2 + Q_G^2} \quad (1.3)$$

при дії збурення

$$P_G = P_n + \Delta P + \frac{d(\Delta W_{el})}{dt} + \frac{d(\Delta W_{mex})}{dt} \quad (1.4)$$

Відповідь на питання "**стійкість і надійність**" означає: якщо буде новий режим, що встановився, то чи буде він досить надійний і стійкий, щоб забезпечити виконання відповідних вимог експлуатації системи електропостачання, відповідати вимогам споживача (якість і рівень передачі енергії, рівень напруги тощо).

Стійкими будуть режими, коли чинники, що прагнуть змінити цей режим, змінюються повільніше, діють послаблено, ніж ті чинники, що намагаються зберегти цей режим.

При вивченні цих процесів оцінюється, які чинники впливають на сталий режим енергосистеми, як оцінити критичні параметри, що дозволяють стверджувати: **режим буде стійким або режим не буде стійким**.

Головне у вивченні електромеханічних перехідних процесів – стійкість енергосистеми (генератора, групи генераторів).

Зазвичай при вивченні перехідних процесів вирішують **дві задачі**: 1) яким буде новий режим: **стійким або нестійким**; 2) як протікає перехідний процес: **швидко, повільно, плавно або коливально**. Аналіз та оцінка цих параметрів, залежностей їх змін при дії різних збурень дозволяють визначити граничні умови, що забезпечують збереження стійкості енергосистеми.

Електромеханічні перехідні процеси **виникають** в результаті: **саморозгойдування** генератора, **самозбудження** генератора, **змінах частоти** в енергосистемі, коли здійснюється **пуск і самозапуск** потужних двигунів, **вимикання** потужних ліній електропередачі, при **коротких замиканнях** в системі. Це сильні збурення, що існують в енергосистемі. Тут також можливі **самосинхронізація** та **ресинхронізація** генераторів, **несинхронне вимкнення** ліній електропередачі.

Збурені дії розподіляють на *малі (слабі)*, за яких відхилення параметрів режиму від їх номінальних значень **незначні**, і великі (сильні), що **суттєво змінюють** параметри нормального режиму електроенергетичної системи.

Розрізняють три групи перехідних електромеханічних процесів за ознаками:

- **малі відхилення потужності та невеликі зміни частоти** обертання ротора генератора;
- **великі відхилення потужності та малі зміни частоти** обертання ротора генератора;
- **значні відхилення потужності та великі зміни частоти** обертання ротора генератора.

До першої групи належать **нормальні перехідні процеси**, які виникають під час експлуатаційних режимів системи, обумовлених незначними змінами навантаження і реакцією **регулюючих і компенсуючих пристроїв**, при

вимкнанні чи вимкненні генераторів, трансформаторів, ліній електропередачі, навантаження та інших елементів системи електропостачання. Це – малі збурення, що не викликають зростаючих змін параметрів від нормального режиму. Відновлення початкового або близького до нього режиму після дії малих збурень **означає статичну стійкість режиму** енергосистеми.

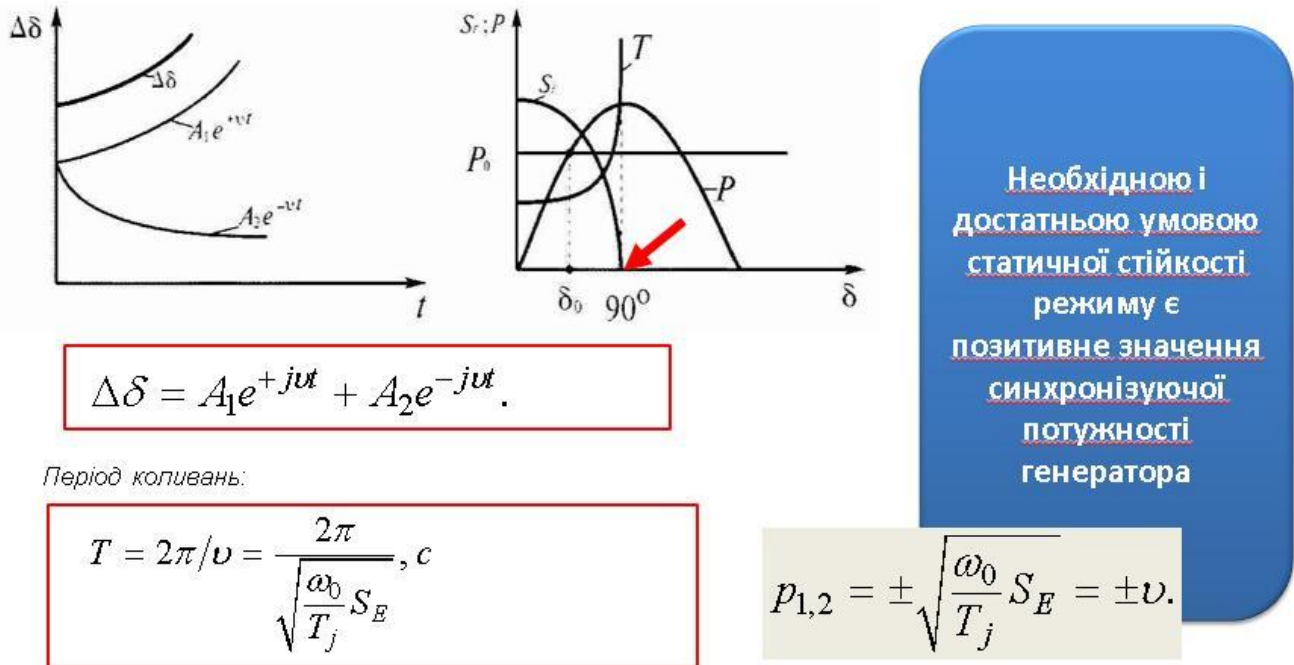


Рис. 1.1. Умови статичної стійкості режиму енергосистеми

Дослідження і розрахунки перехідних процесів **другої групи** дають умови збереження режиму при **великих збуреннях**, що виникають внаслідок різких та істотних змін в системі електропостачання із значними відхиленнями параметрів від нормального режиму:

- короткі замикання та наступні їх вимкнання;
- зміни схеми з'єднання елементів системи в результаті вимкнань агрегатів і ліній електропередачі зі значними навантаженнями;
- вмкнання лінії електропередачі з великою зарядною потужністю;
- вмкнання генераторів під дією самосинхронізації.

Відновлення початкового стану системи після великого збурення або стану, допустимого за параметрами режиму для її експлуатації, означає **динамічну стійкість режиму** енергосистеми.

Трифазне коротке замикання
Динамічну стійкість забезпечено

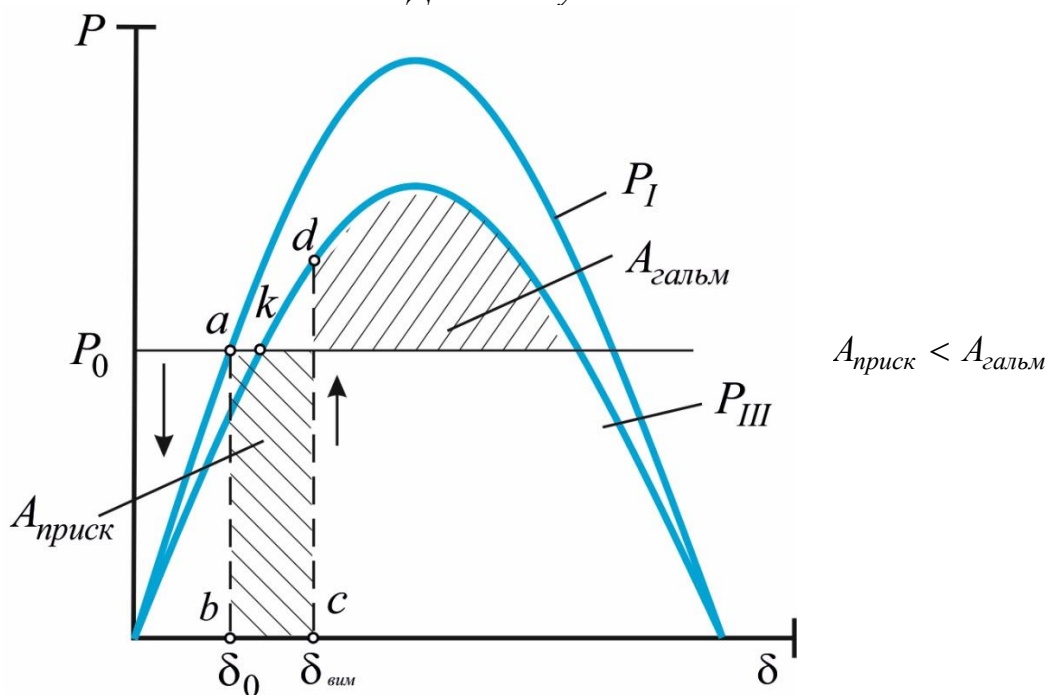


Рис. 1.2. Умова динамічної стійкості режиму енергосистеми

Дослідження перехідних процесів **третьої групи** визначають можливість поновлення режиму після порушення стану синхронної роботи її окремих елементів або всієї системи через велике збурення. Здатність системи відновлювати початковий режим після порушення синхронної роботи і допустимого (короткочасного) за умовами експлуатації асинхронного режиму розглядають як **результуючу стійкість режиму енергосистеми**.

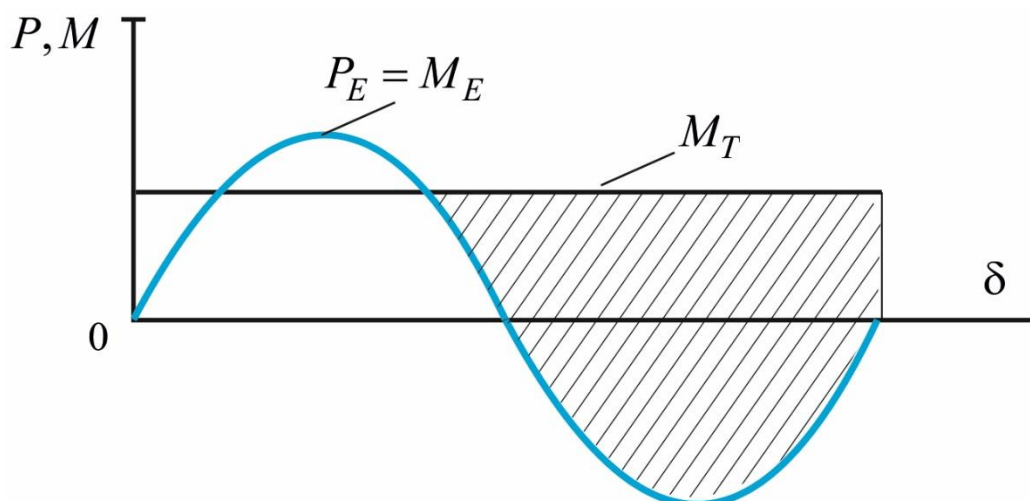


Рис. 1.3. Розвиток асинхронного режиму генератора

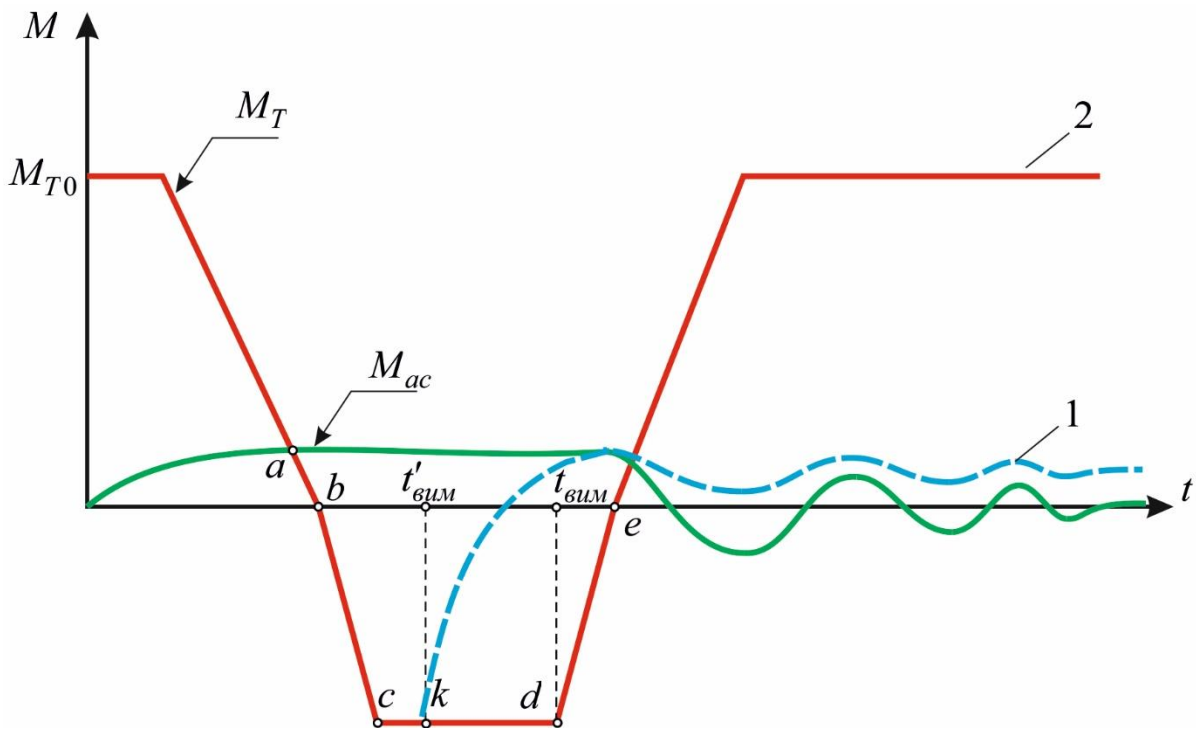


Рис. 1.4. Зміна моменту генератора у часі

В інженерних розрахунках перехідних електромеханічних процесів використовують низку припущень, якими з допустимою для практики похибкою (до 10 %) спрощують їх аналіз або розрахунок. Вважають:

- **перехідні процеси** перебігають при невеликих відхиленнях частоти обертання синхронних машин (2...3 % синхронної частоти);
- **напруга і струм** генератора, а також струм збудження у разі зміни режиму змінюються миттєво;
- **зміни режиму** систем електропостачання можна відобразити в схемі заміщення шляхом введення нових значень електрорушійної сили генераторів, потужності, власних і взаємних опорів;
- **несиметричні режими** за допомогою комплексної системи заміщення можна звести до симетричних, допускаючи, що зміни руху ротора генератора викликані лише моментами, створеними струмами прямої послідовності;
- **зміни опорів** генераторів і трансформаторів, обумовлені насиченням сталі, можна не враховувати або робити це наближено зменшенням значення опору схеми заміщення до $(0,6...0,8)x_d'$.

При експлуатації систем електропостачання відбуваються короточасні порушення електропостачання споживачів, що суттєво впливає на технологічні процеси виробництва. Внаслідок цього виникають перехідні електромеханічні процеси, характер і тривалість яких не дають змоги запобігти порушенням безперервності технологічних процесів та економічним збиткам. Неодмінний результат такого перебігу перехідних процесів – **значне зниження** або **тимчасове зникнення напруги** у споживачів, що тягне за собою ще й низку негативних явищ у системі електропостачання.

Для запобігання негативних наслідків, обумовлених короткочасними перервами електропостачання, необхідно аналізувати перехідні процеси для розрахунку стійкості режиму вузлів навантажень і розробки протиаварійних заходів в електроенергетичній системі та системі електропостачання підприємств.

Припущення при аналізі процесів

Застосовуються припущення, що дозволяють аналізувати досить складні перехідні процеси в нелінійних ланцюгах енергосистеми. Нелінійність цих ланцюгів пояснюється наступними причинами.

Перша причина: усі *параметри системи* (активні й індуктивні опори, характеристики намагнічення та взаємоіндуктивності), *нелінійно залежать від параметрів режиму* (потужність, струм, напруга, частота). Ця залежність по-різному проявляється з урахуванням задач проектування та дослідження, вимог до оцінки процесів та їх розрахунку. У певних задачах вона не враховується.

Друга причина: усі *параметри системи нелінійно залежать* від характеру *співвідношень між параметрами режиму*. Тобто параметри режиму знаходяться в нелінійному зв'язку між собою. Так, електрорушійна сила генератора, напруга приймаючої системи та активна потужність генератора пов'язані між собою синусоїдальною залежністю.

У подальшому, вивчаючи розділи розрахунку перехідних процесів, з урахуванням дії засобів автоматичного регулювання збудження та частоти оцінюється точність рішень, визначаються види та рівень припущень для **отримання інженерних моделей оцінки та прогнозування цих процесів.**

Припущення про лінійність процесів і відповідних розрахунків фізично означає: **характер процесів не залежить від їх інтенсивності.** Це важливий висновок для визначення інженерних рішень.

Глосарій

Стійкість режиму системи

Електромеханічні перехідні процеси

Головні вимоги до електромеханічних перехідних процесів

Відновлення початкового режиму

Припущення про лінійність процесів

Вимоги до сталих і перехідних режимів

Стійкість електричної системи

Допущення лінійності

ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ

1. Дотримання необхідного режиму систем електропостачання – це обмежити зміни його параметрів з боку електроенергетичної системи та у вузлових точках споживання в таких обсягах, за яких зберігається стійкість режиму.

2. Наявність стійкості режиму системи електропостачання визначається аналізом і розрахунком перехідних електромеханічних процесів, беручи до уваги нормальний та післяаварійний усталений режими.

3. При аналізі і розрахунках перехідних процесів нерозривність виробництва, розподілу та споживання електроенергії вимагає зважати на причини та можливі наслідки розвитку аварійних режимів.

4. Електромеханічні перехідні процеси виникають в результаті зміни запасів електромагнітної і механічної енергії в електроенергетичній системі при різних збуреннях (коротке замикання, переключення потужних приймачів).

5. Тривалість процесів перевершує в часі поширення в просторі фізичних параметрів, що описують ці процеси. Електромеханічні перехідні процеси протікають у системах із зосередженими параметрами.

6. Головні вимоги до електромеханічних процесів – це здійсненність, стійкість і надійність.

7. Якщо відбувається зміна параметрів системи та їх складових у різних межах, істотною є відповідь на питання: буде стійким режим чи не буде при нових параметрах? А також – чи можливий новий усталений режим?

8. Якщо буде новий режим, то чи буде він досить надійний і стійкий, щоб забезпечити виконання відповідних вимог експлуатації системи електропостачання, відповідати вимогам споживача.

9. Стійкими будуть режими, коли чинники, що прагнуть змінити цей режим, змінюються повільніше, діють послаблено, ніж ті чинники, що намагаються зберегти цей режим.

10. При вивченні процесів оцінюється, які чинники впливають на сталий режим енергосистеми, як оцінити критичні параметри, що дозволяють стверджувати: режим буде стійким або режим не буде стійким.

11. Головне у вивченні електромеханічних перехідних процесів – стійкість енергосистеми (генератора, групи генераторів).

12. При вивченні перехідних процесів вирішують дві задачі: 1) яким буде новий режим: стійким або нестійким; 2) як протікає перехідний процес: швидко, повільно, плавно або коливально. Аналіз та оцінка параметрів, залежностей їх змін при дії різних збурень дозволяють визначити граничні умови, що забезпечують збереження стійкості енергосистеми.

13. Збурені дії розподіляють на малі (слабі), за яких відхилення параметрів режиму від їх номінальних значень незначні, і великі (сильні), що суттєво змінюють параметри нормального режиму електроенергетичної системи.

14. Відновлення початкового або близького до нього режиму після дії малих збурень означає статичну стійкість режиму енергосистеми.

15. Відновлення початкового стану системи після великого збурення або стану, допустимого за параметрами режиму для її експлуатації, означає динамічну стійкість режиму енергосистеми.

16. Здатність системи відновлювати початковий режим після порушення синхронної роботи і допустимого (короткочасного) за умовами експлуатації асинхронного режиму розглядають як результуючу стійкість режиму енергосистеми.

17. В інженерних розрахунках перехідних електромеханічних процесів використовують низку припущень, якими з допустимою для практики похибкою (до 10 %) спрощують їх аналіз або розрахунок.

18. При експлуатації систем електропостачання відбуваються короткочасні порушення електропостачання споживачів, що суттєво впливає на технологічні процеси виробництва.

19. Неодмінний результат перебігу перехідних процесів – значне зниження або тимчасове зникнення напруги у споживачів, що тягне за собою ще й низку негативних явищ у системі електропостачання.

20. Для запобігання негативних наслідків, обумовлених короткочасними перервами електропостачання, необхідно аналізувати перехідні процеси для розрахунку стійкості режиму вузлів навантажень і розробки протиаварійних заходів в електроенергетичній системі та системі електропостачання підприємств.

21. Параметри системи (активні й індуктивні опори, характеристики намагнічення та взаємоіндуктивності), нелінійно залежать від параметрів режиму.

22. Параметри системи нелінійно залежать від характеру співвідношень між параметрами режиму, що знаходяться в нелінійному зв'язку між собою.

23. Вивчаючи розділи розрахунку перехідних процесів, з урахуванням дії засобів автоматичного регулювання збудження та частоти оцінюється точність рішень, визначаються види та рівень припущень для отримання інженерних моделей оцінки та прогнозування цих процесів.

24. Припущення про лінійність процесів і відповідних розрахунків фізично означає: характер процесів не залежить від їх інтенсивності. Це важливий висновок для визначення інженерних рішень.

Тестові питання по темі 1

1. Причини виникнення електромеханічних перехідних процесів?
2. Які параметри змінюються і що є визначальним у вивченні електромеханічних перехідних процесів?
3. Як діють збурення в енергосистемі?
4. Як оцінити різні види стійкості режиму енергосистеми?
5. Які припущення приймаються при аналізі електромеханічних перехідних процесів?
6. Які задачі вирішуються при розрахунку перехідних процесів?
7. Яка фізична суть припущення про лінійність процесів?

ТЕМА 2

СТАТИЧНА СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Загальні положення

Фізична оцінка механізму порушення стійкості може здійснюватися на основі енергетичного або силового підходу. При енергетичному підході умови стійкості визначаються теоремою Діріхле, за якою система буде стійкою, якщо потенціальна енергія консервативної системи у стані рівноваги має мінімум. При силовому підході стійкість системи встановлюється за умови: у стані рівноваги сума прикладених до тіла сил повинна дорівнювати нулю. У разі відхилення тіла від стану рівноваги з'являється сила, що прагне повернути його у попереднє положення.

Подамо трактування усталеного режиму енергосистеми (системи електропостачання) стосовно *енергетичного підходу*. Між енергією джерела W_G , яка надходить у систему, та енергією W , витраченою на навантаження і покриття втрат, – баланс $W_G = W$. За будь-якого слабого збурення, що виявляється під час зміни параметра режиму Π на $\Delta\Pi$, цей баланс порушується. Оскільки $W_G = f_1(\Pi)$; $W = f_2(\Pi)$ джерело збільшує генерацію енергії на ΔW_G і спостерігається зміна витрат енергії у системі на ΔW . Коли у системі наявні такі властивості, що енергія після дії збурення витрачається інтенсивніше, ніж надходить від зовнішнього джерела. Новий режим у результаті збурення не буде забезпечений відповідним запасом енергії. Тому повинен відновитися попередній *усталений* або близький до нього режим – **система статично стійка**.

За такого трактування умовою збереження стійкості системи (критерій стійкості) слугує співвідношення $\Delta W / \Delta\Pi > \Delta W_G / \Delta\Pi$ або у диференціальній формі $d(W_G - W) / d\Pi < 0$.

Статична стійкість режиму енергосистеми – це здатність системи самостійно відновлювати або зберігати синхронний режим роботи генератора (генераторів) після дії малого збурення. Малі збурення – це коливання (невеликі зміни) навантаження або частоти.

Розрахунок параметрів

Розглянемо найпростішу схему системи електропостачання (рис.2.1), в якій генератор працює через трансформатор і лінію електропередачі на шини незмінної напруги (шини приймаючої системи). Потужність такої системи настільки велика, що напругу на її шинах можна вважати незмінною за амплітудою та фазою при будь-якому стані режиму.

Для вивчення й оцінки процесів отримуємо схеми заміщення, поступово їх перетворюючи (рис.2.2.). Вони містять елементи схеми електропостачання: генератор, трансформатори, дві лінії електропередачі.

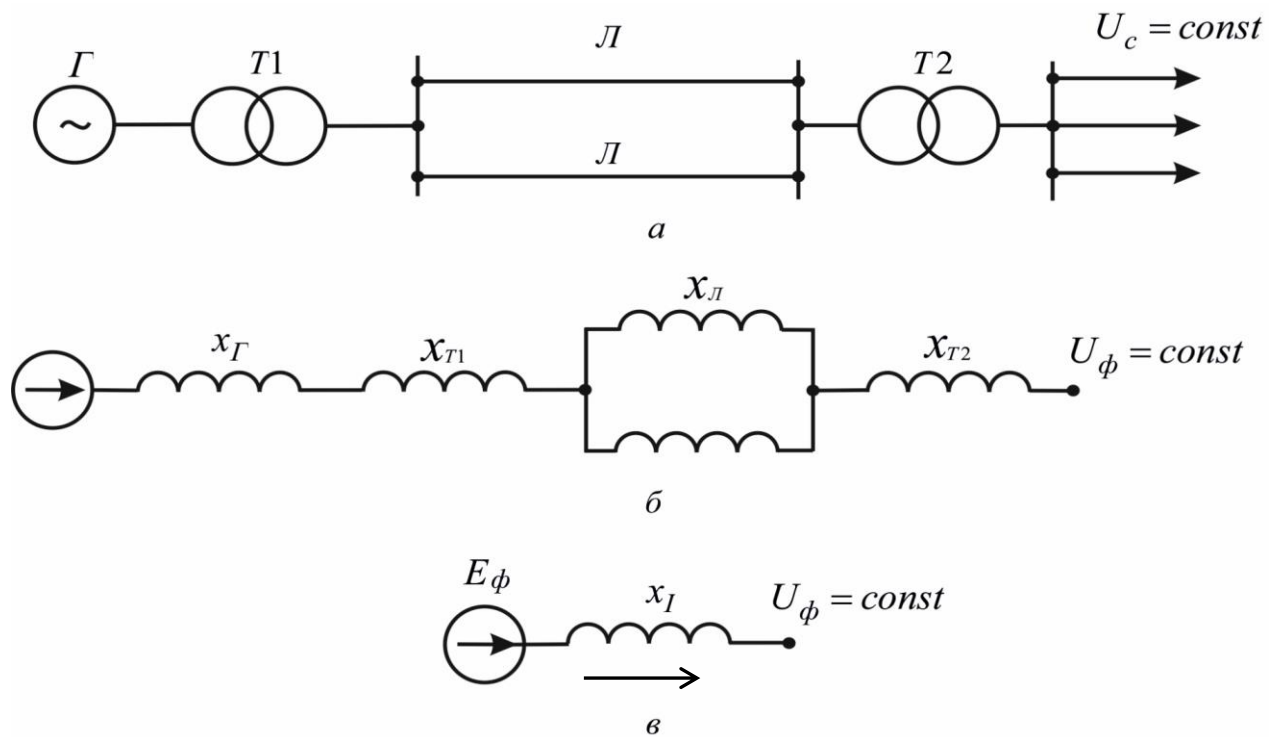


Рис. 2.1. Розрахункова схема (а) та схеми заміщення (б-в)

На схемах представлено: синхронну фазну електрорушійну силу генератора E_ϕ та фазне значення напруги U_ϕ приймаючої системи. В підсумку маємо результуючий опір x_l схеми заміщення (розглядаються лінії з напругою понад один кіловат, де переважає індуктивний опір). Елементи схеми заміщення з'єднані послідовно-паралельно. Енергія (активна потужність) передається від генератора до приймаючої системи.

При аналізі зручно користуватися кутовою характеристикою генератора $P = f(\delta)$, де P – електромагнітна потужність генератора; δ – кут зсуву за фазою між синхронною електрорушійною силою генератора E_ϕ і напругою на шинах приймальної системи U_ϕ .

Векторна діаграма, що відповідає нормальному режиму роботи генератора представлена на рис. 2.2. Тут зображено: вектори синхронної фазної електрорушійної сили генератора E_ϕ , та фазної напруги приймаючої системи U_ϕ , фазний струм лінії (споживача) I_ϕ , кут φ між фазними значеннями струму і напруги, обумовлений індуктивністю лінії. Наявність цієї індуктивності визначає кут δ . Вектор електрорушійної сили генератора випереджає вектор напруги приймаючої сторони на кут δ . Прийнято напрям руху векторів – проти годинникової стрілки.

На основі отриманого падіння напруги здійснено відповідне перетворення, щоб визначити відрізок ac і вийти на залежність 2.1, що визначає зв'язок електрорушійної сили і напруги приймаючої системи, яка називається **кутовою характеристикою генератора**. Це – залежність 2.2 електромагнітної потужності генератора при змінах кута δ .

Після перетворень лівої і правої частин рівняння 2.2 маємо: ліва частина залежності 2.2 представляє електромагнітну потужність трьох фаз передачі енергії (**активна потужність генератора**). Якщо перейти від фазних до лінійних

значень параметрів електрорушійної сили і напруги, отримаємо **кутову характеристику генератора (залежність 2.3)**.

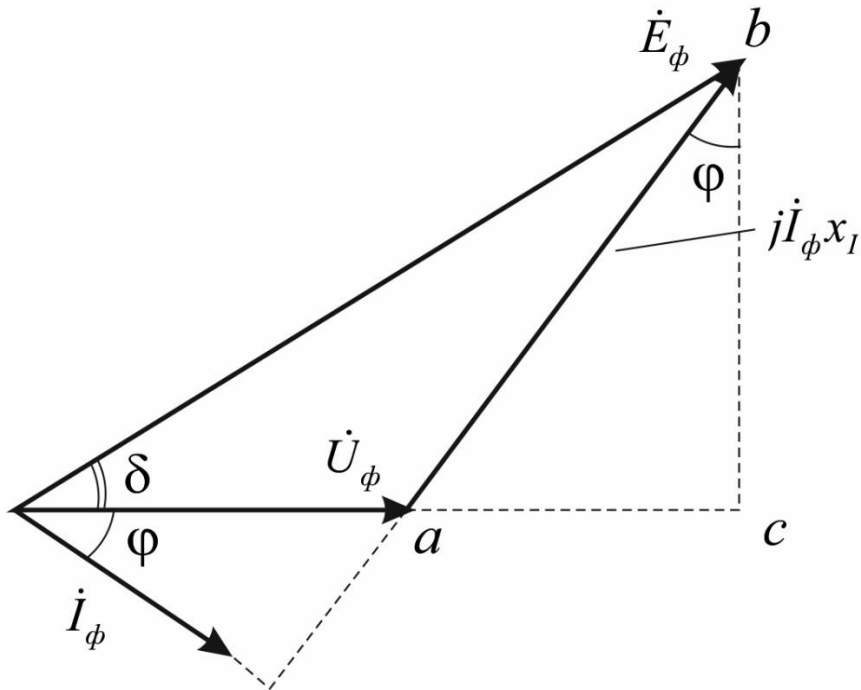


Рис. 2.2. Векторна діаграма

Розрахунок параметрів:

$$E_{\phi} \sin \delta = I_{\phi} x_I \cos \varphi \quad (2.1)$$

$$\frac{3U_{\phi}}{x_I} E_{\phi} \sin \delta = \frac{3U_{\phi}}{x_I} I_{\phi} x_I \cos \varphi \quad (2.2)$$

$$P = \frac{EU}{x_I} \sin \delta \quad (2.3)$$

Фізика процесів

З кутової характеристики, слідує: щоб передати енергію (активну потужність) генератора через індуктивний опір, необхідно, щоб електрорушійна сила генератора обов'язково випереджала напругу приймаючої сторони на кут δ (рис. 2.3). Це **визначальна умова роботи** генератора.

При незмінних значеннях електрорушійної сили генератора E і напруги U на шинах приймаючої системи зміна потужності P , що передається, залежить лише від зміни кута δ .

Магнітний потік генератора формує електрорушійну силу генератора, що відстає на 90° , і, природно, магнітний потік приймаючої системи (це так званий еквівалентний ротор приймаючої системи) формує напругу приймаючої системи (рис. 2.4). Напрямок обертання векторів вказано. Відповідно **кут розбіжності δ** буде між фазними значеннями електрорушійної сили і напруги. Він залежить від дії збурення. Залежно від цих дій буде й переміщення цього кута (обидва вектори або зближуються, або відходять один від одного). Відповідно, змінюється й

електромагнітна потужність генератора. У цьому і полягає **фізичний сенс** кутової характеристики.

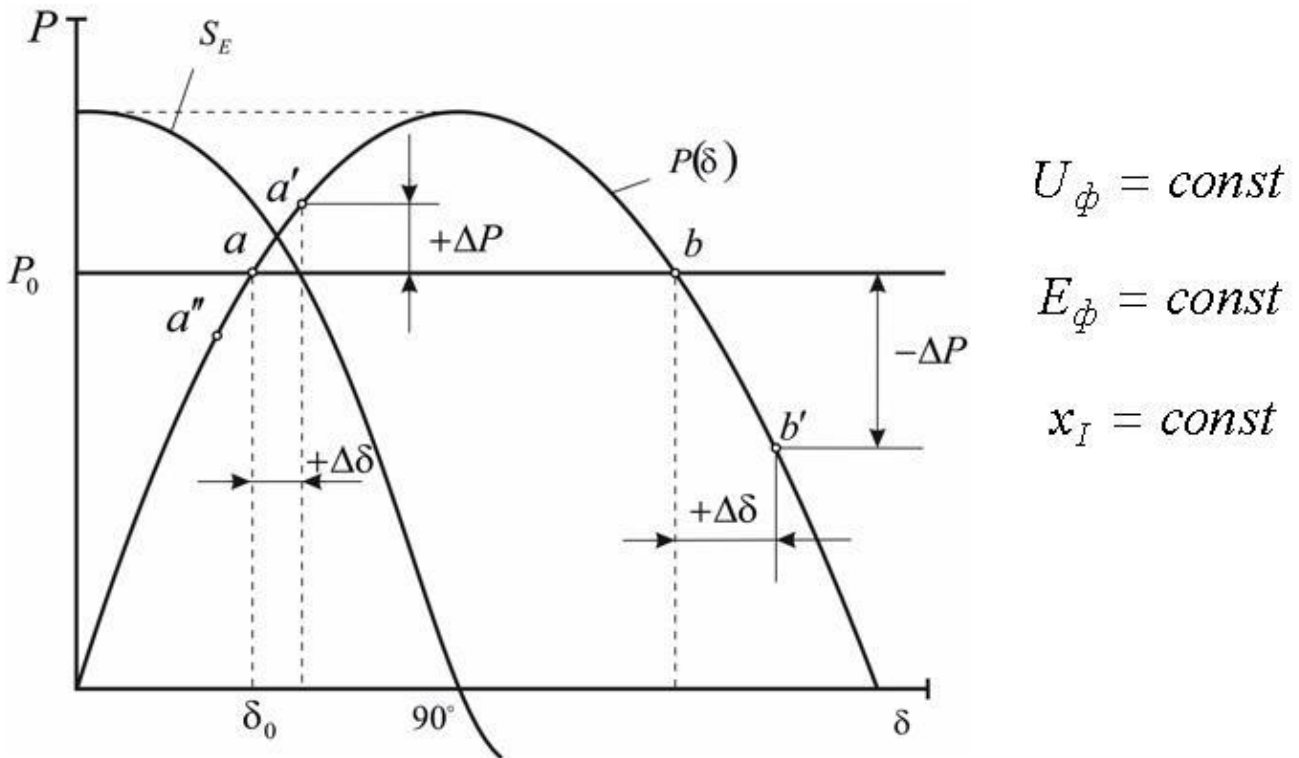


Рис. 2.3. Кутова характеристика та синхронізуюча потужність генератора

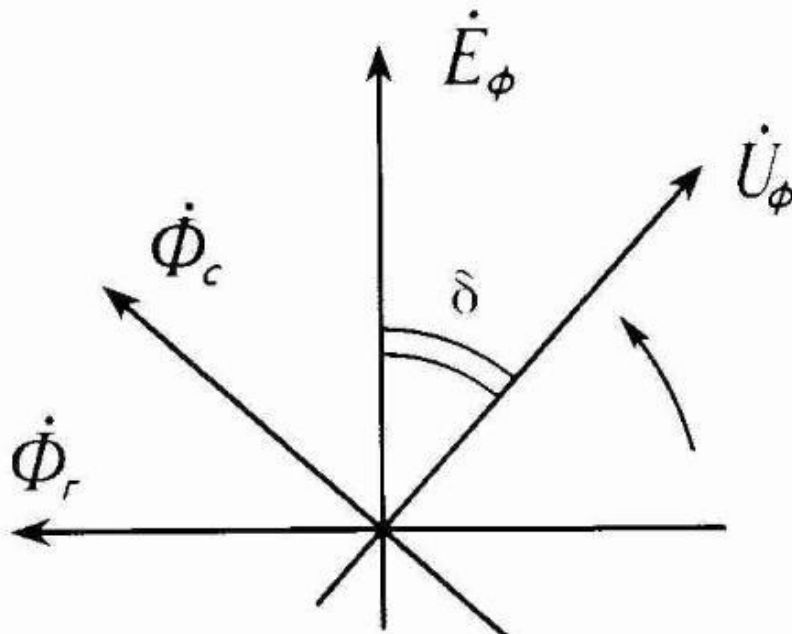


Рис. 2.4. Векторна діаграма

Віддана генератором у мережу потужність керується також дією турбіни. В усталеному режимі потужність турбіни врівноважується потужністю генератора, який працює з незмінною частотою обертання. По мірі відкриття регулюючих органів потужність турбіни зростає, після чого **рівновага** обертального та гальмуючого моментів турбіни і генератора **порушується**, що

викликає *прискорене обертання* ротора генератора. Під час прискорення ротора генератора вектор електрорушійної сили \dot{E} переміщується відносно вектору напруги приймаючої системи \dot{U} . Пов'язане з цим збільшення кута δ доти підвищує потужність генератора, поки вона знову не зрівноважить збільшену потужність турбіни. Оскільки залежність $P = f(\delta)$ має синусоїдний характер, зі збільшенням кута потужність спочатку зростає, а потім, досягши найбільшого значення, починає спадати.

При заданих значеннях електрорушійної сили генератора \dot{E} і напруги \dot{U} найбільше значення потужності, яка передається, називають *ідеальною межею потужності*:

$$P_{\max} = \frac{EU}{x_c} \quad (2.4)$$

Це досягається, коли кут сягає 90° і напруга приймаючої системи буде *незмінною*. Якщо *напруга змінюється* (невелика потужність приймаючої системи), максимально можливе значення передаваної потужності називають *реальною межею потужності*. Звичайно, ідеальна межа потужності *буде значно більшою*, ніж реальна межа потужності.

В усталеному режимі роботи системи електропостачання потужність турбіни дорівнює потужності генератора P (синхронна робота генератора). При цьому значенню потужності турбіни P_0 відповідають дві *точки рівноваги* на кутовій характеристиці потужності генератора (рис. 2.3) і, відповідно, два значення кута (δ_a та δ_b). Стійкий режим роботи, проте, можливий лише у точці a , у чому легко переконатися, розглянувши характер руху ротора генератора при невеликому відхиленні від точок рівноваги.

Припустимо, що внаслідок малого збурення кут із значенням δ_a збільшився на $+\Delta\delta_a$. Цьому відповідає перехід робочої точки на кутовій характеристиці з a в a' і збільшення потужності, відданої генератором, на $+\Delta P_a$ (для *позитивного прирощення кута* характерне *позитивне прирощення потужності*).

Внаслідок збільшення значення потужності генератора при незмінній потужності турбіни рівновага обертального і гальмуючого моментів турбіни та генератора *порушується*. На валу агрегату виникає *результуючий гальмуючий* момент. Під його впливом ротор генератора розпочинає *уповільнюватися*, що обумовлює переміщення вектору електрорушійної сили генератора \dot{E} у бік зменшення кута δ . Із зменшенням цього кута попередній режим у точці a відновлюється. Такий режим в енергосистемі є *стійким*. Такого ж висновку можна дійти і при негативному прирощенні кута $-\Delta\delta_a$ у точці a .

У точці b (рис. 2.3) **позитивному прирощенню** кута $+\Delta\delta_b$ відповідає **негативне прирощення потужності** генератора $-\Delta P_b$. Зменшення потужності генератора викликає результуючий **прискорюючий** момент, прикладений до ротора і під впливом якого кут δ зростає. Із збільшенням останнього віддана генератором потужність продовжує падати, що обумовлює **подальше зростання** кута δ і т.д. Процес прогресує і **генератор випадає із синхронізму**, тобто **стан режиму** в точці b є **нестійкий**.

Потужність турбіни P_0 при можливих режимах в точках a або b не залежить від кута (відсутнє регулювання впуску енергоносія – пари або води). Але можливі режими, коли потужність турбіни має значення, що наближається до межі передаваної потужності генератора. Це **критичний режим**, що без дії засобів регулювання збудження генератора **порушує статичну стійкість системи**.

Значення потужності і моменту, до речі, чисельно рівні, коли вивчаються характеристики і зміна параметрів режиму у **відносних одиницях**.

Рух робочих точок a' і a'' супроводжується **малими відхиленнями** потужності генератора і кута. Тому **синхронний режим роботи** генератора не порушується, а навпаки – **зберігається**. Це означає, що в цьому режимі **статична стійкість забезпечується**.

Стан режиму системи в точці a і будь-якій іншій точці на **зростаючій частині** кутової характеристики потужності **стійкий**, а той, що відповідає **точкам спадної частини** кутової характеристики, – **нестійкий**. Цим і обумовлюється критерій статичної стійкості на проміжку $\Delta P / \Delta \delta > 0$ або у точці:

$$\frac{\Delta P}{\Delta \delta} > 0 \text{ або } \frac{dP}{d\delta} > 0. \quad (2.5)$$

Статична стійкість забезпечена, якщо прирощення кута і відданої генератором потужності – з одним і тим же знаком.

Похідну $\Delta P / \Delta \delta = S_E$ називають **синхронізуючою потужністю**. Її знак може слугувати **критерієм статичної стійкості**:

$$\frac{dP}{d\delta} = S_E > 0 \quad (2.6)$$

Синхронізуюча потужність визначається за виразом (АРЗ відсутнє):

$$S_E = \frac{dP}{d\delta} = \frac{EU}{x_I} \cos \delta \quad (2.7)$$

При $\delta < 90^\circ$ **синхронізуюча потужність позитивна, стійкий стан режиму роботи системи забезпечений**. Кількісно статична стійкість характеризується коефіцієнтом запасу:

$$k_{z,p} = (P_{max} - P_0) / P_0. \quad (2.8)$$

Отже, якщо синхронізуюча потужність позитивна, то критерій статичної стійкості генератора завжди забезпечено. За умов можливого руху робочої точки в зоні до 90^0 гарантовано зберігається статична стійкість після дії малих збурень. Фізику процесів, характерних для оцінки статичної стійкості енергосистеми (генератора), розглянуто при **значній потужності** приймаючої системи. Тому напруга приймаючої системи – **незмінна** (при незмінній фазній синхронній електрорушійній силі генератора і незмінному опорі).

Складнішим є процес утримання робочої точки та її повернення в рівновагу (рівність потужностей турбіни і генератора) в **зоні за 90^0** (рис. 2.5).

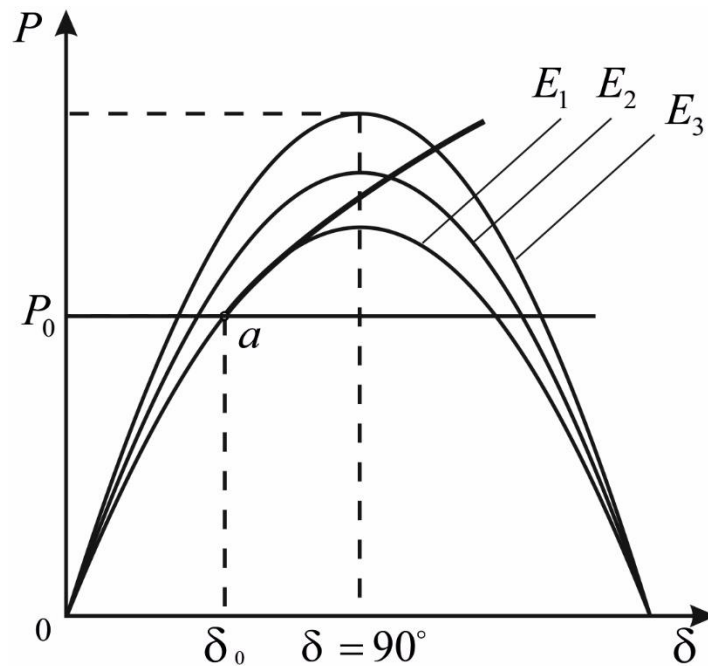


Рис. 2.5. Кутові характеристики генератора при дії АРЗ

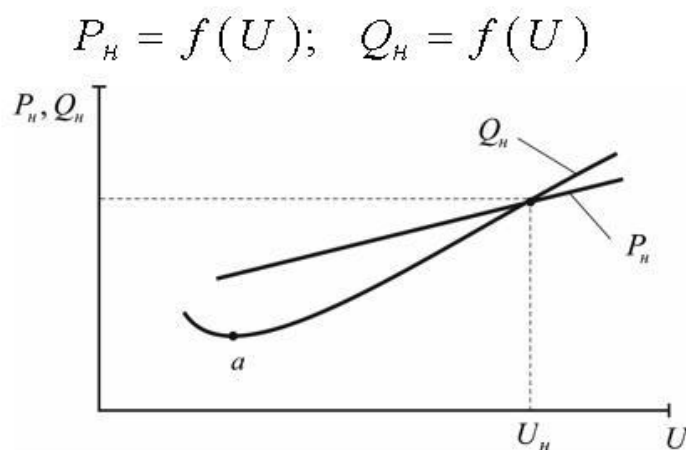
Якщо діє автоматичне регулювання збудження (змінюється електрорушійна сила генератора), з'являється серія кутових характеристик генератора. При цьому зростає максимальна потужність генератора.

На (рис. 2.5) зображено можливу траєкторію руху робочої точки при дії автоматичного регулювання збудження генератора. Запас енергії гальмування генератора також зростає, що примушує робочу точку повернутися в точку a , де зберігається синхронний режим роботи. Поступово зменшується збудження генератора, здійснюється перехід від однієї характеристики до іншої (на характеристику, що була до дії збурення).

Використання засобів регулювання збудження синхронної машини дозволяє найефективніше використати потужність генератора (гранична потужність практично знаходиться на рівні потужності турбіни). Можливі порушення, що виникають в результаті дії малих збурень, компенсуються за рахунок зростання збудження. Зона за 90^0 називається **зоною штучної**

стійкості. У зоні за 90^0 статична стійкість може бути забезпечена лише за допомогою засобів автоматичного регулювання збудження (АРЗ).

На статичну стійкість генератора впливає навантаження. На рис. 2.6. представлено залежності активної та реактивної потужностей навантаження при зміні напруги (**статичні характеристики навантаження**). Зростання споживання реактивної потужності (зона *a* характеристики), що обумовлено підвищенням ковзанням асинхронних двигунів, коли існує дефіцит реактивної потужності в системі, викликає швидке зменшення напруги та порушення стійкості асинхронних двигунів. Так, порушення стійкості вузла навантаження обумовлює порушення стійкості режиму енергосистеми. Детально ці процеси ми будемо вивчати в наступних темах.



Регулюючий ефект навантаження оцінюється значеннями:

$$\frac{dP_H}{dU} \quad \text{та} \quad \frac{dQ_H}{dU}$$

Рис. 2.6. Статичні характеристики навантаження

Чим більший нахил статичної характеристики, тим більший **регулюючий ефект** навантаження, що сприяє збереженню статичної стійкості. Таким чином зростає **вірогідність збереження** статичної стійкості генератора.

ГЛОСАРІЙ

Умови стійкості

Статична стійкість режиму енергосистеми

Вектор електрорушійної сили

Кут розбіжності δ

Усталений режим

Ідеальна межа потужності

Реальна межа потужності

Зона штучної стійкості

Порушення стійкості вузла навантаження

Регулюючий ефект навантаження

ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ

1. При енергетичному підході умови стійкості визначаються теоремою Діріхле, за якою система буде стійкою, якщо потенціальна енергія консервативної системи у стані рівноваги має мінімум.

2. Статична стійкість режиму енергосистеми – це здатність системи самостійно відновлювати або зберігати синхронний режим роботи генератора (генераторів) після дії малого збурення.

3. Вектор електрорушійної сили генератора випереджає вектор напруги приймаючої сторони на кут δ .

4. Щоб передати енергію (активну потужність) генератора через індуктивний опір, необхідно, щоб електрорушійна сила генератора обов'язково випереджала напругу приймаючої сторони на кут δ .

5. При незмінних значеннях електрорушійної сили генератора E і напруги U на шинах приймаючої системи зміна потужності P , що передається, залежить лише від зміни кута δ .

6. Кут розбіжності δ буде між фазними значеннями електрорушійної сили і напруги. Він залежить від дії збурення. Відповідно, змінюється й електромагнітна потужність генератора.

7. В усталеному режимі потужність турбіни врівноважується потужністю генератора.

8. Під час прискорення ротора генератора вектор електрорушійної сили \dot{E} переміщується відносно вектору напруги приймаючої системи \dot{U}

9. Зі збільшенням кута потужність спочатку зростає, а потім, досягши найбільшого значення, починає спадати.

10. При заданих значеннях електрорушійної сили генератора \dot{E} і напруги \dot{U} найбільше значення потужності, яка передається, називають ідеальною межею потужності.

11. Якщо напруга змінюється (невелика потужність приймаючої системи), максимально можливе значення передаваної потужності називають реальною межею потужності. Ідеальна межа потужності буде значно більшою, ніж реальна межа потужності.

12. В усталеному режимі роботи системи електропостачання потужність турбіни дорівнює потужності генератора P (синхронна робота генератора).

13. Використання засобів регулювання збудження синхронної машини дозволяє найефективніше використати потужність генератора. Можливі порушення, що виникають в результаті дії малих збурень, компенсуються за рахунок зростання збудження. Зона за 90° називається зоною штучної стійкості. У зоні за 90° статична стійкість може бути забезпечена лише за допомогою засобів автоматичного регулювання збудження.

14. Порушення стійкості вузла навантаження обумовлює порушення стійкості режиму енергосистеми.

15. Чим більший нахил статичної характеристики, тим більший регулюючий ефект навантаження, що сприяє збереженню статичної стійкості.

Тестові питання по темі 2

1. Описати векторну діаграму для можливої схеми електропостачання.
2. Чому вектор електрорушійної сили генератора випереджає вектор напруги?
3. Як формується кутлова характеристика генератора?
4. Який розрахунок параметрів схеми?
5. За яких умов генератор виконує свою функцію?
6. Яка роль турбіни?
7. Умови збереження статичної стійкості генератора.
8. Як визначається критерій статичної стійкості генератора?
9. Що означає синхронізуюча потужність генератора?
10. За яких умов зберігається статична стійкість в зоні за 90^0 ?
11. Як впливає навантаження на збереження статичної стійкості генератора?

ТЕМА 3

ДИНАМІЧНА СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Загальні положення

Збурення, які виникають у сучасній енергосистемі (системі електропостачання), швидко розвиваються і мають значні навантаження на систему. Ці збурення можуть бути достатньо сильними. Інколи вони є критичними для існування енергосистеми, залежно від тих заходів і умов, в яких вони виникають, і які засоби діють для того, щоб забезпечити відповідну надійність і безпеку енергосистеми.

Сильними збуреннями є коротке замикання і відключення потужних приймачів енергії, якими є лінії електропередачі. **Динамічна стійкість** – це здатність системи самостійно, без втручання *обслуговуючого* персоналу, поновлювати або зберігати синхронний режим роботи енергосистеми, режим паралельної роботи навантаження і генераторів станцій. Якщо такий процес існує, **динамічна стійкість забезпечується**.

Для того щоб зрозуміти такі режими енергосистеми, звернемося до відповідних слайдів.

Режими роботи генератора

Залежно від режиму роботи приймачів електричної енергії виникають відповідні збурення, серед них найбільш важкими для енергосистеми є **відключення** потужних приймачів енергії, експлуатаційні переключення, відключення засобами захисту окремих елементів системи через короткі замикання.

Звертаємося до схеми електропостачання. **Найпростіша** – це схема, що містить генератор, трансформатор, який підвищує напругу, дві лінії електропередачі, трансформатор, що знижує напругу, шини приймаючої системи (рис. 3.1). **Потужність цієї системи** значна порівняно з лінією

електропередачі, генеруючими та *трансформуючими* засобами. Тому при всіх збуреннях в системі напруга по фазі та значенню на шинах приймаючої системи залишається незмінною.

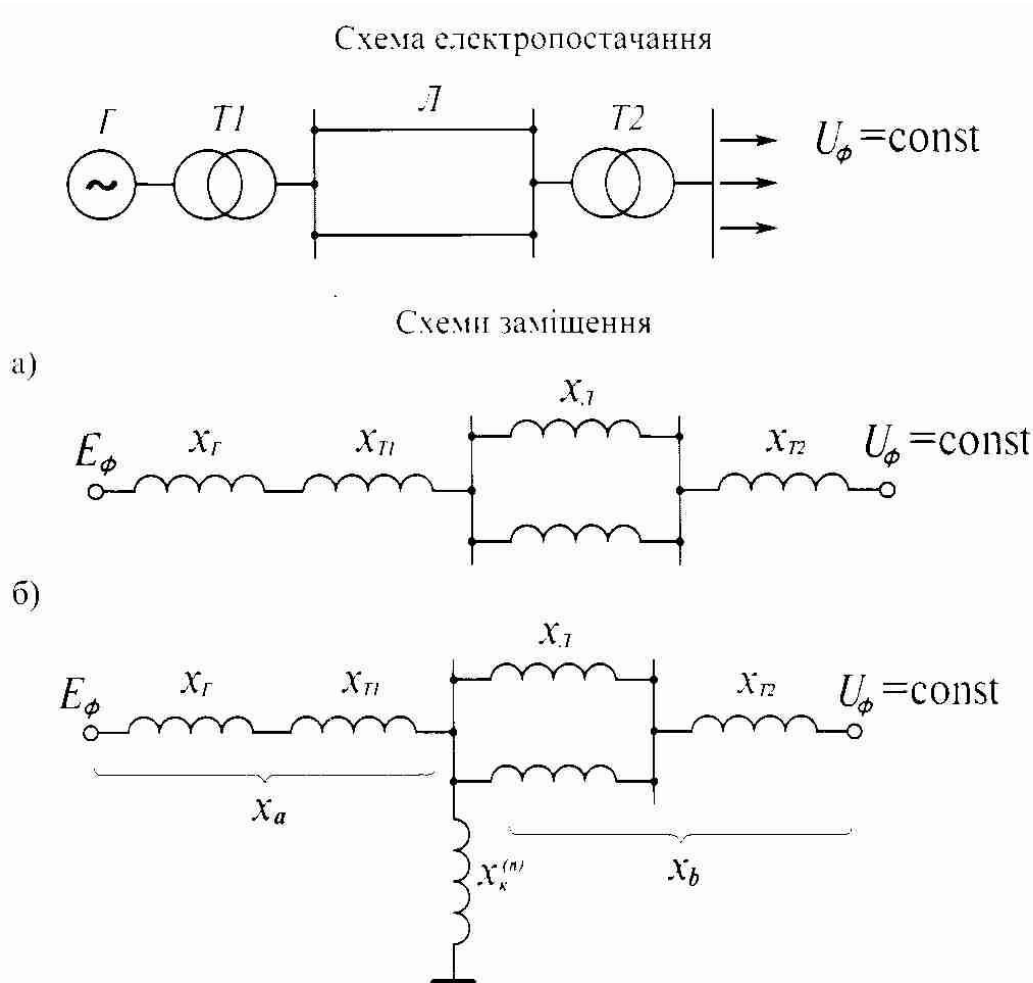


Рис. 3.1. Схема електропостачання (а) та схема заміщення (б)

Схема електропостачання на прикладі одного генератора має відповідну схему заміщення (рис. 3.2), де представлено опори генератора, трансформаторів, ліній електропередачі. Фазні значення синхронної електрорушійної сили генератора та напруги шин приймаючої системи показані на схемі заміщення з опором всіх елементів після перетворення.

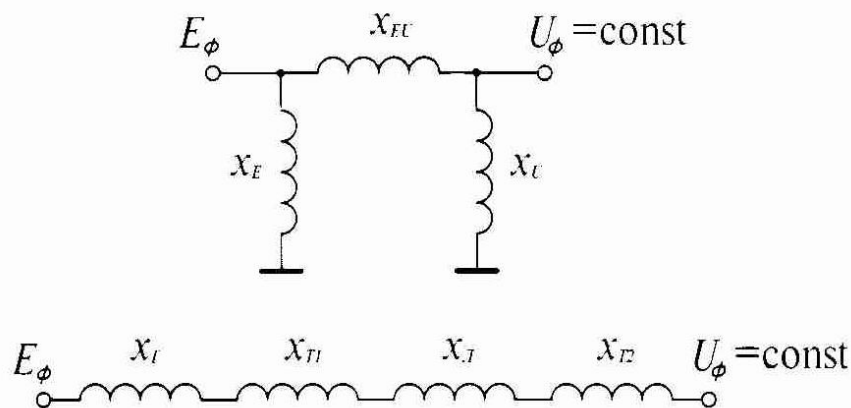


Рис. 3.2. Схеми заміщення

Розглянемо один з найбільш складних випадків – **коротке замикання** на одній з ліній електропередачі. Існує цей режим відповідний час, потім засобами захисту відключається. Тому в схему заміщення (рис. 3.1) вводиться відповідний елемент – опір шунта $x_k^{(n)}$. Залежно від виду замикання (симетричне або несиметричне) цей опір має відповідне значення. **Фізично це означає**: яка частка енергії (потужності) передається від генератора до приймаючої системи в залежності від виду короткого замикання.

Відповідні перетворення схеми заміщення відображено на (рис. 3.1). Елементи генератора і першого трансформатора можуть бути об'єднані в **один елемент** x_a з індексом a , а елементи лінії електропередачі та другий трансформатор об'єднуються в іншу **схему** x_b з індексом b . Таким чином **створено «зірку»** з'єднання з відповідними елементами схеми. **Третій елемент** – опір шунта $x_k^{(n)}$. Подальші перетворення дозволяють отримати з'єднання у вигляді **еквівалентного «трикутника»** (рис. 3.2). Одна сторона «трикутника» x_E з індексом електрорушійної сили E , друга сторона «трикутника» x_U з індексом напруги U , третя сторона «трикутника» x_{EU} з'єднує генератор (джерело живлення) з приймаючою стороною з індексом EU .

Ці схеми заміщення відтворюють картину еквівалентності попередньої схеми заміщення. Наступна схема заміщення демонструє новий склад елементів після відключення аварійного режиму. Так як вимикається одна лінія електропередачі, з'являється нове з'єднання елементів схеми заміщення, підвищується її опір (рис. 3.2).

Розрахунок елементів схеми заміщення

Для першої схеми заміщення в **нормальному режимі** з двома ввімкненими лініями електропередачі елементи схеми визначають **результуючий опір** x_I , через який передається енергія від генератора до приймаючої системи:

$$x_I = x_G + x_{T1} + x_L / 2 + x_{T2}. \quad (3.1)$$

У **післяаварійному режимі** з однією вимкненою лінією електропередачі буде **результуючий опір** x_{III} :

$$x_{III} = x_G + x_{T1} + x_L + x_{T2}. \quad (3.2)$$

В **аварійному режимі**, що передбачає відповідні перетворення схеми заміщення «зірка» на схему заміщення «трикутник» (3.3), опори x_E та x_U сітцево не впливають на активну потужність генератора і **можуть не враховуватися**.

$$\begin{aligned} x_E &= x_a + x_k^{(n)} + \frac{x_a x_k^{(n)}}{x_b}, \\ x_U &= x_b + x_k^{(n)} + \frac{x_b x_k^{(n)}}{x_a}. \end{aligned} \quad (3.3)$$

Вся енергія (активна потужність) генератора передається через опір $x_{EU} = x_{II}^{(n)}$, де присутній відповідний опір шунта $x_k^{(n)}$, що залежний від виду короткого замикання:

$$x_{EU} = x_{II}^{(n)} = x_a + x_b + \frac{x_a x_b}{x_k^{(n)}}. \quad (3.4)$$

Цей елемент є основним у визначенні опорів схеми заміщення в аварійному режимі. Оскільки $x_{III} > x_I$, то максимум потужності генератора $P_{maxIII} < P_{maxI}$. Це означає: при сталих значеннях електрорушійної сили, напруги приймаючої системи і зміні результуючого опорів схеми заміщення **найбільше значення передаваної потужності генератора зменшується**.

Кутові характеристики

Визначимо кутові характеристики потужності генератора для нормального, аварійного та післяаварійного режимів роботи генератора. В **нормальному режимі** активна потужність генератора визначається його електрорушійною силою E , напругою приймаючої системи U та відповідним опором x_I (3.5-3.7).

$$\text{нормальний режим} \quad P_I = \frac{EU}{x_I} \sin \delta; \quad (3.5)$$

$$\text{аварійний режим} \quad P_{II}^{(n)} = \frac{EU}{x_{II}^{(n)}} \sin \delta; \quad (3.6)$$

$$x_k^{(3)} = 0; x_k^{(2)} = x_2; x_k^{(1)} = x_2 + x_0;$$

$$x_k^{(1,1)} = \frac{x_2 x_0}{(x_2 + x_0)}.$$

$$\text{післяаварійний режим} \quad P_{III} = \frac{EU}{x_{III}} \sin \delta. \quad (3.7)$$

Це – нелінійна залежність, що пов'язана з відповідним кутом δ , який отримано з векторної діаграми синхронного генератора (це розглянуто в попередній темі). **Залежність 3.5** засвідчує: для передачі енергії (активної потужності) генератора до приймаючої системи через реактивний опір x_I потрібно, щоб електрорушійна сила E генератора випереджала напругу U на відповідний кут δ . **Тільки за цих умов генератор виконує свою головну функцію.**

В **аварійному режимі** на активну потужність генератора суттєво впливає опір $x_{II}^{(n)}$ в залежності від виду замикання (**залежність 3.6**). При цьому змінюється опір шунта $x_k^{(n)}$. Так, при трифазному короткому замиканні $x_k^{(3)}=0$; двофазному к.з. $x_k^{(2)}$ – це опір зворотньої послідовності; однофазному замиканні $x_k^{(1)}$ – це послідовно з'єднані опори зворотньої та нульової послідовностей; при двофазному замиканні на землю $x_k^{(1,1)}$ – це паралельно з'єднані опори цих послідовностей.

Кутову характеристику в **післяварійному режимі** генератора демонструє **залежність 3.7**. Вона визначається результируючим опором у цьому режимі x_{III} .

Фізика процесів

Для визначення критеріїв динамічної стійкості режиму енергосистеми розглянемо два види збурення.

Раптове відключення лінії. Рис. 3.3. демонструє можливість збереження динамічної стійкості. Тут представлено характеристику турбіни P_0 , кутові характеристики нормального режиму $P_I(\delta)$ та переключення лінії $P_{III}(\delta)$. Враховуючи, що за програмою відсутнє регулювання впуску енергоносія (пар або вода), потужність турбіни залишається незмінною при різних значеннях кута.

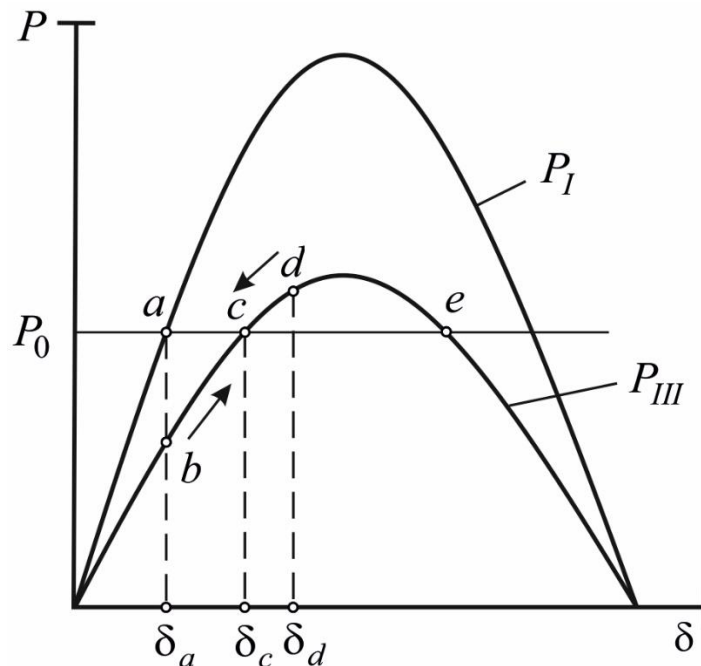


Рис. 3.3. Раптове відключення лінії (динамічну стійкість забезпечено)

У **нормальному режимі**, як вам відомо, для забезпечення синхронної роботи генератора потрібна рівність потужностей турбіни та генератора. Цьому відповідає робоча точка a генератора та кут δ_a . Стрілка на слайдах показує напрями руху робочої точки. Кутові характеристики потужності генератора і характеристика турбіни є одночасно характеристиками моментів турбіни та генератора (розглядаються параметри у відносних одиницях).

При вимкненні однієї лінії електропередачі (**рис. 3.3**) ротор генератора через інерцію не встигає змінити кут δ , який залишається таким же, як і в точці a , що відповідає нормальному режимові роботи СЕП. Тому новий режим буде оцінюватися точкою b на кутовій характеристиці генератора $P_{III}(\delta)$. Після зменшення потужності генератора виникає надлишковий прискорювальний момент, під дією якого кут δ збільшується і потужність, віддана генератором, зростає за характеристикою $P_{III}(\delta)$.

У процесі прискорення ротор генератора проходить за інерцією точку c , після якої його момент стає більшим за створений турбіною. Ротор розпочинає

гальмуватися турбіною і з деякої точки d його кутова швидкість зменшується. Виникають затухаючі коливання навколо нового усталеного режиму, який відповідає точці c . Якщо кутова швидкість ротора зростає до значення, яке відповідає точці e або іншим за нею точкам на спадній частині характеристики $P_{III}(\delta)$, то генератор *випадає з синхронізму*.

Якщо максимальна потужність генератора буде наближена до потужності турбіни або буде близькою до неї, то вірогідність повернення точки d в точку c практично відсутня. Ця точка піде по характеристиці вправо, в бік зростання відповідного кута до 180 градусів. Таку картину демонструє **рис. 3.4**, де розглянуто режим, коли *динамічну стійкість порушено*.

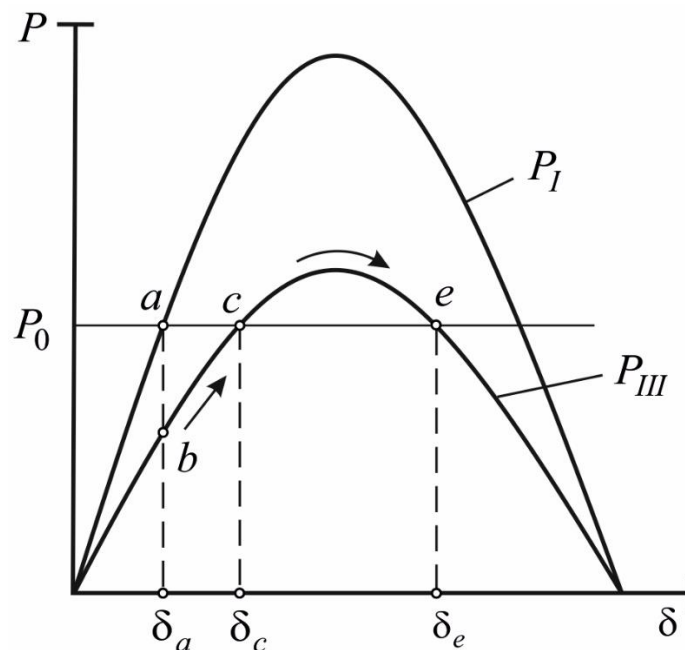


Рис. 3.4. Раптове відключення лінії (динамічну стійкість порушено)

Тут представлено характеристику турбіни $P_0(\delta)$, кутові характеристики нормального режиму $P_I(\delta)$ та режиму переключення лінії $P_{III}(\delta)$. При переключеннях робоча точка a переходить в точку b без зміни кута, враховуючи інертність ротора генератора. З'являється прискорюючий момент, що заставляє робочу точку рухатися по характеристиці $P_{III}(\delta)$. За інертністю ця точка проходить точку c , де існує нове значення кута та рівновага потужностей турбіни і генератора. В точці e робоча точка не зупиняється та її проходить. Це режим, коли не буде забезпечена рівність потужностей (моментів) турбіни і генератора, з'являється асинхронний режим генератора, порушується динамічна стійкість генератора.

Коли робоча точка генератора зупиняється в точці e (кут δ_e). Наступає рівновага потужностей. Це *критичний режим роботи – зберігається динамічна стійкість* генератора.

Про стійкість нового режиму енергосистеми можна судити за зміною кута δ у часі. Приклади такої зміни (**рис. 3.5**) відповідають *збереженню стійкості* режиму роботи (**крива 1**) і нестійкому станові режиму (**крива 2**).

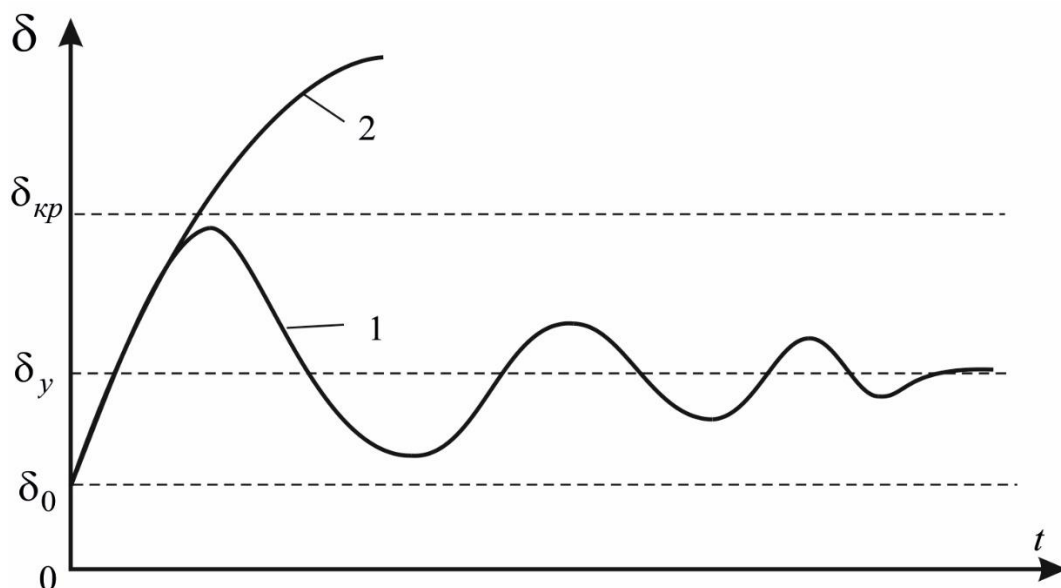


Рис. 3.5. Зміна кута у часі для двох режимів

Розвиток процесу залежить від запасів енергії прискорення та запасів енергії гальмування генератора, розвиток їх співвідношення. В нашому випадку запас енергії прискорення ротора генератора буде значним (рис. 3.4).

Коротке замикання. Розглянемо перехідний процес при *несиметричних коротких замиканнях* на початку однієї лінії електропередачі з наступним його вимкненням (рис. 3.6).

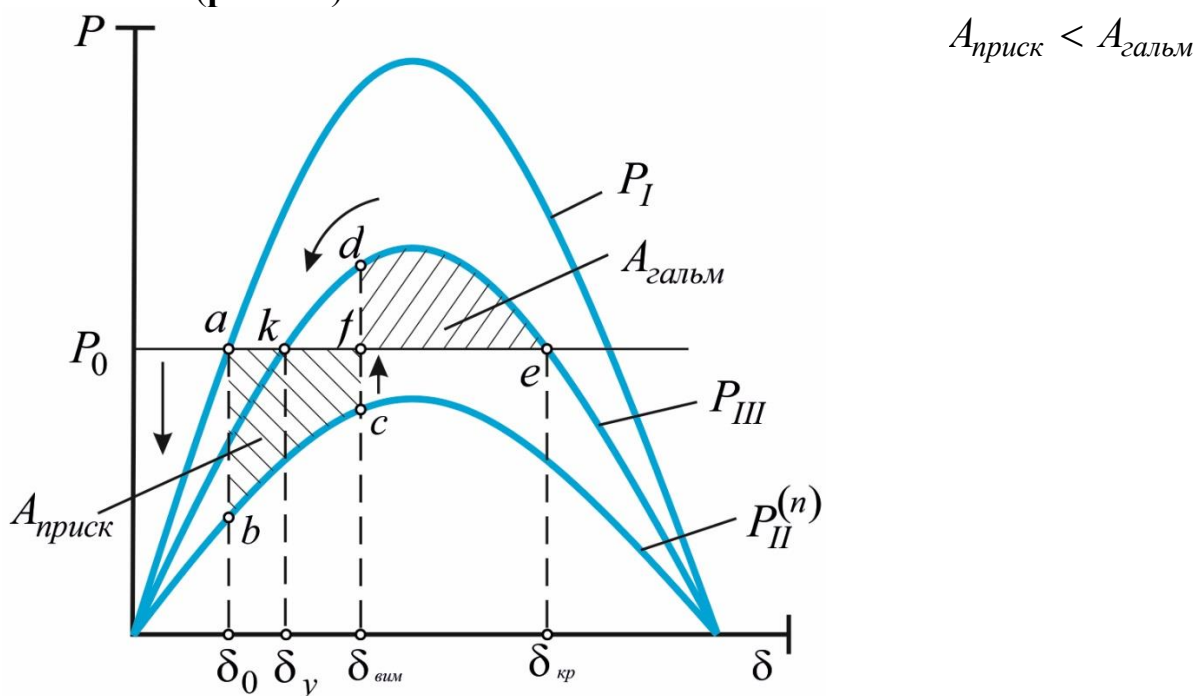


Рис. 3.6. Несиметричне коротке замикання (динамічну стійкість забезпечено)

Тому маємо три кутові характеристики потужності генератора для: нормального $P_I(\delta)$, аварійного $P_{II}(\delta)$ і післяаварійного $P_{III}(\delta)$ режимів. Залежно від виду короткого замикання буде різна за значенням енергія (потужність), яка

передається в цьому режимі (змінюються опір шунта $x_k^{(n)}$ та відповідно опір $x_{II}^{(n)}$).

У **нормальному режимі** існує рівновага потужностей (моментів) турбіни і генератора (будуть робоча точка a та відповідний кут δ_0). Потужність генератора і кут між електрорушійною силою E та напругою U в цьому режимі позначені відповідно P_0 та δ_0 .

У початковий момент часу виникнення короткого замикання через інерцію ротора генератора кут миттєво змінитися не може ($\delta = \delta_0$). Має місце швидке зменшення потужності від точки a на характеристиці $P_I(\delta_0)$ до точки b на характеристиці $P_{II}(\delta_0)$. У результаті на валу генератора виникає надлишковий прискорюючий момент, обумовлений різницею потужностей турбіни і генератора, під впливом якого кут δ збільшується. Цьому переміщенню у напрямку до точки c відповідає збільшення віддаваної генератором потужності за характеристикою $P_{II}(\delta)$.

Якщо при значенні кута $\delta_{вим}$ пошкоджена лінія електропередачі вимикається, то у цей момент часу відбудеться зміна значень потужності генератора (з точки c характеристики $P_{II}(\delta)$ на точку d характеристики $P_{III}(\delta)$). Потужність турбіни генератора у цей час залишиться незмінною і складе P_0 . Після вимкнення лінії електропередачі з коротким замиканням потужність генератора стає більшою за потужність турбіни і на валу агрегату турбіна-генератор з'явиться гальмуючий момент. Ротор генератора ще продовжує розганятися. Кут δ збільшується. Генератор покриває надлишок віддаваної електромагнітної потужності за рахунок кінетичної енергії, накопиченої під час прискорення на шляху руху від кута δ_0 до кута $\delta_{вим}$.

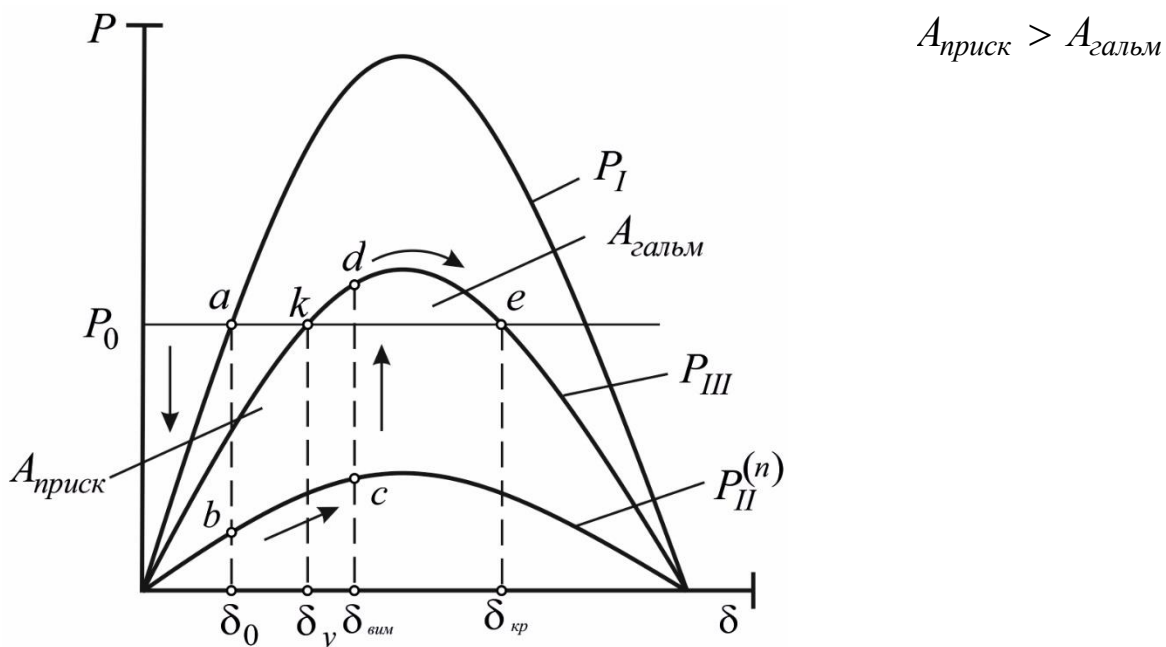


Рис. 3.7. Несиметричне коротке замикання (динамічну стійкість порушено)

Коли вся кінетична енергія буде використана до досягнення кута $\delta_{кр}$ (точка e на характеристиці $P_{III}(\delta)$), то під дією надлишкового гальмуючого моменту ротора генератора почне гальмуватися і кут δ зазнає змін у зворотному напрямку

за характеристикою $P_{III}(\delta)$. Після певних коливань установлюється новий усталений режим у точці k з кутом δ_y . Якщо пройдено кут $\delta_{кр}$ (рис. 3.7), то надлишковий результуючий момент знову стає прискорюючим. Зі збільшенням кута $\delta > \delta_{кр}$ прискорюючий момент для ротора прогресивно зростатиме і генератор вийде з синхронізму. Це означає: **динамічну стійкість не забезпечено**.

У перехідних режимах зі збереженням динамічної стійкості значення параметрів системи та параметрів режиму після зникнення збурень можуть бути відмінними від їх первинних значень, але за умов здійснення режиму залишаються у допустимих межах. Це головна умова. Динамічну стійкість в цьому режимі збережено.

Площина $abcf$ інтегрально визначає накопичену енергію прискорення генератора. Площина fde інтегрально визначає накопичену енергію гальмування генератора. Враховуючи умови, коли енергія гальмування генератора буде більше його енергії прискорення (рис. 3.6), робоча точка d завжди повертатися до нового стану рівноваги (точка k). Синхронна робота генератора буде забезпечена (збереження динамічної стійкості).

Якщо **запаси енергії прискорення і гальмування будуть рівними**, робоча точка генератора зупиниться в точці e . **Динамічну стійкість режиму ще буде забезпечено**. Чим швидше відключається аварійний режим засобами захисту, чим меншим буде кут, що відповідає цьому режиму, тим меншим буде запас енергії прискорення порівняно із запасом енергії гальмування, і тим **більшою буде вірогідність збереження динамічної стійкості генератора**.

Розглянемо режим збереження динамічної стійкості при **трифазному короткому замиканні**. В цьому випадку працюють тільки дві кутові характеристики потужності генератора – нормального і післяаварійного режимів (рис. 3.8).

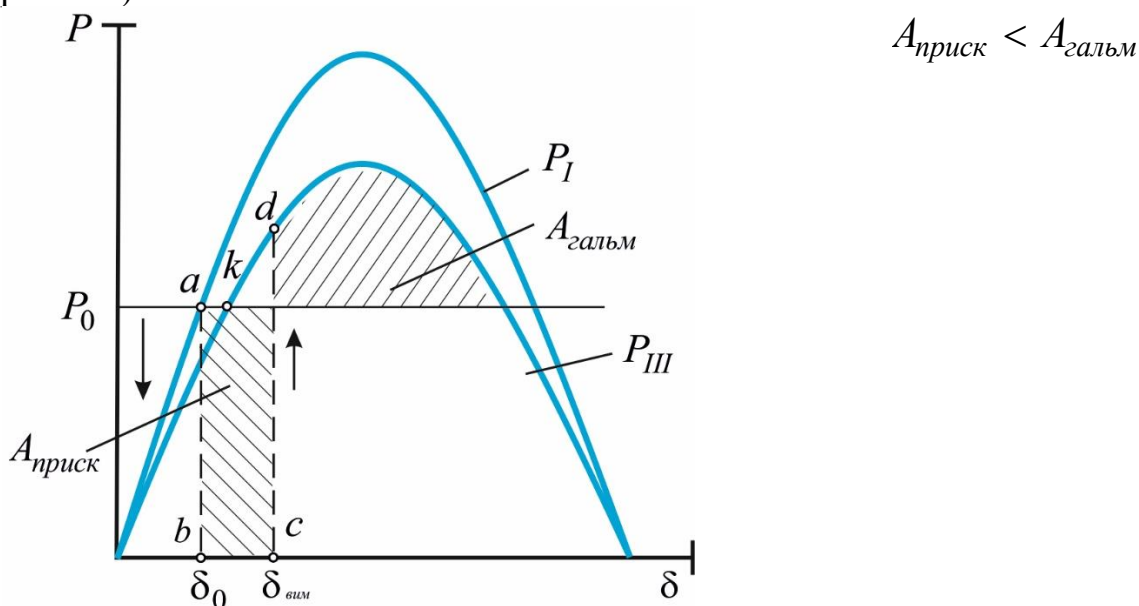


Рис. 3.8. Трифазне коротке замикання (динамічну стійкість забезпечено)

Кутова характеристика аварійного режиму генератора відсутня, тому що опір шунта дорівнює нулю, а, відповідно, загальний опір $X_{II}^{(3)}$ буде достатньо великим. При трифазному короткому замиканні не передається енергія (активна

потужність) генератора до приймаючої системи. Процес руху робочої точки генератора в цьому режимі буде аналогічним, як і в попередньому розгляді.

Робоча точка *a* повертається в точку *b*. Далі вона за рахунок енергії прискорення переміщуються в точку *c* під впливом різниці моментів турбіни і генератора. В момент відключення короткого замикання (кут сягає $\delta_{\text{вим}}$) робоча точка повертається в точку *d*, де запас енергії прискорення буде менше запасу енергії гальмування генератора. Після коливань досягається новий усталений режим (робоча точка *к*). За цих умов **динамічну стійкість режиму забезпечено**.

Коли запас енергії прискорення буде перевищувати запас енергії гальмування (рис. 3.9), робоча точка генератора рухається характеристикою $P_{III}(\delta)$ у бік значного збільшення кута δ . З'являється порушення синхронізму генератора. **Динамічна стійкість режиму не забезпечується**.

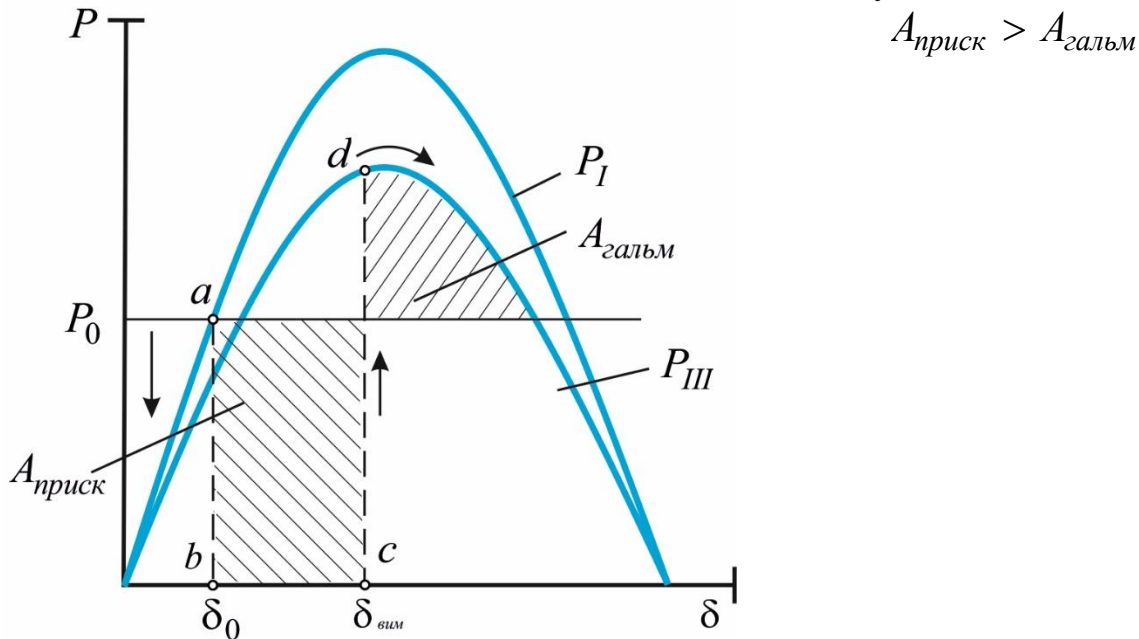


Рис. 3.9. Трифазне коротке замикання (динамічну стійкість порушено)

Найбільш ефективні засоби збереження динамічної стійкості енергосистеми – **швидкодіючі засоби відключення аварійного режиму, автоматичне регулювання збудження генератора**. Автоматичне регулювання збудження генератора деформує його куту характеристику, збільшуючи максимум потужності генератора. Тому значно зростає запас енергії гальмування генератора та вірогідність недопущення його асинхронного режиму (збереження динамічної стійкості).

ГЛОСАРІЙ

Збурення

Сильними збуреннями

Динамічна стійкість

Передача енергії

Синхронна робота генератора

Накопичена енергія

Прискорення генератора
Гальмування генератора
Збереження динамічної стійкості енергосистеми

ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ

1. Збурення, які виникають у сучасній енергосистемі (системі електропостачання), швидко розвиваються і мають значні навантаження на систему.
2. Сильними збуреннями є коротке замикання і відключення потужних приймачів енергії.
3. Динамічна стійкість – це здатність системи самостійно, без втручання *обслуговуючого* персоналу, поновлювати або зберігати синхронний режим роботи генераторів.
4. Для передачі енергії генератора до приймаючої системи через реактивний опір потрібно, щоб електрорушійна сила генератора випереджала напругу на відповідний кут δ . Тільки за цих умов генератор виконує свою головну функцію.
5. Для забезпечення синхронної роботи генератора потрібна рівність потужностей турбіни та генератора.
6. Розвиток процесу залежить від запасів енергії прискорення та запасів енергії гальмування генератора, їх співвідношення.
7. Площина $abcf$ інтегрально визначає накопичену енергію прискорення генератора.
8. Площина fde інтегрально визначає накопичену енергію гальмування генератора.
9. Коли запас енергії прискорення перевищувати запас енергії гальмування значно збільшується кут.
10. Найбільш ефективні засоби збереження динамічної стійкості енергосистеми – швидкодіючі засоби відключення аварійного режиму, автоматичне регулювання збудження генератора.

Тестові питання по темі 3

1. Які принципи використовують при формуванні схем заміщення?
2. Які відмінності схем заміщення для нормального, аварійного та післяаварійного режимів?
3. Яка схема заміщення при переключеннях елементів схеми електропостачання?
4. Описати схему заміщення при вимкненні однієї лінії електропередачі.
5. Що означає опір шунта в схемі заміщення? Які режими його визначають?
6. Як отримати схему заміщення для різних видів короткого замикання?
7. Як визначити кутові характеристики при різних режимах роботи генератора? Які їх відмінності та фізична сутність?
8. Описати можливі кутові характеристики генератора.
9. За яких умов генератор виконує свою функцію?

10. Як змінюється кутова характеристика генератора при вимкненні однієї лінії електропередачі?
11. Яка умова існування точки **a** і що це означає?
12. Чому робоча точка **a** переходить у точку **b** без зміни кута?
13. Що означає робоча точка **c** з новим значенням кута без зміни потужності генератора?
14. Як описується процес порушення динамічної стійкості?
15. За рахунок яких запасів енергії робоча точка **b** переходить в точку **c** і рухається в напрямку точки **e**?
16. За яких умов робоча точка **d** рухається по характеристиці $P_{III}(\delta)$? При яких запасах енергії вона зупиняється або проходить точку **e**?
17. За яких умов максимальна потужність генератора наближається до потужності турбіни? Як цей режим визначає динамічну стійкість генератора?
18. Як оцінюється динамічна стійкість при експлуатаційних переключеннях елементів СЕП?
19. Описати кутові характеристики генератора при несиметричних коротких замиканнях.
20. Як зміни значення опору шунта впливають на збереження динамічної стійкості?
21. Пояснити процес порушення (збереження) динамічної стійкості при несиметричних режимах.
22. Як оцінюється динамічна стійкість при трифазних замиканнях?
23. Чому не змінюється потужність турбіни в різних режимах?
24. Що фізично означає кут при відключенні замикання, в критичному режимі?
25. Як змінюються умови збереження динамічної стійкості, коли зростає (зменшується) максимум потужності генератора?
26. Як оцінити запас енергії в режимах прискорення та гальмування генератора?

ТЕМА 4

РЕЗУЛЬТУЮЧА СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Загальні положення

Порушення статичної та динамічної стійкості енергосистеми, пуск (самозапуск) потужних двигунів, несинхронне автоматичне повторне включення відповідних елементів системи електропостачання сприяють створенню сильних збурень в системі, що викликають асинхронний режим генератора (генераторів станції).

Результуюча стійкість – це здатність енергосистеми самостійно, під впливом відповідних засобів захисту та управління поновлювати синхронний режим роботи генераторів, станцій або окремих частин енергосистеми після короткочасного асинхронного режиму. Тобто передбачається, що окремі генератори енергосистеми деякий час можуть працювати в асинхронному режимі. Якщо поновлюється режим синхронної роботи генератора (генераторів), то це свідчить про властивість енергосистеми зберігати **результуючу стійкість режиму**. Цей процес характеризують такі зміни параметрів.

Порушення синхронізму генератора супроводжується зростанням швидкості ротора генератора в результаті появи збиткового моменту, що дорівнює **різниці моментів турбіни та синхронного** (рис. 4.1). У подальшому цей процес стрімко розвивається.

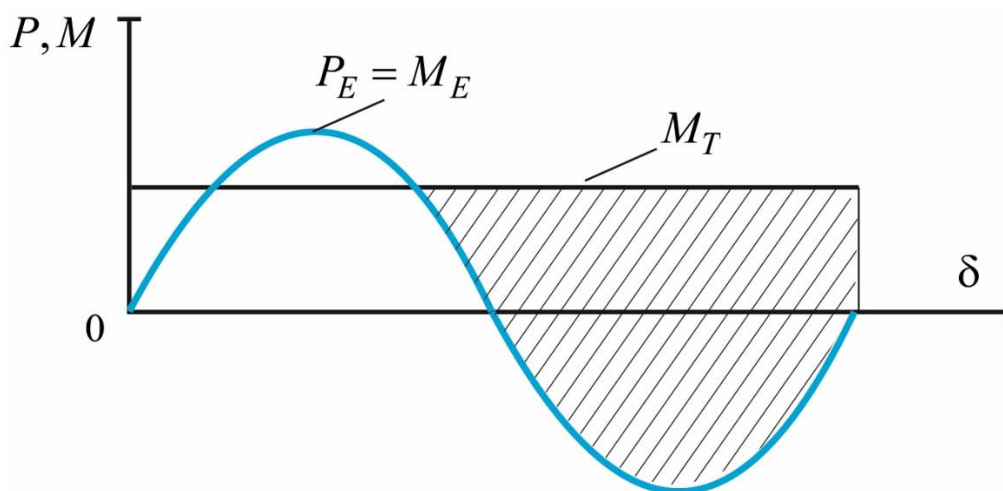


Рис. 4.1. Розвиток асинхронного режиму генератора

Швидкість ротора генератора зростає під впливом різниці **моментів турбіни та асинхронного** (з'являється ковзання генератора). Ці процеси обов'язково відслідковуються засобами захисту та автоматичної системи управління, що формують необхідні режими роботи генераторів і зупиняють розвиток аварійної ситуації (динамічні удари, руйнація окремих частин енергосистеми, генераторів).

Зміна параметрів при порушенні синхронізму

Розглянемо зміни основних параметрів генератора при порушенні синхронізму в енергосистемі (рис. 4.2).

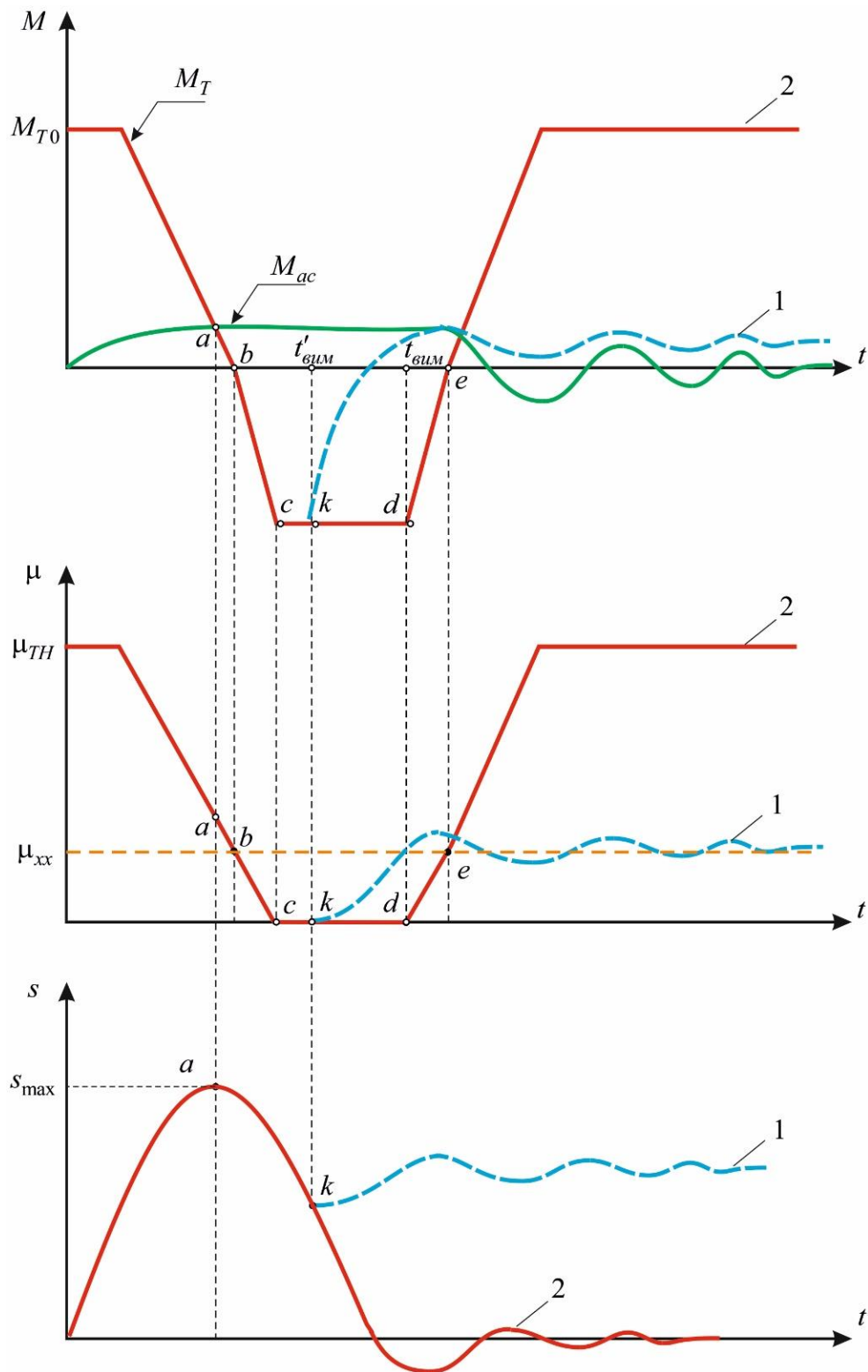


Рис. 4.2. Закономірності зміни параметрів генератора при порушенні синхронізму

Перша частина наведеного рисунку демонструє зміну в часі моменту турбіни M_T та асинхронного моменту M_{ac} генератора. **Друга частина** рисунку – це зміна у часі відкриття регулюючого органу турбіни μ , що визначає впуск

відповідного енергоносія у турбогенератора чи гідрогенератора (пара або вода). Третя частина рисунку – це зміна ковзання генератора в асинхронному режимі.

В нормальному режимі, до початку розвитку процесу ($t = 0$) момент турбіни M_{T0} має значення, що визначено відповідним навантаженням і вимогами експлуатації станції (генератора). Відкриття регулюючого органу турбіни буде на рівні μ_{TH} , що забезпечує необхідний синхронний режим роботи генератора. Відповідно ковзання генератора відсутнє ($s = 0$).

Як тільки починає розвиватися асинхронний режим роботи генератора в результаті дії сильного збурення (коротке замикання, переключення, порушення статичної та динамічної стійкості тощо) поступово зростають ковзання s та асинхронний момент генератора M_{ac} . З відповідною затримкою в часі закривається регулюючий орган турбіни μ (скорочується впуск енергоносія) і зменшується момент турбіни M_T . Продовження зростання ковзання генератора супроводжується відповідним зростанням його швидкості. Як тільки момент турбіни M_T сягає значення асинхронного моменту M_{ac} (точка a), швидкість ротора генератора та його ковзання стають максимальними. До речі, ковзання зростає надзвичайно швидко. Повільніше закривається регулюючий орган турбіни (має відповідну інертність).

У точці b (відсутності навантаження генератора) відкриття регулюючого органу μ відповідає неробочому режиму генератора, практично не змінюється ковзання генератора, а момент турбіни M_T досягає нульового значення. Подальше закриття регулюючого органу (рух від точки b до точки c) супроводжується перекриттям впуску енергоносія. Ковзання та швидкість генератора суттєво не змінюються і залишаються ще достатньо великими. Момент турбіни змінює свій знак на протилежний (перехід від точки b в точку c). Асинхронний момент M_{ac} генератора досягає відповідного максимуму і деякий час залишається без змін. У цих умовах момент турбіни M_T починає виконувати гальмування генератора, зменшуючи його швидкість. Це спостерігається відповідний час, коли робоча точка c рухається до точки d (відсутній впуск енергоносія). Тому ковзання генератора і його швидкість повільно зменшуються поки регулюючий орган турбіни закритий ($\mu = 0$). Цьому відповідає максимальне значення гальмуючого моменту турбіни M_T і асинхронного моменту M_{ac} генератора.

З подальшим розвитком процесу ковзання генератора значно зменшується (рис. 4.2, криві 2) і стає знакозмінного характеру. Коли ковзання сягає рівня 1-2 відсотки, можливе відкриття регулюючого органу турбіни (точка d). Починається активний впуск енергоносія (пара або вода). Момент турбіни змінює свій знак на протилежний і досягає значення M_{T0} , що відповідає нормальному режиму роботи генератора. Поступово зменшується асинхронний момент і стає рівним нулю. Генератор приймає на себе все навантаження, яке було до порушення синхронізму. Такому режиму відповідає заданий рівень відкриття регулюючого органу турбіни μ_{TH} (максимальний впуск енергоносія). Так зникає асинхронний режим і поновлюється синхронізм генератора. Це свідчить про збереження результуючої стійкості режиму генератора (енергосистеми).

Якщо подається енергоносій раніше (точка *к*), то виникне некерований (частіше аварійний) режим роботи генератора. Ковзання генератора залишиться значним (рис. 4.2, крива 1). Зміни параметрів (моменти турбіни і асинхронний, відкриття регулюючого органу турбіни, ковзання) демонструють на рис. 4.2 відповідні **залежності 1**, що представлені пунктирними лініями. Як видно, в цьому випадку **поновлення синхронізму** генератора стає **неможливим** – результуючу стійкість **не забезпечено**. Наявність швидкодіючих засобів регулювання і захисту дозволяє значно раніше призупинити розвиток аварійного режиму в енергосистемі та забезпечити поновлення синхронізму генератора (генераторів).

Потрібно зазначити, що синхронний момент генератора суттєво не впливає на процес поновлення синхронізму, тому що середнє значення його за відповідний цикл асинхронного руху ротора генератора дорівнює нулю. Але наявність збудження генератора створює додаткові втрати в мережі від струмів, що виникають за рахунок дії електрорушійної сили генератора. Внаслідок цього виникає додатковий гальмуючий момент, що позитивно впливає на процес поновлення синхронізму.

Рівень вірогідності ресинхронізації генераторів (швидке поновлення синхронізму) в сучасних енергосистемах зріс внаслідок активного впровадження автоматичного регулювання збудження генераторів та пристроїв автоматичного частотного розвантаження. Автоматичне регулювання збудження підтримує більш високий рівень електрорушійної сили генератора (напруги в системі), що підвищує активну потужність генератора. Автоматичне частотне розвантаження обмежує пониження частоти перевантаженої частини енергосистеми (окремих генераторів), як наслідок, зменшує різницю частот несинхронно працюючих частин енергосистеми або генераторів.

Ресинхронізація генератора здійснюється тим успішніше, чим менші інерційність та статизм системи регулювання турбіни і чим більше асинхронний момент генератора.

Час, що відводиться на закриття регулюючого клапана парової турбіни турбогенератора, достатньо малий – **десяті долі секунди**. Він значно менше того часу закриття направляючого апарату гідротурбіни, який досягає **десятків секунд**. Але асинхронний момент турбогенератора значно більше асинхронного моменту гідрогенератора. Тому **ресинхронізація турбогенераторів** здійснюється значно легше й швидше, аніж ресинхронізація гідрогенераторів. До речі, в гідрогенераторах з демпферними обмотками в роторі при роботі на дальні лінії електропередач асинхронний момент складає лише 5-10 відсотків від номінального (це невелике значення). Тому вихід гідрогенератора із синхронізму при незначному навантаженні практично проходить миттєво і його навантаження відключається як при звичайному режимі роботи генератора, коли він вимикається з відповідної мережі.

Довготривалий асинхронний режим роботи збудженого гідрогенератора в енергосистемі, коли відповідне значення ковзання сягає 10 відсотків – небажаний. При цьому виникають відповідні коливання напруги в

енергосистемі. Це призводить до аварійної ситуації, автоматичного відключення навантаження є в цілому **аварійним режимом енергосистеми**.

При порушеннях синхронізму в енергосистемах бажано вживати відповідних заходів для зниження частоти в тих частинах енергосистеми, де ця частота підвищилась, або підвищувати частоту там, де вона понизилась. Це досягається шляхом підвищення навантаження станцій, маючих резерв. А якщо цей резерв потужності відсутній і не може бути досягнутий при існуючій системі, то довготривала робота в асинхронному режимі генератора неприпустима. Через 3-4 хвилини генератор або частини енергосистеми, що працюють в асинхронному режимі, автоматично відключаються й ізолюються від решти системи. Це самий ефективний шлях, що скорочує час для поновлення синхронізму та сприяє збереженню відповідного рівня безпеки і надійності енергосистеми, окремих її частин і працюючих генераторів.

ГЛОСАРІЙ

Результуюча стійкість

Ресинхронізація

Порушення синхронізму

Розвиток асинхронного режиму генератора

Синхронний момент

Рівень вірогідності ресинхронізації

Ресинхронізація генератора

Ресинхронізація турбогенераторів

Порушення синхронізму

ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ

1. Результуюча стійкість – це здатність енергосистеми самостійно, під впливом відповідних засобів захисту та управління поновлювати синхронний режим роботи генераторів, станцій або окремих частин енергосистеми після короткочасного асинхронного режиму. Якщо поновлюється режим синхронної роботи генератора (генераторів), то це свідчить про властивість енергосистеми зберігати результуючу стійкість режиму.

2. Порушення синхронізму генератора супроводжується зростанням швидкості ротора генератора в результаті появи збиткового моменту.

3. З розвитком асинхронного режиму генератора поступово зростають ковзання та асинхронний момент генератора. Зростання ковзання генератора супроводжується відповідним зростанням його швидкості.

4. Синхронний момент генератора суттєво не впливає на процес поновлення синхронізму.

5. Рівень вірогідності ресинхронізації генераторів зріс внаслідок активного впровадження автоматичного регулювання збудження генераторів та пристроїв автоматичного частотного розвантаження. Автоматичне регулювання збудження підтримує більш високий рівень електрорушійної сили генератора, що підвищує активну потужність генератора. Автоматичне частотне

розвантаження обмежує пониження частоти перевантаженої частини енергосистеми зменшує різницю частот несинхронно працюючих частин енергосистеми або генераторів.

6. Ресинхронізація генератора здійснюється тим успішніше, чим менші інерційність та статизм системи регулювання турбіни і чим більше асинхронний момент генератора.

7. Ресинхронізація турбогенераторів здійснюється значно легше й швидше, аніж ресинхронізація гідрогенераторів.

8. При порушеннях синхронізму знижують частоту в тих частинах енергосистеми, де ця частота підвищилась, або підвищують частоту там, де вона понизилась.

Тестові питання по темі 4

1. Що визначає результуюча стійкість енергосистеми (генератора)?
2. Оцінити дію сильних збурень, що викликають порушення синхронізму генератора.
3. Які характерні ознаки порушення синхронізму генератора?
4. Які засоби забезпечують нормальний режим роботи енергосистеми (генератора)?
5. Що означає результуюча стійкість і що це означає для енергосистеми?
6. Коли з'являється асинхронний режим генератора? Як змінюються при цьому ковзання та швидкість генератора? Яке буде співвідношення відповідних моментів?
7. Яке значення основних параметрів в синхронному режимі генератора?
8. Як змінюється момент турбіни при виникненні асинхронного режиму генератора? Як змінюється при цьому відкриття регулюючого органу, ковзання генератора?
9. При яких значеннях моментів турбіни і асинхронного досягається максимальна швидкість і ковзання генератора?
10. Що означає повне закриття регулюючого органу й які при цьому будуть моменти турбіни та ковзання генератора?
11. Що означає від'ємне значення моменту турбіни та коли він досягається?
12. Що означає передчасне відкриття регулюючого органу?
13. Коли бажано відкрити регулюючий орган, виходячи з відповідних значень моментів турбіни та асинхронного ковзання?
14. Коли генератор поновлює синхронізм і приймає на себе відповідне навантаження?
15. Яку роль відіграє автоматичне регулювання збудження генератора і автоматичне частотне розвантаження для забезпечення результуючої стійкості?
16. Описати критерій результуючої стійкості режиму генератора.

ТЕМА 5

МЕТОДИ АНАЛІЗУ І РОЗРАХУНКУ СТАТИЧНОЇ СТІЙКОСТІ

Основні питання аналізу і розрахунку статичної стійкості

Метод малих коливань – достатньо точний і універсальний метод дослідження статичної стійкості електричних систем. Він дозволяє оцінити вплив пристроїв автоматичного регулювання. Цей метод націлено на вивчення характеру перехідного процесу, обумовленого зміною вихідного режиму, якщо при цьому відхилення параметрів досить малі. Метод малих коливань передбачає дослідження рівняння перехідного процесу в даній системі. При цьому досліджуються не самі рівняння, а їх лінійне наближення або **лінеаризовані рівняння перехідного процесу**. Можливість дослідження стійкості на основі лінеаризованих рівнянь уперше доведена і продемонстрована відомим вченим Ляпуновим. Він стверджував: **система має стійкість в малому, якщо стійке її лінійне наближення**. Такі основні принципи використання методу малих коливань і його універсальних рішень.

Лінеаризація рівнянь перехідного процесу. Є певна методика лінеаризації рівнянь перехідного процесу. Зазначені електромеханічні процеси описуються, як правило, нелінійними рівняннями. Надзвичайно важливо отримати рішення, які дозволяють лінеаризувати ці рівняння. Щоб отримати рівняння лінійного наближення (лінеаризувати нелінійні рівняння перехідного процесу), необхідно здійснити наступні процедури.

Допустити, що відхилення (прирошення) незалежних змінних параметрів надзвичайно малі (йдеться про параметри режиму: кут δ , електрорушійна сила, струм, напруга, потужність та інші).

Усі нелінійні функції, що входять до рівняння, розкласти в ряди Тейлора навколо заданих значень параметрів вихідного режиму.

$$\begin{aligned} f(\delta, E \dots) = & f(\delta_0, E_0 \dots) + \frac{df(\delta, E \dots)}{d\delta} \Delta\delta + \\ & + \frac{df(\delta, E \dots)}{dE} \Delta E + \dots + \frac{d^2 f(\delta, E \dots)}{d\delta^2} (\Delta\delta)^2 + \\ & + \frac{d^2 f(\delta, E \dots)}{dE^2} (\Delta E)^2 + \dots \end{aligned} \quad (5.1)$$

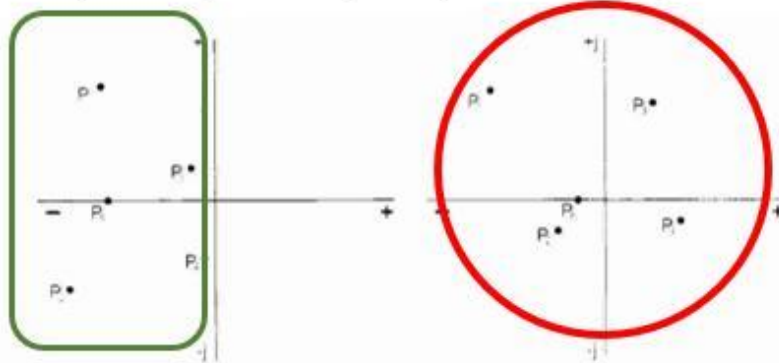
В отриманому рівнянні залишити лише складові, що містять прирощення параметрів у першому степені.

На завершення: в **представленій залежності** вилучити рівняння рівноваги. Таким чином здійснюється лінеаризація заданого нелінійного рівняння. В отриманих лінеаризованих рівняннях, що описують перехідний процес в дослідженій системі, характер перехідного процесу не залежить від збурення, а

визначається лише коренями характеристичного рівняння, яким, як відомо, є **визначник системи**.

- у рівнянні (5.1) залишаються лише складові відхилень у першому степені;
- в отриманих рівняннях вилучити рівняння рівноваги;

Розміщення коренів характеристичного рівняння



система стійка

система нестійка

Перехідний процес затухає, тобто система статично стійка, якщо усі дійсні корені та дійсні частини комплексних коренів будуть від'ємними.

Перехідний процес затухає, тобто система статично стійка, якщо усі дійсні корені та дійсні частини комплексних коренів будуть від'ємними. Тобто усі корені розташовані ліворуч відносно уявній осі комплексної площини. Це демонструє слайд для двох випадків: коли **статична стійкість зберігається** і коли **статична стійкість не забезпечена**. У першому випадку всі корені від'ємні, статична стійкість зберігається. У другому випадку дійсні корені та дійсні частини комплексних коренів мають різні знаки. Це означає – статична стійкість не забезпечується.

Визначення коренів характеристичного рівняння без застосування спеціальних машин (коренешукач) інколи ускладнено. Треба розуміти: порядок характеристичного рівняння може бути високий.

Тому при розрахунках активно використовуються методи, що дозволяють, не визначаючи коренів характеристичного рівняння, судити про їх розташування на комплексній площині. Таким чином можливо зробити висновок про збереження або порушення статичної стійкості.

Загальновідомими критеріями є: критерії Гурвіца, Гауса, Михайлова, метод D-розбиття – виділення області стійкості в площині двох коефіцієнтів. Ці критерії були запропоновані відомими математиками. При дослідженні стійкості системи отримав застосування критерій Гурвіца для рівнянь не вище п'ятого порядку. Метод D-розбиття використовується для рівнянь п'ятого і вищих порядків.

Критерій стійкості

Критерій Гурвіца визначає умови стійкості системи за відомим характеристичним рівнянням. Для того, щоб усі корені рівняння (5.2) мали від'ємні дійсні частини, необхідно і достатньо, щоб визначник Гурвіца (5.3) і його діагональний мінор (5.4) були позитивними. Діагональні мінори виділяють

з головного визначника Гурвіца. При цьому передбачається: вихідне рівняння приведене до такого виду, що його вільний член – позитивний.

- *вихідне рівняння:*

$$A_0 p^n + A_1 p^{n-1} + \dots + A_{n-1} p + A_n = 0; \quad (5.2)$$

- *визначник Гурвіца:*

$$\Delta_n = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 & A_5 & \dots & 0 & 0 \\ A_0 & A_2 & A_4 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & A_1 & A_3 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & A_0 & A_2 & \dots & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & A_{n-1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \dots & A_{n-2} & A_n \end{vmatrix} > 0; \quad (5.3)$$

- *діагональні мінори:*

$$\left. \begin{array}{l} \Delta_1 = A_1 > 0; \quad \Delta_2 = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 \\ A_0 & A_2 \end{vmatrix} > 0; \\ \Delta_3 = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 & A_5 \\ A_0 & A_2 & A_4 \\ 0 & A_1 & A_3 \end{vmatrix} > 0; \quad \dots \end{array} \right\}. \quad (5.4)$$

З критерію Гурвіца виходить, що необхідною і достатньою умовою забезпечення стійкості процесу, що описує відповідний режим, є позитивними усі члени характеристичного рівняння.

Для складання критерію Гурвіца пропонується наступний порядок:

– **виписати** на головній діагоналі всі коефіцієнти рівняння від A_1 до A_n за зростаючою нумерацією індексів;

– **доповнити** стовпці вгору по головній діагоналі коефіцієнтами рівняння з послідовно зростаючими індексами;

– **доповнити** стовпці вниз від головної діагоналі коефіцієнтами рівняння з послідовно спадними індексами;

– на місце коефіцієнтів, індекси яких більші, ніж n і менші нуля, поставити нулі.

Відповідно до критерію Гурвіца в прикладах представлені рівняння третього порядку (перша формула) і умови стійкості: позитивність усіх коефіцієнтів характеристичного рівняння, а також визначника Гурвіца. Аналогічно, відповідно до критерію Гурвіца, для рівняння четвертого порядку умови стійкості: позитивність усіх коефіцієнтів членів характеристичного рівняння і визначника Гурвіца. Критерій Гурвіца дає достатню точність для оцінки статичної стійкості.

Приклади

$$1) A_0 p^3 + A_1 p^2 + A_2 p + A_3 = 0; \quad 2) A_0 p^4 + A_1 p^3 + A_2 p^2 + A_3 p + A_4 = 0;$$
$$A_0 > 0; \quad A_1 > 0; \quad A_2 > 0; \quad A_3 > 0; \quad A_0 > 0; \quad A_1 > 0; \quad A_2 > 0; \quad A_3 > 0; \quad A_4 > 0;$$
$$|A_1 A_2 - A_0 A_3| > 0; \quad |A_1 A_2 A_3 - A_1^2 A_4 - A_0 A_3^2| > 0;$$

Метод D-розбиття дозволяє в площині двох коефіцієнтів, що лінійно входять до членів характеристичного рівняння, виділити так звану зону стійкості, тобто зону значення коефіцієнтів, усередині якої забезпечується стійкість системи.

Аналогічним чином може бути оціненою стійкість енергосистеми при малих збуреннях, характерних для аналізу статичної стійкості.

- *характеристичне рівняння:*

$$k_n'' Q(p) + k_n' N(p) + R(p) = 0 \quad (5.5)$$

У нашому прикладі представлено характеристичне рівняння, де є коефіцієнти k_n' і k_n'' , в площині яких слід побудувати й описати відповідну зону стійкості. Описуються поліноми від p , а також дійсна й уявна частини цього рівняння. Щоб переконатися, що ця зона дійсно є зоною стійкості, необхідно, підставивши в характеристичне вихідне рівняння значення коефіцієнтів, узятих усередині цієї зони, і провести перевірку за будь-яким з відомих критеріїв стійкості.

$Q(p), N(p), R(p)$ – поліноми від $p; p = j\omega$,

$Q_1(\omega), N_1(\omega), R_1(\omega)$ – дійсна частина;

$Q_2(\omega), N_2(\omega), R_2(\omega)$ – уявна частина.

$$k_n'' Q_1(\omega) + k_n' N_1(\omega) + R_1(\omega) = 0;$$

$$k_n'' Q_2(\omega) + k_n' N_2(\omega) + R_2(\omega) = 0;$$

$$k_n'' = \Delta_{k''} / \Delta; \quad k_n' = \Delta_{k'} / \Delta.$$

- *головний визначник:*

$$\Delta = \begin{vmatrix} Q_1(\omega) & N_1(\omega) \\ Q_2(\omega) & N_2(\omega) \end{vmatrix}.$$

Якщо система при обраних параметрах коефіцієнтів стійка, то вона стійка й при будь-яких інших значеннях коефіцієнтів усередині цієї зони. Таким чином робиться висновок: вказана **зона дійсно є стійкою**. Досить детально про розглянуті критерії й критерії, що використовуються для інших завдань, викладено в нашому підручнику.

Стійкість нерегульованої електричної системи (генератора)

Розрахункова схема

З використанням методу малих коливань розглянемо стійкість нерегульованої електричної системи, що містить нерегульований генератор, працюючий через трансформатори, лінію передачі на шини незмінної напруги. Потужність приймальної системи досить велика. Тому при малих збуреннях її напруга залишається незмінною.

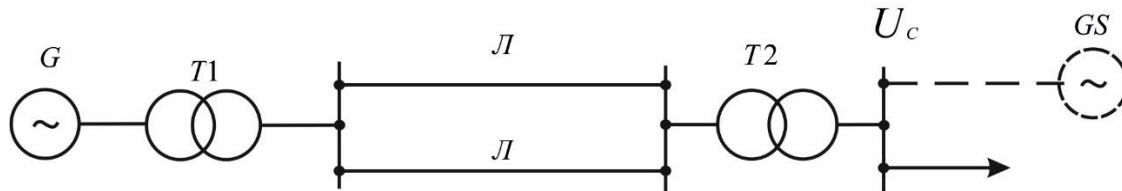


Рис. 5.1. Розрахункова схема

Для визначення стійкості електричної системи необхідно дослідити характер перехідного процесу, що виникає при малих відхиленнях параметрів від вихідного сталого режиму. Йдеться про дію **малих збурень**, що характерно для статичної стійкості. Рівняння нелінійні, оскільки кутова характеристика генератора та характеристики інших елементів системи є нелінійними залежностями.

Вихідне рівняння

Відносний рух ротора генератора (рух відносно синхронної осі, що обертається, за яку в даному випадку слід прийняти вектор напруги шин приймальної системи) описується **залежністю 5.6**. У це рівняння входять: механічна постійна інерції генератора, момент турбіни та електромагнітний момент генератора. Усі параметри представлено у відносних одиницях (на це вказує зірочка).

- рівняння відносного руху ротора генератора:

$$T_{*j} \frac{d^2 \delta_*}{dt_*^2} = M_{*T} - M_{*ел}. \quad (5.6)$$

- базисний кут:

$$\delta_\sigma = \frac{180}{\pi} = 1 \text{ рад}. \quad (5.7)$$

- базисний час:

$$t_\sigma = \frac{1}{\omega_0}, \text{ с}. \quad (5.8)$$

У системі відносних одиниць **базисні параметри** (кут і час) описуються відомими залежностями. **Базисний час** – це час, упродовж якого при синхронній швидкості обертання ротора генератора досягається зміна кута на один радіан.

При аналізі статичної стійкості зазвичай користуються іншою формою запису рівняння відносного руху ротора генератора. Час вимірюється не у відносних одиницях, а в секундах. Тому використаємо відоме відношення

координат часу. Виконуючи відповідні перетворення, отримаємо новий вираз для рівняння відносно руху ротора генератора (5.10). У цій формулі час представлено в секундах, інші параметри – у відносних одиницях.

Перетворення: $t_* = t/t_0 = t\omega_0;$

$$T_{*j} \frac{d^2 \delta_*}{dt_*^2} = T_j \omega_0 \cdot \frac{d^2 \delta_*}{dt^2 \omega_0^2} = \frac{T_j}{\omega_0} \cdot \frac{d^2 \delta_*}{dt^2}. \quad (5.9)$$

Тоді: $\frac{T_{*j}}{\omega_0} \cdot \frac{d^2 \delta_*}{dt^2} = M_{*T} - M_{*эл}. \quad (5.10)$

$$M_{*T} = const; \quad M_{*эл} = P_{*эл} = \frac{E_* U_*}{x_*} \sin \delta_*.$$

Для малих відхилень:

$$\frac{T_{*j}}{\omega_0} \cdot \frac{d^2 (\delta_0 + \Delta \delta)}{dt^2} = M_{*T} - (P_0 - \Delta P). \quad (5.11)$$

δ, M, P - відносні значення параметрів.

В отриманому
рішенні швидкість
зміни
електромагнітної
потужності по куту є
синхронізуюча
потужність

Момент турбіни генератора незмінний через відсутність регулювання її швидкості. Електромагнітний момент у відносних одиницях чисельно дорівнює електромагнітній потужності генератора. Це відома залежність як кутова характеристика синхронного генератора. Використовуючи метод малих коливань, проведемо процедуру лінеаризації (5.10).

Для малих відхилень параметрів отримаємо рівняння 5.11, де маємо незначні прирощення кута й електромагнітної потужності. Значення параметрів кута, моменту й потужності – у **відносних одиницях**. Для спрощення запису індекс відносний опущено. Використовуючи метод малих коливань, визначимо значення прирощення потужності генератора. В отриманому рішенні швидкість зміни електромагнітної потужності по куту є **синхронізуюча потужність**.

$$\frac{T_{*j}}{\omega_0} \cdot \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = -\Delta P. \quad (5.12)$$

$$P = P_0 + \Delta P = P_0 + \frac{dP}{d\delta} \cdot \Delta \delta + \frac{1}{2!} \frac{d^2 P}{d\delta^2} (\Delta \delta)^2 + \dots (5.13)$$

$$\Delta P = \frac{dP}{d\delta} \cdot \Delta \delta; \quad \frac{dP}{d\delta} = S_E. \quad (5.14)$$

Лінеаризоване рівняння:

$$\frac{T_{*j}}{\omega_0} \cdot \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + S_E \Delta \delta = 0. \quad (5.15)$$

рішення: $\Delta \delta = A_1 e^{p_1 t} + A_2 e^{p_2 t}. \quad (5.16)$

p_1, p_2 - корені характеристичного рівняння.

У підсумку отримуємо лінеаризоване рівняння процесу (5.15), рішення якого дозволяє визначити зміну прирощення кута функції часу, де p_1, p_2 – корені характеристичного рівняння.

На основі розв'язання характеристичного рівняння отримуємо значення коренів (5.20).

$$\frac{T_{*j}}{\omega_0} \cdot p^2 + S_E = 0. \quad (5.17)$$

$$p_{1,2} = \pm \sqrt{-\frac{\omega_0}{T_j} S_E}. \quad (5.18)$$

Коли $S_E > 0$:

$$p_{1,2} = \pm j \sqrt{\frac{\omega_0}{T_j} S_E} = \pm j\nu. \quad (5.19)$$

синхронізує
потужність $S_E > 0$

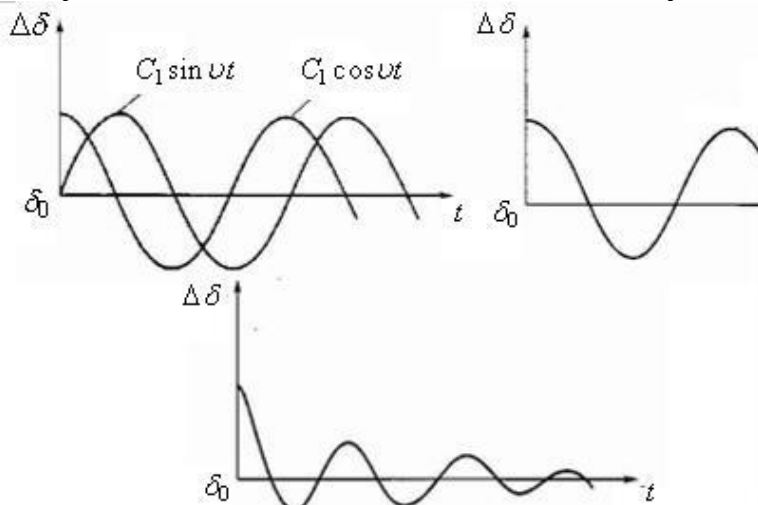
$$\begin{aligned} \Delta \delta &= A_1 e^{j\nu t} + A_2 e^{-j\nu t} = \\ &= C_1 \sin \nu t + C_2 \cos \nu t = C \sin(\nu t + \varphi), \\ \Delta \delta &= A e^{-\epsilon t} \sin(\omega_0 t + \lambda), \end{aligned} \quad (5.20)$$

Довідка:

$$\operatorname{tg} \lambda = \omega_0 / \epsilon; \quad p_1 = \epsilon + j\omega_0; \quad p_2 = \epsilon - j\omega_0.$$

Умова: синхронізує потужність $S_E > 0$

Якщо синхронізуюча потужність **більше нуля** (позитивне значення), корені рівняння дійсні (5.18). До речі, приведено відповідну довідку, що дозволяє зрозуміти ці рішення. З аналізу виразу 5.20 витікає, що незначні приращення кута в часі відбуваються за законом незгасаючих синусоїдальних коливань.

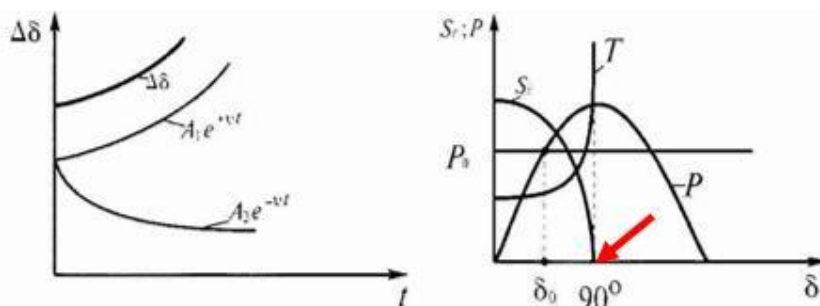


Умова:
синхронізуюча
потужність $S_E < 0$

Копи $S_E < 0$:

$$p_{1,2} = \pm \sqrt{\frac{\omega_0}{T_j} S_E} = \pm \nu. \quad (5.21)$$

Незгасаючий характер коливань ілюструють **відповідні рисунки**. Це пояснюється відсутністю врахування втрат енергії при вирішенні задачі. У реальних умовах під впливом втрат енергії коливання затухають. Через короткий час відновлюється сталий режим роботи. **Статичну стійкість системи буде забезпечено.**



Необхідною і
достатньою умовою
статичної стійкості
режиму є
позитивне значення
синхронізуючої
потужності
генератора

$$\Delta\delta = A_1 e^{+j\nu t} + A_2 e^{-j\nu t}. \quad (5.22)$$

Період коливань:

$$T = 2\pi/\nu = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{\omega_0}{T_j} S_E}}, c \quad (5.23)$$

Умова: синхронізуюча потужність $S_E < 0$

Якщо синхронізуюча потужність від'ємна, корені характеристичного рівняння – дійсні (5.21).

Зміна прирощення кута має аперіодичний характер (**формула 5.22**). Наявність дійсного позитивного кореня забезпечує прогресивне збільшення прирощення кута. Система визнається **нестійкою**. Таким чином, необхідною і достатньою умовою статичної стійкості режиму є **позитивне значення синхронізуючої потужності генератора**. Виконані розрахунки і аналіз підтверджують раніше отриманий висновок: критерій статичної стійкості режиму – це позитивне значення синхронізуючої потужності.

Період вільних коливань

Вираз 5.23 дозволяє знайти **період вільних коливань** генератора в стійкій зоні при роботі його на шини незмінної напруги.

Чим більша синхронізуюча потужність, тим вищий рівень стійкості системи і тим менший період його вільних коливань. На рисунку представлено кутову характеристику, синхронізуючу потужність, період вільних коливань зміни прирощення кута під впливом малих збурень. З наближенням до 90 градусів (критичний режим) період коливань значно **зростає**. У зоні до 90 градусів, де синхронізуюча потужність позитивна, період коливань **малий**.

ГЛОСАРІЙ

Метод малих коливань

Лінеаризація рівнянь перехідного процесу

Критерій Гурвіца

Метод D-розбиття

Розрахункова схема

Відносний рух ротора генератора

Базисний час

Критерій статичної стійкості режиму

Період вільних коливань генератора

ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ

1. Метод малих коливань – достатньо точний і універсальний метод дослідження статичної стійкості електричних систем. Цей метод націлено на вивчення характеру перехідного процесу, обумовленого зміною вихідного режиму, якщо при цьому відхилення параметрів досить малі. При цьому досліджуються не самі рівняння, а їх лінійне наближення або лінеаризовані рівняння перехідного процесу.

2. Лінеаризація рівнянь перехідного процесу: для отримання рівняння лінійного наближення (лінеаризувати нелінійні рівняння перехідного процесу) необхідно здійснити відповідні процедури. В лінеаризованих рівняннях характер перехідного процесу не залежить від збурення, а визначається лише коренями характеристичного рівняння.

3. Критерій Гурвіца визначає умови стійкості системи за відомим характеристичним рівнянням. З критерію Гурвіца виходить, що необхідною і достатньою умовою забезпечення стійкості процесу, що описує відповідний режим, є позитивними усі члени характеристичного рівняння.

4. Метод D-розбиття дозволяє в площині двох коефіцієнтів, що лінійно входять до членів характеристичного рівняння, виділити так звану зону стійкості.

5. Розрахункова схема – це схема, що містить нерегульований генератор, працюючий через трансформатори, лінію передачі на шини незмінної напруги. Потужність приймальної системи досить велика. Тому при малих збуреннях її напруга залишається незмінною.

6. Відносний рух ротора генератора – це рух відносно синхронної осі, що обертається, за яку в даному випадку слід прийняти вектор напруги шин приймальної системи.

7. Базисний час – це час, упродовж якого при синхронній швидкості обертання ротора генератора досягається зміна кута на один радіан.

8. Критерій статичної стійкості режиму – це позитивне значення синхронізуючої потужності, період вільних коливань генератора в стійкій зоні при його роботі на шини незмінної напруги. Чим більша синхронізуюча потужність, тим вищий рівень стійкості системи і тим менший період його вільних коливань. З наближенням до 90 градусів (критичний режим) період коливань значно зростає. У зоні до 90 градусів, де синхронізуюча потужність позитивна, період коливань малий.

Тестові питання по темі 5

1. Що являє собою метод малих коливань і коли він застосовується?
2. Як здійснюється лінеаризація рівнянь? Фізичне значення рішень, умова стійкості при малих відхиленнях параметрів.
3. Коли працює критерій Гурвіца, як він описується? Що таке метод D-розбиття?
4. Який процес описує рівняння відносного руху ротора генератора? Це рівняння лінійне або нелінійне?
5. Що являє собою лінеаризоване рівняння відносного руху ротора генератора? Як отримати корені характеристичного рівняння?
6. Уявні корені характеристичного рівняння: якою буде синхронізуюча потужність генератора, як описується процес змінення прирощення кута, за яких умов цей процес затухає, у чому протиріччя викладеного рішення?
7. Дійсні корені характеристичного рівняння: як описується процес змінення прирощення кута, що це означає?
8. Як оцінити період коливань змінень прирощення кута? Поясніть фізичне значення цього параметра.

ТЕМА 6

СТАТИЧНА СТІЙКІСТЬ РЕГУЛЬОВАНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

Загальні положення

Якщо генератор має автоматичне регулювання збудження (АРЗ), то збільшення його потужності та пов'язане з цим зростання кута призводять до зміни електрорушійної сили генератора. Це відповідає переходу з кутової характеристики, побудованої при постійній електрорушійній силі, на кутову характеристику, яка відповідає новому значенню електрорушійної сили. Зі зростанням кута електрорушійна сила генератора збільшується. За новою кутовою характеристикою межа потужності генератора підвищується та зміщується в бік зони кутів за 90° . Так АРЗ впливає на максимальну потужність (межу) генератора та стійкість режиму електричної системи (системи електропостачання).

При обчисленні стійкості важливу роль відіграє врахування типу пристроїв АРЗ. Розрізняють автоматичні регулятори двох типів збудження: пропорційного та сильної дії. *Регулятори пропорційного типу* реагують на відхилення одного або кількох параметрів режиму від контрольованих значень. *Регулятори сильної дії* додатково реагують на швидкість і прискорення зміни параметрів режиму. Введення похідних змін параметрів режиму до складу законів регулювання не лише стабілізує систему самого регулювання, а й значно підвищує передану граничну потужність (межу стійкості).

Автоматичні регулятори збудження пропорційного типу забезпечують стійкість режиму в меншому діапазоні зміни кута та переданої потужності (*крива 2 на рис. 6.1*) порівняно із регуляторами сильної дії (*крива 3*). Крива 1 характеризує кутову характеристику потужності генератора без АРЗ.

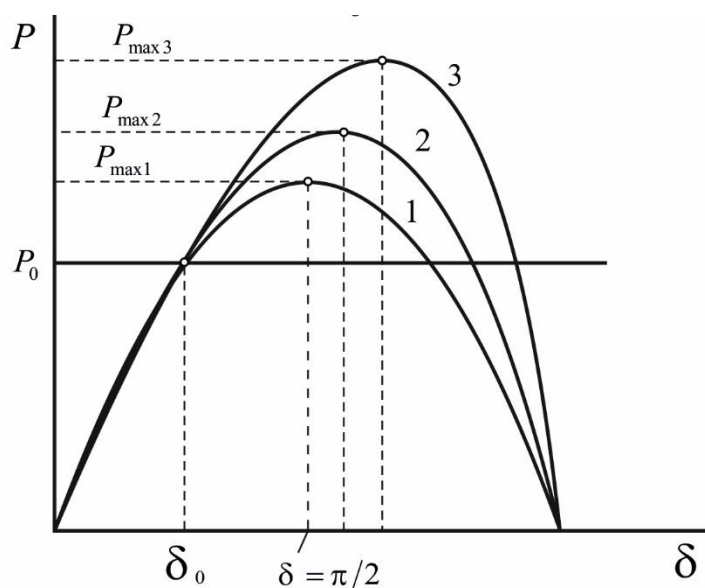


Рис. 6.1. До розгляду впливу АРЗ генератора на параметри режиму

Оцінимо, як ураховують АРЗ генератора при обчисленні стійкості електричної системи уточненим методом з використанням практичних критеріїв.

Оцінка меж стійкості з генератором без АРЗ та з АРЗ може бути зведена до оцінки межі потужності, яка передається генератором споживачам.

Виконано аналіз статичної стійкості режиму найпростішої електричної системи з генератором, який має автоматичний регулятор збудження пропорційного типу щодо відхилень напруги і працює на шини з незмінною напругою. Схема містить трансформатори та лінію електропередачі.

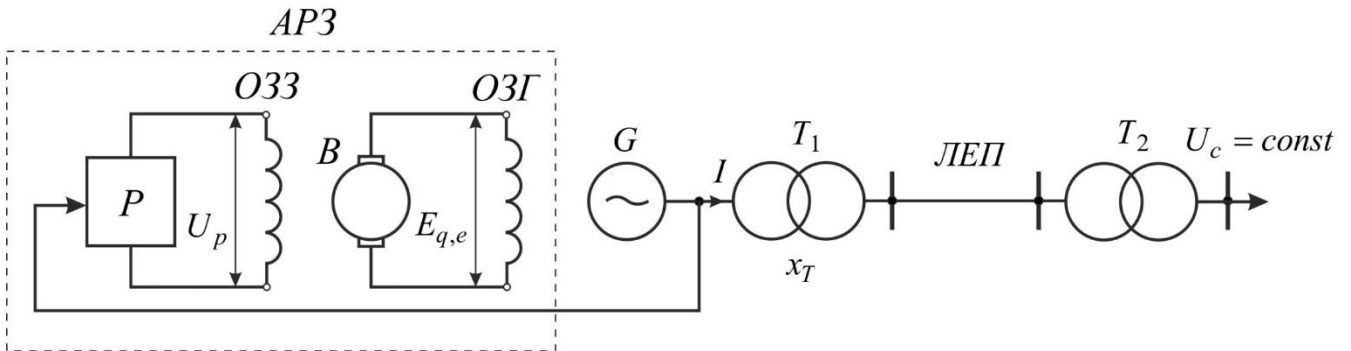


Рис. 6.2. Розрахункова схема

B – машинний збудник; $ОЗГ$ – обмотка збудження генератора;
 P – регулятор збудження пропорційного типу;
 $ОЗЗ$ – обмотка збудження збуджувача.

Для детальної оцінки статичної стійкості на **слайді 3** представлена векторна діаграма синхронного генератора. Діаграма містить синхронну по подовжній осі електрорушійну силу, напругу шин приймальної системи і відповідний кут між цими векторами, перехідну електрорушійну силу по подовжній осі (фіктивна е.р.с.), напругу генератора, відповідний кут. Тут є відповідні складові струму навантаження по подовжній і поперечній осям.

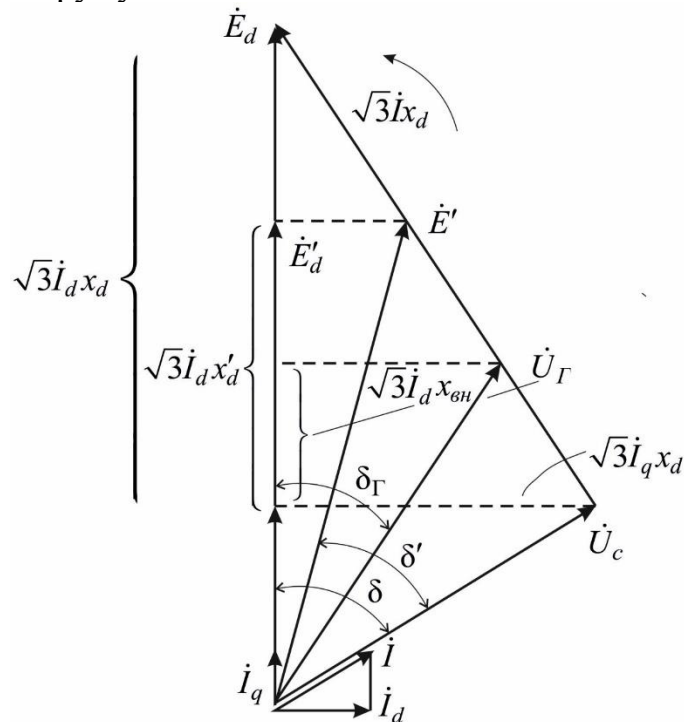


Рис. 6.3. Векторна діаграма синхронного генератора

Існують шість змінних параметрів режиму роботи генератора: кут δ (кут між синхронною електрорушійною силою та напругою приймальної системи); перехідна і синхронна подовжні електрорушійні сили генератора; електрорушійна сила усталеного режиму генератора; напруга на виходах регулятора та генератора.

Вихідні рівняння

Для генератора з автоматичним регулятором збудження пропорційного типу перехідний процес описується системою рівнянь.

Невідомі параметри режиму

$$\delta; E'_d; E_d; E_{de}; U_p; U_G$$

Рівняння генератора:

$$\frac{T_j}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = M_T - M_{el} = M_T - \frac{E_d U_c}{X_d} \sin \delta; \quad (6.1)$$

процес у роторі генератора:

$$T_{d0} \frac{dE'_d}{dt} + E_d = E_{de}; \quad (6.2)$$

Перше рівняння (формула 6.1) – рівняння відносного руху ротора генератора. До рівнянь входять параметри: механічна постійна інерції генератора, кутова швидкість генератора, момент турбіни та електромагнітний момент генератора. Параметри представлено у відносних одиницях. Знак «зірочка» (відносні значення параметра) для спрощення не записано. У відносних одиницях електромагнітний момент дорівнює електромагнітній потужності генератора.

Друге рівняння (формула 6.2) описує перехідний процес в роторі генератора. Рівняння містить: постійну часу обмотки збудження генератора (ОЗГ) при розімкненій обмотці статора; перехідну й синхронну подовжні електрорушійні сили генератора; електрорушійну силу усталеного режиму генератора (у відносних одиницях виміру дорівнює напрузі збуджувача).

Третє рівняння (формула 6.3) описує перехідний процес кола збудження збуджувача. Рівняння містить: постійну часу обмотки збудження збуджувача (ОЗЗ); усталене значення напруги збуджувача (у відносних одиницях виміру дорівнює напрузі на виході регулятора).

Для автоматичного регулятора пропорційного типу справедливе **четверте рівняння (формула 6.4)**. Тут K_U – коефіцієнт посилення регулювання регулятора. З індексом 0 представлені початкові значення напруги на виходах

регулятора і генератора. З рівняння слідує: зміна напруги на виході регулятора пропорційна зміні напруги генератора. Знак «мінус» означає: зростання напруги генератора відповідно супроводжується зменшенням напруги на виході регулятора. І навпаки.

процес кола збудження збуджувача:

$$T_{\epsilon} \frac{dE_{de}}{dt} + E_{de} = U_p; \quad (6.3)$$

процес у регуляторі:

$$U_p - U_{p0} = -K_u (U_{\Gamma} - U_{\Gamma 0}); \quad (6.4)$$

для $\delta_{\Gamma} \approx \delta$ з врахуванням векторної діаграми генератора маємо:

Додаткові два рівняння, що зв'язують їх між собою, отримано з векторної діаграми синхронного генератора. Це *вирази 6.5 і 6.6*.

$$E'_d = E_d \frac{X'_d}{X_d} + \frac{X_d - X'_d}{X_d} U_c \cos \delta; \quad (6.5)$$

$$U_{\Gamma} = E_d \frac{X_{\epsilon n}}{X_d} + \frac{X_d - X_{\epsilon n}}{X_d} U_c \cos \delta; \quad (6.6)$$

$$\text{де } X_{\epsilon n} = x_{T1} + x_{\lambda} + x_{T2}; \quad (6.7)$$

$$X_d = x_d + X_{\epsilon n};$$

$$X'_d = x'_d + X_{\epsilon n};$$

Лінеаризовані рівняння

Представлену систему рівнянь подано через відповідні лінеаризовані рівняння, отримані на основі малих прирощень. В операторній формі запису це *рівняння 6.8-6.13*.

Для малих відхилень параметрів:

$$\frac{T_j}{\omega_0} p^2 \Delta\delta = -\frac{dP}{d\delta} \Delta\delta - \frac{dP}{dE_d} \Delta E_d; \quad (6.8)$$

$$T_{d0} p \Delta E'_d + \Delta E_d = \Delta E_{de}; \quad (6.9)$$

$$T_B p \Delta E_{de} + \Delta E_{de} = \Delta U_p; \quad (6.10)$$

$$\Delta U_p = -K_u \Delta U_\Gamma; \quad (6.11)$$

$$\Delta E'_d = \frac{dE'_d}{dE_d} \Delta E_d + \frac{dE'_d}{d\delta} \Delta\delta; \quad (6.12)$$

$$\Delta U_\Gamma = \frac{dU_\Gamma}{dE_d} \Delta E_d + \frac{dU_\Gamma}{d\delta} \Delta\delta; \quad (6.13)$$

Тут представлені малі прирощення змінних параметрів: кута, електрорушійної сили, напруги на виході регулятора, напруги генератора. Отримано часткові похідні змінних (формули 6.14-6.16). Швидкість зміни потужності по куту є синхронізуюча потужність (вираз 6.14).

$$\partial_e \quad \frac{dP}{d\delta} = S_E = \frac{E_d U_c}{X_d} \cos\delta; \quad \frac{dP}{dE_d} = \frac{U_c}{X_d} \sin\delta; \quad (6.14)$$

$$\frac{dE'_d}{d\delta} = -\frac{X_d - X'_d}{X_d} U_c \sin\delta; \quad \frac{dE'_d}{dE_d} = \frac{X'_d}{X_d} \quad (6.15)$$

$$\frac{dU_\Gamma}{d\delta} = -\frac{X_d - X_{BH}}{X_d} U_c \sin\delta; \quad \frac{dU_\Gamma}{dE_d} = \frac{X_{BH}}{X_d}. \quad (6.16)$$

Характеристичне рівняння

Для отримання характеристичного рівняння системи *рівнянь 6.8-6.13* виконано відповідні перетворення.

У результаті представлений **вираз 6.17** – характеристичне рівняння 4-го порядку з коефіцієнтами A_0, A_1, A_2, A_3, A_4 . Коефіцієнт A_4 – вільний член.

$$A_0 p^4 + A_1 p^3 + A_2 p^2 + A_3 p + A_4 = 0 \quad (6.17)$$

$$a_0 p^4 + a_1 p^3 + a_2 p^2 + a_3 p + a_4 + K_u (\Delta_2 p^2 + \Delta_4) = 0 \quad (6.18)$$

Це рівняння представлено в іншому вигляді (**вираз 6.18**). Такий запис рівняння дозволяє зробити відповідні оцінки впливу основних параметрів на режим регульованої електричної системи та її стійкість (**вирази 6.19-6.24**).

$$\text{де } a_0 = \frac{T_j}{\omega_0} T'_d T_B; \quad a_1 = \frac{T_j}{\omega_0} (T'_d + T_B); \quad (6.19)$$

$$a_2 = \frac{T_j}{\omega_0} + T'_d T_B \left(\frac{E_d U_c}{X_d} \cos \delta + \frac{X_d - X'_d}{X_d X'_d} U_c^2 \sin^2 \delta \right); \quad (6.20)$$

$$a_0 = \frac{T_j}{\omega_0} T'_d T_B = 0$$

З аналізу виразу 6.18 слідує: перша частина характеристичного рівняння визначає стійкість нерегульованої електричної системи. Йдеться про те, що коефіцієнти (малі букви) a_0, a_1, a_2, a_3, a_4 є членами характеристичного рівняння, які не залежать від регулювання збудження. Друга частина рівняння (йдеться про формулу запису, де є коефіцієнт посилення регулятора) є математичним відображенням дії автоматичного регулювання збудження. Дельта 2 та Дельта 4 є одиничні додавання до відповідних коефіцієнтів характеристичного рівняння.

Після підстановки у ці вирази часткових похідних отримуємо вирази, представлені у **формулах 6.19-6.24**.

$$\Delta_4 = \frac{X_{BH}}{X_d} \left(\frac{E_d U_c}{X_d} \cos \delta + \frac{X_d - X_{BH}}{X_d X_{BH}} U_c^2 \sin^2 \delta \right) \quad (6.21)$$

$$a_4 = \frac{E_d U_c}{X_d} \cos \delta; \quad \Delta_2 = \frac{T_j}{\omega_0} \frac{X_{BH}}{X_d}; \quad (6.22)$$

$$a_3 = T'_d \left(\frac{E_d U_c}{X_d} \cos \delta + \frac{X_d - X'_d}{X_d X'_d} U_c^2 \sin^2 \delta \right) + T_B \frac{E_d U_c}{X_d} \cos \delta; \quad (6.23)$$

$$T'_d = T_{d0} \frac{X'_d}{X_d}. \quad (6.24)$$

З аналізу отриманих коефіцієнтів можна зробити наступні висновки.

Коефіцієнти a_0 та a_1 (вираз 6.19) завжди позитивні й не залежать від режиму роботи і параметрів мережі.

Коефіцієнти a_2 (вираз 6.20), a_3 (вираз 6.21), a_4 (вираз 6.22) і Дельта 4 (вираз 6.23) залежать від режиму роботи і параметрів мережі: із зростанням кута деякі з них стають від'ємними – спочатку коефіцієнт a_4 (вираз 6.22), а потім коефіцієнт a_3 (вираз 6.21). Це свідчить про порушення неодмінної умови статичної стійкості системи (позитивні значення усіх коефіцієнтів характеристичного рівняння).

У виразі 6.24 постійну часу обмотки збудження генератора при розімкненій обмотці статора приведено до індуктивного перехідного опору по подовжній осі. Для визначення умови статичної стійкості системи (генератора), скористаємося критерієм Гурвіца (вирази 6.25-6.26).

Згідно з критерієм Гурвіца усі коефіцієнти характеристичного рівняння мають бути позитивні (в даному випадку коефіцієнти A_2, A_3, A_4). Ці вирази містять значення коефіцієнта посилення й одиничних додавань до відповідних коефіцієнтів характеристичного рівняння. Визначник Гурвіца описано виразом 6.26.

Критерій Гурвіца

$$\begin{aligned} A_2 = a_2 + K_u \Delta_2 > 0; \quad A_3 = a_3 > 0; \\ A_4 = a_4 + K_u \Delta_4 > 0; \end{aligned} \quad (6.25)$$

$$\begin{aligned} A_1 A_2 A_3 - A_1^2 A_4 - A_0 A_3^2 = \\ = a_1 (a_2 + K_u \Delta_2) a_3 - a_1^2 (a_4 + K_u \Delta_4) - a_0 a_3^2 > 0. \end{aligned} \quad (6.26)$$

Оцінка умов стійкості

Виконаємо аналіз статичної стійкості такої регульованої системи для двох умов.

Перша умова (не враховується перехідний процес в обмотці збудження збуджувача): постійна часу обмотки збудження збуджувача прийнята рівною нулю ($T_e = 0$). При цьому знижується порядок характеристичного рівняння до третього, оскільки коефіцієнт a_0 (вираз 6.19) дорівнює нулю. Стійкість генератора без АРЗ (коефіцієнт посилення регулятора дорівнює нулю) зі зростанням потужності і кута порушується при зміні знаку на від'ємний у коефіцієнта a_4 , оскільки першим порушується критерій стійкості (вираз 6.25).

Критерій, описаний умовою позитивного значення коефіцієнта A_3 , порушується після того, як коефіцієнт A_4 стає від'ємним, і тому не вважається граничною умовою стійкості. Проте слід підкреслити, що вільний член характеристичного рівняння A_4 (вираз 6.22) є синхронізуючою потужністю, що передається генератором. Таким чином, якщо не враховувати перехідні процеси в обмотці збудження збуджувача генератора, стійкість нерегульованої системи

визначається граничною умовою – позитивним значенням синхронізуючої потужності при незмінній синхронній електрорушійній силі.

Введення регулювання збудження по відхиленню напруги робить вільний член характеристичного рівняння A_4 (вираз 6.25) позитивним при кутах більше 90 градусів. Таким чином усувається причина порушення стійкості нерегульованого генератора.

Перша умова:

$$T_B \approx 0;$$

Найменше значення коефіцієнта посилення регулятора

$$K_{U_{min}} = -\frac{a_4}{\Delta_4}$$

Доведено: $a_3 = T_d' S_{E_d}'$;

$$a_0 = \frac{T_j}{\omega_0} T_d' T_B = 0$$

Найбільше значення коефіцієнта посилення регулятора

$$K_{U_{max}} = \frac{X_d - X_d'}{X_d' - X_{BH}} = \frac{x_d - x_d'}{x_d'} \text{ при } T_B = 0. \quad (6.27)$$

Найменше значення коефіцієнта посилення регулятора

Умова наявності позитивного знаку коефіцієнта A_4 визначає межу найменшого значення коефіцієнта посилення регулятора по відхиленню напруги (вираз 6.26). Він залежить від коефіцієнта A_4 та одиничного додавання Дельта 4.

Доведено, що знак у коефіцієнта a_3 визначається знаком синхронізуючої потужності, визначеної при постійному значенні перехідної електрорушійної сили генератора. При позитивному коефіцієнті A_4 порушення стійкості може статися при зміні знаку у коефіцієнта A_3 (вираз 6.25) або у визначнику Гурвіца (вираз 6.26). Введення регулювання по відхиленню напруги не впливає на зміну знаку коефіцієнта A_4 .

Таким чином, введення автоматичного регулювання збудження по відхиленню напруги не може підвищити межу стійкості більше межі стійкості, що отримується за умови позитивності синхронізуючої потужності, визначеної при постійному значенні перехідної електрорушійної сили генератора.

Найбільше значення коефіцієнта посилення регулятора

Остання умова стійкості (позитивність критерію визначника Гурвіца) дозволяє отримати найбільше значення коефіцієнта посилення регулятора (вираз 6.27). Максимальне значення коефіцієнта посилення визначається тільки параметрами генератора і не залежить від режиму його роботи.

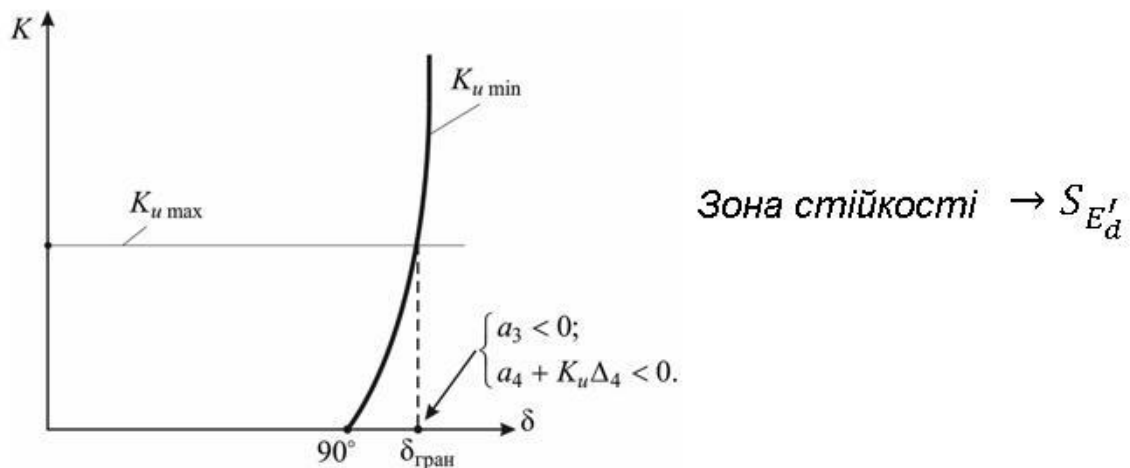
Максимальний коефіцієнт посилення дорівнює 3-5. Його практично потрібно вибирати дещо меншим за граничний, щоб мати відповідний запас на саморозкачування генератора.

При зміні знаку визначника Гурвіца на від'ємний стають позитивними дійсні частини двох комплексних коренів, а характер порушення стійкості буде коливальним. Спостерігається саморозкачування як генератора, так і

електричної системи. При найбільшому коефіцієнті посилення порушення стійкості буде, коли поточне значення кута сягне граничного значення й одночасно порушуються дві умови: коефіцієнти A_3 і A_4 стають від'ємними.

Викладене дозволяє зробити висновок: виконаний аналіз статичної стійкості, за умови, коли постійна часу обмотки збудження збуджувача не враховується, показує, що регулювання збудження генератора по відхиленню напруги забезпечує стійку роботу в зоні штучної стійкості до межі, коли синхронізуюча потужність, що визначається перехідною подовжньою електрорушійною силою, дорівнюватиме нулю. Проте допустимий коефіцієнт посилення регулятора дуже малий і не забезпечує необхідного рівня підтримки напруги генератора.

Так, при коефіцієнті посилення регулятора на рівні 5 та при можливій зміні синхронної електрорушійної сили генератора, що супроводжується, як правило, збільшенням навантаження, напруга на шинах генератора знижується на 20 відсотків. А це неприпустимо з позиції забезпечення нормальної та безпечної експлуатації електричної системи. Тому можлива зміна напруги генератора при зміні електрорушійної сили на одиницю є **статизмом системи регулювання** (вираз 6.28). Бажаний статизм регулювання – на рівні 3-4 %, оскільки при меншому статизмі спостерігається нестійкий розподіл реактивних навантажень між паралельно працюючими генераторами.



Статизм системи регулювання

$$v = (1/K_u) \cdot 100, \% \quad (6.28)$$

Друга умова (враховується перехідний процес в обмотці збудження збуджувача): розглянемо, якою буде умова статичної стійкості регульованої електричної системи (генератора), коли постійна часу обмотки збудження збуджувача не дорівнює нулю ($T_e \neq 0$). Для цього звернемося до критерію Гурвіца (вирази 6.25 і 6.26).

Якщо порівняти значення коефіцієнтів A_2 і A_3 , то виявляється, що коефіцієнт A_2 не є визначальним стійкої системи, оскільки зі збільшенням кута

цей коефіцієнт змінює знак завжди пізніше за коефіцієнт A_3 . Подальші порівняння коефіцієнтів A_3 і A_4 (вираз 6.25) показують, що зі збільшенням кута раніше змінюватиметься знак коефіцієнта A_3 .

При врахуванні (введенні) постійної часу обмотки збудження збуджувача генератора збільшується значення коефіцієнту посилення регулятора, що забезпечує дотримання умов стійкості для коефіцієнта A_4 за великих значень кута.

Отже межа стійкості визначається знаками коефіцієнта A_3 (вираз 6.25) і визначника Гурвіца (вираз 6.26). З виразу 6.26 отримуємо **найбільше значення коефіцієнта посилення регулятора (вираз 6.30)**, коли постійна часу обмотки збудження збуджувача не дорівнюватиме нулю.

Друга умова: $T_B \neq 0$.

Найбільше значення коефіцієнта посилення регулятора

$$K_{U_{max}} = \frac{a_1 a_2 a_3 - a_1^2 a_4 - a_0 a_3^2}{a_1^2 \Delta_4 - a_1 a_3 \Delta_2} \text{ при } T_B \neq 0. \quad (6.29)$$

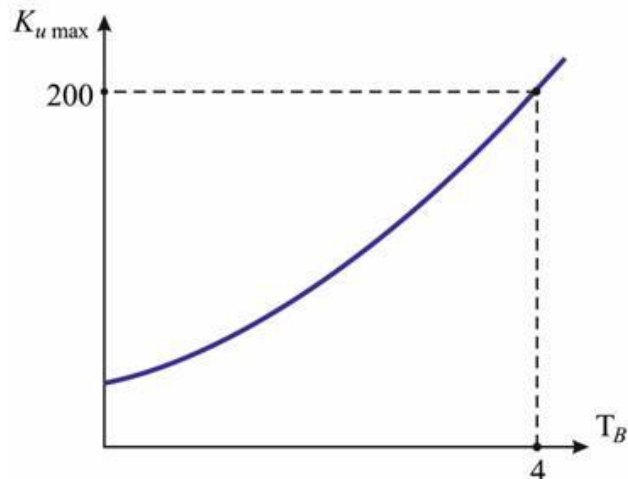
Межа статичної стійкості

$$P = \frac{E' U_c}{X'_d} \sin \delta' \text{ при } x_d = x_q = x'_d \quad (6.30)$$

Максимальний коефіцієнт посилення при збільшенні відповідного кута в результаті дії малих збурень (характерно для статичної стійкості) зменшується внаслідок зменшення коефіцієнта a_3 .

Максимальний коефіцієнт посилення значно зростає залежно від постійної часу обмотки збудження збуджувача. Збільшення постійної часу може здійснюватися в широких межах за допомогою гнучкого зворотного зв'язку. З останнього виразу виходить: коли коефіцієнт a_3 близький до нуля, маємо значення максимального коефіцієнта посилення, що буде меншим за відповідне значення, яке отримується, коли постійна часу обмотки збудження збуджувача дорівнює нулю. Тому, із зростанням кута, коли враховують постійну часу збудження збуджувача, першим змінює знак на протилежний визначник Гурвіца як умова стійкості, гранична для встановлення межі потужності відносно статичної стійкості системи з автоматичним регулятором збудження пропорційного типу.

Залежність $K_{u \max} = f(T_B)$



Коли $a_3 = 0$, маємо $K_{u \max T_B \neq 0} < K_{u \max T_B = 0}$

Тому за умови $K_u > K_{u T_B = 0}$ першим змінюється знак визначника Гурвіца
(стає критерієм статичної стійкості)

Можна визначити межу статичної стійкості електричної системи по куту і потужності при регулюванні збудження по відхиленню напруги із заданим коефіцієнтом посилення (вираз 6.29). Ця спрощена формула виражає значення кутової характеристики в цьому режимі через фіктивну електрорушійну силу, напругу приймальної системи, що слідує з векторної діаграми синхронного генератора, відповідного кута розбіжності між векторами цих змінних. У практичних розрахунках при аналізі статичної стійкості системи, що містить декілька станцій, зазвичай виключають другу гармоніку. Передбачається, що опори по подовжній і поперечній осям генератора рівні між собою.

Так визначається критерій стійкості регульованої електричної системи (генератора) при використанні регулятора збудження пропорційного типу.

Регулятори збудження сильної дії

Як відомо, процес порушення статичної стійкості електричної системи (генератора) з малим значенням постійної часу обмотки збудження збуджувача і невеликим коефіцієнтом посилення регулятора по відхиленню напруги – коливальний. У цьому випадку відбувається саморозкачування системи (генератора). Введення гнучкого зворотного зв'язку, збільшуючи постійну часу обмотки збудження збуджувача, стабілізує систему і збільшує вірогідність забезпечення (збереження) стійкості електричної системи. Гнучкий зворотний зв'язок є не єдиним засобом стабілізації системи. Достатньо ефективним є введення в закон регулювання збудження першої та другої похідних (швидкість і прискорення зміни параметра, за яким здійснюється регулювання збудження генератора).

Регулювання збудження генератора не лише по відхиленню параметра, а й за швидкістю і прискоренню його зміни, тобто введення в закон регулювання похідних, є регулювання сильною дією. Це регулятори **автоматичного регулювання збудження сильною дією**. При цьому не лише стабілізується система при великому коефіцієнті посилення, але і збільшується межа стійкості електричної системи (генератора).

Практичні методи розрахунку статичної стійкості

Раніше при дослідженні стійкості методом малих коливань було розглянуто прості системи – це станція, працююча через лінію електропередачі на шини незмінної напруги, і навантаження, що складається або тільки з асинхронних, або з синхронних двигунів, які живляться від шин незмінної напруги.

Проте сучасна електрична система складається з численних станцій і вузлів навантаження. Проаналізувати статичну стійкість такої системи досить складно без відповідних спрощень. Ці спрощення передбачають вирішення двох задач.

Перша задача – спрощення схеми заміщення електричної системи і спрощений облік автоматичного регулювання збудження (АРЗ).

Друга задача – застосування практичних критеріїв стійкості, що витікають з методу малих коливань.

Спрощення схем електричних систем зводиться, в основному, до заміни ряду електричних станцій або навантажень еквівалентними. При наближеному врахуванні автоматичного регулювання збудження, коли використовується АРЗ пропорційного типу, передбачається постійність електрорушійної сили за перехідним опором, тобто йдеться про незмінність перехідної електрорушійної сили.

Коли застосовується АРЗ сильною дією, передбачається постійність напруги на виводах генератора. Напруга генератора або напруга на початку лінії – незмінні, залежно від того, на підтримку постійності якого параметра налаштовано регулятор збудження.

При практичних розрахунках стійкості замість межі стійкості генераторних станцій визначають межу потужності за практичним критерієм – це швидкість зміни електромагнітної потужності по куту (більше нуля).

Про стійкість навантаження судять за іншим практичним критерієм – це швидкість зміни електрорушійної сили джерела по напрузі навантаження, що використовує статичні характеристики вузлів навантаження.

ГЛОСАРІЙ

Регулятори пропорційного типу

Регулятори сильною дією

Лінеаризовані рівняння

Стійкість нерегульованої електричної системи

Стійкість регульованої електричної системи

Коефіцієнт посилення регулятора

Умова стійкості

**Статизм системи регулювання
Постійна часу обмотки збудження збуджувача генератора
Гнучкий зворотний зв'язок
Регулювання збудження сильної дії**

ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ

1. Регулятори пропорційного типу реагують на відхилення параметрів режиму.
2. Регулятори сильної дії реагують на швидкість і прискорення зміни параметрів режиму.
3. Лінеаризовані рівняння отримують на основі малих прирощень.
4. Стійкість нерегульованої електричної системи визначається першою частиною характеристичного рівняння (члени рівняння не залежать від регулювання збудження).
5. Стійкість регульованої електричної системи визначається дією автоматичного регулювання збудження.
6. Умова наявності позитивного знаку коефіцієнта A_4 визначає межу найменшого значення коефіцієнта посилення регулятора по відхиленню напруги.
7. Максимальне значення коефіцієнта посилення визначається тільки параметрами генератора.
8. Статизм системи регулювання – можлива зміна напруги генератора при зміні електрорушійної сили на одиницю.
9. Максимальний коефіцієнт посилення значно зростає залежно від постійної часу обмотки збудження збуджувача.
10. Гнучкий зворотний зв'язок є не єдиним засобом стабілізації системи.
11. Регулювання збудження сильної дії не лише стабілізує систему, але і збільшує межу стійкості електричної системи.

Тестові питання по темі 6

1. Описати розрахункову схему та особливості векторної діаграми синхронного генератора.
2. Які параметри режиму характеризують процес, що досліджується?
3. Оцінити вихідні рівняння та їх фізичну природу. Які чинники визначають нелінійність цих рівнянь?
4. Чому потрібно лінеаризувати вихідні рівняння? Як це здійснюється? Дати характеристику основних параметрів режиму.
5. Як отримується характеристичне рівняння режиму? Дати оцінку цього рівняння.
6. Розкрити умови статичної стійкості режиму, коли не враховується перехідний процес в обмотці збудження збуджувача генератора.
7. Чому за умов $\delta = \delta_{\text{гран}}$ змінюється знак у коефіцієнтів A_3 та A_4 ? Описати, яким буде процес при цьому.
8. Чому на найбільше значення коефіцієнта посилення регулятора не впливають параметри режиму?

9. Розкрити вплив зростання значень постійної часу обмотки збудження збуджувача на процес стабілізації режиму.

10. Що і як дозволяють отримати регулятори збудження сильної дії?

11. Описати критерії статичної стійкості регульованої електричної системи (генератора) за різних умов зміни параметрів режиму.

ТЕМА 7 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ РЕЖИМУ

Основні положення

Сильні збурення викликають різкі зміни режиму роботи системи електропостачання. Вони виникають у результаті *зміни складу і схем* з'єднання елементів електричної мережі, при їх *ввімкненні чи вимкненні*, дії короткого замикання, *порушеннях балансу* генеруючої і споживаної потужностей у вузлових точках системи електропостачання. *Найбільш небезпечні збурення – це короткі замикання.*

Завдання аналізу динамічної стійкості режимів систем електропостачання – *оцінка характеру перехідного процесу* при дії сильних збурень, *розрахунок важливих параметрів* режиму при переході з одного стану в інший, встановлення *критичних значень параметрів режимів*. Для вирішення цих завдань використовують переважно *наближені методи*, оскільки досить складно дати точну оцінку динамічної стійкості режиму при врахуванні всіх видів перехідних процесів та змін у системі електропостачання, пов'язаних з дією сильних збурень.

До числа основних перехідних процесів і змін у системі електропостачання належать *зміни запасу кінетичної енергії* в активних елементах системи електропостачання, *зміни значень* електрорушійної сили генераторів, генерованої потужності, опорів магнітних ланцюгів, а також *нелінійність куткових характеристик* потужності та *інерційність* параметрів механічних елементів.

Наближені методи для аналізу динамічної стійкості режимів систем електропостачання базуються на таких припущеннях:

- розподіл електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів відносно швидкості їх перебігу;
- миттєва зміна значень електричної потужності при зміні режимів;
- малі відхилення частоти обертання роторів генераторів від синхронної;
- сталість значень обертального моменту первинних двигунів генераторів та постійних інерції протягом перехідного процесу;
- заміна сукупності генераторів одним еквівалентним;
- розгляд перехідних процесів на обмеженому інтервалі часу;
- збереження симетрії трифазної системи джерел живлення при її порушенні в електричній мережі;

- урахування лише основних нелінійних характеристик відповідних елементів.

Означені припущення повинні відповідати кінцевій меті завдання аналізу динамічної стійкості режиму. З погляду на це **наближені методи** можна поділити на **спрощені та уточнені**, що різняться рівнем відповідних припущень і точністю вирішення завдання.

Спрощені методи передбачають **сталість** фіктивної електрорушійної сили генераторів за перехідним опором, сталість потужності первинних машин (турбіни), **заміщення** навантажень незмінним опором, **врахування** лише періодичної складової струму прямої послідовності.

Спрощені методи дають змогу не лише просто і швидко, а й заздалегідь проаналізувати динамічну стійкість режиму для **найпростіших електричних систем**.

Уточнені методи спрямовані на врахування низки додаткових чинників, які не бралися до уваги у спрощених методах і суттєво впливають на характер перехідного процесу. Вони враховують:

- ✓ автоматичне регулювання збудження, що змінює значення електрорушійної сили генераторів та їх електромагнітний момент;
- ✓ автоматичне регулювання частоти обертання первинних двигунів (турбін) та їх **обертального** моменту;
- ✓ додаткові **гальмівні** моменти на валу агрегату, які виникають у процесі дії короткого замикання від періодичної складової струму статора і струмів, що наводяться у демпферних обмотках ротора;
- ✓ урахування динамічних характеристик навантаження вузлів систем електропостачання.

Це надзвичайно важливі чинники, що дозволяють оцінити процес в динаміці та врахувати дії багатьох складових, які впливають на забезпечення динамічної стійкості електричної системи.

Основні спрощені методи аналізу динамічної стійкості режиму систем електропостачання: **метод площин**, оскільки використовується для визначення граничних значень кута і часу вимкнення короткого замикання; **метод послідовних інтервалів** – для якісної оцінки характеру перехідного процесу за зміною кута у часі.

Граничний кут вимкнення короткого замикання

Граничний кут вимкнення короткого замикання можна знайти, **не визначаючи характеру перехідного процесу** зміни режимів. Для цього використовується **метод площин**, що дає можливість оцінити співвідношення зміни значень енергії у різних фазах процесу зміни режимів роботи систем електропостачання. За приклад енергетично оцінимо послідовні переходи із нормального в аварійний та післяаварійний режими простої електричної системи, що містить генератор, діючий через трансформатор і дволанцюгову лінію електропередачі на шини приймальної системи необмеженої потужності

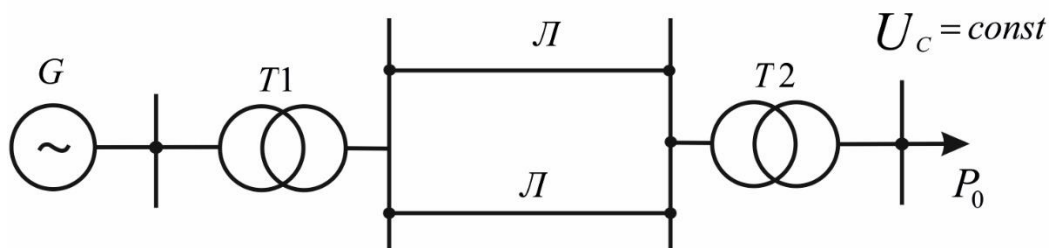


Рис. 7.1. Розрахункова схема

Кінетична енергія прискорення

Оцінимо можливі режими генератора (рис. 7.2). У нормальному режимі передавана потужність дорівнює P_0 і кут між електрорушійною силою E' та напругою приймальної системи U_L є δ_0 . В режимі короткого замикання генератор під дією різниці моментів турбіни та генератора прискорюється. Кінетична енергія, отримана ротором генератора в **період прискорення**, при переміщенні ротора від кута δ_0 до кута $\delta_{\text{вим}}$, при якому відбувається вимкнення ушкодженого ланцюга, відповідним чином виписується залежністю 7.1.

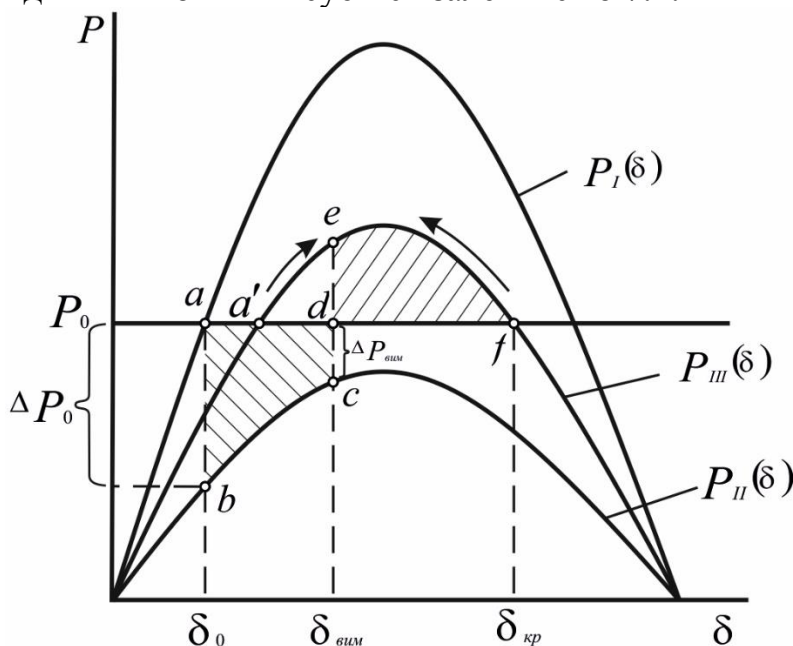


Рис. 7.2. Кутіві характеристики потужності генератора нормального, аварійного та післяаварійного режимів

- Кінетична енергія прискорення

$$A_{\text{приск}} = \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{вим}}} \Delta M d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{вим}}} \Delta P_{II} d\delta = F_{abcd}; \quad (7.1)$$

Враховуючи, що змінення швидкості незначні, можна замість різниці моментів ΔM використати різницю потужностей ΔP_{II} . Тут площа фігури F_{abcd} розглядається як **площа прискорення**.

Кінетична енергія гальмування

Після вимкнення короткого замикання на ротор генератора діє *гальмівний момент*. Але кут δ продовжує збільшуватися доки вся запасена кінетична енергія на пришвидшення не буде витрачена. Стійкість зберігається, якщо у після аварійному режимі вся запасена кінетична енергія буде використана до досягнення ротором кута $\delta_{\text{крит}}$. Енергія, що може бути відданою в період гальмування (період руху ротора від кута $\delta_{\text{вим}}$ до кута $\delta_{\text{кр}}$) виписується залежністю 7.2.

- Кінетична енергія гальмування

$$A_{\text{гальм}} = \int_{\delta_{\text{вим}}}^{\delta_{\text{кр}}} \Delta P_{\text{III}} d\delta = F_{\text{def}}; \quad (7.2)$$

Вимкнення пошкодженого ланцюга електропередачі призводить до зростання значення потужності, що передається до мережі, з $P_{\text{II}}(\delta_{\text{вим}})$ до $P_{\text{III}}(\delta_{\text{вим}})$. Оскільки $P_{\text{III}}(\delta_{\text{вим}}) > P_0$, то з'являється гальмівний момент для ротора генератора, який відповідає потужності $\Delta P_{\text{III}}(\delta_{\text{вим}})$ (залежності 7.3-7.5). Кут продовжує зростати доти, аж поки не буде вичерпана накопичена за час прискорення кінетична енергія ротора генератора.

Під час гальмування може бути вичерпана енергія, граничне значення якої для інтервалу виміру кута δ , що дорівнює $\delta_{\text{вим}}$ та $\delta_{\text{кр}}$, визначається за **виразом 7.2**.

Система стійка при:

$$F_{\text{def}} \geq F_{\text{abcd}} \quad \text{або} \quad \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{вим}}} \Delta P_{\text{II}} d\delta \leq \int_{\delta_{\text{вим}}}^{\delta_{\text{кр}}} \Delta P_{\text{III}} d\delta; \quad (7.3)$$

$$\Delta P_{\text{II}} = P_0 - P_{\text{II max}} \sin \delta; \quad (7.4)$$

$$\Delta P_{\text{III}} = P_{\text{III max}} \sin \delta - P_0; \quad (7.5)$$

Заштрихована площа фігури *def* є **площею гальмування** F_{def} , відповідно до кінетичної енергії, що може бути витраченою ротором генератора під час гальмування.

Умова збереження стійкості

Збереженню динамічної стійкості та поверненню робочої точки стану роботи у точку *d* відповідає умова (залежність 7.3). Ця умова через кутові характеристики потужності режимів записується таким чином (залежність 7.6).

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{\text{вим}}} (P_0 - P_{\text{II max}} \sin \delta) d\delta - \int_{\delta_{\text{вим}}}^{\delta_{\text{кр}}} (P_{\text{II max}} \sin \delta - P_0) d\delta = 0. \quad (7.6)$$

Граничний кут

Правило площ дозволяє знайти *граничні* за умовою збереження стійкості *значення кута вимкнення короткого замикання*. Граничному режиму відповідає рівність *площ прискорення та гальмування*, що в підсумку дозволяє здійснити вирішення залежності 7.7 й отримати *кінцевий вираз* для граничного кута вимкнення при несиметричному короткому замиканні. Тут також *дано вирази* для *визначення критичного та початкового кутів*. Вони представлені у *відносних одиницях – радіанах*.

$$P_0 (\delta_{\text{вим}} - \delta_0) + P_{II \text{ max}} (\cos \delta_{\text{вим}} - \cos \delta_0) + P_{III \text{ max}} (\cos \delta_{\text{кр}} - \cos \delta_{\text{вим}}) + P_0 (\delta_{\text{кр}} - \delta_{\text{вим}}) = 0. \quad (7.7)$$

Граничне (за умови збереження динамічної стійкості режиму) *значення кута* вимкнення пошкодженого ланцюга лінії електропередачі визначається залежністю 7.8.

$$\delta_{\text{вим}} = \arccos \frac{P_0 (\delta_{\text{кр}} - \delta_0) + P_{III \text{ max}} \cos \delta_{\text{кр}} - P_{II \text{ max}} \cos \delta_0}{P_{III \text{ max}} - P_{II \text{ max}}}, \quad (7.8)$$

$$\text{де } \delta_{\text{кр}} = \arcsin \frac{P_0}{P_{III \text{ max}}}; \delta_0 = \arcsin \frac{P_0}{P_{I \text{ max}}}. \quad (7.9)$$

Граничний час вимкнення короткого замикання

Граничний час вимкнення короткого замикання відповідає отриманому за залежністю 7.8 граничному куту вимкнення. Для довільного моменту часу зв'язок цих параметрів відображається рівнянням руху ротора генератора (залежність 7.10), аналітичний *розв'язок* якого можливий лише для випадку повного розриву зв'язку генератора з шинами приймальної мережі, коли відповідна потужність аварійного режиму відсутня. Це характерно для трифазного короткого замикання на одному з ланцюгів лінії електропередачі.

Рівняння руху ротора генератора (залежність 7.10) спрощується до вигляду, представленому в залежності 7.12.

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_{\text{ел}}; \quad (7.10)$$

$$P_{\text{ел}} = P_{\text{max}} \sin \delta. \quad (7.11)$$

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 \quad \text{при} \quad P_{\text{ел}}^{(3)} = 0. \quad (7.12)$$

Розв'язок цього рівняння послідовним інтегруванням при постійних C_1 та C_2 (вирази 7.13, 7.14) дозволяє отримати *поточне значення кута функції часу* (вираз 7.15).

$$\frac{d\delta}{dt} = \int \frac{P_0}{T_j} dt = \frac{P_0}{T_j} t + C_1, \quad (7.13)$$

$$\text{де } C_1 = 0 \text{ при } \left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{t=0} = 0, \quad (7.14)$$

$$\delta = \int \frac{P_0}{T_j} t dt = \frac{P_0}{2T_j} t^2 + C_2, \quad (7.15)$$

$$\text{де } C_2 = \delta_0, \text{ так як } \delta_{t=0} = \delta_0. \quad (7.16)$$

Граничний час

Отримане рішення дозволяє знайти значення граничного часу вимкнення трифазного короткого замикання (вираз 7.17).

Якщо кут виміряти у **градусах**, а постійну часу в секундах, то відповідна **формула 7.17** матиме інший вигляд (**вираз 7.18**).

$$t_{\text{вим}} = \sqrt{\frac{2T_j(\delta_{\text{вим}} - \delta_0)}{P_0}}, \text{ рад} \quad (7.17)$$

$$\text{або } t_{\text{вим}} = \sqrt{\frac{T_j(\delta_{\text{вим}} - \delta_0)}{9000P_0}}, \text{ с} \quad (7.18)$$

$$\text{де } \delta_{\text{рад}} = \frac{\pi}{180} \delta_{\text{град}}; \quad T_{j\text{рад}} = \frac{1}{\omega_0} T_{jc}. \quad (7.19)$$

З малою тривалістю аварійного режиму (до 0,1-0,2 с) формулою 7.18 користуються для обчислення граничного часу вимкнення **при дії несиметричних коротких замикань**, коли відповідна потужність для аварійного режиму $P > 0$ (рис. 7.2).

Тоді потужність P_0 заміщується прирощенням у рівнянні й замінюється на відповідний параметр ΔP , що записано у формулі 7.20. Визначити зміну потужності допомагає (рис. 7.2).

При малій тривалості аварійного режиму (до 0,1-0,2 с):

$$\Delta P = \frac{\Delta P_0 + \Delta P_{\text{вим}}}{2}. \quad (7.20)$$

$P_0 \rightarrow \Delta P$

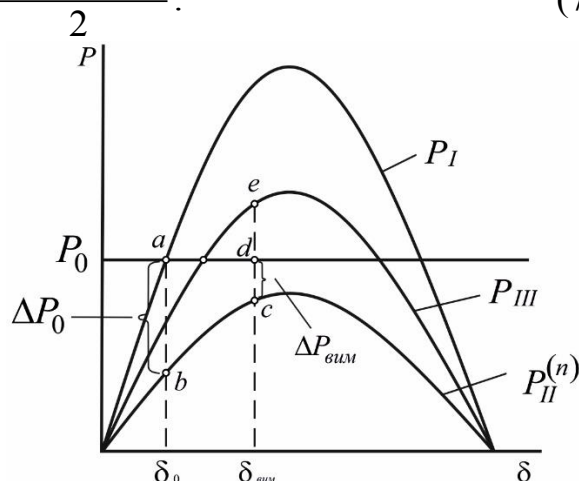


Рис. 7.3. Зміна режимів роботи генератора

Зміна кута у часі перехідного процесу

Загальні умови

Оцінку характеру перехідного процесу, зміну режимів виконують за залежністю кут δ – функція часу, отриману числовим розв’язанням відповідно рівняння руху ротора генератора (залежність 7.10) за методом послідовних інтервалів. Цим можна врахувати вплив на характер перехідного процесу *засобів* регулювання збудження, *зміну часу* вимкнення пошкодженого елемента, *автоматичного* повторного включення тощо.

Метод послідовних інтервалів – це наближене рішення рівняння руху ротора генератора. Перехідний процес розбивають на низку рівних інтервалів часу Δt і послідовно здійснюють рішення за цими інтервалами. У практичних розрахунках поодиноким інтервал часу обирають залежно від тривалості короткого замикання та характеристик пристроїв системи автоматики й регулювання (вираз 7.21). У кожному інтервалі часу надлишок потужності ΔP (права частина рівняння) вважають сталим (вираз 7.22) і з таким припущенням обчислюють прирощення кута $\Delta\delta$ (вираз 7.23).

$$\Delta t \rightarrow \begin{cases} \Delta\delta \\ \Delta P \end{cases} \quad \Delta t = 0,02 \dots 0,1 \text{ с} \quad (7.21)$$

У момент часу появи короткого замикання виникає надлишок потужності ΔP_0 (рис. 7.3).

Перший інтервал часу

Прирощення кута протягом *першого інтервалу часу* Δt (залежність 7.23) знаходять послідовним інтегруванням рівняння прирощення кута. **Початкові умови**: швидкість зміни кута дорівнює нулю, кут δ – це вихідний кут δ_0). Наприкінці першого інтервалу часу кут δ_0 збільшено на відповідне прирощення $\Delta\delta_1$ (залежність 7.23).

$$1) \quad T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = \Delta P_0, \quad \text{при} \quad \Delta P_0 = \text{const} \quad (7.22)$$

$$\Delta\delta_1 = \frac{\Delta P_0}{2T_j} \Delta t^2; \quad \delta_1 = \delta_0 + \Delta\delta_1 \quad (7.23)$$

Другий інтервал часу

У *другому інтервалі* часу ротор генератора рухається під дією надлишкової потужності ΔP_1 (вираз 7.24) і деякої початкової швидкості, отриманої на першому інтервалі – це швидкість зміни кута по часу (вираз 7.25).

$$\Delta P_1 = \text{const}; \quad \Delta P_1 = P_0 - P_{II \max} \sin \delta_1 \quad (7.24)$$

$$\left[\frac{d\delta}{dt} \right]_1 = \frac{\Delta P_0 + \Delta P_1}{2T_j} \Delta t. \quad (7.25)$$

Розв'язавши **рівняння 7.10** відносно прирощення кута у другому інтервалі часу (**вирази 7.26, 7.27**), отримаємо **прирощення кута у другому інтервалі часу (вираз 7.28)**.

$$2) \quad T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \Delta P_1 \quad (7.26)$$

$$\delta = \frac{\Delta P_1}{2T_j} t^2 + \left[\frac{d\delta}{dt} \right]_1 t; \quad (7.27)$$

при $t = \Delta t$

$$\begin{aligned} \Delta \delta_2 &= \frac{\Delta P_1}{2T_j} \Delta t^2 + \frac{\Delta P_0 + \Delta P_1}{2T_j} \Delta t^2 = \\ &= \frac{\Delta P_0}{2T_j} \Delta t^2 + \frac{\Delta P_1}{T_j} \Delta t^2 = \Delta \delta_1 + \frac{\Delta P_1}{T_j} \Delta t^2, \text{ рад} \end{aligned} \quad (7.28)$$

Якщо виміряти час у **секундах**, кути – у **градусах** і ввести відповідний коефіцієнт K (**вираз 7.29**), то отримаємо прирощення кута у градусах для першого (**вираз 7.30**) та другого (**вираз 7.31**) інтервалів. За аналогією для n -го інтервалу часу справедливо (**вираз 7.32**).

$$K = \frac{18000 \Delta t^2}{T_j}. \quad (7.29)$$

$$\text{Тоді} \quad \Delta \delta_1 = K \frac{\Delta P_0}{2}, \text{ град.}; \quad (7.30)$$

$$\Delta \delta_2 = \Delta \delta_1 + K \Delta P_1, \text{ град.}; \quad (7.31)$$

$$\Delta \delta_n = \Delta \delta_{n-1} + K \Delta P_{n-1}, \text{ град.}; \quad (7.32)$$

$$\Delta \delta_k = \Delta \delta_{k-1} + K \frac{\Delta P'_{k-1} + \Delta P''_{k-1}}{2}, \text{ град.} \quad (7.33)$$

Якщо в i -му інтервалі часу відбувається зміна режиму з переходом **від однієї кутової характеристики** потужності **до іншої** (рис. 7.3), то прирощення кута визначається за **виразом 7.33**.

Точки відповідної кривої слід розраховувати доти, поки кут не розпочне зменшуватися за відповідною **кривою 1**, що відповідає збереженню стійкості роботи, або поки не буде встановлено: кут продовжує зростати за **кривою 2**, що означає порушення динамічної стійкості режиму (рис. 7.3). За кривою (кут є функцією часу) можна визначити також граничний час вимкнення короткого замикання, використовуючи розраховане за **виразом 7.8** значення граничного кута вимкнення короткого замикання.

В окремих випадках, наприклад при використанні спеціальних засобів підвищення стійкості, неможна обмежуватися розрахунком перехідного процесу до першого максимуму кута. Необхідно перевірити стійкість в другому циклі розкачувань (рис. 7.3, крива 3).

Система електропостачання підприємства здебільшого живиться від кількох незалежних джерел електроенергії. Таку схему зовнішнього електропостачання можна розглядати як **складну**. Найбільш розповсюджена система електропостачання – з **двостороннім живленням**. У нашому підручнику наведено електричну систему з двома джерелами живлення, яка містить елементи зв'язку між ними та навантаження. Рух генераторів джерел описується відповідними відомими вам рівняннями.

До схем заміщення електричної системи для різних режимів введемо **моделі навантажень** у вигляді комплексних опорів. **Зв'язок** між джерелами електричної енергії при цьому створюється пасивними елементами. Його можна розкрити через власні та взаємні провідності віток з урахуванням опорів навантажень.

Динамічну стійкість режиму систем електропостачання в цьому випадку визначають за характером зміни у часі взаємних кутів, які повинні бути однаковими і незростаючими. Ознака динамічної стійкості – зростаючий характер частини графіків залежностей взаємних кутів у часі.

Характер зміни залежностей кута в часі встановлюють для кожного заздалегідь заданого часу вимкнення короткого замикання. Щоб визначити граничний кут вимкнення короткого замикання, викладену послідовність розрахунків необхідно повторювати для інших значень часу, доки не буде встановлено характер зміни залежностей (кут – функція часу), що підтверджують динамічну стійкість або нестійкість режиму роботи систем електропостачання.

Врахування регулювання збудження генератора

Динамічну стійкість режиму найпростішої електричної системи, де генератор з **автоматичним регулятором збудження пропорційного типу** працює на шини незмінної напруги, необхідно розглядати з урахуванням нелінійності характеристик її елементів.

Зміну режимів роботи такої електричної системи достатньо повно можна проаналізувати на **основі методу послідовних інтервалів з лінеаризацією рівнянь** перехідних процесів на кожному інтервалі часу. Динамічну стійкість у такому випадку оцінюють за характером зміни кута переміщення ротора генератора у часу.

Пристрій форсування збудження у найпростішому варіанті реалізує шунтування резистора у ланцюгу обмотки збудження збуджувача генератора при **зниженні напруги** на його затискачах до значення на 15 % менше. При цьому струм у ланцюгу обмотки збудження збуджувача і пропорційна йому напруга збуджувача з урахуванням часу запізнення від спрацювання пристроїв автоматичного регулювання збудження (на рівні 0,05 с) **зростає** до найбільшого значення електрорушійної сили за **експоненціальним** законом з постійною часу збудження.

В усталеному режимі роботи генератора електрорушійна сила пропорційна, а у відносних одиницях виміру дорівнює напрузі збуджувача. При

Послідовність в аналізі динамічної стійкості для простої електричної системи, яка містить генератор з **автоматичним регулятором збудження пропорційного типу**, з використанням залежності (кут – функція часу) буде наступний.

1. **Складають** схеми заміщення систем електропостачання для нормального, аварійного та післяаварійного режимів і визначають власні, а також взаємні провідності та опори.

2. **На основі** розрахунку для нормального режиму встановлюють відповідні значення P_0 , кут вихідний, синхронне та перехідне значення електрорушійної сили поздовжньої осі.

3. **За відомими** характеристиками регулятора та збуджувача будують залежність зміни у часі електрорушійної сили за умов форсування збудження генератора.

4. **Обчислюють** значення електрорушійної сили для першого моменту часу після виникнення аварійного стану (**вираз 7.36**).

$$E_{d0} = [E'_{d0} - U_c y_{12} (X_d - X'_d) \cos(\delta_0 - \alpha_{12})] / [1 - y_{11} (X_d - X'_d) \cos \alpha_{11}]. \quad (7.36)$$

5. **Знаходять** приращення перехідної електрорушійної сили протягом першого інтервалу часу (**залежність 7.37**), де відповідне середнє значення електрорушійної сили у першому інтервалі часу.

$$\Delta E'_{d1} = \Delta t (E_{del} - E_{d0}) / T_{d0}, \quad (7.37)$$

де E_{del} – середнє значення е.р.с. у першому інтервалі часу

6. **Розраховують** значення перехідної електрорушійної сили у кінці першого (на початку другого) інтервалу часу (**вираз 7.38**).

$$E'_{d1} = E'_{d0} + \Delta E'_{d1}. \quad (7.38)$$

7. **Визначають** активну потужність, яку віддає генератор на початку першого інтервалу часу (**вираз 7.39**).

$$P_0 = E_{d0}^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + E_{d0} U_c y_{12} \sin(\delta_0 - \alpha_{12}) \quad (7.39)$$

і надлишок потужності за цей інтервал часу

$$\Delta P_0 = P_1 - P_0.$$

8. **Обчислюють** приращення кута переміщення ротора генератора за перший інтервал часу (**вираз 7.40**).

$$\Delta \delta_1 = 0,5 K \Delta P_0. \quad (7.40)$$

Для наступних інтервалів часу знаходять відповідні приращення кута (вираз 7.41).

$$\begin{aligned}\Delta\delta_n &= \Delta\delta_{n-1} + K\Delta P_{n-1}; \\ \Delta\delta_k &= \Delta\delta_{k-1} + K\frac{\Delta P'_{k-1} + \Delta P''_{k-1}}{2}.\end{aligned}\tag{7.41}$$

Для кожного з наступних інтервалів часу розрахунок повторюють за останніми п'ятьма пунктами. Якщо при цьому на n -му інтервалі часу кутова характеристика потужності генератора не змінюється, то приращення кута визначається відповідною, Вам відомою формулою. Якщо є перехід на іншу характеристику, то використовується **залежність 7.41**.

Для кожного інтервалу часу напругу генератора розраховують за відповідною формулою з використанням попередньо знайденого значення синхронної електрорушійної сили. За обчисленими значеннями напруги генератора контролюють момент часу **зняття форсування його збудження**.

При оцінці динамічної стійкості режиму електричної системи, генератори якої оснащені звичайними збуджувачами, наближено можна вважати, що форсування збудження генераторів триває до **досягнення кутом максимального значення**. У такому разі при розрахунку лише першого відхилення кута необхідність у визначенні напруги генератора зникає.

Урахування автоматичного регулятора збудження сильної дії в оцінці динамічної стійкості режиму системи пов'язані з аналізом характеристичних рівнянь більш високих порядків, аніж при врахуванні автоматичного регулятора збудження пропорційного типу. Їх аналіз виконують **методом D-розбиття** в площині коефіцієнтів за похідними зміни параметрів режиму або із застосуванням фізичного моделювання чи аналогових та цифрових машин.

Введення у закон регулювання збудження похідних зміни параметрів режиму забезпечує розширення зони стійкості до ще більших значень кута, ніж при автоматичному регуляторі пропорційного типу, – до граничного значення. При цьому суттєво збільшується і передавана до мережі гранична активна потужність. Якщо при використанні автоматичного регулятора пропорційного типу гранична потужність не перевищує значення, розрахованого при сталості електрорушійної сили, то із застосуванням автоматичного регулятора сильної дії гранична потужність відповідає її кутовій характеристиці, коли напруга на виході генератора постійна. За допомогою автоматичного регулятора сильної дії вплив власного опору генератора на динамічну стійкість режимів системи виключається.

Таким чином, наявність різних меж потужності генератора при використанні того чи іншого пристрою автоматичного **регулювання його збудження дає змогу** по різному подати генератор у схемі заміщення при розрахунку динамічної стійкості системи. Існують варіанти розрахункових схем.

Перший – генератор без автоматичного регулювання збудження заміщують синхронною поздовжньою електрорушійною силою за синхронним індуктивним опором X_d .

Другий – генератор з автоматичним **регулятором збудження пропорційного типу** заміщується джерелом електрорушійної сили за перехідним індуктивним опором X'_d .

Третій – генератор з автоматичним **регулятором збудження сильної дії** розглядається як джерело сталої напруги (постійна напруга на виході генератора), яку вважають незалежним параметром режиму.

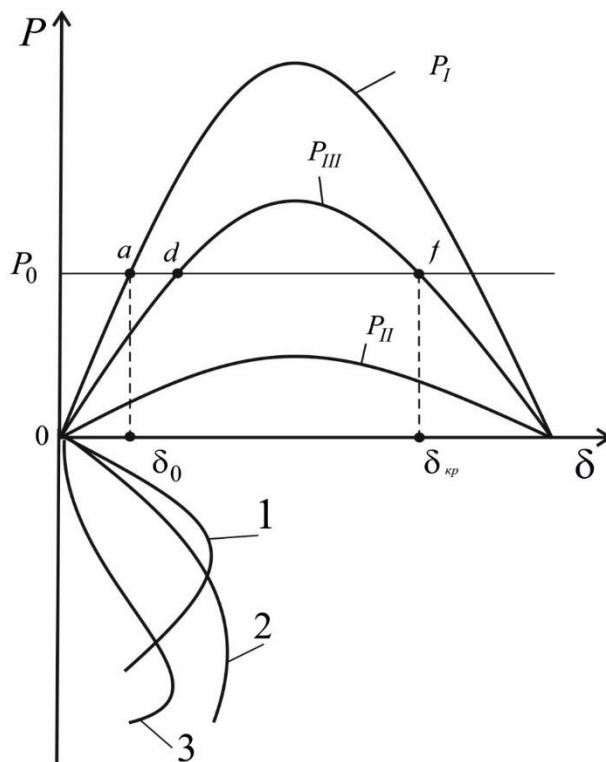


Рис. 7.5. Умови розрахунку

Запас динамічної стійкості

Запас динамічної стійкості достатньо характеризувати значенням збурення, при якому повинна **зберігатися динамічна стійкість системи**.

Зазвичай в якості збурень приймають короткі замикання з наступним відключенням пошкодженого елемента. Найбільш важким видом к.з. є **трифазне коротке замикання**. Потім **легші**: **двофазне к.з.** на землю, **двофазне к.з.** без землі, **однофазне к.з.** на землю.

Оскільки трифазні к.з. бувають виключно рідко, можна вважати, що **запас динамічної стійкості достатній**, якщо динамічна стійкість системи зберігається **при двофазному к.з.** на землю з наступним відключенням пошкодженого елемента. При цьому для далеких електропередач повинна враховуватися дія спеціальних засобів підвищення динамічної стійкості електрогальмування, **відключення** частини генераторів і таке інше. Без урахування дії спецзасобів **стійка далека електропередача** повинна забезпечуватися лише при ушкодженні, що найчастіше зустрічається, – **однофазному замиканні**.

ГЛОСАРІЙ

Сильні збурення
Короткі замикання
Стійкість режиму
Граничний режим
Метод послідовних інтервалів
Перехідний процес
Динамічна стійкість
Надлишок потужності ΔP
Ознака динамічної стійкості
Характер зміни залежностей кута
Зміна режимів роботи регульованої системи
Напруга генератора для кожного інтервалу часу
Момент часу зняття форсування збудження
Розширення зони стійкості до ще більших значень кута

ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ

1. Сильні збурення викликають різкі зміни режиму роботи системи електропостачання.
2. Короткі замикання – це найбільш небезпечні збурення.
3. Метод послідовних інтервалів – для якісної оцінки характеру перехідного процесу за зміною кута у часі.
4. Кут δ продовжує збільшуватися доки вся запасена кінетична енергія на пришвидшення не буде витрачена.
5. Стійкість зберігається, якщо у післяаварійному режимі вся запасена кінетична енергія буде використана до досягнення ротором кута $\delta_{кр}$.
6. Вимкнення пошкодженого ланцюга електропередачі призводить до зростання значення потужності, що передається до мережі, з $P_{II}(\delta_{вим})$ до $P_{III}(\delta_{вим})$.
7. Граничному режиму відповідає рівність площ прискорення та гальмування.
8. Метод послідовних інтервалів – це наближене рішення рівняння руху ротора генератора.
9. Перехідний процес розбивають на низку рівних інтервалів часу Δt і послідовно здійснюють рішення за цими інтервалами.
10. Надлишок потужності ΔP у кожному інтервалі часу вважають сталим і з таким припущенням обчислюють прирощення кута $\Delta\delta$.
11. Ознака динамічної стійкості – зростаючий характер частини графіків залежностей взаємних кутів у часі.
12. Характер зміни залежностей кута в часі встановлюють для кожного заздалегідь заданого часу вимкнення короткого замикання.
13. Зміну режимів роботи регульованої системи достатньо повно можна проаналізувати на основі методу послідовних інтервалів.
14. Напругу генератора для кожного інтервалу часу розраховують з використанням попередньо знайденого значення синхронної електрорушійної сили.

15. Момент часу зняття форсування збудження генератора контролюють за обчисленими значеннями напруги.

16. Розширення зони стійкості до ще більших значень кута забезпечується уведенням в закон регулювання збудження похідних зміни параметрів режиму.

Тестові питання по темі 7

1. Які зміни режиму роботи систем електропостачання викликають сильні збурення?
2. Завдання розрахунку параметрів динамічної стійкості режиму.
3. Основні характеристики методів аналізу і оцінки динамічної стійкості режимів, прийняті припущення та можливості цих методів.
4. Як визначити кінетичну енергію прискорення та гальмування ротора генератора?
5. Яка умова збереження динамічної стійкості?
6. Оцінити граничне значення кута вимкнення короткого замикання. Яка його фізична сутність?
7. Що досягається при вирішенні задачі визначення граничного часу вимкнення короткого замикання?
8. Яка сутність цього розрахунку?
9. Пояснити обчислення граничного часу вимкнення при різних видах короткого замикання.
10. Основні умови методу послідовних інтервалів.
11. Описати розв'язання вихідного рівняння для різних інтервалів часу. Як оцінюється похибка рішення?
12. Пояснити принципи лінеаризації рівнянь перехідних процесів на кожному інтервалі часу.
13. Пояснити природу параметрів рішення та як визначається прирощення кута для K -го інтервалу часу за умов переходу до іншої кутової характеристики потужності генератора.
14. Як використовується розрахунок параметрів режиму за умов регулювання збудження генератора?
15. Як оцінити запас динамічної стійкості режиму?
16. Описати розрахункові схеми при різних засобах автоматичного регулювання збудження.

ТЕМА 8

РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ РЕЗУЛЬТУЮЧОЇ СТІЙКОСТІ РЕЖИМУ

Результуюча стійкість режиму – це здатність електричної системи відновлювати синхронну роботу генераторів після дії **великого збурення**, коли виникає **короткочасний асинхронний режим**.

Якщо генератори, що випали з синхронізму, після усунення причин недоотримання відповідних умов для збереження стійкості знов втягуються у синхронізм, то вважають, що **система має результуючу стійкість**. При розрахунку перехідних процесів, викликаних порушенням відповідної стійкості генератора, і в першу чергу **динамічної стійкості**, користуються поняттями **асинхронного режиму та асинхронного моменту**.

Асинхронний режим – це стан роботи при великих **відхиленнях частоти** обертання роторів генераторів або двигунів від значення синхронної частоти. Випадіння генератора із синхронізму супроводжується **різким підвищенням частоти** обертання ротора.

При асинхронному ході та значенні частоти, більшої за синхронну, генератор працює **як асинхронний і генерує активну потужність**, що зветься **асинхронною**.

Причини виникнення асинхронного режиму

Причини виникнення асинхронного режиму генератора або частини системи групи генераторів можуть бути різними. Цей режим може викликати **зникнення (втрата) збудження** генератора, **порушення динамічної стійкості** після різкого збурення (**поштовху**), **порушення статичної стійкості** перевантаженої системи при слабких збуреннях.

У випадку втрати збудження генератор працює тільки **як асинхронний**. Струм збудження за експонентою **зменшується**, кут за експонентою **збільшується** (рис.8.1).

Виникнення асинхронного режиму

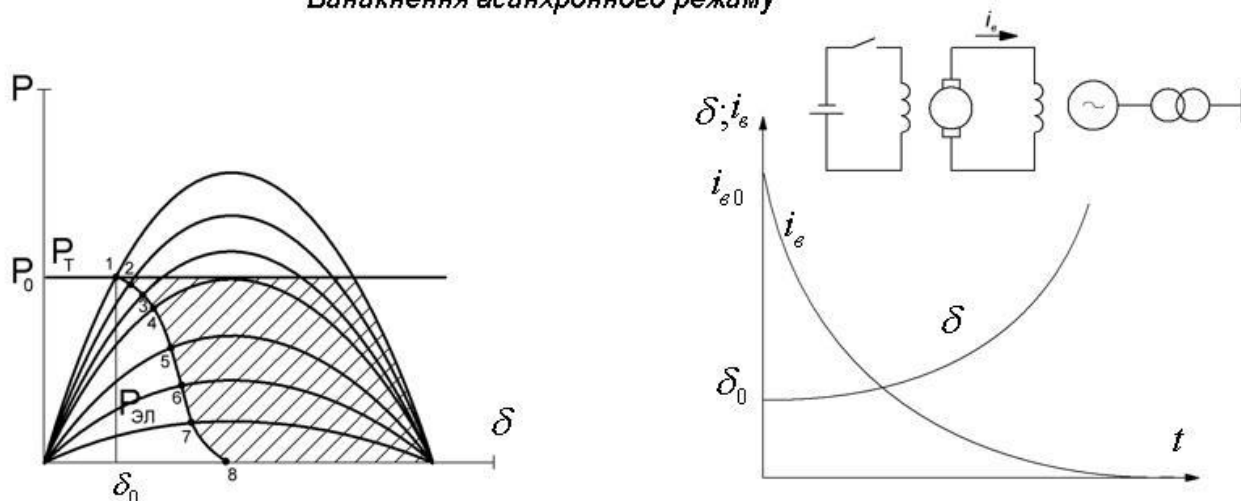


Рис. 8.1. Втрата збудження та перехід на асинхронний режим:
1-8 – потужність генератора поступово зменшується зі зменшенням
струму збудження i_e при відключенні збуджувача

У випадку порушення *динамічної* стійкості генератора (*генераторів*), а також у випадку порушення *статичної* стійкості при наявності збудження, генератори разом з асинхронною потужністю генерують і *пульсуючу синхронну потужність* (рис. 8.2-8.3).

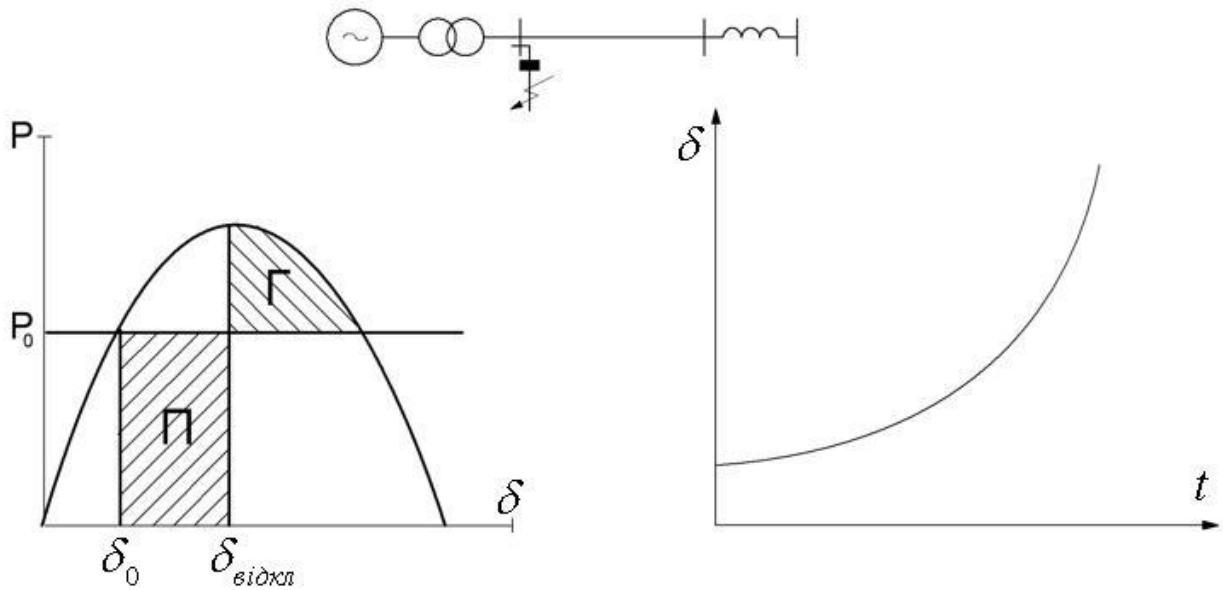


Рис. 8.2. Перехід на асинхронний режим в результаті порушення динамічної стійкості: площа прискорення (Π) більше площі гальмування (Γ)

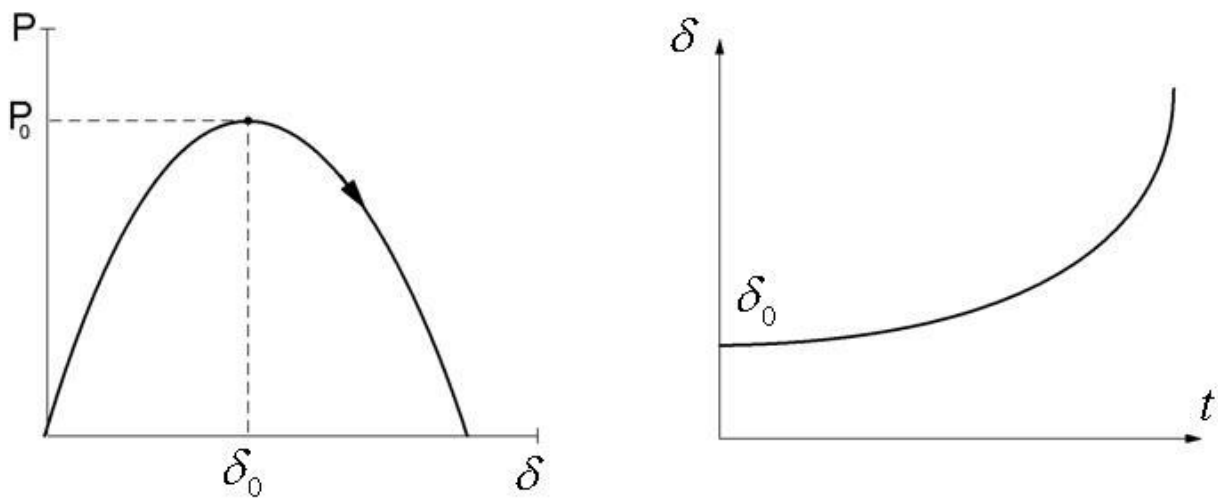


Рис. 8.3. Перехід на асинхронний режим в результаті порушенні статичної стійкості (умова $P_0 = P_{max}$)

Для більшості синхронних машин асинхронний хід не є небезпечним. Турбогенератори в асинхронному режимі можуть розвивати потужність, *сумірну з номінальною*.

При ковзаннях порядку *десятих часток відсотка*, при яких встановлюється асинхронний режим турбогенератора, струми, як правило, *не являють собою небезпеки* для машини. *Однак* потрібно мати на увазі: розглядається робота турбогенератора через *незначний зовнішній опір*, що

зв'язує генератор з шинами незмінної напруги. При **значному опорі** $X_{зовн}$ і **більших ковзаннях** потрібна **додаткова перевірка** цього режиму та оцінка відповідних параметрів.

Допустимість асинхронного режиму може викликати сумніви у зв'язку з небезпекою порушення стійкості решти синхронно працюючих частин системи, де потужний генератор або група генераторів працюють **асинхронно**. В цьому режимі генератор звичайно споживає з системи **значну реактивну потужність**, що може призводити до **зниження напруги** в системі, що створює небезпеку порушення стійкості решти синхронно працюючих генераторів і вузлів навантаження. Проте небезпека аварій такого роду стає **малоймовірною**, завдяки **правильному вибору джерел реактивної потужності** в системі та **регулюючих засобів**.

Відновлювати нормальну роботу системи стало можливим, **не вимикаючи** від мережі генератор, що випав із синхронізму, залишаючи його на деякий час в асинхронному режимі та примушуючи знову увійти в **синхронізм**. При цьому система **зберігає результуючу стійкість**, оскільки **порушення енергопостачання споживачів не відбувається**.

Асинхронний хід, що не є для системи нормальним режимом, повинен буди **додатково оцінений і перевірений за критичними параметрами**.

Можливі порушення нормальної роботи систем електропостачання

Виникнення асинхронного режиму викликає різні відхилення від нормальної роботи системи електропостачання, конкретно:

- **знижується** стійкість паралельної роботи генераторів у синхронно працюючих частинах електричної системи;
- **спостерігаються** періодичні спадання напруги, коли **загальмовуються** двигуни і **вимикаються** пускачі у мережі напругою 0,4 кВ;
- **спостерігається** неселективна робота пристроїв захисту через зниження напруги та зростання струму;
- **з'являються** коливання активної потужності, при яких виникає знакозмінний момент на валу генератора, а, отже, і **додаткові механічні** зусилля;
- **можливі резонансні** коливання, небезпечні для устаткування та синхронної роботи частин електричної системи;
- **при наявності** між окремими частинами електричної системи значного активного опору зростає дефіцит активної потужності у вузлах мереж системи.

Допустимість асинхронного режиму

При випадіння генератора із синхронізму його електромагнітний момент стає меншим за **обертальний** момент турбіни. Це призводить до **підвищення його швидкості**. При збільшенні швидкості під дією регуляторів турбіни відбувається зменшення впуску енергоносія до турбіни. Потужність, що

віддається до мережі генератором при асинхронному ході, завжди *буде менше потужності* до випадіння з синхронізму.

Реактивна потужність, необхідна для утворення електромагнітних полів, в *асинхронно* працюючі машини *надходить з мережі*. Струм статора, що збільшується завдяки збільшенню реактивної потужності, за час асинхронного режиму, коливається *навколо середнього значення*. При відсутності збудження ця частота дорівнює *подвійній різниці* частоти в синхронному та асинхронному режимах. Тому наявність асинхронного ходу легко встановити по коливанню стрілки амперметра в ланцюгу статора. Кількість коливань стрілки *d* в одному напрямку в *секунду* дорівнює *ковзанню генератора* (у відсотках), що демонструє залежність 8.1.

$$|S| = \left| \frac{\omega_0 - \omega_S}{\omega_0} \right| \cdot 100 = \left| \frac{f_0 - f_S}{f_0} \right| \cdot 100 = \frac{a \cdot 100}{2 \cdot 50} = a. \quad (8.1)$$

Амплітуда коливань струму статора є *мінімальною* при *розімкнутій обмотці* збудження. Ковзання є *мінімальним* при *замкнутій обмотці* збудження. Гранична активна потужність, яку може віддавати турбогенератор в асинхронному режимі, зазвичай знаходиться на рівні 50-70 відсотків номінальної потужності через збільшення струму статора. У сучасних потужних турбогенераторах ця потужність знаходиться на рівні 30-50 відсотків. Короткочасно її можна збільшити, допустивши перевантаження по струму статора. Тому необхідно **чітко контролювати струм статора**, щоб уникнути пробою обмотки.

Зміна параметрів режиму

Можливість асинхронного ходу та його тривалість залежать від типу генератора. Вони обмежені умовами роботи системи та небезпекою пошкодження генератора. *При втраті збудження* допускається робота турбогенератора в асинхронному режимі до *15-30 хвилин*. *Без втрати збудження* – дещо менше. Якщо за цей час *відновити синхронну роботу* генератора не вдається, то *турбогенератор повинен бути відімкнений* від мережі. Негайне вимкнення від мережі турбогенератора, що випав із синхронізму, треба зробити тільки при ознаках пошкодження машини, а саме: *коли в обмотках збудження* є замикання на землю, при яких до втрати збудження *відбувалася* робота генератора.

Тривалість роботи гідрогенератора в асинхронному режимі дозволяється *тільки при збудженні* (вона *більш* короткочасна і складає *3-4 хвилини*).

При наявності демпферних обмоток у *гідрогенераторів* допускається *більш* тривала робота генератора в асинхронному режимі (на *10-15 відсотків*).

Асинхронний хід, як правило, недопустимий для тих випадків, коли при його виникненні втрати в роторі виявляються *більшими за номінальні*, а струм статора *перевищує 10 відсотків* від номінального.

Задачі вивчення асинхронних режимів

Допускаючи в системі асинхронні режими, перш за все необхідно перевірити *поведінку машин*, що працюють в асинхронному режимі. Тут важливо з'ясувати *механічні зусилля*, що буде зазнавати генератор при асинхронному ході, *перевірити нагрівання* його ротора і статора. Необхідно визначити активну та реактивну потужності синхронної машини. Наявність асинхронного ходу однієї або кількох машин (генераторів) може вплинути *на поведінку системи* в цілому (це *друга задача*). У зв'язку з цим необхідно *перевірити режим частини системи*, що продовжує *нормальну синхронну роботу*. Необхідно з'ясувати, чи не перевантажуються при цьому генератори, чи *не буде значного зниження* напруги в мережі, чи *не завдадуть його пульсації* шкідливої дії на *роботу навантаження* (це *третьа задача*).

Суттєвим у ряді випадків є питання щодо поведінки засобів автоматики та захисту (це *четверта задача*). Ці технічні засоби захисту та управління можуть при *наявності* асинхронного ходу *працювати зі збоями*. В сучасних системах є спеціальні агрегати безперебійного живлення, що виключають такий вплив.

Для *аналізу роботи* необхідне ретельне *вивчення* асинхронних режимів генераторів. При цьому виділяють *процес випадіння* з синхронізму, що завершується *усталеним* асинхронним ходом. Самостійно розглядаються *режими входження у синхронізм* для *двох випадків*.

Перший – під'єднаного до мережі генератора, що *несе навантаження*, який тимчасово перейшов до асинхронного режиму (*процес ресинхронізації*).

Другий – ненавантаженого генератора і такого, що *під'єднується* до мережі після його тимчасового вимкнення (*процес самосинхронізації*).

Ці *режими* знаходять своє практичне застосування в різних комбінаціях з іншими можливими режимами (автоматичне повторне включення з одночасною самосинхронізацією, несинхронне вмикання частин системи).

Аналіз результуючої стійкості режиму системи електропостачання *полягає* у визначенні *умов*, за яких відновлюється нормальний режим роботи у разі виникнення в системі електропостачання *короткочасного* асинхронного режиму роботи її окремих активних елементів (генераторів). При цьому необхідно аналізувати як процес при *переході ненавантажених синхронних машин* із асинхронного режиму в синхронний – *процес синхронізації*, так і процес входження у синхронізм навантажених синхронних машин, які раніше випали з синхронізму і працюють асинхронно, – *процес ресинхронізації*. Цей аналіз необхідний *для з'ясування* причин появи асинхронного режиму та усунення його наслідків, а також *вживання* заходів, що сприяють відновленню синхронної роботи електроустановок.

Допускаючи перехід на асинхронні режими, необхідно *оцінювати небажані наслідки* таких чинників, як *збільшення* механічних зусиль у роторах генераторів при підвищенні частоти їх обертання у асинхронному режимі, *зростання* струму (*перегрів*) статора *через споживання з мережі* реактивної потужності, *зниження* генерації активної потужності та ін. *Якщо зміни* зазначених параметрів у допустимих межах, то нормальну роботу генератора

можна відновити, не вимикаючи його з мережі. У такому разі вважають, що система має *результуючу стійкість*.

Асинхронний момент генераторів

Генератор в асинхронному режимі, окрім моменту, обумовленого збудженням, розвиває ще й асинхронний момент під дією *вільних струмів*, що виникають в його обмотці *збудження* та *демпферних обмотках* завдяки руху ротора відносно поля, створеного зовнішніми електрорушійними силами (рис. 8.4).

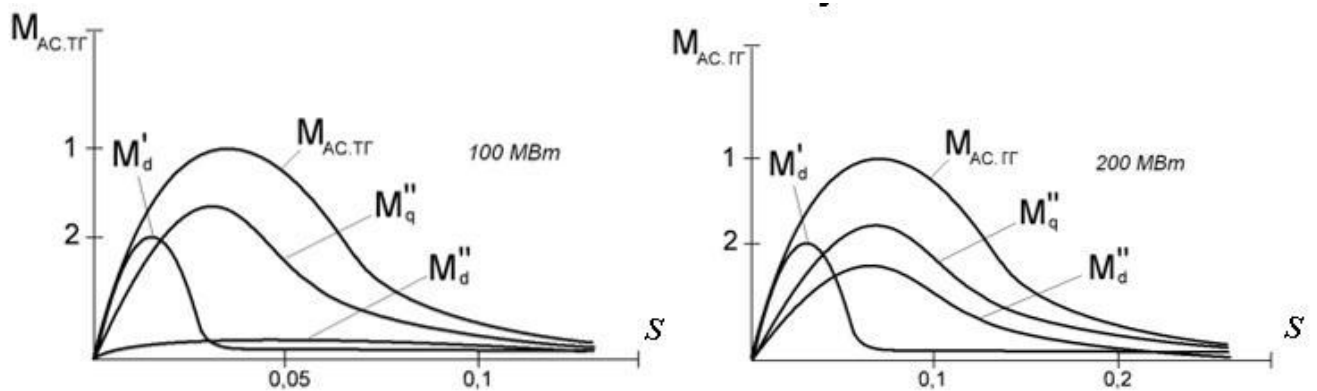


Рис. 8.4. Складові момента

Наявність несиметрії генератора (це явноплюсність, *одновісність* у розташуванні обмотки збудження тощо) стає причиною того, що асинхронна потужність генератора пульсує навколо деякого *середнього значення*. Аналогічно змінюються реактивна потужність та напруга. Таким чином, асинхронний момент генератора можна представити у вигляді *двох складових: середнього та знакозмінного* моментів. **Перший** залежить від типу і конструкції генератора, а також від середнього ковзання. **Знакозмінний момент** істотно не впливає на хід асинхронного режиму і його в розрахунку не беруть до уваги.

Середній асинхронний момент генератора і ввімкненого безпосередньо на шини незмінної напруги визначається за виразом 8.2.

$$M_{ac} = \frac{U_c^2}{2} \left[\frac{x_d - x'_d}{x_d \cdot x'_d} \cdot \frac{sT'_d}{1 + (sT'_d)^2} + \frac{x'_d - x''_d}{x'_d \cdot x''_d} \cdot \frac{sT''_d}{1 + (sT''_d)^2} + \frac{x_q - x''_q}{x_q \cdot x''_q} \cdot \frac{sT''_q}{1 + (sT''_q)^2} \right]. \quad (8.2)$$

До цієї залежності входить S – ковзання (на відміну від асинхронних двигунів за позитивне береться ковзання при значенні частоти обертання ротора, більшому за синхронне); T з індексом d -штрих – постійна часу обмотки збудження при замкненій обмотці статора; T два штриха з індексом d і q – надперехідні постійної часу генератора у поздовжній і поперечній осях; X з індексом d , d -штрих та d -два штриха – синхронний, перехідний та надперехідний опори генератора *поздовжньою* віссю; X з індексом q -штрих та q -два штриха – синхронний та надперехідний опори генератора *поперечною* віссю.

На рис. 8.4 демонструються характеристики середнього асинхронного моменту для генератора, підключеного безпосередньо до шин незмінної напруги.

Перша частина слайду – турбогенератор потужністю **100 МВт**, друга – гідрогенератор потужністю **200 МВт**. У турбогенератора найбільше значення має складова асинхронного моменту, що обумовлена струмом (поперечною віссю) в демпферних обмотках. Кожна з характеристик має вид характеристики асинхронного двигуна, так як їх фізична сутність однакова.

Як видно із **залежності 8.2**, середній асинхронний момент генератора має три складові: **обумовлений** дією обмотки збудження, а також дією демпферних обмоток по **поздовжній** та **поперечній** вісям.

Ковзання, що відповідає найбільшим значенням складових асинхронного моменту, можна визначити, якщо продиференціювати відповідні вирази за ковзанням і похідні прирівняти до нуля. Ковзання з відповідно найбільшим значенням складових моментів режиму демонструє **вираз 8.3**. З цього виразу слідує: чим більша постійна часу кола, де перебігають вільні струми, тим менше ковзання, що відповідає максимальному значенню відповідної складової асинхронного моменту генератора.

$$s = 1/T. \quad (8.3)$$

У гідрогенераторах без демпферної обмотки середній асинхронний момент незначний. Він містить в собі лише першу складову, обумовлену дією збудження. При наявності опору між генератором і точкою системи, напруга або електрорушійна сила якої незмінні. Це призводить до різкого зменшення середнього асинхронного моменту.

При складному зв'язку між генератором і джерелом зовнішньої електрорушійної сили середній асинхронний момент генератора визначається **залежністю 8.4**. Тут: **середній асинхронний** момент генератора, увімкненого безпосередньо на шини незмінної напруги при номінальній напрузі шин, **перехідний опір** генератора, **еквівалентна електрорушійна** сила електричної системи, **взаємний опір** при заміщенні генератора перехідним опором.

$$M_{ac} = M_{ac.H} \left(\frac{x'_d}{Z_{12}} \right)^2 \cdot E_c^2. \quad (8.4)$$

Асинхронний момент генераторів, пов'язаних з системою дальньої лінії передачі, дуже малий (до 5-8 відсотків від номінального значення).

Усталений асинхронний режим

Вихідне рівняння

В усталеному асинхронному режимі на генератор діють моменти: **турбіни**, **власний**, **взаємний**, **асинхронний**. Якщо генератор не збуджений, власний і взаємний моменти (M_{11} і M_{12}) дорівнюють нулю. Відповідно до цього рівняння руху генератора (як і вихідне рівняння) можна записати у вигляді **виразу 8.5**, де S – ковзання генератора, що представляє швидкість змінення кута в часі.

Ковзання у будь-який момент часу можна знайти при *розв'язку* рівняння відносно руху ротора генератора.

$$T_j \frac{ds}{dt} = M_T - M_{11} - M_{12} - M_{ac}. \quad (8.5)$$

Ппульсуючий *взаємний момент* M_{12} суттєво не впливає на змінення ковзання. Його середнє значення на валу генератора (при повному обертї ротора генератора) дорівнює нулю. *Взаємний* момент викликає лише коливання *ковзання* навколо *середнього значення*, що визначається співвідношенням між *моментом* турбіни, *власним і асинхронним моментами* (вираз 8.6). Потрібно мати на увазі, що момент турбіни й асинхронний момент є функціями ковзання. Власний момент M_{11} не залежить від ковзання.

$$T_j \frac{ds_{CP}}{dt} = M_T - M_{11} - M_{ac}; \quad (8.6)$$

$$M_T \text{ і } M_{ac} \rightarrow f(s).$$

В *усталеному асинхронному* режимі швидкість середнього змінення ковзання дорівнює нулю і тоді справедлива рівність, коли *момент турбіни* урівноважується дією двох складових моменту – *власного й асинхронного* (вираз 8.7).

$$\frac{ds_{cp}}{dt} = 0; \quad (8.7)$$

$$M_T = M_{11} + M_{ac};$$

Ковзання генератора

Ковзання в усталеному асинхронному режимі може бути також знайденим аналітично (вираз 8.8). Тут S – статизм регулятора швидкості генератора.

$$s_{CP.\infty} = (M_{TH} - M_{11} - M_{ac}) \frac{S}{M_{TH}}. \quad (8.8)$$

Ковзання в усталеному асинхронному режимі може бути знайденим по перетину *статичної характеристики* асинхронного регулятора *швидкості турбіни* та *сумарної характеристики* власного й асинхронного моментів генератора для випадків, коли генератор *не збуджений* та *збуджений* (рис. 8.5).

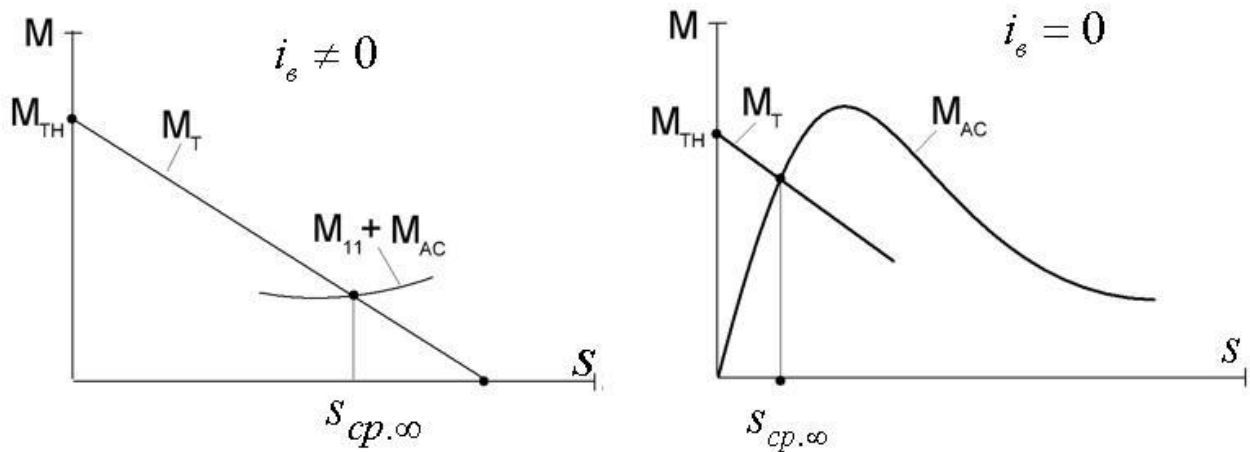


Рис. 8.5. Зміна асинхронного моменту в залежності від ковзання

Зміна ковзання навколо середнього значення

Рівняння, що описує змінення ковзання навколо *середнього значення* під дією *взаємного моменту* M_{12} , має вигляд (вираз 8.9).

$$T_j \frac{ds}{dt} = -M_{12} = -M_{12\max} \sin \delta \quad \text{при} \quad a_{12} = 0 \quad (8.9)$$

Якщо врахувати вираз 8.10 та зробити інтегрування у межах змін ковзання та кута (вирази 8.11 та 8.12), отримаємо значення миттєвого ковзання під дією взаємного моменту (вираз 8.13).

$$\frac{ds}{dt} = \frac{ds}{dt} \cdot \frac{d\delta}{d\delta} = s \frac{ds}{d\delta} \quad (8.10)$$

$$\int_{s_0}^s T_j s ds = \int_{\delta_0}^{\delta} -M_{12\max} \sin \delta d\delta \quad (8.11)$$

$$T_j \frac{s^2}{2} \Big|_{s_0}^s = M_{12\max} (\cos \delta - \cos \delta_0) \quad (8.12)$$

$$s = \pm \sqrt{2 \frac{M_{12\max}}{T_j} (\cos \delta - \cos \delta_0) + s_{cp.o}^2} \quad (8.13)$$

Ця залежність представляє *траєкторію змінення ковзання* при русі ротора генератора у вигляді кривих на фазовій площині (рис. 8.6). Враховуючи визначені умови для *середнього значення* ковзання $s_{cp.0}$ та значення *початкового кута* δ_0 , траєкторія змінення ковзання або *перетинає* вісь абсцис, або її *не перетинає*. При перетині *вісі абсцис* миттєве значення ковзання дорівнює нулю, а генератор з асинхронного режиму переходить до режиму синхронних коливань. *Настає ресинхронізація*. Ковзання пройде через нуль і відбудеться ресинхронізація, якщо точка, що відповідає початковим умовам,

знаходиться всередині зони, обмеженої *сепаратрисою* (на слайді – *жирна лінія*).

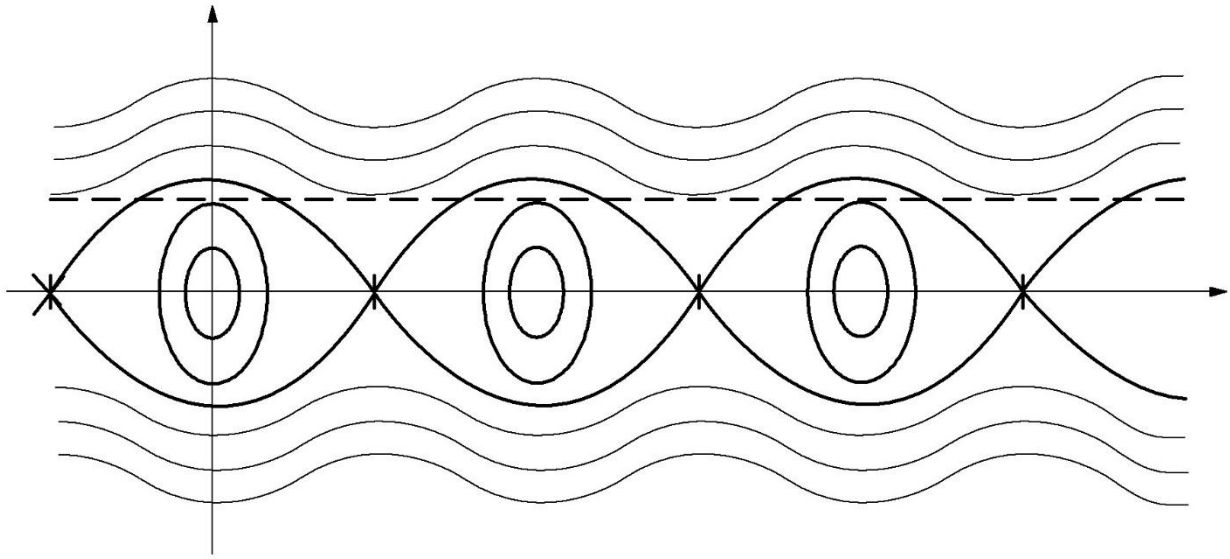


Рис. 8.6. Зміна ковзання під впливом взаємного моменту генератора

Рівняння сепаратриси

Рівняння сепаратриси отримаємо, виходячи з **виразу 8.13**, прийнявши наступні умови: **середнє** ковзання дорівнює нулю, початковий кут дорівнює π . Вирішуючи рівняння 8.13, отримаємо **рівняння сепаратриси** (вираз 8.14).

$$s = \pm \sqrt{2 \frac{M_{12\max}}{T_j} (\cos \delta - \cos \pi)} = \pm \sqrt{2 \frac{M_{12\max}}{T_j} (\cos \delta + 1)} = \pm 2 \sqrt{\frac{M_{12\max}}{T_j}} \cdot \cos \frac{\delta}{2} \quad (8.14)$$

Умова ресинхронізації

Якщо в усталеному асинхронному режимі **знижувати середнє значення** ковзання генератора, то з урахуванням пульсації ковзання **можливий його перехід** через **нульове значення**. Ця необхідна умова відповідно до процесу ресинхронізації виконується за **виразом 8.15**. Якщо середнє ковзання **менше за допустиме**, то **відбувається** ресинхронізація й усталений асинхронний **режим неможливий**. Таким чином, **вираз 8.15** можна вважати **достатньою умовою ресинхронізації генератора**. Але ж є уточнення: якщо при перехідному процесі середнє ковзання генератора менше за його усталене значення, то **завжди можлива ресинхронізація**.

$$s_{cp} \leq s_{cp.\text{дон}} = \sqrt{\frac{M_{12\max}}{T_j}}. \quad (8.15)$$

При наявності на генераторах автоматичного регулювання збудження власні та взаємні моменти можуть бути наближено **враховані**, виходячи зі **сталості електричної сили** генератора за перехідним опором (**вирази 8.16**

та 8.17). Тут Z_{11} і Z_{12} – відповідні взаємні опори, що введені при наявності перехідного опору генератора X'_d .

$$M_{11} = \frac{(E'_1)^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11}; \quad (8.16)$$

$$M_{12} = \frac{E'_1 \cdot E_c}{Z_{12}} \sin(\delta - \alpha_{12}). \quad (8.17)$$

Процес ресинхронізації синхронних генераторів

Загальні вимоги

Якщо генератор працює в асинхронному режимі, наявність збудження призводить до пульсації ковзання від **максимального значення** до мінімального. При деякому рівні збудження **миттєве ковзання** досягає нуля. **Зменшуючи потужність** турбіни, можна **зменшити ковзання**. Проходження **кривої зміни ковзання через нуль** означає, що додаткова кінетична енергія ротора генератора стала рівною нулю, а асинхронна потужність зникла, тому що генератор увійшов у синхронізм.

Умова відновлення синхронізму

Залишиться або ні генератор в режимі синхронної роботи залежить від протікання процесу та співвідношення між **синхронною потужністю** генератора, що діє після входження генератора в синхронізм, і **потужністю турбіни**, а також від кута δ , при якому ковзання **сягає нуля**. Умова «ковзання дорівнює нулю» є **необхідною**, але у більшості випадків недостатньою для ресинхронізації.

Оцінимо процес ресинхронізації, використовуючи основне співвідношення, що витікає з методу площ. Відомо, що коли миттєве ковзання сягає нуля, режим ресинхронізації настає при наступній умові: середнє ковзання описується **виразом 8.18**. Ця умова може здійснюватися **при різних значеннях кута, різних співвідношеннях синхронного моменту та моменту турбіни**.

$$s_{cp} = \sqrt{\frac{1}{T_j} \int \Sigma M d\delta}. \quad (8.18)$$

Припустимо, що збільшення струму збудження (рис. 8.7) примножує синхронний обертальний момент і викликає таке збільшення пульсацій ковзання, що найменше **значення ковзання сягає нуля**. Швидкість змінення кута за часом також дорівнює нулю. Це є умова досягнення **синхронного режиму** генератора (**ресинхронізації**). Ресинхронізація може бути й **неуспішною**, якщо генератор знову випаде з синхронізму. Умови входження у синхронізм можуть бути наближено виявлені з наступних простих співвідношень.

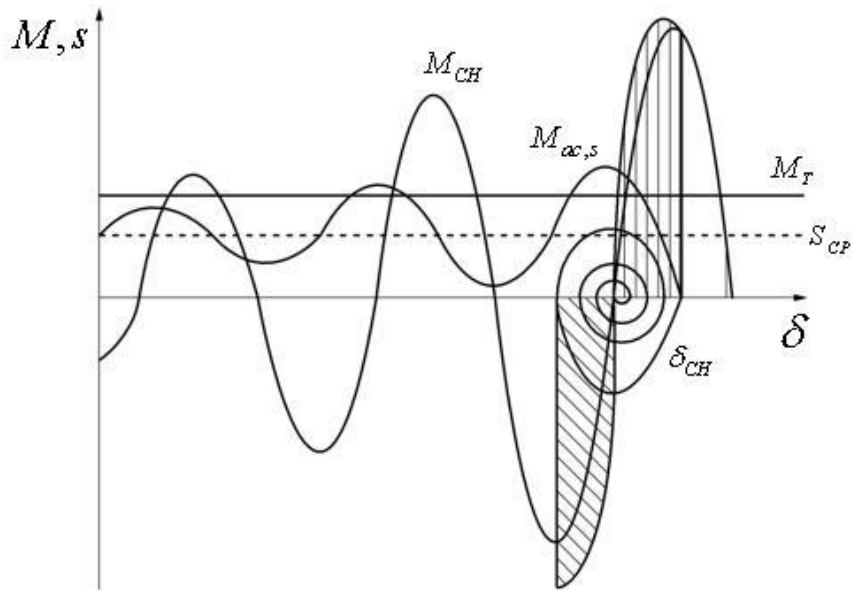


Рис. 8.7. Успішна ресинхронізація

Припустимо, що до початку синхронізації на валу генератора діяв гальмівний надлишковий момент, якщо генератор працював зі швидкістю, більшою за синхронну. Завдяки цьому ковзання *зменшується*. Надлишковий момент, що визначає рух генератора в асинхронному режимі, має *три складові*: момент турбіни, синхронний і асинхронний моменти (вираз 8.19).

$$\Delta M = M_T - M_{CH} - M_{ac}. \quad (8.19)$$

Оскільки при ковзанні, рівному нулю, асинхронний момент також дорівнює нулю (не враховуються динамічні складові), то необхідною умовою входження генератора в синхронізм є вираз 8.20: синхронний момент дорівнює або більший за момент турбіни. Це яскраво демонструє рис. 8.7.

$$\begin{aligned} M_{CH} &\geq M_T. \\ \text{при } M_T = 0 \quad \delta &\rightarrow 180^\circ \\ \text{коли } s \approx 0 \quad \text{маємо } &\rightarrow M_{ac} \approx 0. \end{aligned} \quad (8.20)$$

Рис. 8.7. демонструє зміну ковзання, моментів синхронного й асинхронного, значення моменту турбіни, середнього ковзання. Поступово ковзання й асинхронний момент зменшуються та зникають.

Ресинхронізація буде завжди *успішною, якщо не враховувати можливості повторного порушення синхронізму* в процесі подальших коливань. У процесі коливань, викликаних знакозмінним синхронним моментом, ковзання сягає нуля при наявності некомпенсованого гальмівного моменту (змінення моменту стає менше нуля). Завдяки цьому ковзання змінює знак і кут δ починає зменшуватися.

Умова, коли *синхронний момент дорівнює моменту турбіни* (рис. 8.8), відповідає *критичному режиму*, коли при входженні в синхронізм генератор опиняється у положенні нестійкої рівноваги. Будь-яке *незначне збурення*, залежно від напрямку його впливу, призведе або до *зменшення кута та успішної ресинхронізації*, або до *збільшення кута і випадіння з синхронізму*.

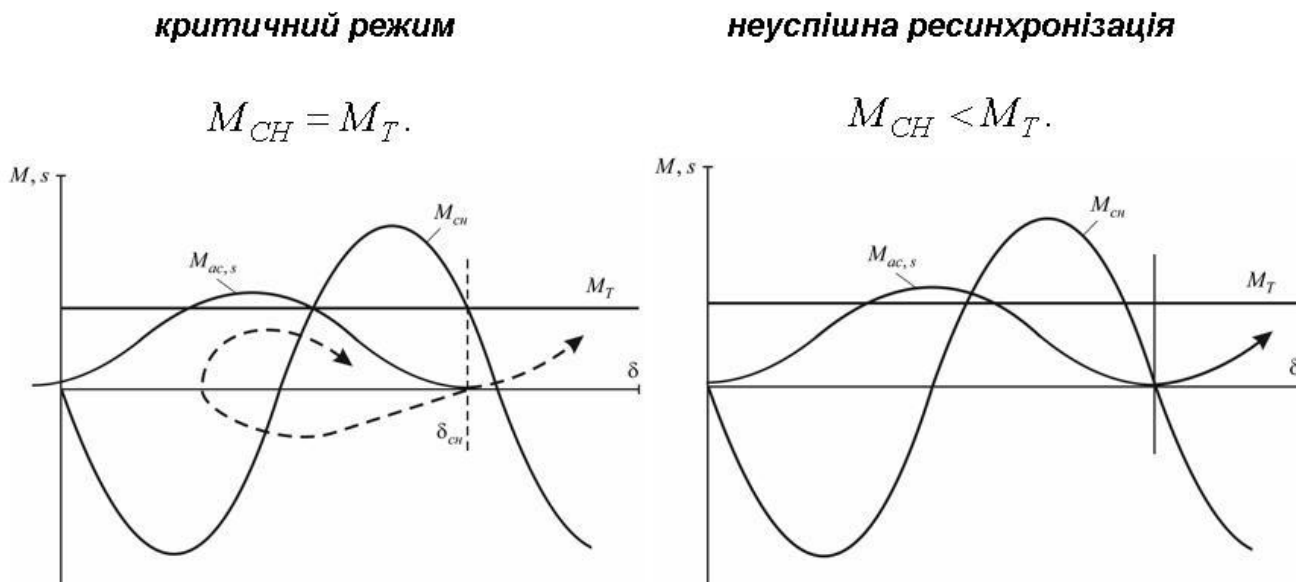


Рис. 8.8. Умови ресинхронізації

Умова, коли *синхронний момент буде меншим за момент турбіни* (рис. 8.8), *не дозволяє відбутися* ресинхронізації, не дивлячись на те, що ковзання може наблизитися до нуля, а режим *вважають синхронним*. При такій невдалій синхронізації кут δ продовжуватиме змінюватися (зростати) і генератор залишиться в асинхронному режимі.

Коли момент турбіни наближається до нуля, то відповідний *кут синхронізації генератора наближається до 180^0* . Чим ближче кут синхронізації до 180^0 , тим більше розмах і період коливань, що настають після входження генератора у синхронізм. Враховуючи, що після входження у синхронізм середнє ковзання зменшується до нуля, то регулятор швидкості турбіни починає збільшувати, як правило, впуск енергоносія і, як наслідок, збільшується момент турбіни. Це призводить до збільшення запасеної кінетичної енергії на прискорення генератора та зменшення запасеної кінетичної енергії на гальмування в процесі коливань. В результаті можливе випадіння з синхронізму в одному з наступних циклів коливань. Такий режим називається *неуспішною ресинхронізацією*.

Уникнути неуспішної ресинхронізації можна належним чином регулюючи у процесі коливань струм збудження. Зростання амплітуди синхронного моменту призводить до зменшення амплітуди коливань, що зводить небезпеку повторного випадіння з синхронізму до мінімуму. Процес входження у синхронізм, розглянутий за допомогою методу площ, може бути розрахований за допомогою *метода послідовних інтервалів* при обов'язковому врахуванні характеристик турбіни і встановлених на ній регуляторів швидкості.

Практичні висновки

У випадку, коли **асинхронний момент незначний** (рис. 8.7), наприклад при роботі генератора через довгу лінію, асинхронний хід та втягування у синхронізм будуть здійснюватися при **малому моменті турбіни**. При цьому, щоб уникнути значних коливань і можливості неуспішної ресинхронізації, її краще проводити при **меншому або знятому збудженні**. Тільки після того, як генератор підійшов до нульового ковзання, **доцільно підвищувати збудження** з тим, щоб забезпечити спокійне входження генератора у синхронізм зі зменшеним розмахом коливань.

Коли **асинхронний момент достатньо значний**, наприклад при роботі генератора через коротку лінію (**ресинхронізація турбогенератора, двигуна**), процес ресинхронізації, у більшості випадків, краще реалізовувати при **значному струмі збудження**.

Після ресинхронізації в цих двох випадках доцільне **подальше збільшення струмів збудження**, що зменшують розмах коливань.

Сильне регулювання збуджень ефективно полегшує процес ресинхронізації.

При аналізі визначень результуючої та динамічної стійкостей є **деякі невизначеності**. Згідно з цим система передбачає **задовольняючу** умовам результуючу стійкість, якщо деякий час частина її генераторів працює несинхронно відносно інших генераторів. У цьому визначенні не фіксуються **ані тривалість** несинхронної роботи, **ані кількість** генераторів, що вийшли з синхронізму, але **не підключені** до мережі. Визначення результуючої стійкості **не устанавлює числа** або потужності тих генераторів і навантажень, які можуть бути вимкнені при ліквідації такого збурення, як коротке замикання, але передбачає, що в процесі асинхронного ходу **ані навантаження**, **ані генератори вимкаться не будуть**.

Входження системи у синхронізм після нетривалого часу (допустимого за умовами роботи обладнання та решти системи) повинно відбуватися під дією регуляторів швидкості, збудження, ресинхронізаторів, дії засобів автоматичного частотного розвантаження і спеціальних гальмівних або **розвантажувальних систем**. У деяких випадках для **пришвидшення ресінхронізації** в процесі асинхронного ходу **може бути вимкненою** певна кількість випавших з синхронізму генераторів.

Для більшості сучасних електричних систем асинхронний режим у переважній кількості випадків **безпечний** і для **генераторів**, що вийшли з синхронізму, і для тієї частини системи, генератори якої зберегли взаємну синхронну роботу. Але ж **неможна стверджувати**, що такий режим завжди **буде безпечним**. Тому в кожному конкретному випадку потрібно здійснювати ретельну перевірку допустимості асинхронного режиму як для генераторів, що вийшли з синхронізму (**небезпека пошкодження**), так і для синхронно працюючої частини системи (**небезпека порушення режиму**).

Для з'ясування допустимості асинхронної роботи генератора тієї чи іншої тривалості, що випав з синхронізму (з точки зору впливу на режим частини системи, яка залишилася в синхронній роботі), необхідно знайти: **розподіл** активної та реактивної потужностей частини системи, яка залишилася в синхронній роботі; **напругу** в найбільш відповідальних вузлових точках; **небезпеку** виникнення лавини напруги у випадку значного зниження напруги у споживачів; **змінення** частоти в синхронно й асинхронно працюючих частинах системи та **визначення** припустимості **такої зміни частоти**.

Тут буває важливим перевірити, чи не призведе **така зміна частоти** до **неприпустимого** зниження якості електроспоживання. Зазначений режим зазвичай короткочасний. Найбільш небезпечним буває змінення частоти у зв'язку з можливим порушенням роботи **власних потреб станцій і появою лавини частоти**.

При перевірці можливості асинхронного ходу важливо **оцінити значення ковзання** генератора, що випав з синхронізму, загальну тривалість асинхронного режиму та режиму значних коливань, тобто час, який **пройшов** від моменту випадіння з синхронізму до поновлення синхронної роботи.

У практиці проектування й експлуатації далеко не завжди приводяться повні розрахунки, що пояснюють **усі зазначені задачі**. Це пов'язано з не доопрацюванням методики та трудомісткістю розрахунків. Однак, безперечно, що найближчим часом застосування **швидкодійних обчислювальних машин** дозволить усунути ці труднощі та швидко оцінити асинхронні режими за усіма перерахованими показниками.

Особливістю розрахунку результуючої стійкості будуть відомі їх **умовність і наближеність**. Велика кількість впливаючих факторів та невизначеність параметрів системи, що беруть участь у досліджуваних процесах, робить однозначне точне рішення задачі **практично неможливим**. Однак така **неможливість** точного рішення не повинна **бентежити** спеціаліста, для якого важливі тільки наближена оцінка тривалості асинхронного ходу, **встановлення можливості** ресинхронізації системи, **орієнтовні з'ясування** небезпеки впливу процесу асинхронного ходу в ресинхронізації та **ресинхронізації частини** системи, що залишилася в синхронізмі.

Мета розрахунку – не стільки у визначенні допустимих кількісних значень параметрів режиму для будь-якого моменту часу, **скільки у знаходженні діапазону тих умов, при яких може статися ресинхронізація**. Після виявлення діапазону цих умов потрібно виявити ті засоби, що з певним **запасом необхідні для гарантії того, що ресинхронізація відбудеться**.

ГЛОСАРІЙ

Результуюча стійкість режиму

Асинхронний режим

Асинхронний момент

Допустимість асинхронного режиму

Випадіння генератора

Усталений асинхронний режим

Взаємний момент
Усталений асинхронний режим
Ресинхронізація

ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ

1. Результуюча стійкість режиму – це здатність електричної системи відновлювати синхронну роботу генераторів після дії великого збурення, коли виникає короткочасний асинхронний режим.
2. Асинхронний режим та асинхронний момент – цими поняттями користуються при розрахунку перехідних процесів, викликаних порушенням відповідної стійкості генератора (у першу чергу – динамічної стійкості).
3. Асинхронний режим – це стан роботи при великих відхиленнях частоти обертання роторів генераторів або двигунів від значення синхронної частоти.
4. Випадіння генератора із синхронізму супроводжується різким підвищенням частоти обертання ротора.
5. Причини виникнення асинхронного режиму генератора: зникнення (втрата) збудження генератора, порушення динамічної стійкості після різкого збурення (поштовху) або порушення статичної стійкості перевантаженої системи.
6. Допустимість асинхронного режиму може викликати сумніви у зв'язку з небезпекою порушення стійкості решти синхронно працюючих частин системи.
7. В асинхронному режимі генератор споживає з системи значну реактивну потужність, що може призводити до зниження напруги в системі.
8. Небезпека аварій генератора в асинхронному режимі стає малоймовірною, завдяки правильному вибору джерел реактивної потужності в системі та регулюючих засобів.
9. Усталений асинхронний режим – на генератор діють моменти: турбіни, власний, взаємний, асинхронний; швидкість середнього змінення ковзання дорівнює нулю.
10. Взаємний момент викликає лише коливання ковзання навколо середнього значення.
11. Ресинхронізація – миттєве значення ковзання дорівнює нулю, а генератор з асинхронного режиму переходить до режиму синхронних коливань.
12. Умова «ковзання дорівнює нулю» є необхідною, але у більшості випадків недостатньою для ресинхронізації.
13. Успішна ресинхронізація – синхронний момент значно перевищує момент турбіни.

Тестові питання по темі 8

1. Який режим роботи генератора називається асинхронним? Як змінюються параметри?
2. Причини виникнення асинхронного режиму.

3. Оцінити можливі наслідки для системи електропостачання при асинхронному режимі генератора.
4. Як оцінити можливість виникнення асинхронного режиму?
5. Чинники, що визначають допустимість асинхронного режиму.
6. Основні задачі дослідження асинхронного режиму.
7. Яка мета вивчення результуючої стійкості? Які параметри описують цей процес?
8. Описати процес переходу генератора в асинхронний режим.
9. Визначення складових середнього асинхронного моменту генератора.
10. Пояснити, як формуються складові середнього асинхронного моменту генератора?
11. Описати усталений асинхронний режим генератора.
12. Складові вихідного рівняння для оцінки процесу.
13. Що являє собою ковзання в усталеному режимі генератора?
14. Як змінюється ковзання під дією взаємного моменту генератора?
15. Як отримати рівняння сепаратриси?
16. Що означає оцінка сепаратриси?
17. Описати умови та процес ресинхронізації генератора.
18. Оцінити умови відновлення синхронізму генератора.
19. Дати оцінку практичним рекомендаціям ресинхронізації синхронних генераторів.
20. Які важливі рішення потрібні виконати для оцінки результуючої стійкості?

ТЕМА 9

СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ВУЗЛІВ НАВАНТАЖЕННЯ ПРИ СИЛЬНИХ ЗБУРЕННЯХ

Загальні положення

Сильні збурення в СЕП супроводжуються *суттєвими змінами* режиму нормального електропостачання споживачів. Вони виникають з *різних причин*: короткі замикання та перевантаження в живильних і розподільних мережах; різкозмінні моменти опору на валах асинхронних та синхронних двигунів прокатних станів і підйомних кранів; *накиди навантаження* від дугових плавильних печей трубопрокатних та трубозварювальних станів. Такі збурення призводять до *значних відхилень і коливань напруги*, змін її фази відносно струму джерел живлення та інших наслідків.

У вузлах СЕП з потужним електродвигуновим навантаженням істотну роль відіграють перехідні процеси. На великих промислових підприємствах застосовуються асинхронні двигуни *одиночною* потужністю до 5000 кВт, а *одиночна* потужність синхронних двигунів досягає 63000 кВт.

Асинхронні та синхронні двигуни великої потужності в процесі експлуатації можуть ініціювати порушення стійкості режиму у вузлах системи через нестійкий стан роботи самих двигунів. *Порушення стійкості режиму* від

асинхронних двигунів пов'язане з можливістю “перекидання” (гальмування) при зниженні напруги, а для синхронних двигунів відзначається *випадінням з синхронізму* при низьких значеннях напруги в електричній мережі або *зміною збудження* двигунів, що може *спричинити порушення* стійкості режиму роботи всього вузла навантаження СЕП.

Аналіз перехідних процесів у вузлах СЕП з різькозмінним двигуновим навантаженням можна звести до *розв'язку* системи нелінійних диференціальних рівнянь, що описують рух роторів двигунів та зміну струмів і напруг.

Сильні збурення в СЕП ініціюються причинами:

- ***трифазні КЗ*** на затискачах асинхронних чи синхронних двигунів;
- ***накиди*** навантаження на двигуни;
- ***вимкнення*** двигунів від електричної мережі;
- ***пуск*** двигунів;
- ***самозапуск*** двигунів;
- ***самозбудження*** асинхронних двигунів.

Накид навантаження на асинхронний двигун

Накид навантаження на асинхронний двигун може статися від *зменшення напруги* у вузлі електричної мережі або *збільшення моменту* навантаження на валу двигуна і, відповідно, супроводжується підвищенням його ковзання. Якщо напруга змінюється на ΔU , у перехідному процесі в ланцюгах асинхронного двигуна виникає як вимушена, так і вільна складові е.р.с.

При ***накидах навантаження*** на асинхронний двигун, що викликають збільшення моменту опору на валу, значення ковзання двигуна підвищується. Якщо момент опору виявиться більшим за максимальний $M_{mx} > M_{max}$, то ковзання двигуна зросте до значення $s = 1$ (ротор зупиниться). Щоб забезпечити нормальний режим, необхідно ***своєчасно відновити*** напругу або ***зменшити момент опору*** на валу двигуна.

У нормальному режимі асинхронний двигун працює при ковзанні s_0 та моментів M_{mx} (точка *a* на рис. 9.1,а). Якщо значення напруги на затискачах двигуна знизиться з U_0 до U_1 , то його *електромагнітний момент* зменшиться (залежність 9.1):

$$M_1 = M_0 (U_1 / U_0)^2 = 2M_{max} (U_1 / U_0)^2 (s / s_{кр} + s_{кр} / s). \quad (9.1)$$

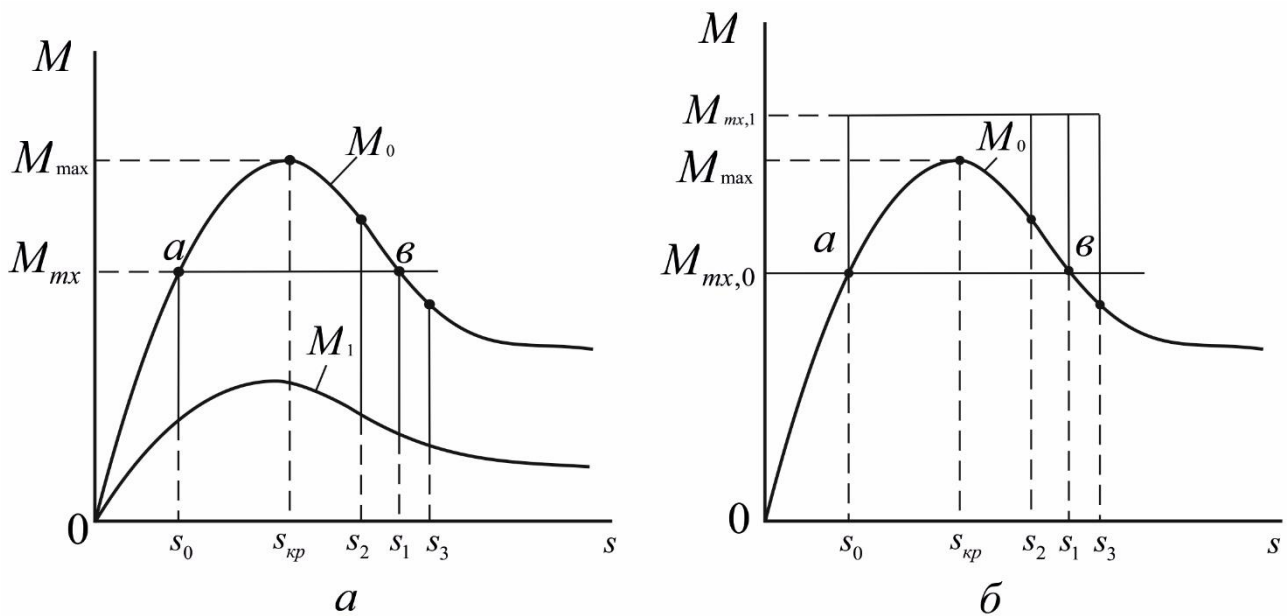


Рис. 9.1. Зміни електромеханічних характеристик агрегату з асинхронним двигуном: *а* – при зниженні напруги; *б* – при підвищенні моменту опору робочого механізму

При зниженні електромагнітного моменту з M_0 до M_1 ротор двигуна гальмується. Час, по закінченні якого ротор двигуна зупиниться, та зміни ковзання за цей період можна визначити, якщо проінтегрувати *рівняння руху* (залежність 2):

$$T_j \cdot (ds / dt) = M_{mx0} - M_1. \quad (9.2)$$

За *встановлених умов* визначимо граничний час, протягом якого напруга може знижуватися з U_0 до U_1 без зупинки ротора двигуна і відбудеться його повернення до нормальної роботи після відновлення початкового значення напруги. Для цього ковзання не повинно перевищити значення s_1 (точка *b* на **рис. 9.1,а**), оскільки при ковзанні більше s_1 (наприклад, $s_1 > s_3$) робоча точка режиму відповідає нестійкому стану роботи двигуна ділянки характеристики (при відновленні напруги U_0 ротор продовжує гальмуватися і зупиняється).

Зміна стану роботи двигуна при підвищенні значення моменту опору на валу (**рис. 9.1,б**) повністю відповідає його станіві при зниженні живильної напруги. При визначенні t_{ep} (це час, протягом якого ротор двигуна сягає ковзання $s^*_1 = s_1/s_{kp}$, M_{mx0} необхідно замінити на M_{mx1}).

При *накидах навантаження* електромагнітний момент асинхронного двигуна можна також визначити як суму електромагнітних моментів, обумовлених вимушеною та вільною складовими через відповідні значення е.р.с.

Пуск асинхронного двигуна

Пусковий режим асинхронного двигуна – це перехід двигуна і відповідного робочого механізму з нерухомого стану ($\omega = 0$) у стан обертання з номінальною кутовою швидкістю. Під час пуску двигун розвиває електромагнітний момент, необхідний для подолання опору робочого механізму

та створення достатньої кінетичної енергії мас агрегату, що обертаються. Двигун розганяється під дією асинхронного електромагнітного моменту, обумовленого вимушеною складовою е.р.с.

Вільні складові режиму виникають лише в момент часу вмикання двигуна до електричної мережі і виявляють себе тільки спочатку пуску, практично не впливаючи на розгін двигуна. Тому в розрахунках пуску асинхронного двигуна вільну складову е.р.с. можна не враховувати.

Електромагнітні перехідні процеси пуску асинхронного двигуна визначаються електромагнітною постійною часу, що дорівнює $T'_2 = 0,02 \dots 0,1$ с.

Електромеханічні перехідні процеси характеризуються електромеханічною постійною часу ($T_j = 1 \dots 10$ с). Зіставлення T'_2 і T_j свідчить: швидкість зміни надперехідної е.р.с. E'' в процесі пуску на один–два порядки вища швидкості зміни частоти обертання. Це – **основа допущення**, що **надперехідна е.р.с.** порівняно із зміною частоти обертання ротора двигуна практично миттєво досягає свого **усталеного значення**.

Пуск асинхронного двигуна досягається перевищенням електромагнітного моменту над моментом опору механізму (рис.9.2).

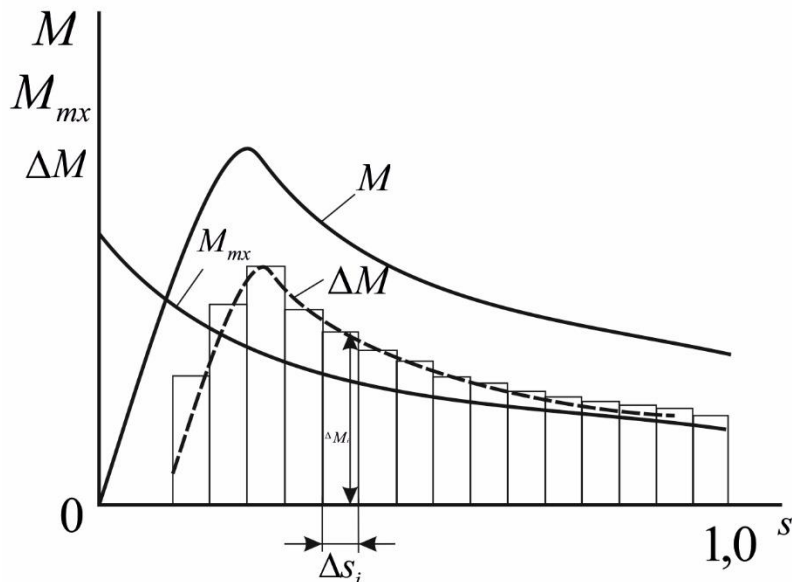


Рис. 9.2. Графоаналітичний розрахунок пуску асинхронного двигуна

Якщо момент опору, створений робочим механізмом, сталий, аналіз перехідного процесу у вузлі навантаження при пуску асинхронного двигуна значно спрощується.

Самозапуск асинхронних двигунів

Для забезпечення стійкості режиму та надійності електропостачання важливих електроустановок при короткочасних зниженнях або вимиканнях напруги живильної мережі застосовується самозапуск електродвигунів. *Самозапуск* – це процес відновлення нормального стану роботи двигунів після зниження їх електромагнітного моменту в результаті короткочасних зменшень напруги або вимкнень від живильної мережі.

При самозапуску значення залишкової напруги на затискачах двигунів повинно бути таким, щоб їхній електромагнітний момент двигунів перевищував

статичний момент опору робочих механізмів. У режимі самозапуску залишають ввімкненими двигуни найбільш важливих робочих механізмів. Двигуни агрегатів, самозапуск яких неприпустимий за умов техніки безпеки, повинні обов'язково вимикатися.

При розрахунках самозапуску визначають допустиму кількість та сумарну потужність двигунів, що не вимикаються, для роботи яких достатній рівень залишкової напруги на їх затискачах. При цьому забезпечуються електромагнітні моменти, що перевищують гальмівні моменти від робочих механізмів.

Самозапуск вважають забезпеченим, якщо при зниженні значення напруги та наступному її відновленні до номінальної напруги надлишковий момент на валу агрегатів був достатнім для виходу на режим доведення їх до номінальної частоти обертання (за умови: за час їх розгону нагрівання обмоток не перевищить допустимого).

Розрахунок самозапуску асинхронного двигуна полягає в перевірці можливостей самозапуску. Необхідно з'ясувати достатність електромагнітного моменту при залишковому значенні живильної напруги і визначити допустиме нагрівання за час розгону агрегату двигун – робочий механізм.

Накид навантаження на синхронний двигун

Накид навантаження на синхронний двигун виникає при двох характерних впливах на режими роботи: зниження живильної напруги або збільшення моменту опору робочого механізму.

Припустимо, що сталося різке зниження напруги від U_0 до U_1 , відповідно змінилася кутова характеристика двигуна $M_0(\delta) \Rightarrow M_1(\delta)$ (рис. 9.3,а). При цьому режим, який усталиться в точці c , настає після циклу коливань положення ротора двигуна навколо точки c . Якщо для аналізу використати метод площин, то площа прискорення abc менша площі гальмування cdk , внаслідок чого **режим роботи двигуна залишиться стійким**.

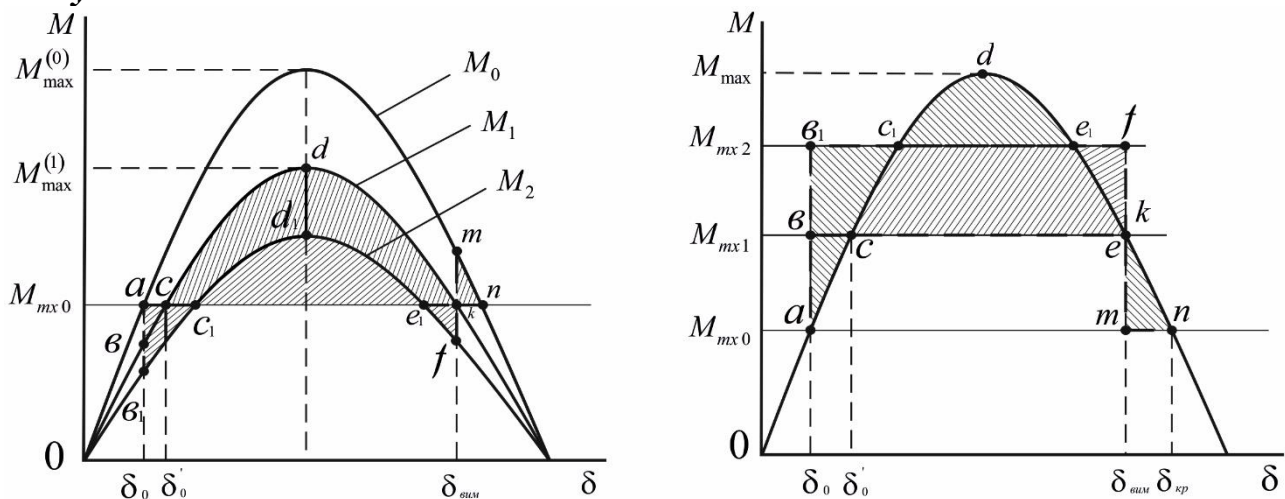


Рис. 9.3. Кутові характеристики моменту синхронного двигуна та робочого механізму: а – зменшення напруги; б – зростання моменту опору робочого механізму

При зниженні напруги до U_2 точка рівноваги усталеного режиму агрегату переходить на характеристику $M_2(\delta)$ (точка c_1) і останній буде **нестійким**. Щоб

зберегти стійкість режиму роботи агрегату, необхідно підвищити напругу заданого рівня до U_0 . Для визначення умов стійкості, користуючись методом площин, необхідно так підібрати значення кута δ , щоб сума площин **прискорення** була не меншою за суму площин **гальмування**.

При збільшенні навантаження на валу синхронного двигуна накид моменту опору робочого механізму зростає від M_{mx0} до M_{mx1} . Новий усталений режим в точці c буде стійким, адже площа прискорення abc менша за площу гальмування cdk (рис. 9.3, б). При збільшенні моменту опору до M_{mx2} режим роботи агрегату виявляється нестійким, оскільки площа прискорення ac_1b_1 більша за площу гальмування c_1e_1d . Для забезпечення стійкості режиму роботи необхідно знизити момент опору робочого механізму від M_{mx2} до M_{mx0} при значенні кута δ , що не перевищить граничного значення $\delta_{кр}$ за умови стійкості.

Самозапуск синхронних двигунів

За характером перебігу перехідних процесів самозапуски синхронних двигунів розподіляють на два види:

- при **збереженні** динамічної **стійкості** режиму роботи двигунів;
- при **випадінні з синхронізму** двигуна (порушення стійкості) з наступною ресинхронізацією.

Якщо до моменту відновлення напруги синхронний двигун працює як асинхронний з певним значенням ковзання, то **процес самозапуску** можна розглядати як **пуск асинхронного двигуна**. Він здійснюється від тієї проміжної частоти обертання, до якої встиг загальмуватися за час відсутності напруги.

Самозапуск синхронного двигуна при збереженні динамічної стійкості роботи практично може бути забезпечений, якщо за термін порушення нормального електропостачання зростання кута δ , що характеризує положення ротора, не перевищить критичного значення $\delta_{кр} \approx 140 \dots 150^\circ$.

При розрахунку процесу самопуску синхронних двигунів вирішують такі завдання:

- ♦ **перевіряють** вплив самозапуску на нормальну роботу електроприймачів та елементів СЕП;
- ♦ **визначають** залишкову напругу у вузлах ввімкнення синхронних двигунів, необхідну для відновлення їх нормальної роботи;
- ♦ **знаходять** електромагнітні моменти двигуна, потрібні для надійного входження в синхронізм;
- ♦ **обчислюють** тривалість процесу пуску і температуру перегрівання двигуна.

Перспективні рішення щодо підвищення динамічної стійкості режиму роботи синхронних двигунів у процесі здійснення їх **самозапуску в наступному**. Це – **обґрунтований вибір схем** ввімкнення двигунів до електричної мережі (секціонування розподільних пристроїв, застосування швидкодіючих АВР та АПВ, паралельна робота секцій через здвоєний секційний реактор, використання двигунів з розщепленою статорною обмоткою).

У випадках, коли шляхом схемних рішень самозапуск неможливий, застосовують автоматичну ресинхронізацію двигуна. Вхідження в синхронізм при цьому повинне супроводжуватися форсуванням збудження, що підвищує максимальний синхронний момент. Для ресинхронізації передбачено також розвантаження робочого механізму та інші заходи, що сприяють вхідженню двигуна у синхронізм.

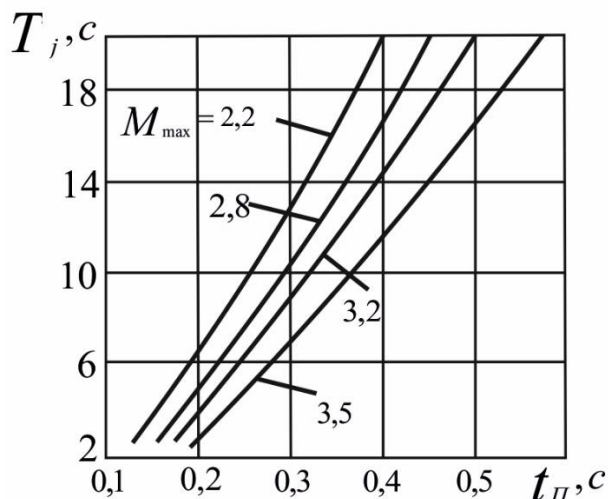


Рис. 9.4. Залежність допустимого за умов самозапуску часу перерви в живленні синхронного двигуна

На рис. 9.4 зображено залежності допустимого часу порушення електропостачання від електромеханічної постійної часу агрегату при значеннях кратності моменту M_{max} і статичного моменту $M_{mx0} = 0,8M_{ном}$.

Середнє критичне ковзання, з якого після відновлення напруги під дією вхідного моменту двигун входить у синхронізм, описує залежність 9.3:

$$s_{кр} = \sqrt{k_f M_{max} / T_j}, \quad (9.3)$$

де k_f – кратність струму збудження при ресинхронізації; при відсутності форсування збудження $k_f = 1$. Таким чином, критичному ковзанню синхронного двигуна відповідає максимальне ковзання, при якому після відновлення напруги двигун входить у синхронізм. Чим більше $s_{кр}$, тим менший достатній момент для забезпечення самозапуску двигуна.

ГЛОСАРІЙ

Сильні збурення

Асинхронні та синхронні двигуни

Накид навантаження

Пусковий режим

Самозапуск

Розрахунок самозапуску

Автоматична ресинхронізація двигуна

ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ

1. Сильні збурення супроводжуються суттєвими змінами режиму нормального електропостачання.
2. Збурення призводять до значних відхилень і коливань напруги, змін її фази відносно струму джерел живлення.
3. Сильні збурення в СЕП: трифазні КЗ; накиди навантаження на двигуни; вимкнення двигунів; пуск двигунів; самозапуск двигунів; самозбудження асинхронних двигунів.
4. Асинхронні та синхронні двигуни великої потужності можуть ініціювати порушення стійкості режиму у вузлах системи.
5. Накид навантаження на асинхронний двигун може статися від зменшення напруги або збільшення моменту навантаження на валу двигуна. При накидах навантаження на двигун, що викликають збільшення моменту опору на валу, значення ковзання двигуна підвищується. Щоб забезпечити нормальний режим, необхідно своєчасно відновити напругу або зменшити момент опору на валу двигуна.
6. Зміна стану роботи асинхронного двигуна при підвищенні моменту опору на валу повністю відповідає його станові при зниженні напруги.
7. Пусковий режим асинхронного двигуна – це перехід двигуна і відповідного робочого механізму з нерухомого стану у стан обертання. Під час пуску двигун розвиває електромагнітний момент, необхідний для подолання опору робочого механізму.
8. Пуск асинхронного двигуна досягається перевищенням його електромагнітного моменту над моментом опору механізму.
9. Самозапуск асинхронних двигунів – це процес відновлення нормального стану роботи двигунів в результаті короткочасних зменшень напруги або вимкнень. При самозапуску значення залишкової напруги повинно бути таким, щоб електромагнітний момент двигунів перевищував статичний момент опору робочих механізмів. Самозапуск вважають забезпеченим, якщо при зниженні напруги та наступному її відновленні надлишковий момент на валу агрегатів був достатній для виходу на режим.
10. Розрахунок самозапуску асинхронного двигуна полягає в перевірці можливостей самозапуску. При розрахунках самозапуску визначають допустиму кількість та сумарну потужність двигунів, що не вимикаються.
11. Накид навантаження на синхронний двигун виникає при двох режимах: зниження напруги або збільшення моменту опору робочого механізму. Щоб зберегти стійкість режиму роботи агрегату, необхідно підвищити напругу до заданого рівня.
12. При збільшенні навантаження на валу синхронного двигуна накид моменту опору робочого механізму зростає. Для забезпечення стійкості режиму роботи необхідно знизити момент опору робочого механізму при значенні кута δ , що не перевищить граничного значення $\delta_{кр}$ за умови стійкості.
13. Самозапуски синхронних двигунів розподіляють на два види: при збереженні динамічної стійкості режиму; при випадінні з синхронізму двигуна (порушення стійкості) з наступною ресинхронізацією. Самозапуск синхронного

двигуна практично може бути забезпечений, якщо зростання кута δ не перевищить критичного значення $\delta_{кр} \approx 140 \dots 150^\circ$.

14. Автоматична ресинхронізація двигуна застосовують, коли шляхом схемних рішень самозапуск неможливий. Для ресинхронізації передбачено розвантаження робочого механізму та інші заходи, що сприяють входженню.

Тестові питання по темі 9

1. Основні причини зміни режиму у вузлах навантаження.
2. Характеристика сильних збурень режиму.
3. Характеристика порушень стійкості режиму. Як їх оцінити?
4. Які особливості процесу накиду навантаження на асинхронний двигун?
5. Як впливає зниження напруги на асинхронний двигун?
6. Як оцінити процес при збільшенні навантаження двигуна?
7. У чому складність пуску асинхронного двигуна?
8. Як здійснюється самозапуск асинхронного двигуна? У чому його особливість?
9. Як впливає накид навантаження на режим синхронного двигуна?
10. Як оцінити критичні режими при накиді навантаження на синхронний двигун?
11. Оцінити процес в синхронному двигуні при збільшенні моменту опору робочого механізму.
12. Мета і способи здійснення самозапуску синхронного двигуна. Яка особливість цього режиму?

ТЕМА 10

СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ВУЗЛІВ НАВАНТАЖЕННЯ ПРИ СЛАБКИХ ЗБУРЕННЯХ

Основні положення

Вузлами навантаження називаються точки системи електропостачання, в яких відбувається відбір і розподіл потужності для живлення груп споживачів електричної енергії (йдеться про електродвигуни, освітлювальні установки, печі, конденсаторні установки). Ці споживачі – з різними конструктивними характеристиками і режимами роботи.

При аналізі стійкості режиму системи, залежно від особливостей *вирішуваної* задачі, навантаження можуть представлятися в схемах заміщення різними розрахунковими моделями. Повнота математичного опису електричного навантаження істотно впливає на результати розрахунків електромеханічних перехідних процесів.

Слабкі збурення режиму системи електропостачання можуть бути ініційовані живлячою електричною системою у вигляді зміни **напруги і частоти**. Можливі зміни стану самої системи електропостачання та її електроприймачів. В останньому випадку йдеться про пуски, коливання моменту і перевантаження двигунів за умовами технологічного процесу, зміну кількості живлячих ліній, регулювання значень окремих параметрів режиму, оперативні перемикання в **розподільній мережі**.

За таких умов електропостачання властивості й тип приймачів вузла навантаження істотно впливають на стійкість режиму. Якщо вузол навантаження по сумарній споживаній потужності *сумірний* з потужністю живлячої електроенергетичної системи або електрично *віддалений* від джерел електричної енергії, то режим його роботи при слабких збуреннях може виявитися **нестійким**.

Стійкість режиму вузла промислового навантаження аналізують в такій послідовності: заміщають вузол навантаження розрахунковою моделлю і визначають її параметри; виділяють істотні параметри та критерії стійкості для цієї схеми електропостачання; оцінюють граничний стан критичними значеннями істотних змінних і запас стійкості.

При аналізі стійкості режиму потужних вузлів навантаження одним з важливих чинників є **взаємний вплив електродвигунів**, причому точність розрахунків практично не знижується, якщо в рівняння, що описує кожен електродвигун, ввести відповідні припущення.

Різнотипність синхронних двигунів у вузлах навантаження невелика, що дозволяє враховувати їх по фактичних параметрах і параметрах нормального режиму. **Еквівалентування** великих і різнорідних за технологічним використанням груп синхронних двигунів виконують окремо по явно- і неявнополюсним двигунам, зважаючи на відмінність їх асинхронних характеристик, механічних постійних інерцій і характеристик приводних робочих механізмів.

Вузол навантаження, що містить асинхронні й синхронні двигуни, представляють **комплексною розрахунковою моделлю**. Її параметри встановлюють **еквівалентуванням** окремих характерних складових навантаження, описують статичними або динамічними характеристиками навантаження.

В оцінних **розрахунках стійкості режиму вузлів навантаження** можна використовувати показники статичного навантаження, середньовиважені значення параметрів розрахункової моделі з комплексним навантаженням. Відповідні довідкові дані ви можете отримати, по цьому параграфу в нашому підручнику.

Стійкість асинхронного двигуна

В електричних системах нарівні з порушенням їх стійкості спостерігаються випадки порушення стійкості вузлів навантаження, тобто **перекидання** асинхронних двигунів і **випадання** з синхронізму синхронних двигунів. Асинхронні двигуни є найбільш широко поширеним типом електричного привода. Для агрегату, що складається з асинхронного двигуна і приведенного їм до обертання механізму, може бути записане наступне рівняння перехідного процесу (**10.1**).

$$T_j \frac{d\omega}{dt} = M_{ЕЛ.} - M_{ГАЛЬМ.}; M_{*ЕЛ.} = P_* \quad (10.1)$$

До рівняння входять: T_j – механічна постійна інерції агрегату; ω – кутова швидкість обертання ротора двигуна; електромагнітний момент двигуна, гальмівний момент механізму. Електромагнітний момент при незмінній частоті напруги, що підводиться до двигуна, дорівнює у відносних одиницях потужності, що передається зі статора двигуна на його ротор (**формула 10.1**).

Потужність асинхронного двигуна

Потужність двигуна отримують зі спрощеної схеми заміщення асинхронного двигуна:

$$P = 3I^2 \frac{R}{s} = \frac{U^2 R s}{x_l^2 s^2 + R^2}; \quad (10.2)$$

У цьому виразі R – опір при загальмованому роторі, коли ковзання дорівнює одиниці, s -ковзання двигуна, X_L – це опір розсіювання статора і ротора асинхронного двигуна.

Із залежності 10.2 слідує: потужність двигуна при незмінній напрузі, що підводиться до нього, є функцією лише ковзання (**залежність 10.3**).

$$R \rightarrow s = 1 \quad (10.3)$$

$$P = f(s) \quad (10.4)$$

Гальмівний момент приводного робочого механізму у більшості випадків також залежить від ковзання. Враховуючи це, рівняння руху агрегату (10.1) для малих відхилень параметрів має вигляд, представлений *залежністю 10.5*.

$$T_j p s - \left(\frac{dP}{ds} - \frac{dM_{\text{ГАЛЬМ.}}}{ds} \right) s = 0; \quad (10.5)$$

Це рівняння справедливе, якщо працює *вираз 10.6*, тобто якщо різниця швидкості зміни потужності та швидкості зміни моменту турбіни по ковзанню будуть більше нуля.

$$\left(\frac{dP}{ds} - \frac{dM_{\text{ГАЛЬМ.}}}{ds} \right) > 0; \quad (10.6)$$

Зазвичай досліджується стійкість не окремого двигуна, а еквівалентного, що заміщає безліч різноманітних двигунів навантаження електричної системи. Тому справедливий для практичних задач *вираз 10.7*, тобто коли швидкість зміни гальмівного моменту по ковзанню близька до нуля.

$$\frac{dM_{\text{ГАЛЬМ.}}}{ds} \approx 0; \quad (10.7)$$

Критерій стійкості асинхронного двигуна

Критерій стійкості асинхронного двигуна (*вираз 10.8*) – це швидкість зміни потужності двигуна по ковзанню, що більше нуля. Прийняте допущення створює додатковий *запас стійкості* двигуна і є *коректним*.

$$\frac{dP}{ds} > 0 \quad (10.8)$$

Характеристику асинхронного двигуна представлено рис. 10.1 – це функція зміни потужності двигуна від ковзання. Як впливає з цієї характеристики, стійка робота асинхронного двигуна можлива лише на висхідній частині характеристики. Маємо на увазі, що P_{max} – це максимальна потужність (*перекидаючий момент*) асинхронного двигуна; P_0 – *початкове поточне навантаження* асинхронного двигуна.

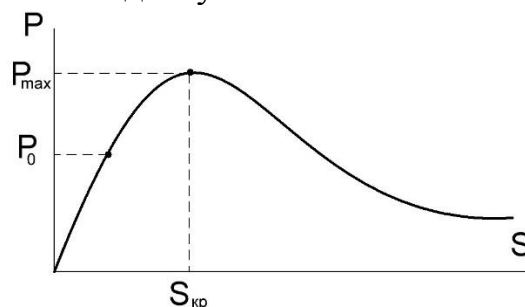


Рис. 10.1. Характеристика асинхронного двигуна

Критичне ковзання

Ковзання, що відповідає максимуму цієї характеристики, є **критичне ковзання асинхронного двигуна**.

Якщо вирішити цю задачу на максимум, тобто прийняти, що швидкість зміни потужності по ковзанню дорівнює нулю (*вираз 10.9*), то отримаємо *вираз 10.10*, що дозволяє визначити **критичне значення ковзання**.

$$\frac{dP}{ds} = U^2 R \frac{R^2 - x_l^2 s^2}{(R^2 + x_l^2 s^2)^2} = 0 \quad (10.9)$$

$$S_{KP} = \frac{R}{x_l}; \quad P_{\max} = \frac{U^2}{2x_l} \quad (10.10)$$

Максимум потужності асинхронного двигуна

Якщо підставити це значення критичного ковзання в рівняння для потужності двигуна (*вираз 10.2*), то отримаємо максимум потужності двигуна або перекидаючий момент (*вираз 10.10*). Як впливає з цього виразу, максимум потужності двигуна пропорційний квадрату напруги і тому **різко зменшується при зниженні або змінах напруги**.

Критична напруга

Напруга, при якій перекидаючий момент двигуна дорівнює навантаженню двигуна, називається **критичною** (*вираз 10.11*).

$$U_{KP} = \sqrt{2P_0 x_l} \quad (10.11)$$

Значення критичної напруги визначає міру стійкості двигуна. Якщо напруга на затискачах двигуна є меншою за критичну напругу, відбувається його гальмування – порушення стійкості асинхронного двигуна. Чим вище значення критичної напруги, тим менш стійкий двигун. При живленні двигуна від шин незмінної напруги максимальна потужність двигуна приблизно удвічі перевищує номінальну, що забезпечує більш ніж достатній запас стійкості.

Значення критичної напруги і, як наслідок, запас стійкості асинхронного двигуна істотно залежать від завантаження асинхронного двигуна (m – це співвідношення потужностей двигуна). І тоді ми отримаємо значення критичної напруги, що залежить від завантаження двигуна (*формула 10.12*).

$$m = \frac{P_0}{P_H}, \quad U_{KP} = \sqrt{2m P_H x_l} \quad (10.12)$$

Стійкість асинхронного двигуна залежить від електричної віддаленості двигуна від системи, напругу якої можна вважати незмінною. Тобто йдеться про шини незмінної напруги (*формула 10.13*, де введено відповідний опір мережі X_c).

$$U_{C.KP} = \sqrt{2P_0(x_l + x_c)} \quad (10.13)$$

$$x_K = \frac{U^2}{Q_K}; \quad x_e = \frac{x_C x_K}{x_K - x_C}; \quad (10.14)$$

Стійкість асинхронного двигуна також залежить від ємності, підключеної до затискачів двигуна для компенсації реактивної потужності лінії.

Це ілюструє рис. 10.2 (схема *a* та еквівалентна їй схема *б*). На основі цих матеріалів можемо отримати відповідний опір конденсатора X_K та еквівалентний опір, еквівалентну напругу, еквівалентну критичну напругу (*формула 10.15*) і критичну напругу, що визначає стійкість асинхронного двигуна (*формула 10.16*).

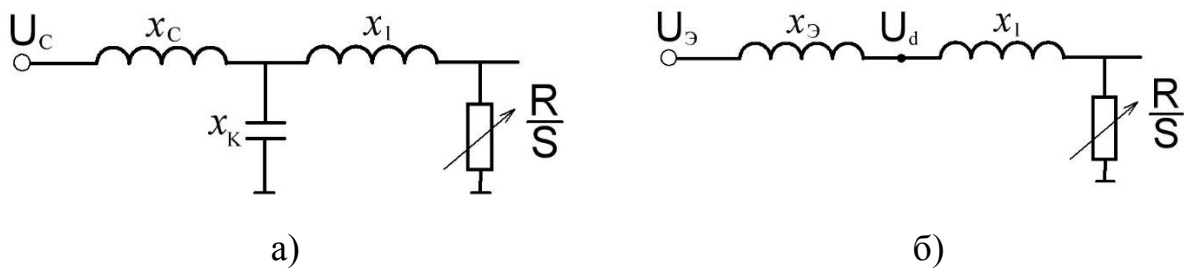


Рис. 10.2. Схема заміщення АД (а) та еквівалентна схема (б)

$$U_e = U_C \frac{x_K}{x_K - x_C}; \quad U_{e.KP} = \sqrt{2P_0(x_l + x_e)} \quad (10.15)$$

$$U_{KP} = U_{e.KP} \frac{x_K - x_e}{x_K} \quad (10.16)$$

Приведені співвідношення підтверджують, що збільшення завантаження асинхронного двигуна, електричної віддаленості його від шин незмінної напруги або приймальної системи, а також збільшення міри компенсації реактивної потужності мережі призводять до **зниження стійкості асинхронного двигуна**. Це надзвичайно важливий висновок. Тобто необхідно раціонально й економічно оцінювати процеси компенсації, перевантаження двигуна або віддаленість двигуна від живлячої системи. Можливе порушення головної умови забезпечення стійкості асинхронного двигуна.

Якщо початкову напругу в розрахунковій точці системи представити відповідним параметром з індексом c_0 , а критичну напругу c_{KP} , то міра запасу стійкості двигуна по напрузі визначається коефіцієнтом (*залежність 10.17*). Реактивна потужність двигуна визначається за умови його роботи, коли досягається номінальне ковзання (*формула 10.19*). Тут представлено значення початкової потужності, опори ротора та розсіяння, значення ковзання асинхронного двигуна.

$$\kappa = \frac{U_{CO} - U_{C.KP}}{U_{CO}} \cdot 100; \quad (10.17)$$

$$U_{CO} = \sqrt{\left(U_d + \frac{Q_0 x_C}{U_d} \right)^2 + \left(\frac{P_0 x_C}{U_d} \right)^2} \quad (10.18)$$

$$Q_0 = P_0 \operatorname{tg} \varphi = \frac{P_0 x_l s}{R}. \quad (10.19)$$

Якщо розглядається режим перекидання двигуна, тобто порушення його стійкості, то при відповідних параметрах критичного значення напруги і ковзання активна і реактивна потужності двигуна рівні між собою (**вираз 10.20**). Це дозволяє визначити напругу на затискачах двигуна, при якій станеться його гальмування, порушення стійкості асинхронного двигуна (**вираз 10.21**). До рівняння входять значення параметрів, що вам добре відомі.

$$Q_0 = P_0; \quad (10.20)$$

$$U_{d.KP} = \sqrt{\left(U_{C.KP} + \frac{P_0 x_C}{U_{C.KP}} \right)^2 + \left(\frac{P_0 x_C}{U_{C.KP}} \right)^2}; \quad (10.21)$$

Якщо асинхронні двигуни безпосередньо підключені до шин незмінної напруги (кабельна лінія незначної довжини), оцінити напругу на затискачах двигуна, при якій вони загальмовуються, дозволяє **вираз 10.22**.

$$U_{d.KP} = \sqrt{2P_0 x_l}. \quad (10.22)$$

Стійкість синхронного двигуна

Синхронні двигуни, у разі, якщо гальмівний момент на його валу перевищить максимум електромагнітного моменту (потужності), може випасти з синхронізму і загальмуватися. І це ілюструє порушення його стійкості.

Електромагнітний момент при малих змінах швидкості дорівнює електромагнітній потужності (розрахунок у відносних одиницях).

Вихідне рівняння

Характеристики потужності синхронного двигуна та синхронного генератора ідентичні (**формула 10.23**). Тут значення електрорушійної сили двигуна, напруга приймальної системи, відповідні опори двигуна та кут δ розбіжності фазних значень напруги й електрорушійної сили.

$$P = \frac{E_d U_c}{x_d} \sin \delta; \quad (10.23)$$

На відміну від синхронного генератора вектор напруги приймальної системи випереджає вектор електрорушійної сили. Отже, кут δ буде менше нуля.

Якщо прийняти напрям потоку енергії від електрорушійної сили до напруги приймальної системи, аналогічно як для синхронного генератора, то потужність двигуна стає від'ємною.

Максимум потужності синхронного двигуна

Максимальне значення потужності синхронного двигуна настає, коли кут δ сягає 90 градусів. Це і є **перекидаюча потужність (момент)** синхронного двигуна. На цю потужність (*вираз 10.24*) істотно впливає напруга мережі.

$$P_{\max} = \frac{E_d U_c}{x_d}; \quad U_{KP} = \frac{P_0 x_d}{E_d}; \quad \frac{dP}{d\delta} > 0; \quad (10.24)$$

Критична напруга

Критична напруга, при якій двигун випадає з синхронізму (порушується його стійкість), виражається залежністю, представленою у *формулі 10.24*. Ця напруга отримана, коли початкове значення потужності P_0 дорівнює максимуму потужності P_{\max} .

Як слідує з *виразу 10.24*, критична напруга синхронного двигуна залежить від завантаження двигуна, зовнішнього опору, що сполучає джерело живлення з двигуном, електрорушійної сили двигуна. Чим вище завантаження двигуна і більша його віддаленість від джерела живлення, тим вища критична напруга і менш стійкий двигун.

Збільшення електрорушійної сили двигуна сприяє зниженню його критичної напруги, а значить позитивно впливає на збереження стійкості синхронного двигуна. Тому для підвищення стійкості синхронного двигуна бажано зменшити його $\cos \varphi$. Передбачається, що двигуни працюють з випереджаючим $\cos \varphi$.

За наявності автоматичного регулювання збудження різного типу критична напруга виражається залежністю, представленою в *формулі 10.25*. Тут буде перехідне подовжнє значення електрорушійної сили двигуна, перехідне подовжнє значення опору двигуна.

$$U_{1KP} = \frac{P_0 x'_d}{E'_d}. \quad (10.25)$$

$$x'_d \ll x_d; \quad U_{1KP} < U_{KP}. \quad (10.26)$$

Цей перехідний опір буде менше синхронного опору двигуна. Відповідна критична напруга двигуна також буде меншою за критичне значення напруги двигуна, яка не збільшує електрорушійну силу двигуна. Тому регулювання збудження синхронного двигуна знижує електрорушійну силу двигуна і його опір, зменшує критичну напругу і таким чином сприяє збереженню і забезпеченню стійкості синхронного двигуна.

Критерій стійкості синхронного двигуна

Критерієм стійкості синхронного двигуна, як випливає з приведених залежностей (*формула 10.24*), є позитивне значення швидкості зміни потужності двигуна за значенням кута розбіжності фаз напруги і електрорушійної сили двигуна.

Стійкість режиму вузла навантаження

Критерії стійкості

З попереднього слідує: критеріями стійкості асинхронного і синхронного двигунів є представлені залежності (*формула 10.27*). Вони можуть бути застосовані для вузлів навантаження, що складаються з асинхронних або синхронних двигунів. Судити про стійкість промислових вузлів навантаження, що містять два види двигунів (як і інші види споживачів), за цими критеріями практично неможливо. Тому розроблено критерії стійкості комплексного навантаження, що використовує статичні характеристики навантаження (*вираз 10.28*), графічну ілюстрацію яких приведено на рис. 10.3.

$$\frac{dP}{ds} > 0; \quad \frac{dP}{d\delta} > 0; \quad (10.27)$$

$$P_H = f(U); \quad Q_H = f(U); \quad (10.28)$$

Одним з таких критеріїв, що вимагають найменших витрат часу для дослідження стійкості комплексного промислового вузла навантаження і отримали найбільше поширення, є критерій, представлений *залежністю 10.29*. Це швидкість зміни електрорушійної сили джерела живлення по напрузі на вузлі навантаження.

$$\frac{dE}{dU} > 0. \quad (10.29)$$

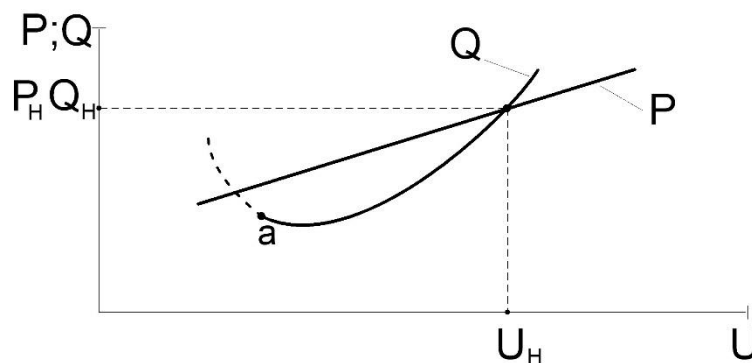


Рис. 10.3. Статичні характеристики комплексного навантаження

Статичні характеристики навантаження

Із статичних характеристик навантаження виходить, що активна потужність змінюється лінійно в малих межах при змінах напруги, а реактивна потужність змінюється нелінійно. Реактивна потужність на початку зменшується, а потім зростає, що обумовлено збільшенням ковзання асинхронних двигунів.

Оцінка стійкості режиму

У точці a на характеристиці реактивної потужності вузла навантаження маємо залежність реактивної потужності, як це представлено *виразом 10.30*. Це відповідає моменту перекидання асинхронних двигунів, якщо живлення вузла навантаження походить безпосередньо від шин незмінної напруги.

$$\frac{dQ}{dE_e} = \infty. \quad (10.30)$$

Гілка характеристики реактивної потужності (показана пунктиром) відповідає режимам роботи асинхронного двигуна на нестійкій частині їх характеристики – це залежність потужності двигуна функції ковзання. Звідси слідує зв'язок, що у співвідношенні реактивної потужності та напруги виражається *залежністю 10.30*. Тому швидкість зміни реактивної потужності навантаження по напрузі, що дорівнює нескінченності, є другою **ознакою нестійкості навантаження**, яке містять **асинхронні** двигуни.

Якщо вузол навантаження відокремлений від шин незмінної напруги певним опором, то вторинною ознакою порушення стійкості буде **швидкість зміни реактивної потужності по еквівалентній** електрорушійній силі джерела (*вираз 10.30*). На цьому засновано вказаний практичний критерій **стійкості вузла навантаження**.

Існує аналітичний зв'язок між напругою двигуна і електрорушійною силою джерела живлення (*формула 10.31*). Ми виконуємо процедуру перетворень (*залежність 10.32*) з необхідною довідкою. Оцінюємо швидкість зміни напруги двигуна за значенням еквівалентної електрорушійної сили джерела живлення (*вираз 10.33*) і отримуємо зв'язок між параметрами, що характеризують поведінку вузла навантаження при зміні цих параметрів.

$$U \approx E_e - \frac{Qx_e}{E_e}; \quad (10.31)$$

$$\left| \frac{u}{v} \right| = \frac{u'v - uv'}{v^2}; \quad (10.32)$$

$$\frac{dU}{dE_e} = \frac{dE_e}{dE_e} - \frac{d\left(\frac{Qx_e}{E_e}\right)}{dE_e} = 1 - \left(\frac{dQ}{dE_e} \cdot \frac{x_e}{E_e} - \frac{Qx_e}{E_e^2} \right) = 1 - \frac{\frac{dQ}{dE_e} \cdot E_e x_e - Qx_e}{E_e^2} \quad (10.33)$$

$$\text{За умови } \frac{dQ}{dE_e} = \infty \text{ маємо } \frac{dU}{dE_{\ominus}} = -\infty \text{ або } \frac{dE_e}{dU} = 0 \quad (10.34)$$

Якщо швидкість змінення реактивної потужності по електрорушійній силі сягатиме нескінченності, ми отримаємо швидкість змінення напруги по еквівалентній електрорушійній силі зі знаком «мінус нескінченність» або швидкість зміни еквівалентної електрорушійної сили джерела живлення по напрузі, що дорівнює нулю. Рівність нулю похідної відповідає моменту перекидання асинхронних двигунів.

При дослідженні стійкості по практичному критерію (швидкість електрорушійної сили по напрузі більше нуля), задаючись різними значеннями напруги у навантаженні (номінальна напруга або менша за номінальну), визначають за статичними характеристиками навантаження відповідні значення активної і реактивної потужностей і розраховують відповідні значення електрорушійної сили живлячої системи. Це ілюструє рис. 10.4 **залежності** електрорушійної сили джерела живлення від напруги двигуна. Мінімум цієї характеристики дозволяє визначити значення критичної **електрорушійної** сили джерела живлення системи і напруги навантаження, при якій порушується стійкість асинхронних двигунів. Асинхронні двигуни у вузлі навантаження переважають.

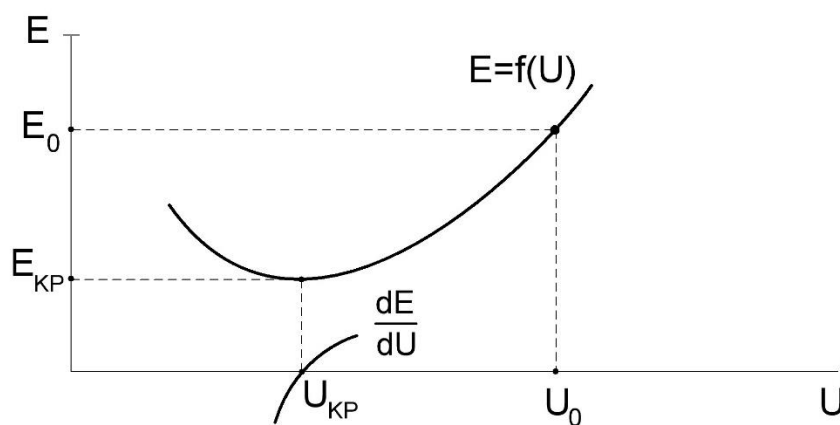


Рис. 10.4. Залежність ЕРС джерела живлення від напруги двигуна

Залежно від значення зовнішнього опору критична напруга може бути як ліворуч, так і праворуч від точки мінімуму. Критична напруга зростає зі збільшенням зовнішнього опору, що зв'язує вузол навантаження з джерелом живлення. Тому зростає вірогідність порушення стійкості **двигунів**.

Запас статичної стійкості

Запас стійкості генераторної станції визначається коефіцієнтом, що оцінюється співвідношенням параметрів, представлених **залежністю 10.35**.

$$K_{Г.С} = \frac{P_{\max} - P_0}{P_0} \cdot 100\%; \quad K_{V.H} = \frac{U_{CO} - U_{СКР}}{U_{CO}} \cdot 100\%. \quad (10.35)$$

Тут потужність початкового режиму P_0 та максимальна потужність P_{max} генеруючої станції. Запас стійкості характеризує допустиме за умовами стійкості збільшення межі передаваної потужності. Для електропередачі від станції в систему запас стійкості можна вважати достатнім, якщо в нормальному режимі він досягає 15 %, а в післяаварійному режимі складає 5 %.

Запас стійкості вузла навантаження визначається коефіцієнтом, що оцінюється співвідношенням відповідної напруги в *залежності 10.35*. Значення параметрів, що входять до рівняння, добре вам відомі. Запас стійкості вузлів навантаження характеризує допустиму міру зниження напруги у вузлі навантаження. Його можна вважати достатнім, якщо в нормальному режимі коефіцієнт запасу стійкості не менше, ніж 20 %. У післяаварійному режимі запас стійкості знаходиться на рівні 10 %.

Тестові питання по темі 10

1. Що означає порушення стійкості асинхронного двигуна? Як оцінити цей режим?
2. Як описується рівняння агрегату, що включає асинхронний двигун? Які параметри визначають це рівняння?
3. Що є потужністю двигуна, виходячи зі спрощеної схеми його заміщення? Які параметри описують цю залежність?
4. Що таке критерій стійкості асинхронного двигуна? Як забезпечити необхідну стійкість асинхронного двигуна?
5. Фізичний сенс критичної напруги асинхронного двигуна.
6. Умови порушення стійкості асинхронного двигуна.
7. Що є характеристикою потужності синхронного двигуна?
8. Від чого залежить критична напруга синхронного двигуна?
9. Які параметри впливають на стійкість синхронного двигуна?
10. Як оцінюється практичний критерій стійкості для вузла навантаження?
11. За яких умов цей критерій стійкості визначається?
12. Як підвищити стійкість комплексного вузла навантаження?
13. Що виражає собою запас статичної стійкості для генераторних станцій? Якими параметрами він оцінюється?
14. Що є запас стійкості вузлів навантаження? Якими параметрами він оцінюється?
15. Як розрахувати запас статичної стійкості генераторних станцій та вузлів навантаження?

ГЛОСАРІЙ

Слабкі збурення

Потужність двигуна при незмінній нарузі

Критерій стійкості асинхронного двигуна

Критичне ковзання асинхронного двигуна

Критична напруга

Критична напруга синхронного двигуна

Процеси компенсації, перевантаження двигуна
Максимальне значення потужності
Критерій стійкості синхронного двигуна
Запас стійкості генераторної станції
Запас стійкості вузлів навантаження

ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ

1. **Слабкі збурення** режиму системи електропостачання можуть бути ініційовані живлячою електричною системою у вигляді зміни напруги і частоти.
2. **Потужність двигуна при незмінній напрузі**, що підводиться до нього, є функцією лише ковзання.
3. **Критерій стійкості асинхронного двигуна** – це швидкість зміни потужності двигуна по ковзанню, що більше нуля.
4. **Критичне ковзання асинхронного двигуна** – це ковзання, що відповідає максимуму цієї характеристики.
5. **Критична напруга** – це напруга, при якій перекидаючий момент двигуна дорівнює навантаженню двигуна. Значення критичної напруги визначає міру стійкості двигуна. Чим вище значення критичної напруги, тим менш стійкий двигун.
6. **Критична напруга синхронного двигуна** залежить від завантаження двигуна, зовнішнього опору, електрорушійної сили двигуна. Чим вище завантаження двигуна і більша його віддаленість від джерела живлення, тим вища критична напруга і менш стійкий двигун. Збільшення електрорушійної сили двигуна сприяє зниженню його критичної напруги, позитивно впливає на збереження стійкості синхронного двигуна.
7. **Процеси компенсації, перевантаження двигуна** або віддаленість двигуна від живлячої системи. необхідно оцінювати раціонально й економічно.
8. **Максимальне значення потужності синхронного двигуна** настає, коли кут δ сягає 90 градусів.
9. **Критерій стійкості синхронного двигуна** – позитивне значення швидкості зміни потужності двигуна за значенням кута розбіжності фаз напруги і електрорушійної сили двигуна. Критерій стійкості вузла навантаження оцінюється швидкістю зміни електрорушійної сили джерела живлення по напрузі.
10. **Запас стійкості генераторної станції** характеризує допустиме за умовами стійкості збільшення межі передаваної потужності.
11. **Запас стійкості вузлів навантаження** характеризує допустиму міру зниження напруги у вузлі навантаження.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. *Андерсон П., Фуад А.* Управление энергосистемами и устойчивость.— М.: Энергия, 1980.—568 с.
2. *Бернас С., Цяк З.* Математические модели элементов электроэнергетических систем.— М. : Энергоиздат, 1982.—313 с.
3. *Буслова Н. В.* и др. Электрические системы и сети.— К. : Вища шк. Головное изд-во, 1986.—584 с.
4. *Важнов А. И.* Переходные процессы в машинах переменного тока.— Л. : Энергия, 1980.—256 с.
5. *Веников В. А.* Переходные электромеханические процессы в электрических системах.—М.: Высш. шк., 1985.—536 с.
6. *Гамазин С.И., Садыкбеев Т.А.* Переходные процессы в системах электроснабжения с электродвигательной нагрузкой.-Алма-Ата: "Гылым", 1991.- 301 с.
7. *Гамазин С.И., Семический П.И.* Переходные процессы в системах промышленного электроснабжения с электродвигательной нагрузкой.- М.: МЭИ, 1985.- 91 с.
8. *Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А.* Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. - М.: Энергоатомиздат, 1990.- 392 с.
9. *Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Хачатарян Э.А.* Устойчивость нагрузки электрических систем. М.: Энергоиздат, 1981.- 208 с.
10. *Жданов П. С.* Вопросы устойчивости электрических систем.— М. : Энергия, 1979.—456 с.
11. *Маркович И. М.* Режимы энергетических систем.—М.:Госэнергоиздат, 1969.—350 с.
12. *Регулирование* напряжения в электроэнергетических системах / В. А. Веников, В. И. Идельчик, М. С, Лысеев.— М. ; Энергоатомиздат, 1985.— 316 с.
13. *Рюденберг Р.* Эксплуатационные режимы электроэнергетических систем и установок.— Л. : Энергия, 1981.— 578 с.
14. *Справочник* по проектированию электроснабжения / Под ред. В. И. Круповича и др.— М. : Энергия, 1980.— 456 с.
15. *Сыромятников И. А.* Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей / Под ред. Л. Г. Мамиконянца.— М. : Энергоатомиздат, 1985.— 216 с.
16. *Электронергетические* системы в примерах и иллюстрациях / Под ред. В. А. Веникова.— М. : Энергоатомиздат, 1983.— 456 с.
17. *Electromagnetic compatibility in electric power systems: textbook for institutions of higher education from Ukrainian by S.I. Kostritska and I.O. Tokar / I.V. Zhezhelienko, A.K. Shidlovskiy, G.G. Pivnyak, Yu. L. Saenko, editorship of the English version and terminology by Professor O.B. Ivanov. – 2 nd edition. – D.: National Mining University. – 2013. – 239 p.*

Укладачі:
Півняк Геннадій Григорович
Папаїка Юрій Анатолійович

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
з дисципліни "Перехідні процеси в системах електропостачання"

для студентів спеціальності
141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Частина 2
ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ

Видано в редакції укладачів

Підписано до друку 29.09.2020. Формат 30 x 42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 6,5.
Обл.-вид. арк 6,5. Тираж 50 пр. Зам. №

НТУ «Дніпровська політехніка»
49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19.